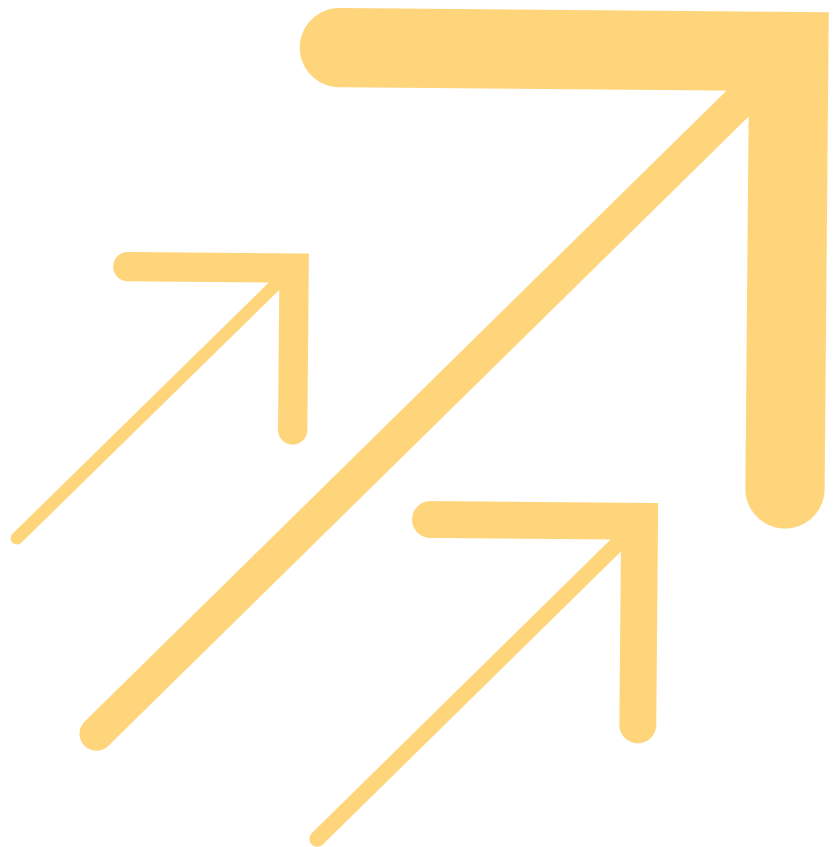


4 NETZANALYSEN



4 NETZANALYSEN

4.1 Methodik der Netzanalyse

4.1.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben für ihre Netzausbauplanung gemeinsame Grundsätze festgelegt („Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“). Sie sind auf den Websites von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sowie auf der Seite www.netzentwicklungsplan.de/ZUY veröffentlicht. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030. 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). Diese Berechnungen haben die Überprüfung der Einhaltung der Beurteilungskriterien zur Gewährleistung der Netzsicherheit für jede Stunde des Jahres als Ziel. Sie 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. Diese Berechnungen, die auf den Netzanalysen aufbauen, waren zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des ersten Entwurfs des NEP 2030 noch nicht abgeschlossen und werden in den zweiten Entwurf integriert.

Damit den Anforderungen an einen sicheren und effizienten Netzbetrieb bei unterschiedlichen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Rechnung getragen wird, werden im NEP 2030 in jedem Szenario für alle 8.760 Netznutzungsfälle des Jahres 2030 sowie 2035 Leistungsflussberechnungen durchgeführt. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen basieren auf den vorangegangenen Marktsimulationen (siehe Kapitel 3) und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben.

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 2030 und damit aufgabengemäß grundsätzlich nicht berücksichtigt. Anders verhält sich dies mit der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Szenariorahmen 2030 vorgegebenen Spitzenkappung für EE-Anlagen. Diese wird von den ÜNB gemäß den zwischenzeitlich im Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b Abs. 1 S. 3 i.V.m. § 11 Abs. 2 EnWG) verankerten Vorgaben bereits vor der Marktsimulation umgesetzt (siehe Kapitel 2.3.4). 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 3).



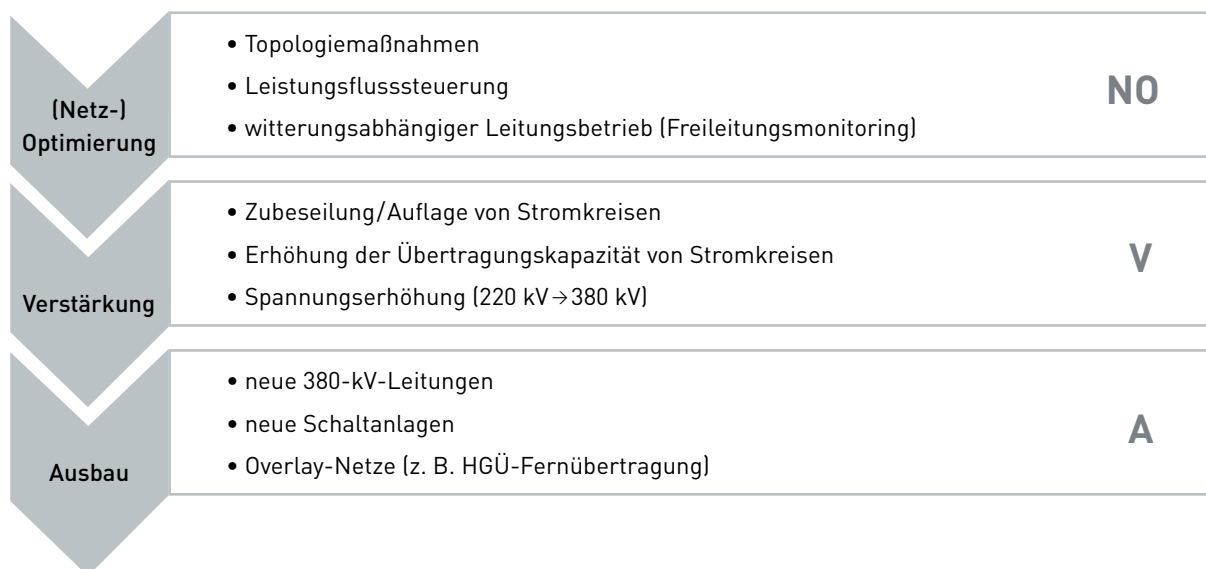
4.1.2 Das NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet **Netzo**ptimierung vor Netz**ver**stärkung 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 Leitungsbetrieb, häufig auch als Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet, sowie die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTL) untersucht. Auch die aktiven Elemente im Übertragungsnetz zur Leistungsflusssteuerung, wie z. B. Querregeltransformatoren in Deutschland und zu den Nachbarländern und zukünftig die steuerbaren Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindung), stellen weitere Optimierungsmöglichkeiten dar.

Das Freileitungsmonitoring wurde bei der Netzberechnung auf Stromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird aufgrund der Kühlung der Leiterseile durch den Wind bei Mittel- oder Starkwindszenarien für jede dieser Stunden eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Stromkreisen zugelassen. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUG sowie in den gemeinsamen Planungsgrundsätzen der ÜNB unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUY.

Auf den Leitungsabschnitten, bei denen ein Einsatz aufgrund der Statik der Masten möglich ist, kann die Nutzung von HTL 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. BImSchV)) nicht möglich sein oder nicht ausreichend sein, um die erforderliche Übertragungsaufgabe zu erfüllen, dann werden in einem zweiten Schritt im Rahmen der Netzverstärkung weitere Optionen geprüft. Dazu gehören die Auflage von zusätzlichen Stromkreisen oder eine Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV, die in der Regel einen Neubau in bestehender Trasse bedeutet. Ein Leitungsneubau in neuer Trasse wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft wurden.

Abbildung 31: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.1.3 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 an ihre Grenzen.

Im Gegenzug dazu ist der Einsatz der Hochspannungs-Gleichstromübertragungs-Technologie (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 ein reines Drehstromnetz geplant werden, um solche weiträumigen Transportaufgaben zu übernehmen, wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig.

Die HGÜ-Verbindungen haben eine hohe energiewirtschaftliche Bedeutung, da sie die neuen Erzeugungszentren im Norden und die für eine Übergangszeit nötige, gesicherte konventionelle Erzeugung in West- und Ostdeutschland mit den Verbrauchszentren im Süden 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 Kernkraftwerke angeschlossen sind. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren. Sie haben einen volkswirtschaftlichen Nutzen, da sie Engpässe vermeiden, die entstehen, wenn günstige Erzeuger mit niedrigen variablen Kosten einspeisen. Damit stärken sie den deutschen Strommarkt und gewährleisten die Wahrung einer gemeinsamen, effizienten Preiszone.

Die Gleichstromleitungen 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 aktives Netzelement 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 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, die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands sowie die heutigen und zukünftigen Pumpspeicher in der Alpenregion zusammenführt. Die HGÜ-Verbindungen ermöglichen Einspeise- und Abgabepunkte sowohl in Norddeutschland als auch in Süddeutschland.

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 Übertragungsnetzbetreibern als Grundlage für den Netzbetrieb beschafft werden. Die Kosten hierfür werden von den Netznutzern über die Netzentgelte getragen.
- 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.

Günstiges Betriebsverhalten

- Die über eine HGÜ-Übertragungsstrecke 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.

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 die DC-Verbindungen DC1, DC3, DC4 und DC5 nach § 2 Abs. 5 Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) i.V.m. § 3 Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) hat große Auswirkungen auf die Kosten der jeweiligen Vorhaben. Die Gesamtkosten werden abhängig vom Verkabelungsgrad der DC-Verbindungen ermittelt. Neben der Vollverkabelung (100 %) wird ein Verkabelungsgrad von 75 % angenommen, um mögliche abweichende Ergebnisse der Genehmigungsverfahren abzubilden. Diese sind in Kapitel 4.2.6 in Tabelle 12 dargestellt. Für AC-Verbindungen wurde in der Regel eine Realisierung als Freileitung angenommen.
- Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel im Vergleich zur Freileitung bei DC-Verbindungen sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen. Für die in diesem Bericht vorgenommene Abschätzung der Kosten für DC-Erdkabel wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Schätzkosten in Höhe von 4 Mio. €/km für 1 x 2 GW DC und von 8 Mio. €/km für 2 x 2 GW DC unterstellt. Diese Kostenansätze basieren auf Erfahrungen der ÜNB mit ersten AC-Teilerdverkabelungsprojekten sowie mit DC-Erdkabeln auf niedrigeren Spannungsebenen wie z. B. bei landseitigen Offshore-Anschlüssen und Seekabeln.
- Im Gegensatz zu DC ist bei AC lediglich in einer beschränkten Anzahl von Pilotprojekten bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen auf technisch-wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten eine Erdverkabelung möglich. Die konkrete Entscheidung, ob und auf welchen Abschnitten dieser Pilotprojekte Erdkabel verlegt werden, ist Bestandteil nachgelagerter Genehmigungsverfahren. Aus diesen Gründen wird, wie auch in vorherigen NEP, auf eine Abschätzung und Berücksichtigung möglicher Mehrkosten von Erdkabeln in den AC-Pilotprojekten verzichtet.

4.1.4 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der NEP muss gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 und Abs. 4 EnWG eine Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten von Netzausbaumaßnahmen sowie eine zusammenfassende Erklärung enthalten, 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 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (DC) entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich in Kapitel 5 des NEP 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUM.

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 2030 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.

Darüber hinaus sind anderweitige Planungsmöglichkeiten im NEP 2030 auch dadurch dargestellt, dass ausgehend von drei verschiedenen genehmigten Szenarien für das Jahr 2030 nach § 12a EnWG drei unterschiedliche Ergebnisnetze berechnet und einander gegenübergestellt werden, sogenannte Gesamtplanalternativen. Die Netzanalysen des Szenarios für das Jahr 2035 dienen dem Nachweis der Nachhaltigkeit von Maßnahmen.

4.2 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.

Die Vorgehensweise zur Ermittlung der Längen von DC-Verbindungen wird auf der Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUQ erläutert.

4.2.1 Startnetz

Das Startnetz enthält neben dem bestehenden Netz (Ist-Netz) auch in der Umsetzung befindliche Maßnahmen, die als verbindlich anzusehen sind, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber (Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)) bestätigt wurde. Andere Maßnahmen leiten sich aus gesetzlichen Verpflichtungen ab oder ergeben sich aufgrund größerer Infrastrukturprojekte (Autobahn- und Flughafenausbau o. ä.). Im Einzelnen besteht das Startnetz neben dem Ist-Netz (Stand 31.12.2016) aus den EnLAG-Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau) sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

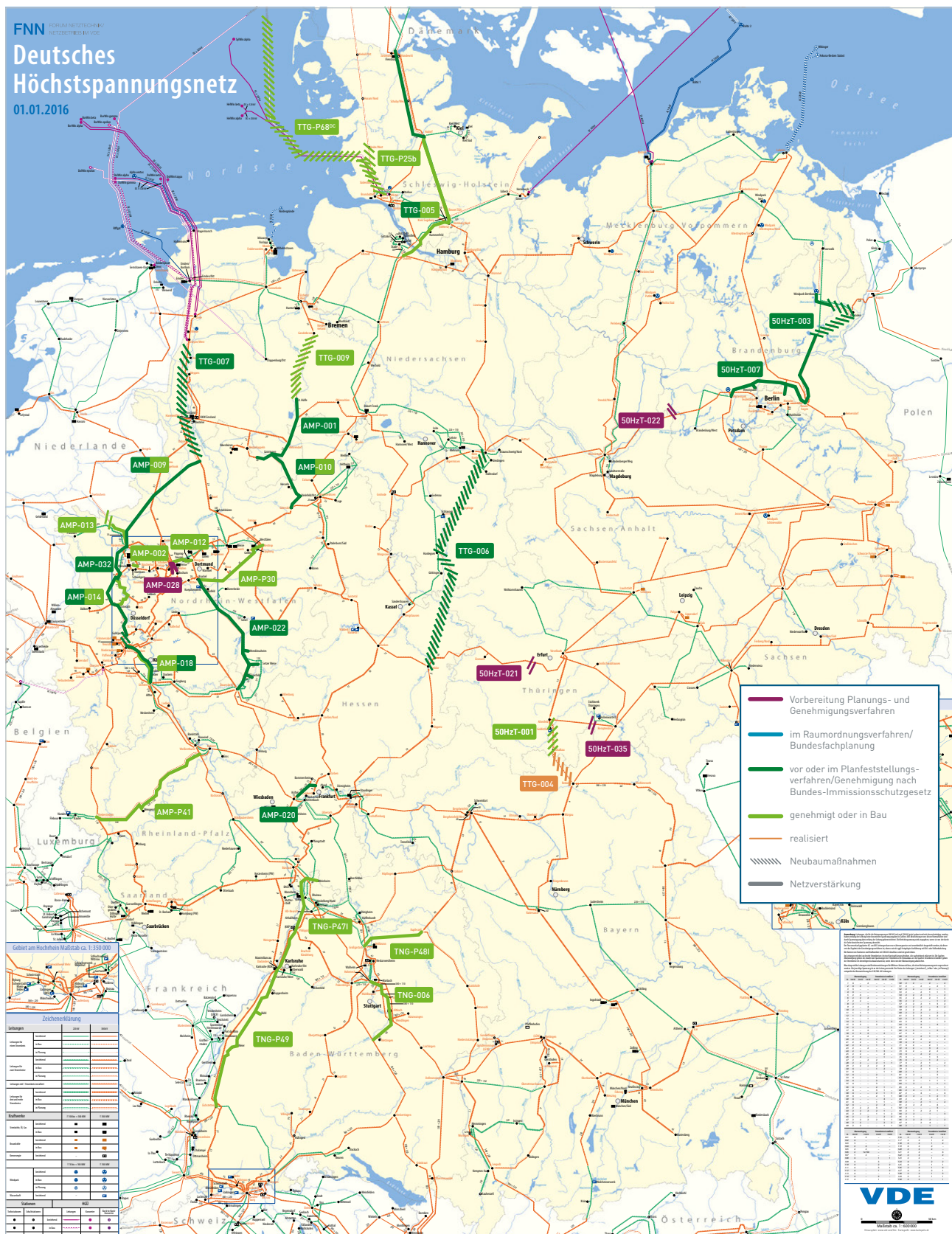
Der Umfang an AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt rund 1.400 km, davon rund 200 km Stromkreisaufgaben und knapp 1.200 km Neubau in bestehenden Trassen. Hinzu kommen rund 500 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse sowie rund 200 km für den Neubau eines DC-Seekabels und dessen landseitige Anbindung als DC-Erdkabel.

