

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen und Marktmodellierung
- 3 Marktsimulationsergebnisse
- 4 Technologie und Innovationen
- 5 Offshore-Netz
- 6 Onshore-Netz
- 7 Interkonnektoren
- 8 Maßnahmenübersicht
- 9 Konsultation
- 10 Zusammenfassung



6 Onshore-Netz

Zusammenfassung

- Der NEP 2037/2045 (2025) stellt die Ermittlung des volkswirtschaftlichen optimalen Übertragungsnetzes in den Fokus. Dies führt zur Neubewertung einiger Maßnahmen und zu einem neuen volkswirtschaftlichen Optimum des Netzausbau. In der Folge fällt das Zielnetz im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) kleiner aus und es verbleibt ein höherer Bedarf an Engpassmanagement nach der Zielnetzentwicklung.
- Es zeigt sich, dass zusätzlich zum Bundesbedarfsplannetz (BBP-Netz) weitere Maßnahmen notwendig sind, um Netzengpässe zu reduzieren. Der Zubau der BBP-Maßnahmen über das Startnetz hinaus kann die Überlastungen des Höchstspannungsnetzes zwar reduzieren, aber nicht im erforderlichen Umfang beseitigen. Die Projekte des BBP-Netzes sind folglich zwingend erforderlich, reichen aber noch nicht aus.
- Gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) steigt der Gesamtumfang der Startnetzmaßnahmen von rund 6.900 km auf knapp 10.000 km. Das liegt daran, dass der Netzausbau seit dem letzten NEP an Fahrt aufgenommen hat. Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich auf rund 113,7 Mrd. Euro.
- Die grundlegend veränderte Ausgestaltung der Szenarien führt dazu, dass sich der AC-Ausbau zwischen den betrachteten Szenarien A und B sowie auch zwischen den Zeithorizonten 2037 und 2045 teils erheblich verändert. Dies betrifft nicht nur den Umfang der Maßnahmen, sondern auch die Auswahl der Ausbaumaßnahmen. Trotz der Unterschiede beim AC-Ausbau zeigt sich hinsichtlich des DC-Ausbaus ein konstantes Bild.
- Die beiden HGÜ-Verbindungen DC42 und DC42plus werden sowohl im A- als auch im B-Szenariopfad ausgewiesen. Lediglich im Szenario A 2037 ist die Maßnahme DC42plus nicht enthalten.
- Zusätzlich hierzu werden keine neuen landseitigen innerdeutschen HGÜ-Verbindungen ausgewiesen. Die HGÜ-Verbindungen DC40, DC40plus und DC41 aus dem NEP 2037/2045 (2023) zeigen sich zudem in der Gesamtabwägung von Kosten und Nutzen in diesem NEP nicht mehr als Teil eines volkswirtschaftlich effizienten Klimaneutralitätsnetzes.
- Darüber hinaus erfolgt bis zum Zieljahr 2045 sowohl im A- als auch im B-Szenariopfad ein umfassender Ausbau der DC-Interkonnektoren.
- Ein Teil der Maßnahmen entfaltet seinen Nutzen schon bis zum Zieljahr 2037, ein Teil erst im Zieljahr 2045. Maßnahmen, die sich schon im Zieljahr 2037 als erforderlich zeigen, bleiben jedoch überwiegend auch in der Langfristperspektive im Zieljahr 2045 robust. Dies eröffnet die Möglichkeit, Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2045 zu staffeln und so den Netzausbau zeitlich zu entzerren.
- Das Zubaunetz A 2037 umfasst rund 4.999 km Netzmaßnahmen, wovon 2.846 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.139 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 1.014 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. Dazu gehört auch die HGÜ-Verbindung DC42. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 68,6 Mrd. Euro.
- Das Zubaunetz B 2037 umfasst rund 5.868 km Netzmaßnahmen, wovon 2.906 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.139 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 1.545 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. In diesem Szenario kommt zu DC42 die HGÜ-Verbindung DC42 plus hinzu. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 72,7 Mrd. Euro.
- Das Zubaunetz A 2045 umfasst rund 8.392 km Netzmaßnahmen, wovon 3.849 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 470 km auf DC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.168 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 2.405 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. Die DC-Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen enthalten mit Blick auf das Zieljahr 2045 neben DC42 und DC42plus neue Interkonnektoren mit dem Ausland. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 95,1 Mrd. Euro.

- Das Zubaunetz B 2045 zeigt den umfassendsten Netzentwicklungsbedarf auf: Das Zielnetz umfasst rund 9.168 km Netzmaßnahmen, wovon 4.167 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 470 km auf DC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.709 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 2.822 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. Die DC-Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen enthalten mit Blick auf das Zieljahr 2045 zusätzlich zu den Interkonnektoren und DC42 und DC42plus auch die Maßnahme DC36 Esens-Oberzier inklusive Multiterminal-Hub Esens. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 101,4 Mrd. Euro.

Im Kapitel Onshore-Netz werden die Netzentwicklungsmaßnahmen an Land (Onshore) hergeleitet, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb in den unterschiedlichen Szenarien für die Zieljahre des NEP erforderlich sind. Dies umfasst Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes.

Zunächst wird die grundsätzliche Methodik stationärer Netzanalysen (s. Kapitel 6.1) dargestellt, ausgehend von den Planungsgrundsätzen über das NOVA-Prinzip, Annahmen zum Einsatz der Gleichstrom-Technologie und geprüfte mögliche Alternativen. Nachfolgend werden Startnetz und Bundesbedarfsplannetz als Ausgangspunkt der Netzanalysen erläutert (s. Kapitel 6.2). Die Ergebnisse der Netzanalysen werden für die Szenarien A 2037, B 2037, A 2045 und B 2045 ausgewiesen und eingeordnet (s. Kapitel 6.3), wie auch Ergebnisse möglicher Bündelungsoptionen. Die Ergebnisse der Netzanalysen für C 2037 und C 2045 folgen im zweiten Entwurf. In Abstimmung mit der BNetzA werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Onshore-Wind) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der BNetzA öffentlich konsultiert.

Die Methodik der Netzanalysen stellt sicher, dass aus der Vielzahl an möglichen Maßnahmenkombinationen diejenigen Zielnetze entwickelt werden, die Netzengpässe – und folglich die nach dem Netzausbau verbleibenden Engpassmanagementkosten – minimieren, unter der Nebenbedingung möglichst geringer Investitionskosten.

Der NEP ist kein Planungsinstrument zur Trassenfindung. Konkrete Trassenverläufe werden erst in den nachgelagerten Planungs- und Genehmigungsverfahren (z. B. Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren) festgelegt.

6.1 Methodik der Netzanalysen

Der NEP zeigt den zusätzlichen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten auf. Ziel ist die Ermittlung geeigneter Lösungen für diese Übertragungsbedarfe unter Berücksichtigung netztechnischer Grundvoraussetzungen. Auf diese Weise wird ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz entwickelt, das seine Versorgungsaufgabe in den Zieljahren sicher erfüllt.

Den Netzanalysen liegen gemeinsame Planungsgrundsätze (s. Kapitel 6.1.1) und das NOVA-Prinzip (s. Kapitel 6.1.2) zugrunde, um grundlegende Anforderungen an die Netzsicherheit und die volkswirtschaftliche Effizienz des Netzausbaus zu berücksichtigen. Darüber hinaus werden sowohl die Wechsel- als auch die Gleichstromtechnik betrachtet, um möglichst viele unterschiedliche Lösungen für das Zielnetz zu berücksichtigen. Alternative Planungsmöglichkeiten werden ebenfalls untersucht, damit ein Zielnetz ausgewiesen wird, das unterschiedliche technische Lösungen abwägt und die ökonomisch und technisch sinnvollste identifiziert. Die eigentlichen Netzanalysen erfolgen schließlich anhand von Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen, die sicherstellen, dass sich die Kosten für Engpassmanagement und Kurzschlussströme im Zielnetz im effizienten beziehungsweise tolerierbaren Bereich bewegen.

Dieses Teilkapitel stellt die methodischen Grundlagen und das Vorgehen in den Netzanalysen dar. Die von den ÜNB im Stromnetz eingesetzten Technologien werden im Kapitel Technologie und Innovationen detailliert beschrieben (s. Kapitel 4).

6.1.1 Planungsgrundsätze

Basis der Netzanalysen zur Identifikation der Zielnetze im NEP sind die geltenden Planungsgrundsätze der ÜNB zur Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, die kontinuierlich weiterentwickelt werden. Den Planungen im aktuellen NEP liegt das Rahmendokument „Planung und Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes“ vom Oktober 2024 zu Grunde ([Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes](#)). Diese Grundsätze geben einen Rahmen für die Untersuchungsmethodik der Netzplanung vor, definieren Beurteilungskriterien (z. B. das (n-1)-Kriterium) für ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz mit erforderlichen Freiheitsgraden zur Wahrung eines sicheren Netzbetriebs und leiten Maßnahmen zur Einhaltung dieser Beurteilungskriterien ab.

Bei der Identifikation von Maßnahmen für Netzausbau und -verstärkung wird ein volkswirtschaftliches Optimum angestrebt. Der NEP stellt daher in der Zielfunktion zur Ermittlung des optimalen Übertragungsnetzes die nach dem Netzausbau verbleibenden Kosten für Engpassmanagement den dafür erforderlichen Investitionskosten gegenüber. Es wird somit die Minimalkostenkombination von Engpassmanagementkosten und Netzausbau gesucht. Zugleich wird über Nebenbedingungen die Einhaltung technischer Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb sichergestellt.

Bei der Ermittlung des Zielnetzes in den Szenarien (s. Kapitel 6.3) werden die im Kapitel Technologie und Innovationen (s. Kapitel 4) beschriebenen zukünftigen innovativen Technologien berücksichtigt, inklusive der Innovationen in der Systemführung sowie Netzbooster.

6.1.2 Das NOVA-Prinzip der Netzentwicklung

Ein weiterer Grundsatz der Netzanalysen im NEP ist das NOVA-Prinzip. NOVA steht für **N**etz**O**ptimierung vor **-V**erstärkung vor **-A**usbau. Es zielt darauf ab, das bestehende Netz zunächst mit Netzoptimierungsmaßnahmen bestmöglich zu nutzen, bevor Netzverstärkungsmaßnahmen oder im nächsten Schritt Netzausbaumaßnahmen zur Lösung von Übertragungsengpässen erwogen werden. Das NOVA-Prinzip dient dazu, die Netzentwicklung effizient zu gestalten und ihre Auswirkungen auf Menschen und Umwelt gering zu halten.

Es enthält für jede der drei Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Bei Unsicherheiten wird bei Maßnahmen im Zweifelsfall die ungünstigere NOVA-Kategorie beziehungsweise der ungünstigere NOVA-Typ angegeben.

Netzoptimierung

Die Netzoptimierung umfasst den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB), häufig auch als Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet, die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTL bzw. HTLS) und die Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV bei dafür ausgerüsteten Freileitungen. Weitere Optimierungsmöglichkeiten sind Topologiemaßnahmen, der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen und aktiven Elementen zur Lastflussteuerung wie z. B. Querregeltransformatoren, die temporäre Höherauslastung einzelner Netzkomponenten im (n-1)-Fall sowie die Steuerung von HGÜ-Verbindungen.

WAFB wird bei den Netzanalysen auf Freileitungsstromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen für jede Stunde eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Freileitungsstromkreisen zugelassen, die dafür technisch und bezüglich gegebenenfalls erforderlicher Genehmigungen geeignet sind. Dies gilt sowohl bei höheren Windgeschwindigkeiten als auch bei niedrigeren Umgebungstemperaturen gegenüber den Normalbedingungen.

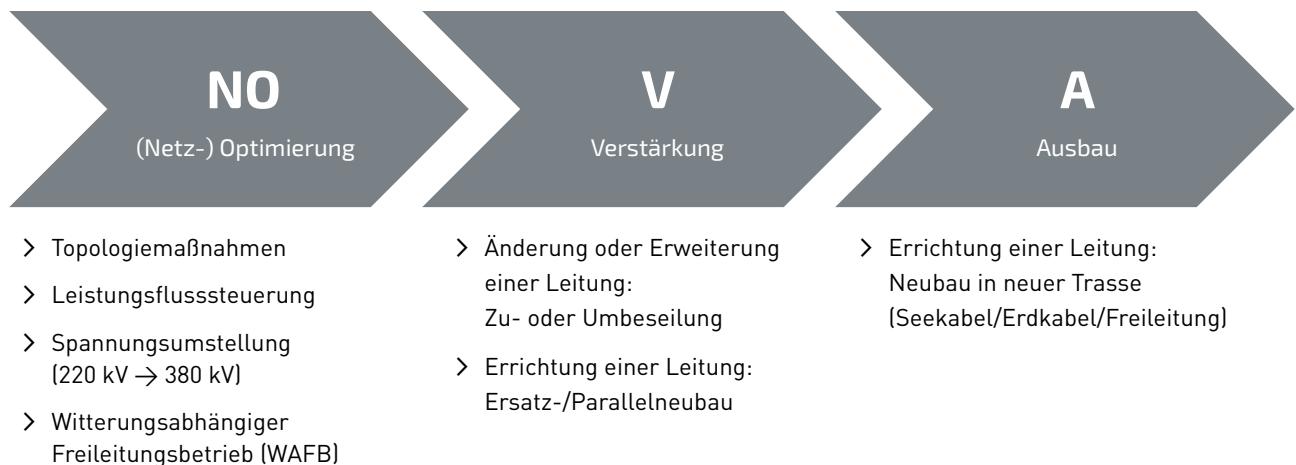
Netzverstärkung

Sollten diese Netzoptimierungsmaßnahmen aufgrund der Maststatik oder 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 gehören z. B. die Erweiterung von Umspannwerken und Schaltanlagen, die Auflage von zusätzlichen Stromkreisen auf ein bestehendes Gestänge oder der Ersatz 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).

