

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



NEP kompakt

Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit
Ausblick 2045, Version 2025, zweiter Entwurf

Impressum

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Stefan Kapferer (Vorsitz),
Dr. Dirk Biermann,
Sylvia Borchering,
Christine Janssen

Handelsregister:
Amtsgericht Charlottenburg,
HRB 84446
Umsatzsteuer-ID:
DE 813473551

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

www.amprion.net

Geschäftsführung:
Dr. Christoph Müller (Vorsitz),
Katrin Hilmer,
Dr. Hendrik Neumann,
Peter Rüh

Handelsregister:
Amtsgericht Dortmund,
HRB 15940
Umsatzsteuer-ID:
DE 813761356

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

Geschäftsführung:
Tim Meyerjürgens (Vorsitz),
Dr. Markus Binder,
Kathrin Günther,
Ina Kamps

Handelsregister:
Amtsgericht Bayreuth,
HRB 4923
Umsatzsteuer-ID:
DE 815073514

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart

www.transnetbw.de

Geschäftsführung:
Dr. Werner Götz (Vorsitz),
Michael Jesberger,
Dr. Oliver Strangfeld

Handelsregister:
Registergericht Stuttgart,
HRB 740510
Umsatzsteuer-ID:
DE 191008872

Redaktion

Kerstin Eva Bartos (50Hertz Transmission GmbH),
Lucian Grümer (Amprion GmbH),
Anjuli Walter (TenneT TSO GmbH),
Kathrin Egger (TransnetBW GmbH)

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

Gestaltung

CBE DIGIDEN AG
www.cbe-digiden.de

Stand

13. März 2026

Alle Grafiken, Tabellen und Texte aus dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 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 2037/2045 (2025), zweiter Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0
Bei Bearbeitungen: Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), 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.

Zusammenfassung NEP 2037/2045 (2025)

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT Germany und TransnetBW mit Regelzonenverantwortung planen, bauen und betreiben Stromnetze auf der Höchstspannungsebene sowie die dafür erforderliche Infrastruktur. Dazu gehören neben Stromleitungen an Land und auf dem Meeresgrund auch Umspannwerke, Schaltanlagen sowie innovative Anlagentypen, die bei einem weiteren Ausbau volatiler Erzeugung durch Windkraft und Photovoltaik erforderlich sind. Der Netzentwicklungsplan Strom ist das zentrale Planungsinstrument, um den zukünftigen Transportbedarf zu bewerten und die geeigneten Infrastrukturmaßnahmen zur Erfüllung dieser Anforderungen vorzuschlagen.

Erstmals haben die ÜNB im NEP 2037/2045 (2023) das Zieljahr 2045 für das Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland in den Fokus gerückt. Dabei wurden die Anforderungen an ein sogenanntes Klimaneutralitätsnetz anhand von drei Szenarien für die jeweiligen Zielhorizonte 2037 und 2045 dargestellt und mit konkreten Maßnahmen unterlegt. Die ÜNB haben sich im Rahmen der Szenarientwicklung intensiv mit den Betreibern der Gasnetzinfrastruktur ausgetauscht und darüber hinaus umfassende Daten zum zukünftigen Energiebedarf potenzieller Großverbraucher erhoben. Der nun vorliegende zweite Entwurf zum NEP 2037/2045 (2025) baut auf dieser Betrachtung auf. Er basiert auf dem von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen und berücksichtigt vor dem Hintergrund der wirtschaftlichen, technischen und nicht zuletzt (geo) politischen Entwicklungen den Netzausbaubedarf für die kommenden Jahre und Jahrzehnte. Dieser wurde neu berechnet, analysiert und bewertet.

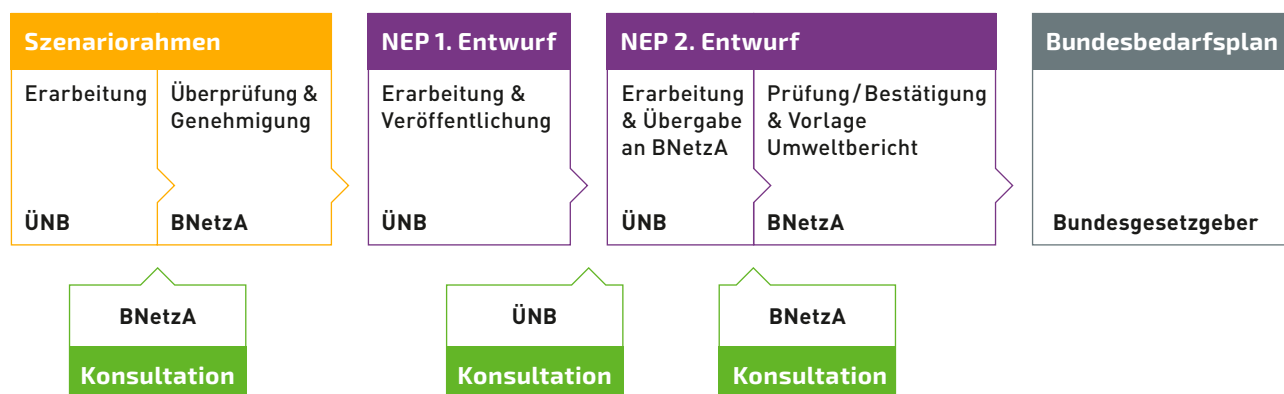
Der erste Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) wurde am 10.12.2025 veröffentlicht und bis zum 14.01.2026 öffentlich konsultiert. In diesem Zeitraum konnten Interessierte gemäß § 12b Abs. 3 Satz 1 EnWG Stellungnahmen einreichen und damit wertvolle Hinweise für die Erstellung des zweiten Entwurfs geben.

Annahmen zu Stromverbrauch und Ausbau erneuerbarer Energien nach unten korrigiert

In diesem NEP werden drei Szenariopfade untersucht, mit denen Klimaneutralität bis 2045 erreichbar ist. Dabei werden jeweils die Szenarien A, B und C für das Zieljahr 2037 und 2045 betrachtet. Der vorliegende zweite Entwurf enthält die Szenarien A, B und C für beide Jahre. Die Spannbreite der Szenarien wurde im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) deutlich erweitert. Diese Veränderung wurde unter anderem vorgenommen, weil die reale Entwicklung beim aktuellen Stromverbrauch von zurückliegenden Prognosen deutlich abweicht und sich daraus langfristige Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf und die Gesamtstruktur der Stromversorgung ergeben können. Dies betrifft die Entwicklungen des industriellen Stromverbrauchs, den hinter den politischen Zielen und Erwartungen zurückbleibenden Hochlauf der Elektromobilität sowie die Elektrifizierung der Wärmeversorgung durch Wärmepumpen.

Erstmals werden die ÜNB ein zusätzliches Szenario für das Jahr 2037 ausweisen, das Szenario A 2037+. Es wird nach dem zweiten Entwurf des NEP als Sonderveröffentlichung voraussichtlich im April 2026 kommuniziert.

Abbildung 1: Der Prozess vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplan



Das ergänzende Szenario berücksichtigt eine um 14 GW höhere installierte Leistung im Bereich Onshore-Wind im Vergleich zum Szenario A 2037. Insgesamt berechnet der NEP 2037/2045 (2025) somit in sieben unterschiedlichen Szenarien die notwendigen Netzentwicklungen. Zur Erhöhung der Planungssicherheit befindet sich darüber hinaus ein Trendszenario 2032 im zweiten Entwurf.

Es dient unter anderem der Ermittlung des mittelfristigen Bedarfs an Blindleistungskompensationsanlagen zur Spannungshaltung und bildet die Grundlage für den Systemstabilitätsbericht 2027.

Tabelle 1: Übersicht der Szenariokennzahlen

Installierte Leistung in GW							
Energieträger	Referenz 2024	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Thermische Kraftwerke	75,8	48,2	64,2	64,2	62,5	83,5	83,5
Pumpspeicher	9,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Summe konventionelle Erzeugung	85,7	60,2	76,2	76,2	74,5	95,5	95,5
Onshore-Wind	63,5	126,6*	158,2	158,2	143,5	160,0	176,0
Offshore-Wind	9,2	50,0	56,0	56,0	60,0	70,0	70,0
Photovoltaik	99,8	270,0	345,4	379,9	315,0	400,0	440,0
Biomasse	9,1	5,0	5,0	5,0	3,0	3,0	3,0
Wasserkraft	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
sonstige regenerative Erzeugung	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative Erzeugung	187,1	457,2	570,2	604,7	527,1	638,6	694,6
Summe Erzeugung	272,8	517,4	646,4	680,9	601,6	734,1	790,1
Stromverbrauch in TWh							
Nettostromverbrauch	464,4	774,8	956,7	994,2	868,7	1.101,8	1.195,1
Treiber Sektorenkopplung							
Elektromobilität in Anzahl in Mio.	2,4	27,8	33,6	37,8	36,8	44,5	44,9
Power-to-Heat in GW	0,8	9,5	25,3	22,2	16,4	26,1	23,3
Wärmepumpen in Anzahl in Mio.	2,0	7,7	8,7	9,5	11,3	13,3	14,0
Elektrolyse in GW	0,2	20,0	42,0	42,0	31,6	58,5	70,0
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten in GW							
Kleinbatteriespeicher	9,9	46,7	59,5	65,3	59,7	73,7	80,9
Großbatteriespeicher	1,7	41,1	67,6	94,1	41,1	67,6	94,1
DSM (Industrie und GHD)	1,4	4,6	7,7	8,7	8,4	12,9	14,5

* Die BNetzA hat für dieses Szenario zusätzlich eine Onshore-Windenergieleistung von 140,5 GW genehmigt. Die Analysen hierzu werden Ende April 2026 veröffentlicht.

Quelle: Bundesnetzagentur

Die drei aktuell gewählten Szenariopfade unterscheiden sich vor allem im Grad der Elektrifizierung, dem damit verbundenen Stromverbrauch, der Rolle von Wasserstoff sowie dem Ausbau erneuerbarer Energien. Szenario A beschreibt eine geringe Elektrifizierung, einen hohen Wasserstoffimport und verzögerte Ausbaupfade für erneuerbare Energien. Szenario B folgt den gesetzlichen Ausbaupfaden für erneuerbare Energien und orientiert sich dabei eng an der Systementwicklungsstrategie. Szenario C hingegen stellt einen hohen Stromverbrauch sowie umfangreiche Kapazitäten zur Stromerzeugung als Grundlage dar.

Durch die erwartete Zunahme der Elektrifizierung steigt der Bruttostromverbrauch (2024: 518 TWh/Jahr)¹ im Zieljahr 2037 auf 866 bis 1.087 TWh/Jahr und im Zieljahr 2045 auf 989 bis 1.294 TWh/Jahr. Im Vergleich zum NEP 2037/2045 aus dem Jahr 2023 zeigen alle Szenarien eine nach unten korrigierte Prognose. Diese Korrektur ist insbesondere in den A-Szenarien stark ausgeprägt und beträgt etwa 50 TWh/Jahr im Jahr 2037 sowie rund 120 TWh/Jahr im Jahr 2045.