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 14 bis 17 in Kapitel 5 in ihrem derzeitigen Umsetzungsstand angegeben. Diese Tabellen enthalten alle Netzmaßnahmen des Startnetzes (Stand 31.12.2016). Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich auf rund 6 Mrd. €.

In nachfolgender Abbildung sind die Startnetzmaßnahmen in ihrem derzeitigen Umsetzungsstand grafisch dargestellt.



Abbildung 32: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz



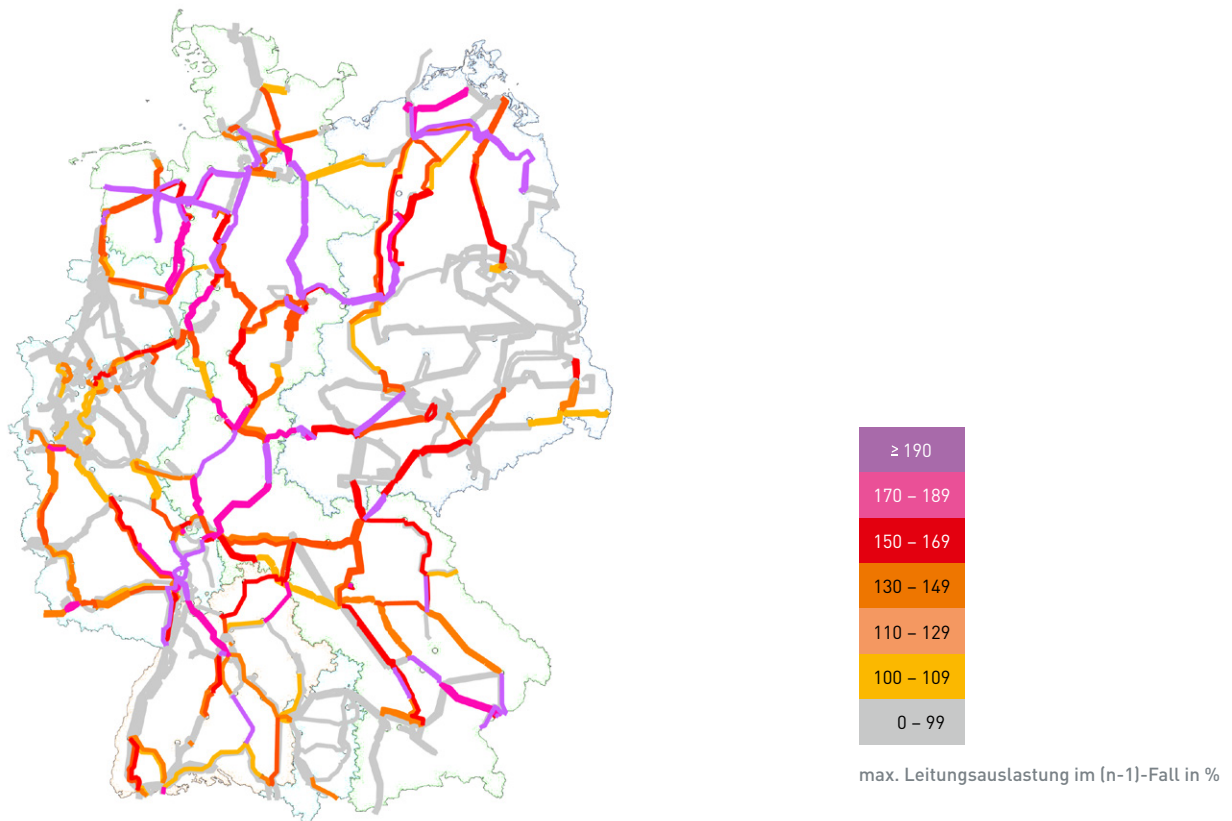
Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁰

10 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

4.2.2 Ergebnisse der Netzanalyse des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements

In der folgenden Abbildung sind die maximalen Auslastungen des Startnetzes über 100 %, die sich bei Umsetzung des Szenarios B 2030 ergeben, beispielhaft bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt.

Abbildung 33: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements eines gesamten Jahres im Startnetz



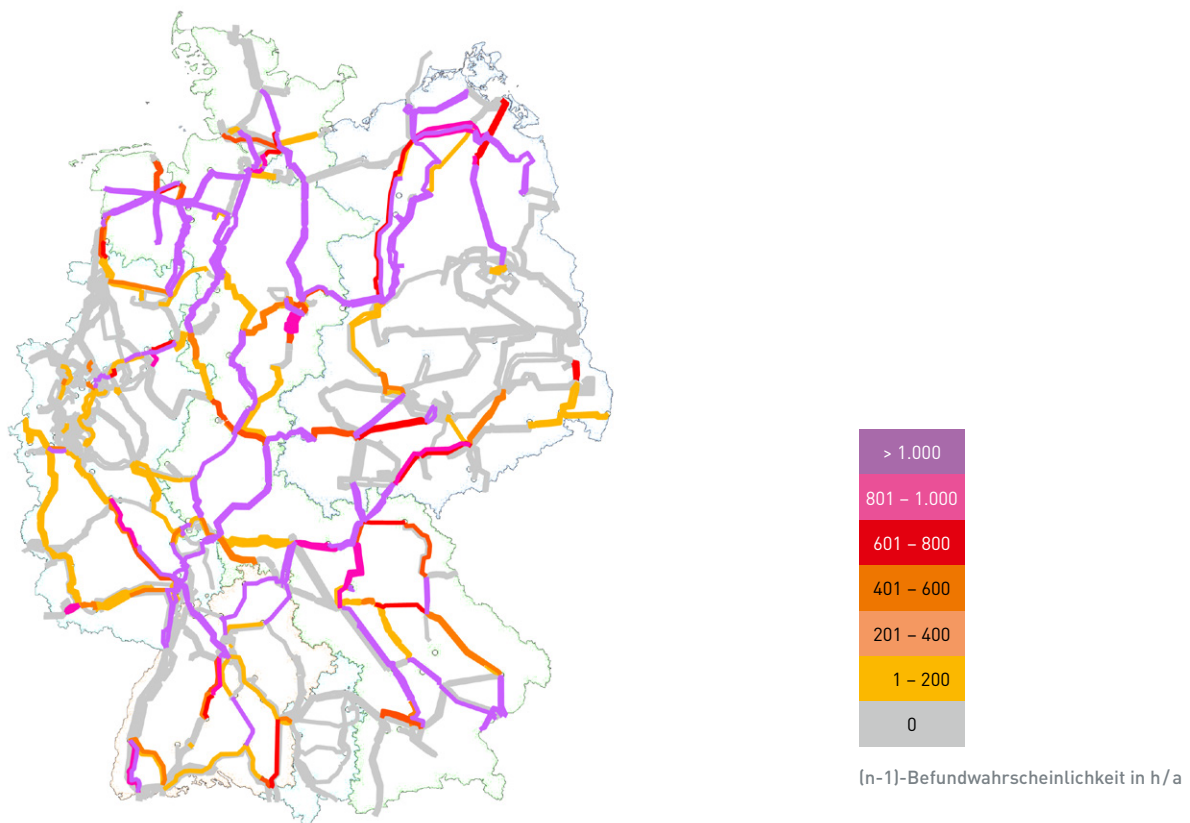
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung zeigt im Startnetz 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 Versorgungssicherheit in der Regel nicht überschreiten. Auslastungen über 100 % können Folgeausfälle bzw. Versorgungsunterbrechungen verursachen. Die Abbildung weist mit den Netzausbaumaßnahmen des Startnetzes regionenübergreifende unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Die maximale Auslastung der Leitungen beträgt über 200 %.



In Abbildung 34 werden die Netznutzungsfälle in Stunden pro Jahr angegeben, in denen die maximale Auslastung der Leitungen über 100 % liegt.

Abbildung 34: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements im Startnetz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der Abbildung wird die Häufigkeit der unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements für den Netzausbauzustand Startnetz NEP 2030 abgebildet. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres 2030 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetzmaßnahmen 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 mehr als 3.000 Stunden – und damit mehr als ein Drittel des Jahres – betragen.

Die Abbildungen 33 und 34 zeigen eindrücklich, dass zusätzlich zum Startnetz des NEP 2030 weitere Maßnahmen notwendig sind. Durch einen weiteren bedarfsgerechten Netzausbau werden die in den Szenarien des NEP 2030 vorgegebenen Übertragungsaufgaben gelöst, um so die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können.

Fazit: Das Startnetz allein kann die Übertragungsaufgabe der im NEP 2030 untersuchten Szenarien nicht lösen.



4.2.3 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz

Die in den betrachteten Szenarien aus dem Genehmigungsdokument der Bundesnetzagentur zugrunde gelegte installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bildet eine Schnittstelle zum Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP). Die Auswahl des jeweiligen Netzverknüpfungspunktes (NVP) und des Suchraums für neue Netzverknüpfungspunkte erfolgt im NEP. Die Zuordnung von Offshore-Netzanbindungssystemen zu diesen Punkten unter räumlichen und zeitlichen Gesichtspunkten erfolgt im O-NEP. Bei der Auswahl der NVP sind im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte unter Anwendung des NOVA-Prinzips zu berücksichtigen:

- Die Aufnahmefähigkeit eines Netzverknüpfungspunktes muss hinsichtlich der Konfiguration der Schaltanlage sowie ausreichender Dimensionierung der abgehenden Leitungen ausgelegt sein.
- Die bereits vorhandene 380-kV-Netzinfrastruktur in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen 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 Netzverknüpfungspunkt 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 Netzverknüpfungspunkte aufzuteilen. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die einzelnen NVP ist der folgenden Tabelle 7 wie auch der Tabelle 4 im O-NEP zu entnehmen.

Tabelle 7: Übersicht über die im NEP angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW			Jahr der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes
			A 2030	B 2030 = C 2030	B 2035	
Schleswig-Holstein	Büttel	380	2.550	2.550	2.550	bereits in Betrieb
Schleswig-Holstein	Kreis Segeberg	380	–	–	900	2021
Niedersachsen	Cloppenburg	380	2.000	2.500	2.700	2024
Niedersachsen	Diele	380	1.200	1.200	1.200	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Dörpen/West	380	2.478	2.478	2.478	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Borßum	220	113	113	113	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Ost	380	2.700	2.700	2.700	2019
Niedersachsen	Wilhelmshaven 2	380	–	–	1.600	zeitgerechte Inbetriebnahme möglich
Niedersachsen	Inhausen	220	111	111	111	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hagermarsch	110	62	62	62	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Bentwisch	380	339	339	339	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lubmin	380	1.485	1.485	1.485	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	380	750	750	1.434	2027
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinden Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow	380	500	750	900	2029
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gemeinde Papendorf	380	–	–	400	2033



Um den Zusammenhang zwischen dem Netzausbau an Land und der Netzanbindung der Offshore-Windenergie aufzuzeigen, wird in den betreffenden Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP auf die korrespondierenden Projekte des O-NEP hingewiesen.

4.2.4 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz

Als Folge der Flexibilisierung des Betrachtungszeitraums weist der NEP 2030 einen deutlich weiter in die Zukunft gerichteten Zeithorizont für die betrachteten Szenarien auf als die vorherigen Netzentwicklungspläne. Insbesondere wegen des in diesem Zeitraum weiter voranschreitenden Zubaus erneuerbarer Energien infolge der Energiewende ergibt sich in den Szenarien des NEP 2030 ein erhöhter Übertragungsbedarf im Vergleich zum NEP 2014 oder zum NEP 2025.

Die ÜNB haben sich mit dem NEP für ein integriertes Gesamtkonzept entschieden, das die weitere Verstärkung des AC-Netzes mit dem Zubau leistungsflusssteuernder HGÜ-Verbindungen kombiniert. In Kapitel 4.1.3 werden die entsprechenden Vorteile erläutert. Kapitel 5 des NEP 2012 führt unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUM weitere Überlegungen und Abwägungen dazu aus.

Ausgehend vom Startnetz sowie den Maßnahmen des Bundesbedarfsplans (BBP) 2015 wurde in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 analysiert, inwieweit der darüber hinausgehende Übertragungsbedarf durch zusätzliche AC-Netzverstärkungen in Kombination mit leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen wie Serienkompensationsanlagen, Phasenschiebertransformatoren sowie HGÜ-Kurzkupplungen abgebildet werden kann. Die Netzanalysen zeigen, dass dies möglich ist und somit mit Blick auf das Zieljahr 2030 auf zusätzliche DC-Verbindungen über die im BBP 2015 enthaltenen Vorhaben hinaus verzichtet werden kann. Im Zuge der Netzanalysen des Langfristszenarios B 2035 zeigt sich allerdings, dass der für das Zieljahr 2030 eingeschlagene Weg einer Fokussierung auf AC-Netzverstärkungen fünf Jahre später an seine Grenzen stößt und für ein bedarfsgerechtes, effizientes Netz ergänzend der Zubau weiterer HGÜ-Verbindungen erforderlich ist.

In einer alternativen Betrachtung des Szenarios B 2030 haben die ÜNB über die im BBP 2015 enthaltenen Vorhaben hinaus DC-Verbindungen in Nord-Süd-Richtung in einem Umfang von mindestens 4 GW, jeweils hälftig im Osten und im Westen Deutschlands, in Kombination mit einem zusätzlichen AC-Ausbau als erforderlich identifiziert. Diese alternative Betrachtung wurde im NEP 2030 nicht weiterverfolgt.

Darüber hinaus haben die ÜNB in den NEP 2030 insgesamt fünf Ad-hoc-Maßnahmen integriert. Diese sind notwendig, um bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Engpässe im Netz zu reduzieren und damit Redispatch-Aufwand zu verringern. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen bezieht sich insbesondere auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Ad-hoc-Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan. Eine Beschreibung der Ad-hoc-Maßnahmen erfolgt in den Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP.