Netzausbau

Ein Leitungsneubau in neuer Trasse wird nur dann vorgeschlagen, wenn zuvor alle anderen Optionen geprüft und verworfen beziehungsweise als nicht ausreichend beurteilt wurden. Der Zubau von lastflusssteuernden Betriebsmitteln wird im NEP ebenfalls als Netzausbaumaßnahme gewertet.

Abbildung 66: NOVA-Kategorien und -Typen im NEP 2037/2045 (2025) gemäß § 3 NABEG



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.1.3 Der Einsatz der Gleichstromtechnologie

Das Stromnetz wird grundsätzlich mit Wechsel- bzw. Drehstrom (AC) betrieben und geplant. Die etablierte Drehstromtechnik ermöglicht einen effizienten Leistungstransport in und zwischen den durch Transformatoren gekoppelten Spannungsebenen. Dies erlaubt den Transport großer Energiemengen, die Bereitstellung vieler Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten sowie die Aufnahme von regional erzeugter elektrischer Leistung. Auf langen Strecken stößt die AC-Technologie allerdings physikalisch aufgrund des Blindleistungsbedarfs an ihre Grenzen.

Demgegenüber bietet die HGÜ-Technologie mit Gleichstrom (DC) den Vorteil einer verlustarmen, steuerbaren Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen können HGÜ-Verbindungen große Strommengen gezielt dorthin transportieren, wo diese gebraucht werden – als Bypass vorbei am stark belasteten Drehstromnetz. HGÜ-Leitungen verbinden die Erzeugungszentren im Norden und Osten Deutschlands mit den Verbrauchscentren im Westen und Süden Deutschlands. Genauso besteht mit diesen Verbindungen die Möglichkeit, in Zeiten mit geringem Windaufkommen entweder die Leistung aus solarer Einstrahlung im Süden Deutschlands oder aus dem Einsatz von Pumpspeicherwerkten im Alpenraum bedarfsgerecht und verlustarm zu transportieren. Für den Anschluss der HGÜ-Verbindungen an das Drehstromnetz bieten sich vorrangig netztechnisch gut erschlossene Regionen mit Erzeugungsüberschuss und -unterdeckung an.

HGÜ-Verbindungen haben eine besondere netztechnische Bedeutung für das Übertragungsnetz. Zum einen entlasten und stabilisieren sie das Drehstromnetz. Zum anderen können sie gezielt als aktive Netzelemente zur Steuerung von Lastflüssen eingesetzt werden und somit direkt auf Wirk- und Blindleistung einwirken. Aufgrund des zunehmend volatilen Systemverhaltens ist diese Steuer- und Regelbarkeit von großer Bedeutung für einen sicheren Netzbetrieb. In den Netzanalysen werden die Steuer- und Regelbarkeit der HGÜ-Verbindungen durch eine optimierte Fahrweise genutzt und dadurch Netzengpässe reduziert. Zudem entsteht im Normalbetrieb durch die Gleichstromleitungen kein weiterer Blindleistungsbedarf. Eine ausführlichere Darstellung der Vorteile der DC-Technologie bei weiträumigen Übertragungsaufgaben ist dem Kapitel 4 Technologie und Innovationen zu entnehmen.

6.1.4 Alternativenprüfung

Der NEP muss gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 5 und Abs. 4 EnWG alternative Planungsmöglichkeiten für den Netzausbau darstellen. Wo die ÜNB solche Alternativen ermittelt haben, werden diese in den jeweiligen Projektsteckbriefen dargestellt. Dieses Kapitel fasst zusammen, warum das Maßnahmensest des NEP insgesamt nach Abwägung der geprüften Alternativen als vorzugswürdige Lösung ausgewählt wurde.

Neben dem NOVA-Prinzip (s. Kapitel 6.1.2) wurden im Rahmen der Erstellung des NEP verschiedene alternative Planungsmöglichkeiten geprüft. Diese umfassen insbesondere:

- Technologiekonzepte: Die ÜNB haben unterschiedliche technische Ansätze bewertet. Im Ergebnis wurde eine Kombination aus dem bestehenden Wechselstromnetz (AC) und HGÜ-Verbindungen als bevorzugte Lösung identifiziert (s. Kapitel 4.1 und 6.1.3).
- Netzverknüpfungspunkte (NVP): Es erfolgt eine Bewertung möglicher alternativer NVP.
- Gesamtplanalternativen: Schließlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten im NEP 2037/2045 (2025) auch dadurch dargestellt, dass ausgehend von den genehmigten Szenarien für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 unterschiedliche Ergebnisnetze im ersten Entwurf berechnet und einander gegenübergestellt werden, sogenannte Gesamtplanalternativen. Die Analyse der Ergebnisnetze der Szenarien des C-Pfades erfolgt dabei im zweiten Entwurf. In Abstimmung mit der BNetzA werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Onshore-Wind) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der BNetzA öffentlich konsultiert.

Weiterhin werden durch die Anwendung heuristischer Verfahren (s. Kapitel 5.5.6 des NEP 2037/2045 (2023)) gesamtplanerische Alternativen in großer Zahl verglichen. Aus der Menge an betrachteten Gesamtplanalternativen können in einzelnen Fällen ebenfalls konkrete Planungsalternativen (z. B. Netzausbau vs. -verstärkung, alternative Netzverknüpfungspunkte usw.) identifiziert und im weiteren Verfahren detailliert geprüft werden.

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.

Alternative Streckenführungen von Trassen oder Korridoren sind darüber hinaus kein Prüfungsgegenstand anderweitiger Planungsmöglichkeiten. Die konkrete Trassenführung zwischen einem Anfangs- und einem Endpunkt ist zum Zeitpunkt der Netzplanung noch nicht festgelegt und kein Bestandteil der Netzanalysen des NEP. Die detaillierte räumliche Ausgestaltung erfolgt erst in nachgelagerten Planungs- und Genehmigungsverfahren, insbesondere im Rahmen der Bundesfachplanung und des Planfeststellungsverfahrens.

6.1.5 Grundsätzliches Vorgehen bei Netzanalysen

Kern der netztechnischen Untersuchungen im NEP sind stationäre Netzanalysen auf der Basis von Netzmodellen für die Langfristplanung. Stationäre Netzanalysen umfassen Lastflussberechnungen und die Ermittlung des Kurzschlussniveaus durch Kurzschlussberechnungen. Hierdurch können sowohl der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten identifiziert als auch das Kurzschlussniveau im Übertragungsnetz bestimmt und bei Verletzungen der netztechnischen Beurteilungskriterien adäquate Abhilfemaßnahmen abgeleitet werden. Die identifizierten Einzelmaßnahmen und die gewählten Maßnahmenkombinationen je Szenario bilden nicht das einzige mögliche Netz ab, sondern vielmehr eine Lösung, die in ihrer Gesamtheit allen Anforderungen volkswirtschaftlich effizient gerecht wird. Die unterlagerten Netzebenen sind dabei gemäß § 12b Abs. 1 S. 5 EnWG in geeigneter Form modelliert. Das Einspeise- und Lastverhalten in den einzelnen Stunden ist durch das jeweilige Szenario und die anschließende Marktsimulation vorgegeben. Darüber hinaus werden im Rahmen der stationären Netzanalysen auch Bedarfe für Blindleistungskompensationsanlagen ermittelt.

Lastflussberechnungen

Grundsätzliches Ziel der Lastflussberechnungen ist die Überprüfung, ob die Netzsicherheit für jede Stunde des Jahres gewährleistet ist oder zusätzliche Maßnahmen nach dem NOVA-Prinzip notwendig sind. Die Lastflussberechnungen im Rahmen des NEP umfassen eine Ausfallbetrachtung nach dem (n-1)-Prinzip, in welcher der Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (im NEP: Leitungen und Transformatoren des Übertragungsnetzes) betrachtet und die Auswirkungen auf die Auslastung der Leitungen im Übertragungsnetz bewertet werden. Hierbei wird eine Normalschaltung des Übertragungsnetzes unterstellt. Es findet somit keine topologische Optimierung statt, da diese einen Freiheitsgrad der Systemführung beziehungsweise des operativen Netzbetriebs und nicht der Netzplanung darstellt. Instandhaltungs-, reparatur- und baubedingte Freischaltungen von Betriebsmitteln werden ebenfalls nicht in die Netzanalysen einbezogen.

Aus den Lastflussberechnungen ergeben sich zwei wesentliche Betrachtungskriterien bei der Entwicklung des optimalen Zielnetzes: die Engpassenergie und das erforderliche Engpassmanagement. Bei der volkswirtschaftlichen Optimierung des Netzes werden die Engpassmanagementkosten den Investitionskosten des Netzausbau gegenübergestellt. In der kostenminimalen Kombination dieser Größen findet sich das Zielnetz – unter der Berücksichtigung der Auslastungsgrenzen des Netzes.

➤ Engpassenergie

Bei der Engpassenergie, auch bezeichnet als Überlastenergie, handelt es sich um die Energiemenge, die sich aus der aggregierten Überlastung aller Stromkreise über die Zeit ergibt. Betrachtet wird hierbei der (n-1)-Fall im Stromnetz, also der Ausfall eines Betriebsmittels. Bei der Bestimmung der Engpassenergie wird kein Engpassmanagement (s. u.) von Erzeugungsanlagen und Lasten betrachtet. Das Ziel ist es, mithilfe einer rein netzbezogenen Kenngröße ein Maß für die Überlastung des Netzes und damit den zusätzlichen Übertragungsbedarf zwischen den Netzknoten zu erhalten.

➤ Engpassmanagement

Engpassmanagement beschreibt den Eingriff des Netzbetreibers in die geplanten Erzeugungs- oder Entnahmleistung von elektrischen Anlagen mit dem Ziel, die zulässigen Auslastungsgrenzen des Stromnetzes im (n-1)-Fall einzuhalten und somit die Systemsicherheit des Stromnetzes zu gewährleisten. Das Engpassmanagement umfasst hierbei klassischen, konventionellen Redispatch mit der Anpassung des Wirkleistungsarbeitspunkts von Kraftwerken sowie den Eingriff in den Fahrplan neuerer Technologien wie HVDC-Systeme, leistungsflusssteuernder Betriebsmittel, Batteriespeicher, Demand Side Management beziehungsweise flexible Lasten oder Elektrolyseure. Die Engpassmanagement-bedingte Anpassung der Arbeitspunkte erfolgt nachgelagert zum marktlichen Einsatz und kann dementsprechend lediglich auf die nach dem marktlichen Einsatz noch zur Verfügung stehenden Kapazitäten zurückgreifen. Die Engpassmanagementkosten, die bei der Behebung von Netzengpässen anfallen, stellen eine volkswirtschaftliche Belastung und folglich eine relevante Betrachtungsgröße der Netzanalysen dar.

Aus der Kombination der folgenden Elemente wird ein Zielnetz entwickelt, das Netzengpässe – und folglich die nach dem Netzausbau verbleibenden Engpassmanagementkosten – unter der Nebenbedingung möglichst geringer Investitionskosten minimiert:

- NVP der HGÜ
- Vernetzung der HGÜ
- NVP der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS)
- Verortung der Elektrolyse-Anlagen
- Platzierung der lastflusssteuernden Betriebsmittel
- AC-Maßnahmen

Die engpassreduzierende Wirkung wird dabei durch die verbleibenden Engpassmanagementkosten bestimmt. Nach der Identifikation einer optimalen Kombination erfolgt im Sinne einer kosteneffizienten Behebung der verbleibenden Netzengpässe die einmalige Analyse des Potenzials kurativer Maßnahmen (im (n-1)-Fall) zur Senkung des präventiven Engpassmanagementbedarfs.

Kurzschlussstromberechnungen

Die Kurzschlussstromberechnungen (3-poliger maximaler Kurzschluss) werden im NEP in den Zielnetzen der Szenarien auf der Basis eines angenommen Normalschaltzustands unter Berücksichtigung aller relevanten Kurzschlusseinspeisungen in Anlehnung an IEC 60909 (2016) durchgeführt, um das Kurzschlussniveau im Übertragungsnetz zu ermitteln. Die Einhaltung der Kurzschlussgrenzwerte stellt sicher, dass das Übertragungsnetz betrieblich sicher ausgelegt ist. Die im NEP eingesetzten Berechnungsverfahren auf der Basis der IEC 60909 liefern auch unter Berücksichtigung des volatilen Verhaltens neuer Netzelemente wie erneuerbarer Erzeugungsanlagen plausible Ergebnisse.

Im Rahmen der Kurzschlussstromanalysen werden grundsätzlich folgende Maßnahmen ergriffen, wenn das zulässige Kurzschlussstromniveau in Umspannwerken überschritten wird:

- › Ertüchtigung von Umspannwerken, um die Kurzschlussfestigkeit zu steigern,
- › Kurzschlussstrombegrenzungsdrosseln sowie
- › topologische Anpassungen, d. h. beispielsweise Netztrennungen.

Bei Netztrennungen sind u. a. die Rückwirkungen auf die unterlagerten Verteilnetze sowie auf die Leistungsflussverteilung zu bewerten, sodass gegebenenfalls erforderliche Netztrennungen stets unter Berücksichtigung des resultierenden Engpassmanagements vorgenommen werden. Kurzschlussstrombedingte Ertüchtigungen von Umspannwerken werden in den Projektsteckbriefen in der [digitalen Projektbibliothek](#) ausgewiesen. Die Ergebnisse fließen in den zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) ein.