Um den steigenden Strombedarf zu decken, wird die installierte Leistung von Anlagen zur solaren Stromerzeugung und zur Stromerzeugung aus Windkraftanlagen deutlich ausgebaut. Im Vergleich zum heutigen Ausbaustand wird eine Verdreifachung bis Vervierfachung der installierten Leistung erwartet (s. Tabelle 2). Demgegenüber sind an der Erzeugungsleistung von Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken nur wenig Veränderung zu erwarten. Bei Biomasseanlagen wird mit einem Rückgang der Erzeugungsleistung gerechnet. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch wird in beiden Zieljahren auf über 90 % ansteigen. Deutschland bleibt in allen Szenarien Nettostromimporteur mit steigenden Nettoimporten, unterstützt durch wachsende Nachfrage, hohe Kosten der Stromerzeugung aus Wasserstoffkraftwerken und zunehmende Offshore-Windeinspeisung im europäischen Ausland.

¹ Siehe: „Die Energieversorgung 2024 – Jahresbericht (aktualisierte Fassung)“.

Abbildung 2: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenariopfade

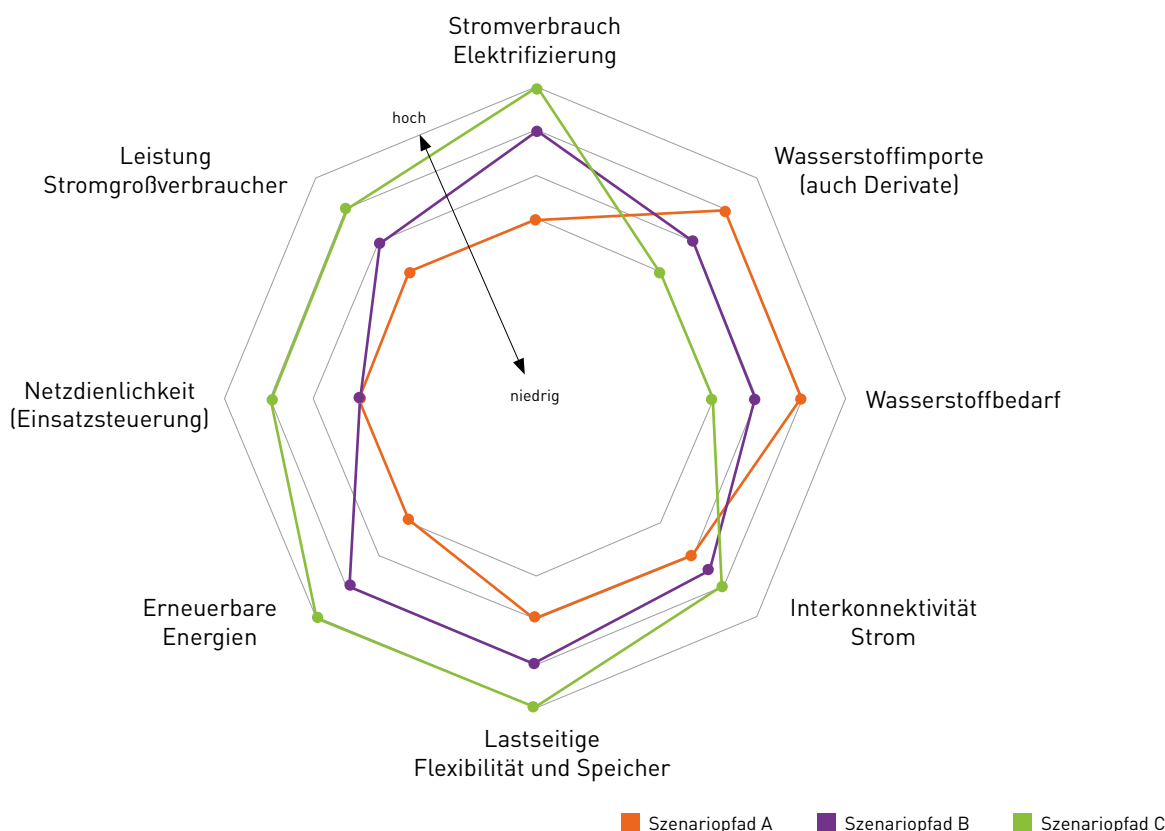


Tabelle 2: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Vergleich

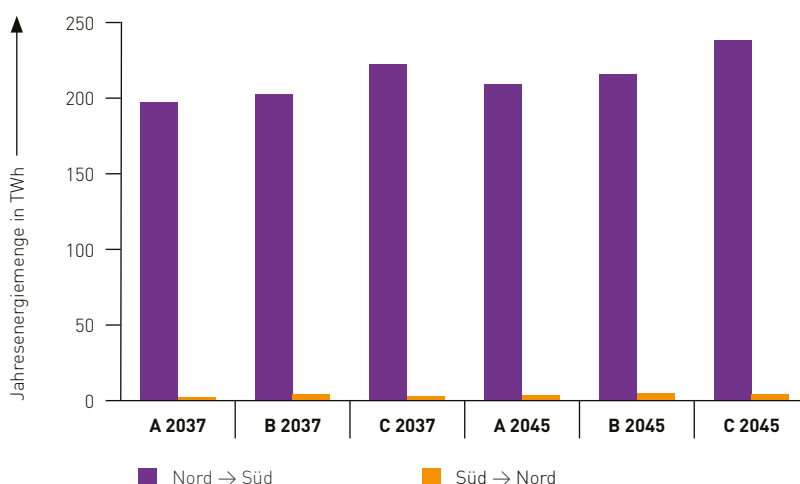
Installierte Leistung in GW	Bestand (Referenzjahr 2024)	Zieljahr 2037 (NEP 2037/2045 (2023))	Zieljahr 2037 (NEP 2037/2045 (2025))	Zieljahr 2045 (NEP 2037/2045 (2023))	Zieljahr 2045 (NEP 2037/2045 (2025))
Photovoltaik	99,3	345,4	270,0–379,9	400,0–445,0	315,0–440,0
Offshore-Windenergie	9,2	50,5–58,5	50,0–54,7	70,0	59,2–70,2
Onshore-Windenergie	63,5	158,2–161,6	126,4–158,0	160,0–180,0	143,3–175,8
Gesamt	172,0	563,1–574,5	446,4–592,6	630,0–695,0	517,5–686,0

Quelle: BDEW, Übertragungsnetzbetreiber

Zur Bestimmung der zukünftigen regionalen Verteilung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien werden aktuelle Planungsdaten sowie Kenntnisse zu Potenzialflächen verwendet. Im Bereich der Onshore-Windenergie wird auch in Zukunft ein Großteil der Erzeugungsleistung im Norden Deutschlands angesiedelt sein, wobei auch in den südlichen Regionen ein starker Ausbau erwartet wird. Bei der Photovoltaik zeichnet sich eine regionale Zweiteilung ab: Während in West- und Süddeutschland sowie in Ballungsräumen vor allem die Aufdach-Photovoltaik verstärkt ausgebaut wird, dominieren im Norden, in den östlichen Bundesländern sowie in Bayern Freiflächenanlagen. Insbesondere die hohe Einspeisung von Windenergie sowohl Onshore als auch Offshore im Norden Deutschlands bestimmt weiterhin den innerdeutschen Transportbedarf mit vorherrschenden Lastflüssen in Nord-Süd-Richtung und nur geringen Jahresenergiemengen, die in Süd-Nord-Richtung fließen.

Hohe Kapazitäten bei thermischen Kraftwerken – aber geringe Einspeisung

Bei den regelbaren Kraftwerkskapazitäten wird Wasserstoff als Energieträger eine zentrale Rolle auf dem Weg zur Klimaneutralität einnehmen. In sämtlichen Szenarien sind Wasserstoffkraftwerke für die Abdeckung von Spitzenlasten vorgesehen. Im Szenario A 2037, das den niedrigsten Stromverbrauch unterstellt, wird der Kraftwerks-park überwiegend mit Wasserstoff betrieben und durch fossile Gaskraftwerke mit CO₂-Abscheidung durch Carbon Capture and Storage (CCS) ergänzt. Für die inländische Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse wird in diesem Szenario eine Produktion von 36,7 TWh angenommen bei einem Bedarf von 53,5 TWh für die Stromerzeugung in Kraftwerken. In allen Szenarien wird der Wasserstoffbedarf überwiegend durch Importe statt durch inländische Produktion gedeckt, im stromintensiven Szenario C ist der inländische Anteil höher. Bis zum Jahr 2045 ist ein starker Hochlauf sowohl der inländischen Erzeugung als auch des Wasserstoffbedarfs für die Stromerzeugung zu erwarten. Wasserstoff wird in erheblichem Umfang zur Dekarbonisierung der Industrie und des Wärmesektors benötigt.

Abbildung 3: Jahresenergiemenge der innerdeutschen Transportaufgabe


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für den konventionellen thermischen Kraftwerkspark wird eine Leistung von 58,8 bis 73,9 GW (2037) und 74,6 bis 95,4 GW (2045) angenommen. Im Zieljahr 2037 sind davon noch Gaskraftwerke mit fossilem Erdgas als Brennstoff zwischen 13,9 und 15,2 GW installierter Leistung enthalten. Allerdings decken diese Kraftwerke weniger als 5 % des Jahresstromverbrauchs, da sie lediglich als Spitzenlastkraftwerke fungieren, um Erzeugungslücken auszufüllen.

Europäische Integration führt zu erhöhtem Transportaufkommen

Aufgrund seiner zentralen Lage in Europa und der damit verbundenen Handelsströme mit benachbarten Stromgebietszonen ist Deutschland eng in den europäischen Strombinnenmarkt eingebunden. Um diese Beziehungen abzubilden und in die deutsche Netzplanung zu integrieren, orientiert sich dieser NEP maßgeblich an dem im Januar 2025 veröffentlichten Endbericht zum europäischen Netzentwicklungsplan „TYNDP 2024 Scenarios Report“, der von den europäischen Strom- und Gasnetzbetreibern gemeinsam erstellt wurde.

Ein von der BNetzA genehmigtes Szenario aus diesem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) wird gemäß § 12b Abs. 1 S. 6 EnWG zur Abbildung des europäischen Auslands in die Analysen des deutschen NEP integriert. Dadurch wird eine enge Verzahnung nationaler und europäischer Planungsprozesse sichergestellt. Für den vorliegenden NEP hat die BNetzA das Szenario „National Trends+“ als Auslandsszenario bestätigt. Dieses Szenario berücksichtigt die nationalen Energieplanungen der europäischen Staaten und erfüllt gleichzeitig die europäischen Klimaschutzziele.

Zur Abbildung der Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten werden Daten aus dem European Resource Adequacy Assessment 2024 zugrunde gelegt. Die Nettoimporte für Strom aus dem Ausland liegen in den Szenarien A und B zwischen 25 und 73 TWh und decken damit rund 3 bis 7 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland ab. Mit 91 TWh fällt der Nettoimport in Szenario C 2045 am höchsten aus. Dabei werden Dänemark, Großbritannien, Niederlande, Estland, Norwegen und Frankreich zu den wichtigsten Bezugsländern.

Analysiert und vorgestellt werden in diesem NEP-Entwurf Interkonnektor-Projekte von und nach Deutschland, die in einem Szenario des TYNDP 2024 zur Integration des europäischen Energiemarktes und zur Erreichung der Klimaziele beitragen. Einige dieser Interkonnektoren sind als sogenannte hybride Interkonnektoren unter

Einschluss von Offshore-Windparks im Rahmen der Offshore TSO Collaboration (OTC) für die nördlichen europäischen Meere (Nordsee, Irische See, Keltische See) und der Baltic Offshore Grid Initiative (BOGI) für die Ostseeregion identifiziert. Die Integration dieser Interkonnektoren führt zu erheblich höheren Transportanforderungen an das deutsche Übertragungsnetz im Vergleich zum vorherigen NEP.