Vor dem Hintergrund des von den ÜNB im NEP 2030 eingeschlagenen Wegs steht die Nachhaltigkeit eines Teils der in den Szenarien ermittelten AC-Netzverstärkungen in Frage, wenn sich im Rahmen zukünftiger Netzentwicklungspläne nachhaltigere Lösungen für die Überbrückung von Transportbedarfen und für eine bessere überregionale Steuerbarkeit ergeben sollten. Darunter fällt grundsätzlich auch eine stärkere DC-Ausrichtung im deutschen Übertragungsnetz, deren Erfordernis sich mit Blick auf 2035 bereits zeigt. Aus diesem Grund wurden bestimmte AC-Netzverstärkungen, die im NEP 2030 erstmals bzw. zusätzlich zu bereits im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen identifiziert wurden und deren Nachhaltigkeit besonders fraglich ist, als sogenannte nicht vorschlagswürdige Maßnahmen gekennzeichnet.

Diese nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen sind in den Szenarien-Übersichtskarten in Kapitel 4.2.5 gesondert farblich gekennzeichnet. Die Kosten- und Mengenangaben in den Kapiteln 4.2.5 und 4.2.6 werden jeweils mit und ohne diese Maßnahmen ausgewiesen. Im Gegensatz zu den sonstigen Projekten und Maßnahmen wurde bei diesen Maßnahmen auf Projektsteckbriefe im Anhang zum NEP 2030 verzichtet. Da diese Maßnahmen für ein bedarfsgerechtes, weitgehend engpassfreies Netz gleichwohl erforderlich wären, werden sie in Tabelle 19 in Kapitel 5.2 gesondert ausgewiesen.



4.2.5 Szenarien

Wie in Kapitel 3 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 NEP 2030 wurden vier Szenarien analysiert, die in Kapitel 2 näher beschrieben werden.

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 teilweise erheblich überschreitet, während in Süddeutschland der Verbrauch durch lokale Erzeugung nicht gedeckt werden kann (siehe Kapitel 3). Insofern ergibt sich der Übertragungsbedarf ganz wesentlich aus der Entfernung zwischen Standorten der – zunehmend erneuerbaren – Erzeugung im Norden und Osten sowie dem Verbrauch im Süden Deutschlands.

Im NEP 2030 wird in den Szenarien der zusätzliche Bedarf an Transformatoren zwischen dem Höchst- und dem Hochspannungsnetz (380/110 kV) in Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern ermittelt. Da die Bundesnetzagentur derartige vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2030 nicht mehr als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zur Information in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_Punktmassnahmen.pdf zum NEP zusammengefasst.

Für die Verknüpfung von Verteiler- 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 Zubaunetz-Maßnahmen werden im Netzentwicklungsplan auf Basis von Standardkosten ermittelt und haben einen überschlägigen Charakter. Für die Startnetz-Maßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen. Die Gesamtkosten wurden abhängig vom Verkabelungsgrad der DC-Verbindungen¹¹ ermittelt.

Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt einschließlich der Kosten für das Startnetz in den Szenarien mit Blick auf 2030 bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen je nach Szenario insgesamt rund 34 bis 36 Mrd. €. Bei Annahme eines Verkabelungsanteils der DC-Verbindungen von 75 % (siehe Kapitel 4.1.3) liegt dieser Wert je nach Szenario zwischen 32 und 34 Mrd. € – und damit rund 2 Mrd. € niedriger. Die Gesamtkosten beinhalten neben den Kosten für Freileitungen auch die Kosten für Transformatoren, für Schaltfelder, für HGÜ-Konverter und zum Teil für Kompensationsanlagen, jedoch keine Mehrkosten einer Teil-Erdverkabelung der AC-Leitungen (siehe Kapitel 4.1.3).

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

¹¹ In den Szenarien unterstellt ist ein Erdkabelvorrang für die DC-Verbindungen DC1 sowie DC3-5. Wegen seines Sonderstatus als Pilotprojekt für eine gemeinsame Führung von AC und DC auf einem Mastgestänge ist DC2 hiervon ausgenommen. Das korrespondiert mit den Ende 2015 vorgenommenen Anpassungen des BBP.



Szenario A 2030

Tabelle 8: Kennzahlen Szenario A 2030

A 2030	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	54,2 GW	22,2 GW	116,5 TWh	52,6 TWh
offshore	14,3 GW	14,4 GW	61,6 TWh	61,6 TWh
Summe	68,5 GW	36,6 GW	178,1 TWh	114,2 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge	2.600 km	330 km
Übertragungskapazität	8 GW	

AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz)	DC/AC-Netz Verstärkung (inkl. Startnetz)
Länge	1.200 km
	7.600 km (davon rund 500 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen: 34 Mrd. € (davon rund 600 Mio. € für nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario A 2030 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im **BBP 2015** enthalten sind:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster/West – Bergheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5** **2 GW** Wolmirstedt – Isar

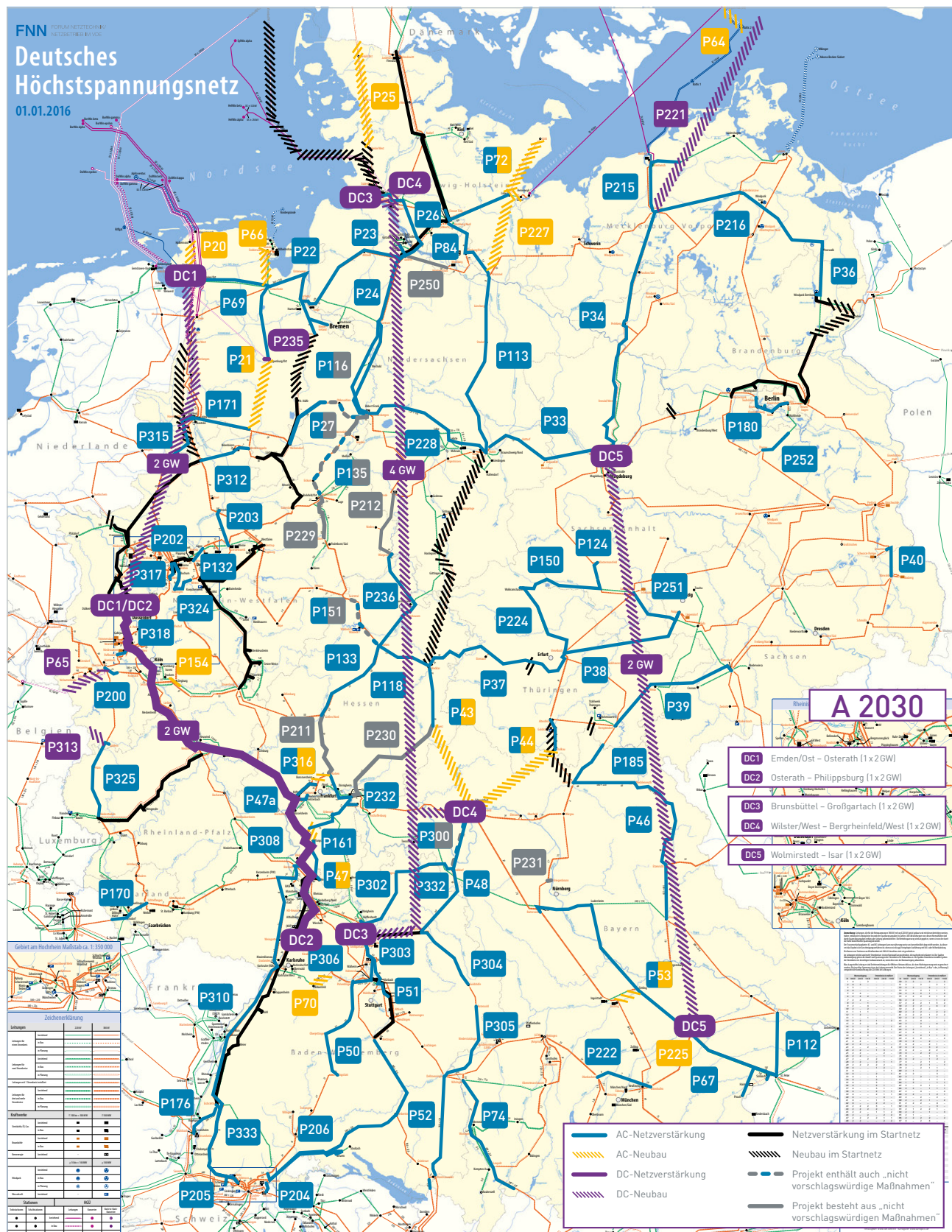
Darüber hinaus sind sämtliche **AC-Ausbaumaßnahmen** des **BBP 2015** sowie die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem **NEP 2014** im Szenario A 2030 notwendig.

Die Ergebnisse aus den abgeschlossenen Leistungsflussberechnungen des Szenarios A 2030 zeigen einen Netzausbaubedarf, der signifikant über die im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen sowie den Netzausbaubedarf des Szenarios A 2025 des NEP 2025 hinausgeht. Dies ist insbesondere auf die Veränderungen in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur durch die Änderung des Zieljahres von 2025 auf 2030 zurückzuführen.

In der folgenden Abbildung 35 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2030 dargestellt. In den Tabellen 18 und 19 in Kapitel 5 sind alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren Szenarien mit den Zieljahr 2030 aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 35: Szenario A 2030 / alle Leitungsprojekte

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹²

12 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B 2030

Tabelle 9: Kennzahlen Szenario B 2030

B 2030	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	58,5 GW	24,3 GW	125,3 TWh	56,1 TWh
offshore	15,0 GW	15,0 GW	64,8 TWh	64,8 TWh
Summe	73,5 GW	39,3 GW	190,1 TWh	120,9 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge	2.600 km	330 km
Übertragungskapazität	8 GW	

AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz)	DC/AC-Netz Verstärkung (inkl. Startnetz)
Länge	8.300 km (davon rund 650 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen: 35 Mrd. € (davon rund 900 Mio. € für nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario B 2030 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im **BBP 2015** enthalten sind:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster/West – Bergheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5** **2 GW** Wolmirstedt – Isar

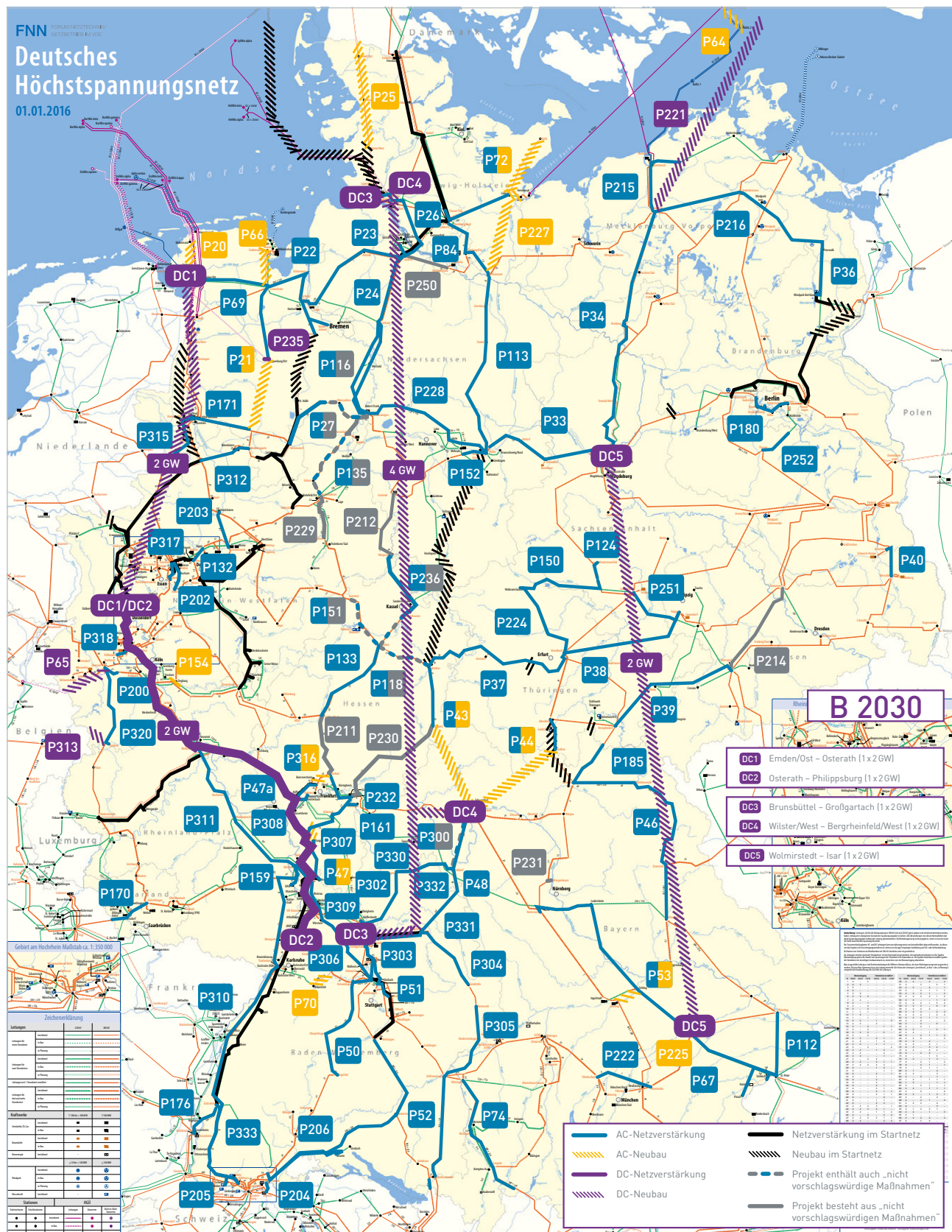
Darüber hinaus sind sämtliche **AC-Ausbaumaßnahmen** des **BBP 2015** sowie die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem **NEP 2014** auch im Szenario B 2030 notwendig.

Die Ergebnisse aus den abgeschlossenen Leistungsflussberechnungen des Szenarios B 2030 zeigen noch einmal einen gegenüber dem Szenario A 2030 anwachsenden Netzausbaubedarf. Dies ist auf den im weiter ansteigenden Zubau erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Erhöhung des Verbrauchs, der Sektorkopplung sowie weiterer Flexibilitäten zurückzuführen.