Blindleistungskompensationsanlagen

Neben den ermittelten Ausbaubedarfen hinsichtlich der Übertragungsbedarfe im Höchstspannungsnetz werden zusätzlich Blindleistungskompensationsanlagen für die Bereitstellung von Blindleistung für das Stromnetz ermittelt. Ausgehend vom entwickelten Zielnetzzustand für die Jahre 2032 und 2037 werden diese statischen und dynamischen Blindleistungsbedarfe ermittelt. Im Rahmen der Analysen wird der engpassfreie Netzzustand nach möglichen Engpassmanagementmaßnahmen angenommen. Die standortscharfen Blindleistungsbedarfe werden im zweiten Entwurf des NEP aktualisiert ausgewiesen.

Über die Betrachtungen der Netzanalysen hinaus braucht es weitergehende Untersuchungen zur Systemstabilität, die von den ÜNB im [Systemstabilitätsbericht](#) nach § 12i EnWG durchgeführt werden.

6.2 Startnetz und Bundesbedarfsplannetz als Ausgangspunkt der Netzanalysen im NEP 2037/2045 (2025)

Die Netzanalysen haben das Ziel, für die unterschiedlichen Entwicklungspfade der Energiedienstleistung eine volkswirtschaftlich optimale Netzkonfiguration auszuweisen, die zu jeder Zeit sicher die Transportaufgabe erfüllt. Von großer Bedeutung für die ausgewiesenen Netzkonfigurationen sind die Eingangsgrößen, die bei den Netzanalysen als gegeben betrachtet werden. Zentraler Ausgangspunkt sind das Start- und das Bundesbedarfsplannetz sowie Netzkundenanschlüsse, die zusammen für die Zieljahre des NEP als bereits bestehendes Netz angenommen werden. Diese Eingangsgrößen bilden zusammen mit den Planungsgrundsätzen den netzseitigen Rahmen für die Netzanalysen.

Von diesem Aufsatzpunkt ausgehend zeigen die Netzanalysen, ob das Übertragungsnetz so ausgelegt ist, dass es seine Transportaufgabe in den Zieljahren und unter Anwendung der Szenariorahmens sicher und effizient erfüllen kann. Ist das Ausgangsnetz nicht ausreichend dimensioniert, zeigen sich Netzüberlastungen, die Engpassmanagement hervorrufen. In der Folge werden bei der Entwicklung des Zielnetzes Maßnahmen zur volkswirtschaftlich effizienten Reduktion dieser Situation ausgewiesen.

Grundlage für die Auslastungsrechnungen sind die weit vorangeschrittenen Maßnahmen früherer NEP, die in den Zieljahren des NEP bereits fertiggestellt sein werden. Dafür werden das Start- und das Bundesbedarfsplannetz herangezogen.

Startnetz

Das Startnetz besteht neben dem Bestandsnetz (Stand Q3 2025) aus den Maßnahmen des Energieleitungsausbau- gesetzes (EnLAG), den in der Planfeststellung befindlichen Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau) sowie den Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerkernetzanschlussverordnung (KraftNAV) bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Wegen des fortgeschrittenen Stadiums der Maßnahmen wird der Bedarf nicht erneut anhand von (n-1)-Nachweisen überprüft. Diese Maßnahmen sind als verbindlich anzusehen, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit in der Regel durch mehrere vorherige NEP von den ÜNB nachgewiesen sowie größtenteils bereits vom Gesetzgeber im EnLAG sowie im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) bestätigt wurde. Der weit überwiegende Teil der Maßnahmen befindet sich zudem bereits im Genehmigungsverfahren oder in der Umsetzung. Die Trassenlängen der noch nicht fertiggestellten Maßnahmen des Startnetzes stellt sich wie folgt dar:

Tabelle 24: Trassenlängen des Onshore-Startnetzes

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/ Parallelneubau	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/ Parallelneubau			
Startnetz	4.225		1.055		480	4.289	10.049

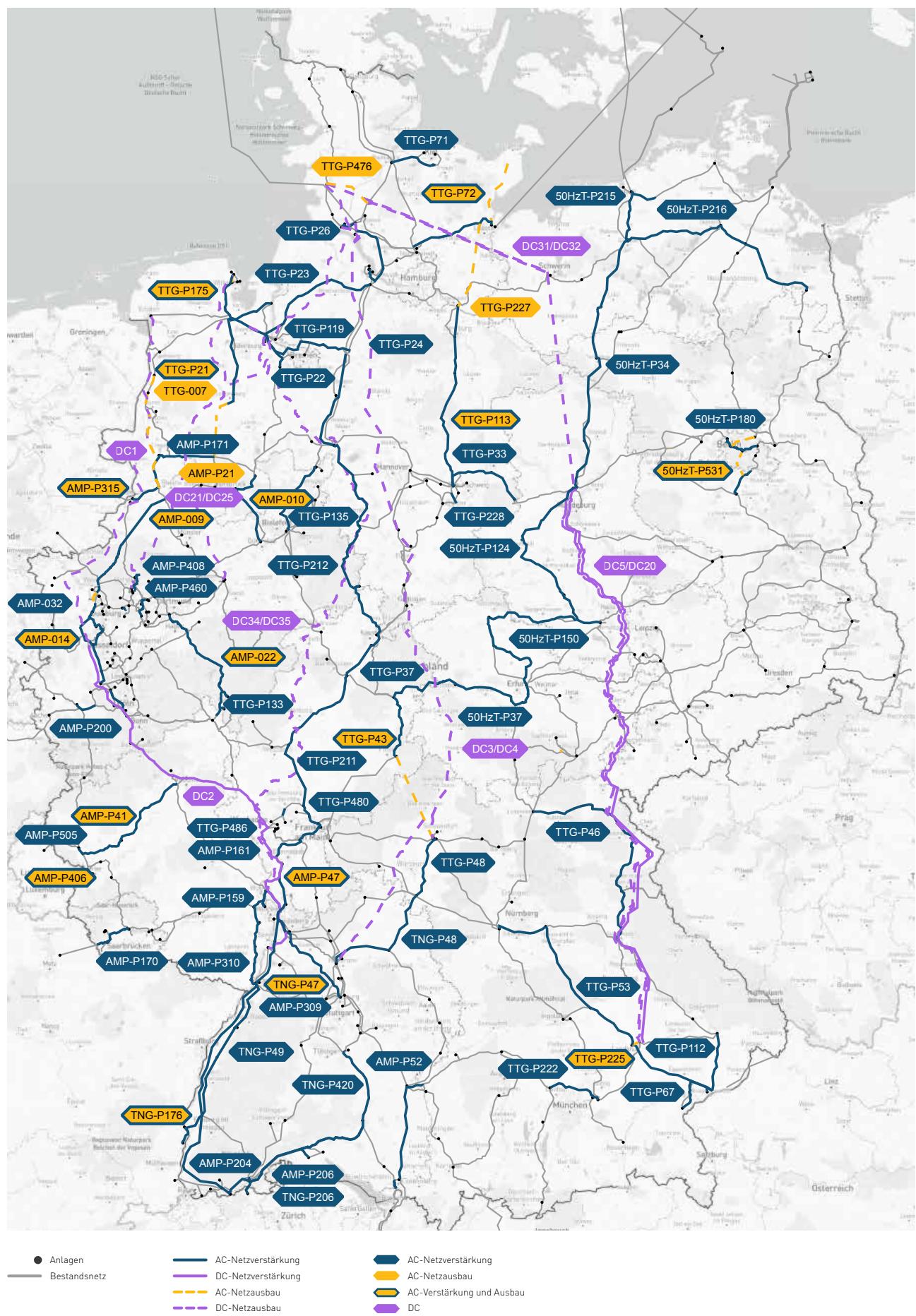
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) steigt der Gesamtumfang der Startnetzmaßnahmen von rund 6.900 km auf knapp 10.000 km. Das liegt daran, dass der Netzausbau seit dem letzten NEP durch die Aufnahme weiterer Genehmigungsverfahren und neue Planfeststellungsbeschlüsse an Fahrt aufgenommen hat. Fertiggestellte Projekte und Maßnahmen gehen vom Startnetz in das Bestandsnetz über.

Der Umfang der AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt rund 4.200 km. Diese setzen sich aus Zu- und Umbeseilungen sowie Parallel- und Ersatzneubauten in bzw. neben bestehenden Trassen zusammen. Hinzu kommen rund 480 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse. Der Umfang an DC-Neubau liegt mit rund 4.300 km weit über dem Längenanteil der DC-Netzverstärkungen mit etwa 1.100 km. Im Startnetz sind rund 210 km AC-Verstärkungsmaßnahmen für Interkonnektoren mit dem europäischen Ausland enthalten (deutsche Seite der grenzüberschreitenden Maßnahmen).

Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich auf rund 113,7 Mrd. Euro. Sie liegen damit sowohl aufgrund des deutlich größeren Maßnahmenumfangs als auch wegen der Aktualisierung der Standard- und Projektkosten um 64 Mrd. Euro höher als im NEP 2037/2045 (2023). Die Schätzung der Investitionskosten beruht auf Standardsätzen und Erfahrungswerten der ÜNB. Sie berücksichtigt sowohl Preisentwicklungen als auch Veränderungen des Startnetzes durch neu hinzukommende und herausfallende bzw. fertiggestellte Projekte. Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 34 bis 38 in Kapitel 8.2.1 aufgelistet und werden in Abbildung 67 gezeigt.

Abbildung 67: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz/nur Leitungsprojekte

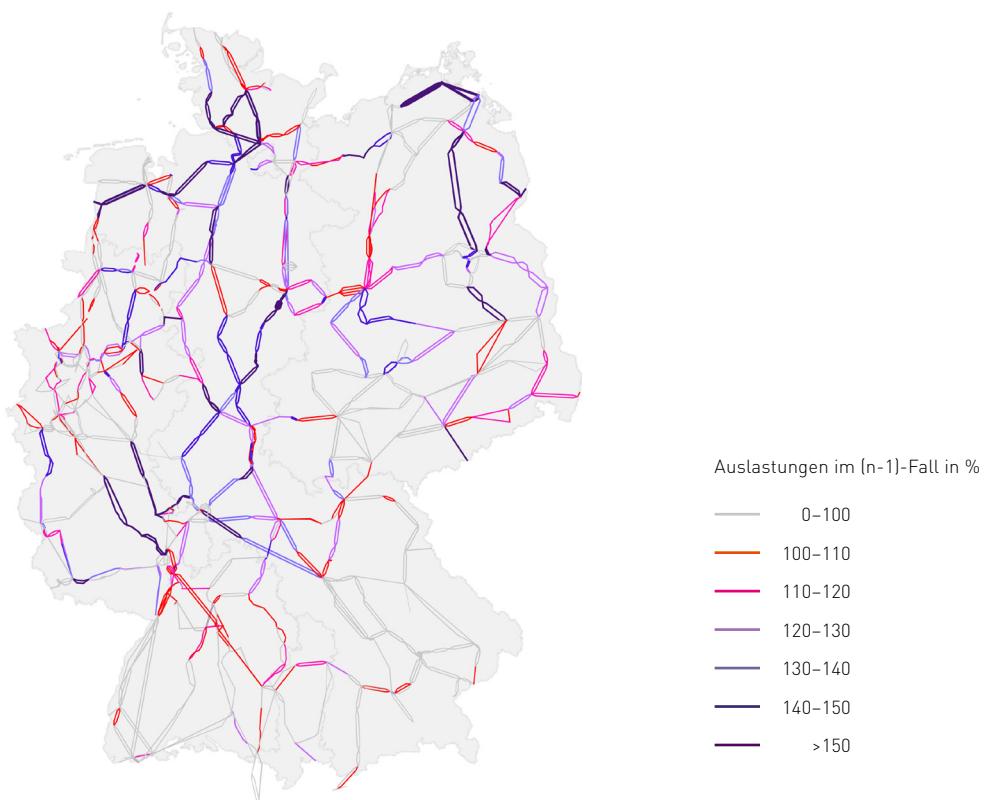


Bundesbedarfsplannetz

Das Bundesbedarfsplannetz (BBP-Netz) setzt sich aus dem Startnetz und den im zuletzt novellierten BBPIG enthaltenen Maßnahmen zusammen. Damit sind alle Projekte umfasst, für die die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf vom Deutschen Bundestag gesetzlich festgestellt wurde. In die letzte Novellierung des BBPIG wurden nicht alle im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Maßnahmen überführt. Die Grundlage der Netzanalysen bildet daher das BBP-Netz mit dem Stand 07/2024. Aufgrund der weiter steigenden Transportaufgabe im Übertragungsnetz infolge der zunehmenden Integration von erneuerbaren Energien und des zunehmenden Grades der Elektrifizierung (beispielsweise E-Autos und Industrieprozesse), ist das BBP-Netz nicht ausreichend dimensioniert.

Um festzustellen, ob die im BBP-Netz bereits enthaltenen Maßnahmen zur Erfüllung der Transportaufgabe für das Szenario A 2037 ausreichen, wurden Netzanalysen für den (n-1)-Fall (s. Kapitel 6.1.5) durchgeführt.