Bei der Berücksichtigung dieser Interkonnektoren wurde daher auf eine konsistente Abstimmung mit dem TYNDP 2024 sowie den aktuellen Projektentwicklungen geachtet, sodass nur vier Interkonnektor-Projekte im TOOT-Verfahren bewertet wurden, die im Szenariorahmen genehmigt worden sind.

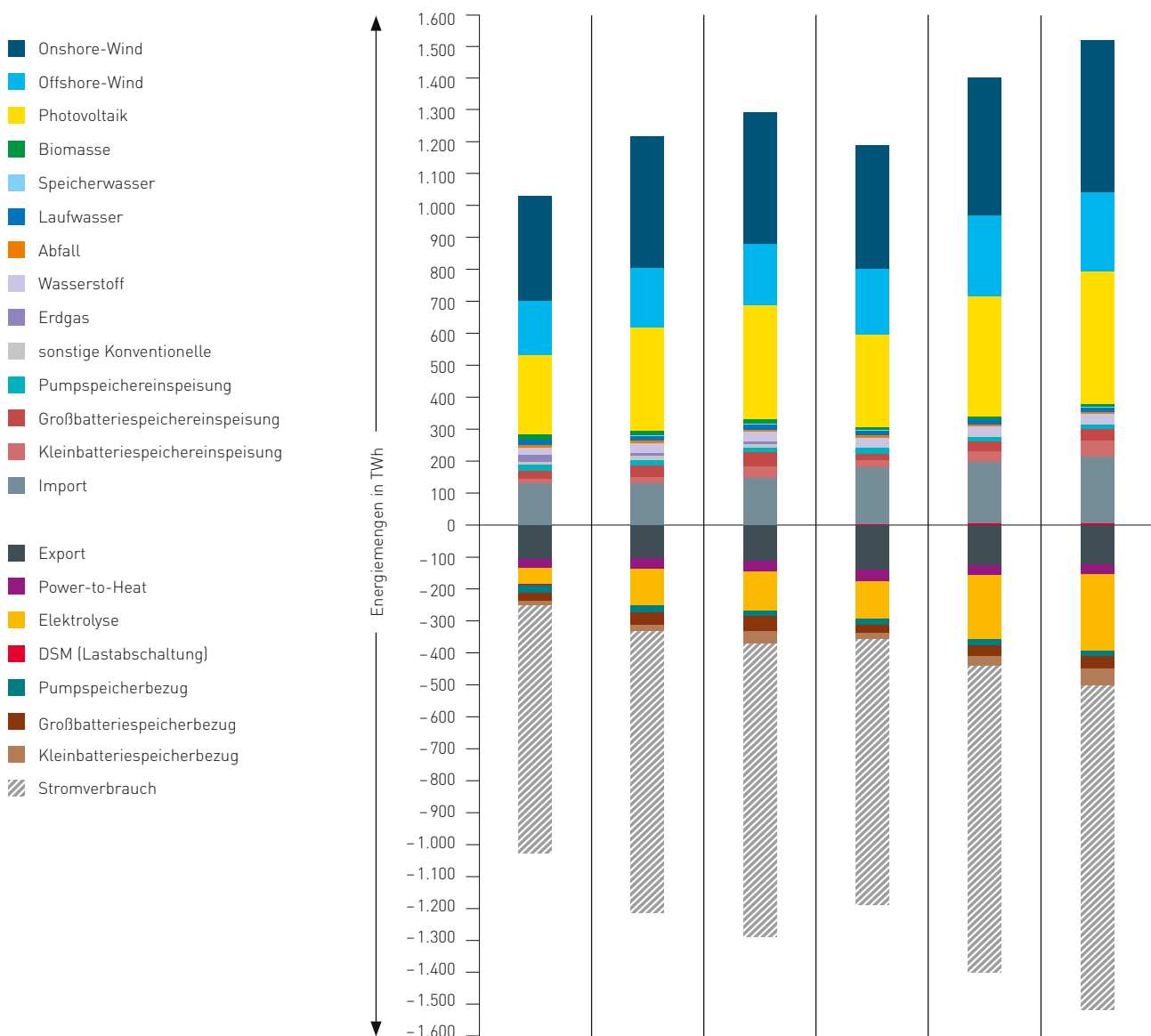
Zunehmende Bedeutung von Großbatteriespeichern

Die sehr hohe Anzahl von Netzanschlussanträgen für Großbatteriespeicher sowie die zunehmende Rolle von Speichern generell im Energiesystem spiegelt sich auch im vorliegenden Entwurf des NEP wider. Dabei werden alle Batteriespeicherprojekte mit erteilter Netzanschlusszusage, die sich in einem fortgeschrittenen Projektstadium befinden, vollständig berücksichtigt. Projekte, die sich noch in der Planungsphase befinden, werden je nach Szenario nur anteilig mit 25 bis 50 % ihrer Leistung einbezogen. Auf dieser Grundlage und basierend auf dem genehmigten Szenariorahmen ergibt sich für den Zeitraum zwischen 2037 und 2045 eine Gesamtleistung der Großbatteriespeicher von 41 bis 94 GW, was eine deutliche Steigerung gegenüber den Annahmen des NEP 2037/2045 (2023) darstellt. Im vorliegenden NEP zeigt sich, anders als im vorherigen, kein weiterer signifikanter Zuwachs der Flexibilität bis 2045. Die Berechnung erfolgt gemäß genehmigtem Szenariorahmen. Darüber hinaus wird auch die Bedeutung von Kleinbatteriespeichern sowie flexiblen Verbrauchern erheblich zunehmen. Insbesondere wird der Betrieb dieser Speicher maßgeblich durch das tägliche Erzeugungsmuster von Photovoltaikanlagen geprägt sein.

Komplexe Anforderungen an das Stromübertragungsnetz

Mit den zusätzlichen Anlagen zur Erzeugung, Speicherung und Flexibilisierung von Stromerzeugung und -verbräuchen steigen auch die Anforderungen an das Übertragungsnetz und dessen Ausbau. Vor diesem Hintergrund ist es erforderlich, aus einer Vielzahl möglicher Ausbauoptionen solche Pfade zu identifizieren, die sowohl minimale Investitionskosten für die Netzinfrastruktur als auch möglichst geringe Engpassmanagementkosten verursachen.



Abbildung 4: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Import/Export im Vergleich


Typ	in TWh	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Erzeugung	Onshore-Wind	325,8	410,0	411,1	384,4	431,0	473,4
	Offshore-Wind	168,8	186,7	191,9	208,6	252,9	247,5
	Photovoltaik	249,6	321,8	356,2	287,3	373,2	414,8
	Biomasse	15,0	15,0	15,0	9,0	9,0	9,0
	Speicherwasser	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
	Laufwasser	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1	16,1
	Abfall	8,3	7,1	6,9	6,1	5,8	5,7
	Wasserstoff	22,0	29,6	27,9	31,3	32,6	32,1
	Erdgas	23,9	10,8	10,0	0,0	0,0	0,0
	sonstige Konventionelle	6,3	11,2	10,1	0,5	0,5	0,5
	Pumpspeichereinspeisung	20,9	18,0	15,4	18,5	15,8	13,2
	Großbatteriespeichereinspeisung	24,4	35,6	43,2	21,7	30,5	35,8
	Kleinbatteriespeichereinspeisung	13,4	20,0	36,6	20,1	30,9	50,4
	Import	131,8	131,2	148,9	182,5	199,0	214,8
Verbrauch	Export	107,1	103,8	112,7	141,0	126,3	123,8
	Power-to-Heat	27,2	33,8	32,5	35,6	31,2	30,8
	Elektrolyse	52,4	114,4	123,8	115,7	201,2	241,0
	DSM (Lastabschaltung)	-0,1	-0,1	-0,1	-2,3	-2,9	-3,2
	Pumpspeicherbezug	24,6	20,6	17,2	21,4	17,7	14,4
	Großbatteriespeicherbezug	26,5	38,7	47,0	23,6	33,2	38,9
	Kleinbatteriespeicherbezug	14,5	21,7	39,8	21,8	33,5	54,8
	Stromverbrauch*	776,1	882,1	918,2	831,2	959,1	1.014,8

* Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs durch Elektrolyse- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie DSM.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Dabei werden inflations- und marktbedingte Kostensteigerungen auf einem Produkt- und Dienstleistungsmarkt, der in Teilen von Lieferengpässen geprägt ist, berücksichtigt. Für die Netzanalysen in diesem NEP wurde erneut eine wissenschaftlich fundierte, heuristische Methodik eingesetzt, die den Vergleich mehrerer tausend Kombinationen von Ausbauoptionen ermöglicht. Diese umfassende Alternativenprüfung der identifizierten Projekte und Maßnahmen hat kein Zielnetz ergeben, das den in diesem NEP in den jeweiligen Szenarien ausgewiesenen Netzen vorzuziehen wäre.

Zur Erfüllung der zukünftigen Aufgaben und im Rahmen der Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem setzen die vier ÜNB ein breites Spektrum bewährter sowie innovativer Lösungen und Technologien ein. Auch in diesem NEP werden zur Netzoptimierung der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB) sowie die Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile berücksichtigt, die bei relativ geringen Kosten eine Erhöhung der Transportkapazität ermöglichen, ohne die Systemstabilität zu gefährden.

Stark differierender Netzausbaubedarf in den Zeithorizonten

Das im vorliegenden NEP erneut als Zielbild fungierende Klimaneutralitätsnetz erfordert einen erheblichen Zuwachs an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen. Durch die Erweiterung der Szenarienspannbreite ergibt sich gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) jedoch eine deutlich größere Vielfalt potenzieller Maßnahmen, die sich aus den jeweiligen Pfaden ableiten lassen.

Zusätzlich zu den im Bundesbedarfsplangesetz bereits verankerten Maßnahmen sieht der vorliegende NEP weiterhin einen erheblichen Bedarf an Netzausbaumaßnahmen vor, um bestehende Netzengpässe zu reduzieren. Um ein optimales Übertragungsnetz zu erreichen, wird in den Szenarien betrachtet, ob der Netzausbau oder die Inkaufnahme von Engpassmanagementkosten volkswirtschaftlich vorteilhafter ist. Aufgrund gestiegener Preise und Marktverknappungen rückt diese Abwägung stärker in den Fokus. Daher wird das Zielnetz reduzierter als im NEP 2037/2045 (2023) ausfallen und nach der Zielnetzentwicklung ein höherer Bedarf an Engpassmanagement verbleiben.

Gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) erhöht sich der Gesamtumfang der Maßnahmen im Startnetz von rund 6.900 auf rund 10.400 km. Dabei entfallen etwa 5.000 km auf AC-Netzverstärkungen und Neubau in neuer Trasse.

Etwa 5.300 km umfassen DC-Maßnahmen inklusive Neubau sowie Interkonnektoren ins benachbarte europäische Ausland. Diese Erhöhung im Startnetz ergibt sich daraus, dass in den vergangenen zwei Jahren für eine Reihe weiterer Vorhaben die Planfeststellungsverfahren durch die zuständigen Landesbehörden beziehungsweise die BNetzA begonnen oder abgeschlossen wurden. Dadurch befinden sich viele Projekte bereits in der Bauvorbereitung oder im Bau. Fertiggestellte Projekte wurden zudem vom Startnetz in das Bestandsnetz überführt.

