- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung

Zusammenfassung

- Die gesetzlichen Planungen sehen den überwiegenden Anteil des notwendigen Ausbaus der erneuerbaren Energien bereits bis Mitte der 2030er Jahre vor. In Folge des wesentlichen Anstiegs des innerdeutschen Transportbedarfs auf rund 87,7 GW bis 2037 ist auch ein maßgeblicher Anteil des landseitigen Klimaneutralitätsnetzes bis dahin zu realisieren. Bis 2045 bleiben die Spitzenwerte des Nord-Süd Lastflusses auf einem ähnlichen Niveau. Aufgrund des hohen Zubaus an Photovoltaikanlagen treten erstmals auch signifikante Süd-Nord-Lastflüsse auf. Während diese regional teilweise zusätzliche Maßnahmen erfordern, kann der weiträumige Transport durch das bislang primär für den Nord-Süd-Transport erweiterte Übertragungsnetz erfüllt werden.
- > Das Übertragungsnetz ist so umzubauen, dass es bereits bis 2037 eine installierte Leistung zwischen 565 und 576 GW an erneuerbaren Energien integrieren und im Vergleich zu heute nahezu den doppelten Bruttostromverbrauch in Höhe von rund 900 bis zu 1.050 TWh decken kann.
- Sämtliche Vorhaben des BBP 2022 sind sowohl im Szenario B 2037 als auch in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2045 erforderlich (s. Kapitel 5.2.5). Die Erforderlichkeit dieser Maßnahmen wird damit im NEP 2037/2045 (2023) erneut nachgewiesen. Sie sind für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe allerdings bei Weitem nicht ausreichend.
- > Im Vergleich zum bestätigten Netz aus dem NEP 2035 (2021) (BBP-Netz 2022), steigt der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf im NEP 2037/2045 (2023) um rund 7.000 km an zusätzlichen Maßnahmen in den Szenarien B 2037 und A/B/C 2045 deutlich an (s. Kapitel 5.2.5). Davon entfallen 1.900 km auf DC-Neubau, 1.300 km auf AC-Neubau und 3.800 km auf Netzverstärkungsmaßnahmen. Das Verhältnis DC- zu AC-Neubau beträgt 1,5.
- Die Ergebnisse der Netzanalysen zeigen für die Szenarien A/B/C 2045 ein identisches Klimaneutralitätsnetz. Dieses unterscheidet sich lediglich hinsichtlich des verbleibenden Redispatchbedarfs. Das Klimaneutralitätsnetz besteht aus einem robusten Portfolio an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen unter den getroffenen Annahmen. Die ÜNB gehen davon aus, dass diese Maßnahmen im Sinne eines "no-regret"-Ansatzes in den betrachteten Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) erforderlich sind.
- Aufgrund des langen Zeithorizonts bis 2045 und den damit verbundenen Unsicherheiten wurden identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt. Daher bleibt in den Szenarien ein Redispatchvolumen in Höhe von 2,1 bis 5,8 TWh bestehen. Eine weitere Engpassminderung ist durch die Hebung möglicher Potenziale zukünftiger innovativer Technologien denkbar. So wurde in diesem NEP explizit das Potenzial von kurativem Redispatch für das Szenario B 2037 untersucht.
- > Zur Bewertung geeigneter Netztopologien haben die ÜNB ihre Simulationswerkzeuge u.a. in Form einer Heuristik weiterentwickelt. Diese erlaubt eine noch effizientere und umfangreichere Untersuchung der möglichen Lösungsoptionen sowie den Vergleich und die Bewertung einer großen Menge von Netzausbaukombinationen (s. Kapitel 5.4.6).
- > Vor dem Hintergrund einer deutlichen Steigerung des Ausbaus von erneuerbaren Energien bereits bis 2030 (EEG-Novelle 2023) und der damit einhergehenden kurz- bis mittelfristigen erhöhten Belastung des Übertragungsnetzes haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber weitere geeignete Maßnahmen (Ad-hoc-Maßnahmen) identifiziert, die bereits kurz- bis mittelfristig realisiert werden können und die erwartete Situation entschärfen.

5.1 Einleitung Onshore-Netz

Im Folgenden wird zunächst das Startnetz beschrieben und danach das Bundesbedarfsnetz (BBP-Netz) dargestellt. Hierauf aufbauend werden diejenigen Netzmaßnahmen modelliert, die darüber hinaus für die Bewältigung des zukünftigen Transportbedarfs notwendig sind. Der Fokus liegt dabei auf der Lastflussberechnung basierend auf dem BBP-Netz sowie die darauf aufbauende Entwicklung des Übertragungsnetzes (s. Kapitel 5.2). Im Anschluss erfolgt ein Überlick der zusätzlichen Interkonnektoren im NEP 2037/2045 (2023) (s. Kapitel 5.3). Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen Analyse folgen im zweiten Entwurf. Darüber hinaus erfolgt eine detaillierte Beschreibung der in der Netzanalyse und -entwicklung verwendeten Methodik (s. Kapitel 5.4).

Bei den Netzanalysen wurden Lastfluss- und Ausfallberechnungen auf Basis der in Kapitel 3 ermittelten Last- und Einspeisesituationen (Jahresläufe oder gezielt ausgewählte Netznutzungsfälle) durchgeführt. Hierdurch kann der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten identifiziert und bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien adäquate Abhilfemaßnahmen abgeleitet werden. Die identifizierten Einzelmaßnahmen und die gewählten Maßnahmenkombinationen je Szenario bilden nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern vielmehr eine Lösung, die in ihrer Gesamtheit allen Anforderungen effizient gerecht wird.

Der NEP 2037/2045 (2023) zeigt wie seine Vorgänger den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. nahe Standorten von stillgelegten Kern- bzw. Kohlekraftwerken. Der NEP beschreibt keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern er dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten.

Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzverknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore bzw. Trassen werden erst in den nachgelagerten Verfahrensschritten (z. B. Bundesfachplanung oder Planfeststellung) festgelegt – eine Ausnahme bilden Präferenzräume für neue HGÜ-Verbindungen, die noch nicht im BBP enthalten sind. Diese werden durch die BNetzA festgelegt.

Bei der Ermittlung der Längen neuer AC- und DC-Verbindungen auf neuen Trassen gehen die ÜNB folgendermaßen vor: Nach der netzplanerischen Festlegung der notwendigen Anfangs- und Endpunkte der ermittelten Verbindungen werden diese mittels virtueller Geraden verbunden und die Längen ermittelt. Da die Verbindung der verschiedenen Standorte in der Realität aufgrund örtlicher Gegebenheiten nicht auf der Luftlinie erfolgt, werden die sich so ergebenden Entfernungen mit einem Umwegfaktor multipliziert, der im NEP 1,3 beträgt.

Bei Netzverstärkungen wird im NEP die Länge der Bestandstrasse angegeben. In den späteren Planungen können sich hiervon Abweichungen ergeben, z.B. um Abstände zur Wohnbebauung zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Die Längenangaben der Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen werden mit dem Fortschreiten der Genehmigungsverfahren an die entsprechenden Stände z.B. nach Abschluss des Raumordnungsverfahrens/der Bundesfachplanung sowie des Planfeststellungsverfahrens angepasst.

Bei der Errichtung neuer AC-Stromkreise besteht immer die technische Notwendigkeit zur Kompensation der entstehenden Blindleistung (Ladeleistung). Dies umfasst neben der spannungssenkenden auch die spannungshebende Kompensation von Blindleistung, um die stark wechselnde und ansteigende Netzbelastung aufgrund der volatilen Netzeinspeisung sowie Höherauslastung sicher beherrschen zu können. In diesem Zusammenhang muss nicht nur stationäre, sondern auch dynamische Kompensation Berücksichtigung finden.

Um die ansteigende Transportaufgabe bei gleichzeitig sinkenden Blindleistungspotenzialen infolge des Kernenergieund Kohleausstiegs zu bewältigen, ist eine alternative Bereitstellung der Bedarfe erforderlich. Infolge der ansteigenden Transportaufgabe und den wegfallenden Potenzialen konventioneller Kraftwerke wird Momentanreserve zur Wahrung der Frequenzstabilität und zur Beherrschung ungewollter Netzauftrennungen benötigt. Detaillierte Analysen zur Frequenz und Spannung mit Zieljahr 2037 sowie zur transienten Stabilität mit Zieljahr 2030 folgen im zweiten Entwurf.

5.2 Netzanalyse und -entwicklung

5.2.1 Standard- und Projektkosten im Netzentwicklungsplan Strom

Die ÜNB haben die Kalkulation der Standardkosten im NEP 2037/2045 (2023) angepasst. Die neuen Standardkosten, die bei der Kalkulation der Projekte und Maßnahmen Anwendung gefunden haben, finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwL.

Folgende Anpassungen gegenüber dem NEP 2035 (2021) wurden vorgenommen:

- > Die Kostenbasis wurde von Mitte 2020 auf Mitte 2022 aktualisiert. Damit wurde die Inflation der vergangenen beiden Jahre ebenso berücksichtigt wie darüber hinausgehende Anpassungen der Marktpreise.
- > Bei der Anpassung der Standardkosten haben die ÜNB Erfahrungen aus bisher realisierten Projekten einschließlich des Rückbaus bestehender Leitungen einfließen lassen.

Wie im Kapitel 5.4.5 beschrieben, wird im NEP 2037/2045 (2023) bei den DC-Vorhaben im Wesentlichen eine Vollverkabelung unterstellt. Bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung gemäß Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) bzw. BBPlG werden die Mehrkosten für Erdkabel anteilig in den Gesamtkosten berücksichtigt. Dabei wurden – soweit möglich – die Längen der Teil-Erdverkabelungsabschnitte aus den laufenden Genehmigungsverfahren berücksichtigt. Wo dies wegen des frühen Projektstadiums noch nicht möglich war, wurde bei den Pilotprojekten zur Ermittlung realistischer Gesamtkosten pauschal eine Teil-Erdverkabelung von zehn Prozent der Länge einer Maßnahme unterstellt.

Weiter fortgeschrittene Projekte, die sich bereits im Startnetz befinden (s. Kapitel 5.2.2), werden in der Regel nicht mehr mit den o. g. Standardkosten kalkuliert, sondern mit unternehmensindividuell kalkulierten Projektkosten. Dies erlaubt in Abhängigkeit vom Projektfortschritt eine genauere und realistischere Kostenkalkulation.

In Summe führen die o. g. Anpassungen im NEP 2037/2045 (2023) zu einer aktualisierten Abbildung der tatsächlich zu erwartenden Kosten. Unabhängig von einem insgesamt veränderten Umfang an Projekten und Maßnahmen ist dies mit einem Anstieg der Gesamtkosten in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) im Vergleich zum NEP 2035 (2021) verbunden.

5.2.2 Startnetz

Im Einzelnen besteht das Startnetz neben dem Ist-Netz (Stand 31.12.2022) aus den EnLAG-Maßnahmen, den in der Planfeststellung befindlichen Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau) sowie den Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (Kraft-NAV) bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Anders als bei Maßnahmen des Zubaunetzes wird bei Startnetzmaßnahmen wegen des fortgeschrittenen Stadiums der Bedarf nicht erneut anhand von (n-1)-Nachweisen überprüft (s. Kapitel 5.4.1). Diese Maßnahmen sind als verbindlich anzusehen, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit in der Regel durch mehrere vorherige Netzentwicklungspläne von den ÜNB nachgewiesen sowie zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber im EnLAG sowie im BBPIG bestätigt wurden.