In der folgenden Abbildung 36 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2030 dargestellt. In den Tabellen 18 und 19 in Kapitel 5 sind alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren Szenarien mit den Zieljahr 2030 aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 36: Szenario B 2030/ alle Leitungsprojekte

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹³

¹³ Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario C 2030

Tabelle 10: Kennzahlen Szenario C 2030

C 2030	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	62,1 GW	25,9 GW	132,6 TWh	59,8 TWh
offshore	15,0 GW	15,0 GW	64,8 TWh	64,8 TWh
Summe	77,1 GW	40,9 GW	197,4 TWh	124,6 TWh

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		davon Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge	2.600 km	330 km
Übertragungskapazität	8 GW	

AC-Netz Neubau (inkl. Startnetz)	DC/AC-Netz Verstärkung (inkl. Startnetz)
Länge	1.200 km
	8.500 km (davon rund 800 km nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)

Investitionsvolumen inkl. Startnetz bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen: 36 Mrd. € (davon ca. 1,2 Mrd. € für nicht vorschlagswürdige Maßnahmen)
--

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario C 2030 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im **BBP 2015** enthalten sind:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster/West – Bergheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5** **2 GW** Wolmirstedt – Isar

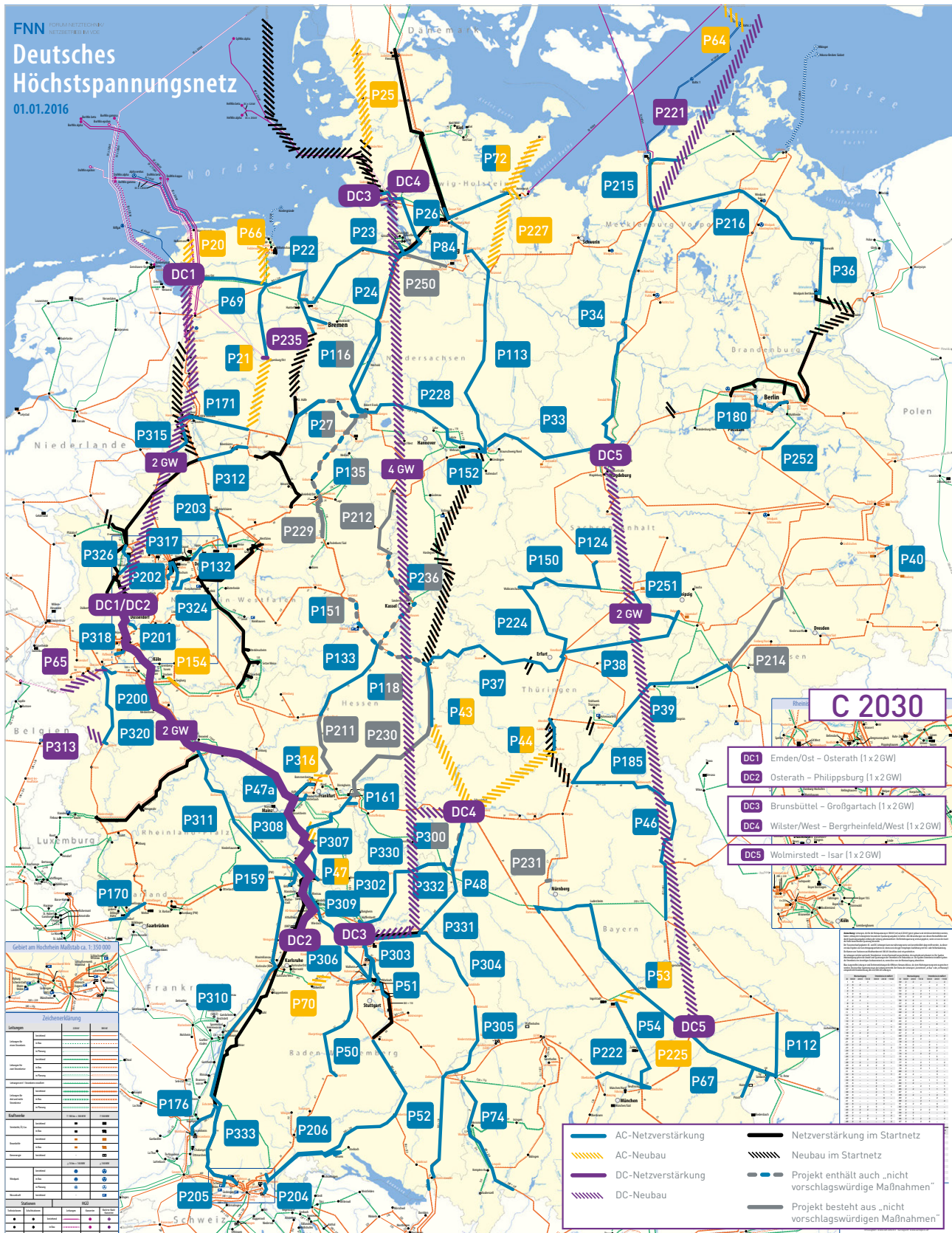
Darüber hinaus sind sämtliche **AC-Ausbaumaßnahmen** des **BBP 2015** sowie die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen aus dem **NEP 2014** auch im Szenario C 2025 notwendig.

Im Szenario C 2030 wurden im Vergleich zum Szenario B 2030 weitere AC-Maßnahmen identifiziert. Damit weist das Szenario C 2030 als Szenario mit dem höchsten Anteil von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien den größten Netzausbaubedarf aus. Gleichzeitig ist in diesem Szenario sowohl der Stromverbrauch als auch der Umfang an Sektorkopplung und weiteren Flexibilitäten am höchsten. Darüber hinaus reduziert sich in diesem Szenario die installierte konventionelle Kraftwerksleistung im Vergleich zum Szenario B 2030 um weitere 4,5 GW.

In der folgenden Abbildung 37 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario C 2030 dargestellt. In den Tabellen 18 und 19 in Kapitel 5 sind alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren Szenarien mit den Zieljahr 2030 aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 37: Szenario C 2030 / alle Leitungsprojekte

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁴

¹⁴ Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B 2035

Tabelle 11: Kennzahlen Szenario B 2035

B 2035	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	61,6 GW	25,8 GW	131,6 TWh	59,2 TWh
offshore	19,0 GW	19,0 GW	82,0 TWh	82,0 TWh
Summe	80,6 GW	53,0 GW	213,6 TWh	141,2 TWh

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Szenario B 2035 dient mit seinem um fünf Jahre verlängerten Zeithorizont in erster Linie der Nachhaltigkeitsprüfung. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Maßnahmen, die im Szenario B 2030 identifiziert wurden, auch im Szenario B 2035 erforderlich sind. Dies konnte für alle im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen sowie für einen Großteil der weiteren Maßnahmen des Szenarios B 2030 nachgewiesen werden.

Der großräumige Nord-Süd-Übertragungsbedarf steigt im Szenario B 2035 gegenüber dem Szenario B 2030 durch den voranschreitenden Ausbau erneuerbarer Energien weiter an. Der Szenariorahmen sieht für das Szenario B 2035 im Vergleich zu B 2030 z. B. einen weiteren Zubau von 4 GW Wind offshore 3,1 GW Wind onshore und eine Erhöhung der Handelskapazitäten mit den Nachbarstaaten vor (siehe Tabelle 5).

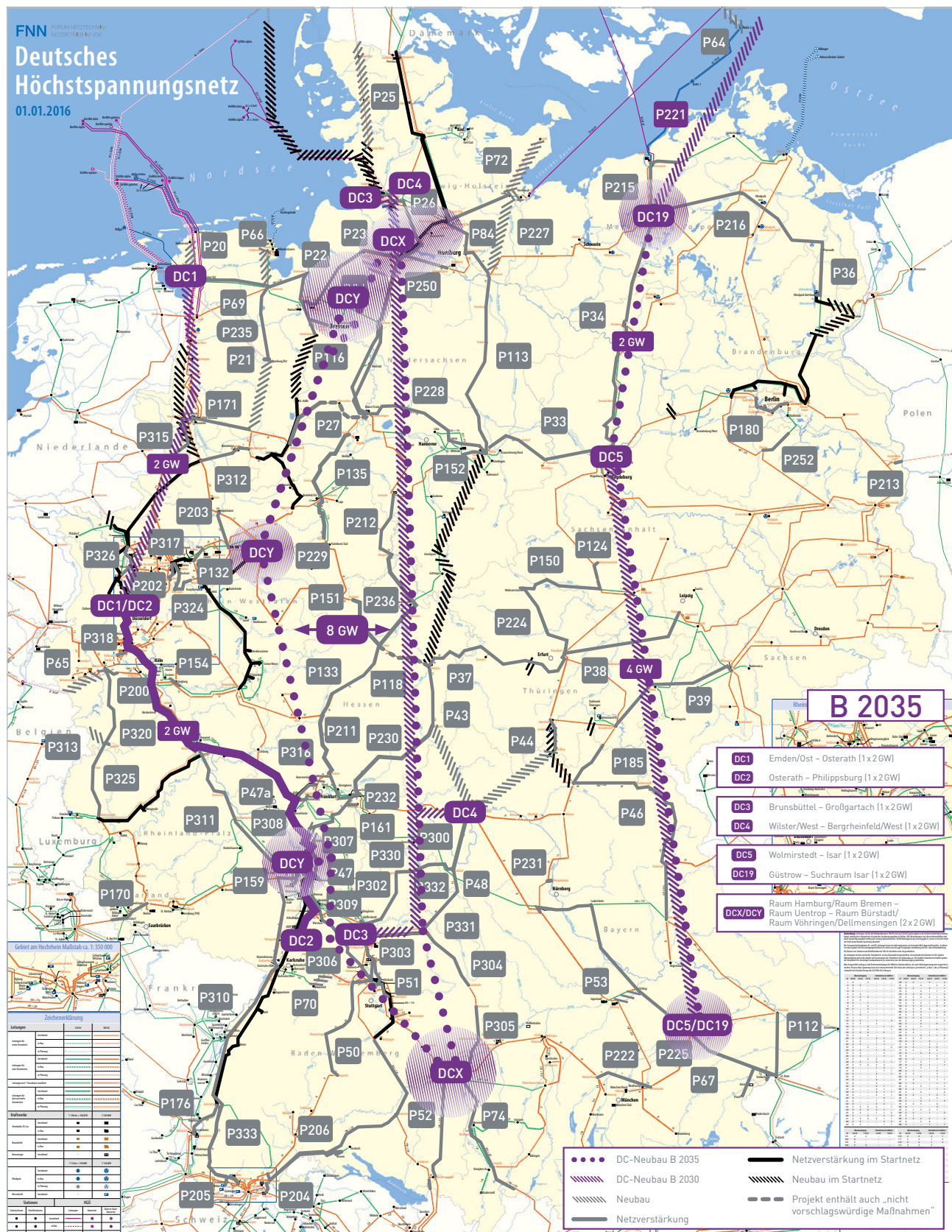
Dieser im Vergleich zu B 2030 steigende Übertragungsbedarf führt dazu, dass die in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 vorgenommene Fokussierung auf die Verstärkung des AC-Netzes sowie auf die leistungsflusssteuernden Punktmaßnahmen zusätzlich zu den im BBP 2015 enthaltenen AC- und DC-Maßnahmen an ihre Grenzen stößt. Daher sind im Szenario B 2035 im Vergleich zu B 2030 vor dem Hintergrund eines integrierten und effizienten Gesamtkonzepts neben weiteren AC-Maßnahmen zusätzliche DC-Verbindungen in einem Umfang von insgesamt 6 GW erforderlich. 2 GW dieser zusätzlichen DC-Übertragungskapazität sind im Osten zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Bayern erforderlich sowie 4 GW in einem westlichen Bereich von Schleswig-Holstein/Niedersachsen in Richtung Hessen sowie Baden Württemberg/Bayern mit einem Ein- und Ausspeisepunkt in Nordrhein-Westfalen. Die genaue Aufteilung der Projekte im westlichen Bereich wird aktuell noch untersucht, daher ist die Darstellung der Projekte in der Abbildung 38 bewusst etwas unscharf. Auf eine konkrete Darstellung der Projekte in Tabelle 18 in Kapitel 5.2 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang wird im ersten Entwurf des NEP 2030 verzichtet.

Die Netzberechnungen zeigen darüber hinaus, dass sich der großräumige Nord-Süd-Übertragungsbedarf im Szenario B 2035 dieses NEP gegenüber den Langfristszenarien vorheriger Netzentwicklungspläne – mit veränderten Annahmen insbesondere zum Zubau erneuerbarer Energien – verringert.

In den Tabellen 18 und 19 in Kapitel 5 sind alle Maßnahmen des Szenarios B 2035 aufgelistet, die sich auch in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 nachweisen lassen. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt. Die darüber hinausgehenden Maßnahmen des Szenarios B 2035 werden nicht ausgewiesen.



Abbildung 38: Szenario B 2035 / Darstellung der DC-Projekte

Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁵

15 Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2016). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

4.2.6 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 den Netzentwicklungsplan 2030 wurden in einem integrierten Gesamtkonzept zusätzlich zu den Maßnahmen des Startnetzes und den AC- sowie den DC-Maßnahmen des BBP 2015 jeweils für die Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 sowie für das vorrangig der Nachhaltigkeitsprüfung dienende Szenario B 2035 Maßnahmen zur Netzoptimierung, 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 Energieaustausch mit dem Ausland.

Mit diesem Netzentwicklungsplan wurde in allen Szenarien einschließlich des Langfristszenarios B 2035 die Notwendigkeit der Maßnahmen des BBP 2015 nachgewiesen. Mit ihnen allein ergibt sich jedoch in keinem Szenario ein engpass-freies Netz. Im folgenden Kapitel 5 werden alle für einen bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzausbau in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 erforderlichen Maßnahmen tabellarisch dargestellt.

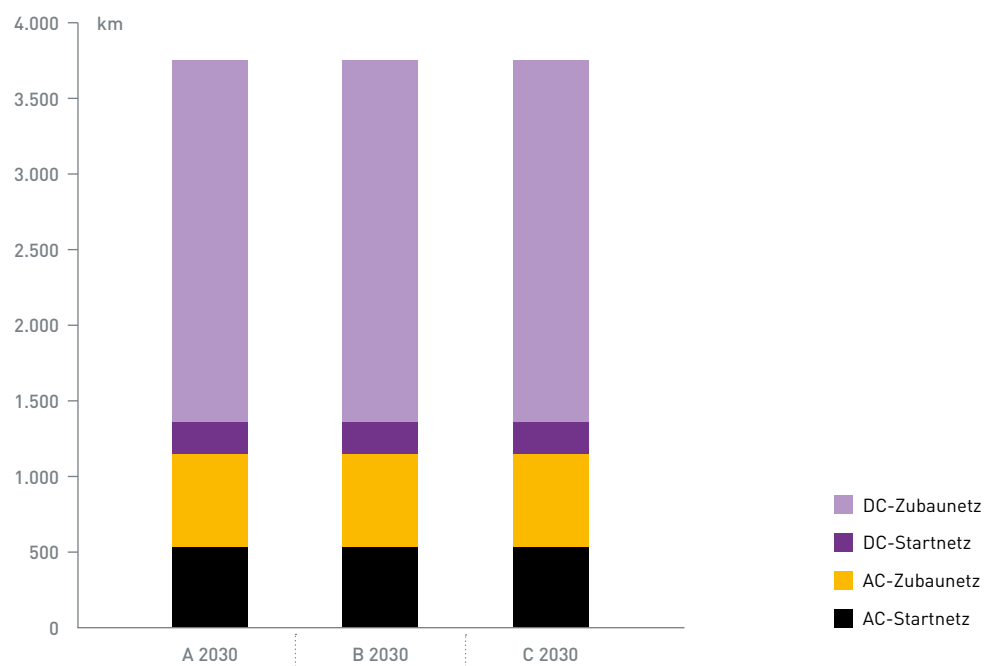
In allen Szenarien wurde die Übertragungskapazität der im BBP 2015 enthaltenen HGÜ-Verbindungen zugrunde gelegt. Diese hat sich überall gleichermaßen als erforderlich erwiesen. Neben dem Einsatz der HGÜ-Technologie ist der weitere Ausbau bzw. die Verstärkung des 380-kV-Drehstromnetzes in erheblichem Umfang erforderlich. Die in den Szenarien ermittelten Maßnahmen sind konsistent mit den Ergebnissen der vorangegangenen Netzentwicklungspläne, ihr Umfang steigt jedoch wegen des um fünf Jahre auf 2030 fortgeschrittenen Zielhorizonts weiter an. Dies gilt grundsätzlich auch für die alternative Betrachtung des Szenarios B 2030 mit Zuschaltung zusätzlicher DC-Verbindungen über die im BBP 2015 enthaltenen Vorhaben hinaus. Auch in dieser Variante, die von den ÜNB nicht vollständig betrachtet wurde, zeichnete sich trotz Berücksichtigung zusätzlicher HGÜ-Verbindungen ein erheblicher AC-Netzverstärkungsbedarf über die im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen hinaus ab.