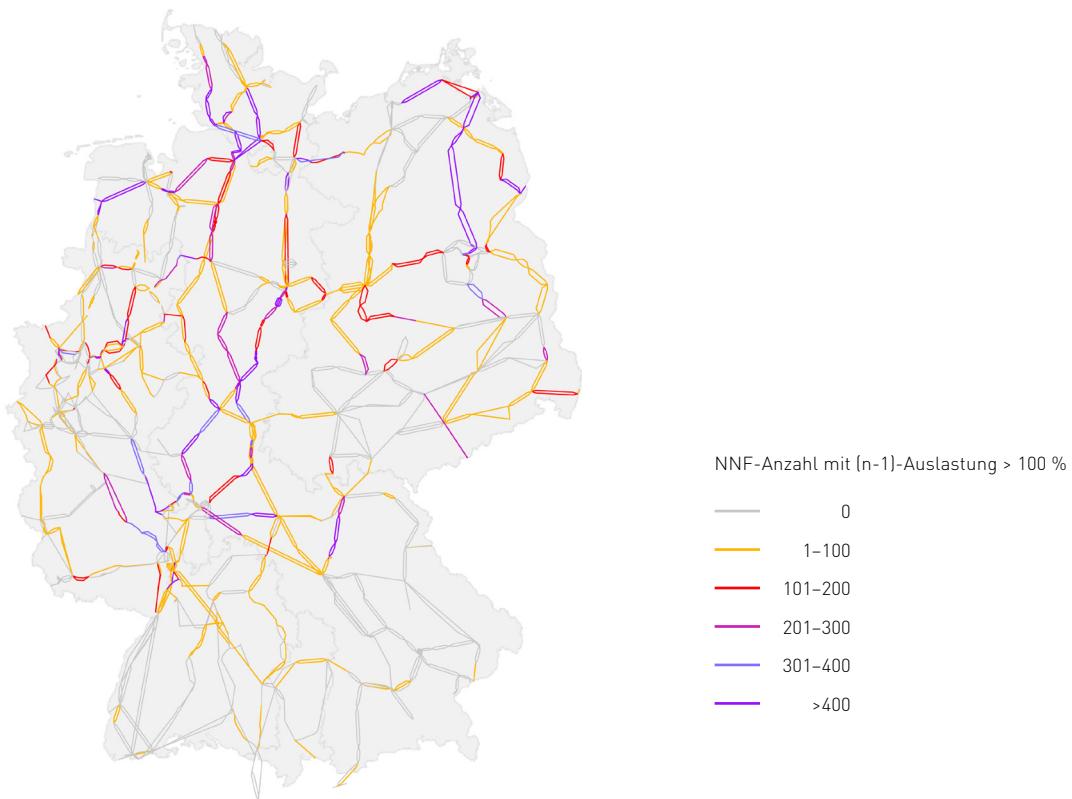
Abbildung 68: Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall im BBP-Netz im Szenario A 2037



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 68 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 % der normalen Transportkapazität aus Gründen der Systemsicherheit in der Regel nicht überschreiten. Auslastungen über 100 % können Folgeausfälle beziehungsweise Versorgungsunterbrechungen verursachen. Die Abbildung weist für das Szenario A 2037 mit den Netzausbaumaßnahmen des Start- sowie des BBP-Netzes im gesamten Übertragungsnetz unzulässig hohe Leitungsauslastungen beim Ausfall eines Netzelementes auf.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die zugehörige Häufigkeit von Auslastungen über 100 % im (n-1)-Fall für den Netzausbauzustand des Start- und BBP-Netzes, ebenfalls im Szenario A 2037. Die Darstellung macht deutlich, dass eine Überlastung in zahlreichen Stunden des Jahres auftritt.

Abbildung 69: Grenzwertüberschreitende Netznutzungsfälle im {n-1}-Fall im BBP-Netz im Szenario A 2037

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die beiden Abbildungen 68 und 69 zeigen, dass zusätzlich zum BBP-Netz weitere Maßnahmen notwendig sind, um Netzengpässe zu reduzieren. Der Zubau der BBP-Maßnahmen über das Startnetz hinaus kann die Überlastungen des Höchstspannungsnetzes zwar reduzieren, aber nicht im erforderlichen Umfang beseitigen. Die Projekte des BBP-Netzes sind folglich zwingend erforderlich, reichen aber noch nicht aus.

6.3 Ergebnisse der Netzanalysen

In diesem NEP ist die Bandbreite der Szenarien deutlich weiter aufgespannt (s. Kapitel 2), um mögliche Entwicklungen der Energielandschaft umfassend abzubilden. Zusätzlich ist in den Netzanalysen (s. Kapitel 6.1) vor dem Hintergrund von Preissteigerungen und Marktverknappung die volkswirtschaftliche Abwägung der Netzausbaumaßnahmen verstärkt in den Vordergrund gerückt. Dies führt zur Neubewertung einiger Maßnahmen und zu einem neuen volkswirtschaftlichen Optimum des Netzausbaus. In der Folge fällt das Zielnetz im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) kleiner aus und es verbleibt ein höherer Bedarf an Engpassmanagement nach der Zielnetzentwicklung (s. Kapitel 6.3.6). Das veränderte Auslandsszenario („National Trends“ statt „Distributed Energy“) bildet zudem die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen in den Nachbarländern realistischer ab und korrigiert unerwartete Handelssituationen aus dem NEP 2037/2045 (2023). Darüber hinaus sind gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) deutlich größere Flexibilisierungsmöglichkeiten durch den hohen Umfang an Großbatteriespeicherkapazitäten im Jahr 2037 – anders als im vorangegangenen NEP – in den Netzanalysen berücksichtigt.

Die grundlegend veränderte Ausgestaltung der Szenarien führt dazu, dass sich der AC-Ausbau zwischen den betrachteten Szenarien A und B sowie auch zwischen den Zeithorizonten 2037 und 2045 teils erheblich verändert. Dies betrifft nicht nur den Umfang der Maßnahmen, sondern auch die Auswahl der Ausbaumaßnahmen.

Trotz der Unterschiede beim AC-Ausbau zeigt sich hinsichtlich des DC-Ausbaus ein konstantes Bild:

- Die beiden HGÜ-Verbindungen DC42 und DC42plus werden sowohl im A- als auch im B-Szenariopfad ausgewiesen. Lediglich im Szenario A 2037 ist die Maßnahme DC42plus nicht enthalten.
- Im Szenario B 2045 wird in Esens ein Multiterminal-Hub geplant, der die beiden Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-19-1 und NOR-19-2 zusammenführt und über eine HGÜ-Verbindung zum NVP Oberzier weiterführt. Die HGÜ-Verbindung Esens-Oberzier bekommt die Bezeichnung DC36. Diese Verbindung stellt keine zusätzliche, neue HGÜ-Verbindung dar, da diese Übertragungskapazität in bisherigen Planungen über ein ONAS direkt an den NVP Oberzier geführt wurde. Dadurch werden zwei ONAS auf Esens verkürzt und über den Multiterminal-Hub eine zusätzliche Einspeisung von überschüssigem Strom in die Verbindung DC36 ermöglicht. Diese Konfiguration zeigt sich als volkswirtschaftlich sinnvoll, weil sie das Volumen des Engpassmanagements senkt.
- Zusätzlich hierzu werden keine neuen landseitigen innerdeutschen HGÜ-Verbindungen ausgewiesen. Die HGÜ-Verbindungen DC40, DC40plus und DC41 aus dem NEP 2037/2045 (2023) zeigen sich zudem in diesem NEP nicht mehr als Teil eines volkswirtschaftlich effizienten Klimaneutralitätsnetzes. Dies ist neben stark steigenden Standardkosten auf veränderte Grundannahmen in diesem NEP zurückzuführen. Daraus ergeben sich andere Stromflüsse, wodurch sich wiederum andere Maßnahmen in den Netzanalysen als erforderlich zeigen.
- Darüber hinaus erfolgt bis zum Zieljahr 2045 sowohl im A- als auch im B-Szenariopfad ein umfassender Ausbau der DC-Interkonnektoren. Dies dient der Erhöhung der europäischen Handelskapazitäten.

Ein Teil der im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Maßnahmen entfaltet seinen Nutzen auch in diesem NEP im Zieljahr 2037, ein Teil jedoch erst im Zieljahr 2045. Maßnahmen, die sich schon im Zieljahr 2037 als erforderlich zeigen, bleiben weit überwiegend auch in der Langfristperspektive im Zieljahr 2045 robust. Die Maßnahmen, die im vorangegangenen NEP für 2037 bestätigt wurden, in diesem NEP aber erst bis 2045 erforderlich sind, bieten zusammen mit den neu für 2045 identifizierten Maßnahmen die Möglichkeit zur Staffelung der Ausbauvorhaben bis 2045, sodass im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) eine zeitliche Entzerrung des erforderlichen Netzausbaubedarfs ermöglicht wird.

Bei der Auswahl von NVP für die Integration von Offshore-Windenergie wird berücksichtigt, dass die Energie im Stromnetz möglichst ohne zusätzliche Netzengpässe verteilt werden kann und möglichst wenig weiteren Netzausbaubedarf an Land auslöst. Die ermittelten NVP sind der Maßnahmenliste des Offshore-Zubaunetzes zu entnehmen (s. Kapitel 5.3.2).

Die im Kapitel Offshore-Netz (s. Kapitel 5) dargelegten Vorschläge zur Offshore-Optimierung haben einen positiven Effekt hinsichtlich der kosteneffizienten Integration von Offshore-Windenergie in das Stromnetz. Erstmals werden im NEP zudem internationale Offshore-Vernetzungsprojekte (hybride Offshore-Interkonnektoren) betrachtet. Zusätzlich wird im Rahmen der Netzplanung versucht, die Umwelteingriffe zu reduzieren, indem mehrere ONAS miteinander oder mit Onshore-HGÜ-Verbindungen in Energiekorridoren gebündelt werden (s. Kapitel 6.3.5).

Im NEP untersuchen die ÜNB zudem Blindleistungsbedarfe für die Spannungshaltung und den sicheren Netzbetrieb im Übertragungsnetz. Die standortscharfen Blindleistungsbedarfe werden im zweiten Entwurf des NEP aktualisiert ausgewiesen.

Der Szenariopfad C mit den Szenarien C 2037 und C 2045 wird ebenfalls im zweiten Entwurf des NEP eingebracht.

Die Ergebnisse der Szenarien im Überblick

Das Zubaunetz A 2037 umfasst rund 4.999 km Netzmaßnahmen, wovon 2.846 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.139 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 1.014 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. Dazu gehört auch die HGÜ-Verbindung DC42. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 68,6 Mrd. Euro.

Das Zubaunetz B 2037 umfasst rund 5.868 km Netzmaßnahmen, wovon 2.906 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.139 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 1.545 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. In diesem Szenario kommt zu DC42 die HGÜ-Verbindung DC42 plus hinzu. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 72,7 Mrd. Euro.

Das Zubaunetz A 2045 umfasst rund 8.392 km Netzmaßnahmen, wovon 3.849 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 470 km auf DC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.168 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 2.405 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. Die DC-Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen enthalten mit Blick auf das Zieljahr 2045 neben DC42 und DC42plus neue Interkonnektoren mit dem Ausland. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 95,1 Mrd. Euro.

Das Zubaunetz B 2045 zeigt den umfassendsten Netzentwicklungsbedarf auf: Das Zielnetz umfasst rund 9.168 km Netzmaßnahmen, wovon 4.167 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 470 km auf DC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.709 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 2.822 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. Die DC-Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen enthalten mit Blick auf das Zieljahr 2045 zusätzlich zu den Interkonnektoren und DC42 und DC42plus auch die Maßnahme DC36 Esens-Oberzier inklusive Multiterminal-Hub Esens. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 101,4 Mrd. Euro.

Trassenlängen und Investitionskosten der Szenarien

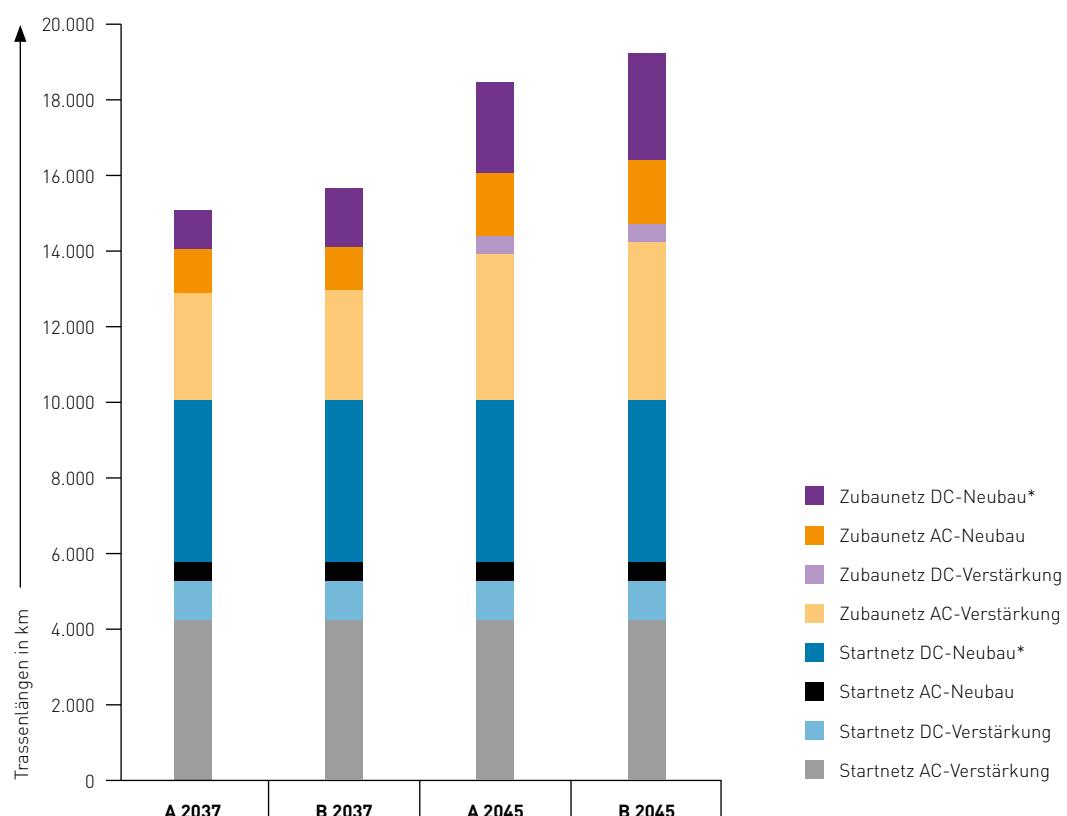
Die resultierenden Trassenlängen und Investitionskosten der Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen werden in der folgenden Tabelle für die verschiedenen Szenarien angegeben.