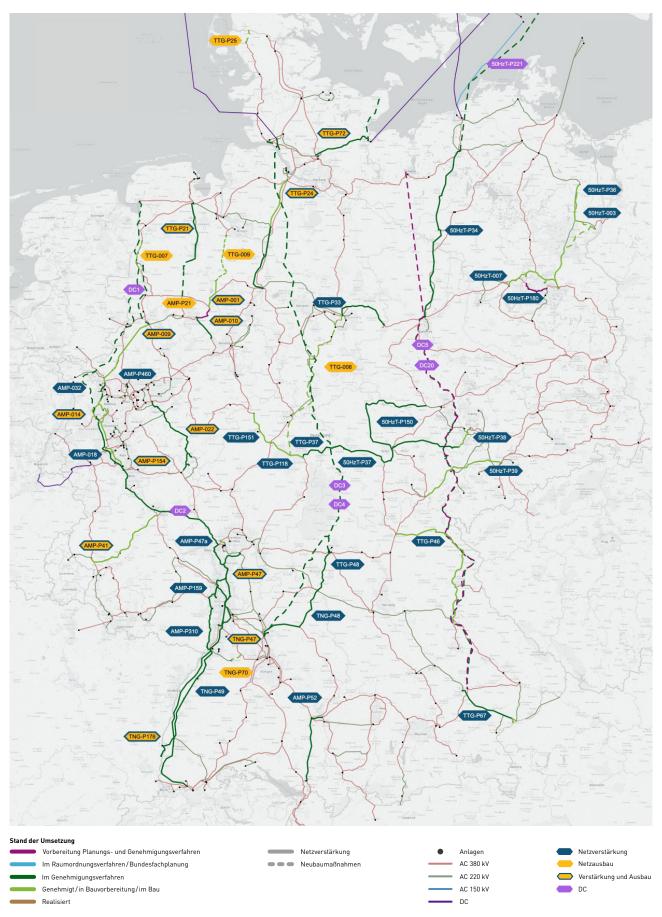
Gegenüber dem NEP 2035 (2021) steigt der Gesamtumfang der Startnetzmaßnahmen im NEP 2037/2045 (2023) von 6.100 km um knapp 800 km auf insgesamt rund 6.900 km an. Neben zahlreichen AC-Maßnahmen, die erstmals in das Startnetz überführt wurden, konnte die Maßnahme DC20 im Vergleich zum NEP 2035 (2021) dem Startnetz zugeordnet werden.

Der Umfang an AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt rund 2.980 km, davon rund 900 km an Zu-/Umbeseilungen und 2.080 km Neubau in bestehenden Trassen (ausschließlich Ersatzneubau). Hinzu kommen rund 600 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse. Der Umfang an DC-Netzverstärkungen beträgt rund 880 km. Hinzu kommen rund 2.470 km an DC-Netzausbaumaßnahmen. Rund 120 km der AC-Maßnahmen sowie 175 km der DC-Maßnahmen betreffen Interkonnektoren.

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 29 bis 33 in Kapitel 7.1 mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand einzeln aufgelistet. **Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes** belaufen sich auf **rund 49 Mrd. EUR**. Sie liegen damit sowohl aufgrund des größeren Maßnahmenumfangs als auch wegen der Aktualisierung der Standard- und Projektkosten im Startnetz um 10 Mrd. EUR höher als im NEP 2035 (2021).

In Abbildung 60 sind die Startnetzmaßnahmen mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand grafisch dargestellt.

Abbildung 60: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz*/nur Leitungsprojekte



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

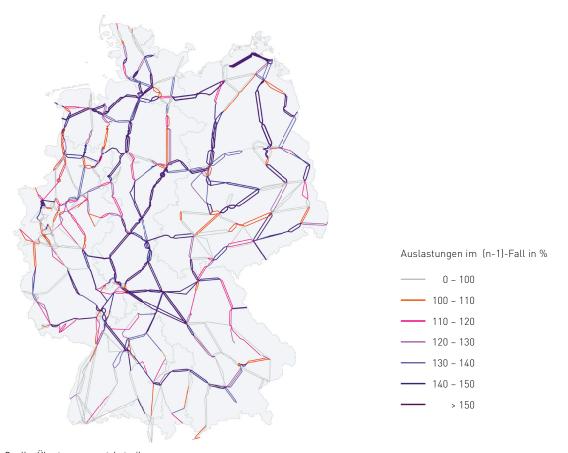
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © $\underline{\mathsf{Mapbox}}$, © $\underline{\mathsf{OpenStreetMap}}$ $\underline{\mathsf{(ODbL)}}$

5.2.3 Ergebnisse der Netzanalysen des BBP-Netzes bei Ausfall eines Netzelements

Das BBP-Netz setzt sich aus dem Startnetz und den im BBP 2022 enthaltenen Maßnahmen zusammen. Damit sind alle Projekte umfasst, für die gesetzlich eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt wurde.

Um feststellen zu können, ob die im BBP-Netz enthaltenen Maßnahmen zur Gewährleistung der Transportaufgabe für das Szenario B 2037 ausreichen, wurden entsprechende Netzanalysen (s. Kapitel 5.4) durchgeführt. In der folgenden Abbildung sind die maximalen Auslastungen des BBP-Netzes, die sich bei Umsetzung des Szenarios B 2037 ergeben, beispielhaft bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt.

Abbildung 61: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz



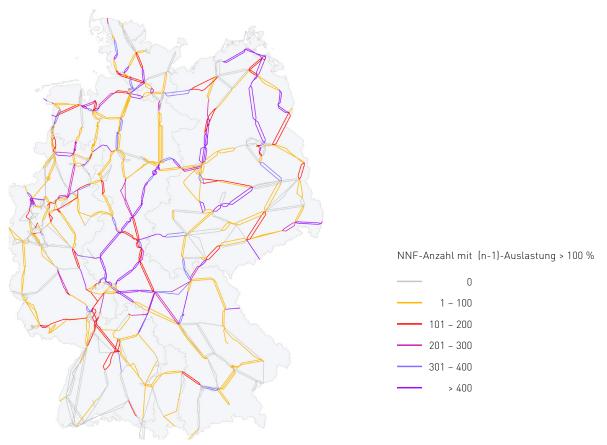
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 61 zeigt im BBP-Netz die maximalen Auslastungen der Leitungen bei einem Ausfall eines Netzelements über den Zeitraum eines gesamten Jahres. Beim Ausfall eines Netzelements darf die maximale Auslastung einer Leitung 100 % aus Gründen der Sicherstellung der Systemsicherheit in der Regel nicht überschreiten. Auslastungen über 100 % können Folgeausfälle bzw. Versorgungsunterbrechungen verursachen. Die Abbildung weist mit den Netzausbaumaßnahmen des Start- sowie des BBP-Netzes regionenübergreifende unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Die maximale Auslastung der Leitungen beträgt über 250 %.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Häufigkeit von Auslastungen über 100% im (n-1)-Fall für den Netzausbauzustand des BBP-Netzes. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres im Szenario B 2037 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetz- sowie BBP-Maßnahmen und Interkonnektoren treten im deutschen Höchstspannungsnetz häufig unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf.

Anhand der farbig markierten Leitungen sind unzulässig hohe Auslastungen zu erkennen, die teilweise über 1.000 Stunden liegen und auf einigen Leitungen sogar rund 2.500 Stunden von 8.760 Stunden pro Jahr betragen.

Abbildung 62: Auswertung der aufgetretenen grenzwertüberschreitenden Netznutzungsfälle (NNF) bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildungen 61 und 62 zeigen, dass zusätzlich zum BBP-Netz weitere Maßnahmen notwendig sind. Der Zubau der BBP-Maßnahmen über das Startnetz hinaus kann die Überlastungen des Höchstspannungsnetzes zwar reduzieren, aber noch nicht beseitigen. Die Projekte des BBP-Netzes sind insofern unabdingbar, reichen alleine aber noch nicht aus.

5.2.4 Netzverknüpfungspunkte zum Offshore-Netz

Die Auswahl der Netzverknüpfungspunkte und des Suchraums für neue Netzverknüpfungspunkte ist Aufgabe des NEP (s. ebenso Kapitel 4). Die Zuordnung von Offshore-Netzanbindungssystemen zu diesen Punkten unter räumlichen und zeitlichen Gesichtspunkten erfolgt im FEP. Bei der Auswahl der NVP sind im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte unter Anwendung des NOVA-Prinzips zu berücksichtigen:

- > Die Aufnahmefähigkeit eines NVP muss hinsichtlich der abgehenden Leitungen im Onshore-Netz ausreichend dimensioniert sein.
- Die bereits vorhandene 380-kV-Netzinfrastruktur in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern und Hessen muss zur Vermeidung zusätzlicher Ausbaumaßnahmen in Form von neuen 380-kV-Netzverknüpfungspunkten bestmöglich genutzt werden.
- > Bei der Ermittlung eines Suchraums für einen neuen NVP für die Aufnahme von Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie finden neben der bestehenden 380-kV-Netzinfrastruktur auch die Berechnungen zur Systemstabilität und die möglichen Anlandepunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme Berücksichtigung.

Für die Durchführung der Netzberechnungen ist die angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie für jedes Szenario auf die NVP aufzuteilen. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die einzelnen NVP ist der folgenden Tabelle 25 zu entnehmen.

Tabelle 25: Übersicht über die im NEP angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungs- ebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW				Jahr der Verfügbarkeit des	
			A 2037	B/C 2037	A 2045	B/C 2045	Netzverknüpfungspunktes	
Bremen Blockland/Neu		380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2032	
Hessen	Kriftel	380	0	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2036	
Hessen	Suchraum Ried (Stadt Bürstadt/Gemeinden Biblis und Groß-Rohrheim)	380	0	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2037	
Mecklenburg- Vorpommern	Bentwisch	380	288	288	0	0	bereits in Betrieb	
Mecklenburg- Vorpommern	Lubmin	380	1.468	1.468	1.468	1.468	bereits in Betrieb	
Mecklenburg- Vorpommern	Suchraum Broderstorf (Gemeinden Broder- storf/Dummerstorf/ Papendorf/Roggentin/ Stadt Rostock)	380	180	180	180	180	vrstl. 2032	
Mecklenburg- Vorpommern	Suchraum Brünzow (Gemeinden Brünzow/ Kemnitz)	380	1.300	1.300	1.800	1.800	vrstl. 2026	
Mecklenburg- Vorpommern Suchraum Gnewitz (Gemeinden Dettmann dorf/Gnewitz/Sanitz/ Stadt Marlow)		380	1.000	1.000	1.500	1.500	vrstl. 2028	
Niedersachsen Garrel/Ost		380	900	900	900	900	2025	
Niedersachsen	Diele	380	1.188	1.188	1.071	1.071	bereits in Betrieb	
Niedersachsen	Dörpen/West	380	2.478	2.478	916	916	bereits in Betrieb	
Niedersachsen	Emden/Borßum	220	113	113	0	0	bereits in Betrieb	
Niedersachsen	Emden/Ost	380	2.700	2.700	1.800	1.800	bereits in Betrieb	
Niedersachsen	Hagermarsch	110	0	0	0	0	bereits in Betrieb	
Niedersachsen	Hanekenfähr	380	1.800	1.800	1.800	1.800	2028	
Niedersachsen	Inhausen	220	111	111	0	0	bereits in Betrieb	
Niedersachsen	Unterweser	380	4.000	4.000	4.000	4.000	2029	
Niedersachsen	Wehrendorf	380	2.000	2.000	2.000	2.000	2029	
Niedersachsen	Wilhelmshaven/ Landkreis Friesland	380	4.000	4.000	4.000	4.000	2029	
Niedersachsen	Suchraum Rastede (Ovelgönne/Rastede/ Wiefelstede/Westerstede)	380	2.000	2.000	4.000	4.000	vrstl. 2031	
Niedersachsen	Samtgemeinde Sottrum	380	0	0	2.000	2.000	vrstl. 2042	

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungs- ebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW				Jahr der Verfügbarkeit des	
			A 2037	B/C 2037	A 2045	B/C 2045	Netzverknüpfungspunktes	
Suchraum Nüttermoor (Stadt Leer/Gemeinden Moormerland und Jemgum)		380	0	2.000	4.000	4.000	vrstl. 2037	
Nordrhein-Westfalen	Westerkappeln	380	2.000	2.000	2.000	2.000	2030	
Nordrhein-Westfalen	Rommerskirchen	380	2.000	2.000	4.000	4.000	vrstl. 2034	
Nordrhein-Westfalen	Oberzier	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2036	
Nordrhein-Westfalen	Niederrhein	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2032	
Nordrhein-Westfalen	Kusenhorst	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2033	
Nordrhein-Westfalen	Lippe	380	0	0	2.000	2.000	vrstl. 2040	
Nordrhein-Westfalen	Sechtem	380	0	0	2.000	2.000	vrstl. 2045	
Schleswig-Holstein Büttel		380	3.065	3.065	2.201	2.201	bereits in Betrieb	
Schleswig-Holstein	Suchraum Heide (Gemeinden Hemmings- tedt/Lieth/Lohe-Rickels- hof/Wöhrden)	380	4.000	4.000	4.000	4.000	2030	
Schleswig-Holstein	Suchraum Pöschendorf (Gemeinden Pöschen- dorf/Hadenfeld/ Kaisborstel/Looft)	380	4.000	4.000	4.000	4.000	vrstl. 2033	
Schleswig-Holstein Wiemersdorf/Hardebek		380	0	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2035	
Schleswig-Holstein Schwarzenbek-Land) Suchraum Büchen (Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land)		380	2.000	2.000	4.000	4.000	vrstl. 2035	
Schleswig-Holstein	Brunsbüttel	380	0	0	2.000	2.000	vrstl. 2041	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Um den Zusammenhang zwischen dem Netzausbau an Land und der Netzanbindung der Offshore-Windenergie aufzuzeigen, wird in den Projektsteckbriefen der Offshore-Netzanbindungssysteme im Anhang auf die korrespondierenden landseitigen Projekte des NEP hingewiesen. In den Projektsteckbriefen der landseitigen Projekte wird darüber hinaus ebenfalls auf die korrespondierenden Offshore-Netzanbindungssysteme verwiesen.