Dieser Zubau kann die Überlastungen im Höchstspannungsnetz zwar reduzieren, aber nicht im erforderlichen Ausmaß beseitigen, da die Transformation des Stromerzeugungssystems mit dem weiteren Zubau von erneuerbaren Energien deutlich an Dynamik gewonnen hat. Daher werden über das Startnetz hinaus in diesem NEP ebenfalls weitere Maßnahmen identifiziert, die zu einem Klimaneutralitätsnetz 2045 hinführen.

Das Zubaunetz in diesem NEP variiert in Abhängigkeit vom jeweiligen Szenariopfad. Diese Variation ist im Wesentlichen auf den in allen Szenarien deutlich steigenden Ausbau erneuerbarer Energien aufgrund der politischen Energiewende- und Klimaschutzziele zurückzuführen. Im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) führen veränderte Rahmenbedingungen – unter anderem ein später ansteigender Strombedarf, optimierte Offshore-Netzausbauplanung sowie ein Abwägen von Investitionskosten gegenüber Einsparungen im Engpassmanagement – dazu, dass in allen Szenarien ein geringerer Bedarf an inländischen HGÜ-Verbindungen festgestellt wird. Die grundlegend veränderte Ausgestaltung der Szenarien führt dazu, dass sich der AC-Ausbau insbesondere zwischen den betrachteten Zeithorizonten 2037 und 2045 verändert. Dies betrifft nicht nur den Umfang der Maßnahmen, sondern auch die Auswahl der Ausbaumaßnahmen.

Im vorherigen NEP wurde noch ein Transportbedarf für fünf weitere HGÜ (DC40, DC40plus, DC41, DC42 und DC42plus) mit vorherrschenden Lastflüssen in Nord-Süd- und West-Ost-Richtung von der BNetzA bestätigt. Im aktuellen NEP ist dieser Bedarf, unter Berücksichtigung der dafür notwendigen Investitionskosten, jedoch signifikant zurückgegangen. In sämtlichen Szenarien zeigt sich hingegen ein einheitlicher Bedarf an der HGÜ-Verbindung DC42, die Schleswig-Holstein mit Baden-Württemberg auf einer Länge von knapp 700 km verbindet. In allen Szenarien, mit Ausnahme von A 2037, wird diese 2 GW-Verbindung durch eine weitgehend parallel verlaufende weitere 2 GW-Leitung, die DC42plus von Schleswig-Holstein nach Bayern, ergänzt.

Beide HGÜ-Leitungen, die über das Startnetz hinausgehen, sollen aus Gründen der Kosteneffizienz als Freileitung ausgeführt werden. Im zweiten Entwurf des NEP wurden die Projekte DC43 und DC44 im Szenario C 2045 identifiziert. Obwohl gemäß dem NEP 2037/2045 (2025) ein negatives Kosten-Nutzen-Verhältnis vorliegt, weisen beide Projekte eine hohe Wirkung zur Minderung von Engpässen auf. Daher werden diese beiden DC-Verbindungen von den ÜNB als Planungsoptionen für zukünftige Netzentwicklungspläne berücksichtigt. Insgesamt fällt im Szenario A 2037 der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf auch bei den AC-Maßnahmen geringer aus als im vorherigen NEP. Zusätzlich zum Startnetz sind auf einer Länge von rund 4.200 km Neubau- und Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich, bei DC etwa 1.000 km darunter rund 400 km AC- und DC-Interkonnektor-Anbindungen mit dem europäischen Ausland an das deutsche Übertragungsnetz. Im Szenario A 2045 steigt der Bedarf an AC- und DC-Zubau-maßnahmen auf eine Länge von rund 9.500 km an, wovon etwa 1.700 km auf Interkonnektoren in AC- und DC-Konfigurationen entfallen. Gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) weist der zweite Entwurf einen geringfügig höheren Ausbaubedarf für das AC-Netz auf, auch in den Szenarien A und B. Grund dafür ist, dass bei allen ÜNB gemäß einer Aufforderung der BNetzA im 380-kV-AC-Netz ein einheitlicher maximaler Grenzstrom von 3,6 kA je Stromkreis zugrunde gelegt wird. Die Annahme einer teilweise geringeren Stromtragfähigkeit führt zu höheren Engpässen und in der Folge zu einem erhöhten Netzausbaubedarf.

Offshore-Optimierung reduziert den Ausbaubedarf auf See und an Land

Das Offshore-Startnetz hat sich, analog zum Onshore-Startnetz, gegenüber dem vorherigen NEP erweitert. Mehrere Projekte sind bereits in der Umsetzung, d. h. Konverteranlagen, Plattformen und Kabel wurden von den jeweils zuständigen ÜNB bestellt oder befinden sich im Genehmigungsverfahren. Das Offshore-Startnetz für Nord- und Ostsee umfasst eine Gesamtleistung von 24,1 GW und eine Trassenlänge von etwa 4.200 km. Davon entfallen auf die Nordsee 22,8 GW, bei rund 3.600 km und auf die Ostsee 1,3 GW bei etwa 55 km. Zum Vergleich: Derzeit sind in Nord- und Ostsee knapp 9,6 GW Offshore-Leistung als Bestandsnetz an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossen.

Im Bereich Offshore werden in diesem NEP erstmals Maßnahmen zur Offshore-Optimierung der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) mit einem Inbetriebnahmejahr ab 2035 in der Nordsee mit Fokus auf die Zonen 4 und 5 angewendet, um die Effizienz des Offshore-Ausbaus zu erhöhen. Gemeinsam mit dem Fraunhofer IWES haben die ÜNB eine Planungsgrundlage erarbeitet, die die negativen Auswirkungen von Verschattungseffekten auf den Ertrag von Windenergieanlagen systematisch berücksichtigt. Auch wurden temporäre Steigerungen der Übertragungsleistung der ONAS auf bis zu 2,1 GW in Szenario C vorgenommen. Das Prinzip der Überbauung wurde verbindlich festgelegt, da die Windparks nur in wenigen Stunden des Jahres vollständig ausgelastet sind.

Tabelle 3: Übersicht über die in die Netzmodellierung eingeflossenen Szenarien

Offshore-Optimierungen	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Durchschnittliche Überbauung	Ø 15 % (2.300 MW)		Ø 9,5 % (2.300 MW)
Übertragungsleistung	2.000 MW		2.100 MW
Installierte Erzeugungsleistung	23.023 MW	30.008 MW	27.687 MW
Mantelzahlen für 2037 Leistung/ Energieertrag	50,0 GW/ 165,0 TWh	56,0 GW/ 184,8 TWh	56,0 GW/ 184,8 TWh
Zubau ONAS bis 2037 auf Basis des FEP 2025	3	5	5
Insgesamte OWP-Leistung/ übertragene Energiemenge/ abgeregelte Energiemenge	50,0 GW/ 172,8 TWh/ 2,3 TWh	54,7 GW*/ 190,0 TWh/ 3,6 TWh	54,7 GW*/ 194,8 TWh/ 2,6 TWh
Mantelzahlen für 2045 Leistung (zzgl. Rückbau)/ Energieertrag	60,0 GW (+7,7 GW)/ 204,0 TWh	70,0 GW (+3,7 GW)/ 238,0 TWh	70,0 GW (+3,7 GW)/ 238,0 TWh
Zubau ONAS bis 2045 auf Basis des FEP 2025	10	13	12
Insgesamte OWP-Leistung/ übertragene Energiemenge/ abgeregelte Energiemenge	59,2 GW*/ 214,0 TWh/ 5,3 TWh	70,2 GW 256,6 TWh/ 8,0 TWh	67,9 GW*/ 250,2 TWh/ 4,9 TWh
Einsparung ONAS ggü. Bestätigung NEP 2037/2045 (2023)	7	4	5

* Obwohl von den im Szenariorahmen vorgegebenen Mantelzahlen abgewichen wird, erhöht sich die übertragene Energiemenge durch die Offshore-Optimierungsmaßnahmen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das gesetzliche Ausbauziel von mindestens 70 GW installierter Leistung für Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee wurde durch die Offshore-Optimierung um einen zu erreichenden Energieertrag von 238 TWh gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens ergänzt. Optimierte Flächenzuschnitte sowie eine gezielte Positionierung der Windenergieanlagen führen zu einer signifikanten Verringerung der Verschattungseffekte. Dadurch erhöhen sich die Volllaststunden der betrachteten Offshore-Windparks auf durchschnittlich 3.900 Stunden.

Dementsprechend verringern sich sowohl die Anschlussleistung der ONAS als auch die erforderlichen Trassenkilometer auf See und an Land. Diese veränderte Betrachtungsweise, die sich nicht an der installierten Leistung, sondern an der prognostizierten Stromerzeugung orientiert, führt zu einer deutlichen Reduzierung des im NEP 2037/2045 (2023) festgestellten Bedarfs an 17 ONAS bis 2045. In Szenario A 2045 sinkt der Bedarf – bei einer auf 60 GW reduzierten installierten Leistung an Offshore-Wind – um sieben ONAS, in Szenario B 2045 um vier und in Szenario C um fünf ONAS.

Im Szenario A 2045 wird eine installierte Offshore-Leistung von 59,2 GW angenommen, die über zehn ONAS im ZubauNetz an das Übertragungsnetz angebunden wird. Im Szenario B 2045 beträgt die installierte Leistung der Offshore-Windparks etwa 70 GW. Die Stromerzeugung wird über 13 ONAS – vier weniger als im vorigen NEP – abgeführt. Im Szenario C 2045 summiert sich die installierte Offshore-Windpark-Leistung auf rund 68 GW. Zusätzlich zu den vier eingesparten ONAS des Szenarios B 2045 wird hier ein weiteres ONAS reduziert. Als Innovation wird zudem eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung angewendet. Obwohl in den Szenarien A und C die im Wind-SeeG (Windenergie-auf-See-Gesetz) vorgegebene Mantelzahl von 70 GW bis 2045 unterschritten wird, kann durch Flächenoptimierung, höhere Auslastung und Überbauung kontinuierlich eine größere Strommenge genutzt werden.

Trassenkilometer und Investitionen

Insgesamt sind bis 2045 neue Trassen mit einer Länge von rund 33.000 km erforderlich. Für Onshore und Offshore ergibt sich hinsichtlich Trassenlängen und Investitionskosten für die Szenarien A, B und C der folgende Bedarf (s. Tabelle 4). Zuzüglich zu den Kosten für die bereits in Genehmigung oder Umsetzung befindlichen Offshore-Maßnahmen (Startnetz) in Höhe von 60,8 Mrd. Euro ergibt sich für den Offshore-Netzausbau ein Gesamtinvestitionsbedarf zwischen 96,4 und 109,4 Mrd. Euro bis 2037 und zwischen 149,2 und 167,2 Mrd. Euro bis 2045.

Für Onshore ergibt sich zuzüglich zu den rund 114,9 Mrd. Euro Investitionskosten aus dem Startnetz ein Gesamtinvestitionsbedarf zwischen 184,3 und 196,2 Mrd. Euro bis 2037 und zwischen 215,6 und 231,7 Mrd. Euro bis 2045. Die Gesamtkosten für den Ausbau von Start- und ZubauNetz belaufen sich bis 2045 damit auf rund 365 bis 392 Mrd. Euro.

