1 Einführung
2 Szenariorahmen
3 Offshore-Netzausbaubedarf
4 Marktsimulation
5 Netzanalysen
6 Übersicht Maßnahmen
7 Konsultation
8 Zusammenfassung

5 Netzanalysen

Zusammenfassung

- Im Netzentwicklungsplan 2035 (2021) wurde die NOVA-Definition um die Begrifflichkeiten gemäß § 3 NABEG als NOVA-Typ ergänzt (siehe Kapitel 5.1.2). Dies ermöglicht eine stärkere NOVA-Differenzierung der einzelnen Maßnahmen, sofern dies im frühen Planungsstadium des NEP bereits möglich ist, und erhöht darüber hinaus die Konsistenz mit den Begrifflichkeiten in den späteren Genehmigungsverfahren.

- Der Umfang sowie das Kostenvolumen des Startnetzes vergrößern sich gegenüber dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2019) deutlich. Dies liegt insbesondere an der Überführung der DC-Projekte DC1-5 vom Zubau- in das Startnetz (siehe Kapitel 5.3.2), da bei diesen Projekten das Planfeststellungsverfahren bereits eröffnet wurde oder bis zur Abgabe des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) eröffnet sein wird.

- Die von der Bundesnetzagentur im Zuge des NEP 2030 (2017) sowie des NEP 2030 (2019) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen (u. a. Querregeltransformatoren), die den Leistungsfluss im AC-Netz optimieren und so den zusätzlichen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren, sowie die im NEP 2030 (2019) bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen wurden auch im NEP 2035 (2021) berücksichtigt (siehe Kapitel 5.2).

- Wie im vorherigen NEP 2030 (2019) haben die Übertragungsnetzbetreiber auch dieses Mal wieder die möglichen Potenziale zukünftiger innovativer Technologien (u. a. moderne Systemführungskonzepte, Netzbooster), die in Pilotprojekten erprobt werden müssen, im Netzentwicklungsplan implizit berücksichtigt. Dafür wurden in den Szenarien identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt (siehe Kapitel 5.2). Die Höhe des in den Szenarien mit den vorgeschlagenen AC- und DC-Maßnahmen verbleibenden Redispatch als Indikator für die verbleibenden Engpässe ist im Kapitel 5.2.1 angegeben.

- Vor dem Hintergrund eines Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in den Szenarien für 2035 von 70 – 74 % führen die Übertragungsnetzbetreiber das Konzept des optimierten Ausbaus von Verstärkungen im AC-Netz einschließlich leistungsflusssteuernder Elemente in Kombination mit dem Zubau neuer DC-Verbindungen zur Deckung des großräumigen Nord-Süd-Stromtransportbedarfs fort (siehe Kapitel 5.3.6 und 5.3.7).

- Sämtliche Vorhaben des Regierungsentwurfs des Bundesbedarfsplans (BBP) 2021 sind sowohl in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2035 als auch im Langfristszenario B 2040 erforderlich (siehe Kapitel 5.3.6). Die Erforderlichkeit dieser Maßnahmen wird damit im NEP 2035 (2021) erneut bestätigt. Sie sind für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe allerdings noch nicht ausreichend.

- Trotz des um fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Szenarienhorizonts mit einem erheblichen Zuwachs an erneuerbaren Energien, einem – mit Ausnahme von A 2035 – angenommenen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung sowie einem Anstieg der Stromnachfrage in allen Szenarien steigt der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf im NEP 2035 (2021) gegenüber dem Entwurf des BBP 2021 mit rund 800 km an zusätzlichen Maßnahmen in A 2035 und B 2035 sowie rund 1.460 km in C 2035 nur maßvoll an (siehe Kapitel 5.3.6 und 5.3.7).

- Zum zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) werden weitere Inhalte ergänzt, deren Bearbeitung zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des ersten Entwurfs noch nicht abgeschlossen war. Konkret handelt es sich hierbei um
  - die Ergebnisse der Netzanalysen des Szenarios B 2040 (siehe Kapitel 5.3.6),
  - die detaillierte Darstellung sowie die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse für die nicht im Entwurf des BBP 2021 enthaltenen Interkonnektoren auf Basis der Szenarien B 2035 und B 2040 (siehe Kapitel 5.4) sowie
  - die Ergebnisse der Stabilitätsberechnungen sowie des Bedarfs an Anlagen zur Kompensation der anfallenden Blindleistung auf Basis des Szenarios B 2035.

5.1 Methodik der Netzanalyse

5.1.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben gemeinsame **Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes** festgelegt, die im Juli 2020 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/ZwG. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2035 (2021). Sie legen die Untersuchungsmethodik der Netzplanung fest, definieren Beurteilungskriterien für ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz mit erforderlichen Freiheitsgraden für einen sicheren Netzbetrieb und leiten Maßnahmen zur Einhaltung dieser Beurteilungskriterien ab.

Kern der netztechnischen Untersuchungen im Rahmen der Netzplanung sind Netzanalysen zur rechnerischen Simulation der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz (Leistungsflussberechnungen). 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 auch Netzschwächungen in Folge des Ausfalls von Betriebsmitteln. Die Anwendung des (n-1)-Kriteriums, d. h. der Ausfall eines Elementes im Übertragungsnetz, ist unabhängig von der eingesetzten Übertragungstechnologie.

Dabei ist als notwendige Voraussetzung für ein bedarfsgerechtes Netz durch die Leistungsflussberechnungen der Nachweis zu erbringen, dass die Netzsicherheit gewährleistet bleibt, dauerhafte Grenzwertverletzungen in Hinblick auf Netzbetriebsgrößen (Betriebsspannungen, Spannungsbänder) und Betriebsmittelbeanspruchungen (Strombelastung) nicht auftreten sowie Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen und Störungsausweitungen ausgeschlossen sind. Darüber hinaus muss in weiteren Berechnungen zum dynamischen Verhalten des Übertragungsnetzes geprüft werden, ob die Stabilitätskriterien erfüllt sind.

Damit den Anforderungen an einen sicheren und effizienten Netzbetrieb bei unterschiedlichen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Rechnung getragen wird, werden im NEP 2035 (2021) in jedem Szenario des nach § 12a Energiewirtschaftsgesetzt (EnWG) von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigten Szenariorahmens für alle 8.760 Netznutzungsfälle der Jahre 2035 sowie 2040 Leistungsflussberechnungen durchgeführt. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen basieren auf den vorangegangenen Marktsimulationen (siehe Kapitel 4) und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben.

Die auf Basis der Leistungsflussberechnungen anhand von (n-1)-Nachweisen identifizierten Maßnahmen des Zubaunetzes bilden zusammen mit den Startnetzmaßnahmen (siehe Kapitel 5.3.2) die Grundlage für ein bedarfsgerechtes Netz in den jeweiligen Szenarien (zur Bedarfsgerechtigkeit siehe auch Kapitel 5.2.1).

Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, wie Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EE-Anlagen oder Lastabschaltungen, sind kurzfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen des Netzbetriebs zur Einhaltung und Wiederherstellung der Netzsicherheit. Sie tragen nicht zu einer bedarfsgerechten perspektivischen Netzbemessung bei, welche die Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen auf Basis eines diskriminierungsfreien Netzzugangs ist. Diese werden daher in der Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes im Allgemeinen, wie auch hier im Kontext des NEP 2035 (2021) und damit aufgabengemäß grundsätzlich nicht berücksichtigt. Dennoch wurde im aktuellen NEP 2035 (2021) – wie bereits im vorangegangenen NEP 2030 (2019) – eine von den Planungsgrundsätzen abweichende Vorgehensweise eines bedarfsgerechten Netzausbaus gewählt, um das erwartete Potenzial zukünftiger Innovationen angemessen zu berücksichtigen (siehe Kapitel 5.2).

Die von der BNetzA im genehmigten Szenariorahmen zum NEP 2035 (2021) vorgegebene Spitzenkappung für EE-Anlagen wird von den ÜNB gemäß den im Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 EnWG) verankerten Vorgaben bereits vor der Marktsimulation umgesetzt (siehe Kapitel 2.4). Demand Side Management (DSM) und weitere Flexibilitätsoptionen werden in der Marktsimulation gemäß den Vorgaben des Szenariorahmens bereits berücksichtigt (siehe für die Berücksichtigung des Szenariorahmens Kapitel 2 und für die Ergebnisse der Marktsimulation Kapitel 4).

5.1.2 Das NOVA-Prinzip

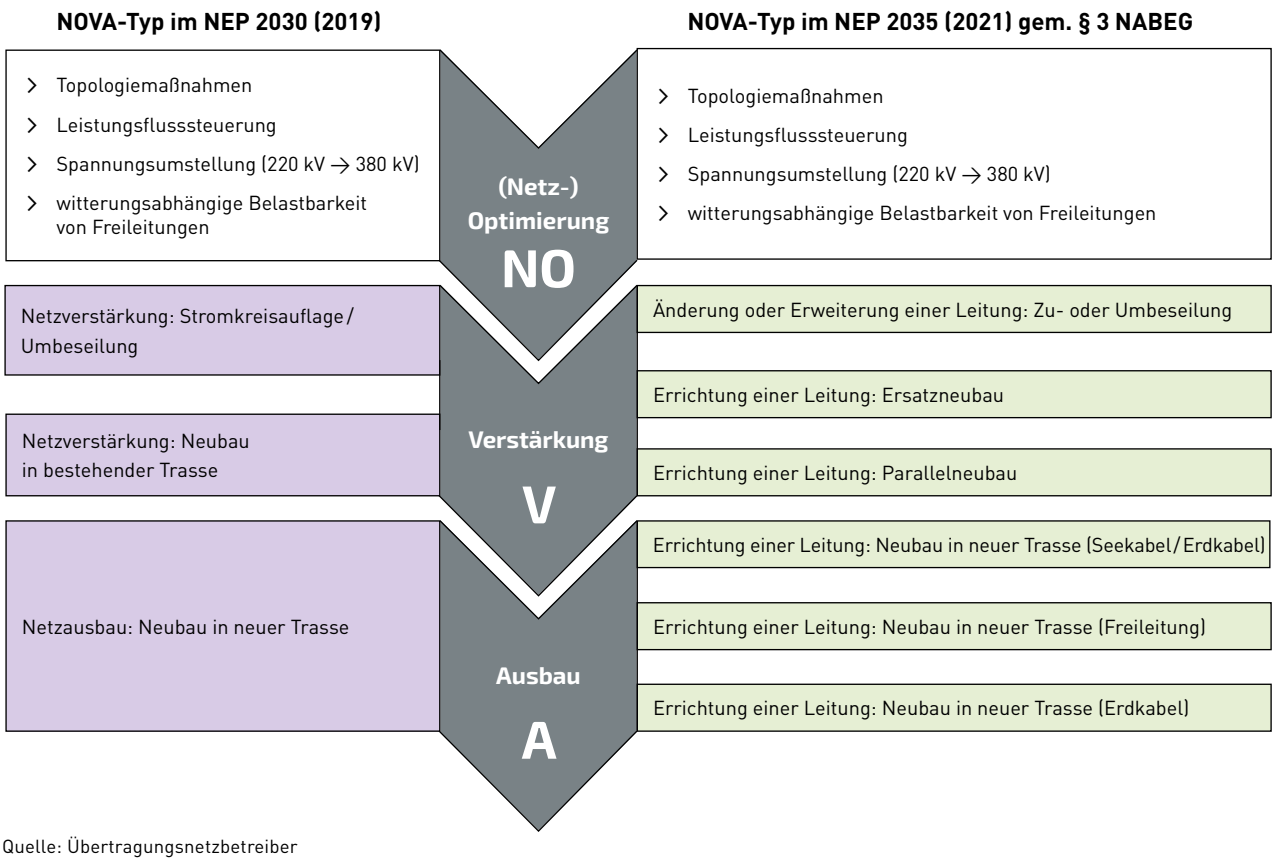
Das NOVA-Prinzip bedeutet **N**etz**o**ptimierung vor Netz**v**erstärkung vor Netz**a**usbau. Es enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Im Rahmen der Netzoptimierung wird grundsätzlich der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB), 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 Leistungsflusssteuerung im Übertragungsnetz, wie z. B. Querregeltransformatoren in Deutschland und zu den Nachbarländern, die Höherauslastung von Leitungen im (n-1)-Fall mit bis zu 4.000 A sowie die steuerbaren Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindungen bzw. DC-Verbindungen), stellen weitere Optimierungsmöglichkeiten dar.

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb wurde bei der Netzberechnung auf Freileitungsstromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Er wurde gegenüber dem NEP 2030 (2019) verfeinert und erlaubt auch bei niederen Temperaturen eine weitere Erhöhung der Übertragungsfähigkeit. Beim WAFB wird in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen für jede Stunde eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Freileitungsstromkreisen zugelassen, die dafür technisch 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/ZwG.

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 in einem zweiten Schritt im Rahmen der Netzverstärkung weitere Optionen geprüft. Dazu gehört die Auflage von zusätzlichen Stromkreisen auf ein bestehendes Gestänge, die Ablösung einer 220-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 wurden.

Im NEP 2035 (2021) kommt erstmals eine stärker differenzierte Anwendung der NOVA-Kriterien der identifizierten Netzmaßnahmen zum Einsatz. Nach Rücksprache mit der BNetzA werden die bisher benutzten NOVA-Kategorien Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau um die Begrifflichkeiten gemäß § 3 NABEG als NOVA-Typ ergänzt (siehe Abbildung 46). 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 weitere Differenzierung der NOVA-Typen setzt voraus, dass die dafür erforderlichen Informationen auf der oftmals sehr frühen Planungsebene der Projekte im NEP bereits vorliegen. Bei Unsicherheiten wird bei Maßnahmen im Zweifelsfall die ungünstigere NOVA-Kategorie bzw. der ungünstigere NOVA-Typ angegeben.

Abbildung 46: NOVA-Kategorien – ergänzt um Typen gemäß § 3 NABEG



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.1.3 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.

Im Gegensatz dazu ist der Einsatz der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologie (HGÜ-Technologie oder DC-Technologie) an Land in Deutschland neu. Sie bietet allerdings insbesondere bei langen Strecken viele Vorteile:

- verlustarme Übertragung,
- Erhalt der Systemsicherheit und Systemstabilität,
- Regelbarkeit und Steuerbarkeit im Netz sowie
- geringere Rauminanspruchnahmen als durch AC-Netzausbau.

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. Der Vergleich des vorangegangenen NEP 2030 (2019) mit dem NEP 2030 (2017), bei dem auf den Zubau zusätzlicher HGÜ-Verbindungen verzichtet wurde, zeigt dies deutlich.

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 noch Kern- bzw. Kohlekraftwerke angeschlossen sind, da sich dort in der Regel bereits starke Netzknoten zur Einbindung in das AC-Netz befinden. 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, die entstehen, wenn günstige Erzeuger mit niedrigen variablen Kosten einspeisen.

Die HGÜ-Verbindungen haben auch eine besondere netztechnische Bedeutung für das gesamtdeutsche Netz. Zum einen stabilisieren sie das Drehstromnetz, zum anderen können sie, anders als dieses, gezielt als aktive Netzelemente zur Steuerung von Leistungsflüssen eingesetzt werden und somit direkt auf Wirk- und Blindleistung einwirken. In einer Zeit mit immer größeren Variationen im Leistungsflussverhalten durch immer höhere volatile Einspeisung hat diese Steuer- und Regelbarkeit einen hohen Wert für einen nachhaltig sicheren Betrieb des elektrischen Systems. Zudem entsteht im Normalbetrieb durch die Gleichstromleitungen – anders als bei AC-Stromleitungen – kein weiterer Blindleistungsbedarf für diese langen 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.

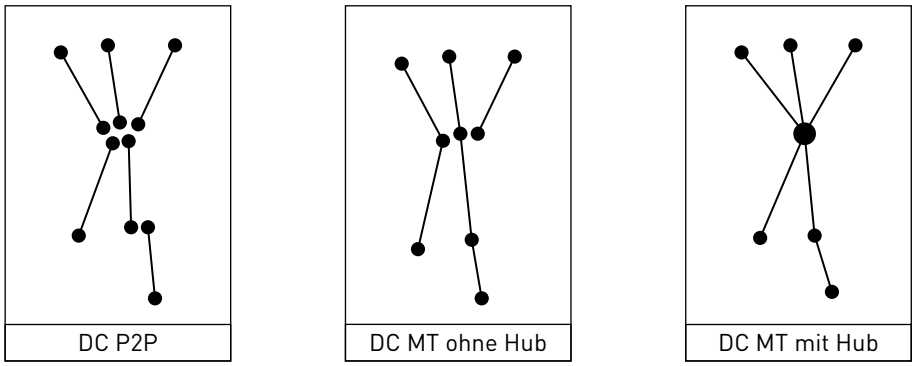
5.1.4 Innovationen in der Hochspannungs-Gleichstromtechnologie: Auf dem Weg zur DC-Schaltanlage

Um sowohl den Investitionsbedarf bei neuen HGÜ-Ausbauprojekten gering zu halten, als auch die Gesamteffizienz der DC-Projekte und die Flexibilität des Gesamtsystems zu steigern, ist eine DC-seitige Verknüpfung mehrerer Gleichstromabschnitte zu „Multi-Terminal-Systemen" (MT-Systeme) eine sinnvolle Alternative zu den heutigen „Punkt-zu-Punkt"-Planungen im DC-Bereich. Ein erstes MT-System entsteht in Deutschland mit den DC-Systemen DC1 und DC2, bei denen drei Konverterstationen DC-seitig miteinander verbunden werden – und so am Standort Osterath eine Konverterstation eingespart wird.

Gleichzeitig bietet die direkte DC-seitige Bündelung viel Potenzial, um den enormen Zuwachs an Offshore-Leistung zukünftig effizienter in das Netz integrieren zu können. Als Beispiel hierfür können Standorte dienen, an denen ein DC-Offshore-System und ein DC-Onshore-System ihre Start- und Endpunkte haben (z. B. DC31 und NOR 13-1 in Heide/West). In solch einfachen Konfigurationen kann bereits in zwei Projekten eine Einsparung einer Konverterstation erfolgen, was allerdings gegen zusätzliches Schaltequipment und einen erhöhten Regelungsaufwand aufgewogen werden muss (vgl. DC1 und DC2).

Langfristig gesehen bietet zudem der Aufbau von sogenannten „DC-Hubs" noch mehr Potenzial zur Steigerung der Effizienz und Netzflexibilisierung sowie der Reduktion von Investitions- und Redispatchkosten – bei zeitgleich geringerer Rauminanspruchnahme. Unter „DC-Hubs" sind DC-MT-Systeme zu verstehen, die als eine Art „Sammelschienen-System" fungieren und mehrere DC-Stationen in einem Knoten miteinander verbinden (siehe Abbildung 47, rechts) – und so mehrere Konverter einsparen. Im Vergleich zu dem Konzept „DC MT ohne Hub" sind hierfür DC-Leistungsschalter erforderlich, um die notwendige Selektivität im Fehlerfall zu gewährleisten. Die o. g. Potenziale der DC-Hubs resultieren aus den Möglichkeiten, die DC-Lastflüsse flexibler und großflächiger zu steuern, was im AC-System zu einer Vergleichmäßigung der AC-Lastflüsse führt.