5.2.5 Erforderliche Maßnahmen in den Szenarien

Wie in Kapitel 3 beschrieben, erzeugt die Marktsimulation für jede der 8.760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall. So wird für jede Stunde eines Szenarios die kostengünstigste Möglichkeit zur Deckung des Energiebedarfs unter Berücksichtigung der Vorrangregelung der erneuerbaren Energien ermittelt. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) werden insgesamt sechs Szenarien des nach § 12a EnWG genehmigten Szenariorahmens analysiert, die in Kapitel 2 näher beschrieben werden. Die Netzanalysen der Szenarien A 2037 und C 2037 folgen im zweiten Entwurf.

In allen Szenarien hat der Ausbau der Windenergieleistung an Land und auf See einen wesentlichen Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung, da die Windenergieleistung in Nord- und Ostdeutschland den regionalen Bedarf erheblich überschreitet, während in Süddeutschland der Verbrauch durch lokale Erzeugung bei Weitem nicht mehr gedeckt werden kann (s. Kapitel 3). Insofern ergibt sich der Übertragungsbedarf wesentlich aus der Entfernung zwischen Standorten der – überwiegend erneuerbaren – Stromerzeugung im Norden und Osten sowie dem Verbrauch im Süden und Westen Deutschlands.

Die Untersuchung des Bedarfs zusätzlicher Umspannwerke oder Transformatoren zwischen dem Höchst- und Hochspannungsnetz (380 / 110 kV) erfolgt außerhalb des NEP zwischen den betroffenen Netzbetreibern. Derartige vertikale Punktmaßnahmen werden von der BNetzA nicht nach §12c EnWG bestätigt. Sie werden daher im NEP nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt. Gleichwohl fließen sie in den Datensatz des NEP mit ein und werden daher zusammen mit weiteren horizontalen Punktmaßnahmen (u. a. Schaltanlagen) zur Information in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen 2037 2045 V2023 1E.pdf zum NEP zusammengefasst.

Für die Verknüpfung von Verteil- und Übertragungsnetz sind vor dem Hintergrund zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien vertikale Punktmaßnahmen ein wichtiger Aspekt der Netzentwicklung. Sofern vertikale Punktmaßnahmen Leitungsbaumaßnahmen zugeordnet werden können, werden diese im entsprechenden Projektsteckbrief im Anhang erwähnt.

Die Investitionskosten für die Zubaunetzmaßnahmen werden im NEP auf Basis von Standardkosten (s. Kapitel 5.2.1) ermittelt und haben einen überschlägigen Charakter. Die Gesamtkosten beinhalten neben den Kosten für AC-Freileitungen auch die Kosten für Transformatoren, Schaltfelder, DC-Erdkabel, DC-Konverter, zum Teil für Kompensationsanlagen sowie bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung gemäß § 2 EnLAG oder § 4 BBPlG die Mehrkosten einer Teil-Erdverkabelung (s. Kapitel 5.4.5). Für die Startnetzmaßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen (s. Erläuterung in Kapitel 5.2.1).

Grundlegende Informationen zum Planungsprozess, zur Netzstabilität und zur Technologie finden Sie im Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwb.

Szenario B 2037

Tabelle 26: Szenario B 2037 Kennzahlen

DC-Neubau in Deutschland	l (inkl. Startnetz)	Interkonnektoren (deutscher Anteil) – ohne Interkonnektoren aus Kapitel 5.3			
Länge	6.200 km	Länge 290 km AC und 530 km DC			
Übertragungskapazität	30 GW				
AC-Neubau in Deutschland	l (inkl. Startnetz)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)			
Länge	2.290 km	Länge 10.850 km inkl. 3.790 km Stromkreisauflagen/Umbeseilungen			

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 143,5 Mrd. EUR

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario B 2037 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im Startnetz enthalten sind: DC1/DC2, DC3, DC4, DC5 und DC20. Ihre Nord-Süd-Übertragungskapazität beträgt in Summe rund 12 GW.

Ebenso zeigt sich die Notwendigkeit der folgenden vier HGÜ-Verbindungen, die bereits im BBP 2022 enthalten sind:

>	HGÜ-Verbindung DC21 (BBP Nr. 49)	2 GW Wilhelmshaven/Landkreis Friesland – Lippetal/Welver/Hamm
>	HGÜ-Verbindung DC25 (BBP Nr. 48)	2 GW Heide/West – Polsum
>	HGÜ-Verbindung DC31 (BBP Nr. 81)	2 GW Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden – Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin
>	HGÜ-Verbindung DC34 (BBP Nr. 82)	2 GW Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Bürstadt

Darüber hinaus haben sich die folgenden fünf HGÜ-Verbindungen als notwendig erwiesen:

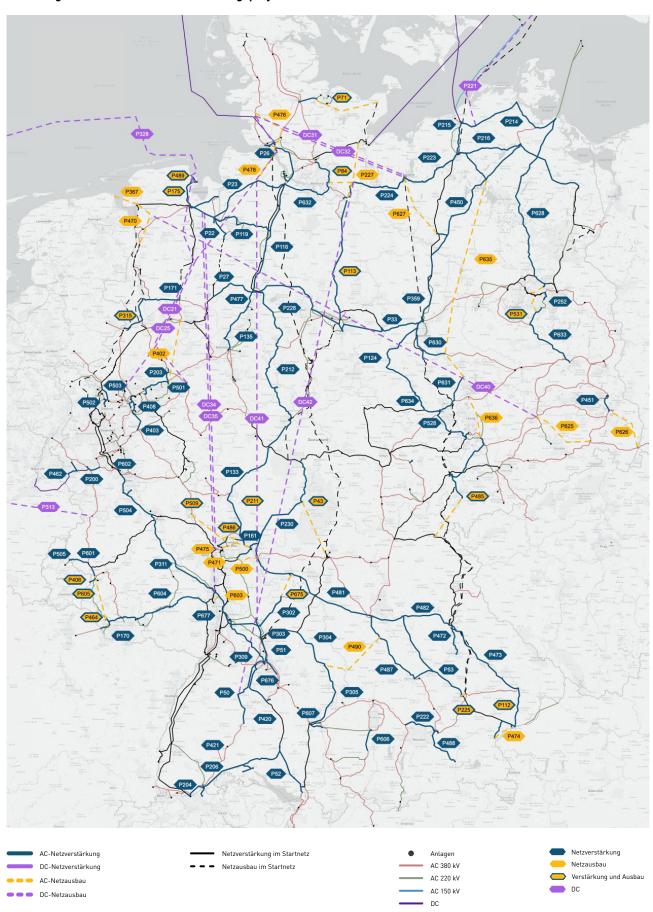
>	HGÜ-Verbindung DC32	2 GW Suchraum Pöschendorf – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/ Warsow/Holthusen/Schossin
>	HGÜ-Verbindung DC35	2 GW Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Marxheim
>	HGÜ-Verbindung DC40	2 GW Suchraum Nüttermoor – Streumen
>	HGÜ-Verbindung DC41	2 GW Suchraum Alfstedt – Obrigheim
>	HGÜ-Verbindung DC42	2 GW Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – südlicher Landkreis Böblingen

Außerdem sind im Szenario B 2037 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des BBP 2022, die allesamt erforderlich sind, weitere rund 4.600 km an AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen erforderlich.

Gegenüber dem BBP 2022 wächst der Bedarf an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen stark an. Der Zuwachs ist im Wesentlichen auf den deutlich höheren Zubau erneuerbarer Energien aufgrund der politischen Ziele zur Erreichung der Klimaneutralität zurückzuführen. Waren im Szenario B 2035 des NEP 2035 (2021) noch rund 73 % Strom aus EE zu integrieren, so sind es im Szenario B 2037 des NEP 2037/2045 (2023) bei deutlich höherer Stromnachfrage bereits rund 89 % – mit einer Steigerung bei Onshore- und Offshore-Windenergie von rund 100 GW. Allein in den fünf norddeutschen Bundesländern steigt die installierte Leistung an Wind on- und offshore gegenüber dem Szenario B 2035 des NEP 2035 (2021) von 84,4 GW um 39,5 GW auf jetzt 123,9 GW an. Die damit einhergehende Stromerzeugung aus Wind on- und offshore steigt von 249,1 TWh um 97 TWh auf 346,2 TWh an.

In der folgenden Abbildung 63 sind die Projekte und Maßnahmen des Szenarios B 2037 dargestellt. In Tabelle 34 in Kapitel 7.1.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP-2037-2045-V2023-1-Entwurf-Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Abbildung 63: Szenario B 2037/nur Leitungsprojekte*



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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © $\underline{\mathsf{Mapbox}}$, © $\underline{\mathsf{OpenStreetMap}}$ ($\underline{\mathsf{ODbL}}$)

Szenarien A / B / C 2045

Tabelle 27: Szenarien A / B / C 2045 Kennzahlen

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)			Interkonnektoren (deutscher Anteil) – ohne Interkonnektoren aus Kapitel 5.3			
Länge 6.200 km Länge		290 km AC und 530 km DC				
Übertragungskapazität	30 GW					
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)			Netzverstärkung (inkl. Startnetz)			
Länge	2.290 km	Länge	10.850 km inkl. 3.790 km Stromkreisauflagen/Umbeseilungen			

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 143,6 Mrd. EUR

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Szenarien A/B/C 2045 dienen mit seinem um acht Jahre verlängerten Zeithorizont der Ausweisung eines Klimaneutralitätsnetzes. Dadurch kann gezeigt werden, dass Maßnahmen, die in den Szenarien mit dem Zeithorizont 2037 identifiziert wurden, auch im Jahr 2045 erforderlich sind.

Alle HGÜ-Verbindungen, die im BBP 2022 enthalten sind, sind ebenso wie im Szenario B 2037 auch in den Szenarien A / B/C 2045 erforderlich.

Darüber hinaus haben sich die folgenden fünf HGÜ-Verbindungen als notwendig erwiesen:

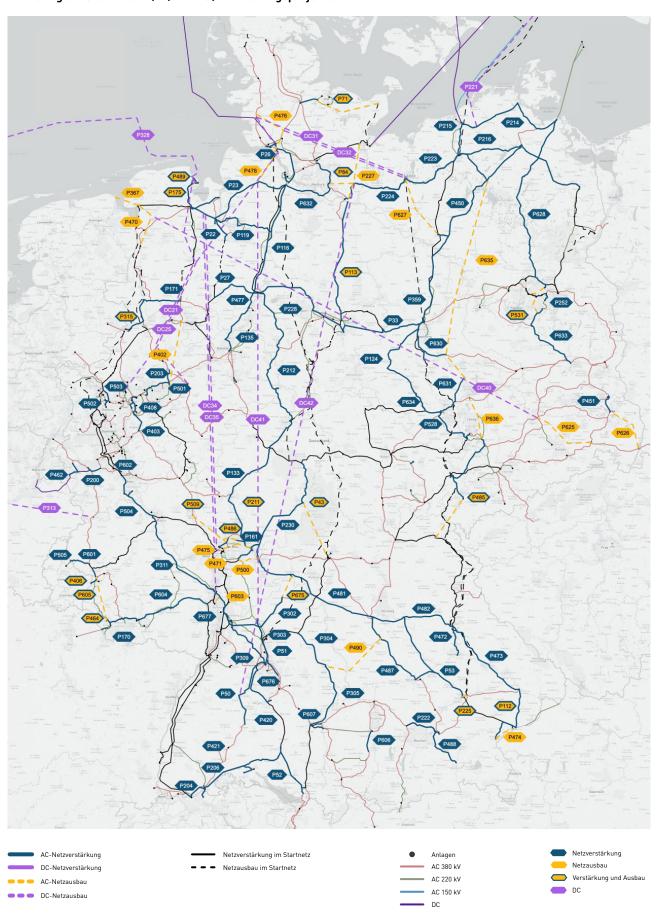
>	HGÜ-Verbindung DC32	2 GW Suchraum Pöschendorf – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/ Warsow/Holthusen/Schossin
>	HGÜ-Verbindung DC35	2 GW Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Marxheim
>	HGÜ-Verbindung DC40	2 GW Suchraum Nüttermoor – Streumen
>	HGÜ-Verbindung DC41	2 GW Suchraum Alfstedt – Obrigheim
>	HGÜ-Verbindung DC42	2 GW Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – südlicher Landkreis Böblingen

Außerdem sind in den Szenarien A/B/C 2045 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des BBP 2022, die allesamt erforderlich sind, weitere rund 4.600 km an AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

In den Szenarien A/B/C 2045 liegt der Umfang der erforderlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (AC und DC) auf nahezu dem gleichen Niveau wie im Szenario B 2037. Die Ergebnisnetze in 2045 unterscheiden sich lediglich im Umfang des mit dem Zielnetz verbleibenden Redispatchbedarfs (s. Kapitel 5.4.6).