Mehr Optionen für den Übergang zur Klimaneutralität

Der Weg zur Klimaneutralität bis 2045 wird vor dem Hintergrund eines zunehmend komplexeren wirtschaftlich-politischen Umfelds immer herausfordernder. Hinzu kommt, dass Preissteigerungen und Marktverknappung zu erheblichen Kostensteigerungen geführt haben. Die Gesamtkosten für das bestätigte Netz des NEP 2037/2045 (2023) würden bei Realisierung von seinerzeit rund 323 Mrd. Euro auf mittlerweile etwa 440 Mrd. Euro ansteigen (siehe Bericht zum Energiewende-Monitoring von BET/ewi im Auftrag des BMWi vom September 2025).

Der NEP versucht, sowohl für die Komplexität der Anforderungen als auch für das Problem der steigenden Investitionskosten die richtigen Lösungen zu finden, indem verschiedene Optionen und Maßnahmen untersucht werden. Dabei werden die Schnittmengen der verschiedenen Pfade zur Klimaneutralität herausgefiltert, um auf dieser Basis fundierte und wegweisende politische Entscheidungen zum Ausbau des Stromübertragungsnetzes treffen zu können.

Den veränderten äußeren Rahmenbedingungen und Anforderungen trägt der NEP Rechnung, indem er unter anderem:

- durch die erweiterte Bandbreite der Szenarien vielfältige Optionen aufzeigt, die den Weg zu einem Klimaneutralitätsnetz ermöglichen.
- die einzelnen Projekte einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzieht, wobei der Engpassmanagementbedarf auf ein Niveau gebracht wird, das weiterhin die Netz-sicherheit gewährleistet.
- den Bedarf an besonders investitionsintensiven inländischen HGÜ-Konfigurationen auf das absehbare Minimum reduziert.
- bei neuen HGÜ-Leitungen an Land die Kosten für eine Ausführung als Freileitung und nicht als Erdkabel ansetzt.
- im Hinblick auf das Klimaneutralitätsnetz 2045 eine robuste Langfristperspektive für einzelne Netzausbauvorhaben und damit die Möglichkeit zur kosteneffizienteren Staffelung und Entzerrung in der Umsetzung aufzeigt.



- die Offshore-Vernetzung vorantreibt.
- das Prinzip der Überbauung bei Offshore-Netzanbindungen in den Berechnungen zugrunde legt und dabei einen Paradigmenwechsel vornimmt von der Leistungs- hin zur Erzeugungsbetrachtung, um eine effizientere Auslastung der Netzanschlüsse zu ermöglichen.
- Flexibilitätspotenziale zur Reduzierung des Netzausbaus einberechnet, die sich u. a. durch Speichertechnologien ergeben.
- eine geringere inländische und damit strom- und kostenintensive Erzeugung von Wasserstoff zugrunde legt.
- eine integrierte Systemplanung für die leitungsgebundenen Energieträger Strom, Gas und Wasserstoff vorantreibt.
- insgesamt eine Reduzierung der Investitionskosten für Szenario A um knapp 80 Mrd. auf 364 Mrd. Euro vornimmt und für Szenario B und C um rund 50 Mrd. Euro auf etwa 392 Mrd. Euro bzw. 390 Mrd. Euro.
- Maßnahmen berücksichtigt, die bereits im vorherigen NEP bestätigt wurden oder erstmals in diesem NEP identifiziert wurden. Einzelne netzausbaurelevante Maßnahmen erweisen sich langfristig als robust.

Sie ermöglichen eine zeitliche Staffelung des Netzausbaus bis 2045 und führen zu unterschiedlichen Ausbauumfängen zwischen den Zeithorizonten 2037 und 2045. Maßnahmen, die im vorherigen NEP bereits für 2037 bestätigt wurden und nun für 2045 ausgewiesen sind, werden weiterhin als Perspektivprojekte für den zukünftigen Netzausbau betrachtet.

- insgesamt eine Reduzierung der Investitionskosten für Szenario A um knapp 80 Mrd. auf 364 Mrd. Euro vornimmt und für Szenario B und C um rund 50 Mrd. Euro auf etwa 392 Mrd. Euro bzw. 390 Mrd. Euro.

Die Erreichung von Klimaneutralität ist nur mit Beteiligung der Öffentlichkeit und der Bürgerinnen und Bürger möglich. Der NEP ist daher nicht allein ein Instrument zur Bedarfsermittlung für neue Leitungen, Umspannwerke und Betriebsmittel, sondern trägt auch wesentlich zur Transparenz bei der Umsetzung der Energiewende bei. Er ist ein strategischer Fahrplan für die Weiterentwicklung unseres Energiesystems. Die darin vorgeschlagenen Maßnahmen dienen dem Klimaschutz und der sicheren Stromversorgung gleichermaßen.

Tabelle 4: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes in den Szenarien A, B, C 2037 und A, B, C 2045

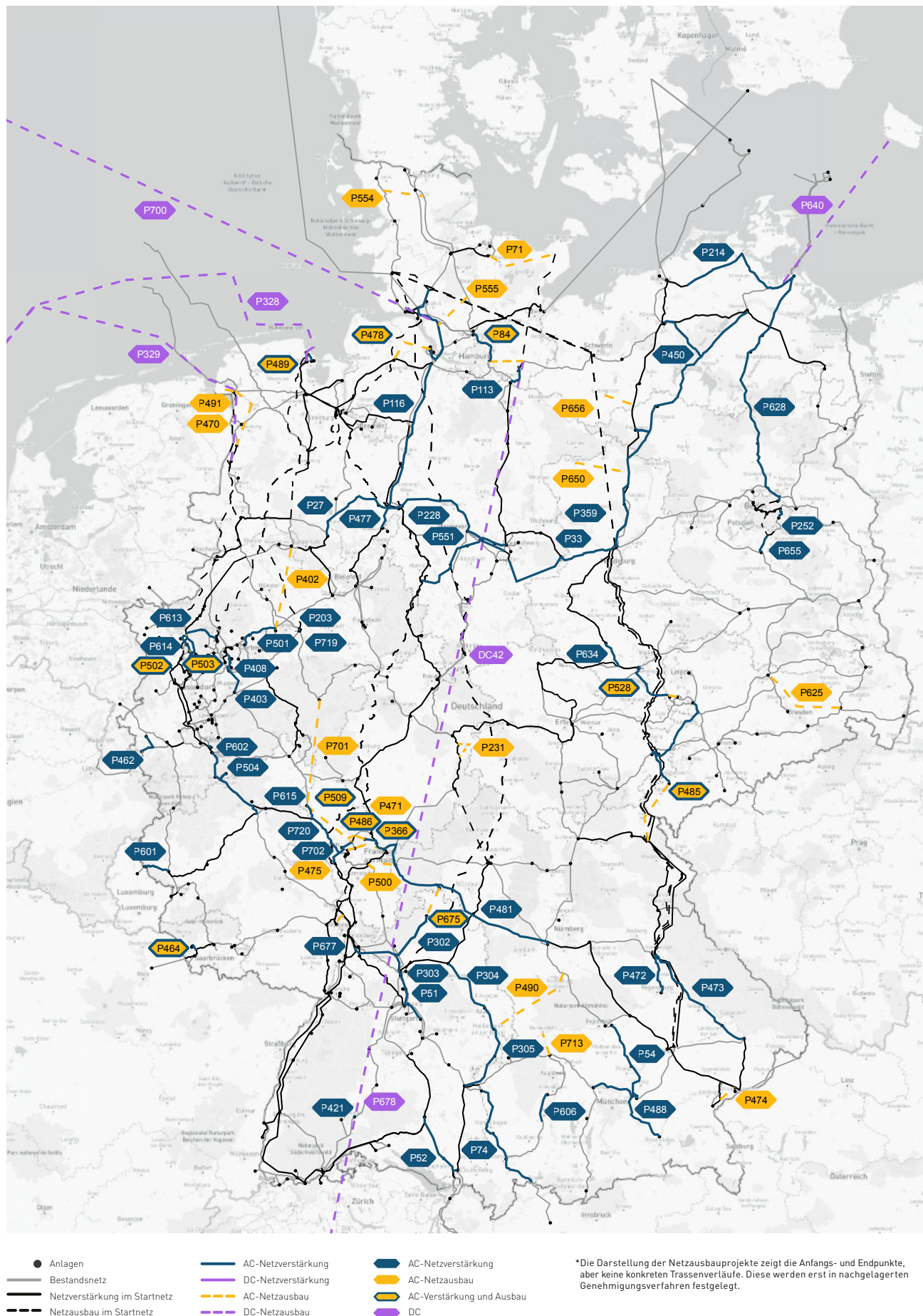
Zubaunetz	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
A 2037			A 2045	
Offshore	2.537	35,6	6.558	88,4
Onshore	5.242	69,3	9.512	100,8
Summe	7.779	105,0	16.070	189,2
B 2037			B 2045	
Offshore	3.491	48,6	7.979	106,4
Onshore	5.972	73,2	10.497	110,1
Summe	9.463	121,8	18.476	216,5
C 2037			C 2045	
Offshore	3.491	48,6	7.332	97,8
Onshore	6.901	81,3	11.116	116,8
Summe	10.392	129,9	18.448	214,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Übersichtskarten der Zubaunetzmaßnahmen Onshore und Offshore

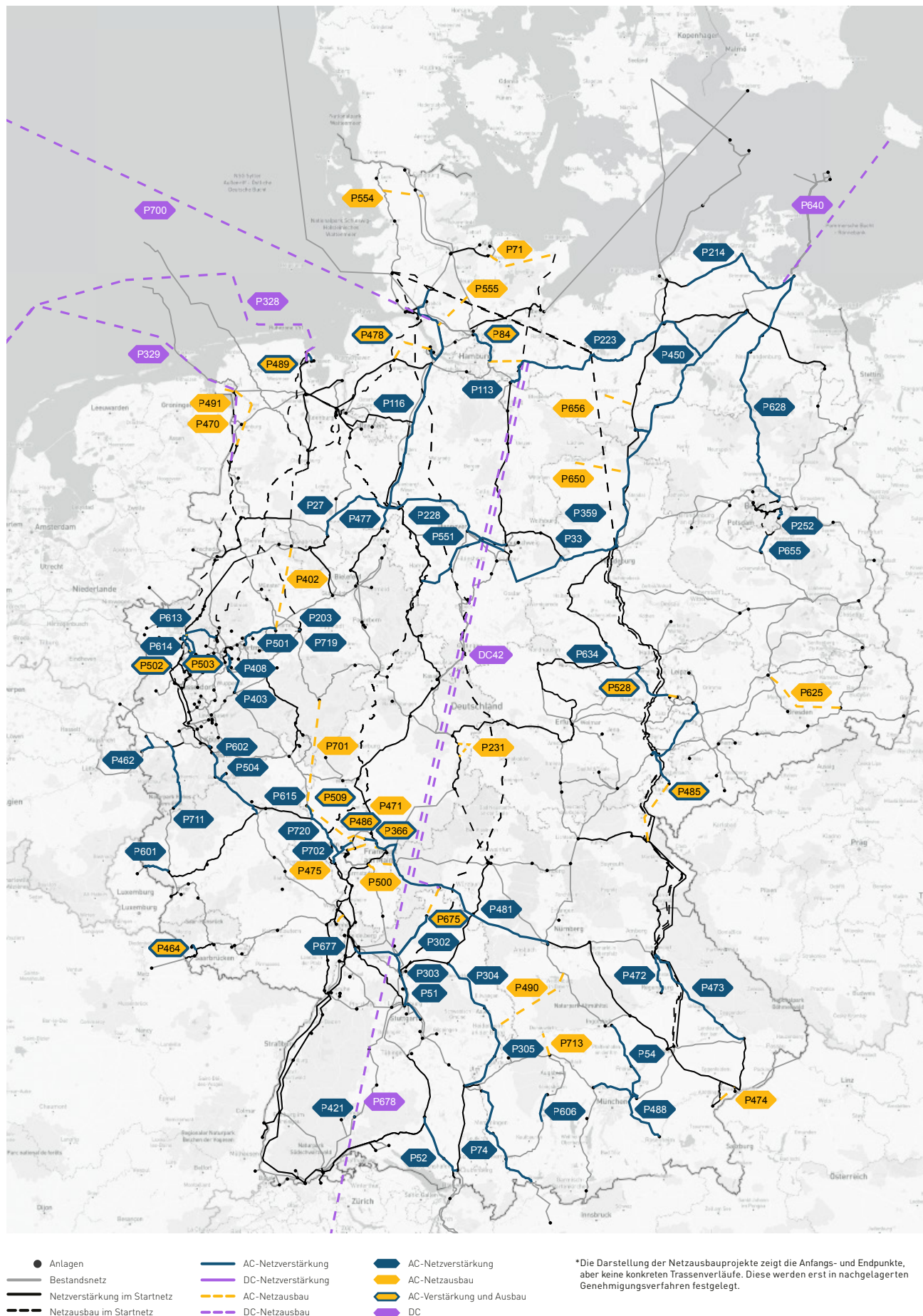


Abbildung 5: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario A 2037/nur Leitungsprojekte*