Die von den ÜNB im NEP 2030 gewählte Kombination aus den DC-Vorhaben des BBP 2015 mit einer AC-Netzverstärkung unter Berücksichtigung lastflusssteuernder Netzbetriebsmittel erweist sich im Hinblick auf das Zieljahr 2030 als eine grundsätzlich praktikable Alternative zum Zubau zusätzlicher DC-Verbindungen. Die gewählte Kombination stellt sowohl in ökonomischer Hinsicht als auch in Bezug auf das NOVA-Prinzip eine sinnvolle Option dar. Mit Blick auf 2035 zeigt sich, dass eine Fokussierung auf die Verstärkung des AC-Netzes zusätzlich zu den im BBP 2015 enthaltenen AC- und DC-Maßnahmen an ihre Grenzen stößt und im Sinne eines nachhaltigen und effizienten Gesamtkonzepts zusätzliche DC-Verbindungen erforderlich werden. Vor diesem Hintergrund werden die ÜNB insbesondere die nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen im kommenden Netzentwicklungsplan, der voraussichtlich ebenfalls die Zieljahre 2030 und 2035 betrachten wird, einer Überprüfung unterziehen.

Im Zusammenhang mit der von der BNetzA im Zuge der Bestätigung des NEP 2014 geforderten Prüfung von Alternativen für die Projekte P43 (Mecklar – Bergheinfeld / West) und P44 (Altenfeld – Grafenrheinfeld) verweisen die ÜNB auf die alternativen Berechnungen und Plausibilitätsprüfungen im NEP 2025. Aus Sicht der ÜNB hat sich an den dortigen Berechnungen und den daraus abgeleiteten Aussagen nichts geändert: Die Alternativen P43mod (Mecklar – Dipperz – Urberach) und P44mod (Altenfeld – Würgau – Ludersheim) sind grundsätzlich möglich. Aus Gründen der netztechnischen Effizienz sind jedoch die Projekte P43 und P44 vorzuziehen. Diese werden daher auch in den Szenarien des NEP 2030 vorrangig betrachtet, während P43mod und P44mod als Alternativen in den Steckbriefen von P43 und P44 dargestellt werden.



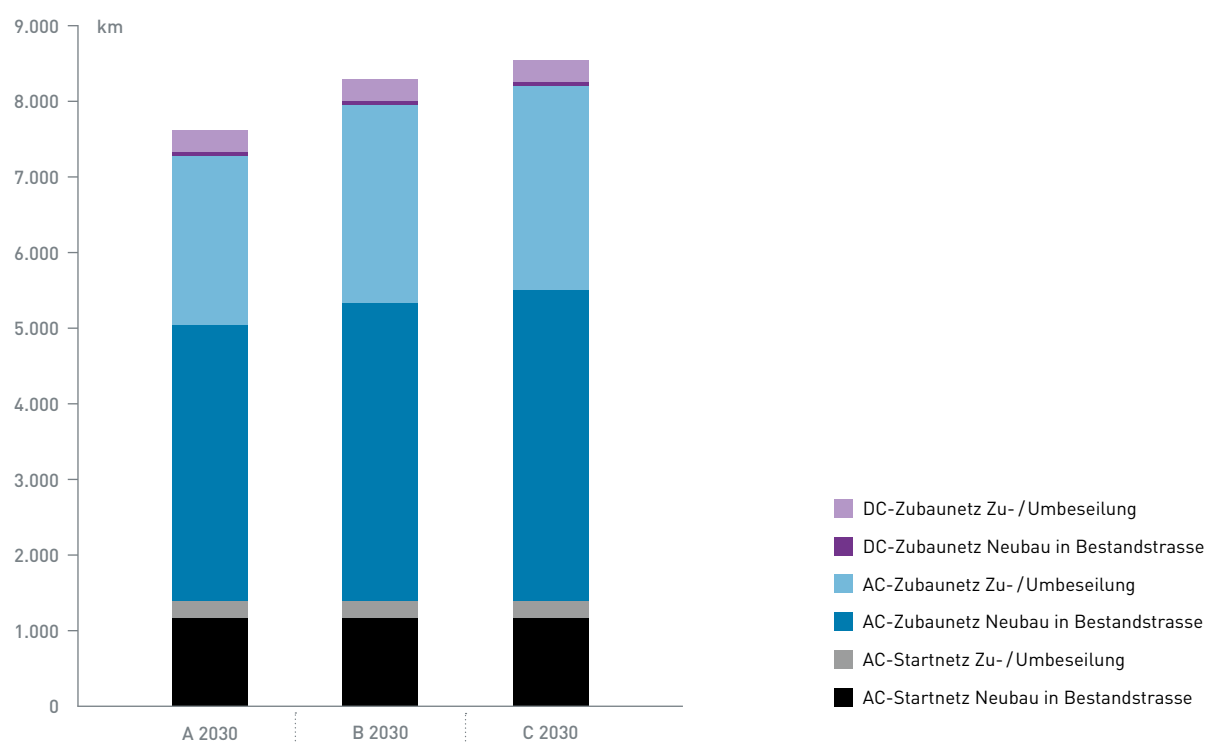
Abbildung 39: Neubautrassen im NEP 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den Abbildungen 39 und 40 ist für alle drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 der Umfang an Netzverstärkungen in Bestandstrassen und an Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird. Der Umfang an AC- und DC-Neubauvorhaben ist in allen drei Szenarien gleich.

Abbildung 40: Trassenverstärkung im Bestand im NEP 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

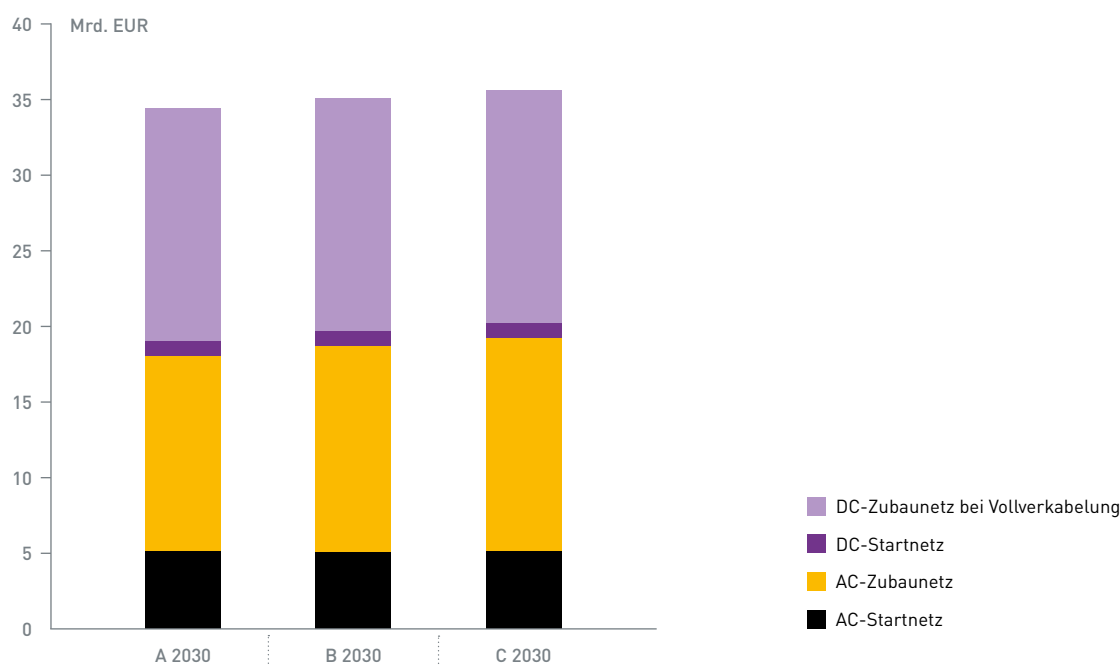


Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen (siehe Kapitel 4.2.4) reduziert sich die erforderliche AC-Netzverstärkung (Zu-/Umbeseilung sowie Neubau in Bestandstrasse) im Szenario A 2030 um rund 500 km, im Szenario B 2030 um rund 650 km und im Szenario C 2030 um ca. 800 km.

Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUA hinterlegt.

In Abbildung 41 sind für alle Szenarien mit Blick auf 2030 die geschätzten Investitionskosten bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen abgebildet.

Abbildung 41: Investitionskosten im NEP 2030 bei Vollverkabelung der DC-Verbindungen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen (siehe Kapitel 4.2.4) reduzieren sich die Investitionskosten für das AC-Zubaunetz im Szenario A 2030 um rund 600 Mio. €, im Szenario B 2030 um rund 900 Mio. € und im Szenario C 2030 um ca. 1,2 Mrd. €.

Für das Szenario B 2030 werden die Mengen und Kosten aus den dargestellten Grafiken beispielhaft erläutert.

Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen einschließlich der Startnetz-Maßnahmen beträgt in B 2030 rund 8.300 km (Umbeseilung oder Stromkreisaufgaben, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) bzw. 7.650 km ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen. Zum Vergleich: Das Volumen des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes liegt bei rund 35.000 km. Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen beträgt einschließlich Startnetz im Szenario B 2030 3.800 km. Davon sind 2.600 km HGÜ-Verbindungen und rund 1.200 km AC-Verbindungen. In den Kilometerangaben zu den HGÜ-Verbindungen ist der deutsche Anteil der fünf DC-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden mit einer Länge von rund 330 km enthalten.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindungen beträgt in Szenario B 2030 – wie auch in den Szenarien A 2030 und C 2030 – 8 GW. Das Volumen der Investitionen beträgt in den nächsten zehn Jahren für das Szenario B 2030 insgesamt ca. 35 Mrd. € bei Vollverkabelung der HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3-5. Darin sind rund 6 Mrd. € für das Startnetz enthalten. Ohne Berücksichtigung der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen sinkt das Investitionsvolumen um rund 900 Mio. €.



Die Tabelle 12 enthält je Szenario die Gesamtkosten für den Netzausbau in Mrd. € abhängig vom Verkabelungsgrad der Verbindungen DC1 sowie DC3-5.

Tabelle 12: Gesamtkosten für den Netzausbau in Abhängigkeit vom Verkabelungsgrad der DC-Verbindungen

Angaben in Mrd. EUR (gerundet)	A 2030	B 2030	C 2030
Kabel 100 %	34	35	36
Kabel 75 %	32	33	34

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die nachfolgende Tabelle 13 gibt eine Übersicht über die Längenangaben der erforderlichen Netzverstärkungen und des Neubaubedarfs aus den Kapiteln 4.2.1 und 4.2.5 sowie aus den Abbildungen 39 und 40 – differenziert nach Start- und Zubaunetz.

Tabelle 13: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2030

Angaben in km	AC-Verstärkung	DC-Verstärkung	AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
Startnetz	1.400	0	500	200	2.100
Zubaunetz					
A 2030	5.900	300	600	2.400	9.200
B 2030	6.600	300	600	2.400	9.900
C 2030	6.800	300	600	2.400	10.200
Start- und Zubaunetz					
A 2030	7.300	300	1.200	2.600	11.400
B 2030	8.000	300	1.200	2.600	12.000
C 2030	8.200	300	1.200	2.600	12.300

Hinweis: Abweichungen in den Summen in der Tabelle sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

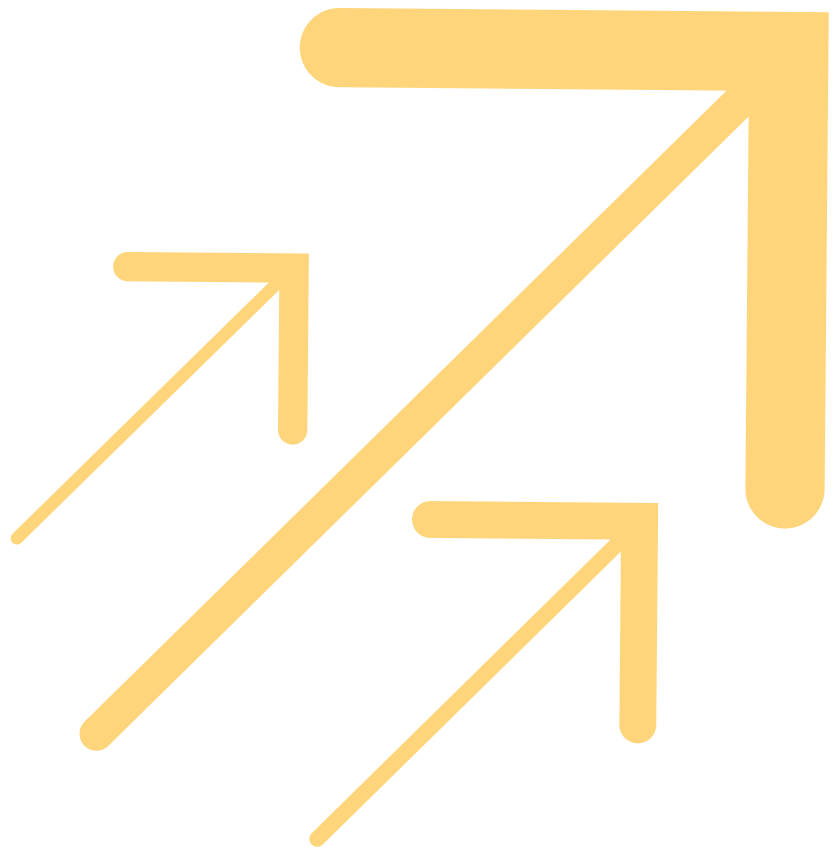




Übersicht Links

- Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: www.netzentwicklungsplan.de/ZUY ↗
- Erläuterungen zum Freileitungsmonitoring: www.netzentwicklungsplan.de/ZUg ↗
- Erläuterungen zu den Netzanalysen im NEP 2012: www.netzentwicklungsplan.de/ZUM ↗
- Vorgehensweise zur Bestimmung der HGÜ-Verbindungsängen: www.netzentwicklungsplan.de/ZUQ ↗
- Begleitdokument Punktmaßnahmen zum NEP 2030:
www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_Punktmassnahmen.pdf ↗
- Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Darstellung der Maßnahmen), zweiter Entwurf:
www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_1_Entwurf_Teil2.pdf ↗
- Im NEP berücksichtigte Standardkosten: www.netzentwicklungsplan.de/ZUA ↗

5 ÜBERSICHT DER IM NEP IDENTIFIZIERTEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS



5 ÜBERSICHT DER IM NEP IDENTIFIZIERTEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS

Kapitel 5 gibt einen Überblick über die im Rahmen der Netzanalysen identifizierten Leitungs- und Anlagenmaßnahmen in den einzelnen Szenarien. Da die Bundesnetzagentur (BNetzA) vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bestätigt, werden diese im Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt sondern zur Information in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2030_Punktmassnahmen.pdf zusammengefasst.