In der folgenden Abbildung 64 sind die Projekte und Maßnahmen der Szenarien A / B / C 2045 dargestellt. In Tabelle 34 in Kapitel 7.1.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieser Szenarien aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP-2037-2045-V2023-1-Entwurf-Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Abbildung 64: Szenarien A/B/C 2045/nur Leitungsprojekte*



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

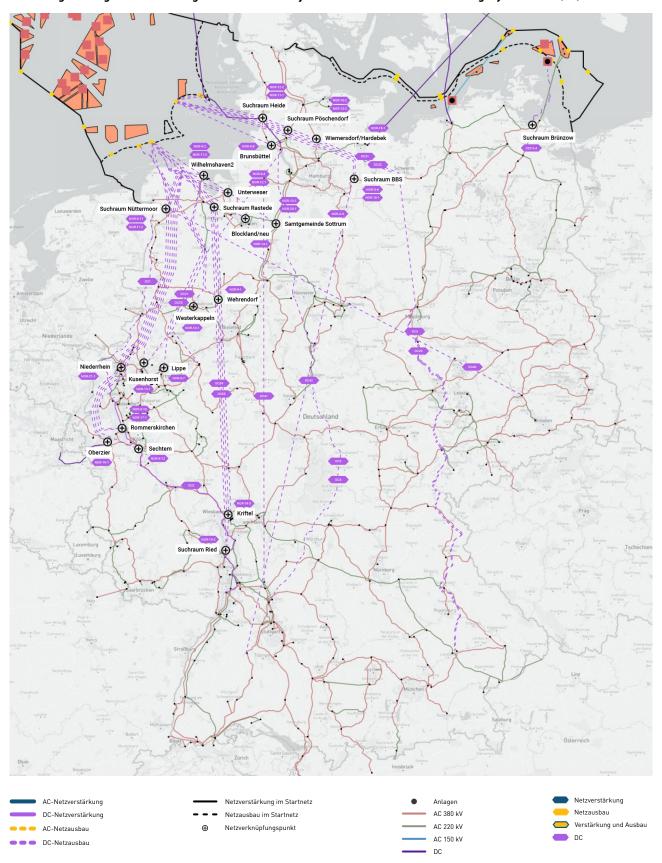
 ${\tt Quelle: \ddot{U}bertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage @ \underline{Mapbox}, @ \underline{OpenStreetMap} ~ \underline{[ODbL]}}$

Mögliche Bündelungsoptionen neuer landseitiger DC-Projekte und von Offshore-Netzanbindungssystemen

Gemäß § 12b Abs. 3a EnWG sind die ÜNB erstmalig dazu verpflichtet, Bündelungsoptionen für neu identifizierte DC-Netzausbaumaßnahmen und den länderübergreifenden landseitigen Teil der Offshore-Anbindungsleitungen zu nennen. Dabei ist aufzuzeigen, wie diese mit bestehenden oder zumindest verfestigt geplanten Trassen ganz oder weitgehend in einem Trassenkorridor realisiert werden können. Die Bündelung ermöglicht die Führung sowohl von Offshore-Anbindungssystemen als auch von neu identifizierten DC-Projekten in derselben Trasse und damit eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme.

In der nachfolgenden Abbildung 65 sind mögliche Bündelungsoptionen der neu identifizierten DC-Netzausbaumaßnahmen sowie der landseitige Teil der Offshore-Netzanbindungssysteme bis 2045 aufgezeigt. Die Karte geht über die Anforderungen des § 12b Abs. 3a EnWG hinaus, indem sie auch Korridore darstellt, in denen Ausbaumaßnahmen ohne bislang verfestigte Planung miteinander gebündelt werden sollen. Aufgrund der bislang fehlenden Anlandungspunkte einzelner Offshore-Projekte ist die Umsetzung der Bündelung für diese noch näher zu bestimmen.

Abbildung 65: Mögliche Bündelung der neuen DC-Projekte und der Offshore-Anbindungssysteme in A/B/C 2045



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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © $\underline{\mathsf{Mapbox}}$, © $\underline{\mathsf{OpenStreetMap}}$ $\underline{\mathsf{(ODbL)}}$

5.2.6 Ergebnisse der Netzentwicklung

Die wesentlichen Prämissen der Netzplanung sind neben der Systemsicherheit die bedarfsgerechte Auslegung des Übertragungsnetzes, die Minimierung zusätzlich neuer Netztrassen, die Wirtschaftlichkeit und die Nachhaltigkeit.

Auch für diesen NEP 2037/2045 (2023) wurden in einem integrierten Gesamtkonzept zusätzlich zu den Maßnahmen des Startnetzes und den AC- sowie den DC-Maßnahmen des BBP 2022 jeweils für die Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 Maßnahmen zur Netzoptimierung, zur Netzverstärkung und zum Netzausbau ermittelt. Die Ergebnisse der Szenarien A 2037 und C 2037 werden im zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) dargestellt. Gegenüber dem NEP 2035 (2021) identifiziert der vorliegende NEP 2037/2045 (2023) neue Onshore-Projekte mit einer Trassenlänge von 5.742 km und zusätzlichen Investitionen in Höhe von 41,6 Mrd. EUR.

Wichtige Treiber für weiträumige Leistungstransporte in den Szenarien sind der Ausbau der Onshore-Windenergie insbesondere in Nord- und Ostdeutschland, die Offshore-Windenergie sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch mit dem Ausland. Die Ergebnisse des in diesem NEP ermittelten Offshore-Netzausbaus finden sich in den Kapiteln 4.2.3 und 4.2.4.

Da der wesentliche Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten bereits bis 2037 erfolgt, ist der größte Anteil des Übertragungsnetzes bereits bis dahin umzusetzen. Der weitere Ausbau von Photovoltaik kann infolge des weiteren Zubaus an Flexibilitäten weitgehend kompensiert werden. Gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens entsprechen die Ausbaupfade der erneuerbaren Energien bis 2045 den politischen Zielsetzungen zur Erreichung der Klimaneutralität und liegen 2045 auf einem ähnlichen Niveau. Die Netzanalysen zeigen für alle Szenarien im Jahr 2045 ein identisches Übertragungsnetz. Dieses unterscheidet sich lediglich an dem verbleibenden Redispatch-Volumen, das nicht durch neue Netzverstärkungsoder -ausbaumaßnahmen beseitigt wird. In den Zielnetzen A/B/C 2045 werden robuste Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen ausgewiesen, die sich in allen Szenarien als erforderlich erweisen. Anders als im NEP 2035 (2021) wird in dem vorliegenden NEP 2037/2045 (2023) das Instrument der Spitzenkappung nicht angewandt. Derzeit wird Spitzenkappung durch die VNB nur in sehr begrenztem Maße umgesetzt, sodass eine über diese Planungen hinausgehende Berücksichtigung durch die ÜNB nicht sachgerecht ist und außerdem das Risiko der Unterschätzung von Netzbelastungen erhöht. Eine weitere Reduktion des verbleibenden Redispatchbedarfs um die Spitzenkappung wurde gemäß der Genehmigung der BNetzA nicht vorgenommen (s. Kapitel 2.5).

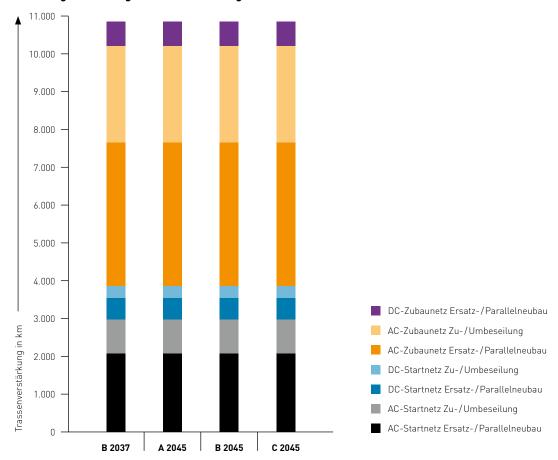
In allen Szenarien wurde die Notwendigkeit aller Maßnahmen des BBP 2022 nachgewiesen. Grundsätzlich wurden die im BBP 2022 enthaltenen DC-Verbindungen mit einer Übertragungskapazität von in Summe rund 20 GW zugrunde gelegt – sechs Projekte davon mit insgesamt rund 12 GW Nord-Süd-Übertragungskapazität befinden sich bereits im Startnetz. Diese haben sich überall gleichermaßen als erforderlich erwiesen. Darüber hinaus zeigte sich in allen Szenarien die Erforderlichkeit von fünf weiteren DC-Verbindungen. Darunter ist eine DC-Verbindung mit 2 GW zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern (DC32), eine DC-Verbindung mit 2 GW zwischen Niedersachsen und Hessen (DC35), eine DC-Verbindung mit 2 GW zwischen Niedersachsen und Sachsen (DC40), sowie zwei DC-Verbindungen mit je 2 GW zwischen Niedersachsen bzw. Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg (DC41 und DC42).

Durch die zusätzlichen DC-Verbindungen kann die Nord-Süd-Übertragungskapazität um 8 GW erhöht werden, ebenso wird durch die DC40 die Ost-West-Übertragungskapazität um 2 GW erhöht.

Neben dem Einsatz der DC-Technologie für die großräumige Stromübertragung ist die weitere Verstärkung bzw. der Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes über den BBP 2022 hinaus erforderlich. Dämpfend auf den AC-Netzausbaubedarf wirkt neben der Berücksichtigung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (s. Kapitel 5.4.2) die Berücksichtigung von Anlagen zur Lastflusssteuerung (z.B. Querregeltransformatoren), da diese die Lastflüsse auf den vorhandenen Leitungen optimieren. Im NEP 2037/2045 (2023) wurden sämtliche Ad-hoc-Maßnahmen zur Lastflusssteuerung berücksichtigt, die von der BNetzA in den vorherigen beiden Netzentwicklungsplänen bestätigt wurden. Darüber hinaus wurden die von der BNetzA im NEP 2030 (2019) bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen an den Standorten Kupferzell sowie Audorf/Süd und Ottenhofen sowie weitere Netzbooster berücksichtigt (s. Kapitel 5.2.7).

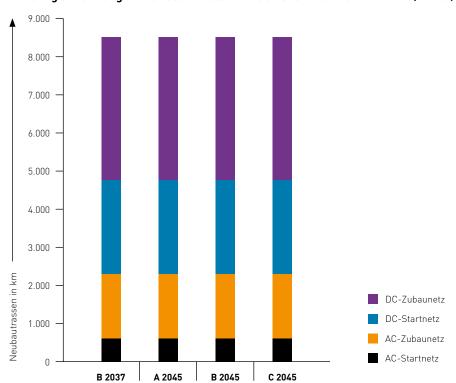
In den Abbildungen 66 und 67 sind für die Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 der Umfang an Netzverstärkungen in Bestandstrassen und der Umfang von Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird.

Abbildung 66: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

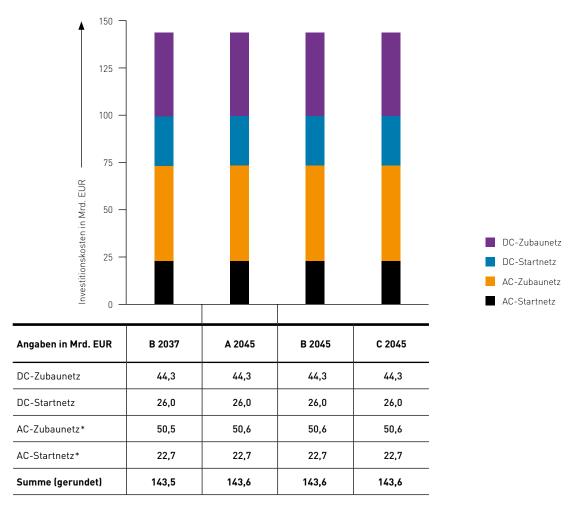
Abbildung 67: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 68 sind für die Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 die geschätzten Investitionskosten abgebildet. Details zur Ermittlung der Investitionskosten finden sich in Kapitel 5.2.1. Die Investitionskosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie werden in Abbildung 23 in Kapitel 4.2.4 dargestellt. Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwL hinterlegt.