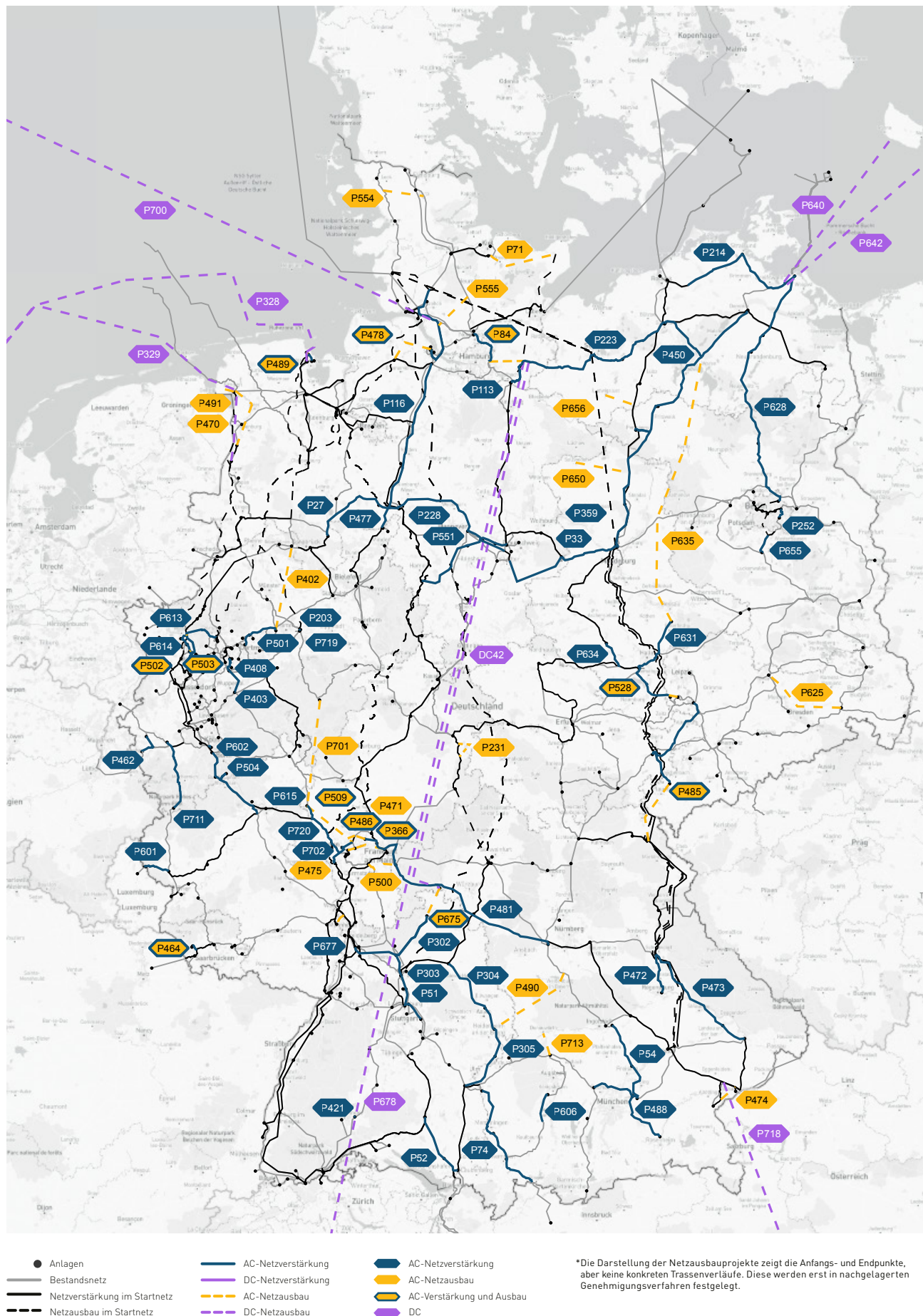
*Die Darstellung der Netzausbauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Abbildung 6: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario B 2037/nur Leitungsprojekte*



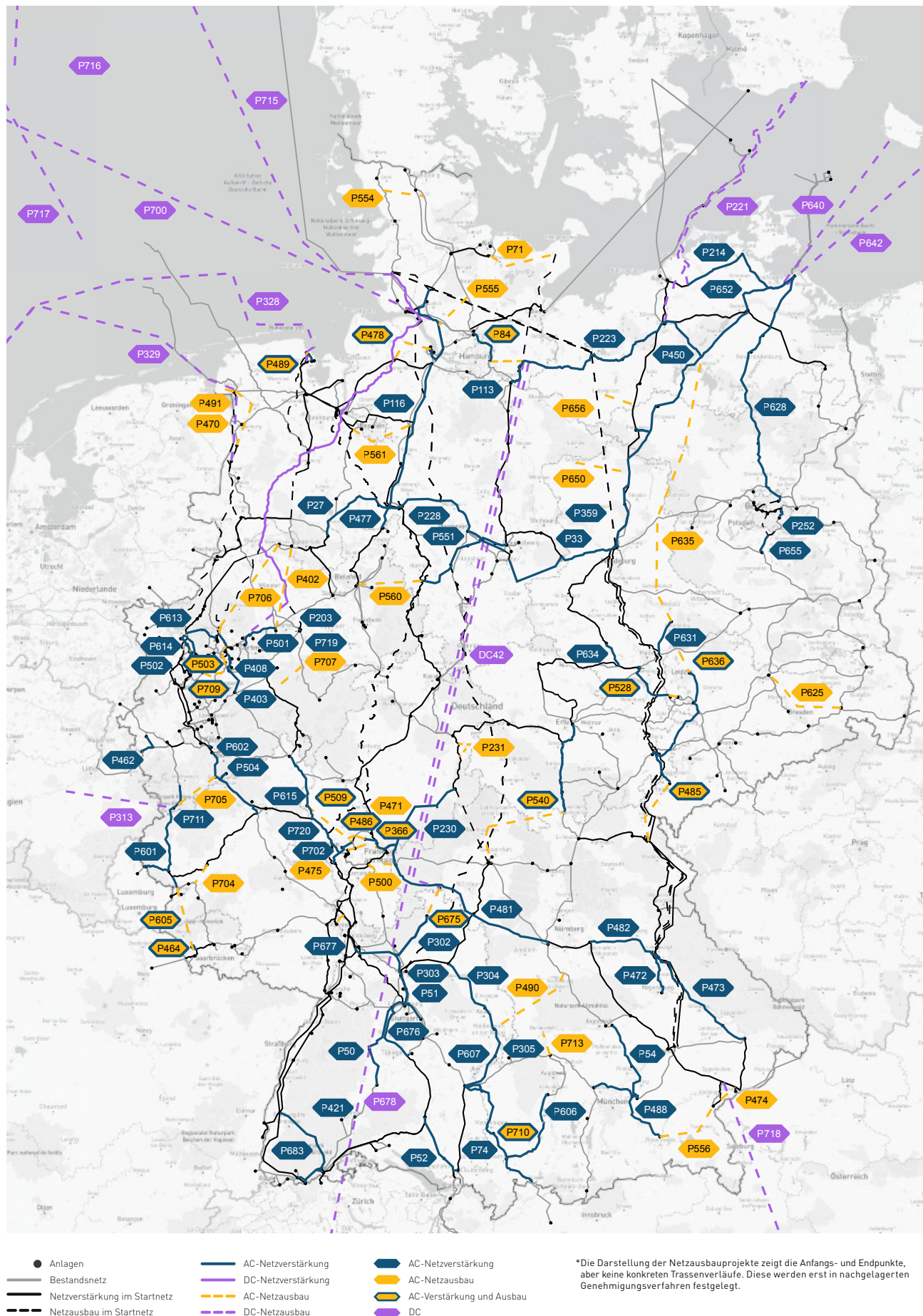
*Die Darstellung der Netzausbauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Abbildung 7: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario C 2037/nur Leitungsprojekte*