Im Folgenden werden die in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 identifizierten Projekte und Maßnahmen tabellarisch dargestellt. In Bezug auf das Szenario B 2035, das vorrangig der Nachhaltigkeitsprüfung dient, sind die Projekte und Maßnahmen aufgelistet, die sich sowohl in den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 als auch im Szenario B 2035 nachweisen lassen. Die im Szenario B 2035 zusätzlich erforderlichen DC-Verbindungen sind ausschließlich in Abbildung 38 auf S. 97 dargestellt.

Zu jedem Projekt des Start- wie auch des Zubaunetzes mit Ausnahme der nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen (siehe nachfolgend Tabelle 19 sowie Kapitel 4.2.4) gibt es im Anhang zu diesem Bericht unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2030_1_Entwurf_Teil2.pdf einen ausführlichen Steckbrief. Bei den Projekten und Maßnahmen des Zubaunetzes ist sowohl in Tabelle 18 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.

Gemäß § 12b Abs. 1 EnWG muss im Netzentwicklungsplan der Stand der Umsetzung des jeweils vorhergehenden Netzentwicklungsplans dargestellt werden. Zusätzlich ist nachfolgend in Tabelle 20 aufgeführt, welche Projekte seit dem NEP 2025 fertiggestellt wurden, also in das Ist-Netz übergegangen sind.

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 2016**.

In dieser Spalte wird unterschieden zwischen:

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



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

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) entsprechen die anvisierten Inbetriebnahmejahre den Zieljahren des Monitoringberichts der BNetzA **Quartal 4/2016**.

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 Anpassung der Längenangaben der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen (HGÜ-Verbindungen) an den Erdkabelvorrang erfolgt in den dem NEP nachgelagerten Prozessschritten.

Die Vorgehensweise zur Bestimmung der HGÜ-Verbindungsängen ist online unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUQ abrufbar.



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

5.1 Startnetz NEP 2030

Tabelle 14: Startnetz 50Hertz NEP 2030

Startnetz-nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
50HzT-001	Altenfeld – Redwitz (Landesgrenze TH/BY)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 4	26		2017	4: genehmigt oder im Bau
50HzT-003	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 3	55	65	2020	4: genehmigt oder im Bau 3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	2. Einschleifung Vierraden	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 3	5		2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Bertikow	Anlage	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 3			2017	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
50HzT-005	Wolmirstedt	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
50HzT-007	Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neubau in bestehender Trasse	EnLAG Nr. 11	10	70	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG 4: genehmigt oder im Bau
50HzT-021	Netzanschluss PSW Talsperre Schmalwasser	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse		2		2024	
	Netzanschluss PSW Talsperre Schmalwasser	Anlage	Netzausbau: für Dritte				2024	
50HzT-022	Netzanschluss KW Premnitz	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse		2		2020/21	
	Netzanschluss KW Premnitz	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020/21	
50HzT-031	Hamburg/Nord	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
50HzT-035	Netzanschluss PSW Leutenberg	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse		2		2024	
	Netzanschluss PSW Leutenberg	Anlage	Netzausbau: für Dritte, horizontal				2024	
50HzT-P127-17	Vieselbach	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018/19	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
50HzT-P128	Vierraden	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	4: genehmigt oder im Bau



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
	Röhrsdorf	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau

Tabelle 15: Startnetz Amprion NEP 2030

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-001	Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 2		35	2018	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
AMP-002	Pkt. Ackerstraße – Pkt. Mattlerbusch	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung			3	2017	4: genehmigt oder im Bau
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 5		73	2019	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 5		12	2019	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 5	65		2019	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	Asbeck	Anlage	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 5			2019	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
AMP-010	Punkt Gaste – Lüstrin- gen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 16 18		15	2017	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	Lüstringen – Wehren- dorf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 16, 18		20	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
	Lüstringen – Hesseln	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 16, 18		28	2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
	Hesseln – Gütersloh	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 16, 18		22	2020	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
AMP-012	Mengede – Punkt Herne	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung			17	2017	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Herne – Punkt Wanne	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse			3	2017	4: genehmigt oder im Bau
AMP-013	Niederrhein – Punkt Lackhausen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 13		3,5	2017	4: genehmigt oder im Bau
	Isselburg – Bundes- grenze (NL)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 13	2,0		2017	4: genehmigt oder im Bau



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
	Punkt Lackhausen – Punkt Wittenhorst	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 13		24,5	2017	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Wittenhorst – Millingen-Isselburg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 13		10	2017	4: genehmigt oder im Bau
AMP-014	Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 14, 15	7,5		2018	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 14, 15		6,5	2019	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	Ufport – Pkt. Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		15	2021	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	Osterath – Gohrpunkt	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		20	2019	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 14, 15	10		2018	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	Ufport – Osterath	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 14, 15		50	2019	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Stratum-Süd – Gellep	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14, 15		2	2019	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
AMP-018	Rommerskirchen – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 15		35	2018	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	Brauweiler – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 15		23	2018	4: genehmigt oder im Bau
	Sechtem	Anlage	Netzverstärkung: für Dritte	EnLAG Nr. 15			2018	4: genehmigt oder im Bau
AMP-019	Lippe	Anlage	Netzverstärkung: für Dritte				Abhän- gig vom Zeitplan des Kraft- werkspro- jekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
AMP-020	Abzweig Kriftel – Punkt Obererlenbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	EnLAG Nr. 8		10	2017	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	Kriftel – Abzweig Kriftel	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 8	1		2017	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
AMP-022	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 19		18	2021	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 19		92	2021	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	MSCDN Garenfeld	Anlage	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 19			2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
	Garenfeld	Anlage	Netzausbau: horizontal	EnLAG Nr. 19			2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
AMP-028	Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung			5	2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
	Emscherbruch	Anlage	Netzausbau: für Dritte				Abhän- gig vom Zeitplan des Kraft- werkspro- jekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
	Eiberg	Anlage	Netzausbau: für Dritte				Abhän- gig vom Zeitplan des Kraft- werkspro- jekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
AMP-029	Uerdingen	Anlage	Netzausbau: für Dritte				Abhän- gig vom Zeitplan des Kraft- werkspro- jekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
AMP-032	Niederrhein – Uftort	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 14		25	2019	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
AMP-034	Kriftel	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
	Kriftel	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
	Weißenthurm	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
	Büscherhof	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
	Kusenhorst	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
AMP-P30	Hamm/Uentrop – Kruckel	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	BBP Nr. 9		60	2018	4: genehmigt oder im Bau
AMP-P41	Punkt Metternich – Niederstedem	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP Nr. 15		108	2021	4: genehmigt oder im Bau
AMP-P100	380/220-kV-Transfor- mator Walsum (Ausbau einer bestehenden Anlage)	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
AMP-P110	380/220-kV-Transfor- mator Sechtem	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
AMP-P160	380/220-kV-Transfor- mator Brauweiler	Anlage	Netzausbau: horizontal				2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsver- fahren
AMP-P178	Schaltanlage Gütersloh	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2025	4: genehmigt oder im Bau

Tabelle 16: Startnetz TenneT NEP 2030

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
TTG-004	Altenfeld (Landes- grenze TH/BY) – Redwitz	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 4	31		2017	5: realisiert
TTG-005	Hamburg/Nord – Dollern	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 1		45	2018	4: genehmigt oder im Bau
	Audorf/Süd – Hamburg/Nord	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 1		70	2017	4: genehmigt oder im Bau
	Audorf/Süd – Handewitt	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 1		70	2019	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
	Handewitt – Kassø	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	EnLAG Nr. 1		10	2020	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
TTG-006	Wahle – Mecklar	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 6	230		2021	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
TTG-007	Dörpen/West – Nieder- rhein (Punkt Meppen)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 5	32		2018	3: vor oder im PFV/Ge- nehmigung nach BlmSchG
TTG-009	Ganderkesee – St. Hülfe	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	EnLAG Nr. 2	61		2021	4: genehmigt oder im Bau
TTG-013	Kupplung Brunsbüttel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
TTG-018	Lamspringe MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020	4: genehmigt oder im Bau
	Bechterdissen MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
	Stadorf MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
	Schwandorf MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2022	4: genehmigt oder im Bau
	Etzenricht MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2023	4: genehmigt oder im Bau



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
	Bergrheinfeld/West MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
	Bergrheinfeld/West Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
	Hardeggen Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal				2021	4: genehmigt oder im Bau
	Audorf/Süd Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017/2018	4: genehmigt oder im Bau
	Etzenricht Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020	4: genehmigt oder im Bau
	Fedderwarden Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020	4: genehmigt oder im Bau
	Isar Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	4: genehmigt oder im Bau
	Lamspringe Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2020	4: genehmigt oder im Bau
	Klixbüll/Süd Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2019	4: genehmigt oder im Bau
	Ottenhofen Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	4: genehmigt oder im Bau
	Unterweser Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal				2023	4: genehmigt oder im Bau
	Wahle Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal				2018	4: genehmigt oder im Bau
	Borken STATCOM	Anlage	Netzausbau: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P25b	Süderdonn – Heide/ West	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 8	23		2018	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P68	Deutschland – Nor- wegen (NordLink): onshore	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 33	54		2019/2020	4: genehmigt oder im Bau
	Deutschland – Nor- wegen (NordLink): offshore bis zur AWZ- Grenze	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	BBP Nr. 33	154		2019/2020	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P114	Krümmel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2017	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P178	Schaltanlage Bechterdissen	Anlage	Netzverstärkung: horizontal				2025	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 17: Startnetz TransnetBW NEP 2030

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	EnLAG/ BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
					Ausbau	Bestand		
TNG-006	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse			1	2017	4: genehmigt oder im Bau
	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung			5	2017	4: genehmigt oder im Bau
TNG-P47I	Weinheim – Daxlanden	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP: Nr. 19		74	2022	4: genehmigt oder im Bau
	Weinheim – G380	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP: Nr. 19		19,5	2022	4: genehmigt oder im Bau
	G380 – Altlußheim	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP: Nr. 19		22,5	2022	4: genehmigt oder im Bau
	Altlußheim – Daxlanden	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP: Nr. 19		38	2022	4: genehmigt oder im Bau
TNG-P48I	Kupferzell – Großgartach	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP: Nr. 20		48	2022	4: genehmigt oder im Bau
TNG-P49	Daxlanden – Eichstetten	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in beste- hender Trasse	BBP: Nr. 21		121	2021	4: genehmigt oder im Bau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

5.2 Zubaunetz NEP 2030

Tabelle 18: Erläuterung zu den Übersichtskarten in Kapitel 4.2.5: Zubaunetz NEP 2030, erforderliche Projekte und Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
DC1	DC1	Emden/Ost – Osterath	Leitung	AMP	1	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	300		2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC2	DC2	Osterath – Philippsburg (Ultranet)	Leitung	AMP, TNG	2	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauf-lage/Umbesei-lung		340	2021	2: im ROV/BFP
DC3	DC3	Brunsbüttel – Großgar-tach (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	3	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	770		2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC4	DC4	Wilster/ West – Bergrhein-feld/West (SuedLink)	Leitung	TTG, TNG	4	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	620		2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC5	DC5	Wolmirstedt – Isar	Leitung	50HzT, TTG	5	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	580		2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P20	M69	Emden/ Ost – Halbmond	Leitung	TTG	37	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	30		2025	
P21	M51a	Conneforde – Cloppen-burg	Leitung	AMP, TTG	6	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M51b	Cloppen-burg – Merzen	Leitung	AMP, TTG	6	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	55		2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P22	M80	Elsfleth/ West – Gan-derkesee (über Nie-dervieland)	Leitung	TTG		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		35	2024	
	M82	Conneforde – Unterwe-ser/West	Leitung	TTG		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		33	2024	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
	M87	Unterweser/West – Elsfleth/West	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	2024	
P23	M20	Dollern – Elsfleth/West	Leitung	TTG	38	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		100	2026	
P24	M71a	Stade/West – Dollern	Leitung	TTG	7	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
	M71b	Dollern – Sottrum	Leitung	TTG	7	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		59	2022	2: im ROV/BFP
	M72	Sottrum – Grafschaft Hoya (früher Wechold)	Leitung	TTG	7	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		41	2023	2: im ROV/BFP
	M73	Grafschaft Hoya (früher Wechold) – Landesbergen	Leitung	TTG	7	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		50	2023	2: im ROV/BFP
P25	M43	Heide/West – Husum/Nord	Leitung	TTG	8	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	46		2018	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
	M44	Husum/Nord – Klixbüll/Süd	Leitung	TTG	8	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	38		2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
	M45	Klixbüll/Süd – Bundesgrenze DK	Leitung	TTG	8	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	17		2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		3	2025	
	M76	Büttel – Wilster	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		8	2025	
	M79	Elbekreuzung	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		10	2018	4: genehmigt oder im Bau
	M89	Wilster – Dollern	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	2018/2025	4: genehmigt oder im Bau



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
P27	M52	Landesbergen – Wehrendorf	Leitung	AMP, TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauf- und Umbeseilung		80	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M506b	Übergabepunkt TTG/AMP – Wehrendorf HTL	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauf- und Umbeseilung		40	bis 2030	
P33	M24a	Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle	Leitung	50HzT, TTG	10	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauf- und Umbeseilung		111	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle	Leitung	50HzT, TTG	10			x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		111	2024	
P34	M22a	Perleberg – Stendal/ West – Wolmirstedt	Leitung	50HzT	39	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		100	2020	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	M22b	Parchim/ Süd – Perleberg	Leitung	50HzT	39	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		39	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	M22c	Güstrow – Parchim/ Süd	Leitung	50HzT	39	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		50	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
P36	M21	Bertikow – Pasewalk	Leitung	50HzT	11	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	2021	2: im ROV/BFP
	M21 TR1	Pasewalk	Anlage	50HzT	11	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2021	
P37	M25a	Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn)	Leitung	50HzT	12	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		64	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M25b	PSW Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar	Leitung	50HzT, TTG	12	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		71	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P38	M27	Pulgar – Vieselbach	Leitung	50HzT	13	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		104	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
P39	M29	Röhrsdorf – Weida – Remptendorf	Leitung	50HzT	14	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		103	2025	2: im ROV/BFP
P40	M26	Graustein – Bärwalde	Leitung	50HzT				x	x		x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22	2025	
P43 oder P43 mod	M74a	Mecklar – Dipperz	Leitung	TTG	17							Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		51	2029	
	M74b	Dipperz – Bergrheinfeld/West	Leitung	TTG	17	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	80		2029	
	oder M74 mod	Mecklar – Dipperz – Urberach	Leitung	AMP, TTG	17							Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		164	2025	
P44	M28a	Altenfeld – Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)	Leitung	50HzT		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Stromkreisauf-lage/Umbesei-lung	4	23	2027	1: Vorberei-tung Pla-nungs- und Genehmi-gungsverfah-ren
oder P44 mod	M28b	Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Grafenrheinfeld	Leitung	TTG								Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	81		2025	
	oder M28b mod	Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Würgau – Ludersheim	Leitung	TTG		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		123	2025	
P46	M56	Redwitz – Schwandorf (Ostbayernring)	Leitung	TTG	18	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		185	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
P47	M60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Leitung	AMP	19	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehen-der Trasse und Stromkreisauf-lage/Umbesei-lung	7	60	2025	1: Vorberei-tung Pla-nungs- und Genehmi-gungsverfah-ren
P47a	M64	Punkt Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		5	2022	1: Vorberei-tung Pla-nungs- und Genehmi-gungsverfah-ren