Tabelle 25: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2037/2045 (2025)

Angaben in km	AC-Verstärkung	DC-Verstärkung	AC-Neubau	DC-Neubau*	Summe
	Summe Zu-/ Umbeseilung und Ersatz-/Parallelneubau	Summe Zu-/ Umbeseilung und Ersatz-/Parallelneubau			
Startnetz	4.225	1.055	480	4.289	10.049
Zubaunetz					
A 2037	2.846	0	1.139	1.014	4.999
B 2037	2.906	0	1.139	1.545	5.868
A 2045	3.849	470	1.668	2.405	8.392
B 2045	4.167	470	1.709	2.822	9.168
Summe Start- und Zubaunetz					
A 2037	7.071	1.055	1.619	5.303	15.048
B 2037	7.409	1.055	1.619	5.834	15.917
A 2045	8.074	1.525	2.148	6.694	18.441
B 2045	8.392	1.525	2.189	7.111	19.217

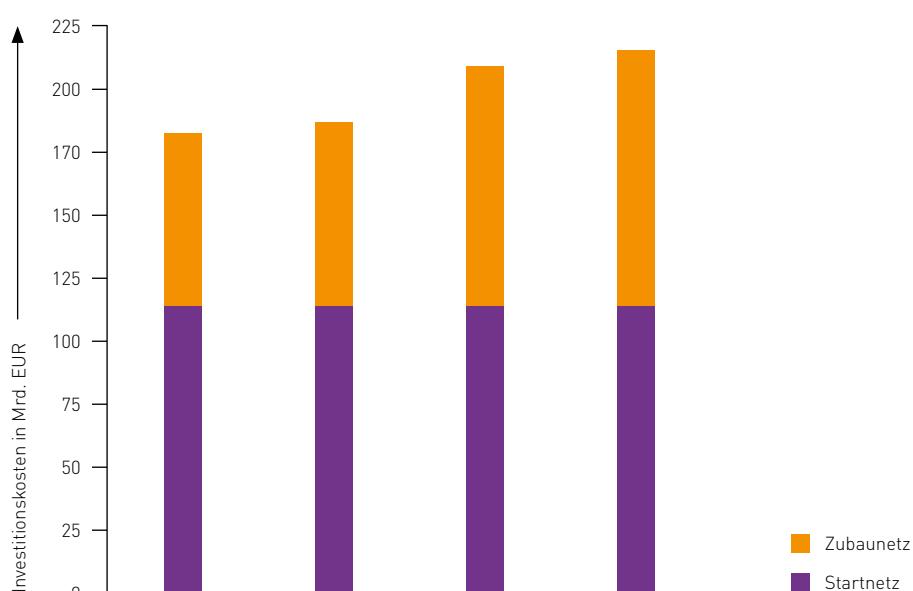
*inkl. DC-Interkonnektoren

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 70: Netzausbau- und Netzverstärkungsbedarf Onshore in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2025)

*inkl. DC-Interkonnektoren

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 71: Geschätzte Investitionskosten Onshore in den Szenarien im NEP 2037/2045 (2025)

Investitionsvolumen in Mrd. EUR	A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
Startnetz	113,7	113,7	113,7	113,7
Zubaunetz	68,6	72,7	95,1	101,4
Summe Start- und Zubaunetz	182,3	186,3	208,8	215,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Alle ermittelten Maßnahmen sind im Einzelnen im Kapitel Übersicht der identifizierten Maßnahmen (s. Kapitel 8.2) aufgeführt. In der digitalen Projektbibliothek sind die detaillierten Projektsteckbriefe abrufbar unter www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek. Es gibt darüber hinaus drittmittelfinanzierte Maßnahmen, die zwar einen Projektsteckbrief erhalten, jedoch nicht von den ÜNB verantwortet werden. Diese sind in den Berechnungen von Trassenlängen und Investitionskosten des NEP nicht enthalten.

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 in der Regel 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 zur Information in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_2037_2045_V2025_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 erwähnt.

Die Schätzung der Investitionskosten beinhaltet alle geplanten und in Umsetzung befindlichen Leitungs- und Punktmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz, ausgenommen Projekte Dritter wie beispielsweise nicht von den ÜNB geplante Interkonnektoren oder Maßnahmen im unterlagerten Hochspannungsnetz. Die Schätzung beruht auf Standardsätzen und Erfahrungswerten der ÜNB und hat einen überschlägigen Charakter. Sie berücksichtigt aktuelle Preisentwicklungen in den Lieferketten. Diese werden derzeit durch allgemeine Preissteigerungen und durch Marktverknappungen getrieben. Zusätzlich haben die ÜNB unter Berücksichtigung des Koalitionsvertrags von CDU, CSU und SPD sowie des Berichts zum Energiewende-Monitoring in diesem NEP für neue HGÜ-Verbindungen Kosten für DC-Freileitungen und nicht wie bisher für DC-Erdkabel angesetzt.

Die Längenangaben der jeweiligen Maßnahmen beziehen sich auf die betroffenen Trassenkilometer und nicht auf die jeweiligen Stromkreislängen. 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.

Konkrete Trassenkorridore beziehungsweise Trassen werden erst in den nachgelagerten Verfahrensschritten (z. B. Bundesfachplanung oder Planfeststellung) festgelegt.

6.3.1 Zubaunetz Szenario A 2037

Gegenüber dem BBP-Netz 2024 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. Zusätzlich zu zahlreichen AC-Verstärkungs- und -Ausbaumaßnahmen zeigt sich im Szenario A 2037 die HGÜ-Verbindung DC42 als zusätzlich erforderlich.

Im Vergleich zum Szenario A 2037 des NEP 2037/2045 (2023) fällt in diesem Szenario der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf geringer aus. Kernfaktoren für den gesunkenen Netzausbaubedarf sind ein um rund 53 TWh reduzierter Nettostromverbrauch in Kombination mit einer um 32 GW reduzierten installierten Leistung an Onshore-Wind und einer um 75 GW reduzierten installierten Leistung an Photovoltaik.

Die Kennzahlen für die im Szenario A 2037 erforderlichen Zielnetzmaßnahmen sind in Tabelle 26 angegeben.

Tabelle 26: Szenario A 2037 Kennzahlen

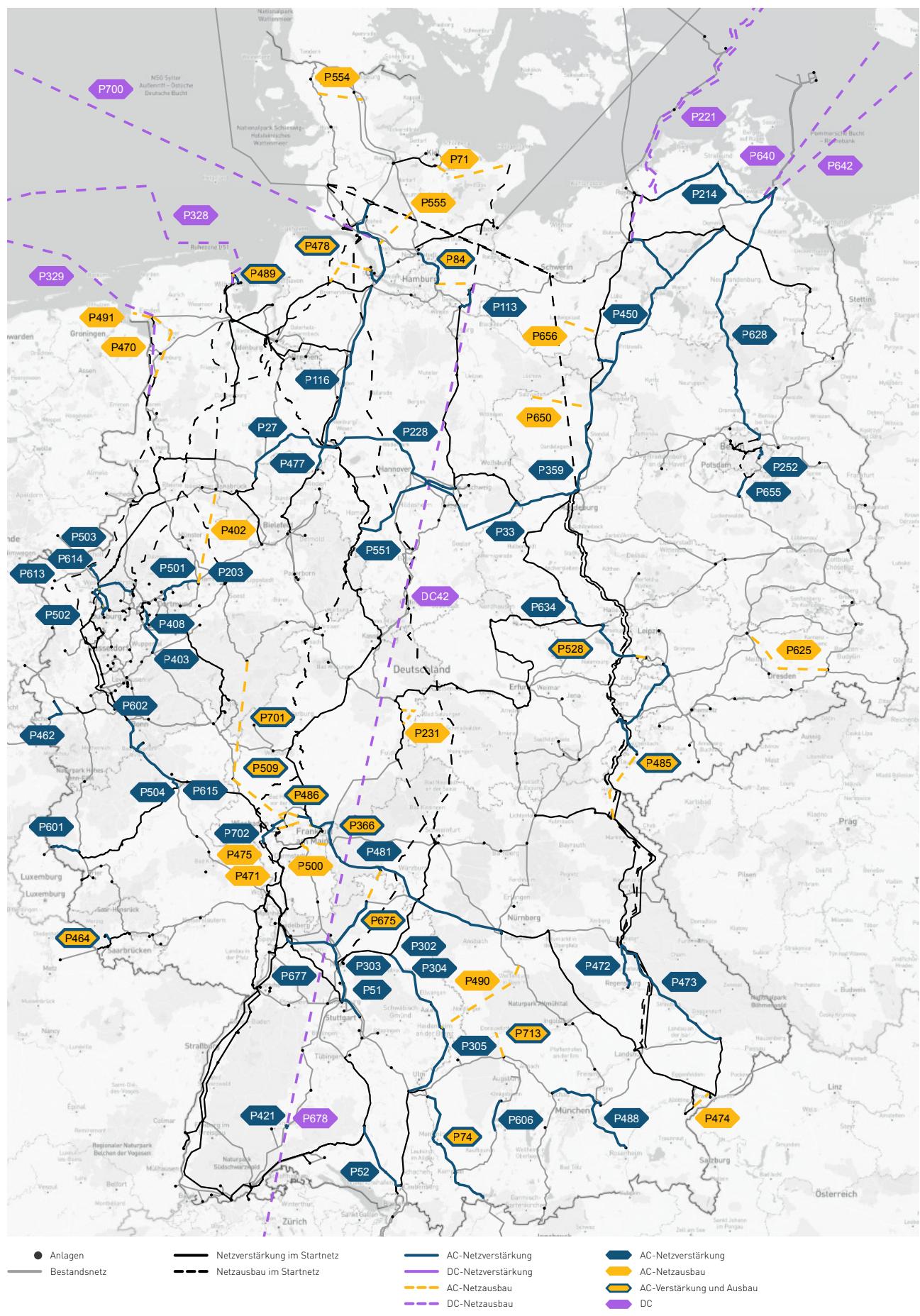
DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	Interkonnektoren (deutscher Anteil)
Länge 5.303 km	Länge 316 km AC und 307 km DC
Zusätzliche Übertragungskapazität in DE 26 GW	
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)
Länge 1.619 km	Länge 8.126 km

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 182,3 Mrd. EUR

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der folgenden Abbildung 72 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2037 dargestellt. In Tabelle 39 in Kapitel 8.2.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet.

Abbildung 72: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario A 2037/nur Leitungsprojekte*



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

6.3.2 Zubaunetz Szenario B 2037

Im Szenario B 2037 zeigt sich über die HGÜ-Verbindungen des Szenarios A 2037 hinaus der Bedarf an einer weiteren HGÜ-Verbindung: DC42plus. Im Vergleich zum Szenariopfad A zeigt sich die Erweiterung des DC42-Systems damit bereits im Zieljahr 2037. Die Übertragungskapazität des HGÜ-Netzes erhöht sich somit im Szenariopfad B schon im Jahr 2037 auf 28 GW.

Im Vergleich zum Szenario B 2037 des NEP 2037/2045 (2023) sind trotz vergleichbarer Szenariomantelzahlen insgesamt weniger Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich, um ein bedarfsgerechtes Zielnetz zu erreichen. Dies lässt sich u. a. mit dem stärkeren Fokus auf die Gegenüberstellung von Netzausbaukosten und verbleibendem Engpassmanagement begründen.

In Tabelle 27 sind die resultierenden Kennzahlen dargestellt.