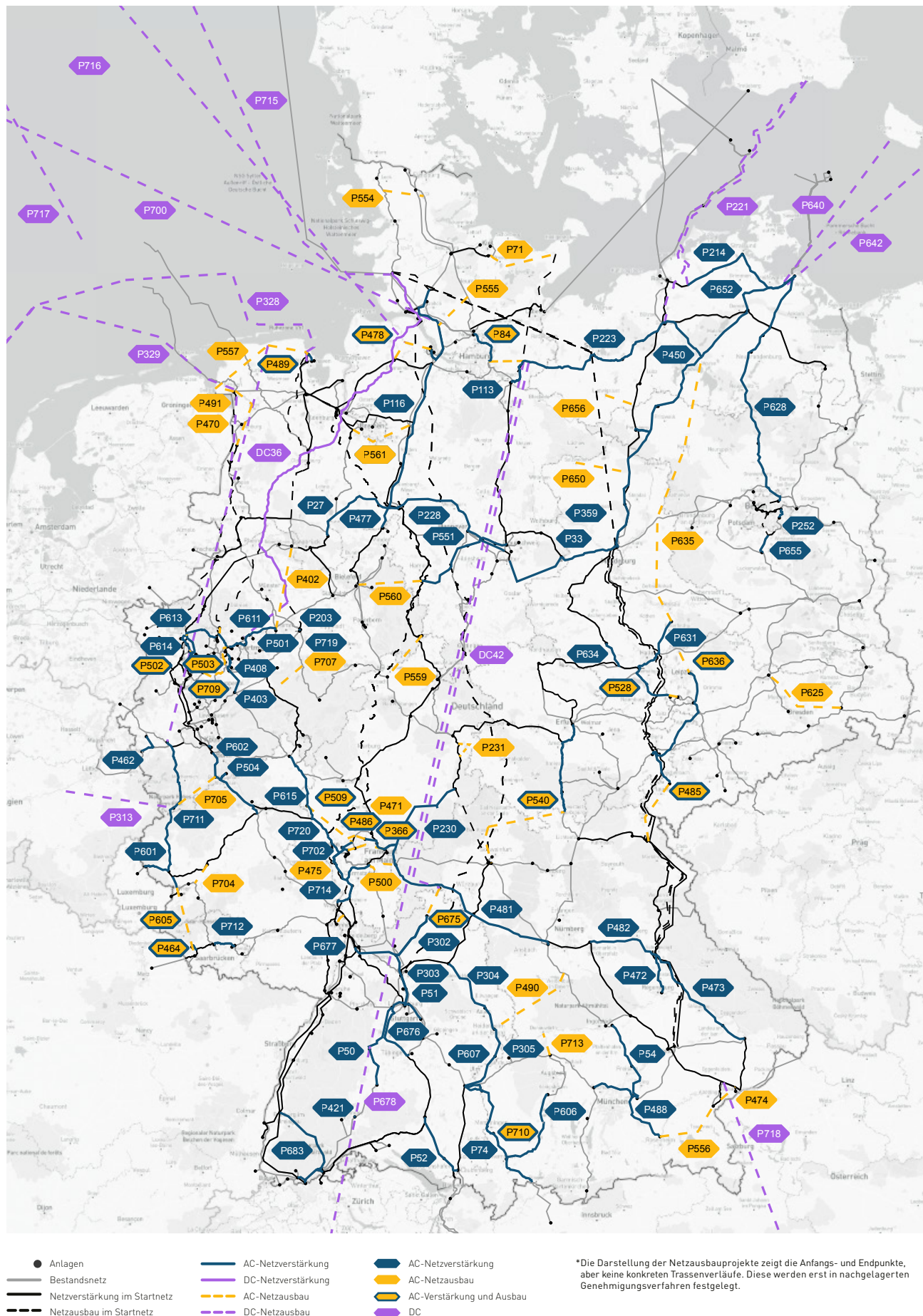
*Die Darstellung der Netzausbauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Abbildung 8: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario A 2045/nur Leitungsprojekte*



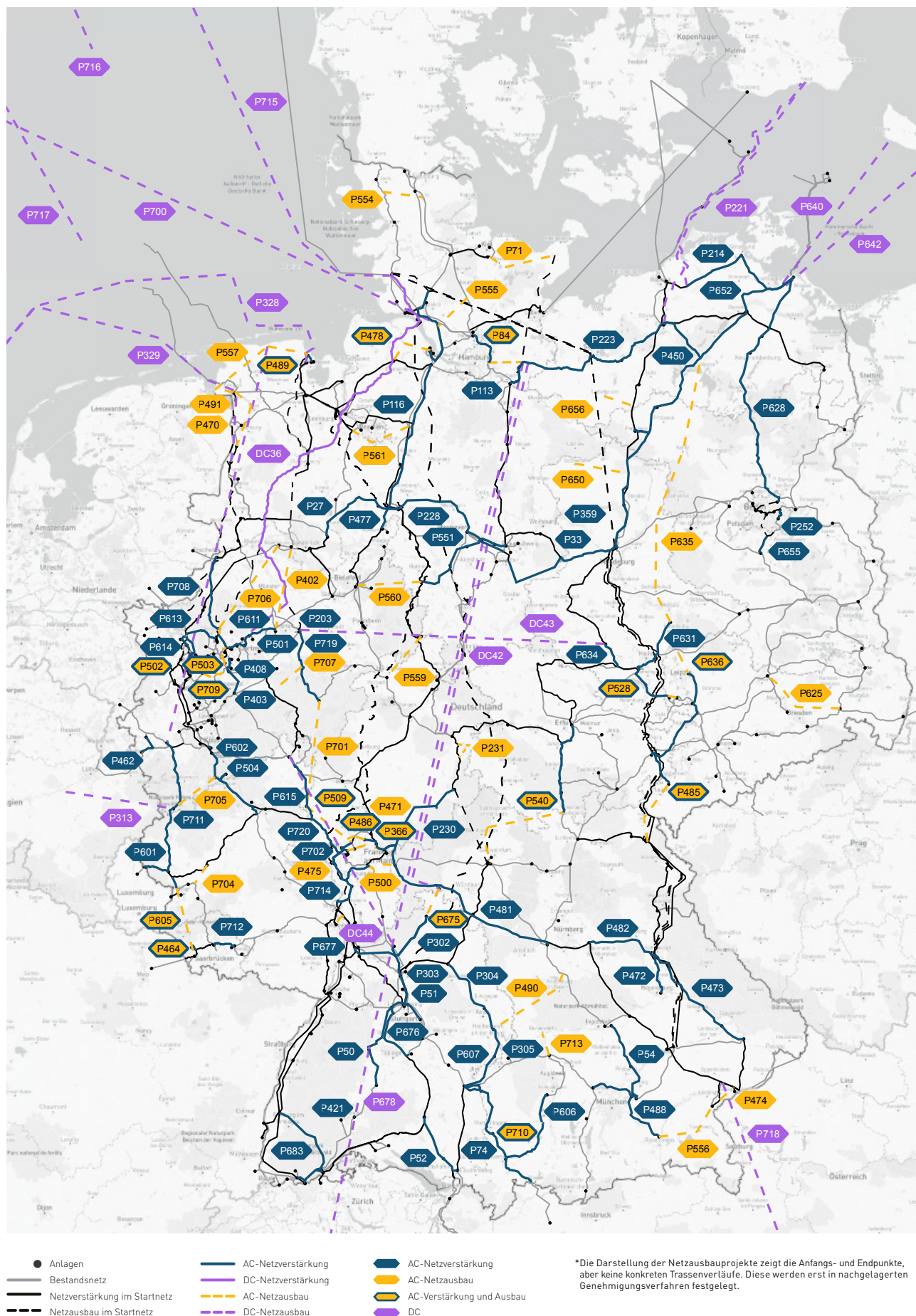
*Die Darstellung der Netzausbauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Abbildung 9: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario B 2045/nur Leitungsprojekte*



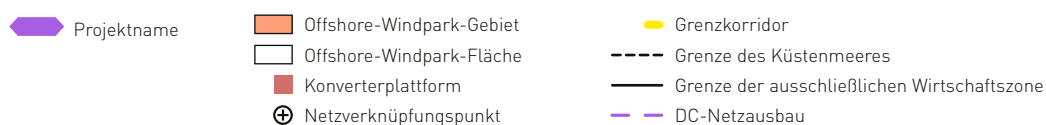
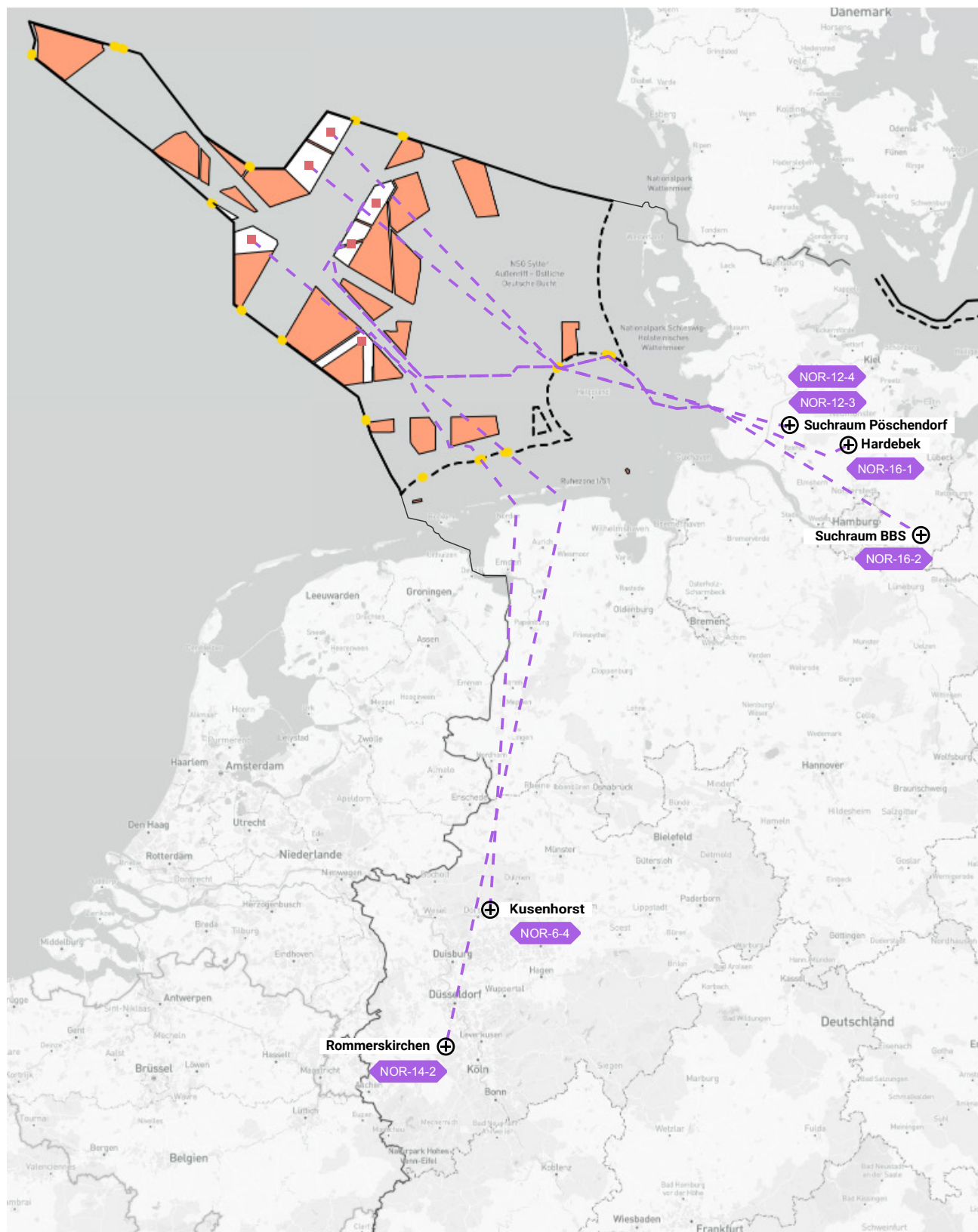
*Die Darstellung der Netzausbauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Abbildung 10: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario C 2045/nur Leitungsprojekte*