Abbildung 68: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2037/2045 (2023)



^{*}inkl. Anlagen zur Blindleistungskompensation

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für das Szenario B 2037 werden die Kosten und Mengen aus den Abbildungen und Tabellen dieses Kapitels nachfolgend beispielhaft erläutert.

Das Volumen der Netzverstärkungen in Bestandstrassen einschließlich der Startnetzmaßnahmen beträgt in B 2037 rund 10.850 km (davon rund 3.790 km Umbeseilung oder Stromkreisauflagen und rund 7.060 km Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in oder neben bestehenden Trassen). Zum Vergleich: Das Volumen des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes liegt bei rund 35.000 km. Der Ausbaubedarf in neuen Leitungstrassen beträgt einschließlich Startnetz im Szenario B 2037 rund 8.500 km, davon 6.210 km DC-Verbindungen und 2.290 km AC-Verbindungen.

In den Kilometerangaben ist der deutsche Anteil der von der BNetzA bereits bestätigten Interkonnektoren zu den Nachbarstaaten mit einer Länge von 260 km (AC) und 530 km (DC) enthalten.

Die nachfolgende Tabelle 28 gibt eine Übersicht über die Längenangaben der erforderlichen Netzverstärkungen und des Neubaubedarfs aus den Kapiteln 5.2.2 und 5.2.5 sowie aus den Abbildungen 66 und 67 – differenziert nach Startund Zubaunetz.

Tabelle 28: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2037/2045 (2023)

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Vers						
	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/ Parallelneubau	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/ Parallelneubau	AC-Neubau	DC-Neubau	Summe		
Startnetz	897	2.079	321	560	603	2.466	6.925		
Zubaunetz									
B 2037	2.571	3.786	0	640	1.692	3.742	12.430		
A 2045	2.571	3.786	0	640	1.692	3.742	12.430		
B 2045	2.571	3.786	0	640	1.692	3.742	12.430		
C 2045	2.571	3.786	0	640	1.692	3.742	12.430		
Start- und Zubaunetz									
B 2037	3.468	5.865	321	1.200	2.294	6.207	19.355		
A 2045	3.468	5.865	321	1.200	2.294	6.207	19.355		
B 2045	3.468	5.865	321	1.200	2.294	6.207	19.355		
C 2045	3.468	5.865	321	1.200	2.294	6.207	19.355		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das geschätzte Investitionsvolumen beträgt für das Szenario B 2037 rund 143,5 Mrd. EUR. Darin sind rund 49 Mrd. EUR für das Startnetz enthalten, allerdings noch nicht die Kosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie (s. Kapitel 4.2.4). In den Gesamtkosten nicht enthalten sind die Kosten für das Projekt P328 (DC-Interkonnektor DE – GB), da dieses Projekt von einem Drittinvestor geplant und errichtet wird. Ebenfalls nicht in den Gesamtkosten sowie darüber hinaus in den Kilometerangaben enthalten sind die zusätzlichen Interkonnektoren (s. nachfolgendes Kapitel 5.3).

Die im Vergleich zum vorherigen NEP stark angestiegenen Investitionskosten sind neben dem geänderten Umfang an Projekten und Maßnahmen auf die Anpassung der Standard- und Projektkosten als Folge der wirtschaftlichen Gesamtentwicklung zurückzuführen.

5.2.7 Ad-hoc-Maßnahmen bis 2030

Die EEG-Novelle 2023 sieht bis zum Jahr 2030 bereits eine deutliche Steigerung des Ausbaus von erneuerbaren Energien (EE-Ausbau) im Vergleich zu den Zielwerten der Szenarien vergangener Netzentwicklungspläne vor. Dadurch steigt die Transportaufgabe im deutschen Übertragungsnetz signifikant und übersteigt in der Folge auch den für das Jahr 2030 in vergangenen Netzentwicklungsplänen identifizierten notwendigen Netzausbau. Dadurch verschärft sich kurz- bis mittelfristig die Belastung des Übertragungsnetzes. Gleichzeitig ist absehbar, dass weniger konventionelle Kraftwerke als bisher zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen bereitstehen. Deshalb kommt es zu höheren Redispatchbedarfen als bislang angenommen. Vor diesem Hintergrund haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber weitere geeignete Maßnahmen identifiziert, die bereits kurz- bis mittelfristig realisiert werden können und die skizzierte Situation entschärfen.

Die Bewertung und Ermittlung dieser sogenannten Ad-hoc-Maßnahmen erfolgte auf Basis des Szenarios und Netzmodells der gemäß § 34 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes erstellten Langfristanalyse mit Betrachtungsjahr 2030 (Variante A, progressiver Fortschritt des Netzausbaus). Weitere Details zur Langfristanalyse sind nach Veröffentlichung Ende März 2023 auf www.netztransparenz.de einsehbar.

Die ermittelten Ad-hoc-Maßnahmen sind kurz- bis mittelfristig realisierbare Maßnahmen mit einer engpassreduzierenden Wirkung. Zu dieser Kategorie zählen insbesondere Zu- oder Umbeseilungen, zum Beispiel mit Hochtemperaturleiterseilen, zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit oder lastflusssteuernde Maßnahmen zur Vergleichmäßigung des Lastflusses. Die Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile hängt maßgeblich von einer Gesetzesänderung ab, welche künftig eine erheblich schnellere Umsetzung ermöglichen soll. Bei den identifizierten Maßnahmen handelt es sich sowohl um Beschleunigungen aus vorherigen Netzentwicklungsplänen bekannter Maßnahmen als auch um neu entwickelte Maßnahmen auf Basis der im Jahr 2030 erwarteten Situation.

Neben diesen Ad-hoc-Maßnahmen werden im Rahmen der Langfristanalyse mit dem Zieljahr 2030 weitere Maßnahmen zur Wahrung der Systemstabilität (u. a. Blindleistungskompensationsanlagen) ausgewiesen. Die notwendigen Zwischenbedarfe werden im zweiten Entwurf vorgestellt.

Ergebnisse der Bewertung von Ad-hoc-Maßnahmen

Im Zuge der Ad-hoc-Maßnahmenermittlung wurden folgende Maßnahmen zur Engpassreduktion identifiziert:

- > P133 M253 Netzverstärkung Borken Gießen/Nord (HTL-Umbeseilung)
- > P170 M380 (teilweise) HTLS-Umbeseilung Ensdorf Uchtelfangen
- > P171 M381 HTLS-Umbeseilung Hanekenfähr Merzen
- > P211 M434 Netzverstärkung Gießen/Nord-Karben (HTL-Umbeseilung)
- > P212 M797/M435/M472/M473 Landesbergen Grohnde Vörden Würgassen Sandershausen / Ost Bergshausen Borken (HTL-Umbeseilung)
- > P230 Netzverstärkung Dipperz-Großkrotzenburg (HTL-Umbeseilung)
- > P303 M513 Netzverstärkung Großgartach Hüffenhardt
- > P304 M514 Netzverstärkung Kupferzell Goldshöfe
- > P309 M484 HTLS-Umbeseilung Bürstadt Hoheneck
- > P408 M744 HTLS-Umbeseilung Emscherbruch Hüllen Eiberg
- > P420 M630 Netzverstärkung Reicheneck Rommelsbach
- > P426 M645 Lastflusssteuernde Maßnahme Philippsburg
- P480 Anzeigeverfahren zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Stromkreise Audorf/Süd –
 Hamburg/Nord sowie Audorf/Süd Kummerfeld der Mittelachse in Schleswig-Holstein auf 4.000 A
- P480 Anzeigeverfahren zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Stromkreise Brunsbüttel –
 Süderdonn und Süderdonn Heide/West der Westküstenleitung in Schleswig-Holstein auf 4.000 A

- > P480 M844 Netzverstärkung Wahle Klein Ilsede Mehrum/Nord Algermissen Grohnde (HTL-Umbeseilung)
- > P480 M845 zwei zusätzliche Phasenschiebertransformatoren in Diele
- > P480 M846 Netzverstärkung Mecklar-Dipperz (HTL-Umbeseilung)
- > P480 M847 Netzverstärkung Karben-Großkrotzenburg (HTL-Umbeseilung)
- > P604 M906 (teilweise) HTLS-Umbeseilung Uchtelfangen Mittelbexbach
- > P610 M922 HTLS-Umbeseilung Meppen Hanekenfähr
- > P611 M923 HTLS-Umbeseilung Mengede Emscherbruch
- > P630 M630a Netzverstärkung Wolmirstedt Eulenberg Förderstedt
- > P637 M637a Netzausbau Lastflusssteuerung Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow
- > P639 M639a Netzausbau Lastflusssteuerung Eisenach
- > P677 M861 Netzverstärkung Neurott Hüffenhardt
- > P680 M917 Lastflusssteuernde Maßnahme Höpfingen
- > P681 M918 Lastflusssteuernde Maßnahme Goldshöfe

Ausgehend von den Redispatchergebnissen der Topologie der Langfristanalyse 2030 (Variante A) reduzieren die obigen Maßnahmen den Redispatch-Bedarf um ca. 5 TWh (EE-Abregelung davon ca. 4 TWh).

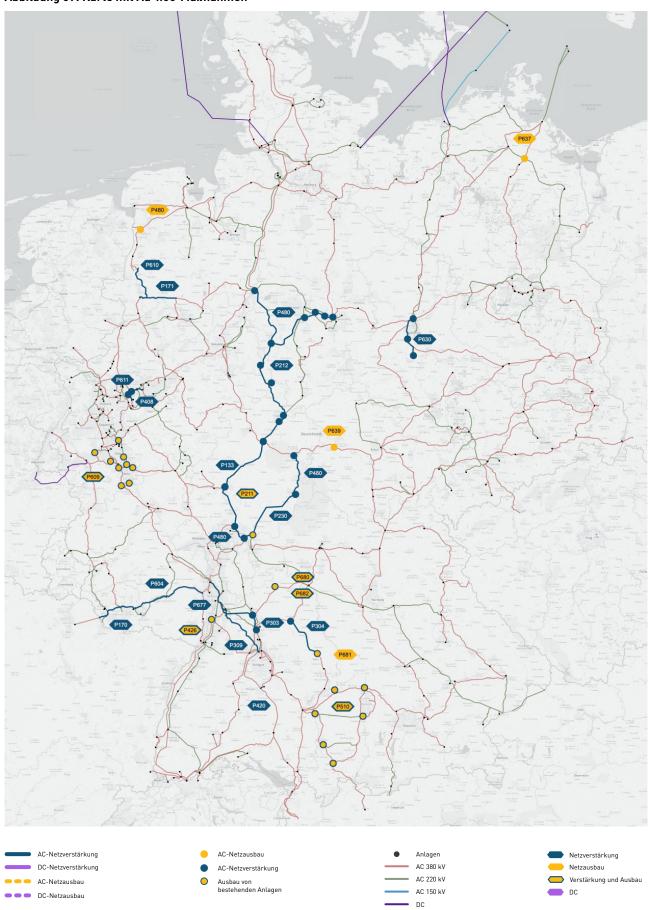
Ergebnisse der Netzbooster

Im Rahmen dieser Untersuchung wurden zusätzlich drei Netzbooster-Anlagen als kurative Maßnahmen anhand des vermiedenen Redispatchbedarfes bewertet:

- > P510 M787 250 MW dezentraler Netzbooster Bayerisch-Schwaben
- > P609 M809 250 MW dezentraler Netzbooster im Rheinland
- > P682 M920 250 MW am Standort Höpfingen

Ausgehend von einer Topologie mit den aktivierten Netzbooster-Pilotanlagen P365-M583 und P430-M646 reduzieren die drei zusätzlichen Netzbooster-Anlagen den Redispatchbedarf um jeweils 0,5 TWh (EE-Abregelung davon 0,25 TWh).