Abbildung 47: Schematischer Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt-Planung (P2P) mit DC-MT (mit/ohne DC-Hub)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Als weiterer Vorteil einer Hub-Konfiguration ist die sukzessive Integration weiterer DC-Projekte zu sehen, ohne dass zwangsweise – wie bei aktuellen DC-Projekten – immer zwei neue Stationen zugebaut werden müssen.

Ein solcher DC-Hub-Ansatz würde in Deutschland v. a. in Küstennähe – wie z. B. am geplanten Standort Rastede in Niedersachsen oder in Heide/West in Schleswig-Holstein – Synergien zwischen DC-Offshore- und DC-Onshore-Planungen nutzbar machen. So muss nicht mit jedem DC-Offshore-Netzanschlusssystem eine Einbindung in das AC-Netz erfolgen, sondern es kann eine direkte Integration von Offshore-Energie in das DC-System ermöglicht werden. Dies verringert darüber hinaus zusätzliche Umwandlungsverluste von DC in AC und ggf. wieder zurück in DC, wie es z. B. am Standort Wilster der Fall ist, wo die Verknüpfung der DC-Systeme von NordLink (TTG-P68; siehe NEP 2030 (2019)) und SuedLink (DC4) über die AC-Schaltanlage geplant ist. Ein ausgedehntes DC-MT-System mit/ohne Hubs kann langfristig auch zu einem DC-(Overlay-)Netz entwickelt werden.

Wie in der Bestätigung des NEP 2030 (2019) durch die BNetzA im Dezember 2019 festgehalten wurde, handelt es sich bei dem DC-Hub-Ansatz (DC-Sammelschiene[21]) um einen innovativen Ansatz mit langfristigem Einsparpotenzial, der „in kommenden Netzentwicklungsplan-Prozessen vertieft untersucht werden" sollte, um mit den bereits bestätigten Maßnahmen „zu einem späteren Zeitpunkt auf die neue Technologie zu wechseln".[22]

Allerdings setzt diese Planungsstrategie voraus, dass gewisse technische Rahmenbedingungen gegeben sein müssen. Erste Projekte müssen demnach eine sogenannte „Multiterminal-Readyness" besitzen. Dies ist eine technische Vorplanung, die eine spätere Integration von Projekten in ein MT-System sowie ggf. einen DC-Hub ermöglicht. Somit kann ausgehend von ersten Projekten eine sukzessive Erweiterbarkeit erfolgen, wenn diese Vorplanungen im technischen Konzept von Anfang an berücksichtigt werden (z. B. kein direkter Ausschluss eines metallischen Rückleiters). Zugleich steigen ab einer gewissen Größe des DC-MT-Systems (d. h. mit der verknüpften Transportleistung) die Anforderungen an Selektivität in Bezug auf Ausfälle. Je nach geplanter Einspeiseleistung und Fehlerklärungsstrategie können auch entsprechende DC-Schaltanlagen notwendig werden, die neben den heutigen Schaltgeräten zur Stromkommutierung auch DC-Leistungsschalter beinhalten können. DC-Leistungsschalter kommen bisher nur in DC-Projekten in China zum Einsatz. Europäische Hersteller bieten nach aktuellem Stand DC-Leistungsschalter mit einem Technology Readyness Level (TRL)[23] von 6 und 7 an.

Langfristig muss darüber hinaus durch den DC-MT-Ansatz eine sogenannte „Multi-Vendor"-Möglichkeit sichergestellt werden, in welcher verschiedene Hersteller in einem ausgedehnten DC-System partizipieren können. Dies setzt voraus, dass eine Interoperabilität von Equipment und Regelung – und somit die Funktionalität von verschiedenen DC-Komponenten und Teilsystemen von verschiedenen Herstellern in einem System – gewährleistet werden kann. Hierzu laufen bereits auf europäischer Ebene Planungen zu Kooperationen zwischen Netzbetreibern und Herstellern, um Prozesse zur Risikoreduzierung zu definieren, um Interoperabilität bis 2030 zu erreichen und zu demonstrieren.

5.1.5 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 die im NEP ausgewiesenen Maßnahmen nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die ÜNB haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit neuen HGÜ-Verbindungen entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich auszugsweise in Kapitel 5.1.3 sowie ausführlich in Kapitel 5 des NEP 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwc.

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. Der NEP 2035 (2021) 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.

21 vgl. Bundesnetzagentur, Bedarfsermittlung 2019-2030, Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom, Seite 109.

22 Ein erster Schritt in diese Richtung ist der in den Netzanalysen unterstellte Multiterminal-Betrieb bei den DC-Projekten DC31 und DC34 mit den jeweiligen Offshore-Netzanbindungssystemen an den Standorten Heide/West und Rastede. Nähere Informationen finden sich in den Projektsteckbriefen im Anhang.

23 Das „Technology Readyness Level" gibt den technischen Reifegrad industrieller Lösungen auf einer Skala von 0 bis 9 an, wobei ein TRL von 9 einer vollständig ausgereiften, in der Praxis getesteten Technologie entspricht, siehe u. a. www.promotion-offshore.net/fileadmin/PDFs/D12.a_Meshed_HVDC_Transmission_Network_Technology_Readiness_Level_Review.pdf

Für

- neue Projekte und Maßnahmen, die über den Entwurf des BBP 2021 hinausgehen,
- Maßnahmen, die gegenüber dem Entwurf des BBP 2021 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 2030 (2019) mindestens mittlere Umweltauswirkungen festgestellt hat,

sind in den Projektsteckbriefen konkrete Alternativen mit Netzverknüpfungspunkten sowie einer entsprechenden Abwägung dargestellt.

Darüber hinaus sind anderweitige Planungsmöglichkeiten im NEP 2035 (2021) auch dadurch dargestellt, dass ausgehend von drei verschiedenen genehmigten Szenarien für das Jahr 2035 nach § 12a EnWG drei unterschiedliche Ergebnisnetze berechnet und einander gegenübergestellt werden, sogenannte Gesamtplanalternativen. Darüber hinaus dienen die Netzanalysen des Szenarios B 2040, das zum zweiten Entwurf nachgereicht wird, dem Nachweis der Nachhaltigkeit der für das Zieljahr 2035 ermittelten Maßnahmen.

5.1.6 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 Bundesbedarfsplangesetz (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 Energieleitungsausbaugesetz (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 6,5 Mio. €/km für 1 x 2 GW DC und von 13 Mio. €/km für 2 x 2 GW DC unterstellt.[24] 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. Für die Teil-Erdverkabelungsabschnitte bei AC-Projekten werden durchschnittliche Schätzkosten in Höhe von 11,5 Mio. €/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.

24 Die angenommenen spezifischen Kostensätze der Offshore-Erdkabel finden sich in Kapitel 3.2.4.

5.2 Neue und innovative Technologien

Durch Optimierungen und Verstärkungen im Bestandsnetz sowie die Integration der nachfolgend aufgeführten innovativen Technologien begrenzen die ÜNB den zusätzlichen Netzentwicklungsbedarf auf das geringstmögliche erforderliche Maß (NOVA-Prinzip). Bei den Maßnahmen zur Optimierung bzw. Höherauslastung des Bestandsnetzes steht neben der Vermeidung von umfangreicheren Netzausbaumaßnahmen die kurz- und mittelfristige Vermeidung von Redispatch und Einspeisemanagement im Fokus.

In Kapitel 5.1.2 wird dargestellt, dass der **witterungsabhängige Freileitungsbetrieb** (WAFB) im NEP grundsätzlich berücksichtigt bzw. als realisiert unterstellt wird. Dieser wurde im aktuellen NEP gemäß den überarbeiteten Planungsgrundsätzen in einer weiterentwickelten Variante angewandt. Die Potenziale, die aktuell mit Blick auf 2023 – 2025 zur Optimierung des Bestandsnetzes gehoben werden sollen, stehen für den NEP zur Vermeidung zusätzlicher Netzentwicklungsmaßnahmen demnach nicht mehr zur Verfügung.

Eine weitere innovative Technologie ist der **Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen** (HTL bzw. HTLS). Auch hier beschreibt Kapitel 5.1.2, dass die Möglichkeit zum Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen im NEP im Rahmen des NOVA-Prinzips bereits seit mehreren Netzentwicklungsplänen konsequent geprüft und von den ÜNB bei den Projekten, bei denen dies möglich ist, entsprechend in den Übersichtstabellen sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang ausgewiesen wird.

In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass sich die Projekte und Maßnahmen im NEP in der Regel noch in einem sehr frühen Stadium befinden und die Prüfung zunächst auf einem relativ groben Level anhand der technischen Spezifikationen der Bestandsleitung sowie der bekannten Situation vor Ort erfolgt. Eine abschließende Prüfung, ob der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen bei konkreten Projekten tatsächlich möglich ist oder ob ggf. doch ein Ersatzneubau erforderlich ist, erfolgt erst später im Zuge der Vorbereitung des konkreten Genehmigungsverfahrens. Bei der Prüfung einer Umbeseilung bestehender Höchstspannungsleitungen mit Hochtemperaturleiterseilen sind neben technischen Kriterien auch genehmigungsrechtliche Aspekte – insbesondere hinsichtlich des Anwohnerschutzes (TA Lärm, 26. Bundes-Immissionsschutzverordnung) – zu berücksichtigen.

Darüber hinaus nehmen die ÜNB eine HTL-Umbeseilung nur dann vor, wenn dadurch die Stromtragfähigkeit deutlich erhöht werden kann. Aus Gründen der Nachhaltigkeit scheidet so beispielsweise eine Umrüstung bestehender 220-kV-Leitungen mit Hochtemperaturleiterseilen in der Regel aus. Darauf wird in den entsprechenden Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP-Bericht im Rahmen der Alternativenprüfung hingewiesen.

Weitere innovative Technologien sind **Elemente zur aktiven Steuerung des Leistungsflusses**, die in den vergangenen Netzentwicklungsplänen 2030 (2019) sowie 2030 (2017) im Rahmen der Identifikation von Ad-hoc-Maßnahmen mit dem Zielhorizont 2023 – 2025 ausgewiesen wurden. Zielhorizont ist somit der Zeitraum zwischen der Außerbetriebnahme der letzten Kernkraftwerke und der Inbetriebnahme der als erforderlich identifizierten Netzmaßnahmen. Die BNetzA hat sowohl im Zuge des NEP 2030 (2019) als auch im Zuge des NEP 2030 (2017) mehrere Ad-hoc-Maßnahmen bestätigt. Diese wurden im aktuellen NEP teilweise bereits in das Startnetz überführt. Die weiteren bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen, die sich noch nicht im Startnetz befinden, werden von der BNetzA im Zuge dieses Netzentwicklungsplans erneut überprüft. Maßnahmen zur aktiven Leistungsflusssteuerung umfassen sowohl Querregeltransformatoren als auch die gesteuerte Längskompensation mittels TCSC (Thyristor Controlled Series Compensators / Thyristorgesteuerte Serienkompensation). Sie dienen der Optimierung der Auslastung des Bestandsnetzes, indem freie Kapazitäten auf AC-Bestandsleitungen genutzt werden.

Im Bereich **Innovationen in der Systemführung** haben die ÜNB zusammen mit fünf Verteilnetzbetreibern (VNB), sechs Institutionen aus der Wissenschaft und zwei Leitwartenherstellern das Verbundforschungsprojekt **InnoSys 2030** aufgelegt, das zum 01.10.2018 gestartet und auf drei Jahre bis Herbst 2021 angelegt ist. Das Verbundforschungsprojekt wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Ziel dieses Forschungsvorhabens ist die Identifikation von Optionen und Rahmenbedingungen für eine höhere Auslastung des bestehenden AC-Netzes durch innovative Systemführungskonzepte bei weiterhin höchster Systemsicherheit.

Wesentliche Bestandteile dieses Konzeptes sind einerseits Elemente zur aktiven Leistungsflusssteuerung (siehe oben) und andererseits die Prüfung einer (teil-)automatisierten Systemführung, die den Einsatz eines kurativen Redispatch anstelle des derzeit eingesetzten präventiven Redispatch erlauben und so Kapazitätserhöhungen im Höchstspannungsnetz ermöglichen würden. Dies erfordert allerdings nicht nur eine Automatisierung der Prozesse bei den ÜNB, sondern auch eine Automatisierung und Digitalisierung der Prozesse bei einer großen Anzahl an Erzeugern und Verbrauchern, um deren Flexibilität im Fehlerfall ((n-1)-Fall) nutzen zu können. Da die konkreten Grundlagen hierfür im Rahmen des Verbundforschungsprojekts InnoSys 2030 aktuell noch in der Erarbeitung sind, wird die großflächige Einsatzreife derzeit frühestens für das Jahr 2030 gesehen.

Ein Einsatzkonzept, das auch im Rahmen von InnoSys 2030 untersucht wird, ist der Einsatz sogenannter **Netzbooster**. Auch hier ist das Ziel die Höherauslastung von Bestandsleitungen, wobei im (n-1)-Fall der sofortige Einsatz von strategisch günstig positionierten Lasten oder steuerbarer Erzeugung vorgelagert eines Engpasses sowie von großen Batteriespeichern nachgelagert an strategisch günstigen Netzknoten erfolgen soll – bis andere Konzepte wie z. B. Redispatch oder Einspeisemanagement greifen (zur weiteren Definition siehe die Steckbriefe der Projekte P365 und P427).

Die für den Einsatz als Netzbooster geplanten Batteriespeichertechnologien sind generell bereits verfügbar, allerdings bei Nutzung im Gigawatt-Bereich mit erheblichen Kosten verbunden. Der großflächige Einsatz von Netzboostern erfordert ebenfalls Systemautomatiken, die in ihrer Komplexität deutlich über das bisherige Maß hinausgehen. Insofern ist die Einsatzreife eines koordinierten Einsatzes großflächig verteilter Netzbooster aktuell noch nicht gegeben. Netzbooster werden daher im aktuellen NEP 2035 (2021) ebenfalls nicht explizit, sondern nur implizit berücksichtigt (siehe nachfolgend Kapitel 5.2.1). Perspektivisch stellt die Technologie jedoch eine Möglichkeit dar, den zukünftigen erforderlichen Netzausbau zu reduzieren. Im Zuge des vorhergehenden NEP 2030 (2019) haben die ÜNB daher erste Pilotprojekte konzipiert und deren Nutzen im Rahmen von Redispatch-Berechnungen untersucht. Die von der BNetzA bestätigten Pilotprojekte sind auch im NEP 2035 (2021) wieder enthalten.

5.2.1 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz

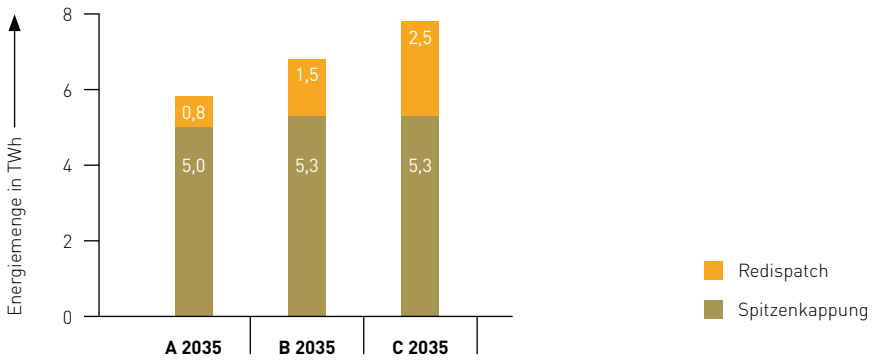
Bei der Ermittlung des Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und –ausbaubedarfs in den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 (siehe Kapitel 5.3.6) wurden die in Kapitel 5.2 beschriebenen zukünftigen innovativen Technologien explizit bzw. bei Innovationen in der Systemführung und Netzboostern implizit berücksichtigt.

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 auch in diesem NEP in das AC-Netz eingebaut, um die Leistungsflüsse auf den vorhandenen bzw. in der Netzplanung bereits berücksichtigten AC-Leitungen zu optimieren. Durch die Integration dieser leistungsflusssteuernden Elemente in die Netzplanung lässt sich der ansonsten erforderliche Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren.

Außerdem sind in den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 in einem größeren Umfang – abweichend von den in Kapitel 5.1.1 beschriebenen Planungsgrundsätzen – identifizierte Netzengpässe nicht durch Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt worden. Dies dient der impliziten Berücksichtigung der o. g. Innovationen, die die Engpässe später weiter reduzieren oder im Idealfall ganz auflösen sollen. Im Szenario A 2035 verbleibt mit den vorgeschlagenen Maßnahmen ein Redispatch-Volumen von 0,8 TWh, im Szenario B 2035 von 1,5 TWh sowie im Szenario C 2035 von 2,5 TWh. Bei diesen Zahlen ist allerdings zu beachten, dass allen Analysen im NEP 2035 (2021) bereits eine um die Spitzenkappung reduzierte Versorgungsaufgabe zugrunde lag (siehe Kapitel 2.4). Diese Modellierung fußt auf der Annahme, dass bereits die Netzauslegung im Verteilnetz Spitzenkappung berücksichtigt. Ob die Spitzenkappung tatsächlich von vertikalen Netzengpässen getriggert wird, ist allerdings fraglich. Sollte dies nicht der Fall sein, ist zu erwarten, dass die EE-Leistungsspitzen zu nennenswerten Teilen durch Engpässe im Übertragungsnetz abgeregelt werden müssen. Das Volumen der Spitzenkappung lag im Szenario A 2035 bei 5,0 TWh, im Szenario B 2035 bei 5,3 TWh und im Szenario C 2035 ebenfalls bei 5,3 TWh. Im Sinne einer konservativen Planung sind diese Energiemengen daher zu den o. g. verbleibenden Redispatch-Volumina hinzuzuaddieren.

Die nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht über die Energiemengen aus Spitzenkappung und verbleibendem Redispatch in den Zielnetzen der Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035.

Abbildung 48: Spitzenkappung und verbleibender Redispatch mit den Zielnetzen 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Des Weiteren wurden bei allen Analysen im NEP 2035 (2021) 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.

Durch die gewählte Vorgehensweise soll vermieden werden, dass im NEP 2035 (2021) ein Netzausbaubedarf in einem Umfang ausgewiesen wird, der bei Anwendung des angenommenen Potenzials der beschriebenen innovativen Technologien nicht erforderlich wäre. Der Bedarf wird in den kommenden Netzentwicklungsplänen im Einklang mit den erzielten Fortschritten und weiteren Erkenntnissen bei der Erforschung und Entwicklung innovativer Technologien (siehe Kapitel 5.2) 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 zugrundeliegenden 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.

5.3 Netzanalysen

Im Folgenden werden die Netzmaßnahmen dargestellt, die in den Netzanalysen über die Startnetztopologie hinaus für jedes Szenario ermittelt wurden, um den zukünftigen Übertragungsbedarf bewältigen zu können. Dabei wurden Leistungsflussberechnungen durchgeführt, der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten identifiziert und bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien Abhilfemaßnahmen abgeleitet. Die identifizierten Maßnahmen und die gewählte Kombination je Szenario bilden nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern vielmehr eine Lösung, die in ihrer Gesamtheit allen Anforderungen effizient gerecht wird.

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 erfolgen kann, werden die sich so ergebenden Entfernungen mit einem sogenannten 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 noch 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.

Der NEP 2035 (2021) 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, Planfeststellung) festgelegt.