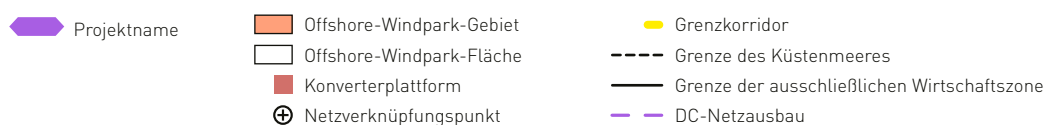
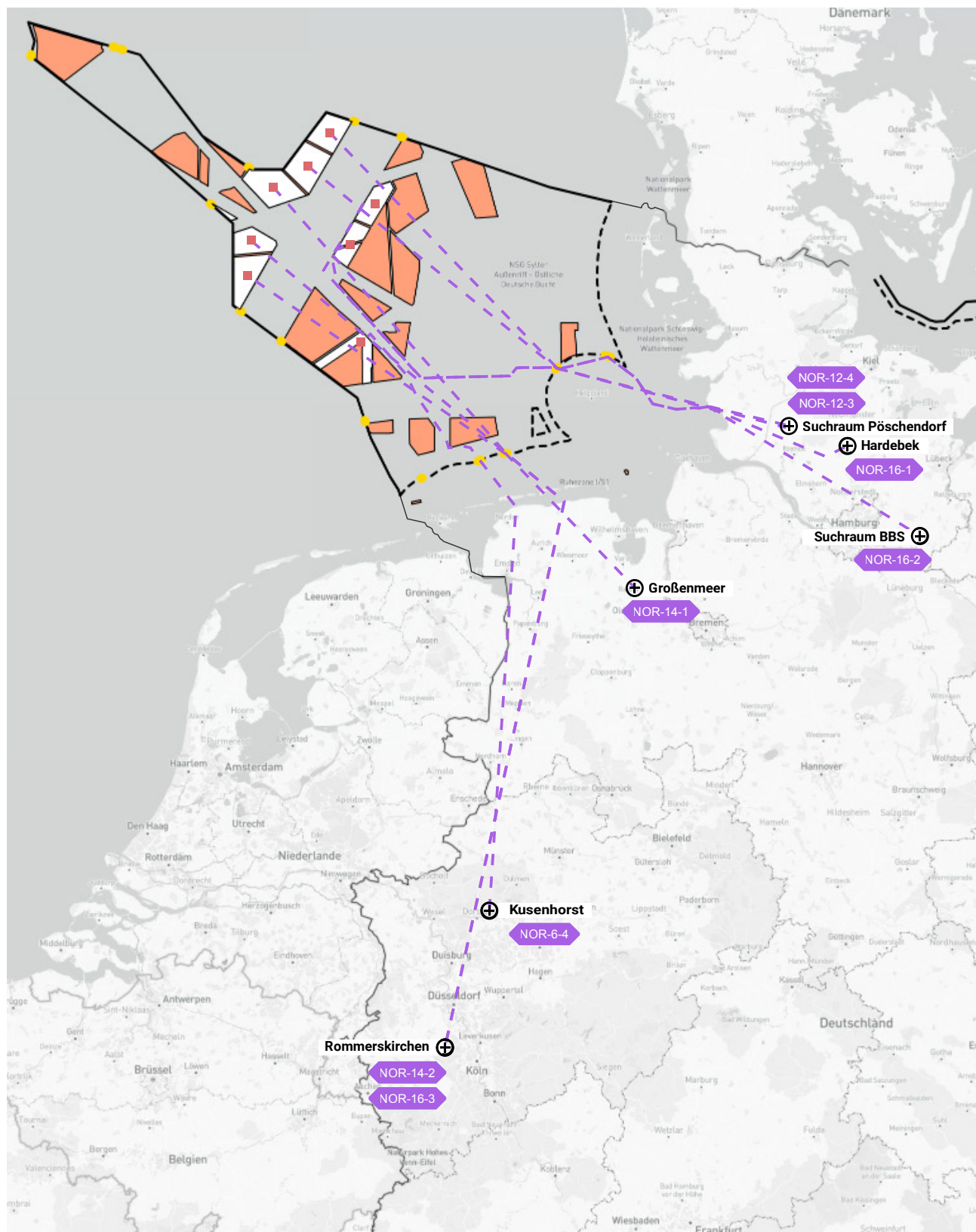
Die Verbindungen DC43 und DC44 besitzen unter den Annahmen des NEP 2037/2045 (2025) ein negatives Kosten-Nutzen-Verhältnis. Gleichwohl besitzen sie eine hohe engpassreduzierende Wirkung. Daher weisen die ÜNB beide H6Ü-Verbindungen als Planungsoption für kommende NEP aus.

Abbildung 11: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario A 2037



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 12: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario B 2037 und C 2037



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 13: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario A 2045

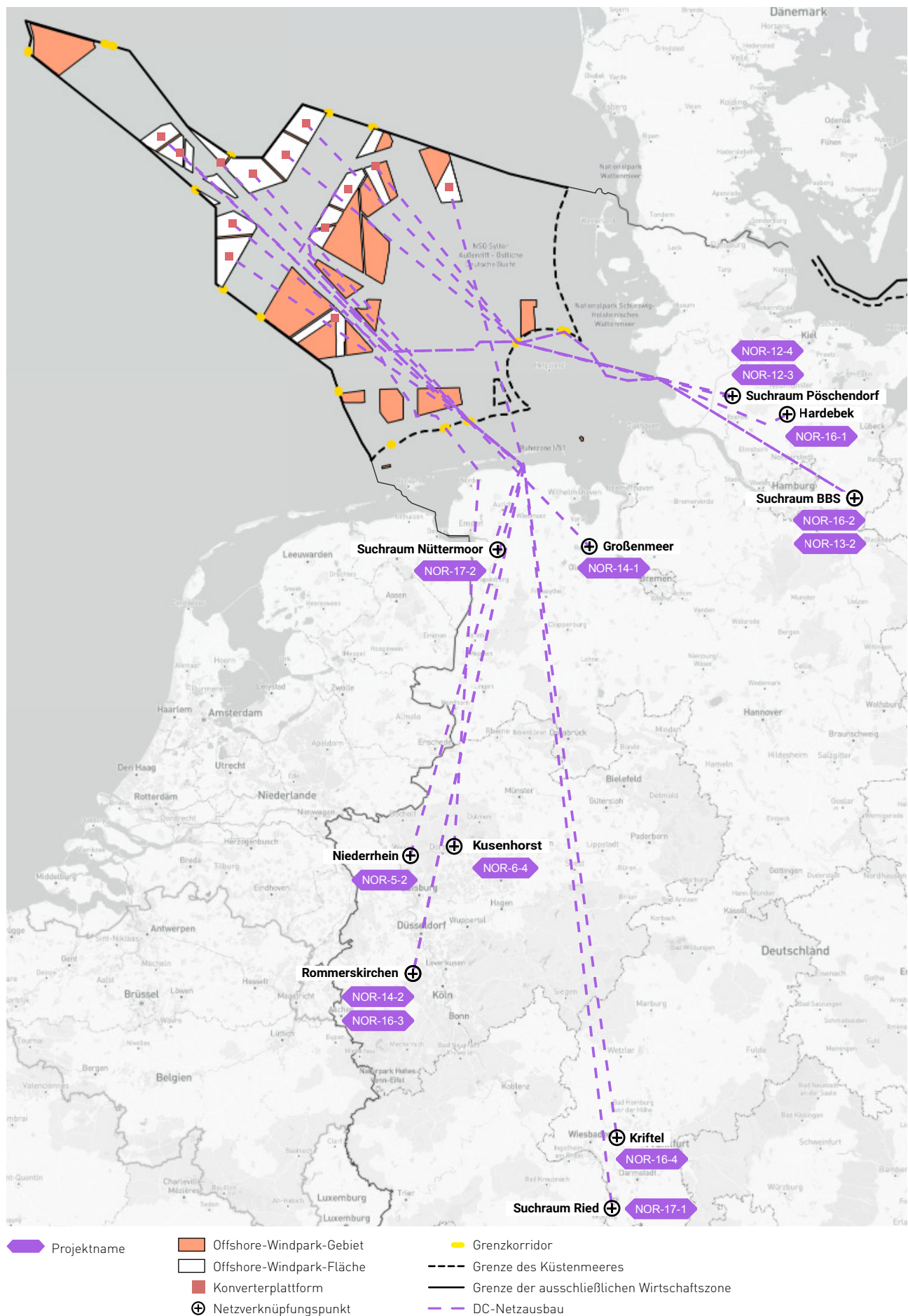


Abbildung 14: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario B 2045

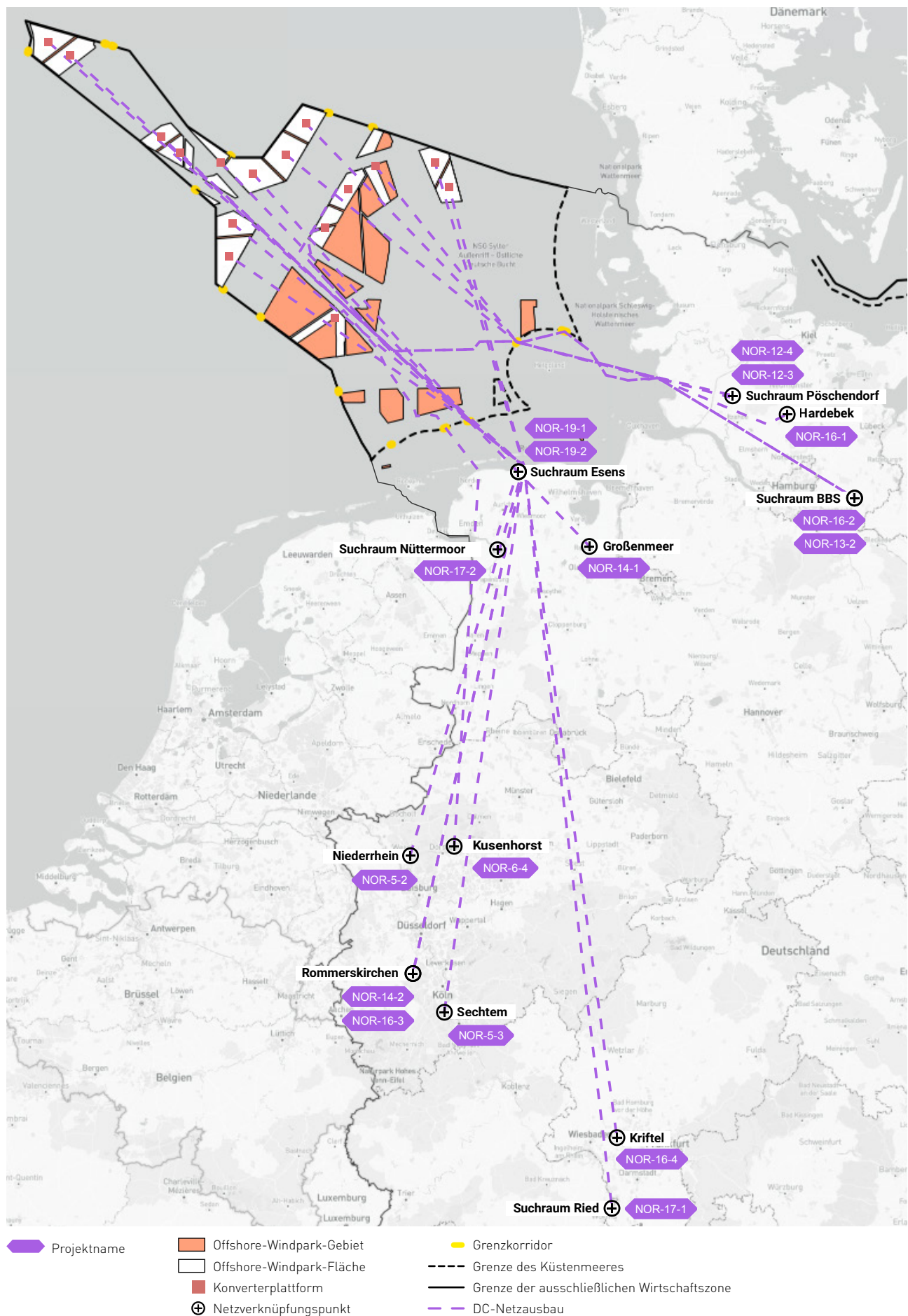


Abbildung 15: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario C 2045