Tabelle 27: Szenario B 2037 Kennzahlen

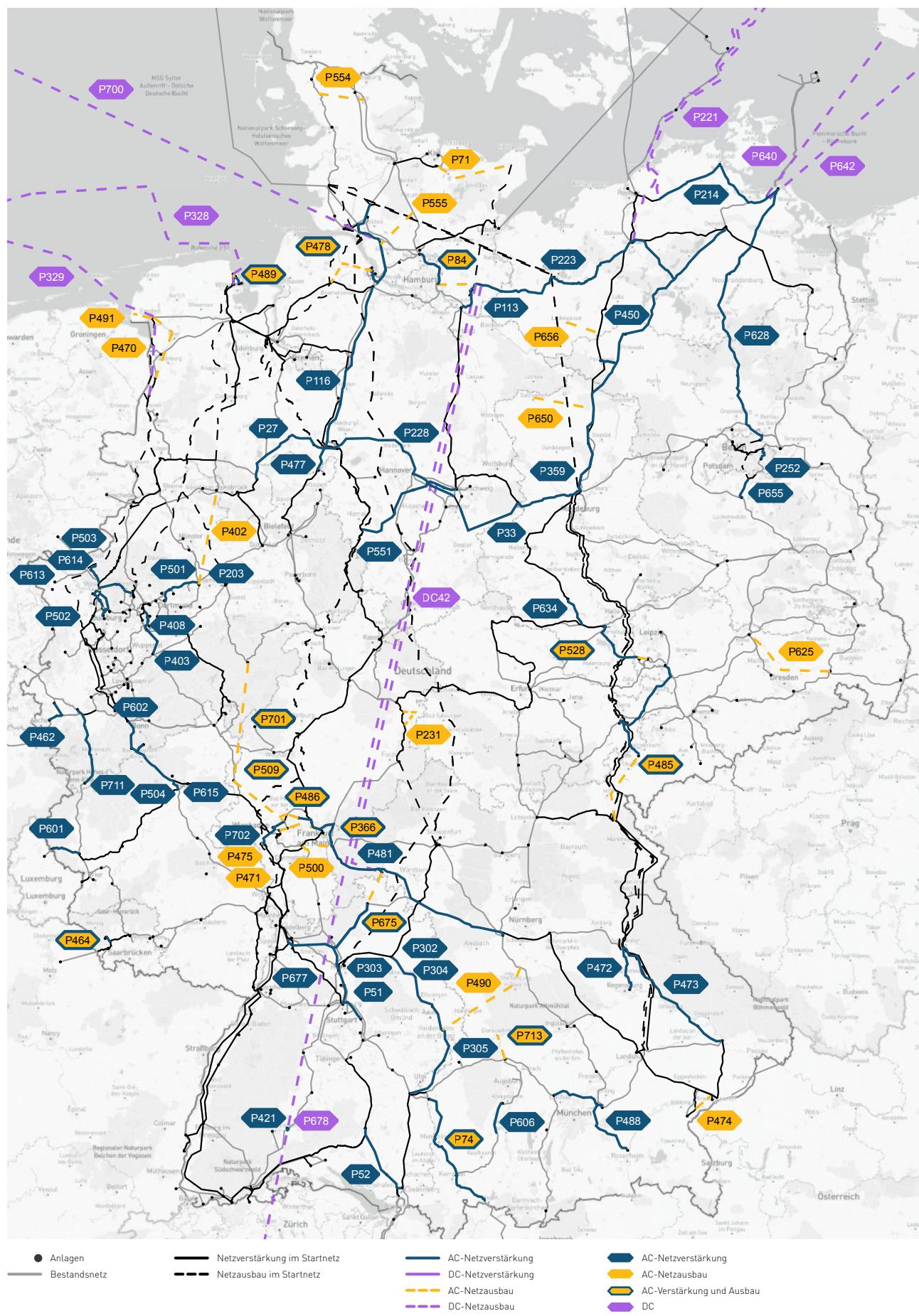
DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	Interkonnektoren (deutscher Anteil)
Länge 5.834 km	Länge 316 km AC und 307 km DC
Zusätzliche Übertragungskapazität in DE 28 GW	
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)
Länge 1.619 km	Länge 8.464 km

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 186,3 Mrd. EUR

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der folgenden Abbildung 73 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2037 dargestellt. In Tabelle 39 in Kapitel 8.2.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet.

Abbildung 73: 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.

6.3.3 Zubaunetz Szenario A 2045

Im Szenario A 2045 muss das Netz den Transport von Strom aus rund 60 GW Offshore-Windleistung sowie insgesamt über 550 GW installierter erneuerbarer Erzeugungskapazität gewährleisten. Über die in Szenario A 2037 vorgesehenen HGÜ-Systeme hinaus besteht deshalb im Szenario A 2045 mit DC42plus der Bedarf einer weiteren HGÜ-Verbindung. Damit erhöht sich die Übertragungskapazität des HGÜ-Netzes auf insgesamt 28 GW. Mit DC42plus wird die bereits für das Zieljahr 2037 vorgesehene HGÜ DC42 in ihrer Kapazität verdoppelt, was auf die gestiegene Transportaufgabe in Nord-Süd-Ausrichtung zurückzuführen ist. Zudem tragen drei zusätzliche, teils hybride Interkonnektoren ebenfalls zu einer erhöhten Transportkapazität bei. Diese dienen zugleich der weiteren Integration des europäischen Verbundnetzes.

Im Vergleich zum Szenario A 2045 des NEP 2037/2045 (2023) fällt der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf in dem hier beschriebenen Szenario geringer aus. Wesentliche Gründe hierfür sind ein geringerer Stromverbrauch aufgrund angepasster Last- bzw. Effizienzmaßnahmen, höhere Wasserstoffimporte, die die heimische Elektrolyseleistung reduzieren, sowie die Reduktion von Erzeugungsspitzen durch eine gestiegene Zahl an Batteriespeichern.

In Tabelle 28 sind die resultierenden Kennzahlen dargestellt.

Tabelle 28: Szenario A 2045 Kennzahlen

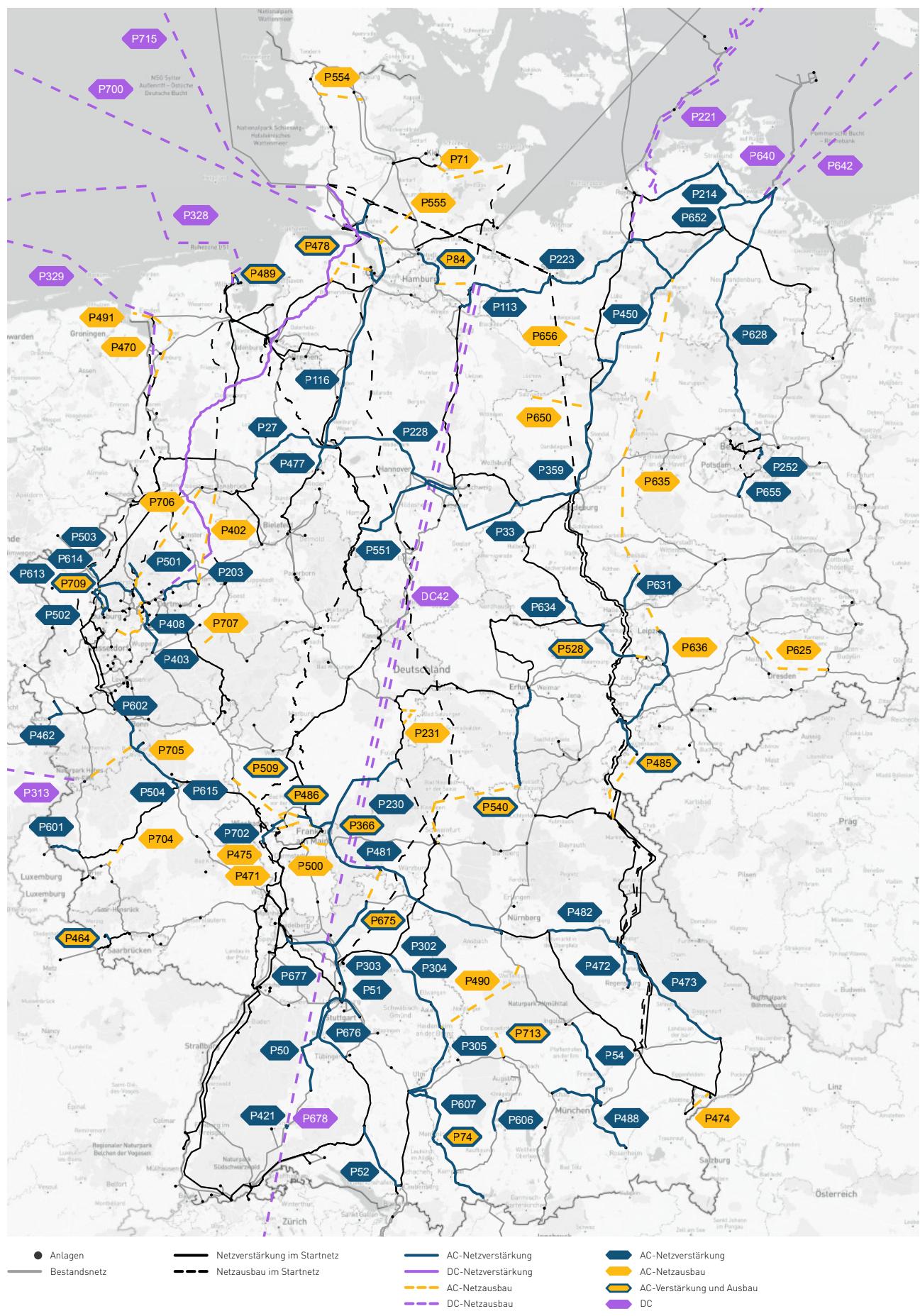
DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	Interkonnektoren (deutscher Anteil)
Länge 6.694 km	Länge 316 km AC und 860 km DC
Zusätzliche Übertragungskapazität in DE 28 GW	
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)
Länge 2.148 km	Länge 9.890 km

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 208,8 Mrd. EUR

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der folgenden Abbildung 74 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2045 dargestellt. In Tabelle 39 in Kapitel 8.2.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet.

Abbildung 74: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario A 2045/nur Leitungsprojekte*



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

6.3.4 Zubaunetz Szenario B 2045¹¹

Im Szenario B 2045 muss das Netz im Vergleich zum Szenario B 2037 Aufnahme, Transport und Verteilung von zusätzlich 70 GW installierter erneuerbarer Erzeugungskapazität bei einem um rund 15 % gestiegenen prognostizierten Stromverbrauch gewährleisten. Deshalb steigt der Ausbaubedarf insbesondere im AC-Bereich weiter an. Die verstärkte europäische Integration im Zwischenzeitraum durch drei zusätzliche, teils hybride Interkonnektoren trägt ebenfalls zu einer erhöhten Transportkapazität bei.

Im Vergleich zum Szenario B 2045 des NEP 2037/2045 (2023) hat sich der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf in dem hier beschriebenen Szenario aufgrund vergleichbarer Mantelzahlen in Summe kaum geändert. Die Ausgestaltung des Zielnetzes unterscheidet sich jedoch mit Blick auf die ausgewählten HGÜ-Verbindungen und Interkonnektoren. Dies ist unter anderem auf eine veränderte Modellierung des europäischen Auslandes und eine angepasste Zielfunktion zurückzuführen, in der mehr Engpassmanagement nach der Zielnetzentwicklung verbleibt.

Die HGÜ-Verbindungen DC40, DC40plus und DC41 aus dem NEP 2037/2045 (2023) sind in diesem NEP nicht mehr Teil eines volkswirtschaftlich effizienten Klimaneutralitätsnetzes. In diesem Szenario wird zusätzlich zu den Interkonnektoren DC42 und DC42plus auch die Maßnahme DC36 Esens-Oberzier inklusive Multiterminal-Hub Esens ausgewiesen.

Im Szenario B 2045 wird in Esens ein Multiterminal-Hub geplant, der die beiden Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-19-1 und NOR-19-2 zusammenführt und über eine HGÜ-Verbindung zum NVP Oberzier weiterführt. Die HGÜ-Verbindung Esens-Oberzier bekommt die Bezeichnung DC36. Diese Verbindung stellt keine zusätzliche, neue HGÜ-Verbindung dar, da diese Übertragungskapazität in bisherigen Planungen über ein ONAS direkt an den NVP Oberzier geführt wurde. Dadurch werden zwei ONAS auf Esens verkürzt und über den Multiterminal-Hub eine zusätzliche Einspeisung von überschüssigem Strom in die Verbindung DC36 ermöglicht. Diese Konfiguration zeigt sich als volkswirtschaftlich sinnvoll, weil sie das Volumen des Engpassmanagements senkt.

In Tabelle 29 sind die resultierenden Kennzahlen dargestellt.

Tabelle 29: Szenario B 2045 Kennzahlen

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)		Interkonnektoren (deutscher Anteil)	
Länge	7.111 km	Länge	316 km AC und 860 km DC
Zusätzliche Übertragungskapazität in DE	28 GW		
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)		DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	
Länge	2.189 km	Länge	9.917 km

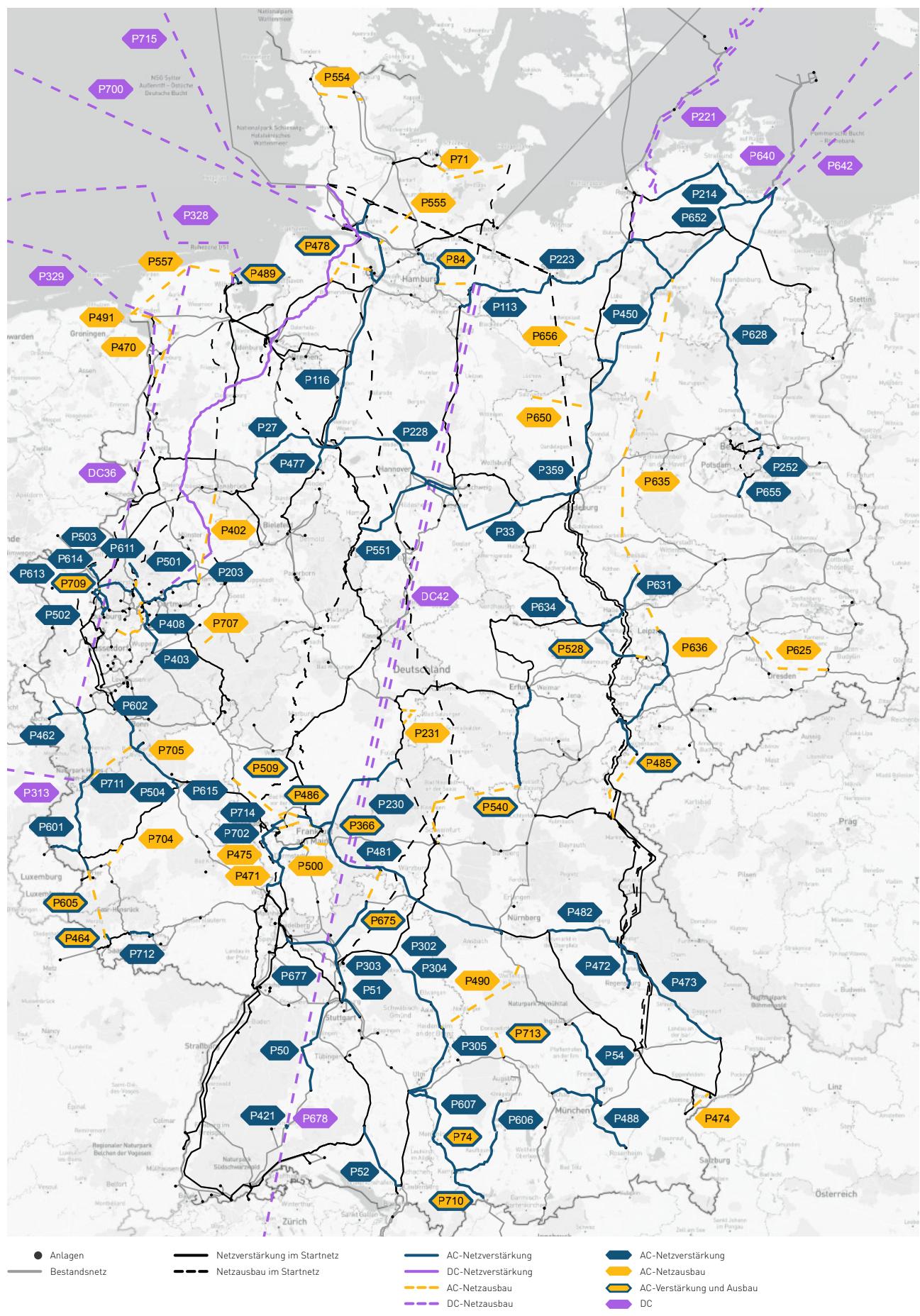
Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 215,1 Mrd. EUR
--

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der folgenden Abbildung 75 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2045 dargestellt. In Tabelle 39 in Kapitel 8.2.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet.