Bei der Errichtung neuer AC-Stromkreise besteht immer die technische Notwendigkeit zur Kompensation der entstehenden Blindleistung. 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. Sofern der konkrete Bedarf für entsprechende Anlagen, die in den Umspannwerken zu installieren sind, bereits bekannt ist, sind diese in den Kosten der Projekte mit berücksichtigt.

Zusätzliche Bedeutung kommt der Kompensation der entstehenden Blindleistung auch als Folge der Höherauslastung bestehender sowie neuer Leitungen zu (siehe hierzu Kapitel 5.2). Dadurch sowie durch den Wegfall konventioneller Kraftwerke und ihres Beitrags zur Kompensation als Folge des Kernenergie- sowie des Kohleausstiegs steigt der Bedarf an Anlagen zur Blindleistungskompensation stark an. Mit dem zweiten Entwurf werden die ÜNB die Ergebnisse entsprechender Analysen auf Basis des Szenarios B 2035 vorlegen. Im vorliegenden ersten Entwurf wurden z. B. in Bezug auf die Kosten die Ergebnisse der Analysen des NEP 2030 (2019) auf Basis des damaligen Szenarios B 2035 berücksichtigt.

5.3.1 Standard- und Projektkosten im Netzentwicklungsplan Strom

Die ÜNB haben die Kalkulation der Standardkosten im NEP 2035 (2021) angepasst. Die neuen Standardkosten, die bei der Kalkulation der Projekte und Maßnahmen Anwendung gefunden haben, finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwp.

Folgende Anpassungen gegenüber dem NEP 2030 (2019) wurden vorgenommen:

- Die Kostenbasis wurde von Mitte 2018 auf Mitte 2020 aktualisiert. Damit wurde die Inflation der vergangenen beiden Jahre ebenso berücksichtigt wie darüber hinausgehend 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 5.1.6 beschrieben, wird im NEP 2035 (2021) bei den DC-Vorhaben im Wesentlichen eine Vollverkabelung unterstellt. Bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung gemäß 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 10 % der Länge einer Maßnahme unterstellt.

Weiter fortgeschrittene Projekte, die sich bereits im Startnetz befinden (siehe Kapitel 5.3.2), 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 2035 (2021) zu einer realistischeren 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 2035 (2021) im Vergleich zum NEP 2030 (2019) verbunden.

5.3.2 Startnetz

Das Startnetz enthält neben dem bestehenden Netz (Ist-Netz) fortgeschrittene Maßnahmen, bei denen das Planfeststellungsverfahren bereits begonnen hat, sowie planfestgestellte und in der Umsetzung befindliche Maßnahmen. Andere Maßnahmen leiten sich aus gesetzlichen Verpflichtungen ab oder ergeben sich aufgrund größerer Infrastrukturprojekte.

Im Einzelnen besteht das Startnetz neben dem Ist-Netz (Stand 31.12.2020) 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 (KraftNAV) 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 (siehe Kapitel 5.1.1) nachgewiesen. Diese sind als verbindlich anzusehen, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit in der Regel anhand mehrerer Netzentwicklungspläne von den ÜNB nachgewiesen sowie zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber im EnLAG sowie im BBPlG bestätigt wurde. Die unbestrittene Erfordernis der Startnetzmaßnahmen dokumentiert das nachfolgende Kapitel 5.3.3.

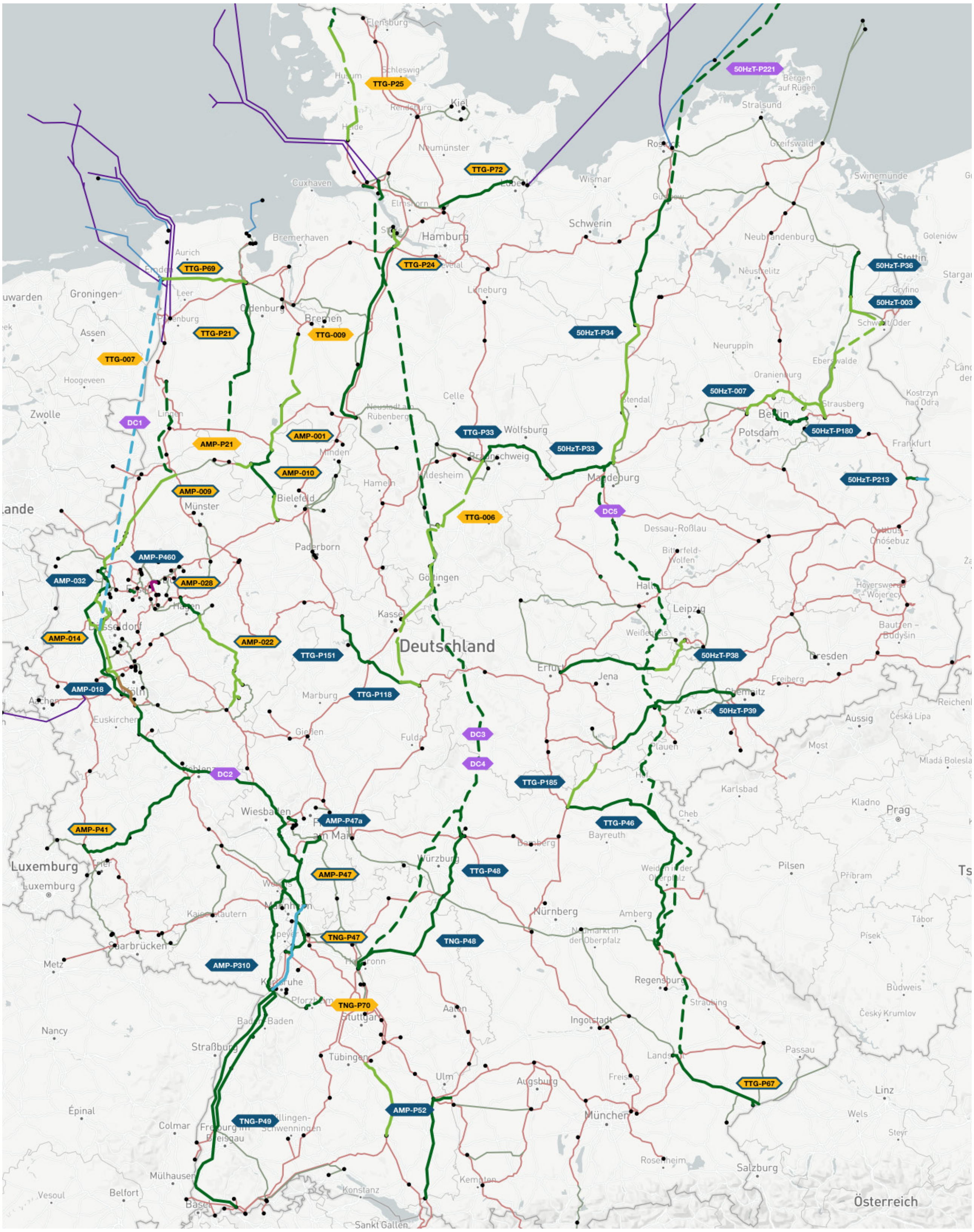
Gegenüber dem NEP 2030 (2019) steigt der **Gesamtumfang der Startnetzmaßnahmen** im NEP 2035 (2021) sehr deutlich von 2.630 km um fast 3.600 km auf insgesamt rund **6.220 km** an. Darunter befinden sich erstmals zahlreiche DC-Maßnahmen, die sich entweder bereits im Planfeststellungsverfahren befinden oder bei denen die Eröffnung des Planfeststellungsverfahrens bis zur Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des NEP 2035 (2021) geplant ist. Auf diese Maßnahmen ist der überwiegende Teil des Aufwuchses des Startnetzes gegenüber dem NEP 2030 (2019) zurückzuführen.

Der Umfang an AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt rund 3.020 km, davon rund 870 km an Zu-/Umbeseilungen und rund 2.150 km Neubau in bestehenden Trassen (ausschließlich Ersatzneubau). Hinzu kommen rund 620 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse. Der Umfang an DC-Netzverstärkungen beträgt rund 340 km. Hinzu kommen rund 2.240 km an DC-Netzausbaumaßnahmen. Rund 120 km der AC-Maßnahmen sowie 150 km der DC-Maßnahmen betreffen Interkonnektoren.

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 26 bis 30 in Kapitel 6.1 mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand einzeln aufgelistet. Die **Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes** belaufen sich unter Berücksichtigung zusätzlicher Anlagen zur Blindleistungskompensation auf **rund 38,5 Mrd. €**. Sie liegen damit insbesondere wegen der erstmaligen Berücksichtigung der DC-Maßnahmen im Startnetz um 26 Mrd. € höher als im NEP 2030 (2019).

In nachfolgender Abbildung sind die Startnetzmaßnahmen mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand grafisch dargestellt. Bei Maßnahmen mit mehreren Umsetzungsständen ist derjenige angegeben, der für den überwiegenden Teil der Maßnahme gilt.

Abbildung 49: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz *



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

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

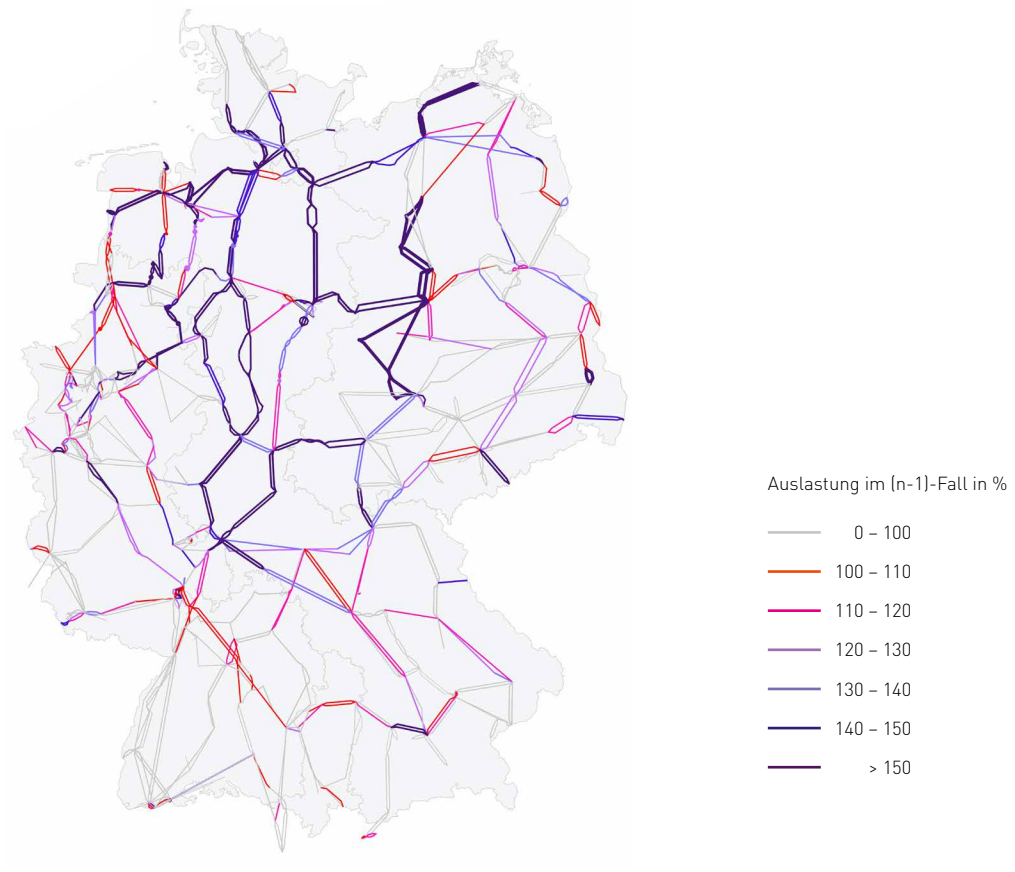
5.3.3 Ergebnisse der Netzanalysen des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements

Bei den hier zugrundeliegenden Netzberechnungen wurden neben den Startnetzmaßnahmen noch folgende Interkonnektorprojekte berücksichtigt, um den Vorgaben aus dem Marktmodell und dem Flow-Based Market Coupling-Ansatz gerecht zu werden:

- P112: Pleinting – Abzweig Pirach – Bundesgrenze DE / AT
- P176: Eichstetten – Bundesgrenze DE / FR
- P328: NeuConnect (DE – GB)

In der folgenden Abbildung 50 sind die maximalen Auslastungen je Stromkreis des Startnetzes bei beispielhaftem Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – im Marktszenario B 2035 dargestellt.

Abbildung 50: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im Startnetz mit Interkonnektoren und Maßnahme M351 Lübeck / West – Göhl

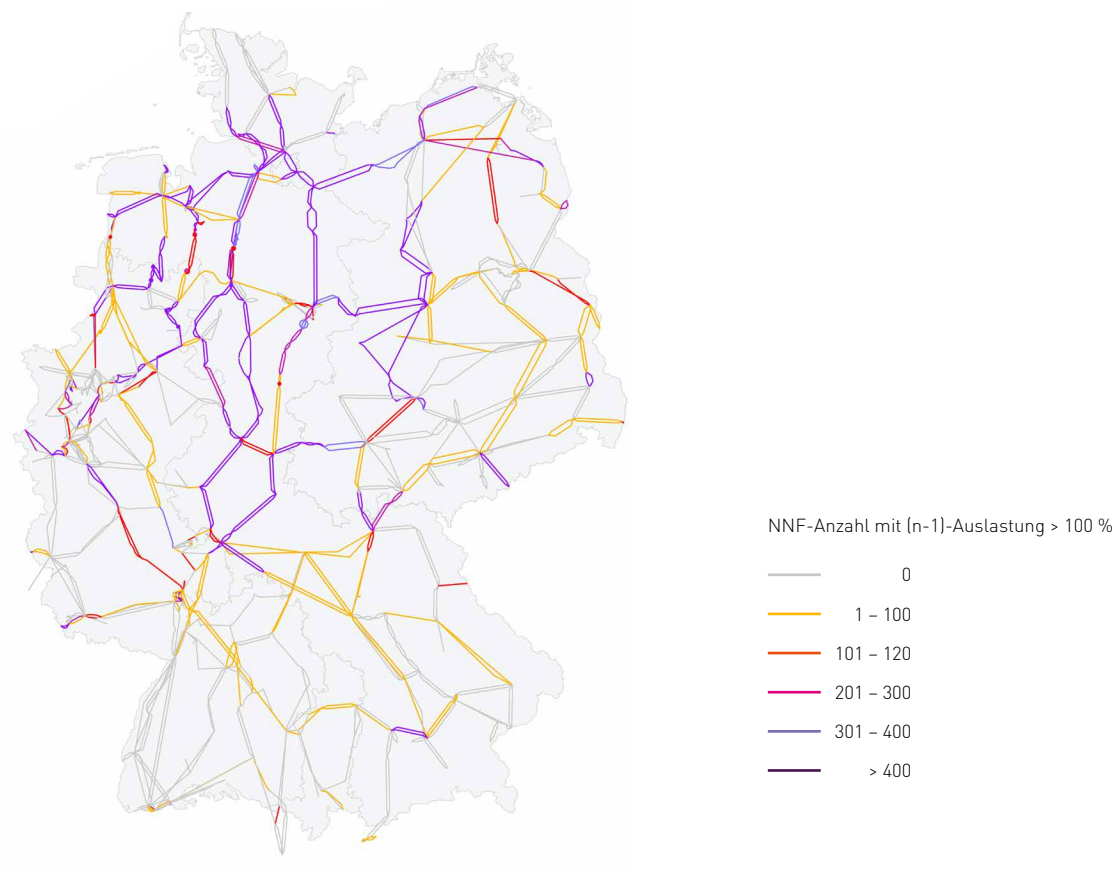


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Beim Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) 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. Abbildung 50 weist mit den Netzausbaumaßnahmen des Startnetzes und den oben genannten Interkonnektoren regionenübergreifend unzulässig hohe Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall auf.

Die maximale Auslastung der Leitungen im (n-1)-Fall beträgt über 800 %.

Abbildung 51: Auswertung der Häufigkeit von Auslastungen über 100 % bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) im Startnetz mit Interkonnektoren und Maßnahme M351 Lübeck / West – Göhl



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 51 wird die Häufigkeit der unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements für den Netzausbauzustand des Startnetzes des NEP 2035 (2021) abgebildet, die sich im Szenario B 2035 ergeben.

Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres 2035 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetzmaßnahmen und der o. g. Interkonnektoren treten im deutschen Höchstspannungsnetz häufig unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Anhand der farbig markierten Leitungen sind unzulässig hohe Auslastungen zu erkennen, die häufig über 1.000 Stunden liegen und zum Teil sogar rund 5.400 Stunden – und damit mehr als die Hälfte des Jahres – betragen.

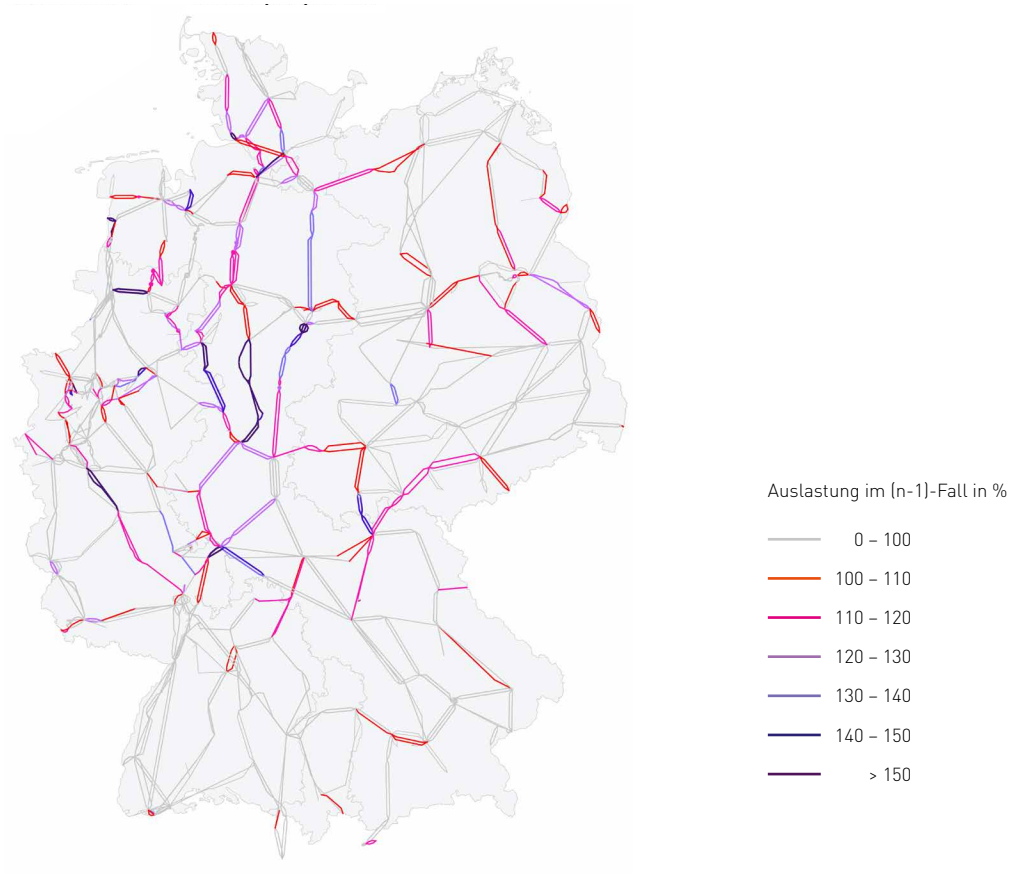
Die Abbildungen 50 und 51 zeigen, dass zusätzlich zum Startnetz weitere Maßnahmen notwendig sind. Durch einen weiteren bedarfsgerechten Netzausbau werden die in den Szenarien des NEP 2035 (2021) vorgegebenen Übertragungsaufgaben gelöst.