Abbildung 69: Karte mit Ad-hoc-Maßnahmen*



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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © <u>Mapbox</u>, © <u>OpenStreetMap</u> <u>(ODbL)</u>

5.3 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnektoren im NEP 2037 / 2045 (2023)

Basierend auf der von der EU-Kommission genehmigten 3. CBA Richtlinie ("3nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects"¹⁰), werden im NEP 2037/2045 (2023) Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder des BBP 2022 sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

Die Kosten-Nutzen-Analyse wird für die nachfolgenden Interkonnektoren durchgeführt. Die Ergebnisse werden im zweiten Entwurf ausgewiesen.

- > P74 Vöhringen Westtirol (DE AT)
- > P329 Zweiter DC-Interkonnektor zwischen Deutschland und Großbritannien (DE UK)
- > P640 DC-Netzausbau: Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI) (DE DK)
- > P678 Südlicher Landkreis Böblingen Mettlen (DE CH)¹¹
- > P679 Westlicher Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald Region Burgund (DE FR)11

Gemäß des genehmigten Szenariorahmens sind die Interkonnektoren P74, P329, P640 und P678 Bestandteil des Ausgangsnetzes des NEP 2037/2045 (2023), da diese Projekte bereits im TYNDP geführt werden. Sie wurden daher in den Marktsimulationen aller betrachteten Szenarien berücksichtigt. Gleichwohl ist für sie aufgrund der oben genannten Kriterien eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen. Die Bewertung dieser Interkonnektoren erfolgt unter Anwendung des sogenannten T00T-Ansatzes. Dabei wird der jeweilige Interkonnektor nur für seine eigene Bewertung aus dem Netz und dem jeweiligen Szenario herausgeschaltet ("Take one out at a time"). Die Bewertung des Interkonnektors P679 erfolgt unter Anwendung des sogenannten PINT-Ansatzes, Dabei wird der jeweilige Interkonnektor nur für seine eigene Bewertung dem Netz und dem Szenario hinzugefügt ("Put one in at a time").

Die Länge der zusätzlichen Interkonnektoren beträgt in Summe 864 km, davon 754 km Neubau in neuer Trasse, 35 km Ersatzneubau sowie 75 km Zu-/Umbeseilung. Der Kostenumfang der oben genannten Projekte zusammen beträgt rund 4,3 Mrd. EUR, in diesen Kosten nicht enthalten sind die Kosten für das Projekt P329 (Zweiter DC-Interkonnektor DE – GB), da dieses Projekt von einem Drittinvestor geplant und errichtet wird.

Im Gegensatz zu einer rein monetären Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils die gesamten Kosten direkt mit der Summe monetarisierter Nutzen verglichen werden, folgt die von ENTSO-E verwendete Kosten-Nutzen-Analyse einem multikriteriellen Ansatz, bei dem sowohl monetarisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden. Neben diesen Nutzen ergeben sich für einzelne Projekte noch weitere qualitative Nutzen, die im Rahmen der CBA für den NEP 2037/2045 (2023) nicht ausgewiesen werden.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse im NEP 2037/2045 (2023) sind die Szenarien B 2037 und B 2045 (s. Kapitel 2). Zunächst wird durch eine neue Marktsimulation ohne bzw. mit dem zu untersuchenden Interkonnektor die Auswirkung auf den Handelsaustausch und das sich einstellende Marktergebnis in Europa ermittelt. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen werden Lastflussberechnungen inkl. Optimierungen von steuerbaren Netzbetriebsmitteln wie PST und HGÜ durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatch-Berechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt und der jeweilige Nutzen anschließend aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen bestimmt. Die Beschreibung des Vorgehens bei der Kosten-Nutzen-Analyse sowie der konkreten projektspezifischen Ergebnisse werden mit dem zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) veröffentlicht. Im ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) wird daher auf eigene Projektsteckbriefe für die oben genannten Interkonnektoren verzichtet.

¹⁰ ENTSO-E: "3nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project", veröffentlicht Oktober 2022: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/CBA/221019-3rd%20CBA_Guidelines%20.pdf

¹¹ Aufgrund der noch laufenden Untersuchungen zum finalen Netzverknüpfungspunkt im Ausland, und der erwarteten Auswirkungen auf den Trassenverlauf auf deutscher Seite, ist die Ermittlung eines Präferenzraumes nach EnWG § 12c Abs. 2a für diese Projekte zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht sinnvoll.

Gemäß der Genehmigung der BNetzA werden die CBA für zusätzliche Interkonnektoren erst im zweiten Entwurf veröffentlicht. Die Notwendigkeit der weiteren Leitungsprojekte des NEP 2037/2045 (2023) wird – sofern die Projekte nicht bereits weit fortgeschritten sind und sich im Startnetz befinden – wie bisher gemäß der Planungsgrundsätze der vier deutschen ÜNB insbesondere anhand von (n-1)-Nachweisen identifiziert (s. Kapitel 5.4.1). Eine Kosten-Nutzen-Analyse für alle Projekte ist im NEP nicht verpflichtend.

5.4 Methodik der Netzanalyse

5.4.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemeinsame Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes festgelegt, die im Juli 2022 in einer überarbeiteten Fassung veröffentlicht worden sind. Sie finden diese auf den Websites von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sowie als Link auf der Seite www.netzentwicklungsplan.de/Zwa. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023). Sie legen die Untersuchungsmethodik der Netzplanung fest, definieren Beurteilungskriterien (z. B. das (n-1)-Kriterium bzw. das erweiterte (n-1)-Kriterium) für ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz mit erforderlichen Freiheitsgraden zur Wahrung eines sicheren Netzbetriebs und leiten Maßnahmen zur Einhaltung dieser Beurteilungskriterien ab.

Kern der netztechnischen Untersuchungen im Rahmen der Netzplanung sind Netzanalysen (rechnerische Simulation der Lastflüsse im Übertragungsnetz durch Lastflussberechnungen) auf der Basis von Planungsnetzmodellen für die Langfristplanung. Die unterlagerten Netzebenen sind in geeinigter Form modelliert, siehe § 12b Abs. 1 S. 5 EnWG. Dabei wird die Einhaltung der Kriterien zur Gewährleistung der Netzsicherheit für jede Stunde des Jahres überprüft. Die Netzanalysen umfassen im Rahmen des Netzentwicklungsplans ausgehend vom Normalschaltzustand des Übertragungsnetzes (sogenannter topologischer Grundfall) Netzschwächungen durch Ausfälle von Betriebsmitteln (hier im NEP: Leitungen und Transformatoren des Übertragungsnetzes). Instandhaltungs-, reparatur- oder baubedingte Freischaltungen von Betriebsmitteln werden als Netzschwächungen im NEP nicht in die Netzanalysen einbezogen. Die Anwendung des (n-1)-Kriteriums, d. h. der Ausfall eines Elementes im Übertragungsnetz, ist dabei abhängig von der eingesetzten Übertragungstechnologie. So bestimmen die technologische Ausgestaltung einer HGÜ-Verbindung bzw. ihrer HGÜ-Konverterstationen den Ausfallumfang im (n-1)-Fall.

Ausgewählte zeitgleiche Ausfälle von zwei Betriebsmitteln bei einer gemeinsamen Ursache (Common-Mode-Ausfälle) werden im zweiten Entwurf des NEP in den Analysen zur Blindleistungsbilanz und zur transienten Stabilität berücksichtigt. Der Ausfall von mehr als zwei Betriebsmitteln wird im NEP für die Netzauslegung nicht herangezogen.

Die notwendige Voraussetzung für ein bedarfsgerechtes Netz ist der durch Lastflussberechnungen zu erbringende Nachweis der Gewährleistung der Netzsicherheit und der strikten Vermeidung von dauerhaften Grenzwertverletzungen (Engpassströme, Spannungsbänder von Störungsausweitungen, Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen). Die Analysen zur Frequenz, Spannung und transienten Stabilität werden im zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) veröffentlicht.

Damit den Anforderungen an einen sicheren und effizienten Netzbetrieb bei unterschiedlichen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Rechnung getragen wird, werden im NEP 2037/2045 (2023) in jedem Szenario des nach § 12a EnWG von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens für alle 8.760 Netznutzungsfälle der Jahre 2037 und 2045 Lastflussberechnungen auf der Basis von Planungsnetzmodellen für die Langfristplanung durchgeführt. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen basieren auf den vorangegangenen Marktsimulationen (s. Kapitel 3) und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben.

Die auf Basis der Lastflussberechnungen durch (n-1)-Analysen identifizierten Maßnahmen des Zubaunetzes bilden zusammen mit den Startnetzmaßnahmen (s. Kapitel 5.2.2) die Grundlage für ein bedarfsgerechtes Netz (s. Kapitel 5.4.6) in den jeweiligen Szenarien.

Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, wie Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EE-Anlagen oder Lastabschaltungen, sind kurzfristig bis mittelfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen des Netzbetriebs zur Einhaltung und Wiederherstellung der Netzsicherheit. Sie tragen im Prinzip nicht zu einer bedarfsgerechten perspektivischen Netzbemessung bei, welche die Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen auf Basis eines diskriminierungsfreien Netzzugangs ist und wurden bisher in der Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes grundsätzlich nicht berücksichtigt. Im NEP 2037/2045 (2023) dagegen werden wie in den Kapiteln 6.2 und 6.3 beschrieben, auch kurative Maßnahmen einer (teil)automatisierten Netzführung (z. B. der Einsatz sogenannter Netzbooster) bereits in der Netzplanung explizit betrachtet.

Im Rahmen dieses Netzentwicklungsplans erfolgt gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA (S. 57) im Gegensatz zum NEP 2035 (2021) keine explizite Modellierung des Instrumentes der Spitzenkappung. Es wird durch die VNB derzeit nur in sehr begrenztem Maße umgesetzt, sodass eine über die Planungen der VNB hinausgehende Berücksichtigung durch die ÜNB nicht vorgegeben ist und außerdem das Risiko der Unterschätzung von Netzbelastungen erhöht. Das Instrument der Spitzenkappung ist nicht für große Stromsysteme mit einer hohen Zahl an flexiblen Verbrauchern und Speichern, wie sie in diesem Szenariorahmen angesetzt werden, konzipiert und bewertet worden. Es befindet sich eine Vielzahl an Flexibilitäten in unmittelbarer räumlicher Nähe zu Photovoltaik- oder Windenergieanlagen, und die netztechnische Wirkung der Einspeisung in den unterlagerten Netzebenen kann nicht ohne Berücksichtigung des Einsatzes dieser Verbraucher und Speicher approximiert werden (s. Kapitel 2.5). Der Verzicht der Spitzenkappung ist ein Grund für den verbleibenden Redispatch im Zielnetz (s. Kapitel 5.4.6).

5.4.2 Das NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. Es enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Im Rahmen der Netzoptimierung wird grundsätzlich der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB), häufig auch als Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet, sowie die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTL bzw. HTLS) und – bei dafür bereits ausgerüsteten Freileitungen – die Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV untersucht. Auch Topologiemaßnahmen, der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen sowie von aktiven Elementen zur Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz, wie z. B. Querregeltransformatoren in Deutschland und zu den Nachbarländern, die temporäre Höherauslastung von einzelnen Leitungen im (n-1)-Fall mit bis zu 4.000 A sowie die Steuerung von HGÜ-Verbindungen, stellen weitere Optimierungsmöglichkeiten dar.

WAFB wurde bei der Netzberechnung auf Freileitungsstromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Beim WAFB wird in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen für jede Stunde eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Freileitungsstromkreisen zugelassen, die dafür technisch und bezüglich ggf. erforderlicher Genehmigungen geeignet sind. Dies gilt sowohl bei höheren Windgeschwindigkeiten als auch bei niedrigeren Umgebungstemperaturen gegenüber den Normbedingungen. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie in den gemeinsamen Planungsgrundsätzen der ÜNB unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwa.

Auf den Leitungsabschnitten, bei denen ein Einsatz aufgrund der Statik der Masten möglich ist, kann die Nutzung von HTL bzw. HTLS berücksichtigt werden. Sollten diese Maßnahmen aufgrund der Maststatik oder wegen Verletzung gesetzlicher Vorgaben (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm), Verordnung über elektromagnetische Felder (26. Bundes-Immissionsschutzverordnung) nicht möglich oder nicht ausreichend sein, um die erforderliche Übertragungsaufgabe zu erfüllen, werden im Rahmen der Netzverstärkung in einem zweiten Schritt weitere Optionen geprüft. Dazu gehört die Auflage von zusätzlichen Stromkreisen auf ein bestehendes Gestänge, die Ablösung einer bestehenden 220- oder 380-kV-Leitung durch einen 380-kV-Neubau in bestehender Trasse (Ersatzneubau) oder ein 380-kV-Neubau neben einer bereits bestehenden Höchstspannungsleitung (Parallelneubau). Ein Leitungsneubau in neuer Trasse wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft und verworfen wurden.