¹¹ Die Netzentwicklung für das Szenario B 2045 ist derzeit nicht abgeschlossen. Etwas Anpassungen erfolgen mit dem zweiten Entwurf.

Abbildung 75: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario B 2045/nur Leitungsprojekte*



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

6.3.5 Bündelungsoptionen

Gemäß § 12b Abs. 3a EnWG sind die ÜNB 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 ONAS als auch von neu identifizierten DC-Projekten in derselben Trasse und damit eine möglichst geringe Raumanspruchnahme. Darüber hinaus werden hier auch weitergehende Bündelungsoptionen aufgezeigt, die über die gesetzlich normierte Pflicht hinausgehen, sich aber aus Vorhabenträgersicht gleichwohl anbieten. Dies können beispielsweise die angestrebte Parallelführung zu Vorhaben sein, für die noch keine Bundesfachplanungsentscheidung vorliegt oder die Angabe von Bündelungsoptionen von bereits im NEP befindlichen Vorhaben. Im vorliegenden Kapitel werden nur Bündelungsoptionen behandelt, die mehr als zwei Netzausbaumaßnahmen betreffen. Kleinere Bündelungsoptionen werden in den Steckbriefen der betroffenen Projekte behandelt.

Ein Baustein eines optimierten, bedarfsgerechten Netzausbaus ist die Identifizierung und planerische Festlegung von Energiekorridoren, in denen aktuelle, aber auch zukünftige Netzausbauvorhaben strukturiert und gebündelt geplant sowie umgesetzt werden können. Dies eröffnet bedeutsame Möglichkeiten hinsichtlich eines beschleunigten, effektiven und akzeptanzsteigernden Netzausbaus. Die Ziele der Ausbildung von Energiekorridoren sind:

- Bündelung von Leitungen und somit Vermeidung von unnötigen Betroffenheiten, insbesondere in dicht besiedeltem Raum
- Einsparung von Zeit und Aufwand in der Genehmigungs- und der Bauphase durch die Parallelisierung der Netzausbauvorhaben und Hebung von Synergien
- Schonung von wertvollen Flächen und Minimierung von Eingriffen in die Umwelt

Im Rahmen verschiedener Betrachtungen zur technischen Umsetzung solcher Energiekorridore wurde deutlich, dass in aller Regel eine Begrenzung auf vier parallel verlegte Kabelsysteme innerhalb eines Korridors sinnvoll erscheint, um eine durchgängige Umsetzbarkeit gewährleisten und die technischen Herausforderungen bei der baulichen Umsetzung auf ein beherrschbares Maß bringen zu können. In Einzelfällen und unter Abwägung regionaler Aspekte kann auch die abschnittsweise Bündelung von mehr als vier Kabelsystemen sinnvoll sein. Solche Herausforderungen stellen örtliche Gegebenheiten, der anstehende Baugrund, Anforderungen aus dem Bodenschutz und baulogistische Besonderheiten dar. Folgende Auflistung stellt eine Übersicht über bekannte Herausforderungen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, dar:

- Siedlungs- und Erholungsgebiete (z. B. Baulärm)
- Eingriffe in Wasserschutzgebiete (z. B. Grundwasserhaltungen)
- Großflächige Altlastensanierungsgebiete
- Bodendenkmale
- Feuchte verdichtungsempfindliche Böden
- Moore
- Erosionsgefährdete Böden
- Böden mit besonders hoher natürlicher Bodenfruchtbarkeit (z. B. Schwarzerden)
- Hangneigungen
- Fels
- Fließböden

NordOstLink

Das Projekt „NordOstLink“ verfolgt die abschnittsweise Bündelung mehrerer ONAS mit zwei Onshore-HGÜ in Schleswig-Holstein, die vormals unter dem Titel „Stammstrecke Nord“ beschrieben wurde. Der NordOstLink führt aus dem Raum Heide in Dithmarschen bis zum geplanten Umspannwerk (UW) Mühlenbeck bei Schwerin. Er wird als 525-kV-Erdkabel umgesetzt. In der westlichen Leitungshälfte werden weitere Leitungen aus Offshore-Windparks mitgeführt, sodass der NordOstLink zwischen vier und zwölf GW transportiert. Er wird von der 50Hertz und TenneT Germany gemeinsam geplant und realisiert, da die Leitung die Netzgebiete der beiden Übertragungsnetzbetreiber verbindet.

Konkret umfasst die angestrebte Bündelung die ONAS NOR-11-1 und NOR-12-2 mit dem NVP Hochwörden (HeideHub), NOR-12-3 und NOR-12-4 mit dem NVP Suchraum Pöschendorf (NordHub), NOR-16-1 mit dem NVP Hardebek, NOR-13-2 und NOR-16-2 mit dem NVP Suchraum BBS sowie die beiden Onshore-HGÜ DC31 und DC32. Die beiden Onshore-HGÜ-Verbindungen verlaufen von Hochwörden beziehungsweise vom Suchraum Pöschendorf zum geplanten UW Mühlenbeck. Die Vorhaben sind im BBPIG als Vorhaben 81 und 81a-e verankert.

Die oben benannten ONAS treffen mit einem Anlandepunkt bei Büsum etwa 15 km westlich von Hochwörden auf das Festland. Von dort werden sie in die Region Hemmingstedt/Epenwörden geführt. Ab diesem Punkt streben die Vorhabenträger die räumliche Bündelung im NordOstLink an. An jeweils geeigneten Absprungpunkten verlassen die ONAS – sofern erforderlich – die Stammstrecke und werden zu ihren jeweiligen NVP im Landesinneren geführt. Die beiden ONAS NOR-12-3 und NOR-12-4 wurden in das BBPIG als Vorhaben 81b und 81c aufgenommen und werden unmittelbar aus der Region Hemmingstedt/Epenwörden zu ihrem NVP im Suchraum Pöschendorf geführt.

Die beiden ONAS NOR-13-2 und NOR-16-2 wurden in das BBPIG als Vorhaben 81d und 81e aufgenommen. Der Absprungpunkt der beiden Vorhaben vom NordOstLink liegt in der Region Seth/Leezen/Groß Niendorf/Travenbrück. Somit verlaufen die Vorhaben 81d und 81e zunächst im NordOstLink. Auf Höhe der Trave knicken Vorhaben 81d und 81e Richtung Süden ab und verlaufen ab hier unter dem Projekttitel TraveBilleLink zum NVP Suchraum BBS.

Das ONAS NOR-16-1 wurde in das BBPIG als Vorhaben 81f aufgenommen. Der Absprungpunkt des Vorhabens vom NordOstLink liegt in der Region Hagen/Fuhlendorf/Bad Bramstedt/Bimöhlen. Auf Höhe des Absprungpunktes knickt das Vorhaben Richtung Norden ab und verläuft weiter bis NVP Hardebek.

Schleswig-Holstein ist durch seine geografische Lage in besonderer Weise von der Transformation der Energiewirtschaft berührt. Die Bündelung der Stammstrecke im Projekt „NordOstLink“ bezweckt, damit einhergehende Flächeninanspruchnahmen, Verwaltungsaufwände für parallele Genehmigungsverfahren und Eingriffe durch Baumaßnahmen zu minimieren sowie die Umsetzung der geplanten Vorhaben zu beschleunigen.

Energiekorridor Rhein-Main-Link

Das Rhein-Main-Gebiet zeichnet sich aufgrund der ansässigen Industrie und der hohen Bevölkerungsdichte durch eine hohe Last aus. Diese wird sich in der kommenden Dekade aufgrund der Ansiedlung und Vergrößerung von Rechenzentren sowie der Dekarbonisierungsbestrebungen der Industrie stark erhöhen. Der erhöhte Lastbedarf in Kombination mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung führt dazu, dass die Region zum Nettoenergieimporteur wird. Um die Versorgung der Region sicherzustellen, zeigt der NEP 2037/2045 (2025) vier notwendige HGÜ-Verbindungen nach Südhessen auf, die auch schon im letzten NEP bestätigt wurden: Die beiden landseitigen Verbindungen DC34 (Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Bürstadt) und DC35 (Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Hofheim am Taunus) sowie die beiden ONAS mit dem NVP Kriftel (NOR-16-4) und dem NVP im Suchraum Bürstadt/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein (NOR-17-1).

Aus diesen vier Einzelvorhaben wurde ein gebündelter Energiekorridor mit dem Namen „Rhein-Main-Link“ gebildet. Die Bündelung ist aus rechtlicher und umwelttechnischer Sicht zu bevorzugen, da sie zu einer beschleunigten Genehmigung der vier Vorhaben führt und die Flächeninanspruchnahme bei der baulichen Umsetzung reduziert wird. Auch die gemeinsamen Inbetriebnahmetermine der vier Vorhaben in den 2030er Jahren sprechen für eine Bündelung. Damit wird eine nachhaltige Versorgung des Rhein-Main-Gebiets mit einer Übertragungsleistung von 8 GW langfristig sichergestellt.

Raumplanerisch ist es das Ziel, ausgehend von der gemeinsamen Anlandung der ONAS bei Neuharlingersiel (Samtgemeinde Esens, Landkreis Wittmund), diese beiden Systeme parallel in den Raum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede zu führen. Im Raum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede beginnt dann die gebündelte Fortführung zusammen mit den Vorhaben DC34 und DC35 als Energiekorridor von vier HGÜ-Systemen mit je drei Adern. Südliches Ende ist der Raum Hofheim am Taunus/Kriftel für die Vorhaben DC35 und NOR-16-4, sowie der Raum Bürstadt/Lampertheim/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein für die Vorhaben DC34 und NOR-17-1. Es gelingt damit, eine gebündelte Stammstrecke der vier Vorhaben von rund 500 km zu realisieren.