Fazit: Das Startnetz allein kann die Übertragungsaufgabe der im NEP 2035 (2021) untersuchten Szenarien nicht lösen.

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

In der folgenden Abbildung sind die maximalen Auslastungen des Bundesbedarfsplan-Netzes (BBP-Netz), die sich bei Umsetzung des Szenarios B 2035 ergeben, beispielhaft bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt. Das BBP-Netz setzt sich zusammen aus dem Startnetz und den im Regierungsentwurf der BBPlG-Novelle vom 23.09.2020 enthaltenen Maßnahmen.

Abbildung 52: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz

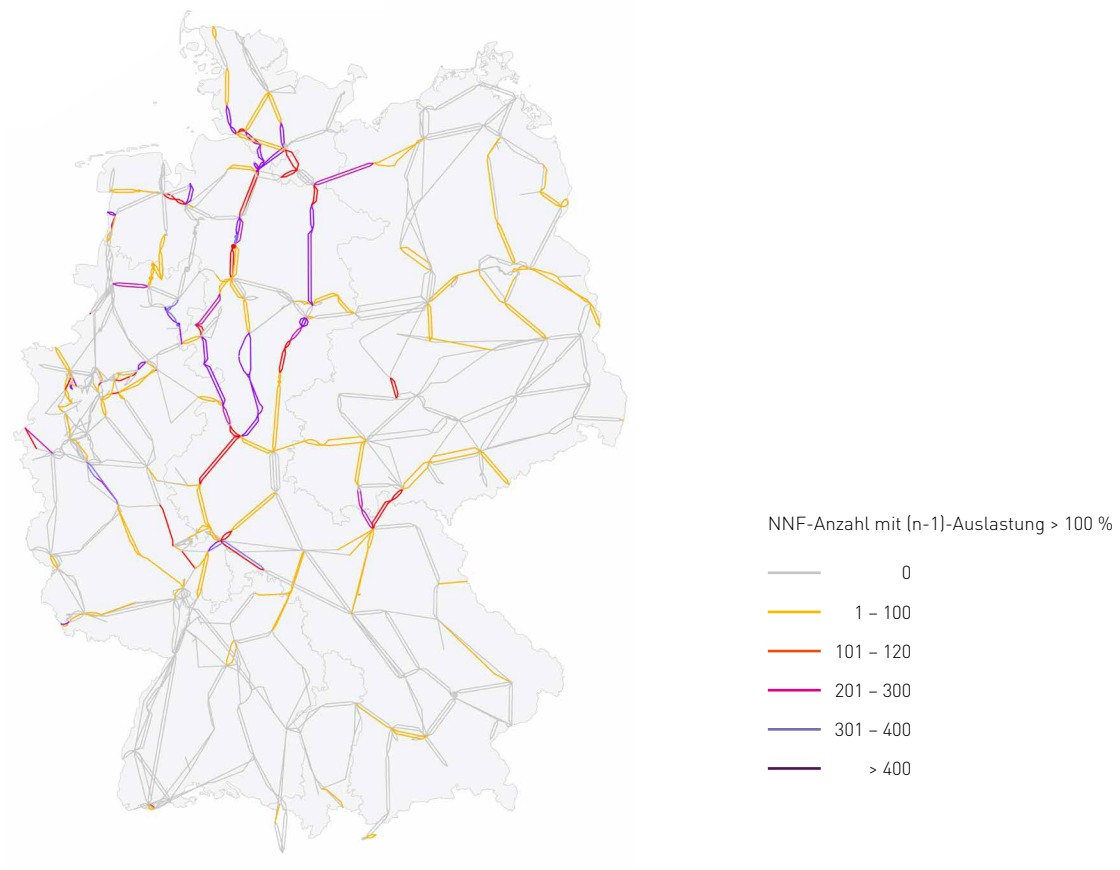


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 52 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 200 %.

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 2035 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 3.000 Stunden betragen.

Abbildung 53: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Fazit: Die Abbildungen 52 und 53 zeigen eindrücklich, dass zusätzlich zum Start- und BBP-Netz weitere Maßnahmen notwendig sind. Der Zubau des BBP-Netzes zum Startnetz ist ein Schritt in die richtige Richtung, der die Überlastungen des Höchstspannungsnetzes zwar reduziert, aber noch nicht beseitigt. Die Projekte des BBP-Netzes sind insofern unabdingbar, reichen alleine aber noch nicht aus. Für einen bedarfsgerechten Netzausbau im Szenario B 2035 sind weitere Projekte und Maßnahmen notwendig.

5.3.5 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz

Die Auswahl der Netzverknüpfungspunkte (NVP) und des Suchraums für neue Netzverknüpfungspunkte ist Aufgabe des NEP. Die Zuordnung von Offshore-Netzanbindungssystemen zu diesen Punkten unter räumlichen und zeitlichen Gesichtspunkten erfolgt im Flächenentwicklungsplan (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 ausreichenden Dimensionierung der abgehenden Leitungen im Onshorenetz ausgelegt sein.
- Die bereits vorhandene 380-kV-Netzinfrastruktur in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Mecklenburg-Vorpommern 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 20 zu entnehmen.

Tabelle 20: Übersicht über die im NEP angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW				Jahr der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes*
			A 2035	B 2035	C 2035	B 2040	
Schleswig-Holstein	Büttel	380	3.015	3.015	3.015	3.015	bereits in Betrieb
Schleswig-Holstein	Heide/West	380	0	2.000	4.000***	4.000	2019
Nordrhein-Westfalen	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren/Mettingen/Westerkappeln**	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrs. 2030
Nordrhein-Westfalen	Suchraum Zensenbusch**	380	1.250	1.250	1.250	2.000	vrs. 2034
Nordrhein-Westfalen	Rommerskirchen	380	0	0	0	2.000	vrs. 2035
Nordrhein-Westfalen	Oberzier	380	0	0	0	2.000	vrs. 2035
Niedersachsen	Garrel/Ost	380	900	900	900	900	vrs. 2025
Niedersachsen	Diele	380	1.186	1.186	1.186	1.186	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Dörpen/West	380	2.478	2.478	2.478	2.478	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Borßum	220	113	113	113	113	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Ost	380	2.700	2.700	2.700	2.700	2019
Niedersachsen	Hagermarsch	110	62	62	62	62	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hanekenfähr	380	1.800	1.800	1.800	1.800	2028/2029
Niedersachsen	Inhausen	220	111	111	111	111	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Unterweser	380	4.000	4.000	4.000	4.000	vrs. 2029
Niedersachsen	Wehrendorf **	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrs. 2030
Niedersachsen	Wilhelmshaven 2	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrs. 2030
Niedersachsen	Rastede	380	2.000	2.000	4.000	5.250	vrs. 2034
Mecklenburg-Vorpommern	Bentwisch	380	336	336	336	336	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lubmin	380	1.468	1.468	1.468	1.468	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinde Papendorf	380	300	300	300	300	****
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz	380	300	300	300	300	2026

* Die Angabe des Jahres bezieht sich auf die Verfügbarkeit des Anschlusses in der vorgesehenen Schaltanlage. Die landseitige Transportkapazität kann nur für die im NEP betrachteten Zeithorizonte erfolgen.

** Die Realisierungsmöglichkeiten der Offshore-Netzanbindungssysteme nach Wehrendorf, Westerkappeln und Zensenbusch werden in den Steckbriefen erläutert.

*** Im Szenario C 2035 erfolgt die Anbindung von 2.000 MW installierter Offshore-Erzeugungsleistung aus einer Fläche einer ausländischen ausschließlichen Wirtschaftszone am deutschen Netzverknüpfungspunkt Heide/West.

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

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.

5.3.6 Szenarien

Wie in Kapitel 4 beschrieben, erzeugt die Marktsimulation für jede der 8.760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall (NNF). 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 2035 (2021) werden insgesamt vier Szenarien analysiert, die in Kapitel 2 näher beschrieben werden. Dabei dient das Szenario B 2040, das in Bezug auf die Netzanalysen im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) enthalten sein wird, dem Ausblick und der Nachhaltigkeitsprüfung der in den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 ermittelten Projekte und Maßnahmen.

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 (siehe Kapitel 4). Insofern ergibt sich der Übertragungsbedarf ganz wesentlich aus der Entfernung zwischen Standorten der – überwiegend erneuerbaren – Erzeugung von Elektrizität im Norden und Osten sowie dem Verbrauch im Süden Deutschlands.

Im NEP 2035 (2021) wird in den Szenarien der zusätzliche Bedarf an Transformatoren zwischen dem Höchst- und dem Hochspannungsnetz (380/110 kV) in Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern ermittelt. Da die BNetzA derartige vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2035 (2021) nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zusammen mit weiteren horizontalen Punktmaßnahmen (u. a. Schaltanlagen, Anlagen zur Blindleistungskompensation) zur Information in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2035_V2021_1_Entwurf.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 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 (siehe Kapitel 5.3.1). Für die Startnetzmaßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen (siehe Erläuterung in Kapitel 5.3.1).

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

Szenario A 2035

Tabelle 21: Szenario A 2035 Kennzahlen

A 2035	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	81,5 GW	37,2 GW	181,1 TWh	91,2 TWh
offshore	28,0 GW	28,0 GW	111,0 TWh	111,0 TWh
Summe	109,5 GW	65,2 GW	292,1 TWh	202,2 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		Interkonnektoren (deutscher Anteil)	
Länge	3.565 km	Länge	215 km AC und 350 km DC
Übertragungskapazität	16 GW		

AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)	
Länge	1.020 km	Länge	7.050 km incl. 2.285 km Stromkreisauflagen/Umbeseilungen

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 72,5 Mrd. €

Im Szenario A 2035 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im Startnetz enthalten sind: DC1/DC2, DC3, DC4 und DC5. Ihre Nord-Süd-Übertragungskapazität beträgt in Summe 8 GW.

Darüber hinaus zeigt sich die Notwendigkeit für die folgenden vier HGÜ-Verbindungen, von denen drei bereits im Entwurf des BBP 2021 enthalten sind:

- HGÜ-Verbindung DC20 (BBP Nr. 5a) 2 GW Klein Rogahn – Isar
- HGÜ-Verbindung DC21 (BBP Nr. 49) 2 GW Wilhelmshaven 2 – Uentrop
- HGÜ-Verbindung DC25 (BBP Nr. 48) 2 GW Heide/West – Polsum
- HGÜ-Verbindung DC31 2 GW Heide/West – Klein Rogahn

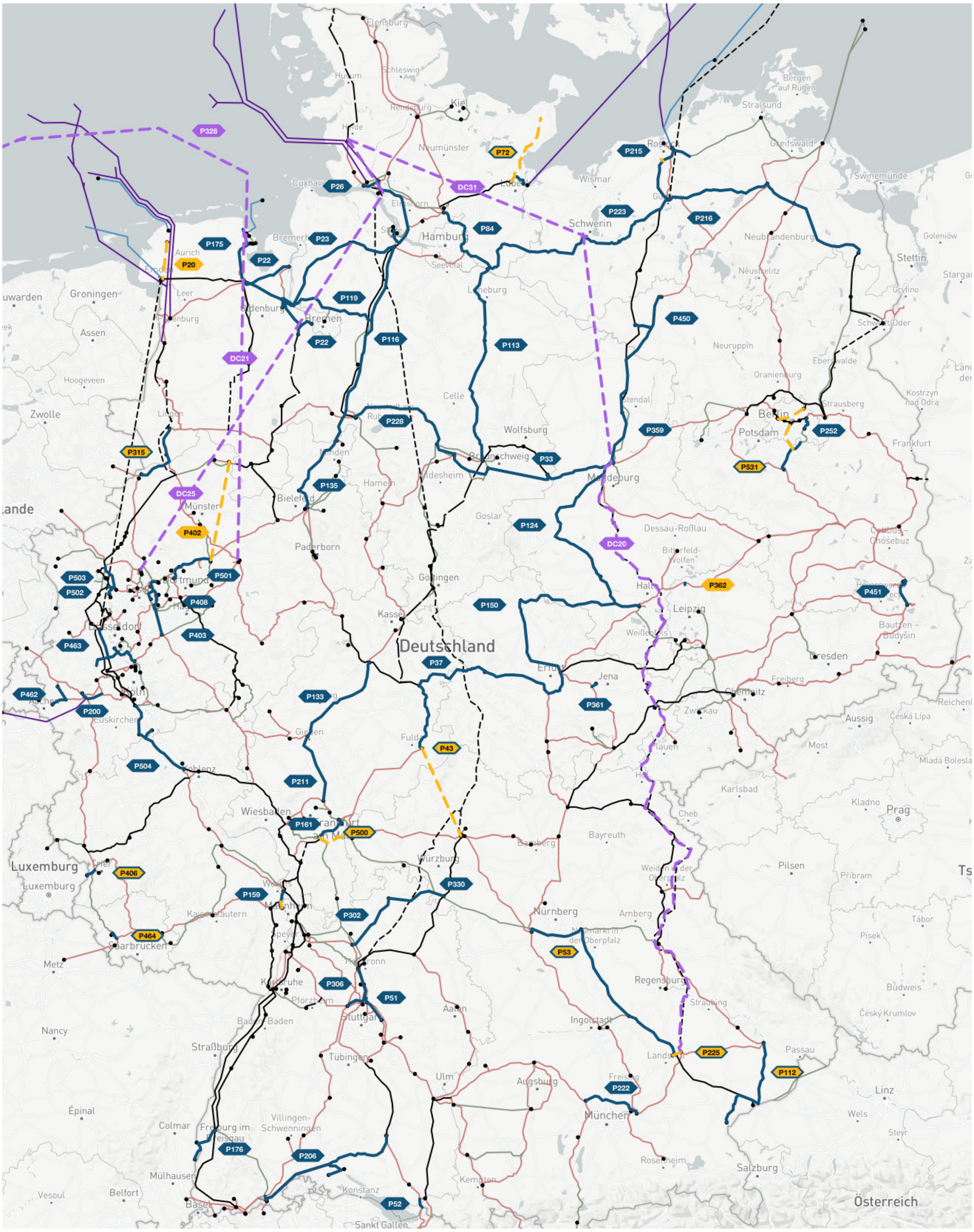
Außerdem sind im Szenario A 2035 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des Entwurfs des BBP 2021, die allesamt erforderlich sind, weitere AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen erforderlich.

Im Szenario A 2035 liegt der Umfang der erforderlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (AC und DC) auf dem Niveau des Szenarios B 2035. Die Szenarien unterscheiden sich lediglich im Umfang des mit dem Zielnetz verbleibenden Redispatchbedarfs (siehe Kapitel 5.2.1).

Die gegenüber dem Szenario B 2035 höheren Investitionskosten bei gleichem Maßnahmenumfang sind dadurch begründet, dass im Szenario A 2035 der geplante Multiterminal-Betrieb von DC31 in Heide/West mit dem in diesem Szenario nicht enthaltenen Offshore-Netzanbindungssystem NOR-13-1 nicht möglich ist. Daher wird in den Kosten ein zusätzlicher Konverter berücksichtigt.

In der folgenden Abbildung 54 sind die Projekte und Maßnahmen des Szenarios A 2035 dargestellt. In Tabelle 31 in Kapitel 6.2 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_2035_V2021_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Abbildung 54: Szenario A 2035 / alle Leitungsprojekte*



AC-Netzverstärkung
DC-Netzverstärkung
Anlagen
Netzverstärkung
AC-Netzausbau
DC-Netzausbau
AC 380 kV
Netzausbau
Netzverstärkung im Startnetz
Netzausbau im Startnetz
AC 220 kV
Verstärkung und Ausbau
AC 150 kV
DC
DC

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Szenario B 2035

Tabelle 22: Szenario B 2035 Kennzahlen

B 2035	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	86,8 GW	40,3 GW	194,5 TWh	100,8 TWh
offshore	30,0 GW	30,0 GW	119,2 TWh	119,2 TWh
Summe	116,8 GW	70,3 GW	313,7 TWh	220,0 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		Interkonnektoren (deutscher Anteil)	
Länge	3.565 km	Länge	215 km AC und 350 km DC
Übertragungskapazität	16 GW		

AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		DC / AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)	
Länge	1.020 km	Länge	7.050 km incl. 2.285 km Stromkreisauflagen / Umbeseilungen

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 72 Mrd. €

Im Szenario B 2035 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im Startnetz enthalten sind: DC1 / DC2, DC3, DC4 und DC5. Ihre Nord-Süd-Übertragungskapazität beträgt in Summe 8 GW.