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
P48	M38a	Grafenheinfeld – Kupferzell	Leitung	TTG, TNG	20	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		110	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M38b	Rittershausen – Stalldorf – Kupferzell	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		56	2030	
P50	M366	Pulverdingen – Oberjettingen	Leitung	TNG		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		45	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M41	Oberjettingen – Engstlatt	Leitung	TNG		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		34	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P51	M37	Großgartach – Endersbach	Leitung	TNG		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		32	2025	
P52	M93	Punkt Rommelsbach – Herberlingen	Leitung	AMP, TNG	24	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		62	2020	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
	M94b	Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	AMP, TNG	40	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Leitung	AMP, TNG	25	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		88	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P53	M350	Ludersheim – Sittling – Altheim	Leitung	TTG	41	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		119	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M431	Irsching – Sittling	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	25		2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M54	Raitersaich – Ludersheim	Leitung	TTG	41	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
P54	M81	Irsching – Zolling – Ottenhofen	Leitung	TTG							x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		75	2030	
P56	M503a	2. Dreibein Brunsbüttel	Anlage + Leitung	50HzT, TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal		0,1	2018-2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P64	M107 Konv1	Konverter CGS	Anlage	50HzT				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2018	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	M107 offshore	Combined Grid Solution (CSG)	Leitung	50HzT	29	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	8		2018	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
P65	M98	Oberzier – Bundesgrenze (BE)	Leitung	AMP	30	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	41		2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M98 Konv1	Oberzier	Anlage	AMP	30	✓	✓	x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P66	M101	Wilhelms-haven (Federation) – Conne-forde	Leitung	TTG	31	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	35		2020	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
P67	M102	Simbach – Matzenhof – Bundesgrenze AT	Leitung	TTG	32	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	M103a	Altheim – Adlkofen	Leitung	TTG	32	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
	M103b	Adlkofen – Matzenhof (Abzweig Simbach)	Leitung	TTG	32	✓	✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		66	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
P69	M105	Emden/Ost – Conne-forde	Leitung	TTG	34	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
P70	M106	Birkenfeld – Mast 115A	Leitung	TNG	35	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG
P72	M351	Lübeck – Göhl	Leitung	TTG	42	✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	65		2022	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
	M49	Lübeck – Siems	Leitung	TTG	42	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12	2022	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
	M50	Kreis Segeberg – Lübeck	Leitung	TTG	42	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	AMP		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauf- lage/Umbeseilung		110	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M97	Woringen/Lachen	Leitung	AMP		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung		1	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P84	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	Leitung	50HzT		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung		31	2024	
	M368	Krömmel – Hamburg/Ost	Leitung	50HzT		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	2024	
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze DE/AT	Leitung	TTG	32	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		47	2024	
	M212	Abzweig Pirach	Leitung	TTG	32	✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		25	2024	
P113	M202a	Krömmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung		53	2025	
	M202b	Krömmel – Lüneburg – Stadorf 3. SK	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		53	2030	
	M203	Stadorf – Wahle	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisauf- lage/Umbeseilung		86	2025	
	M204	Stadorf – Wahle 3. Stromkreis	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		86	2030	
	M519	Ad hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadorf – Wahle	Anlage	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
P115	M205	Bereich Mehrum	Anlage	TTG				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2021	
P116	M206	Sottrum – Landesbergen	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		79	2030	
P118	M207	Borken – Mecklar	Leitung	TTG	43			x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		40	2022	
P124	M209b	Klostermansfeld – Querfurt	Leitung	50HzT		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22	2025	
P127	M393	Lubmin	Anlage	50HzT				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2018	4: genehmigt oder im Bau
	M397	Röhrsdorf	Anlage	50HzT				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2020-2025	
P132	M252	Lippe – Mengede	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		10	bis 2030	
P133	M253	Borken – Gießen/ Nord	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		73	2022	
	M253 PST	Lastflusssteuernde Maßnahme Borken	Anlage	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2030	
P135	M255	Bechterdisen – Ovensstätt	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		60	2030	
P150	M352 TR1	Wolkrams-hausen	Anlage	50HzT				x	x	x	x	Netzverstärkung: vertikal und horizontal			2024	
	M352 TR2	Netzkuppler in Querfurt und Wolkramshausen	Anlage	50HzT				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2024	
	M352a	Querfurt – Wolkrams-hausen	Leitung	50HzT	44			x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		71	2024	
P151	M353	Borken – Twistetal	Leitung	TTG	45			x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		42	2024	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
P152	M354	Wahle – Klein Ilsede	Leitung	TTG					x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		10	2030	
	M370a	Klein Ilsede – Mehrum	Leitung	TTG					x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		11	2030	
P153	M355	Umspannwerk Alfstedt	Anlage	TTG				x	x	x	x	Netzausbau: vertikal und horizontal			2018	
P154	M356 TR1	380/220-kV-Transformator Siegburg	Anlage	AMP				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M356a	380/220-kV-Transformator Siegburg	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1		2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P155	M357	Schaltanlage Elsfleth/West	Anlage	TTG				x	x	x	x	Netzausbau: horizontal			2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
P157	M359	Umspannwerk Conneforde	Anlage	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: vertikal und horizontal			2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P159	M62	Bürstadt – BASF	Leitung	AMP					x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P161	M91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung	AMP, TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		24	2027	
P170	M380	Uchtelfangen – Ens Dorf – Bundesgrenze	Leitung	AMP			✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		33	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P171	M381	Hanekenfähr – Merzen	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		36	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze [FR]	Leitung	TNG			✓	x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
P180	M406	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (Kabel)	Leitung	50HzT				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P185	M420	Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)	Leitung	TTG	46			x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		37,5	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P200	M425	Hambach	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		16	2025	
P201	M426	380-kV-Umstellung Eller	Anlage	AMP						x	x	Netzverstärkung: horizontal			2025	
P202	M428	Zubeseilung Hattingen – Pkt. Wanne	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		24	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P203	M429	380-kV-Umstellung Amelsbüren und Umstrukturierung Waldstedde	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P204	M430	380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau	Leitung	AMP		✓		x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	2025	
P205	M416	Einschleifung Eichstetten – Kühmoos	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P206	M417	Herbertingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/ Tiengen	Leitung	AMP, TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		138	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P215	M454	Bentwisch – Güstrow	Leitung	50HzT				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		36	2025	
	M521	Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz / Dettmannsdorf	Leitung	50HzT				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		20	2025	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
	M521 TR1	Netzkup-peltransfor-matoren im Suchraum Gemeinden Sanitz / Dettmannsdorf	Anlage	50HzT				x	x	x	x	Netzverstärkung: horizontal			2025	
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Gemeinde Alt Tellin – Iven	Leitung	50HzT				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		90	2025	
	M523	Iven - Pasewalk/Nord - Pasewalk	Leitung	50HzT				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	2025	
P221	M460	Hansa PowerBridge (HPB)	Leitung	50HzT		✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	60		2025 – 2026	
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen	Leitung	TTG	47			x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		44	2025	
P224	M463	Wolkramshausen – Ebeleben – Vieselbach	Leitung	50HzT	44			x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		66	2024	
P225	M464a	Altheim – Isar	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	8		2025	
P227	M468	Lübeck – Krümmel	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	80		2030	
P228	M469	Landesbergen – Wähle	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		108	2030	
P232	M477	Karben – Großkrotzenburg	Leitung	TTG				x	x	x		Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		20	2030	
P235	M493	Lastflusssteuernde Maßnahme Cloppenburg	Anlage	TTG				x	x	x	x	Netzoptimierung: horizontal			2030	
P236	M472	Würgassen – Bergshausen	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		47	2030	
	M473	Bergshausen – Borken	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		30	2030	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
P251	M501	Pulgar – Lauchstädt	Leitung	50HzT				x	x		x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neubau in bestehender Trasse	7	43	2030	
P252	M504	Netzverstärkung Thyrow – Großziethen	Leitung	50HzT				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		25	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P300	M492	Grafenheinfeld – Punkt Rittershausen	Leitung	TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		50	2030	
P302	M511	Höpfingen – Hüffenhardt	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		46	2030	
	M551	Höpfingen – Hüffenhardt	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		46	2030	
P303	M513	Großgartach – Hüffenhardt	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		19	2030	
P304	M514	Kupferzell – Goldshöfe	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		55	2030	
P305	M515	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		41	2030	
	M517	Rotensohl – Dellmensingen	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		67	2030	
P306	M518	Großgartach – Pulverdingen	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	2030	
P307	M482	Bürrstadt – Pfulgstadt – Bischofsheim – Urberach	Leitung	AMP					x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		86	bis 2030	
P308	M483	Kriftel – Bürrstadt	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		75	bis 2030	
P309	M484	Bürrstadt – Rheinau – Hoheneck	Leitung	AMP					x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		112	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
P310	M485	Bürstadt – Kühmoos	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauf- lage/Umbesei- lung		285	2023	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
P311	M486	Weißenthurm – Bürstadt	Leitung	AMP					x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		124	bis 2030	
P312	M487	Westerkapeln – Wettlingen	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	bis 2030	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
P313	M488	2. Inter- konnektor Deutschland – Belgien	Leitung	AMP		✓		x	x	x	x	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2025	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
P314	M489	Phasen- schieber- transfor- matoren im Saarland	Anlage	AMP				x	x	x	x	Netzoptimierung			bis 2030	
P315	M491	Hane- kenfähr – Gronau	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		47	bis 2030	
P316	M474	Karben – Kriftel	Leitung	AMP, TTG				x	x	x	x	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse und Neu- bau in bestehen- der Trasse	22	10	bis 2030	
P317	M494a	Eiberg – Bochum	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	bis 2030	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
	M494b	Bochum – Hattingen	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		15	bis 2030	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
P318	M495	Paffendorf – Rom- merskirchen	Leitung	AMP				x	x	x	x	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	bis 2030	
P320	M497	Oberzier – Dahlem	Leitung	AMP					x	x	x	Netzverstärkung: Strom- kreisauf- lage/ Umbesei- lung		61	bis 2030	
P323	M509	Phasen- schieber- transfor- matoren in Hessen	Anlage	AMP				x	x	x	x	Netzoptimierung			bis 2030	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	ÜNB	Nr. BBP 2015	TYNDP	PCI	Szenario				NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2030	B 2030	B 2035	C 2030		Aus-bau	Be-stand		
P324	M512	Witten – Hattingen	Leitung	AMP				x		x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		18	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P325	M520	Dahlem – Niederstedem	Leitung	AMP				x		x		Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		59	bis 2030	
P326	M530	Niederrhein – Uftorf	Leitung	AMP						x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		29	bis 2030	
P327	M522	Phasenschiebertransformatoren im Ruhrgebiet	Anlage	AMP						x	x	Netzoptimierung			bis 2030	
P330	M550	Punkt Rittershausen – Höpfingen	Leitung	TNG					x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		42	2030	
P331	M552	Großgartach – Kupferzell	Leitung	TNG					x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		48	2030	
P332	M510	Punkt Rittershausen – Höpfingen	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		42	2030	
P333	M553	Verstärkung Eichstetten – Kühmoos	Leitung	TNG					x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		84	2030	
	M554	Eichstetten – Schwörstadt	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		80	2030	
	M555	Schwörstadt – Kühmoos	Leitung	TNG				x	x	x	x	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		10	2030	



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 19: Nicht vorschlagswürdige Maßnahmen im NEP 2030 gemäß Kapitel 4.2.4

Projekt	Maßnahme	Art	ÜNB	NOVA-Kategorie	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
P27	HTL-Umbeseilung 1. Stromkreis Landesbergen – Übergabepunkt TTG/AMP	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P27	3. Stromkreis Landesbergen – Ohlensehlen	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P116	Verstärkung Landesbergen – Ovenstädt	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P118	3. Stromkreis Borken – Mecklar	Leitung	TTG	Netzverstärkung		x	x	x
P135	3. Stromkreis Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x		x
P151	3. Stromkreis Twistetal – Borken	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x		x
P211	HTL-Umbeseilung Gießen/Nord – Karben	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P212	Verstärkung Grohnde – Würgassen	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P212	3. Stromkreis Grohnde – Würgassen	Leitung	TTG	Netzverstärkung				x
P214	Verstärkung Streumen – Röhrsdorf	Leitung	50HzT	Netzverstärkung		x		x
P229	HTL-Umbeseilung Bechterdissen – Elsen	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P230	HTL-Umbeseilung Mecklar – Dipperz	Leitung	TTG	Netzverstärkung				x
P230	HTL-Umbeseilung Dipperz – Großkrotzenburg	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P231	Umspannwerk Kriegenbrunn	Anlage und Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x
P233	Umspannwerk Redwitz	Anlage	TTG	Netzverstärkung			x	x



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	Maßnahme	Art	ÜNB	NOVA-Kategorie	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario B 2035	Szenario C 2030
P236	3. Stromkreis Würzgassen – Bergshausen	Leitung	TTG	Netzverstärkung				x
P236	3. Stromkreis Bergshausen – Borken	Leitung	TTG	Netzverstärkung		x		x
P250	Verstärkung Hamburg/Süd – Dollern	Leitung	50HzT	Netzverstärkung	x	x	x	x
P300	HTL-Umbeseilung Grafenrheinfeld – Punkt Rittershausen	Leitung	TTG	Netzverstärkung	x	x	x	x

Generell gilt für alle in Tabelle 19 aufgeführten Maßnahmen:

Vor dem Hintergrund des von den ÜNB im NEP 2030 eingeschlagenen Wegs steht die Nachhaltigkeit eines Teils der in den Szenarien ermittelten AC-Netzverstärkungen in Frage, wenn sich im Rahmen zukünftiger Netzentwicklungspläne nachhaltigere Lösungen für die Überbrückung von Transportbedarfen und für eine bessere überregionale Steuerbarkeit ergeben sollten. Darunter fällt grundsätzlich auch eine stärkere DC-Ausrichtung im deutschen Übertragungsnetz, deren Erfordernis sich mit Blick auf 2035 bereits zeigt (siehe Kapitel 4.2.5). Aus diesem Grund wurden bestimmte AC-Netzverstärkungen, die im NEP 2030 erstmals bzw. zusätzlich zu bereits im BBP 2015 enthaltenen Maßnahmen identifiziert wurden und deren Nachhaltigkeit besonders fraglich ist, als sogenannte nicht vorschlagswürdige Maßnahmen gekennzeichnet. Diese Maßnahmen sind in den Szenarien-Übersichtskarten in Kapitel 4.2.5 gesondert farblich gekennzeichnet und in der obigen Tabelle gesondert aufgeführt. Im Gegensatz zu den sonstigen Projekten und Maßnahmen wurde bei diesen Maßnahmen auf Projektsteckbriefe im Anhang zum NEP 2030 verzichtet.