Die Aufstellung von lastflusssteuernden Betriebsmitteln wird im aktuellen NEP als Netzausbaumaßnahme gewertet, der Einsatz dieser Transformatoren zur Lastflusssteuerung dagegen als Netzoptimierung. Die Aufstellung dieser lastflusssteuernden Netzkomponenten ist damit die technologische Voraussetzung für die Optimierung des Netzbetriebs.

Im NEP 2037/2045 (2023) kommt wie bereits im NEP 2035 (2021) eine stärker differenzierte Anwendung der NOVA-Kriterien der identifizierten Netzmaßnahmen zum Einsatz. Die bisher benutzten NOVA-Kategorien Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau werden dabei um die Begrifflichkeiten gemäß § 3 NABEG als NOVA-Typ ergänzt (s. Abbildung 70). Dies ermöglicht eine stärkere Differenzierung der einzelnen Maßnahmen und erhöht darüber hinaus die Konsistenz mit den Begrifflichkeiten in den späteren Genehmigungsverfahren. Die gegenüber vorherigen Netzentwicklungsplänen stärkere Differenzierung der NOVA-Typen setzt jedoch voraus, dass die dafür erforderlichen Informationen auf der oftmals sehr frühen Planungsebene der Projekte im NEP bereits vorliegen. Bei Unsicherheiten wird deshalb bei Maßnahmen im Zweifelsfall die ungünstigere NOVA-Kategorie bzw. der ungünstigere NOVA-Typ angegeben.

Abbildung 70: NOVA-Kategorien

NOVA-Typ im NEP 2037/2045 (2023) gem. § 3 NABEG Topologiemaßnahmen > Leistungsflusssteuerung Spannungsumstellung (220 kV → 380 kV) (Netz-) > witterungsabhängige Belastbarkeit von Freileitungen **Optimierung** NO Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau Verstärkung Errichtung einer Leitung: Parallelneubau Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse (Seekabel/Erdkabel) Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse (Freileitung) Ausbau Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse (Erdkabel)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.4.3 Erläuterungen zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen

Die etablierte Drehstromtechnik (AC-Technologie) ermöglicht eine kostengünstige und effiziente Transformation in hohe Spannungen für den Transport sowie die Bereitstellung vieler Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten bzw. zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom. Auf langen Strecken stößt die AC-Technologie allerdings physikalisch an ihre Grenzen.

Eine besondere Stärke der HGÜ-Technologie liegt in der verlustarmen Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Würde zur Deckung weiträumiger Transportaufgaben ein reines Drehstromnetz geplant werden, dann wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig, welcher zudem mehr Raum als der DC-Ausbau in Anspruch nehmen würde.

Die HGÜ-Verbindungen haben eine hohe energiewirtschaftliche Bedeutung, da sie die neuen erneuerbaren Erzeugungszentren im Norden und Osten Deutschlands mit den Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands verbinden. Für den Anschluss der HGÜ-Verbindungen bieten sich vorrangig netztechnisch gut erschlossene Regionen mit Erzeugungsüberschuss bzw. Erzeugungsunterdeckung an. Dies sind im Süden insbesondere Netzbereiche, in denen derzeit konventionelle Kraftwerke in das Übertragungsnetz einspeisen. Dort befinden sich in der Regel bereits starke Netzknoten zur Einbindung in das AC-Netz. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und

geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren. Sie haben einen ökologischen und ökonomischen Nutzen, da sie Engpässe vermeiden. Im vorliegenden NEP 2037/2045 (2023) wird darüber hinaus der Nutzen einer HGÜ gezeigt, die von Nordwesten Deutschlands in den Osten Deutschlands führt. Diese kann zu einer großflächigen Übertragung elektrischer Energie zwischen dem Westen und dem Osten Deutschlands genutzt werden.

Die HGÜ-Verbindungen haben auch eine besondere netztechnische Bedeutung für das gesamtdeutsche Übertragungsnetz. Zum einen stabilisieren sie das Drehstromnetz, zum anderen können sie, anders als dieses, gezielt als aktive Netzelemente zur Steuerung von Lastflüssen eingesetzt werden und somit direkt auf Wirk- und Blindleistung einwirken. In einer Zeit mit immer größeren Variationen im Lastflüssverhalten durch immer höhere volatile Einspeisung ist diese Steuer- und Regelbarkeit von hoher Bedeutung für einen nachhaltig sicheren Betrieb des elektrischen Systems. Zudem entsteht im Normalbetrieb durch die Gleichstromleitungen – anders als bei AC-Stromleitungen – kein weiterer Blindleistungsbedarf für lange Übertragungsstrecken. In der Zielnetzplanung im Rahmen der Szenarien des NEP wird mit den HGÜ-Verbindungen ein wichtiger Teil eines Übertragungssystems realisiert, das die Standorte der Windkraftanlagen in Nord- und Ostdeutschland sowie in der Nord- und Ostsee, die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands sowie die heutigen und zukünftigen Pumpspeicher in der Alpenregion zusammenführt.

Vorteile der DC-Technologie bei weiträumigen Übertragungsaufgaben:

Wirtschaftliche Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen

- > Bei Wechsel- bzw. Drehstrom sind die Effektivwerte von Strom und Spannung maßgebend für die übertragene Leistung, während die Isolation und damit die Baugröße von Freileitungsmasten für den (um den Faktor Wurzel 2) größeren Spannungsscheitelwert vorzusehen sind. Bei Gleichstromtechnik besteht dieser Unterschied hingegen nicht, sodass bei nahezu identischem Aufwand für Isolation und Konstruktion der Freileitungsmasten bzw. der Erdkabelstrecken höhere Übertragungsleistungen realisiert werden können.
- > Für die Übertragungsstrecke entsteht kein Blindleistungsbedarf, der bei AC-Technologie einen erhöhten Leiterstrom und damit zusätzliche Stromwärmeverluste verursacht. Blindleistung muss von den ÜNB als Grundlage für den Netzbetrieb in eigenen Anlagen bereitgestellt oder beschafft werden.
- > Bei Gleichstrom entstehen keine dielektrischen Verluste (Umwandlung elektromagnetischer Energie in Wärme im Dielektrikum) und die Verluste im Leiter sind aufgrund des fehlenden Skin-Effekts (Stromverdrängung; ein Effekt in von Wechselstrom durchflossenen elektrischen Leitern, durch den die Stromdichte im Inneren eines Leiters niedriger ist als an der Oberfläche) etwas geringer als bei der AC-Technologie. Nachteilig sind allerdings die Verluste in den Konvertern, was auch ein Grund ist, weshalb insbesondere lange HGÜ-Verbindungen Vorteile aufweisen.

Günstiges Betriebsverhalten

- > Die über eine HGÜ-Verbindung transportierte Leistung ist flexibel steuer- und regelbar, sodass sie betrieblich den Erfordernissen des unterlagerten AC-Netzes optimal angepasst werden kann.
- > In AC-Netzen existieren Stabilitätsgrenzen, die wesentlich durch die Blindwiderstände der Netzelemente beeinflusst werden. Mit zunehmender Auslastung nehmen die Stabilitätsreserven des AC-Netzes ab. Bei großräumig hoch ausgelasteten AC-Netzen liegen die im Hinblick auf Störungen (z.B. (n-1)-Ausfall) einzuhaltenden Stabilitätsgrenzen unter Umständen unterhalb der thermischen Grenzen von Betriebsmitteln. Für die DC-Technologie existieren solche Stabilitätsgrenzen nicht. Daher können die thermischen Potenziale der eingesetzten Betriebsmittel stets vollständig genutzt werden.

5.4.4 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der NEP muss gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 und Abs. 4 EnWG eine Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten von Netzausbaumaßnahmen sowie eine zusammenfassende Erklärung enthalten, die zeigt, aus welchen Gründen der Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurde. Neben dem NOVA-Prinzip (s. Kapitel 5.4.2) sind anderweitige Planungsmöglichkeiten, andere Technologiekonzepte, die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte sowie die Gesamtplanalternative der verschiedenen Szenarien.

Die ÜNB haben sich mit Blick auf andere Technologiekonzepte für eine Kombination von AC-Netz mit neuen HGÜ-Verbindungen entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich auszugsweise in Kapitel 5.4.3 sowie ausführlich in Kapitel 5 des NEP 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwb.

Der NEP 2037/2045 (2023) stellt neben einer verbal-argumentativen Alternativenprüfung in den Projektsteckbriefen im Anhang für diejenigen Projekte und Maßnahmen, für die von den ÜNB mögliche alternative Netzverknüpfungspunkte ermittelt werden konnten, diese in Verbindung mit einer entsprechenden Abwägung beschreibend dar.

Für neue Projekte und Maßnahmen, die über den BBP 2022 hinausgehen,

- > Maßnahmen, die gegenüber dem BBP 2022 geändert wurden sowie
- > BBP-Maßnahmen, für die bisher noch keine Alternativenprüfung vorgenommen wurde und bei denen die nachfolgenden Planungsverfahren noch nicht begonnen haben und bei denen die Strategische Umweltprüfung zum NEP 2035 (2021) mindestens mittlere Umweltauswirkungen festgestellt hat,

wird in den Projektsteckbriefen auf mögliche sinnvolle Alternativen und Netzverknüpfungspunkte eingegangen und diese mit der vorgeschlagenen Maßnahme abgewogen.

Schließlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten im NEP 2037/2045 (2023) auch dadurch dargestellt, dass ausgehend von den genehmigten Szenarien für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 insgesamt vier unterschiedliche Ergebnisnetze im ersten Entwurf berechnet und einander gegenübergestellt werden, sogenannte Gesamtplanalternativen. Die Analyse der Ergebnisnetze der Szenarien A 2037 und C 2037 folgt im zweiten Entwurf.

Räumliche alternative Streckenführungen von Trassen oder Korridoren sind nicht Gegenstand der Prüfung anderweitiger Planungsmöglichkeiten im NEP. Die im NEP enthaltenen Maßnahmen sind Ergebnis eines netzplanerisch ermittelten Gesamtbedarfs. Es geht um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für Übertragungsbedarfe nach netztechnischen Aspekten. Die konkrete Führung der neuen Trasse zwischen einem Anfangs- und einem Endpunkt steht zu diesem Zeitpunkt noch nicht fest und kann auch nicht feststehen, da sie nicht Gegenstand der angestellten Netzberechnungen ist.

5.4.5 Einsatz von Erdkabeln

Unter anderem aufgrund des hohen Blindleitwertes und der damit hohen Ladeleistung von Kabeln unterliegt der Einsatz von Erdkabeln bei AC-Systemen im Höchstspannungsbereich systemtechnischen Einschränkungen. Diese bestehen bei Einsatz der DC-Technologie so nicht.

Der Erdkabelvorrang für alle HGÜ-Verbindungen mit Ausnahme von DC2 nach § 3 BBPlG hat große Auswirkungen auf die Kosten der jeweiligen Vorhaben. Bei den genannten Projekten wird in Bezug auf die im NEP angesetzten Kosten grundsätzlich von einer Vollverkabelung (100 % Erdkabel) ausgegangen. Lediglich bei DC5 ist von einem gewissen Anteil Freileitung auszugehen, da in der laufenden Planfeststellung im Netzgebiet von 50Hertz ausgehend von Prüfbegehren in der Bundesfachplanung Freileitungsabschnitte geplant werden.

Für AC-Verbindungen wurde in der Regel eine Realisierung als Freileitung angenommen. Lediglich bei den Projekten, die als Pilotprojekt zur Teil-Erdverkabelung gemäß § 2 EnLAG sowie § 4 BBPlG definiert sind, ist eine anteilige Erdverkabelung bei der Kostenkalkulation der Projekte berücksichtigt worden. Nähere Details finden sich bei fortgeschritteneren Projekten im jeweiligen Steckbrief im Anhang.

Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel im Vergleich zur Freileitung sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen. Für die in diesem Bericht vorgenommene Abschätzung der Kosten für an Land eingesetzte DC-Erdkabel wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Schätzkosten in Höhe von 7,6 Mio. EUR/km für ein DC-Kabel mit 2 GW und metallischem Rückleiter unterstellt. Für die Teil-Erdverkabelungsabschnitte bei AC-Projekten werden durchschnittliche Schätzkosten in Höhe von 16 Mio. EUR/km für die Teil-Erdverkabelung einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen angenommen. Die Kosten für die erforderlichen Kabelübergangsanlagen sind dabei bereits berücksichtigt, die Kosten für die ebenfalls erforderliche Kompensation der anfallenden Blindleistung allerdings noch nicht. Diese Kostenansätze basieren auf Erfahrungen der ÜNB mit ersten AC-Teil-Erdverkabelungsprojekten sowie mit DC-Erdkabeln, wie z. B. bei landseitigen Offshore-Anschlüssen und Seekabeln.

5.4.6 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz

Aufgrund der hohen Unsicherheiten bei den Planungshorizonten 2037 und insbesondere 2045 wurde für die Zusammenstellung und Bewertung der sehr großen Zahl möglicher Ausbaumaßnahmenkandidaten eine auf genetischen Algorithmen aufgebaute Metaheuristik eingesetzt. Die Ausbaumaßnahmenkandidaten umfassen Kombinationen von Maßnahmen aus den Kategorien NVP, HGÜ-Systeme, Vernetzung von HGÜ-Standorten, netzdienliche Verortung von Offsite-PtG-Anlagen sowie Lastflusssteuerung und AC-Projekte. Diese diente als unterstützendes Werkzeug, um möglichst viele sinnvolle Kombinationen der verfügbaren Lösungsoptionen analysieren und bewerten zu können.

Die Heuristik ist ein iteratives Verfahren, das initial verschiedene Kombinationen der verfügbaren Ausbauoptionen zusammengestellt und bewertet. Die Bewertung erfolgt mittels einer Fitnessfunktion, die sich aus den Investitions- und Redispatch-Kosten zusammensetzt. Somit werden die effizientesten Optionen (geringer Investitionsbedarf bei hoher engpassreduzierender Wirkung) identifiziert und die Abwägung zwischen netzdienlicher Wirkung und Wirtschaftlichkeit berücksichtigt.

Auf Grundlage der Bewertung werden in der nachfolgenden Iteration verbesserte Kombinationen von Ausbauoptionen zusammengestellt und diese erneut bewertet. Das Verfahren wird solange fortgesetzt, bis keine besseren Lösungen mehr ermittelt werden können.

Bei dem Einsatz der Heuristik hat sich ein mehrstufiges Vorgehen als geeignet herausgestellt:

- > Zuordnung der NVP und Ermittlung zusätzlicher Ausbaumaßnahmen (AC-Maßnahmen, lastflusssteuernder Elemente, HGÜ-Systeme)
- > Prüfung der Vernetzbarkeit von DC-Verbindungen
- > Erneute Neuverortung der Offsite-PtG-Anlagen zur Minimierung von Engpässen

Bei der Ermittlung des Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbaubedarfs in den Szenarien B 2037 und A/B/C 2045 (s. Kapitel 5.2.5) wurden die in den Kapiteln 6.2 und 6.3 beschriebenen zukünftigen innovativen Technologien berücksichtigt, inklusive der Innovationen in der Systemführung und Netzbooster.

Zum Teil ist die Berücksichtigung von Innovationen bereits sehr konkret erfolgt, beispielsweise durch die Höherauslastung von gewissen Leitungen im (n-1)-Fall mit bis zu 4.000 A. Darüber hinaus wurden die von der BNetzA in den vorherigen Netzentwicklungsplänen bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen (hauptsächlich PST) auch in diesem NEP in das AC-Netz (Start- und BBP-Netz) eingebaut, um die Lastflüsse auf den vorhandenen bzw. in der Netzplanung bereits berücksichtigten AC-Leitungen zu optimieren. Durch die Integration dieser lastflusssteuernden Elemente in die Netzplanung lässt sich der ansonsten erforderliche Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren.

In den Szenarien B 2037 und A / B/C 2045 sind in größerem Umfang, abweichend von den in Kapitel 5.4.1 beschriebenen Planungsgrundsätzen, identifizierte Netzengpässe nicht durch Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt worden. Im Szenario A 2045 verbleibt mit den vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen ein Redispatch-Volumen von 2,1 TWh, im Szenario B 2045 von 3,2 TWh sowie im Szenario C 2045 von 5,8 TWh.

Im Zuge eines bedarfsgerecht ausgebauten Netzes wurde für das Szenario B 2037 ein Zielnetz mit einem (präventiven) Redispatch-Bedarf von 2,7 TWh ermittelt. Darüber hinaus erfolgte im Sinne einer kosteneffizienten Behebung der verbleibenden Netzengpässe die Analyse des Potenzials kurativer Maßnahmen zur Senkung des präventiven Redispatch-Bedarfs. Für den kurativen Einsatz wurden HGÜ, PST, Netzbooster, Großbatteriespeicher, Pumpspeicherkraftwerke und Offshore-Windkraft betrachtet.

Alle betrachteten kurativen Maßnahmen, abgesehen von Netzboostern, wurden sowohl für den kurativen wie auch präventiven Redispatch herangezogen. HGÜ-Systeme und PST sind in der Lage, eine Lastflussverschiebung durch Arbeitspunktänderung zu erreichen. Die Lastflüsse verschieben sich auch über die Landesgrenzen hinweg, sodass eine Abstimmung mit den Anrainerstaaten erfolgen muss. Aufgrund der großen Vorlaufzeiten in der Betriebsplanung und der damit verbundenen Unsicherheiten kann der kurative Leistungseinsatz bei PST und HGÜ nur eingeschränkt Verwendung finden. Aus den genannten Gründen wird der Stellbereich der HGÜ-Systeme auf maximal zehn Prozent des Leistungs-

bandes und von PST auf maximal 15 Prozent des Stellbereichs für den kurativen Einsatz begrenzt. Zudem erfolgt ein kurativer Einsatz nur, wenn nach präventivem Einsatz noch Arbeitspunktänderungen im Rahmen der Betriebsgrenzen möglich sind.

Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke wurden im ersten Schritt marktlich eingesetzt. Sollten nach dem marktlichen Einsatz die Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke noch in der Lage sein, Leistung bereit stellen zu können, das heißt die Leistung der Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke wird nicht ausgeschöpft, so steht diese Leistung für präventive und kurative Maßnahmen zu Verfügung. Da die Einbindung von Maßnahmen in die kurative Betriebsführung mit einem technischen und finanziellen Aufwand verbunden ist, wurden Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke nur ab einer Nennleistung von 100 MW und größer in Betracht gezogen. Die maximale Abrufleistung wurde auf 200 MW begrenzt.

Netzbooster hingegen stehen allein für den kurativen Einsatz zu Verfügung und wurden daher mit dem vollen Leistungsband berücksichtigt. Neben den bereits im NEP 2030 (2019) und NEP 2035 (2021) bestätigen Netzbooster-Piloten in Audorf, Ottenhofen und Kupferzell wurden zusätzlich drei geplante Netzbooster-Anlagen in Bayerisch-Schwaben¹², im Rheinland¹² und in Höpfingen berücksichtigt.

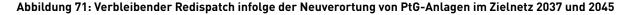
Der maximal zulässige Strom auf einem Stromkreis wird durch das deutsche Grenzwertkonzept beschrieben. Für die kurative Betriebsführung ist die temporäre Strombelastbarkeit relevant, welche sich aus dem Minimum des temporären thermischen Engpassstroms des Leiterseiles und dauerhaft wirkenden Limitierungen zusammensetzt. Dauerhaft wirkende Limitierungen sind wiederum der Schaltfeldengpass, Stabilitätsengpass, Schutzengpass und externe Limitierungen (wie die Genehmigung, BImSchV und Beeinflussung benachbarter Infrastruktur). Die temporäre Strombelastbarkeit (TATL) wurde unter der Annahme definiert, dass stets dauerhaft wirkende Limitierungen die Begrenzung darstellen. Das heißt im Umkehrschluss: Es wurde unterstellt, dass der temporär thermische Engpassstrom des Leiterseils stets größer ist als die dauerhaft wirkenden Limitierungen. Dies impliziert in der Regel eine hinreichend kurze Umsetzungsdauer kurativer Maßnahmen im Sekunden- bzw. Minutenbereich.

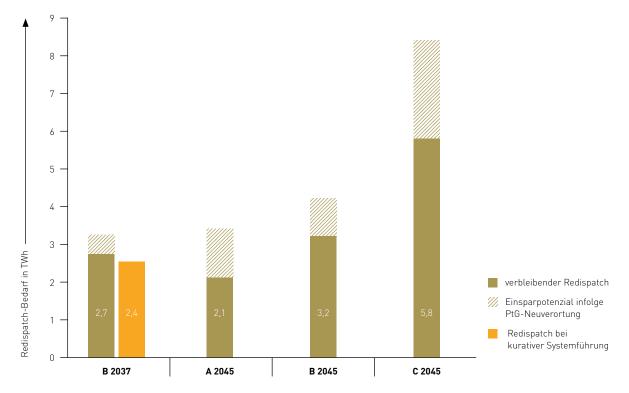
Mithilfe der kurativen Betriebsführung konnte der Redispatch-Bedarf unter Berücksichtigung der aufgezeigten Rahmenbedingungen von 2,7 TWh auf 2,4 TWh reduziert werden (s. Abbildung 71).

Im Vergleich zum NEP 2035 (2021) wurde die Anzahl von gleichzeitig einsetzbaren Aktoren je Ausfallvariante beschränkt. Diese Annahme sowie das Vorgehen zur TATL-Bestimmung stellen eine konservative Abschätzung der vermeidbaren präventiven Redispatch-Menge durch die kurative Betriebsführung dar. Die Annahmen erlauben eine konservative Abschätzung des kurativen Potenzials des Netzes. Die Umsetzung der bereits laufenden kurativen Pilotprojekte in den nächsten Jahren wird die tatsächliche Machbarkeit bzw. Wirksamkeit der Maßnahmen zeigen und die dabei erlangten Erfahrungen können diesbezüglich für die Zukunft möglicherweise großzügigere Annahmen erlauben. Um die Versorgungssicherheit nicht unzulässig zu gefährden, sind die heutigen konservativeren Annahmen eine sinnvolle erste Annäherung.

Die Abbildung 71 zeigt den verbleibenden Redispatch-Bedarf unter iterativer Berücksichtigung ausgewählter engpassreduzierender Maßnahmen. Dabei wird das Einsparpotenzial infolge der Neuverortung der PtG-Anlagen im Zielnetz der Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 aufgezeigt. Insbesondere im Jahr 2045 zeigt die Regionalisierung der Elektrolyseure einen deutlichen Effekt auf Engpässe im Übertragungsnetz. In den Szenarien bleibt ein Redispatch-Bedarf in Höhe von 2,1 bis 5,8 TWh bestehen. Für B 2037 wird zusätzlich der verbleibende Redispatch im kurativen Systembetrieb dargestellt.

¹² Dezentraler Netzbooster mit verteilten Anlagen, die im unterlagerten Verteilnetz angeschlossen sind.





Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Des Weiteren wurden bei allen Analysen im NEP 2037/2045 (2023) ein durchschnittliches Wetterjahr, durchschnittliche Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken sowie keine planmäßige Nichtverfügbarkeit von Netzelementen unterstellt. Aufgrund der erheblichen Abhängigkeit der Redispatch-Volumina von außergewöhnlichen stochastischen Ereignissen wie extremen Wettersituationen oder Kraftwerksnichtverfügbarkeiten können diese in einzelnen Jahren deutlich abweichen. Insofern sind die im vorherigen Absatz genannten Redispatch-Werte nicht als Prognosewerte für das jeweilige Jahr zu verstehen.

Der Einsatz von Innovationen kann den Netzausbaubedarf reduzieren. Der Bedarf wird in den kommenden Netzentwicklungsplänen im Einklang mit den erzielten Fortschritten und weiteren Erkenntnissen bei der Erforschung und Entwicklung innovativer Technologien (s. Kapitel 6) weiter zu konkretisieren sein.

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

Weiterführende Dokumente und Links

- > Spezifische Kostenschätzungen (onshore): https://www.netzentwicklungsplan.de/ZwL
- > Punktmaßnahmen im NEP 2037/2035 (2023) Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, erster Entwurf: https://www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2037_2045_V2023_1E.pdf
- Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zu Netzanalysen: https://www.netzentwicklungsplan.de/Zwb
- > ENTSO-E: "3nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project", veröffentlicht Oktober 2022: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/CBA/221019-3rd%20CBA_Guidelines%20.pdf
- > Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: https://www.netzentwicklungsplan.de/Zwa
- Zweiter Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021): https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-2035-2021
- > Bundesnetzagentur: "Bedarfsermittlung 2021– 2035 Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom": https://data.netzausbau.de/2035-2021/NEP2035 Bestaetigung.pdf
- > Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz 2022): www.gesetze-im-internet.de/bbplg/