Darüber hinaus zeigt sich die Notwendigkeit für die folgenden vier HGÜ-Verbindungen, von denen drei bereits im Entwurf des BBP 2021 enthalten sind:

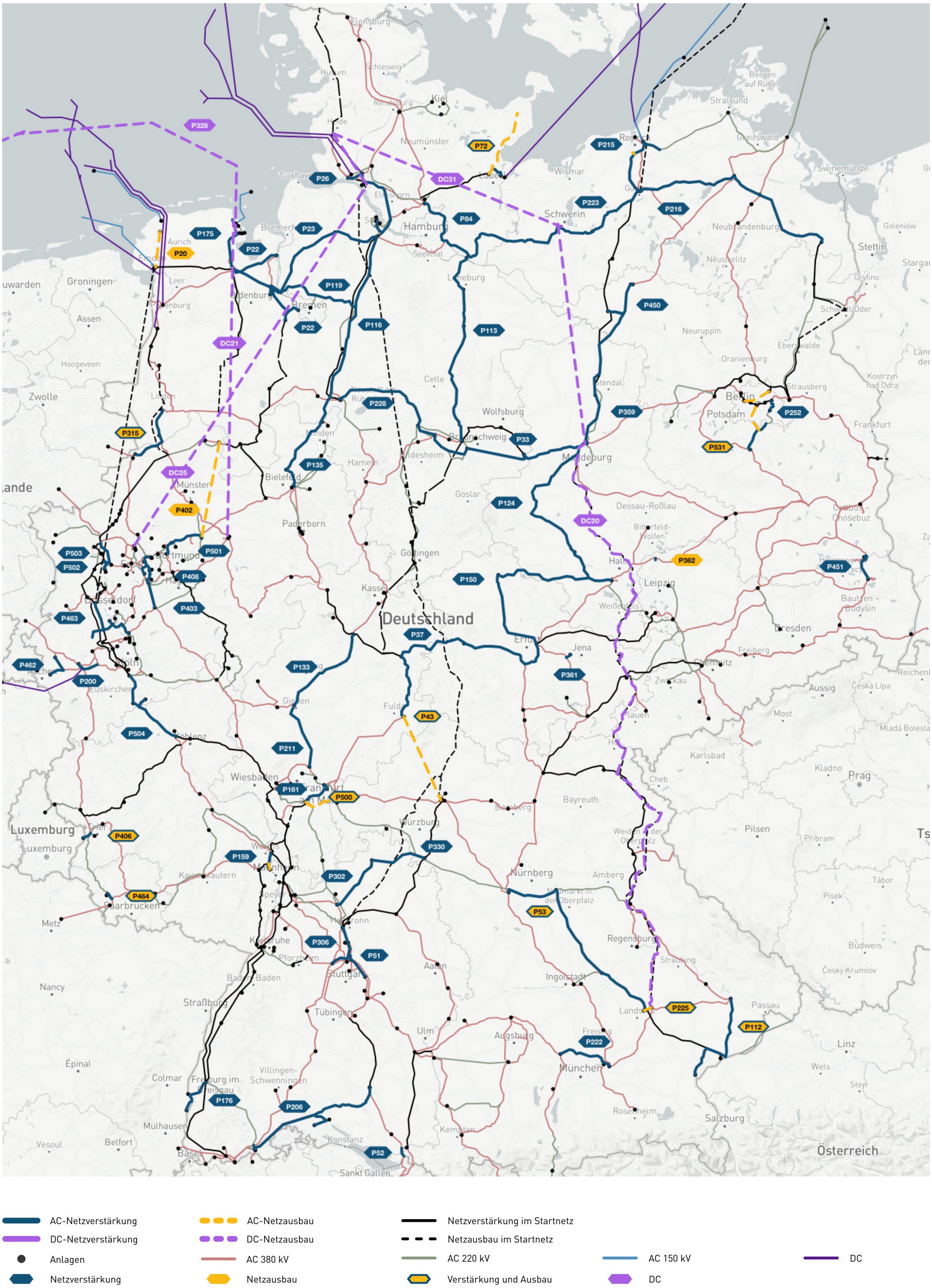
- HGÜ-Verbindung DC20 (BBP Nr. 5a) 2 GW Klein Rogahn – Isar
- HGÜ-Verbindung DC21 (BBP Nr. 49) 2 GW Wilhelmshaven 2 – Uentrop
- HGÜ-Verbindung DC25 (BBP Nr. 48) 2 GW Heide / West – Polsum
- HGÜ-Verbindung DC31 2 GW Heide / West – Klein Rogahn

Außerdem sind im Szenario B 2035 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des Entwurfs des BBP 2021, die allesamt erforderlich sind, weitere rund 590 km an AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

Gegenüber dem Regierungsentwurf des BBP 2021 wächst der Bedarf an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen nur moderat an. Der Zuwachs ist im Wesentlichen auf den deutlich höheren Zubau erneuerbarer Energien durch den fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Szenarienhorizont zurückzuführen. Waren im Szenario B 2030 des NEP 2030 (2019) noch rund 67 % Strom aus EE zu integrieren, so sind es im Szenario B 2035 des NEP 2035 (2021) bei insgesamt höherer Stromnachfrage bereits rund 73 % – mit einem Aufwuchs bei Wind on- und offshore von rund 18 GW. Allein in den drei norddeutschen Küstenländern (siehe Tabelle 22) steigt die installierte Leistung an Wind on- und offshore gegenüber dem Szenario B 2030 des NEP 2030 (2019) von 51,7 GW um 18,6 GW auf jetzt 70,3 GW an. Die damit einhergehende Stromerzeugung aus Wind on- und offshore steigt von 153,3 TWh um fast 50 % auf 220 TWh an.

In der folgenden Abbildung 55 sind die Projekte und Maßnahmen des Szenarios B 2035 dargestellt. In Tabelle 31 in Kapitel 6.2 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_2035_V2021_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Abbildung 55: Szenario B 2035 / alle Leitungsprojekte*



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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Szenario C 2035

Tabelle 23: Szenario C 2035 Kennzahlen

C 2035	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	90,9 GW	39,5 GW	202,5 TWh	98,3 TWh
offshore	34,0 GW	34,0 GW	135,5 TWh	135,5 TWh
Summe	124,9 GW	73,5 GW	338,0 TWh	233,8 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		Interkonnektoren (deutscher Anteil)	
Länge	4.095 km	Länge	215 km AC und 350 km DC
Übertragungskapazität	18 GW		

AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		DC / AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)	
Länge	1.020 km	Länge	7.175 km incl. 2.285 km Stromkreisauflagen / Umbeseilungen

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 76,5 Mrd. €

Im Szenario C 2035 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im Startnetz enthalten sind: DC1 / DC2, DC3, DC4 und DC5. Ihre Nord-Süd-Übertragungskapazität beträgt in Summe 8 GW.

Darüber hinaus zeigt sich die Notwendigkeit für die folgenden fünf HGÜ-Verbindungen, von denen drei bereits im Entwurf des BBP 2021 enthalten sind:

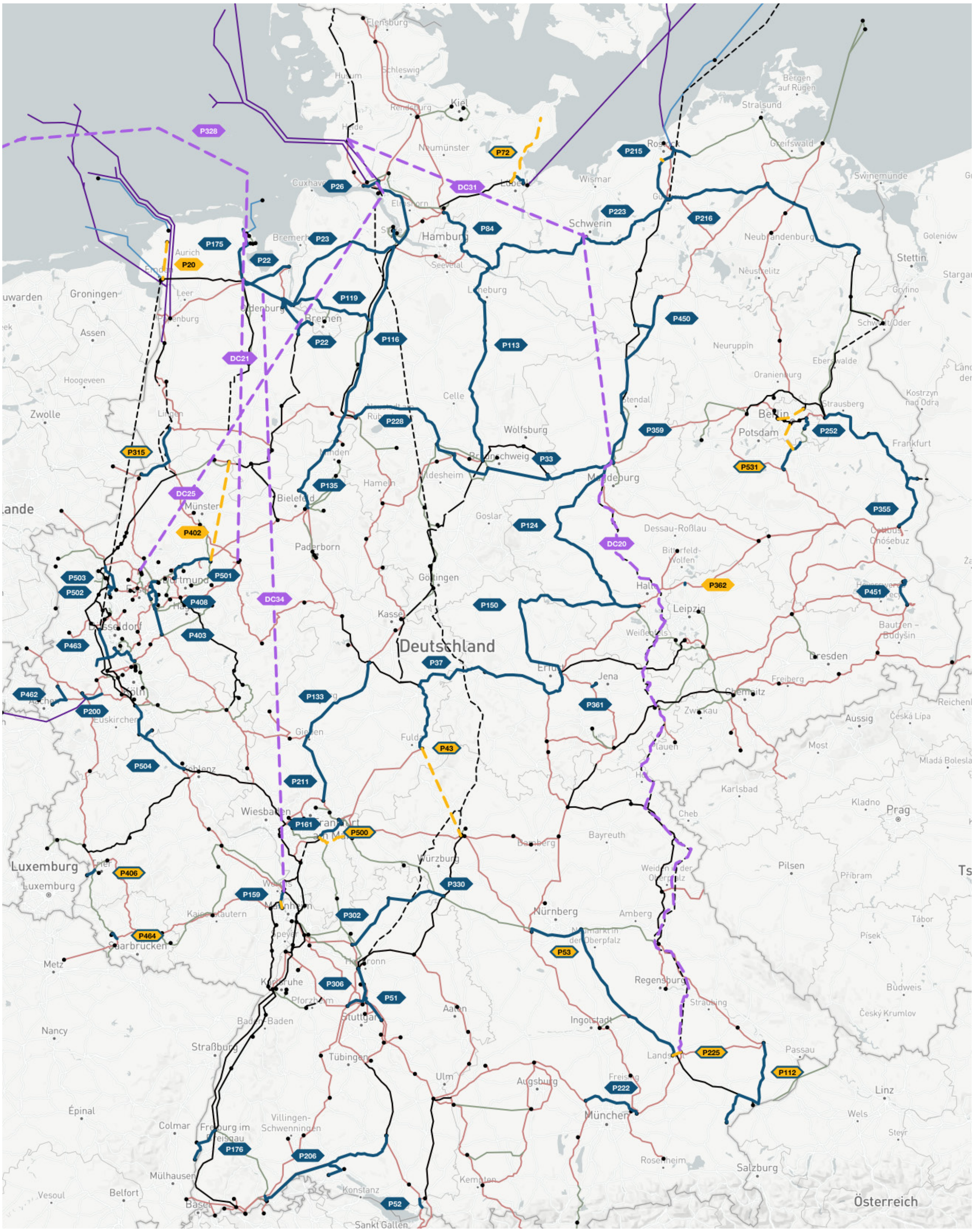
- HGÜ-Verbindung DC20 (BBP Nr. 5a) 2 GW Klein Rogahn – Isar
- HGÜ-Verbindung DC21 (BBP Nr. 49) 2 GW Wilhelmshaven 2 – Uentrop
- HGÜ-Verbindung DC25 (BBP Nr. 48) 2 GW Heide / West – Polsum
- HGÜ-Verbindung DC31 2 GW Heide / West – Klein Rogahn
- HGÜ-Verbindung DC34 2 GW Rastede – Bürstadt

Außerdem sind im Szenario C 2035 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des Entwurfs des BBP 2021, die allesamt erforderlich sind, weitere AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

Im Szenario C 2035 sind gegenüber dem Szenario B 2035 weitere 125 km an AC-Netzverstärkungen erforderlich. Darüber hinaus steigt der Bedarf um eine weitere HGÜ-Verbindung mit 2 GW an (DC34). Zusätzlich verbleibt ein höherer Redispatchbedarf als im Szenario B 2035 (siehe Kapitel 5.2.1). Der im Szenario C 2035 gegenüber B 2035 weiter ansteigende Transportbedarf ist im Wesentlichen auf die höhere Stromnachfrage sowie die höheren EE-Kapazitäten zurückzuführen. Dadurch steigt bei hoher EE-Einspeisung im Norden der Transportbedarf nach Süddeutschland.

In der folgenden Abbildung 56 sind die Projekte und Maßnahmen des Szenarios C 2035 dargestellt. In Tabelle 31 in Kapitel 6.2 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_2035_V2021_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Abbildung 56: Szenario C 2035 / alle Leitungsprojekte*



AC-Netzverstärkung
DC-Netzverstärkung
Anlagen
Netzverstärkung
AC-Netzausbau
DC-Netzausbau
AC 380 kV
Netzausbau
Netzverstärkung im Startnetz
Netzausbau im Startnetz
AC 220 kV
Verstärkung und Ausbau
AC 150 kV
DC
DC

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © OpenStreetMap (ODbL)

Szenario B 2040

Tabelle 24: Szenario B 2040 Kennzahlen

B 2040	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	88,8 GW	40,6 GW	195,7 TWh	99,8 TWh
offshore	40,0 GW	40,0 GW	157,2 TWh	157,2 TWh
Summe	128,8 GW	80,6 GW	352,9 TWh	257,0 TWh

Das Szenario B 2040 dient mit seinem um fünf Jahre verlängerten Zeithorizont in erster Linie der Nachhaltigkeitsprüfung. Dadurch kann gezeigt werden, dass Maßnahmen, die in den Szenarien mit dem Zeithorizont 2035 identifiziert wurden, auch im Szenario B 2040 erforderlich sind. Dies konnte sowohl für alle im Entwurf des BBP 2021 enthaltenen Maßnahmen als auch für die weiteren DC-Maßnahmen der Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 (DC31 und DC34) nachgewiesen werden.

Da die Netzanalysen für das Szenario B 2040 zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des ersten Entwurfs des NEP 2035 (2021) noch nicht vollständig abgeschlossen waren, werden die im Szenario B 2040 erforderlichen Verbindungen – insbesondere sofern sie über die im Zielhorizont 2035 identifizierten Maßnahmen hinausgehen – im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) dargestellt. Aus diesem Grund fehlen im nachfolgenden Kapitel 5.3.7, in den Zubaunetz-Tabellen im Kapitel 6 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang zu diesem Bericht entsprechende Hinweise auf die Erforderlichkeit der Maßnahmen im Szenario B 2040. Bereits jetzt lässt sich jedoch feststellen, dass über die in 2035 identifizierten DC-Maßnahmen (DC31 und DC34) hinaus in B 2040 keine weiteren DC-Maßnahmen erforderlich sein werden.

5.3.7 Ergebnisse der Netzanalysen

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

Auch für diesen ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) wurden in einem integrierten Gesamtkonzept zusätzlich zu den Maßnahmen des Startnetzes und den AC- sowie den DC-Maßnahmen des Entwurfs des BBP 2021 jeweils für die Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 Maßnahmen zur Netzoptimierung, zur Netzverstärkung und zum Netzausbau ermittelt.

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 3.2.3 und 3.2.4.

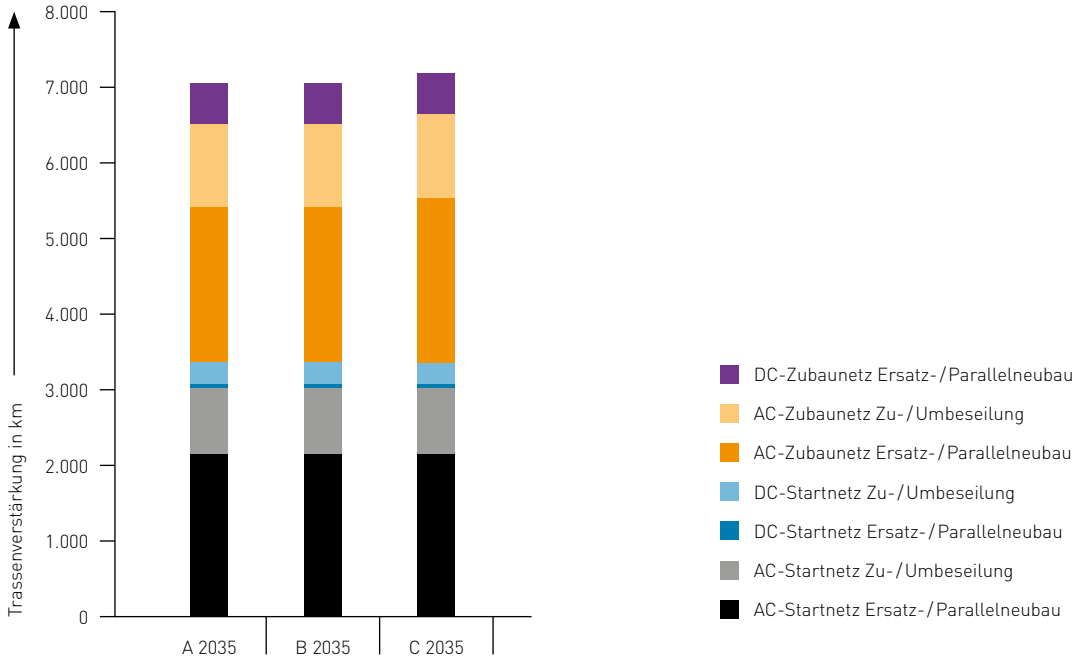
In den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 wurde die Notwendigkeit aller Maßnahmen des Regierungsentwurfs des BBP 2021 nachgewiesen. Mit ihnen allein ergibt sich jedoch noch kein bedarfsgerechtes Netz. Im folgenden Kapitel 6 werden neben den in den Szenarien ermittelten Maßnahmen für die Offshore-Netzanbindung alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau in den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 erforderlichen Maßnahmen tabellarisch dargestellt. Dabei werden wie im NEP 2030 (2019) in einem gewissen Umfang identifizierte Engpässe nicht durch neue Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt, sondern zur angemessenen Berücksichtigung zukünftiger innovativer Technologien (siehe Kapitel 5.2) in Form eines verbleibenden Redispatch-Volumens (siehe Kapitel 5.2.1) stehen gelassen.

In allen Szenarien wurden die im Regierungsentwurf des BBP 2021 enthaltenen DC-Verbindungen mit einer Nord-Süd-Übertragungskapazität von in Summe 14 GW zugrunde gelegt – fünf Projekte davon mit insgesamt 8 GW Nord-Süd-Übertragungskapazität befinden sich bereits im Startnetz. Diese haben sich überall gleichermaßen als erforderlich erwiesen. Darüber hinaus zeigte sich in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2035 die Erforderlichkeit einer weiteren DC-Verbindung mit 2 GW zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern (DC31). In C 2035 ist zusätzlich eine DC-Verbindung mit 2 GW von Niedersachsen nach Hessen (DC34) erforderlich.

Neben dem Einsatz der DC-Technologie für die großräumige Stromübertragung ist die weitere Verstärkung bzw. der Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes über den Entwurf des BBP 2021 hinaus erforderlich. Dämpfend auf den AC-Netzausbaubedarf wirkt neben der Berücksichtigung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (siehe Kapitel 5.1.2) die Berücksichtigung von Anlagen zur Leistungsflusssteuerung (Querregeltransformatoren, TCSC), da diese die Leistungsflüsse auf den vorhandenen Leitungen optimieren. Im NEP 2035 (2021) wurden sämtliche Ad-hoc-Maßnahmen zur Leistungsflusssteuerung 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 indirekt berücksichtigt.

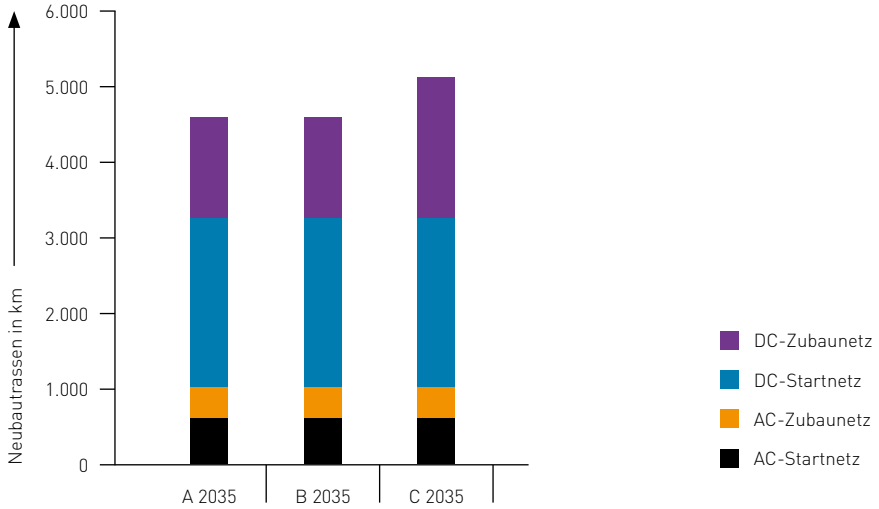
In den Abbildungen 57 und 58 sind für die Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 der Umfang an Netzverstärkungen in Bestandstrassen und an Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird.