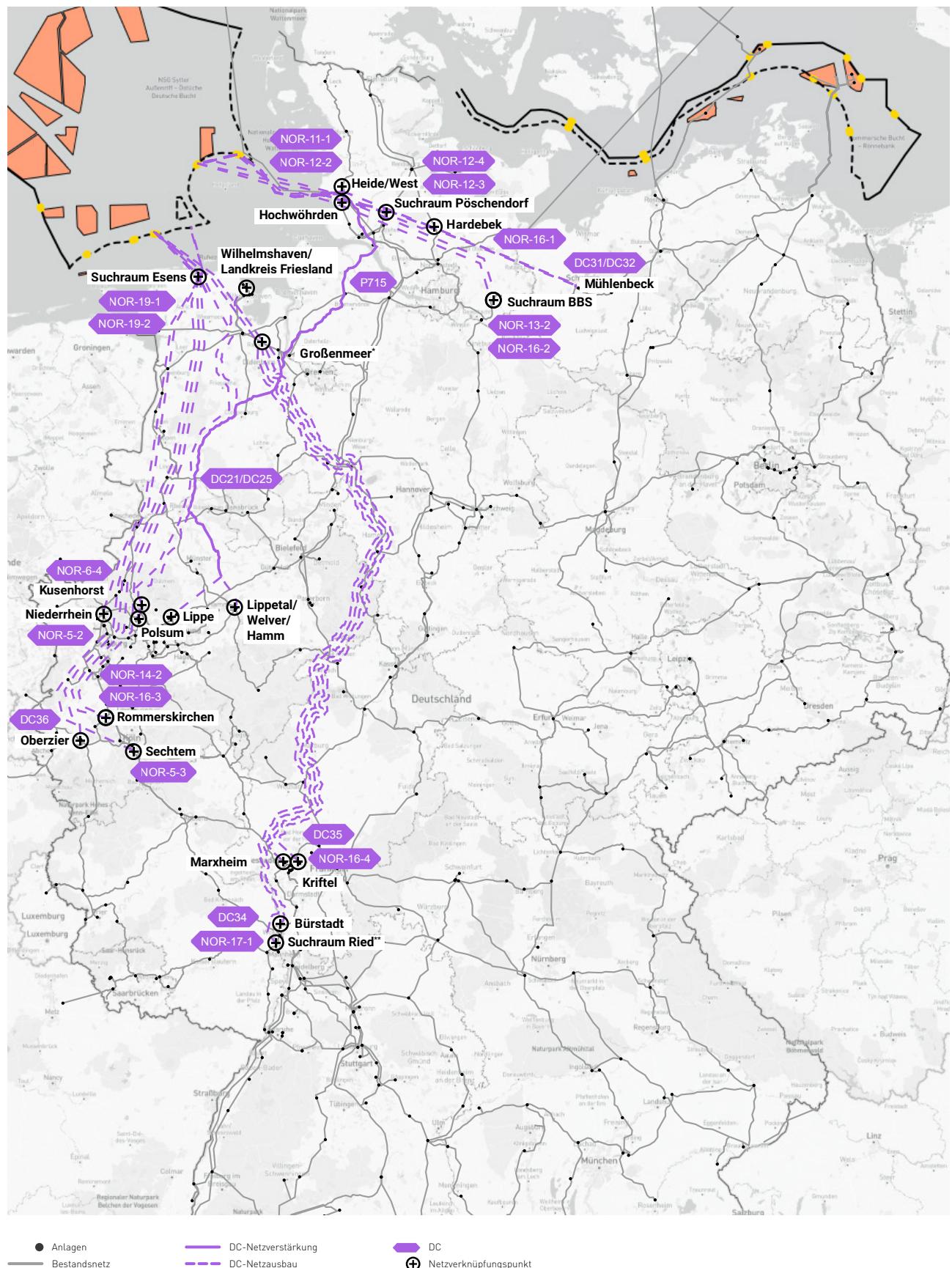
Energiekorridor Windader West

Zur nachhaltigen Versorgung des Rheinlands und des nordwestlichen Ruhrgebiets mit Strom aus Offshore-Wind insbesondere durch die Industrietransformation sowie der Leistungsmehrbedarfe durch Rechenzentren ab Anfang der 2030er Jahre, wird die Bündelung der hierfür notwendigen vier ONAS in einem Energiekorridor geplant. Der Energiekorridor wird aus den ONAS NOR-6-4 mit NVP Kusenhorst, nördlich von Marl und geplanter Inbetriebnahme (IBN) 2034, NOR-14-2 mit NVP Rommerskirchen und geplanter IBN 2036, NOR-16-3 mit NVP Rommerskirchen mit geplanter IBN 2037/2038 sowie NOR-19-2/DC36 mit südlichem NVP Oberzier mit geplanter IBN 2043 bestehen. Während NOR-6-4 über den Grenzkorridor N-II in das Küstenmeer eintritt, die Insel Norderney quert und bei Hilgenriedersiel (Samtgemeinde Hage, Landkreis Aurich) anlandet, ist für die anderen drei ONAS ein Eintritt in das Küstenmeer über den Grenzkorridor N-III und eine voraussichtliche Querung der Insel Langeoog mit anschließender Anlandung bei Neuharlingersiel (Samtgemeinde Esens, Landkreis Wittmund), ca. 25 km östlich von Hilgenriedersiel, geplant. Die vier ONAS werden anschließend wenige Kilometer südlich von Neuharlingersiel zusammengeführt und auf einer gemeinsamen Stammstrecke bis in das westliche Nordrhein-Westfalen geführt. An einem geeigneten Absprungpunkt, springt das ONAS mit NVP Kusenhorst von der Stammstrecke ab. Die verbleibenden drei ONAS werden auf einer gemeinsamen Strecke möglichst lange parallel bis zu den nahe beieinander liegenden NVP Rommerskirchen und Oberzier im Rheinischen Revier geführt.

Im südlichen Abschnitt des Energiekorridors, jedenfalls nach Absprung des ONAS Kusenhorst, wurde ein Korridor ermittelt, in dem ebenfalls das ONAS NOR-5-2 mit NVP Niederrhein bei Wesel und geplanter IBN 2041/2042 oder das ONAS NOR-5-3 mit NVP Sechtem mit IBN 2044, gebündelt werden kann. Diese Bündelungslösung umfasst insbesondere auch die Rheinquerung der vier ONAS.

Die Darstellung von NordOstLink sowie der Energiekorridore Rhein-Main-Link und Windader West finden sich in der nachfolgenden Abbildung. Über diese umfassenden Bündelungen hinaus planen die ÜNB die Bündelung weiterer Maßnahmen. Darunter fällt insbesondere die mögliche Bündelung der beiden Stränge DC21 und DC25 des Projektes Korridor B mit dem neu identifizierten hybriden Interkonnektor TYSDAN Hybrid Interconnector (NVP Lippe) und dem ONAS NOR-6-4 (NVP Kusenhorst). Aufgrund begrenzter Darstellungsmöglichkeiten entfällt zudem die Abbildung weiterer Bündelungen wie bspw. der Maßnahme DC1 (A-Nord) mit den ONAS NOR-3-2 (NVP Hanekenfähr) und NOR-6-3 (NVP Hanekenfähr) sowie von Bündelungsoptionen, die auf kurzen Strecken oder mit weniger als drei Systemen geführt werden.

Abbildung 76: Mögliche Bündelungsoptionen von neuen HGÜ-Verbindungen und Offshore-Netzanbindungssystemen B 2045



* Dieser NVP entspricht dem NVP Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede des Energiekorridors Rhein-Main-Link (BBPIG-Maßnahmen Nr. 82, 82a).

** Dieser NVP entspricht dem NVP Bürstadt/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein des Energiekorridors Rhein-Main-Link (BBPIG-Maßnahme Nr. 82c).

6.3.6 Engpassmanagement nach Netzausbau

Das in den Zielnetzen verbleibende Engpassmanagementvolumen steigt in beiden Szenariopfaden von 2037 bis 2045 deutlich an – im Szenariopfad A von 3,29 auf 10,85 TWh und im Szenariopfad B von 4,76 auf 11,78 TWh. Szenariopfad B weist einen höheren Bedarf auf als der Szenariopfad A, was auf die veränderten Grundannahmen beziehungsweise die breitere Aufspannung der Szenarien und den folglich unterschiedlichen Netzausbaubedarf zurückzuführen ist. Ursächlich hierfür sind höhere Lastprognosen, ambitionierte Ausbauziele für erneuerbare Energien sowie die stärkere Kopplung von Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen (s. Kapitel 2). Als Konsequenz zeigt sich im Szenariopfad B der Bedarf, den zusätzlichen Ausbau von HGÜ-Verbindungen zeitlich vorzuziehen, wodurch sich das Portfolio der AC-Maßnahmen in den Szenarien A 2037 und B 2037 nur leicht unterscheidet.

Im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) zeigt sich in diesem NEP eine Erhöhung des verbleibenden Engpassmanagementbedarfs in den Zielnetzen um rund 15 bis 30 %. Selbst bei vollständiger Umsetzung des Zielnetzes besteht weiterhin ein erheblicher Bedarf an Engpassmanagement. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist dies wünschenswert, und ein integraler Bestandteil der Neubewertung von Netzausbaumaßnahmen. In diesem NEP wird mehr verbleibendes Engpassmanagement zugelassen, weil unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten die vollständige Vermeidung von Engpassmanagement nicht sinnvoll ist.

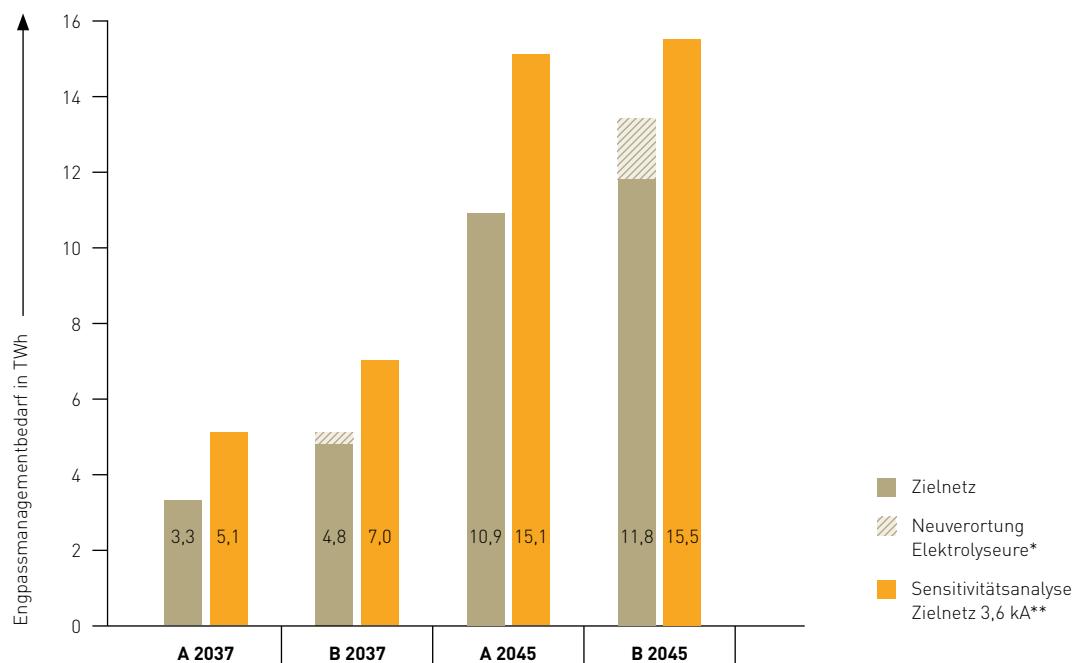
Die volkswirtschaftlichen Kosten, die sich aus dem verbleibenden Bedarf an Engpassmanagement ergeben, sind indes von Brennstoff- und Handelspreisen abhängig. Diese Preisentwicklung unterliegt mit Blick auf den langfristigen Betrachtungshorizont großen Unsicherheiten.

Darüber hinaus wirkt die optimierte Verortung von Elektrolyseuren engpasssenkend. Bei diesem der Zielnetzentwicklung nachgelagerten Optimierungsschritt werden im Szenariopfad B alle Elektrolyseure neu verortet, zu denen noch keine konkrete Anfrage gemäß Großverbraucherabfrage vorliegt (s. Kapitel 2). Dadurch kann der verbleibende Bedarf an Engpassmanagement im Szenario B 2037 um 0,29 TWh auf 4,76 TWh gesenkt werden. Im Szenario B 2045 wird durch die Neuverortung der Elektrolyseure sogar eine Engpasssenkung um 1,86 TWh auf 11,78 TWh erreicht. Die Neuverortung der Elektrolyseure erfordert keine Anpassung des ermittelten Zielnetzes.

Das verbleibende Engpassmanagement variiert nicht zuletzt auch mit der Auslastung des Stromnetzes. Für die Zielnetze wurde eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der zulässigen thermischen Stromgrenzwerte durchgeführt (vgl. Genehmigung Szenariorahmen). Unter thermischen Grenzwerten versteht man die maximal zulässige Strombelastung, bei der die Betriebssicherheit der Leiterseile gewährleistet bleibt. Moderne Materialien für Leiterseile erlauben dabei höhere Strombelastungen im Vergleich zum Bestandsnetz.

Für die Sensitivitätsanalyse wurde angenommen, dass bei bestimmten Trassen zur Verbesserung der transienten Stabilität des Netzes – also der Fähigkeit, nach kurzzeitigen Störungen oder Fehlern stabil zu bleiben – anstelle der theoretisch möglichen 4 kA nur eine maximale Belastung von 3,6 kA zulässig ist. Diese Einschränkung betrifft die Regelzonen der ÜNB TenneT Germany und 50Hertz. Die betroffenen ÜNB streben für Neubau-Projekte – wie im vergangenen NEP 2037/2045 (2023) – eine Höherauslastung bis zu 4 kA an.

Die Reduzierung der zulässigen Strombelastung von maximal 4 kA auf 3,6 kA je Stromkreis führt zu einem signifikanten Mehrbedarf an Engpassmanagement von 1,76 TWh im Szenario A 2037 bis zu 3,71 TWh im Szenario B 2045. Dies erklärt sich dadurch, dass bei geringeren Strombelastungen früher Netzengpässe auftreten, wodurch die ÜNB häufiger in den Netzbetrieb eingreifen müssen. Durch die geringere Strombelastbarkeit reduziert sich der Handlungsspielraum zur Lastflusssteuerung geringfügig. Da die zulässige Auslastung etwaiger Alternativtrassen ebenfalls auf 3,6 kA begrenzt wird, stehen weniger Möglichkeiten zur Umleitung von Stromflüssen zur Verfügung. Dies verringert die Möglichkeiten, Netzengpässe flexibel zu umgehen.

Abbildung 77: Engpassmanagementbedarf nach Netzausbau in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2025)

* Die nachgelagerte Optimierung der Elektrolyseure wirkt engpassenkend.

** Die Annahme geringerer Stromgrenzwerte wirkt engpassverschärfend.

Im B-Pfad ist die Neuverortung der Elektrolyseure hierbei berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- Bundenetzagentur (2025). Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Strom.pdf?blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW(2024). Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes. https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/planung%20und%20betrieb%20des%20deutschen%20%C3%BCbertragungsnetzes/u%CC%88nb-rahmendokument_planungundbetrieb_202203.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Digitale Projektbibliothek der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: <https://www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek>
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2023). Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Bundesnetzagentur (2025). Systemstabilitätsbericht 2025. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2025.pdf (zuletzt abgerufen am: 01.09.2025)
- Punktmaßnahmen im NEP 2037/2035 (2025) – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025, erster Entwurf: https://www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2037_2045_V2025_1E.pdf
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, BET Consulting (2025). Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.html> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)