Nachfolgend finden Sie zwei Kurz-Steckbriefe für die nicht vorschlagswürdigen Maßnahmen von 50Hertz:

P214 (M453) Netzverstärkung Streumen – Röhrsdorf

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Streumen – Röhrsdorf einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Sachsen zu leisten. Von Streumen nach Röhrsdorf wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird möglichst die bestehende Trasse genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern. Zudem sind die 380-kV-Anlagen Streumen und Röhrsdorf entsprechend zu ertüchtigen.

Die Maßnahme wurde im NEP 2025 zum ersten Mal identifiziert und wurde in den Netzberechnungen des NEP 2030 nicht für die Szenarien A 2030 und B 2035 als erforderlich identifiziert. In den Szenarien B 2030 und C 2030 treten (n-1)-Überlastungen in geringem Umfang auf. Insofern ist die langfristige Nachhaltigkeit der Maßnahme noch weiter zu beobachten.

P250 (M500): Netzverstärkung Hamburg/Süd – Dollern

Von Hamburg/Süd nach Dollern wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Freileitungsneubau mit Hochstrombeseilung ersetzt. Hierzu ist die Anlage in Hamburg/Süd zu ertüchtigen. Beim Neubau der Leitung wird die bestehende Trasse möglichst genutzt. Dabei können geringe Abweichungen von der aktuellen Trasse bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.



5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Die Notwendigkeit der Netzverstärkung ist abhängig von der zukünftigen Entwicklung der Einspeisung konventioneller Kraftwerke. Die hohe Leitungsbelastung ist insbesondere vom Steinkohlekraftwerk Moorbург beeinflusst. Zudem ist die Notwendigkeit des Projektes vom Einsatz der lastflusssteuernden Querregeltransformatoren in Diele abhängig. Die langfristige Nachhaltigkeit der Maßnahme ist in diesem Sinne noch weiter zu beobachten.

5.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2025

Tabelle 20: Realisierte Maßnahmen des NEP 2025

Startnetznummer im NEP 2025	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
TTG-P25a	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Brunsbüttel und Süderdonn	Brunsbüttel – Süderdonn (früher Bartl)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	17,5	
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Redwitz Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Würgau Spule	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Sottrum SVC	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Grohnde MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Pleinting Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Berggrheinfeld rotierender Phasenschieber	Anlage	Netzausbau: horizontal		
TTG-018	Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen	Grafenrheinfeld MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal		
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Jessen/Nord	Anlage	Netzausbau: horizontal		
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Gransee	Anlage	Netzausbau: horizontal		
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Wustermark	Anlage	Netzausbau: horizontal		

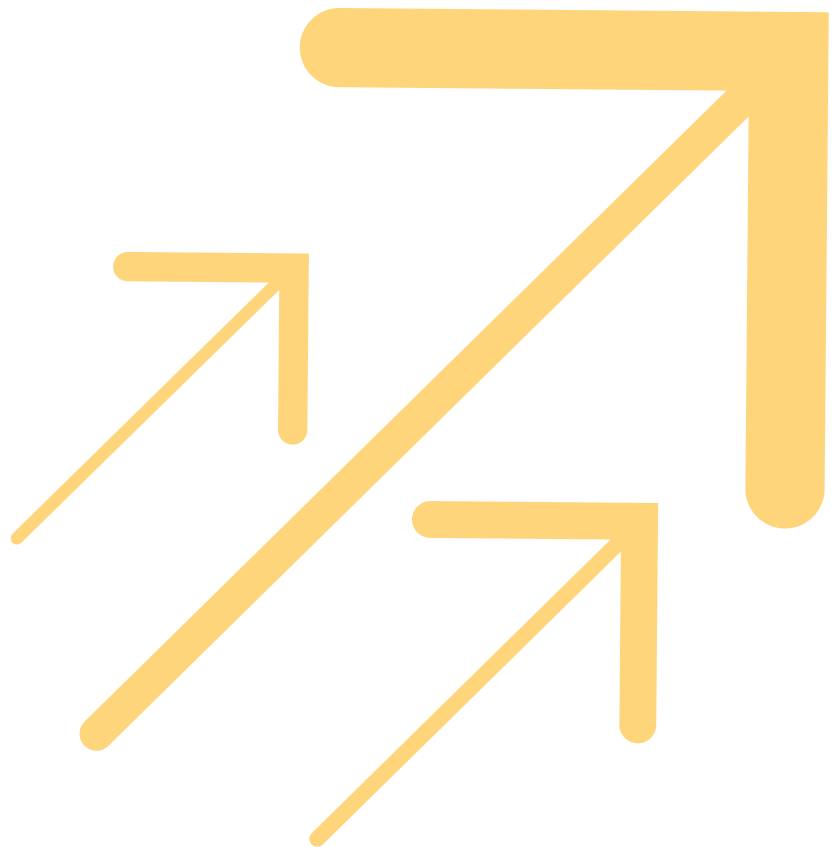


5 Übersicht der im NEP identifizierten Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer im NEP 2025	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
P127	Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz	Vieselbach	Anlage	Netzausbau: horizontal		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6 KONSULTATION



6 KONSULTATION

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) erläutern der Öffentlichkeit mit dem vorliegenden Entwurf zum Netzentwicklungsplan Strom (NEP 2030, Version 2017) die gewählten Verfahren und genutzten Daten sowie die daraus abgeleiteten Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau des Strom-Übertragungsnetzes. Der vorliegende NEP 2030 bildet dabei mögliche Optionen ab und stellt Lösungen für unterschiedliche Szenarien dar. Dabei werden die politischen Vorgaben und Bedingungen berücksichtigt und die geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten dargestellt. Der vorliegende Entwurf des Netzentwicklungsplans wird den Anforderungen des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens gerecht.

Die Konsultation nach § 12b Abs. 3 EnWG ist ein wichtiges Instrument, um eine aktive gesellschaftliche Beteiligung zu ermöglichen. Um den zur Konsultation stehenden Netzentwicklungsplan inhaltlich nicht zu überfrachten und im Sinne der Transparenz des Gesamtprozesses eine bessere Lesbarkeit und Verständlichkeit zu erreichen, wurden aus dem NEP 2030 Zusatzinformation zur inhaltlichen Vertiefung auf die Internetseite www.netzentwicklungsplan.de ausgelagert.

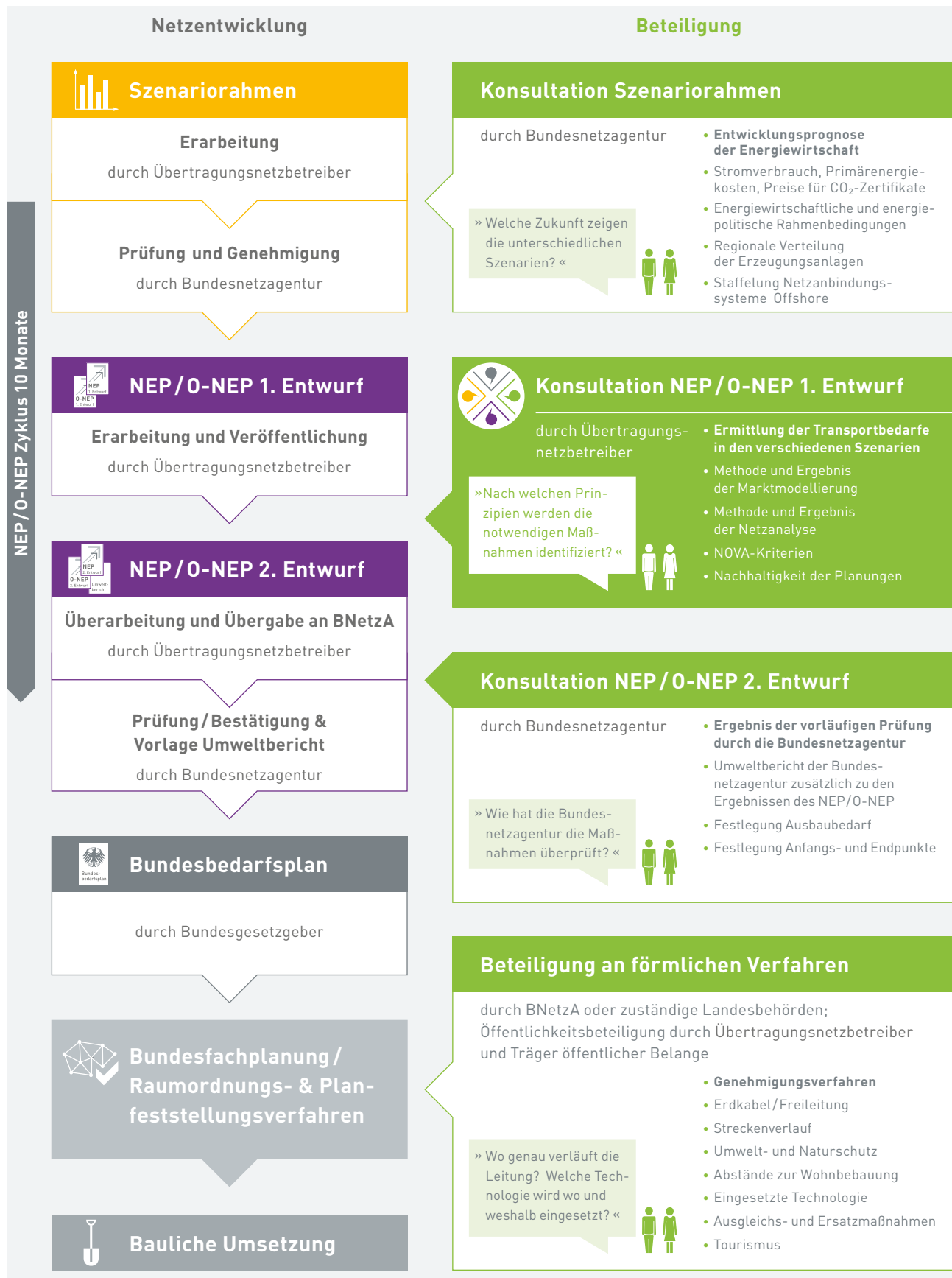
Die Konsultation des NEP 2030 durch die ÜNB findet gleichzeitig zur Konsultation des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP 2030) nach § 17b Abs. 3 EnWG in der Zeit vom 31.01. bis zum 28.02.2017 statt. In dieser Zeit hat jeder Gelegenheit, sich schriftlich zu den beiden Netzentwicklungsplänen zu äußern. Die ÜNB laden alle ein, an der Konsultation teilzunehmen. Sie freuen sich über eine rege Beteiligung der Öffentlichkeit. Trotz der auf zehn Monate verkürzten Bearbeitungszeit für den NEP sowie den O-NEP im Zuge der zum 01.01.2016 in Kraft getretenen Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ermöglichen die ÜNB eine vierwöchige Konsultation dieses ersten Entwurfs des NEP-Berichts.

Zusammen mit den Ergebnissen aus der vorangegangenen Konsultation der BNetzA zum Szenariorahmen und der nachfolgenden Konsultation der zweiten Entwürfe von NEP und O-NEP 2030 durch die BNetzA geht so kontinuierlich die Expertise aus Gesellschaft, Politik, Wissenschaft und Wirtschaft in den NEP ein und ergänzt die Perspektive der ÜNB. Das erhöht die Qualität der Netzentwicklungspläne und ist nach Ansicht der ÜNB ein gutes Mittel, um ein besseres Verständnis und eine breite Akzeptanz für die notwendigen Ausbaumaßnahmen im Strom-Übertragungsnetz zu erreichen.

In den unterschiedlichen Phasen der Planungs- und Genehmigungsverfahren bestehen vielfältige Beteiligungsmöglichkeiten. Beiträge können nur inhaltlich berücksichtigt werden und sich auf die Ergebnisse der Planungen auswirken, wenn sie an der richtigen Stelle eingebracht werden. Dafür soll die nachfolgende Grafik Orientierung bieten.



Abbildung 42: Beteiligung an der Planung der Übertragungsnetze



Wie funktioniert die Teilnahme an der Konsultation?

Sie können zwischen dem 31.01. und dem 28.02.2017 zu den Netzentwicklungsplänen Stellung nehmen. Dies ist möglich online über die Eingabe in eine Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de, per E-Mail an konsultation@netzentwicklungsplan.de oder auf postalischem Wege. Die Anschrift lautet: **Netzentwicklungsplan Strom, Postfach 10 05 72, 10565 Berlin.**

In der Stellungnahme ist kenntlich zu machen, auf welchen Plan (NEP oder O-NEP 2030) sich Ihre Stellungnahme bezieht. Es sollte keine gemeinsame Stellungnahme zu beiden Plänen erfolgen. Veröffentlicht werden Stellungnahmen, die per E-Mail oder über das Internetformular eingegangen sind und für die eine ausdrückliche Einverständniserklärung vorliegt. Bei Privatpersonen werden alle persönlichen Daten unkenntlich gemacht.

Damit alle Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung vorliegt, möglichst schnell publiziert werden können, wird bei Serienbriefen nur der erste Brief veröffentlicht und um eine Liste der weiteren Absender ergänzt.

Alle rechtzeitig eingegangenen Stellungnahmen werden durch die ÜNB dokumentiert, ausgewertet und bearbeitet. Mehrfache Einsendungen des gleichen Beitrags von einer Person werden als eine Stellungnahme berücksichtigt.

Die Stellungnahmen werden nicht einzeln bestätigt oder beantwortet, sondern angemessen in den zweiten, überarbeiteten Entwurf des NEP eingearbeitet. Dazu werden die ÜNB am Anfang eines jeden Kapitels sowie generell in einer zusammenfassenden Erklärung an dieser Stelle darlegen, in welcher Form die Stellungnahmen in den NEP eingeflossen sind.

Alle per E-Mail eingesandten oder über die Konsultationsmaske eingegebenen sachlichen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, werden sukzessive online auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Die Veröffentlichung postalisch eingesandter Stellungnahmen ist nicht möglich.

Konkrete Hinweise zur Konsultation bekommen Sie auch im Konsultationsleitfaden der ÜNB und im Film zur Konsultation, die Sie beide unter www.netzentwicklungsplan.de finden. Neben dem Ablauf der Konsultation wird dort insbesondere erklärt, welche inhaltlichen Anmerkungen in welcher Phase der Planungen vom Szenario-rahmen über den Netzentwicklungsplan bis hin zum konkreten Projekt richtig angebracht werden können.



Übersicht Links

- Gemeinsame Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: www.netzentwicklungsplan.de ➔