Abbildung 57: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

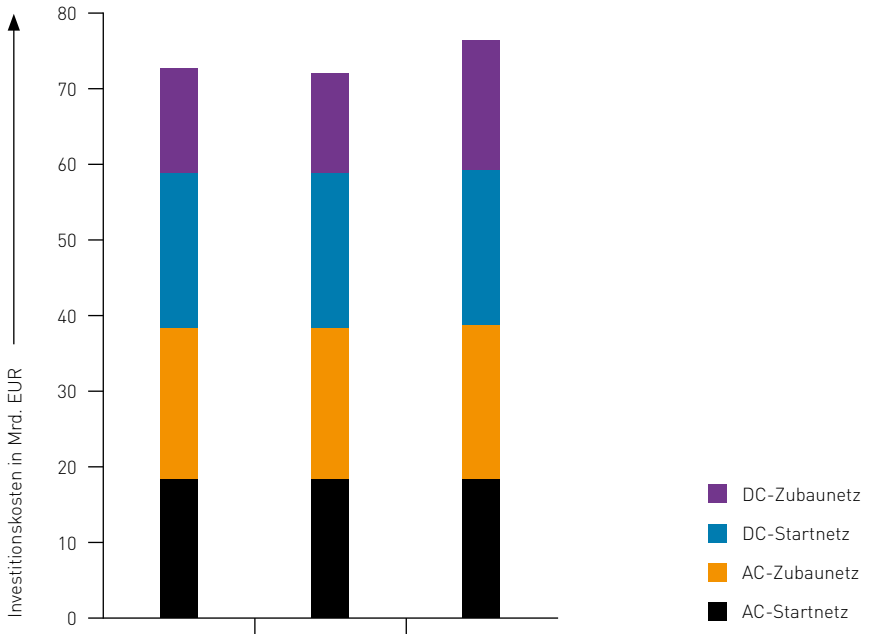
Abbildung 58: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 59 sind für die Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 die geschätzten Investitionskosten abgebildet. Details zur Ermittlung der Investitionskosten finden sich in Kapitel 5.3.1. Die Investitionskosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie werden in Abbildung 27 in Kapitel 3.2.4 dargestellt. Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwp hinterlegt.

Abbildung 59: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2035 (2021)



Angaben in Mrd. EUR	A 2035	B 2035	C 2035
DC-Zubaunetz	13,9	13,3	17,3
DC-Startnetz	20,4	20,4	20,4
AC-Zubaunetz*	20,0	20,0	20,4
AC-Startnetz*	18,3	18,3	18,3
Summe (gerundet)	**72,5**	**72,0**	**76,5**

* inkl. Anlagen zur Blindleistungskompensation

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für das **Szenario B 2035** 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 2035 rund 6.180 km (davon rund 1.985 km Umbeseilung oder Stromkreisauflagen und rund 4.195 km Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in 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 2035 rund 4.585 km, davon 3.565 km DC-Verbindungen und 1.020 km AC-Verbindungen.

In den Kilometerangaben ist der deutsche Anteil der von der BNetzA bereits bestätigten Interkonnektoren zu den Nachbarstaaten mit einer Länge von 215 km (AC) und 350 km (DC) enthalten.

Die nachfolgende Tabelle 25 gibt eine Übersicht über die Längenangaben der erforderlichen Netzverstärkungen und des Neubaubedarfs aus den Kapiteln 5.3.2 und 5.3.6 sowie aus den Abbildungen 57 und 58 – differenziert nach Start- und Zubaunetz.

Tabelle 25: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2035 (2021)

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu- / Umbeseilung	Ersatz- / Parallelneubau	Zu- / Umbeseilung	Ersatz- / Parallelneubau			
Startnetz	870	2.150	300	40	620	2.240	6.220
Zubaunetz							
A 2035	1.115	2.045	0	530	400	1.325	5.415
B 2035	1.115	2.045	0	530	400	1.325	5.415
C 2035	1.115	2.170	0	530	400	1.855	6.070
Start- und Zubaunetz							
A 2035	1.985	4.195	300	570	1.020	3.565	11.635
B 2035	1.985	4.195	300	570	1.020	3.565	11.635
C 2035	1.985	4.320	300	570	1.020	4.095	12.290

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das geschätzte **Investitionsvolumen** beträgt für das **Szenario B 2035 rund 72 Mrd. €**. Darin sind rund 38,5 Mrd. € für das Startnetz enthalten, allerdings noch nicht die Kosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie (siehe hierzu Kapitel 3.2.4). 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 (siehe nachfolgendes Kapitel 5.4).

Die gegenüber dem NEP 2030 (2019) angestiegenen Investitionskosten sind auf die Anpassung der Standard- und Projektkosten (siehe Kapitel 5.3.1) sowie auf den geänderten Umfang an Projekten und Maßnahmen als Folge des fünf Jahre weiter in die Zukunft reichenden Szenarienhorizonts zurückzuführen.

5.4 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnektoren im NEP 2035 (2021)

Analog zum Vorgehen im TYNDP 2018, basierend auf der von der EU-Kommission genehmigten 2. CBA Richtlinie („2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects"[25]), werden im NEP 2035 (2021) Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder des BBP 2021-Entwurfs sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

25 ENTSO-E: „2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project", veröffentlicht September 2018: tyndp.entsoe.eu/cba/

Die Kosten-Nutzen-Analyse wird aktuell für die nachfolgenden Interkonnektoren durchgeführt.

- P74 Vöhringen – Westtirol (DE – AT)
- P170 Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze DE / FR – Vigy
- P204 Tiengen – Bundesgrenze DE / CH – Beznau
- P221 HansaPowerBridge II (DE – SE)
- P313 Zweiter Interkonnektor Deutschland – Belgien
- P367 Emden / Ost – Eemshaven (DE – NL)

Die aufgeführten Interkonnektoren sind entsprechend des genehmigten Szenariorahmens weder Bestandteil des Ausgangsnetzes des NEP 2035 (2021), noch der Szenarien. Ihre Bewertung erfolgt im sogenannten PINT-Ansatz, d. h. der jeweilige Interkonnektor wird nur für seine eigene Bewertung dem Netz und dem Szenario hinzugefügt.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse im NEP 2035 (2021) sind die Szenarien B 2035 und B 2040. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen werden Lastflussberechnungen durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatchberechnungen 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 konkreten projektspezifischen Ergebnisse der Bewertung werden mit dem zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) veröffentlicht. Im ersten Entwurf des NEP 2035 (2021) wird daher auf eigene Projektsteckbriefe für die o. g. Interkonnektoren verzichtet.

Wegen des mit der Kosten-Nutzen-Analyse verbundenen erheblichen Aufwands ist eine solche Analyse nur für die o. g. Interkonnektoren vorgesehen, die noch nicht von der BNetzA bestätigt wurden und noch nicht im Entwurf des BBP 2021 enthalten sind. Die Notwendigkeit der weiteren Leitungsprojekte des NEP 2035 (2021) wird – sofern die Projekte nicht bereits weit fortgeschritten sind und sich im Startnetz befinden – wie bisher anhand von (n-1)-Nachweisen identifiziert (siehe Kapitel 5.1.1).

Weiterführende Dokumente und Links

- Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: www.netzentwicklungsplan.de/ZwG
- Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zu Netzanalysen: www.netzentwicklungsplan.de/Zwc
- Spezifische Kostenschätzungen (onshore): www.netzentwicklungsplan.de/Zwp
- Zweiter Entwurf NEP 2030 (2019) und Bestätigung: www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019
- Punktmaßnahmen im NEP 2035 (2021) – Begleitdokument zum ersten Entwurf des NEP 2035 (2021): www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2035_V2021_1_Entwurf.pdf
- ENTSO-E: „2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project“, veröffentlicht September 2018: tyndp.entsoe.eu/cba/
- Bundesnetzagentur: „Bedarfsermittlung 2019 – 2030 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“: data.netzausbau.de/2030-2019/NEP/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf
- ENTSO-E (2006). Final Report – System Disturbance on 4 November 2006

1 Einführung
2 Szenariorahmen
3 Offshore-Netzbedarf
4 Marktsimulation
5 Netzanalysen
6 Übersicht Maßnahmen
7 Konsultation
8 Zusammenfassung

6 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Kapitel 6 gibt einen Überblick über die im Rahmen der Netzanalysen identifizierten Leitungs- und Anlagenmaßnahmen in den einzelnen Szenarien. Die nachfolgende Einleitung bezieht sich auf die Onshore-Maßnahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) Strom 2035 (2021). Auf die Offshore-Netzanbindungssysteme wird im Kapitel 6.4 gesondert eingegangen.

Da die Bundesnetzagentur (BNetzA) vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bestätigt, werden diese im NEP 2035 (2021) nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zur Information zusammen mit verschiedenen horizontalen Punktmaßnahmen in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2035_V2021_1_Entwurf.pdf zusammengefasst.

Im Folgenden werden die in den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 identifizierten Projekte und Maßnahmen tabellarisch dargestellt. Die im Szenario B 2040, das vorrangig der Nachhaltigkeitsprüfung dient, identifizierten Projekte werden im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021) nachgetragen.

Zu den Projekten des Startnetzes sowie zu den Zubaunetz-Projekten der Szenarien mit dem Zieljahr 2035 gibt es im Anhang zu diesem Bericht unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2035_V2021_1_Entwurf_Teil2.pdf jeweils einen ausführlichen Steckbrief. Bei den Projekten und Maßnahmen des Zubaunetzes ist sowohl in Tabelle 31 als auch in den Steckbriefen im Anhang zusätzlich vermerkt, wenn diese im jeweils aktuellsten Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E enthalten sind oder einen Status als Project of common interest (PCI) der Europäischen Union haben.

In den Projektsteckbriefen im Anhang werden konkrete Angaben zur geplanten Technologie der jeweiligen Maßnahmen gemacht – einschließlich der Ausführung als Freileitung oder Erdkabel. In den nachfolgenden Tabellen gilt der Grundsatz, dass es sich bei Leitungsprojekten bzw. Maßnahmen mit dem Kürzel „DC" um DC-Projekte bzw. -Maßnahmen handelt. Leitungsprojekte und Maßnahmen, die auf Projektebene das Kürzel „P" und auf Maßnahmenebene das Kürzel „M" tragen, werden dagegen in AC-Technologie ausgeführt. Ausnahmen stellen die Projekte 50HzT-P221, P328 sowie die bereits realisierten Projekte AMP-P65 und TTG-P68 dar. Hierbei handelt es sich um Interkonnektoren, die in DC-Technologie ausgeführt werden bzw. wurden.

Gemäß § 12b Abs. 1 EnWG muss im NEP der Stand der Umsetzung des jeweils vorhergehenden NEP dargestellt werden. Zusätzlich ist nachfolgend in Tabelle 32 aufgeführt, welche Projekte und Maßnahmen seit dem NEP 2030 (2019) fertiggestellt wurden, also in das Ist-Netz übergegangen sind.

In den Tabellen werden die Namen der Übertragungsnetzbetreiber in der Spalte „ÜNB" wie folgt abgekürzt: 50Hertz = 50HzT, Amprion = AMP, TenneT = TTG, TransnetBW = TNG. In der Spalte „NOVA-Kategorie" werden für die jeweiligen NOVA-Kategorien Kürzel verwendet: NO = Netzoptimierung, NV = Netzverstärkung, NA = Netzausbau.

In der Spalte „Stand der Umsetzung" ist, wo möglich, vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist. Grundlage hierfür war der Umsetzungsstand **Ende Dezember 2020.**

In dieser Spalte wird unterschieden zwischen:

- keine Angabe = noch keine Aktivitäten,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: im Raumordnungsverfahren (ROV) / in der Bundesfachplanung (BFP),
- 3: vor oder im Planfeststellungsverfahren (PFV) / Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG),
- 4: genehmigt oder in Bau,
- 5: Maßnahme wurde realisiert.

Die angegebenen anvisierten Inbetriebnahmejahre sind vom jeweiligen Genehmigungsverfahren und Projektverlauf abhängig. Sie beruhen auf planerischen Überlegungen, welche Maßnahmen zur Behebung von Engpässen im Zielnetz erforderlich sind, sowie auf Überlegungen, bis wann eine ambitioniert realistische Umsetzung tatsächlich möglich ist. Bei neuen Maßnahmen ist in der Regel das Zieljahr der Szenarien angegeben, in denen der Bedarf ermittelt wurde.

Der im sehr frühen planerischen Stadium der Netzplanung aufgestellte Zeitplan wird ggf. später noch den tatsächlichen Umständen der jeweiligen Planungs- und Genehmigungsverfahren anzupassen sein. Somit entsprechen die Angaben den aktuellen Zielsetzungen, können aber nicht als verbindlich angesehen werden.

Bei Maßnahmen des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG) und des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPlG), die nahezu vollständig Teil des **von der Energieministerkonferenz am 24. Mai 2019 beschlossenen Controllings**[26] sind, entsprechen die anvisierten Inbetriebnahmejahre dem im Rahmen dieses Controllings genannten Inbetriebnahmedatum.

Da die Novelle des BBPlG zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokuments noch nicht abgeschlossen war, wird in den nachfolgenden Tabellen ebenso wie in den Projektsteckbriefen im Anhang in Bezug auf den Bundesbedarfsplan (BBP) bzw. die darin enthaltenen Vorhaben Bezug auf den Regierungsentwurf zur Anpassung des BBPlG vom 23.09.2020 genommen. Es wird angenommen, dass sowohl die Vorhaben an sich als auch die Nummerierung im BBP unverändert beschlossen werden. Sollten sich nach Verabschiedung der BBPlG-Novelle durch Bundestag und Bundesrat noch Veränderungen ergeben, so werden diese im zweiten Entwurf berücksichtigt.

Die Längenangaben der jeweiligen Maßnahmen beziehen sich auf die betroffenen Trassenkilometer und nicht auf die jeweiligen Stromkreislängen. Die Trassenlängen beschreiben bei Neubautrassen die notwendige Rauminanspruchnahme. So wird zum Beispiel bei einer Auflage von zwei Stromkreisen auf einem neuen Gestänge in einer neuen Trasse die Trassenlänge als Entfernung zwischen deren gemeinsamen Anfangs- und Endpunkt angegeben. Die anzugebende Stromkreislänge würde in diesem Fall das Zweifache der Trassenlänge betragen. Eine Beschreibung der Ermittlung der Längenangaben bei neuen AC- oder DC-Maßnahmen findet sich in Kapitel 5.3.

6.1 Startnetz Netzentwicklungsplan 2035 (2021)

Tabelle 26: Startnetz 50Hertz NEP 2035 (2021)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-003	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	BB	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 3	56,5	66,5	2022	4: Genehmigt oder im Bau
	2. Einschleifung Vierraden	Leitung	BB	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse			EnLAG Nr. 3	5		2022	4: Genehmigt oder im Bau
	Bertikow	Anlage	BB	NA	horizontal			EnLAG Nr. 3			2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-007	Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark	Leitung	BB	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau, Parallelneubau			EnLAG Nr. 11	10	61	2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Einschleifung Malchow	Leitung	BB	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse				4		2021	4: Genehmigt oder im Bau

26 „Meilenstein-Tabelle Netzausbau“: www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Vorhaben/Controlling-Tabelle.pdf?__blob=publicationFile]

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-035	Netzanschluss PSW Leutenberg	Leitung	TH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse				2		2028	
	Netzanschluss PSW Leutenberg	Anlage	TH	NA	horizontal für Dritte						2028	
50HzT-P33	Wolmirstedt – Landesgrenze ST/NI (Mast 6)	Leitung	ST	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 10		46	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P34	Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung	BB, ST	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 39		100	2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Parchim/Süd – Perleberg	Leitung	MV, ST	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 39		39	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Güstrow – Parchim/Süd	Leitung	MV	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 39		50	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P36	Bertikow – Pasewalk	Leitung	BB, MV	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 11		32	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Pasewalk	Anlage	BB	NV	horizontal			BBP Nr. 11			2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P38	Pulgar – Geußnitz (Abschnitt Ost)	Leitung	SN	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 13		27	2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Geußnitz – Bad Sulza (Abschnitt Mitte)	Leitung	SN	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 13		42	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Bad Sulza – Vieselbach (Abschnitt West)	Leitung	TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 13		37	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P39	Röhrsdorf – Weida (Abschnitt Ost)	Leitung	SN, TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 14		60	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Weida – Remptendorf (Abschnitt West)	Leitung	TH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 14		43	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P128	3. und 4. Querregel-transformator Vierraden	Anlage	BB	NA	horizontal	x					2022	4: Genehmigt oder im Bau
50HzT-P180	Marzahn – Friedrichs-hain – Mitte – Char-lottenburg – Reuter – Teufelsbruch (Kabel)	Leitung	BE	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau					28	2030	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P213	3. Interkonnektor DE – PL	Leitung	BB	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		EnLAG Nr. 12	8		2035	2: Im ROV/BFP
	2. Einschleifung Eisenhüttenstadt	Leitung	BB	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse			EnLAG Nr. 12	7		2035	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-P213	Eisenhüttenstadt	Anlage	SN	NV	horizontal			EnLAG Nr. 12			2035	
50HzT-P215	380/220-kV-Netz-kuppeltransformator Bentwisch	Anlage	MV	NA	horizontal,						2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P221	Hansa PowerBridge (HPB)	Leitung (DC)	MV	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 69	60		2025 /26	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P252	UW Berlin/Südost	Anlage	BB	NA	vertikal						2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P345	Querregel-transformatoren (PST) inkl. Anlagenumstruk-turierung UW HH /Ost	Anlage	HH	NO	horizontal						2022	4: Genehmigt oder im Bau
50HzT-P357	Querregel-transformatoren (PST) inkl. Anlagenumstruk-turierung UW Güstrow	Anlage	MV	NO	horizontal						2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P358	Netzkuppel-transformatoren Lauchstädt und Weida	Anlage	ST, TH	NV	horizontal						2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
50HzT-P413	2. Einschleifung UW Klostermansfeld	Leitung	ST	NV	Errichtung einer Lei-tung: Ersatzneubau					1	2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 27: Startnetz Amprion NEP 2035 (2021)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
AMP-001	Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 2		33	2021	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		EnLAG Nr. 5		73	2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		EnLAG Nr. 5		12	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		EnLAG Nr. 5	65		2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Asbeck	Anlage	NW	NA	horizontal	x		EnLAG Nr. 5			2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-010	Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung	NI	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			EnLAG Nr. 16, 18		14	2026	4: Genehmigt oder im Bau
	Lüstringen – Wehrendorf	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 16, 18		21	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Lüstringen – Hesseln	Leitung	NI, NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 16, 18		29	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Hesseln – Gütersloh	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 16, 18		29	2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Hesseln	Anlage	NW	NV	vertikal			EnLAG Nr. 16, 18			2021	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-014	Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		7	2020	4: Genehmigt oder im Bau
	Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			EnLAG Nr. 14, 15		6,5	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Utfort – Pkt. Hüls-West	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		14	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Osterath – Gohrpunkt	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		20	2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		10	2019	4: Genehmigt oder im Bau
	Utfort – Osterath	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			EnLAG Nr. 14, 15		50	2024	4: Genehmigt oder im Bau
	Punkt Birkenhof – Gellep	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14, 15		2	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
AMP-014	Gellep	Anlage	NW	NA	vertikal			EnLAG Nr. 14, 15			2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Dülken	Anlage	NW	NA	vertikal			EnLAG Nr. 14, 15			2022	4: Genehmigt oder im Bau
	Mündelheim	Anlage	NW	NA	vertikal			EnLAG Nr. 14, 15			2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
AMP-018	Rommerskirchen – Sechtem	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 15		38	2022	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-022	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		EnLAG Nr. 19		21	2021/ 2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	Leitung	NW, RP	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		EnLAG Nr. 19		105	2024/ 2025	4: Genehmigt oder im Bau
	MSCDN Garenfeld	Anlage	NW	NA	horizontal	x		EnLAG Nr. 19			2025	4: Genehmigt oder im Bau
	Garenfeld	Anlage	NW	NA	vertikal	x		EnLAG Nr. 19			2025	4: Genehmigt oder im Bau
	Eiserfeld	Anlage	NW	NA	vertikal	x		EnLAG Nr. 19			2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Setzer Wiese/ Fellinghausen	Anlage	NW	NA	vertikal	x		EnLAG Nr. 19			2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Altenkleusheim	Anlage	NW	NA	vertikal	x		EnLAG Nr. 19			2025	4: Genehmigt oder im Bau
	Kruckel	Anlage	NW	NA	vertikal	x		EnLAG Nr. 19			2022	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-028	Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung					5	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	Emscherbruch	Anlage	NW	NA	für Dritte						2021	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-032	Niederrhein – Utfort	Leitung	NW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			EnLAG Nr. 14		21	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-034	Büscherhof	Anlage	NW	NA	horizontal						2021	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-P21	Regelzonengrenze TTG/AMP – Merzen/ Neuenkirchen	Leitung	NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 6	31		2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
AMP-P41	Punkt Metternich – Niederstedem	Leitung	RP	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 15		105	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P41	Wengerohr	Anlage	RP	NV	vertikal			BBP Nr. 15			2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P47	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Leitung	HE, BW	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	x		BBP Nr. 19	6	60	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P47a	Punkt Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	Leitung	HE	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 76		11	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P52	Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 24		61	2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Leitung	BY, BW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	x		BBP Nr. 25		88	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P154	380/220-kV-Transformator Siegburg	Leitung	NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse				1		2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	380/220-kV-Transformator Siegburg	Anlage	NW	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
AMP-P310	Bürstadt – Kühmoos	Leitung	HE, RP, BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung					285	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P346	PST Hanekenfähr	Anlage	NI	NV	horizontal						2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P347	Querregeltransformator (PST) Oberzier	Anlage	NW	NV	horizontal						2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P412	**Q-Kompensationsanlagen Phasenschieber Amprion**	Anlage		NA	horizontal						2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Q-Kompensationsanlagen STATCOM Amprion	Anlage		NA	horizontal						2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Q-Kompensationsanlagen MSCDN Amprion	Anlage		NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen	Anlage		NA	horizontal						2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
AMP-P412	**Regelbare Q-Kompen-sationsanlagen**	Anlage		NA	horizontal						2024	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
AMP-P460	Büscherhof – Umbeseilung und Schaltfelderweiterung	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung					3,4	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 28: Startnetz TenneT NEP 2035 (2021)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-006	Wahle – Mecklar	Leitung	NI, HE	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		EnLAG Nr. 6	228		2022/ 2024	4: Genehmigt oder im Bau
TTG-007	Dörpen/West – Niederrhein (Punkt Meppen)	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		EnLAG Nr. 5	31		2022	4: Genehmigt oder im Bau, 5: Realisiert
TTG-009	Ganderkesee – St. Hülfe	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		EnLAG Nr. 2	61		2023	4: Genehmigt oder im Bau
TTG-018	MSCDN Etzenricht	Anlage	BY	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	MSCDN Alfstedt	Anlage	NI	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	MSCDN Mechlenreuth	Anlage	BY	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Conneforde/Ost	Anlage	NI	NA	horizontal						2024	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Ganderkesee	Anlage	NI	NA	horizontal						2024	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Gießen/Nord	Anlage	HE	NA	horizontal						2022	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Twistetal	Anlage	HE	NA	horizontal						2022	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Würgassen	Anlage	NW	NA	horizontal						2022	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Etzenricht	Anlage	BY	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Ottenhofen	Anlage	BY	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Mechlenreuth	Anlage	BY	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
	Spule Altheim	Anlage	BY	NA	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
TTG-019	Schaltanalage Unterweser	Anlage	NI	NV	horizontal						2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
TTG-021	Ad hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadorf – Wahle	Anlage	NI	NO	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-021	Querregeltransformatoren (PST) Würgau	Anlage	BY	NO	horizontal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
TTG-P21	Conneforde – Garrel/Ost – Cappeln/West	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 6		77	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Cappeln/West – Regelzonengrenze TTG/AMP	Leitung	NI	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 6	21		2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P24	Stade/West – Dollern	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 7		10	2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Dollern – Sottrum	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 7		60	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG; 4: Genehmigt oder im Bau
	Sottrum – Mehringen (Grafschaft Hoya)	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 7		42	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Mehringen (Grafschaft Hoya) – Landesbergen	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 7		45	2026	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P25	Heide/West – Husum/Nord	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 8	46		2021	4: Genehmigt oder im Bau
	Husum/Nord – Klixbüll/Süd	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 8	38		2022	4: Genehmigt oder im Bau
	Klixbüll/Süd – Bundesgrenze DK	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 8	16		2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P33	Wahle – Hattorf – Helmstedt – Landesgrenze NI/ST (Mast 6)	Leitung	NI	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 10		65	2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P46	Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf (Ostbayernring)	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau			BBP Nr. 18		182	2024/ 2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P48	Grafenrheinfeld – Punkt Rittershausen	Leitung	BY	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 20		50	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P67	Simbach – Matzenhof – Bundesgrenze AT	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	BBP Nr. 32		13	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Altheim – Adlkofen	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	BBP Nr. 32		7	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Adlkofen – Matzenhof	Leitung	BY	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	BBP Nr. 32		66	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P69	Emden/Ost – Conneforde	Leitung	NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 34		61	2023	4: Genehmigt oder im Bau

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-P72	Kreis Segeberg – Lübeck/West	Leitung	SH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 42		55	2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P115	Mehrum/Nord	Anlage	NI	NA	horizontal						2021	4: Genehmigt oder im Bau
TTG-P118	Borken – Mecklar	Leitung	HE	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 43		41	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P151	Borken – Twistetal	Leitung	HE	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 45		43	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TTG-P157	Conneforde	Anlage	NI	NV	horizontal, vertikal						2023	4: Genehmigt oder im Bau
TTG-P185	Redwitz – Landesgrenze BY/TH (Punkt Tschirn)	Leitung	BY	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 46		38	2021	4: Genehmigt oder im Bau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 29: Startnetz TransnetBW NEP 2035 (2021)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TNG-P47	Weinheim – Daxlanden	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 19		76	2028	2: im ROV/BFP
	Weinheim – Mannheim (G380)	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 19		17	2028	2: im ROV/BFP
	Mannheim (G380) – Altlußheim	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 19		22,5	2028	2: im ROV/BFP
	Altlußheim – Daxlanden	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 19		42	2028	2: im ROV/BFP
TNG-P48	Punkt Rittershausen – Kupferzell	Leitung	BY, BW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	x		BBP Nr. 20		51	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	Kupferzell – Großgartach	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 20		48	2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TNG-P49	Daxlanden – Bühl/ Kuppenheim – Weier – Eichstetten	Leitung	BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x		BBP Nr. 21		119	2028	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TNG-P50	UW Pulverdingen	Anlage	BW	NVA	horizontal						2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
TNG-P70	Birkenfeld – Mast 115A	Leitung	BW	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			BBP Nr. 35	11,5	2,7	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TNG-P90	Q-Kompensations-anlagen Spule TransnetBW – Startnetz	Anlage	BW	NA	horizontal						2019-2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
TNG-P350	PST Pulverdingen	Anlage	BW	NV	horizontal						2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 30: DC-Projekte des Startnetzes NEP 2035 (2021)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
										Ausbau	Bestand		
DC1	Emden/Ost – Osterath	Leitung	AMP	NI, NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x		BBP Nr. 1	300		2025	2: Im ROV/BFP
DC2	Osterath – Philippsburg (Ultranet)	Leitung	AMP, TNG	NW, HE, BW	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneu-bau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	x	x	BBP Nr. 2		343	2023/ 2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
DC3	Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	SH, NI, HE, TH, BY, BW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 3	702		2026	2: Im ROV/BFP 3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
DC4	Wilster/West – Bergrheinfeld/West (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	SH, NI, HE, TH, BY	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 4	558		2026	2: Im ROV/BFP 3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
DC5	Wolmirstedt – Isar	Leitung	50HzT, TTG	ST, TH, SN, BY	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 5	539		2025	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.2 Zubaunetz Netzentwicklungsplan 2035 (2021)

Tabelle 31: Erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035 gemäß Kapitel 5.3.6

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
DC1a	DC1a	Emden/Ost – Osterath	Leitung	AMP	NI, NW	1	x		x	x	x	NO	Optimierung		300	2025	2: Im ROV/BFP
DC20	DC20	Klein Rogahn – Isar	Leitung	50HzT, TTG	MV, ST, SN, TH, BY	5a			x	x	x	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Errichtung einer Leitung: Parallelneubau	240	539	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
	M718	Doppel-einschleifung Klein Rogahn	Leitung	50HzT	MV				x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	1		2030	
	M719	UW Klein Rogahn	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NA	horizontal			2030	
DC21	DC21b	Wilhelms-haven 2 – Uentrop	Leitung	AMP, TTG	NI, NW	49	x		x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	267		2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC25	DC25	Heide/West – Polsum	Leitung	AMP, TTG	SH, NI, NW	48	x		x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	407		2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC31	DC31	Heide/West – Klein Rogahn	Leitung	50HzT, TTG	SH, MV				x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	212		2035	
DC34	DC34	Rastede – Bürstadt	Leitung	AMP, TTG	NI, NW, HE						x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	528		2035	
P20	M69	Emden/Ost – Halbemond	Leitung	TTG	NI	37	x		x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	30		2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P22	M80	Elsfleth/West – Ganderke-see (über Niedervie-land)	Leitung	TTG	NI	55			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatz-neubau		36	2030	
	M92	Conneforde – Unterweser	Leitung	TTG	NI	54			x	x	x	NO	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Spannungsum-stellung		32	2030	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P23	M20	Dollern – Elsfleth/West	Leitung	TTG	NI	38	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatz-neubau		100	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel	Leitung	TTG	SH	50			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		3	2030	
	M76	Büttel – Wilster/West	Leitung	TTG	SH	50			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		8	2030	
	M89	Wilster/West – Stade/West	Leitung	TTG	SH, NI	50			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		44	2030	
P33	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt – Gleidingen/Hallendorf – Kreuzung M24b/TTG-006 – Mehrum/Nord	Leitung	50HzT, TTG	ST, NI	10			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		146	2027 (50HzT) /2030 (TTG)	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P37	M25a	Vieselbach – Landesgrenze TH/HE	Leitung	50HzT	TH	12			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		87	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M25b	Landesgrenze TH/HE – Mecklar	Leitung	TTG	HE	12			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		43	2026	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P43	M74a	Mecklar – Dipperz	Leitung	TTG	HE	17	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		51	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M74b	Dipperz – Bergrheinfeld/West	Leitung	TTG	HE, BY	17	x		x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	80		2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P51	M37	Großgartach – Endersbach	Leitung	TNG	BW	22			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		26	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P52	M94b	Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	AMP, TNG	BW, BY	40	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		7	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P53	M350	Ludersheim – Sittling – Altheim	Leitung	TTG	BY	41			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		135	2026/ 2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M54	Raitersaich/ West – Ludersheim	Leitung	TTG	BY	41			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		45	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P72	M351	Lübeck/West – Göhl	Leitung	TTG	SH	42	x		x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	65		2027	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P72	M49	Lübeck/West – Siems	Leitung	TTG	SH	42	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		12	2026	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P84	M367	HH/Nord – HH/Ost	Leitung	50HzT	HH	51			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		31	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M368	Krümmel – HH/Ost	Leitung	50HzT	HH, SH	51			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		28	2030	
P90	M17g	Q-Kompensationsanlagen MSCDN TransnetBW	Anlage	TNG	BW				x	x	x	NA	horizontal			bis 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M17h	Q-Kompensationanlagen STATCOM TransnetBW	Anlage	TNG	BW				x	x	x	NA	horizontal			bis 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M17i	Q-Kompensationsanlagen Spule TransnetBW	Anlage	TNG	BW				x	x	x	NA	horizontal			bis 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze DE/AT	Leitung	TTG	BY	32	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		43	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M212	Abzweig Pirach	Leitung	TTG	BY	32	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		27	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P113	M202a	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung	TTG	SH, NI	58			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		53	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M203	Stadorf – Wahle	Leitung	TTG	NI	58			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		86	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P116	M206	Dollern – Samtgemeinde Sottrum – Wechold – Punkt Landesbergen	Leitung	TTG	NI	57			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		132	2030	
	M494	Punkt Landesbergen – Ovenstädt	Leitung	TTG	NI, NW	57			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		26	2030	
P119	M90	Conneforde – Rastede – Elsfleth/West mit Abzweig Huntorf	Leitung	TTG	NI	56			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		26	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P119	M535	Elsfleth/West – Abzweig Blockland – Samtgemeinde Sottrum	Leitung	TTG	NI	56			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		86	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P124	M209a	Wolmirstedt – Klostermansfeld	Leitung	50HzT	ST	60			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		117	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M209b	Klostermansfeld – Schraplau/ Obhausen – Lauchstädt	Leitung	50HzT	ST	60			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		39	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P133	M253	Borken – Gießen/Nord	Leitung	TTG	HE	65			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		73	2030	
P135	M255	Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen	Leitung	TTG	NW	57			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		60	2030	
P150	M352a	Schraplau/ Obhausen – Wolkramshausen	Leitung	50HzT	ST, TH	44			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		71	2028	2: Im ROV/BFP
	M463	Wolkramshausen – Vieselbach	Leitung	50HzT	TH	44			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		66	2027	2: Im ROV/BFP
P159	M62	Bürstadt – BASF	Leitung	AMP	HE, RP	67			x	x	x	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse, Parallelneubau; Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	5	13	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P161	M91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung	AMP, TTG	HE	66			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		24	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P175	M385	Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden	Leitung	TTG	NI	73			x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	15		2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M466	Wilhelmshaven 2 – Conneforde	Leitung	TTG	NI	73			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		36	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze [FR]	Leitung	TNG	BW	72	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		18	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P200	M425	Punkt Blatzheim – Oberzier	Leitung	AMP	NW	74			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		16	2025	2: Im ROV/BFP
P206	M417	Herbertingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/ Tiengen	Leitung	TNG	BW	23			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		140	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P211	M434	Gießen/Nord – Karben	Leitung	TTG	HE	65			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		51	2030	
P215	M454	Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	Leitung	50HzT	MV	52			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		56	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M521	Netzkuppeltransformatoren – Anlage Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NA	horizontal			2025	
	M748a	Anlage Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NV	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/ Krusenfelde/ Krien/Spantekow	Leitung	50HzT	MV	53			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		90	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M523	Iven/Krusenfelde/Krien/ Spantekow – Pasewalk/ Nord – Pasewalk	Leitung	50HzT	MV	53			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		55	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M584a	Anlage Iven	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NV	horizontal			2030	
	M584b	Netzkuppeltransformator Iven	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NA	horizontal			2030	
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen	Leitung	TTG	BY	47			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		47	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P223	M462a	Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn – Krümmel	Leitung	50HzT	MV, SH				x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		147	2030	

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P223	M462b	Doppeleinschleifung Görries	Leitung	50HzT	MV				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		0,6	2030	
P225	M464a	Altheim – Isar	Leitung	TTG	BY	77			x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	8		2030	
P228	M469a	Landesbergen – Mehrum/Nord	Leitung	TTG	NI	59			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		98	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P252	M534a	(Marzahn –) Punkt Biesdorf/Süd – Wuhlheide	Leitung	50HzT	BE				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Parallelneubau		4	2030-2035	
	M704	Anlage Wuhlheide	Anlage	50HzT	BE				x	x	x	NV	vertikal, horizontal			2030-2035	
P302	M511	Höpfingen – Hüffenhardt	Leitung	TNG	BW	68			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		46	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P306	M518	Großgartach – Pulverdingen	Leitung	TNG	BW				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		40	2035	
P314	M489	Querregeltransformatoren (PST) im SL	Anlage	AMP	SL				x	x	x	NV	horizontal			2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P315	M491	Hanekenfähr – Gronau	Leitung	AMP	NI, NW	63			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Parallelneubau		47	2034	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P327	M522	Querregeltransformatoren (PST) in der Region Siegerland	Anlage	AMP	NW				x	x	x	NV	horizontal			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P328	M534	Fedderwarden – Großbritannien	Leitung [DC]	[TTG]	NI	70	x		x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	200		2024	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P330	M550	Punkt Rittershausen – Höpfingen	Leitung	TNG	BY, BW				x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		42,3	2035	
P348	M559	Querregeltransformatoren (PST) Wilster/West – Stade/West (Krempermarsch)	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NO	horizontal			2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P353	M532	Querregeltransformatoren (PST) Twistetal	Anlage	TTG	HE				x	x	x	NO	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P355	M599	Netzverstärkung Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack	Leitung	50HzT	BB						x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		125	2030	
P358	M567a	Zweiter 380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Weida	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	NV	horizontal			2030	
P359	M571	Netzverstärkung Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung	50HzT	ST	60			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		37	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P360	M464	STATCOM Lauchstädt	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M464b	Erweiterung der Blindleistungskompensationsanlage UW Lauchstädt als Hybrid-STATCOM	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595a	STATCOM Weida	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595b1	STATCOM Röhrsdorf	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595b2	MSCDN Röhrsdorf	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595c1	STATCOM Ragow	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595c2	Erweiterung der Blindleistungskompensationsanlage UW Ragow als Hybrid-STATCOM	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
	M595d	STATCOM Siedenbrünzow	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P360	M595e	STATCOM Suchraum Gemeinden Brünzow/ Kemnitz	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595f	STATCOM Neuenhagen	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
	M595g	STATCOM Malchow	Anlage	50HzT	BE				x	x	x	NVA	horizontal			2030	
	M595h	STATCOM Remptendorf	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595i	STATCOM Streumen	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	NVA	horizontal			2030	
	M595j	Blindleistungskompensationsanlagen an Standorten der 50Hertz-Regelzone (Perspektivausbau bis 2030)	Anlage	50HzT					x	x	x	NA	horizontal			2025-2030	
	M595k	Blindleistungskompensationsanlagen an Standorten der 50Hertz-Regelzone (Perspektivausbau bis 2035)	Anlage	50HzT					x	x	x	NVA	horizontal			2030-2035	
	M685a	380-kV-Kompensationsspule Eula	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
	M685b	380-kV-Kompensationsspule Jessen/Nord	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
	M685c	380-kV-Kompensationsspule Pulgar	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
	M685d	380-kV-Kompensationsspule Altdöbern	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
	M685e	380-kV-Kompensationsspule Putlitz/Süd	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P360	M685f	380-kV-Kompensationsspulen Altentreptow/Süd	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
	M752	Erweiterung 1. MSCDN Altenfeld und Errichtung 2. MSCDN Altenfeld	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	NVA	horizontal			2025-2030	
P361	M470a	Zweite Einschleifung Großschwabhausen	Leitung	50HzT	TH				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		4	2030	
	M470c	Anlage Großschwabhausen	Anlage	50HzT	TH				x	x	x	NV	horizontal			2030	
P362	M452b	380-kV-Anlage	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	NA	horizontal			2030	
	M452c	Leitungsanschluss	Leitung	50HzT	SN				x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	2		2030	
P365	M583	Netzbooster Pilotanlage Audorf/Süd – Ottenhofen	Anlage	TTG	SH, BY				x	x	x	NO	horizontal			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P400	M590a	MSCDN Klixbüll/Süd	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590b	MSCDN Grohnde	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590d	MSCDN Heide/West	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590e	MSCDN Audorf/Süd	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590g	MSCDN Dipperz	Anlage	TTG	HE				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590h	MSCDN Würgau	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590j	MSCDN Simbach	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P400	M590k	MSCDN Pirach	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M590l	MSCDN Handewitt	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591a	Spule Klixbüll/Süd	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591e	Spule Hattorf	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591f	Spulen Landesbergen	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591l	Spule Schwandorf	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NV	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M591m	Spule Irsching	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592a	STATCOM Landesbergen	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592b	STATCOM Würgassen	Anlage	TTG	NW				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592c	STATCOM Bechterdissen	Anlage	TTG	NW				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592d	STATCOM Raitersaich	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592e	STATCOM Würgau	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592f	STATCOM Ottenhofen	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592g	STATCOM Sittling	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P400	M592h	STATCOM Dipperz	Anlage	TTG	HE				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592i	STATCOM Stadorf	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592j	STATCOM Gießen/Nord	Anlage	TTG	HE				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592k	STATCOM Wahle	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592l	STATCOM Elsfleth/West	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592m	rot. Phasenschieber Mehrum	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592n	rot. Phasenschieber Großkrotzenburg	Anlage	TTG	HE				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592o	rot. Phasenschieber Etzenricht	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592p	rot. Phasenschieber Oberbachern	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592q	rot. Phasenschieber Pleinting	Anlage	TTG	BY				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592r	rot. Phasen schieber Mehringen	Anlage	TTG	NI				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592s	rot. Phasenschieber Lübeck/West	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M592t	rot. Phasenschieber Audorf/Süd	Anlage	TTG	SH				x	x	x	NA	horizontal			bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M593	TenneT Spulen 2035	Anlage	TTG					x	x	x	NA	horizontal			bis 2035	

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P400	M627	TenneT MSCDN 2035	Anlage	TTG					x	x	x	NA	horizontal			bis 2035	
	M628	TenneT STATCOM bzw. rot. Phasenschieber 2035	Anlage	TTG					x	x	x	NA	horizontal			bis 2035	
P402	M602	Westerkappeln – Gersteinwerk	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	126		2032/ 2033	
P403	M603	Hattingen – Linde	Leitung	AMP	NW	64			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		25	2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P406	M606	Aach – Bofferdange	Leitung	AMP	SL	71	x		x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		10	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P408	M621	Eiberg – Bochum	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		13	2035	
	M622	Bochum – Hattingen	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		11	2035	
	M744	Emscherbruch – Bochum/ Eiberg	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		33	2035	
P410	M624	Querregeltransformatoren (PST) in Enniger	Anlage	AMP	NW				x	x	x	NV	horizontal			2025	
P414	M414	hybridge (Hanekenfähr/ Öchtel)	Anlage	AMP	NI							NA	vertikal				
P428	M700	UW Kühmoos	Anlage	TNG	BW				x	x	x	NV	horizontal			2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P430	M646	Netzbooster Pilotanlage Kupferzell	Anlage	TNG	BW				x	x	x	NA	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P450	M582a	Anlage Osterburg	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	NA	horizontal, vertikal			2027	
	M582b	Leitungsanbindung Osterburg	Leitung	50HzT	ST	60			x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse		2	2027	

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P451	M678	Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West	Leitung	50HzT	BB, ST	60			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		64	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M681	Graustein – Bärwalde	Leitung	50HzT	BB, SN	62			x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		22	2022	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
P462	M689	Aachen – Netzerweiterung	Leitung	AMP	NW	75			x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		25,9	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P463	M690	Westliches Rheinland – Netzverstärkungen	Anlage	AMP					x	x	x	NV	vertikal			2023	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG, 4: Genehmigt oder im Bau, 5: Realisiert
P464	M691	SL – Saarwellingen – Netzerweiterung	Leitung	AMP	SL				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau, Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		8,3	2028	
P500	M737	Somborn – Aschaffenburg/neu – Urberach	Leitung	AMP, TTG	BY, HE				x	x	x	NVA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	30		2035	
P501	M740	Gersteinwerk – Lippe – Mengede	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		34	2035	
P502	M741	Walsum – Beeck	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		8,5	2027/ 2028	
P503	M742	Niederrhein – Walsum	Leitung	AMP	NW				x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		26,6	2035	
P504	M743	Sechtem – Weissenthurm	Leitung	AMP	NW, RP				x	x	x	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung		77	2030	
P526	M311a	Anlage Beetzsee/ Nord	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NA	horizontal			2024	
	M311c	Anlage Beetzsee/ Nord mit Doppeleinschleifung	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NA	horizontal			2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2021	TYNDP	PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									A 2035	B 2035	C 2035			Ausbau	Bestand		
P526	M526a	Netzkuppeltransformatoren Beetzsee/Nord	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NA	horizontal			2030-2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P527	M527a	380-kV-Anlage Hennigsdorf	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NVA	horizontal			2030	
	M527b	Netzkuppeltransformatoren Hennigsdorf	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NVA	horizontal			2030	
P528	M745	Umspannwerk im Raum Leuna/Merseburg/Weißenfels	Anlage	50HzT	ST				x	x	x	NA	vertikal			2030	
P529	M599a	Erweiterung Anlage Malchow	Anlage	50HzT	BE				x	x	x	NV	horizontal			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P530	M713	Anlage Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz	Anlage	50HzT	MV				x	x	x	NA	horizontal			2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P531	M531a	Thyrow – Berlin/Südost	Leitung	50HzT	BE				x	x	x	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau		25	2030-2035	
	M531b	Anlage Berlin/Südost	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NV	horizontal			2030-2035	
	M531c	Anlage Thyrow	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NV	horizontal			2025-2030	
	M532a	Mitte – Lichterfelde – Mahlow	Leitung	50HzT	BE, BB				x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	20		2030-2035	
	M532b	Anlage Lichterfelde	Anlage	50HzT	BE				x	x	x	NA	vertikal			2030-2035	
	M532c	Anlage Mahlow	Anlage	50HzT	BB				x	x	x	NA	vertikal			2030-2035	
	M533a	Malchow – Moabit – Reuter	Leitung	50HzT	BE				x	x	x	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	18		2030-2035	
	M533b	Anlage Moabit	Anlage	50HzT	BE				x	x	x	NA	vertikal			2030-2035	
P532	M536a	Neubau Anlage Streumen	Anlage	50HzT	SN				x	x	x	NV	horizontal			2030	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (2019)

Tabelle 32: Realisierte Maßnahmen des NEP 2030 (2019)

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-P64	Combined Grid Solution (CGS)	Leitung	MV	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 29	8		2020	5: Realisiert
	Konverter CGS	Anlage	MV	NA	horizontal	x	x	BBP Nr. 29			2020	5: Realisiert
50HzT-P127	2. MSCDN Vieselbach	Anlage	TH	NV	horizontal						2021	5: Realisiert
50HzT-P127-17	1. MSCDN Vieselbach	Anlage	TH	NA	horizontal	x					2020/21	5: Realisiert
50HzT-P364	380/110-kV-Transformatoren Neuenhagen	Anlage	BB	NA	vertikal						2020	5: Realisiert
AMP-001	St. Hülfe	Anlage	NI	NA	vertikal			EnLAG Nr. 2			2021	5: Realisiert
AMP-010	Westerkappeln	Anlage	NW	NA	vertikal			EnLAG Nr. 16, 18			2016	5: Realisiert
	Lüstringen	Anlage	NI	NA	vertikal			EnLAG Nr. 16, 18			2019	5: Realisiert
AMP-018	Brauweiler – Sechtem	Leitung	NW	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			EnLAG Nr. 15		23	2022	5: Realisiert
AMP-P65	Oberzier – Bundesgrenze (BE)	Leitung (DC)	NW	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 30	40		2020	5: Realisiert
	Oberzier	Anlage	NW	NA	horizontal	x	x	BBP Nr. 30			2020	5: Realisiert
AMP-P74	Woringen / Lachen	Leitung	BY	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung	x				1	2019	5: Realisiert
AMP-P178	Schaltanlage Gütersloh	Anlage	NW	NV	horizontal						2025	5: Realisiert
TTG-005	Hamburg / Nord – Dollern (ohne Elbekreuzung)	Leitung	SH, NI	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	EnLAG Nr. 1		42	2019	5: Realisiert
	Audorf – Süd – Handewitt	Leitung	SH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	EnLAG Nr. 1		70	2020	5: Realisiert
	Elbekreuzung	Leitung	SH, NI	NV	Änderung oder Erweiterung einer Leitung: Zu- oder Umbeseilung			EnLAG Nr. 1		3	2019	5: Realisiert
	Handewitt / Grenze DE / DK	Leitung	SH	NV	Errichtung einer Leitung: Ersatzneubau	x	x	EnLAG Nr. 1		10	2020	5: Realisiert

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP	PCI	EnLAG/ BBP	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-P25	Süderdonn – Heide/West	Leitung	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 8	23		2019	5: Realisiert
	Umspannwerk Heide/West	Anlage	SH	NA	vertikal	x	x	BBP Nr. 8			2019	5: Realisiert
TTG-P56	2. Dreibei Brunsbüttel	Anlage	SH	NV	horizontal						2018	5: Realisiert
TTG-P66	Umspannwerk Fedderwarden	Anlage	SH	NA	vertikal						2020	5: Realisiert
TTG-P68	Deutschland – Norwegen (NordLink): onshore	Leitung [DC]	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 33	54		2021	5: Realisiert
	Deutschland – Norwegen (NordLink): offshore bis zur AWZ-Grenze	Leitung [DC]	SH	NA	Errichtung einer Leitung: Neubau in neuer Trasse	x	x	BBP Nr. 33	154		2020	5: Realisiert
	Konverter Wilster/West	Anlage	SH	NA	horizontal	x	x	BBP Nr. 33			2020	5: Realisiert
	Schaltanlage Wilster/ West	Anlage	SH	NV	horizontal						2020	5: Realisiert
TTG-P114	Schaltanlage Krümmel	Anlage	SH	NV	horizontal						2020	5: Realisiert
TTG-P155	Schaltanlage Elsfleth/West	Anlage	NI	NA	horizontal						2019	5: Realisiert
TTG-P178	Schaltanlage Bechterdissen	Anlage	NW	NV	horizontal						2020	5: Realisiert

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.4 Übersichten der im Flächenentwicklungsplan und Netzentwicklungsplan identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Die ÜNB informieren im NEP über den Stand der Umsetzung der Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen. Gemäß den Vorgaben in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 4 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sind die Angaben zum Stand der Umsetzung des vorhergehenden NEP verpflichtender Bestandteil des NEP (siehe Tabelle 33) unter Berücksichtigung des aktuellen Verfahrensstandes des Flächenentwicklungsplans (FEP).

Darüber hinaus werden alle Offshore-Netzanbindungssysteme des Zubaunetzes und deren Bedarf in den jeweiligen Szenarien dargestellt (siehe Tabelle 34). Die Offshore-Netzanbindungsprojekte, die auf der Rechtslage vor dem 28.12.2012 basieren, sind allesamt in Betrieb und im Start-Offshorenetz enthalten (siehe Tabellen 9 und 10 im Kapitel 3.2.2).

Die für die einzelnen Maßnahmen angegebenen Termine für den „Beginn der Umsetzung" und den „geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung" beziehen sich ausschließlich auf die Phase der Errichtungszeit eines AC- bzw. DC-Netzanbindungssystems. Die Phasen der Planungs- und Zulassungszeiten sind hierin nicht inkludiert (siehe auch Kapitel 3).

Der Stand der Umsetzung einer Offshore-Netzanbindungsmaßnahme wird mithilfe der folgenden Kategorien berichtet:

- keine Angabe = noch keine Aktivitäten,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: Genehmigungsverfahren begonnen,
- 3: Projekt befindet sich im Vergabeprozess (Beginn der Umsetzung = Vergabe),
- 4: Maßnahme befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau,
- 5: Maßnahme wurde realisiert.

Die Abweichungen zur Kategorisierung der Onshore-Maßnahmen (siehe Einleitung von Kapitel 6) erfolgt aufgrund von Besonderheiten bei der Umsetzung von Offshore-Vorhaben insbesondere gemäß § 17d Abs. 2 EnWG.

Tabelle 33: Stand der Umsetzung von Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen (Maßnahmen basierend auf bestätigtem NEP 2030 (2019))

		gültige Bestätigung			Stand erster Entwurf NEP 2035 (2021) Szenario B 2035		
Projekt	**Bezeichnung des Projekts**	**maßgebliche Bestätigung***	**Netzverknüpfungspunkt**	**Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung**	**Netzverknüpfungspunkt**	**Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung**	**Stand der Umsetzung**
NOR-1-1	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DolWin5)	O-NEP 2025	Halbemond oder Emden/Ost	2019/2024	Emden/Ost	2019/2024	4
NOR-3-2	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin4)	O-NEP 2030 (2019)	Hanekenfähr	2023/2028	Hanekenfähr	2022/Q3 2028	2
NOR-3-3	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6)	O-NEP 2025	Emden/Ost	2017/2023	Emden/Ost	2017/2023	4
NOR-6-3	HGÜ-Verbidung NOR-6-3 (BorWin4)	O-NEP 2030 (2019)	Hanekenfähr	2024/2029	Hanekenfähr	2022/Q3 2029	2
NOR-7-1	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	O-NEP 2025	Cloppenburg	2025/2030	Garrel/Ost	2020/2025	4

Projekt	Bezeichnung des Projekts	gültige Bestätigung			Stand erster Entwurf NEP 2035 (2021) Szenario B 2035		Stand der Umsetzung
		maßgebliche Bestätigung*	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt	Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung	
NOR-7-2	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	O-NEP 2030 (2019)	Büttel	2022/2027	Büttel	2022/Q4 2027	3
NOR-9-1	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	NEP 2030 (2019)	Unterweser	2024/2029	Unterweser	2024/Q3 2029	1
NOR-10-1	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	NEP 2030 (2019)	Unterweser	2025/2030	Unterweser	2025/Q3 2030	1
NOR-12-1**	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	NEP 2030 (2019)	Wilhelmshaven 2	2025/2030	Wilhelms-haven 2	2025/Q3 2030	1
OST-1-1	AC-Verbindung OST-1-1 (Ostwind 1)	O-NEP 2013	Lubmin	2014/2017	Lubmin	2014/2018	5
OST-1-2	AC-Verbindung OST-1-2 (Ostwind 1)	O-NEP 2013	Lubmin	2014/2017	Lubmin	2014/2019	5
OST-1-3	AC-Verbindung OST-1-3 (Ostwind 1)	O-NEP 2013	Lubmin	2015/2018	Lubmin	2014/2019	5
OST-2-1	AC-Verbindung OST-2-1 (Ostwind 2)	O-NEP 2030 (2017)	Lubmin	2018/2021	Lubmin	2018/2023	4
OST-2-2	AC-Verbindung OST-2-2 (Ostwind 2)	O-NEP 2030 (2017)	Lubmin	2018/2021	Lubmin	2018/2023	4
OST-2-3	AC-Verbindung OST-2-3 (Ostwind 2)	O-NEP 2030 (2017)	Lubmin	2018/2022	Lubmin	2018/2024	4

* Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP)

** Anstelle des im NEP 2030 (2019) unter Vorbehalt bestätigten Netzanbindungssystems NOR-12-1 wird für die Erreichung des Offshore-Ausbauziels von 20 GW in 2030 das Netzanbindungssystem NOR-9-2 im Flächenentwicklungsplan 2020 vorgesehen. Das Netzanbindungssystem NOR-9-2 wird in 2030 mit NVP Wilhelmshaven 2 realisiert.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 34: Übersicht Zubau-Offshorenetz *

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)			
						A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
NOR-3-2	M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DolWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	ca. 220	900	2022 / Q3 2028	2022 / Q3 2028	2022 / Q3 2028	2022 / Q3 2028
NOR-6-3	M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	ca. 283	900	2022 / Q3 2029	2022 / Q3 2029	2022 / Q3 2029	2022 / Q3 2029
NOR-7-2	M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel (TenneT)	ca. 235	930	2022 / Q4 2027	2022 / Q4 2027	2022 / Q4 2027	2022 / Q4 2027
NOR-9-1	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Unterweser (TenneT)	ca. 270	2.000	2024 / Q3 2029	2024 / Q3 2029	2024 / Q3 2029	2024 / Q3 2029
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 250	2.000	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030
NOR-10-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	Unterweser (TenneT)	ca. 270	2.000	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030
NOR-11-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Suchraum Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln (Amprion)	ca. 370	2.000	2027 bzw. 2028 / 2032 bzw. 2033 **	2027 bzw. 2028 / 2032 bzw. 2033 **	2027 bzw. 2028 / 2032 bzw. 2033 **	2027 bzw. 2028 / 2032 bzw. 2033 **
NOR-11-2 bzw. NOR-12-1 ***	M242	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Wehrendorf (Amprion)	ca. 390	2.000	2026 / 2031 **	2026 / 2031 **	2026 / 2031 **	2026 / 2031 **
NOR-12-1 bzw. NOR-11-2 ***	M243	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Suchraum Zensenbusch (Amprion)	ca. 470	2.000	2030 / 2035 **	2030 / 2035 **	2030 / 2035 **	2030 / 2035 **
NOR-12-2 bzw. NOR-13-1 ***	M233	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Rastede (TenneT)	ca. 275	2.000	2029 / 2034 **	2029 / 2034 **	2029 / 2034 **	2029 / 2034 **
NOR-13-1 bzw. NOR-12-2 ***	M43	HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin5)	Heide / West (TenneT)	ca. 295	2.000		2027 bzw. 2028 / 2032 bzw. 2033 **	2027 bzw. 2028 / 2032 bzw. 2033 **	2027 bzw. 2028 / 2032 bzw. 2033 **
NOR-x-1 (Zone 4)	M248	HGÜ-Verbindung NOR-x-1 (Zone 4)	Rastede (TenneT)	ca. 350	2.000			2030 / 2035 **	2031 / 2036 **
NOR-x-2 (Zone 4)	M246	HGÜ-Verbindung NOR-x-2 (Zone 4)	Rommerskirchen (Amprion)	ca. 650	2.000				2032 / 2037 **
NOR-x-3 (Zone 4)	M249	HGÜ-Verbindung NOR-x-3 (Zone 4)	Heide / West (TenneT)	ca. 310	2.000				2033 / 2038 **
NOR-x-4 (Zone 4)	M247	HGÜ-Verbindung NOR-x-4 (Zone 4)	Oberzier (Amprion)	ca. 675	2.000				2034 / 2039 **
NOR-x-5 (Zone 4)	M250	HGÜ-Verbindung NOR-x-5 (Zone 4)	Rastede (TenneT)	ca. 350	2.000				2035 / 2040 **
OST-1-4	M73	AC-Verbindung OST-1-4 (Ostwind 3)	Suchraum Gemeinden Brünzow / Kemnitz (50Hertz)	ca. 105	300	2022 / 2026	2022 / 2026	2022 / 2026	2022 / 2026
OST-7-1	M85	AC-Verbindung OST-7-1 (Testfeld)	Suchraum Gemeinde Papendorf (50Hertz)	ca. 40	300	----/----****	----/----****	----/----****	----/----****

* Projekte über 20 GW sind hellblau hinterlegt

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

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

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber