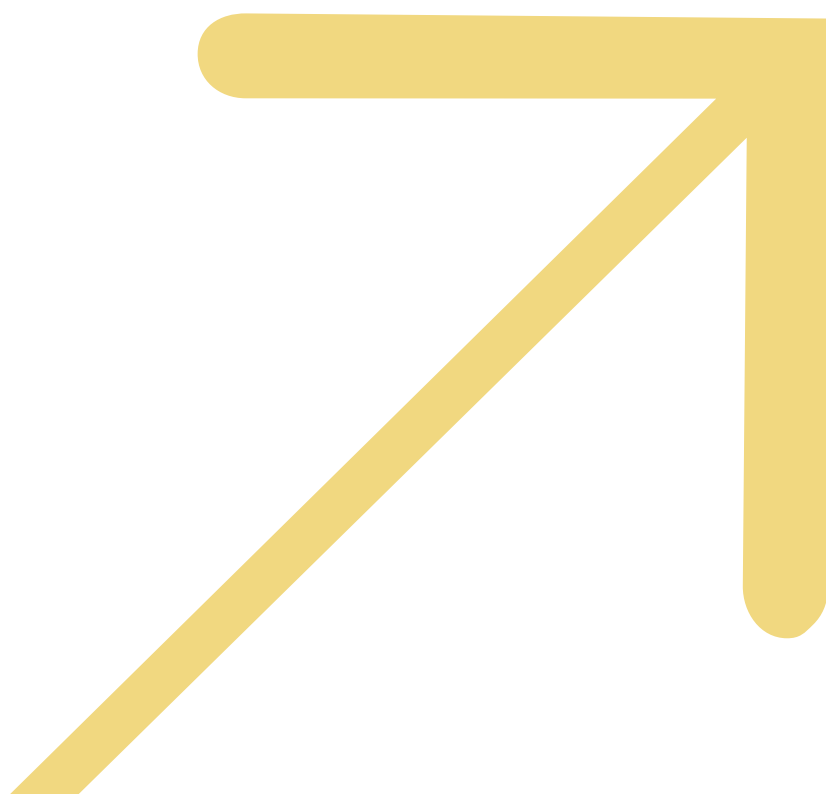
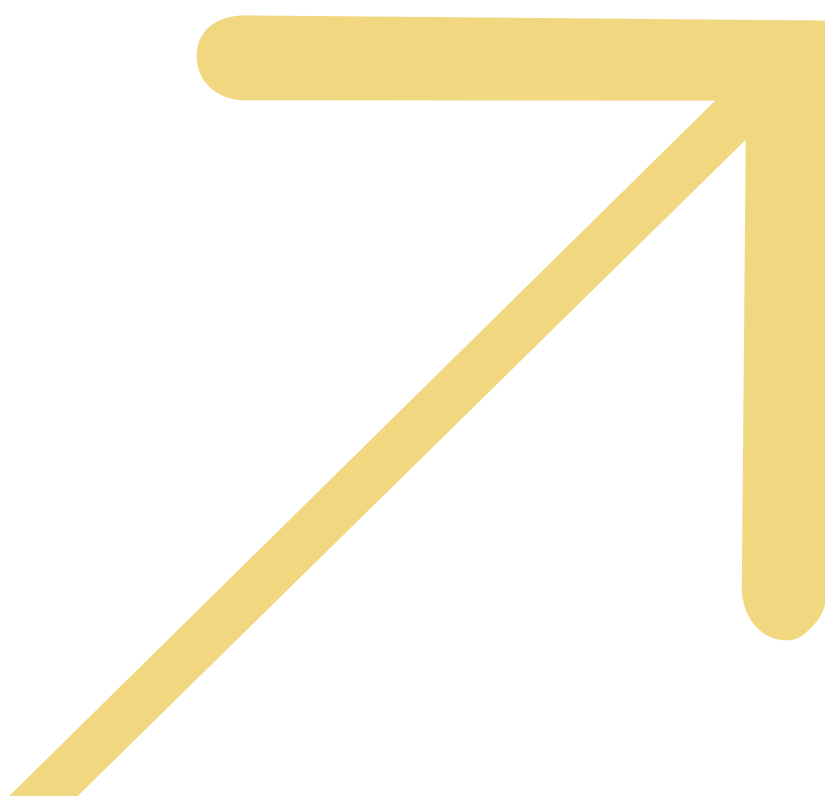


ANHANG ZUM NETZ-
ENTWICKLUNGSPLAN
STROM 2030,
VERSION 2019,
ZWEITER ENTWURF



ANHANG ZUM
NEP 2030 (2019),
ZWEITER ENTWURF

PROJEKTSTECKBRIEFE
ONSHORE



INHALTSVERZEICHNIS

Einführende Bemerkungen	246
Projektsteckbriefe Startnetz	248
50HzT-003: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL) (Uckermarkleitung).	249
50HzT-007: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings) in bestehender Trasse im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken (380-kV-Nordring Berlin).	253
50HzT-022: Netzausbau: 380-kV-Netzanschluss für das Neubaukraftwerk Premnitz.	256
50HzT-035: Errichtung einer 380-kV-Netzanschlussanlage für das PSW Leutenberg.	257
50HzT-P34: Netzverstärkung Güstrow – Wolmirstedt.	259
50HzT-P36: Netzverstärkung Bertikow – Pasewalk.	262
50HzT-P38: Netzverstärkung Pulgar – Vieselbach.	265
50HzT-P39: Netzverstärkung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf.	268
50HzT-P64: DC/AC-Netzausbau: Anbindung Offshore-Windpark Kriegers Flak (DK) mit Verbindung Offshore-Windpark Kriegers Flak (DK) – Offshore-Windpark Baltic 2 (Combined Grid Solution); bilaterale Offshore-Anbindung DE – DK.	271
50HzT-P127: Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz.	274
50HzT-P127-17: Netzausbau: Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung (Kondensatoren) in Altenfeld und Vieselbach.	276
50HzT-P128: Netzausbau: 380/380-kV-Querregeltransformatoren in Vierraden.	278
AMP-001: Netzverstärkung und -ausbau Wehrendorf – St. Hülfe.	281
AMP-009: Netzverstärkung und -ausbau Dörpen/West – Niederrhein.	283
AMP-010: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen.	285
AMP-014: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland.	288
AMP-018: Netzverstärkung zwischen Rommerskirchen und Sechtem.	291
AMP-022: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kruckel und Dauersberg.	293
AMP-028: Netzverstärkung und -ausbau zum Netzanschluss des Kraftwerks am Standort Herne.	296
AMP-032: Netzverstärkung im nördlichen Rheinland.	298
AMP-034: Netzausbau in Kusenhorst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation.	300
AMP-P41: Netzverstärkung und -ausbau Region Koblenz und Trier.	302
AMP-P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg.	304
AMP-P65: DC-Netzausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Kreis Düren und Belgien, Lixhe.	306
AMP-P74: Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben.	308

AMP-P154: Netzausbau in Siegburg.	310
AMP-P178: Netzverstärkung Gütersloh – Bechterdissen.	312
TTG-005: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf/Süd – Hamburg/Nord – Dollern.	314
TTG-006: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Wahle und Mecklar.	316
TTG-007: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Dörpen/West und Niederrhein (Punkt Meppen).	318
TTG-009: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Ganderkesee und St. Hülfe.	320
TTG-018: Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen.	322
TTG-019: Netzverstärkung: Umspannwerk Unterweser.	325
TTG-P24: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Stade und Dollern.	327
TTG-P25: Netzausbau zwischen Süderdonn und Klixbüll/Süd.	329
TTG-P46: Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf (Ostbayernring).	331
TTG-P66: Netzausbau zwischen Wilhelmshaven und Conneforde.	333
TTG-P67: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich.	335
TTG-P68: DC-Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen (NordLink).	337
TTG-P69: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Emden/Ost und Conneforde.	339
TTG-P114: Netzverstärkung Krümmel.	341
TTG-P115: Netzausbau: Schaltanlage Mehrum/Nord.	343
TTG-P155: Netzausbau: Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage in Elsflth/West.	345
TTG-P157: Netzverstärkung: Umspannwerk Conneforde.	347
TTG-P178: Netzverstärkung Gütersloh – Bechterdissen.	349
TNG-P49: Netzverstärkung Badische Rheinschiene.	351
TNG-P70: Netzausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren Anschluss an das 380-kV-Netz.	353
<i>TNG-P90: Blindleistungskompensationsanlagen TransnetBW.</i>	<i>355</i>
Projektsteckbriefe Zubaunetz.	359
DC1: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (A-Nord).	360
DC2: HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (Ultranet).	363
DC3: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg (SuedLink).	366
DC4: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Bayern (SuedLink).	370
DC5: HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink).	374
DC21: HGÜ-Verbindung Heide/West – Wilhelmshaven 2 – Uentrop.	379
DC23: HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (als Teil der HGÜ-Verbindung DC21/DC23 von der Nordsee über Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg).	383

DC25: HGÜ-Verbindung Wilhelmshaven 2 – Polsum	387
P20: Netzausbau zwischen Emden und Halbmond.	391
P21: Netzverstärkung und -ausbau Conneforde – Cloppenburg – Merzen.	394
P22: Netzverstärkung von Conneforde über Unterweser und Elsfleth/West nach Ganderkesee.	398
P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West.	401
P24: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern, Sottrum und Landesbergen.	404
P25: Netzausbau an der Westküste Schleswig-Holsteins (Westküstenleitung).	407
P33: Netzverstärkung zwischen Wolmirstedt und Wahle bzw. Mehrum/Nord.	410
P37: Vieselbach – Mecklar.	414
P43: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar und Bergrheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld).	417
P43mod: Netzverstärkung von Mecklar über Dipperz nach Urberach.	420
P44: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld.	423
P44mod: Netzverstärkung von Altenfeld über Würgau nach Ludersheim.	427
P47: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe.	432
P47a: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe.	435
P48: Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern.	438
P50: Netzverstärkung Schwäbische Alb.	442
P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg.	445
P53: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Altheim.	448
P72: Netzverstärkung und -ausbau von Kreis Segeberg über Lübeck nach Göhl und Siems (Ostküstenleitung).	451
P74: Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben.	455
P84: Netzverstärkung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel.	458
P112: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter.	461
P113: Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle.	464
P116: Netzverstärkung zwischen Dollern und Ovenstädt.	467
P118: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar.	470
P124: Netzverstärkung: Wolmirstedt – Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt.	473
P150: Netzverstärkung Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen – Vieselbach.	476
P151: Netzverstärkung zwischen Borken und Twistetal.	481
P153: Netzausbau: Umspannwerk Alfstedt.	484
P159: Netzverstärkung Bürstadt – BASF.	486
P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt.	489

P170: Netzverstärkung Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy	492
P175: Netzausbau und -verstärkung: Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden – Conneforde	496
P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich	499
P180: Netzverstärkung Marzahn – Teufelsbruch (380-kV-Diagonale Berlin).	502
P185: Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitung Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen.	506
P200: Hambach.	509
P203: Region Warendorf.	512
P204: 380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau (CH).	515
P215: Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf	519
P216: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk	523
P221: DC-Netzausbau: Hansa PowerBridge (HPB).	527
P222: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen.	532
P223: Netzverstärkung Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn – Krümmel	535
P228: Netzverstärkung Landesbergen – Mehrum/Nord.	538
P252: Netzverstärkung Thyrow – Berlin/Südost.	541
<i>P304: Netzverstärkung Ost-Württemberg.</i>	<i>545</i>
P305: Netzverstärkung Ostalb.	548
P306: Netzverstärkung zwischen Neckar und Enz.	551
P310: Netzverstärkung Birstadt –Kühmoos (Ad-hoc-Maßnahme).	554
P311: Netzverstärkung Weißenthurm – Birstadt	557
P312: Netzausbau Westerkappeln –Wettringen.	560
P313: Netzausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Belgien (Zweiter Interkonnektor Deutschland-Belgien).	563
P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy	567
P315: Netzausbau Hanekenfähr – Gronau	570
<i>P320: Netzverstärkung Oberzier – Dahlem</i>	<i>573</i>
P324: Netzverstärkung Witten - Hattingen.	576
<i>P325: Netzverstärkung Dahlem - Niederstedem.</i>	<i>579</i>
P327: Leistungsflusssteuerung zwischen Kruckel und Garenfeld (Ad-hoc-Maßnahme).	582
P328: DC-Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien (NeuConnect).	585
P333: Eichstetten – Schwörstadt – Kühmoos.	588
P345: Leistungsflusssteuernde Maßnahme in Hamburg/Ost (Ad-hoc-Maßnahme)	591
P346: Phasenschiebertransformatoren in Hanekenfähr (Ad-hoc-Maßnahme).	594

P347: Phasenschiebertransformatoren in Oberzier (Ad-hoc-Maßnahme).	597
P348: Phasenschiebertransformatoren in Wilster/West (Ad-hoc-Maßnahme).	600
P349: Phasenschiebertransformatoren in Würgau (Ad-hoc-Maßnahme).	603
P350: Lastflusssteuernde Maßnahme Pulverdingen.	606
P352: Phasenschiebertransformatoren in Grohnde.	609
P353: Phasenschiebertransformatoren in Twistetal (Ad-hoc-Maßnahme).	612
P354: Phasenschiebertransformatoren in der Leitung Wahle – Mecklar.	615
P355: Netzverstärkung Neuenhagen – Eisenhüttenstadt – Preilack.	618
P357: Leistungsflusssteuernde Maßnahme in Güstrow.	621
P358: Südraum-Umstellung Regelzone 50Hertz.	624
P359: Netzverstärkung Osterburg – Stendal/West – Wolmirstedt.	627
P360: Blindleistungskompensationsanlagen Regelzone 50Hertz.	630
P361: Netzverstärkung Erweiterung UW Großschwabhausen.	634
P362: Netzausbau: Umspannwerk Delitzsch.	637
P363: Leistungsflusssymmetrierung und Netzoptimierung.	640
<i>P365/P411/P427: Errichtung von Netzbooster-Pilotanlagen.</i>	643
P401: Netzausbau Arpe – Dauersberg.	647
<i>P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk.</i>	650
P403: Netzverstärkung Hattingen – Linde.	653
<i>P404: Netzverstärkung Gersteinwerk – Unna - Wambel.</i>	656
P405: Netzverstärkung Rhein-Ruhr.	659
P406: Netzverstärkung Aach - Bofferdange.	662
<i>P408: Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet.</i>	666
P409: Netzverstärkung Limburg - Kriftel.	669
P410: Phasenschiebertransformatoren in Enniger (Ad-hoc-Maßnahme).	672
<i>P412: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone Amprion.</i>	675
P413 Netzverstärkung UW Klostermansfeld.	680
<i>P414: hybride - Elektrolyse.</i>	682
P420: Netzverstärkung Reicheneck - Rommelsbach.	685
P423: Umstellung Raum Beuren.	688
P424: Netzverstärkung Grünkraut - Herbertingen.	691
P425: Erhöhung der Versorgungssicherheit Raum Beuren.	693
P426: Lastflusssteuernde Maßnahme in Philippsburg.	696

EINFÜHRENDE BEMERKUNGEN

Die einzelnen Projekte des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2030 (2019) sind nachfolgend in Form von Steckbriefen dargestellt. Die Steckbriefe beschreiben und begründen die im Rahmen der Netzanalysen identifizierten Maßnahmen und fassen zusammengehörige Maßnahmen zu Projekten zusammen. Anlagenmaßnahmen, die mit erforderlichen Leitungsmaßnahmen einhergehen (Leitungs-Schaltfelder), werden nicht separat ausgewiesen.

Neben Leitungsbaumaßnahmen sind im NEP 2030 (2019) auch reine Punktmaßnahmen (Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen, Schaltanlagen) in Umspannwerken erforderlich. Der Bedarf des Übertragungsnetzes wird als horizontale, der Bedarf zu den unterlagerten Verteilernetzen wird als vertikale Punktmaßnahme charakterisiert. Da die Bundesnetzagentur vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bestätigt, werden diese im NEP 2030 (2019) nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern *zusammen mit verschiedenen horizontalen Punktmaßnahmen* zur Information in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2030_V2019_2_Entwurf.pdf 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 Steckbrief erwähnt. Grundsätzlich sind vertikale Punktmaßnahmen notwendig und daher in den NEP-Datensätzen enthalten.

Die Steckbriefe sind in Start- und Zubaunetz sowie in On- und Offshoreprojekte unterteilt und nach ausführendem Übertragungsnetzbetreiber im Startnetz bzw. durch die Nummerierung im Zubaunetz sortiert. In den Steckbriefen werden Maßnahmen, wo sinnvoll, zu Projekten zusammengefasst. Im NEP 2030 (2019) werden wie im NEP 2030 (2017) Maßnahmen in Hochspannungsgleichstromübertragungstechnik (HGÜ) in einzelnen Steckbriefen aufgeführt und nicht in Steckbriefen je „Korridor“ gebündelt, da im Rahmen des NEP noch nicht über den konkreten Trassenverlauf entschieden wird. Ist eine gemeinsame Trassenführung geplant, wird darauf hingewiesen.

Die Projekte des Netzentwicklungsplans sind darauf ausgerichtet, die ermittelten Übertragungsengpässe gemäß **NOVA-Prinzip** zunächst durch Optimierungen und Verstärkungen des bestehenden Netzes zu beheben. Erst wenn diese Potenziale im netztechnisch zulässigen Umfang ausgenutzt wurden, d. h. bei der notwendigen Gesamtanalyse keine weitere netztechnisch zulässige Lösung bezüglich Leistungsfluss inkl. Spannungs-/Blindleistungssteuerung, Kurzschlussfestigkeit und Stabilität ermittelt werden konnte, wird der Ausbau des bestehenden Netzes initiiert. **Netzoptimierungen** umfassen z.B. die Spannungsumstellung von 220 auf 380 kV von dafür bereits ausgerüsteten Freileitungen. Diese Maßnahmen haben weitgehend keine baulichen Erfordernisse. **Netzverstärkungen** sind z.B. der Austausch von Betriebsmitteln in Anlagen oder der Neubau von Freileitungen mit höherer Stromtragfähigkeit in bestehenden Trassen. Unter **Netzausbau** wird die Erweiterung des Netzes durch zusätzliche Umspannwerke und Schaltanlagen oder zusätzliche Leitungen in neuen Trassen verstanden (siehe hierzu auch Kapitel 5.1 des NEP-Berichts).

Die Steckbriefe sind unterteilt in eine Beschreibung und eine Begründung der Maßnahmen eines Projekts. Die Ausführlichkeit der Beschreibung und Begründung variiert in Abhängigkeit zum Fortschritt der Planung.

Die Steckbriefe enthalten jeweils eine Übersichtstabelle, in der für jede Maßnahme die Art, die NOVA-Kategorie, die Erforderlichkeit je Szenario, die anvisierte Inbetriebnahme sowie der Stand der Umsetzung angegeben sind. In der Spalte Umsetzungsstand ist – wo möglich – vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist. Grundlage hierfür war der Umsetzungsstand **Ende März 2019**.

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: Maßnahme wurde realisiert.

Die angegebenen anvisierten Inbetriebnahmejahre sind vom jeweiligen Genehmigungsverfahren und Projektverlauf abhängig. Sie beruhen auf planerischen Überlegungen, welche Maßnahmen zur Behebung von Engpässen im Zielnetz erforderlich sind, sowie auf Überlegungen, bis wann eine ambitioniert realistische Umsetzung tatsächlich möglich ist.

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 4/2018**. *Parallel zur Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des NEP 2030 (2019) werden Diskussionen über das sogenannte „BMW-Controling“ geführt, im Zuge dessen sich möglicherweise Anpassungen der anvisierten Inbetriebnahmejahre ergeben können. Da diese Diskussionen mit Bund, Ländern und Genehmigungsbehörden noch nicht abgeschlossen sind, haben die ÜNB die Inbetriebnahmejahre gegenüber dem ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) unverändert gelassen.*

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.







Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Längenangaben der HGÜ-Verbindungen wird in Kapitel 5.3 beschrieben. Für die Projekte DC2, DC3, DC4 und DC5 sind die Längenangaben abweichend davon dem BBPlG-Monitoring Stand **Quartal 4 / 2018** entnommen.

PROJEKTSTECKBRIEFE STARTNETZ




Im Folgenden werden die Startnetzprojekte des Netzentwicklungsplans 2030, Version 2019 dargestellt. Die Maßnahmen, die in den folgenden Karten eingezeichnet sind, werden farblich sowie durch Schraffuren bzw. vollflächige Linien nach Netzausbau und Netzverstärkung unterschieden. Die nachfolgende Legende gilt für alle Projekte des Startnetzes:

Legende

Leitungsbezogene Maßnahmen

AC-Netzverstärkung	
AC-Netzausbau (Umsetzungsstand: fortgeschrittenes Planfeststellungsverfahren oder in Bau)	
AC-Netzausbau	
DC-Netzverstärkung	
DC-Netzausbau (Umsetzungsstand: fortgeschrittenes Planfeststellungsverfahren oder in Bau)	
DC-Netzausbau	

Anlagenbezogene Maßnahmen

Netzverstärkung	
Netzausbau	
Ausbau von bestehenden Anlagen	

Definitionen:

Netzausbau

Netzausbaumaßnahmen beschreiben den Neubau von Umspannwerken und Schaltanlagen oder von Leitungen in neuen Trassen.

Als Ausbau von bestehenden Anlagen werden der Zubau von Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen oder wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln in bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen sowie die ggf. notwendige Erweiterung der Grundstücksfläche zur Einordnung des Zubaus bezeichnet.

Netzverstärkung

Als Netzverstärkungsmaßnahmen gelten der Austausch von Betriebsmitteln in Anlagen und Leitungen gegen leistungsstärkere Komponenten, die Erweiterung von bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen, z. B. um zusätzliche Schaltfelder und/oder Sammelschienen, sowie ein Neubau von Leitungen in bestehenden Trassen.

Stand der Umsetzung

In der Spalte „Stand der Umsetzung“ ist, wo möglich, vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist.

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: Maßnahme wurde realisiert.

PROJEKTSTECKBRIEFE ZUBAUNETZ




Im Folgenden werden die Projekte des Zubaunetzes dargestellt. Die Maßnahmen, die in den folgenden Karten eingezeichnet sind, werden farblich sowie durch Schraffuren bzw. vollflächige Linien nach Netzausbau und Netzverstärkung unterschieden. Die nachfolgende Legende gilt für alle Projekte des Zubaunetzes:

Legende

Leitungsbezogene Maßnahmen

AC-Netzverstärkung	
AC-Netzausbau (Umsetzungsstand: fortgeschrittenes Planfeststellungsverfahren oder in Bau)	
AC-Netzausbau	
DC-Netzverstärkung	
DC-Netzausbau (Umsetzungsstand: fortgeschrittenes Planfeststellungsverfahren oder in Bau)	
DC-Netzausbau	

Anlagenbezogene Maßnahmen

Netzverstärkung	
Netzausbau	
Ausbau von bestehenden Anlagen	

Definitionen

Netzausbau

Netzausbaumaßnahmen beschreiben den Neubau von Umspannwerken und Schaltanlagen oder von Leitungen in neuen Trassen.

Als Ausbau von bestehenden Anlagen werden der Zubau von Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen oder wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln in bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen sowie die ggf. notwendige Erweiterung der Grundstücksfläche zur Einordnung des Zubaus bezeichnet.

Netzverstärkung

Als Netzverstärkungsmaßnahmen gelten der Austausch von Betriebsmitteln in Anlagen und Leitungen gegen leistungsstärkere Komponenten, die Erweiterung von bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen, z. B. um zusätzliche Schaltfelder und/oder Sammelschienen, sowie ein Neubau von Leitungen in bestehenden Trassen.

Stand der Umsetzung

In der Spalte „Stand der Umsetzung“ ist, wo möglich, vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist.

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: Maßnahme wurde realisiert.

50HzT-003: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL) (Uckermarkleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: 45.191

Grundlage: EnLAG, Nr. 3
Nr. PCI: 3.15.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt umfasst eine Reihe von Maßnahmen. Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist es, die horizontale Übertragungskapazität im Netz der 50Hertz und regelzonenüberschreitend bzw. länderübergreifend zum benachbarten polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE zu erhöhen.

Hierzu ist im Leitungsabschnitt Neuenhagen – Vierraden – Bertikow eine neue 380-kV-Doppelleitung zum Teil auf neuer Trasse zu errichten. Gemäß dem Prinzip der Trassenbündelung verläuft die geplante Trasse überwiegend parallel zu anderen Infrastrukturtrassen: einer Bahntrasse und über rund 100 Kilometer parallel zu bestehenden 110-kV- und 220-kV-Leitungen. Letztgenannte 220-kV-Leitung, die heute die Verbindung zwischen Neuenhagen und Bertikow/Vierraden herstellt, wird nach Inbetriebnahme der 380-kV-Uckermarkleitung rückgebaut.

Die zuvor bereits mit 220 kV betriebene Kuppelleitung Vierraden (50Hertz) – Krajnik (PSE) wurde inzwischen auch auf deutscher Seite komplett als 380-kV-Doppelleitung errichtet (Netzverstärkung, Neubau eines ca. drei Kilometer langen, zuvor für 220 kV errichteten Leitungsabschnittes unmittelbar vor dem Umspannwerk Vierraden, Fertigstellung in 2013). Nach Inbetriebnahme der 380-kV-Anlage Vierraden Ende 2017 und der dortigen ersten beiden 380/380-kV-Querregeltransformatoren wird die Kuppelleitung seit Mitte 2018 mit 380 kV betrieben. Diese 380-kV-Netzkonfiguration wird temporär bis zur Inbetriebnahme der 380-kV-Uckermarkleitung und der 380-kV-Anlage Bertikow über zwei 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Vierraden mit dem verbleibenden 220-kV-Netz in der Uckermark-Region verbunden.

Durch die Uckermarkleitung wird die Transportkapazität für die im Norden der 50Hertz-Regelzone eingespeiste Leistung aus erneuerbaren Energien (insbesondere Onshore-Windenergie aus Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg sowie perspektivisch zunehmend Offshore-Windenergie aus Mecklenburg-Vorpommern) geschaffen.

Der Planfeststellungsbeschluss (PFB) wurde im Juli 2014 erteilt. Mit dem Bau wurde nicht begonnen, da gegen den Beschluss geklagt wurde. Das Bundesverwaltungsgericht hat am 21.01.2016 den PFB aufgrund von Mängeln für rechtswidrig und nicht vollziehbar erklärt. Die festgestellten Mängel führten nicht zur Aufhebung, sondern nur zur Feststellung der Rechtswidrigkeit und Nichtvollziehbarkeit des PFB, weil sie durch ein ergänzendes Verfahren behoben werden können. Für das Gericht steht die Notwendigkeit der Uckermarkleitung außer Frage, ebenso der Trassenverlauf, der nach intensiver Alternativenprüfung festgelegt worden war. Die Antragsunterlagen zum Planergänzungsverfahren wurden im November 2017 zur Prüfung beim Landesamt für Geologie, Rohstoffe und Bergbau eingereicht. Die Vollständigkeit wurde bestätigt und im Mai 2018 das Anhörungsverfahren zum Planergänzungsverfahren eingeleitet. Ein erneuter Erörterungstermin zu den überarbeiteten Unterlagen fand im November 2018 statt. Der Beschluss wird für den Jahresanfang 2019 erwartet.



Folgende Maßnahmen sind erforderlich und sind zum Teil bereits abgeschlossen:

- Errichtung der 380-kV-Freileitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow (Netzverstärkung und -ausbau),
- Erweiterung der 380-kV-Einfacheinschleifung Vierraden zur 380-kV-Doppeleinschleifung (2. Einschleifung als Netzverstärkung und -ausbau) im Zusammenhang mit der Errichtung der Querregeltransformatoren Vierraden (s. 50HzT-P128); diese Maßnahme ist nicht Bestandteil des o. g. Planfeststellungsverfahrens für die Uckermarkleitung,
- Ablösung der bestehenden 220/110-kV-Anlage Vierraden durch eine neu zu errichtende 380/110-kV-Anlage, einschließlich Ablösung der 220/110-kV- durch eine 380/110-kV-Transformation (Netzausbau) – Maßnahme abgeschlossen,
- anteilige Umrüstung und Erweiterung der mit 220 kV betriebenen, bereits für 380 kV vorbereiteten Anlage Bertikow auf 380-kV-Betrieb, einschließlich Einsatz eines 380/220-kV-Netzkuppeltransformators (Netzverstärkung),
- Neubau eines Abschnitts in bestehender Trasse der 380-kV-Freileitung Vierraden – Krajnik und Umstellung auf 380-kV-Betrieb (Netzverstärkung) – Maßnahme abgeschlossen.

Das Projekt ist Teil der Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (sogenannte dena-Netzstudie I).

Das Projekt ist mit der Leitungsverbindung „Neuenhagen (DE) – Vierraden (DE) – Krajnik (PL)“ weiterhin in der EU-Liste der TEN-E-Projekte enthalten (europäisches Vorrangprojekt nach EU-Entscheidung Nr. 1364/2006, Anhang I, Nr. EL: 8 und Anhang II, Nr. 2) und wurde im Rahmen der EU-Initiative „North-South-Energy Interconnections“ als europäisches Vorrangprojekt 2011 nochmals bestätigt.

Die Verstärkung des Interkonnectors Vierraden – Krajnik auf 380 kV wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 3.15.1 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.

Perspektivisch ist die Verlängerung der 380-kV-Leitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow (sogenannte Uckermarkleitung) bis Pasewalk und über Pasewalk/Nord bis nach Iven geplant (erster Abschnitt bis Pasewalk, 50HzT-P36).

Aktuelle Informationen zum Projekt unter:

<https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjektanLand/Uckermarkleitung>



Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in bestehender und neuer Trasse	56	67	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG 4: genehmigt oder in Bau
2. Einschleifung Vierraden	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in bestehender und neuer Trasse	5		2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
Bertikow	Anlage	Netzausbau: horizontal			2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund der strukturellen Besonderheiten der Regelzone der 50Hertz, d. h. anwachsender Leistungsüberschuss aus regenerativer und konventioneller Erzeugung bei bestenfalls stagnierendem Verbrauch, kommt es zu ausgeprägten Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüssen, verbunden mit hohen Leistungstransporten in Richtung Südwest. Desweiteren treten dabei hohe Belastungen des polnischen Übertragungsnetzes durch parallele Leistungsflüsse auf, weshalb seitens 50Hertz und PSE der Einsatz von 380/380-kV-Querregeltransformatoren auf den deutsch-polnischen Kuppelleitungen beschlossen und 2017 / 2018 realisiert wurde (ehemals 50HzT-P128).

Netzberechnungen wurden im Rahmen der dena-Netzstudie I durchgeführt (s. dort Kapitel 8). Dabei wurden u. a. erhebliche Überlastungen der bestehenden 220-kV-Leitung Pasewalk – Vierraden ermittelt, die zeigen, dass die 220-kV-Spannungsebene für die Übertragungsaufgaben in dieser Region nicht mehr ausreicht und ein Netzstrukturwechsel notwendig ist.

Zusätzlich wurden Netzberechnungen zum Netzausbau im Bereich Vierraden – Krajinik im Auftrag von 50Hertz durch die Firma KEMA IEV durchgeführt. Aus diesen ist ersichtlich, dass sowohl der Bau der 380-kV-Freileitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow, als auch die 380-kV-Umstellung der Kuppelleitung Vierraden – Krajinik zur Vermeidung von unzulässig hohen Belastungen erforderlich sind. Mittels der genannten Maßnahmen wird die Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität im Bereich der Uckermarkleitung erreicht und so das Höchstspannungsnetz an die neuen Anforderungen angepasst.

Auch die im Rahmen des NEP durchgeführten Untersuchungen zeigen die Notwendigkeit eines Leitungsneubaus deutlich auf: Die Einspeiseleistung der in der Netzregion Uckermark bereits heute vorhandenen Windparks sowie die der zukünftig geplanten EE-Anlagen übersteigt die Übertragungskapazität der vorhandenen 220-kV-Leitung Neuenhagen – Bertikow – Vierraden um ein Vielfaches. Durch die Installation von Querregeltransformatoren (s. 50HzT-P128) zur Limitierung der Leistungsflüsse in das polnische Nachbarnetz über die mit 380 kV betriebene Kuppelleitung Vierraden – Krajinik wird die Netzbelastung in der betrachteten Netzregion Uckermark weiter erhöht.

Netzoptimierungs- oder Netzverstärkungsmaßnahmen, wie Leiterseilmonitoring oder Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile (sofern technisch und genehmigungsrechtlich zulässig), ergeben bei einer 220-kV-Leitung kein ausreichendes und nachhaltiges Erhöhungspotenzial, um die stark anwachsenden Übertragungsaufgaben, insbesondere durch die Einspeiseleistung der Windenergieanlagen, erfüllen zu können. Dies ist nur durch eine wesentlich leistungsstärkere 380-kV-Leitung möglich, da die Erhöhung der Spannungsebene in



Verbindung mit einem höheren Übertragungsquerschnitt eine deutlich höhere Übertragungsleistung und geringere Übertragungsverluste ermöglicht. Zur Reduzierung der Eingriffe in die Landschaft und Natur wurde die am besten geeignete Trassenführung möglichst in Bündelung mit vorhandenen 110- und 220-kV-Leitungstrassen ermittelt (inkl. Raumentlastung durch den Rückbau der 220-kV-Leitung).



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-007: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Wustermark (als 1. Teil des Berliner Rings) in bestehender Trasse im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken (380-kV-Nordring Berlin)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: RgIP

Grundlage: EnLAG, Nr. 11

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Berlin bzw. im nördlichen Berliner Umland für die im Nordosten der Regelzone von 50Hertz erzeugte Einspeiseleistung, insbesondere aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen.

Ein Teil der übertragenen Leistung dient der Deckung der Nachfrage in Berlin und im Berliner Umland (Brandenburg). Zudem ermöglicht die leistungsstärkere 380-kV-Netzstruktur die nachhaltige Berücksichtigung von Kundenbelangen (zukunftsicherer Anschluss von direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Kundenanlagen der stromintensiven Industrie).

Hierfür ist der Neubau einer 80 km langen 380-kV-Freileitung weitestgehend in der bestehenden Trasse der bisherigen 220-kV-Freileitung erforderlich. Dafür sind die Umspannwerke Wustermark, Hennigsdorf, Neuenhagen und Malchow zu erweitern. Für das Umspannwerk Malchow werden mit einer Erweiterung der 380-kV-Netzeinbindung mittels einer zweiten Einschleifung (Leitungsneubau in Bündelung zu einem bestehenden 380-kV-Trassenkorridor; in o. g. Neubaulänge enthalten) die Voraussetzungen für eine netztechnisch flexible Betriebsführung, eine optimierte Netzstruktur zwischen den Umspannwerken Malchow und Neuenhagen sowie eine höhere Netz- und Versorgungssicherheit geschaffen.

In den Umspannwerken sind neben den obligatorischen Leitungsanschlüssen (auch in den nachfolgend nicht genannten Anlagen Neuenhagen und Malchow) die folgenden Maßnahmen geplant und zum Teil bereits abgeschlossen:

Ausbau der bestehenden Anlage im Umspannwerk Wustermark (Netzverstärkung und -ausbau) – Maßnahme abgeschlossen:

- ein 380-kV-Schaltfeld 380/220-kV-Transformator,
- ein 220-kV-Schaltfeld 380/220-kV-Transformator,
- ein 380/220-kV-Transformator 400 MVA inklusive Transformatorfundament.

Ausbau der bestehenden 220-kV-Anlage im Umspannwerk Hennigsdorf zu einer 380-kV-Schaltanlage (Netzverstärkung und -ausbau):

- zwei 380-kV-Schaltfelder Leitung (Netzverstärkung),
- zwei 380-kV-Schaltfelder 380/220-kV-Transformator,
- zwei 220-kV-Schaltfelder 380/220-kV-Transformator,
- zwei 380/220-kV-Transformatoren 400 MVA inklusive Transformatorfundament,
- eine 380-kV-Kupplung.



Die Maßnahmen des Projekts 50HzT-007 stehen in Zusammenhang mit dem Projekt 50HzT-003 (Neubau Höchstspannungsleitung Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajinik (PL) (Uckermarkleitung), welche dem Transport von Einspeiseleistung, insbesondere aus Windenergieanlagen, in die Netzregion und dem Raum Berlin inkl. Umland dient.

Für das Projekt ist das Raumordnungsverfahren abgeschlossen. Der erste (westliche) Abschnitt wurde planfestgestellt und im 4. Quartal 2016 mit einer Länge von rund 29 km in Betrieb genommen. Der zweite (östliche) Abschnitt von Hennigsdorf nach Neuenhagen befindet sich aktuell noch im Planfeststellungsverfahren, mit einem Beschluss wird im ersten Quartal 2019 gerechnet.

Aktuelle Informationen zum Projekt unter:

<https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteeanLand/380-kV-NordringBerlin>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Neuenhagen – Hennigsdorf – Wustermark	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in bestehender und neuer Trasse	10	70	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG, 5: realisiert

Begründung des geplanten Projekts

Die Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Berlin inkl. Umland ist auch erforderlich, um die Netz- und Versorgungssicherheit Berlins anforderungsgerecht aufrecht zu erhalten.

Die vorhandene 380-kV-Doppelleitung Neuenhagen – Malchow – Lubmin und die geplante Uckermarkleitung (50HzT-003) werden an die 380-kV-Anlage in Neuenhagen, gelegen am östlichen Stadtrand von Berlin, angeschlossen. Von Neuenhagen führt eine 380-kV-Doppelleitung in die Stadt Berlin hinein und eine weitere nach Preilack in die Lausitz. Die 380-kV-Leitungsverbindung in die Stadt Berlin hinein ist auf dem Abschnitt Neuenhagen – Marzahn als Freileitung ausgeführt. Von Marzahn verlaufen durch das Berliner Stadtgebiet weitestgehend 380-kV-Doppelkabelanlagen bis nach Teufelsbruch (Berlin-Spandau am westlichen Stadtrand). Diese sogenannte 380-kV-Diagonale in Berlin wurde ursprünglich ausschließlich zur Versorgung Berlins geplant und errichtet sowie dafür ausgelegt.

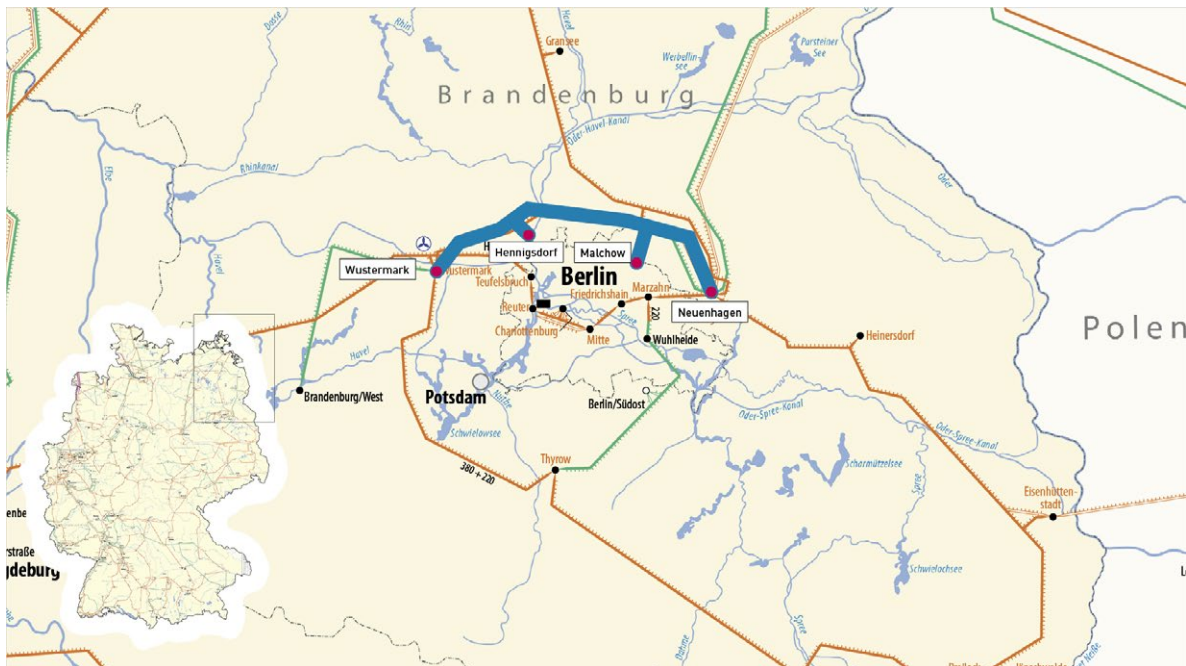
Aufgrund der geänderten Anforderungen an das Übertragungsnetz durch die allgemeine Marktentwicklung für den Stromhandel und den Ferntransport von erneuerbaren Energien haben sich veränderte Leistungsflussbedingungen eingestellt. Dadurch und aufgrund der technischen Parameter von Kabeln (wesentlich kleinere Impedanz als eine Freileitung) stellen sich verstärkte Transitleistungsflüsse auf der 380-kV-Diagonale in Berlin ein. Diese führen zu hohen Belastungen und damit zur Gefährdung der Netz- und Versorgungssicherheit. Eine temporär leistungsflussbedingte, schaltungstechnische „Auftrennung“ der Diagonale zur Unterbindung unzulässig hoher Transitleistungsflüsse ist daher derzeit ohne die Realisierung weiterer Maßnahmen auf der 380-kV-Diagonale in Berlin (s. P180) nicht möglich. Die Erhöhung der Übertragungskapazität durch den Nordring Berlin ermöglicht die Integration der im Nordosten der Regelzone von 50Hertz erzeugten EE-Einspeiseleistung, insbesondere aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, leistet zudem einen Beitrag zur Entlastung der Berlin-Diagonale und trägt damit insgesamt zur Stabilität der Netzsituation in Berlin bei.

Die Erhöhung der Übertragungskapazität soll mittelfristig durch die Umstrukturierung des vorhandenen 220-kV-Nord- und perspektivisch auch des 220-kV-Südrings im Raum Berlin realisiert werden. Diese Maßnahmen werden bedarfsgerecht, auch unter Berücksichtigung der Netz- und Systemsicherheit in der Bau- und Betriebsphase, in zwei Schritten geplant. Zunächst wird im ersten Schritt der „380-kV-Nordring Berlin“, d. h. die 380-kV-Doppelleitung von Wustermark über Hennigsdorf nach Neuenhagen, realisiert. Bei weiter steigenden Einspeisungen aus erneuerbaren Energien und aus konventionellen Kraftwerken besteht die Planungsoption



u. a. für eine 380-kV-Netzumstellung im Süden Berlins als zweiter Schritt (sogenannter „380-kV-Südring Berlin“ von Marzahn über Wuhlheide nach Thyrow inkl. Projekt P252 Neubau-Umspannwerk Berlin/Südost). Darüber hinaus wird die Übertragungskapazität durch das Projekt P180 in Berlin erhöht.

Die notwendige Absicherung in Ausfallsituationen zusammen mit der notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität kann nur durch den Neubau der o. g. 380-kV-Freileitung Wustermark – Hennigsdorf – Neuenhagen (inkl. Neubau des Leitungsanschlusses zum Umspannwerk Malchow) und die damit verbundenen Maßnahmen erfolgen.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-022: Netzausbau: 380-kV-Netzanschluss für das Neubaukraftwerk Premnitz

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2016: 967 (RgIP)

Grundlage: Anschlusspflicht von Kraftwerken

Nach Bestätigung des Szenariorahmens des NEP 2030 (2019) durch die BNetzA wurde im Februar 2019 das Projekt Neubaukraftwerk Premnitz durch den Anschlusspetenten und daraufhin das Netzanschlussverfahren nach KraftNAV durch 50Hertz eingestellt.

50HzT-035: Errichtung einer 380-kV-Netzanschlussanlage für das PSW Leutenberg

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: Anschlusspflicht von Kraftwerken

Beschreibung des geplanten Projekts

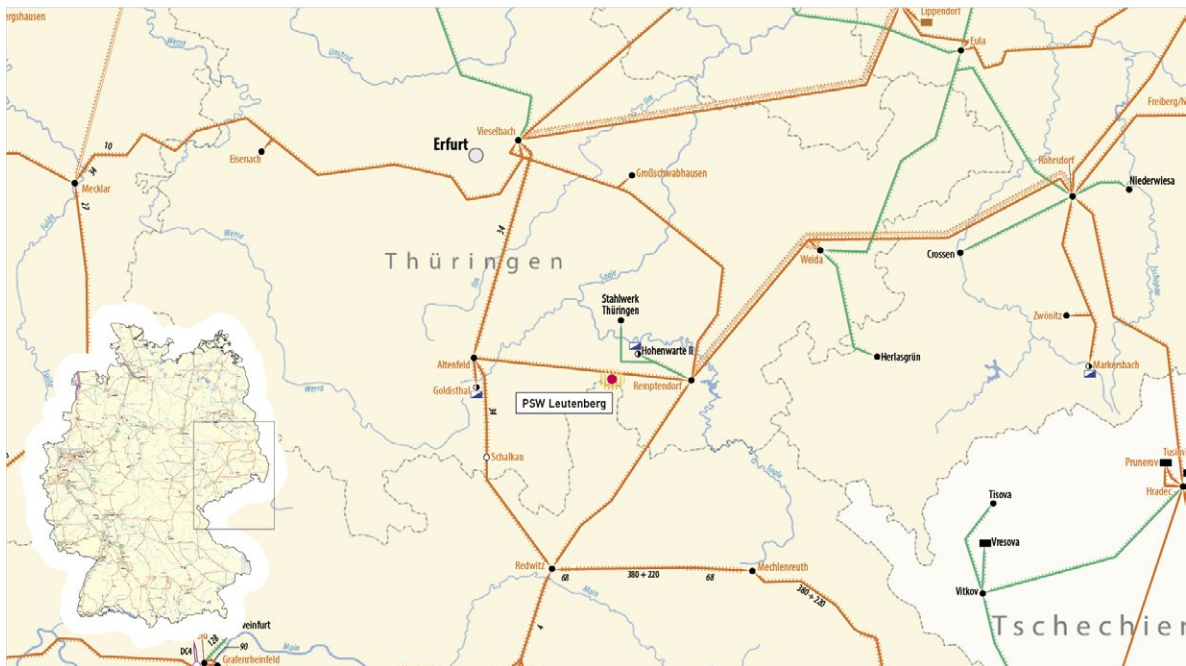
Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist es, den Anschluss für das geplante Pumpspeicherwerk (PSW) Leutenberg an das 380-kV-Übertragungsnetz von 50Hertz herzustellen. Es ist geplant, die neu zu errichtende 380-kV-Netzanschlussanlage in die vorhandene 380-kV-Leitung Altenfeld – Remptendorf einzubinden.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Netzanschluss PSW Leutenberg	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	2		2024	
Netzanschluss PSW Leutenberg	Anlage	Netzausbau: für Dritte, horizontal			2024	

Begründung des geplanten Projekts

Bei 50Hertz liegt ein qualifiziertes Netzanschlussbegehren gemäß Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) für das Pumpspeicherwerk im Raum Leutenberg/Probstzella (Thüringen) vor. Unter dem Projektnamen „Wasserspeicherkraftwerk Leutenberg/Probstzella“ wurde das Raumordnungsverfahren mit der Landesplanerischen Beurteilung des Thüringer Landesverwaltungsamtes vom 22.08.2016 erfolgreich abgeschlossen. In der Machbarkeitsstudie zum Netzanschluss wird von der Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage und der Einbindung in die vorhandene 380-kV-Leitung Altenfeld – Remptendorf als netztechnisch und wirtschaftlich vorteilhafte Anschlusslösung ausgegangen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P34: Netzverstärkung Güstrow – Wolmirstedt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: 200 (RgIP)

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
BBPlG 2015: Nr. 39

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Mecklenburg-Vorpommern über Brandenburg nach Sachsen-Anhalt. Zwischen den Umspannwerken Güstrow (Mecklenburg-Vorpommern) und Wolmirstedt (Sachsen-Anhalt) verläuft eine 220-kV-Freileitung, deren Übertragungsfähigkeit durch den Neubau einer 380-kV-Freileitung erhöht werden soll. Die geplante 380-kV-Freileitung soll auf rund 190 Kilometern Länge weitgehend im Raum der schon bestehenden Freileitungsstrasse verlaufen. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die bestehende 220-kV-Freileitung wird nach Inbetriebnahme der 380-kV-Freileitung zurückgebaut.

- M22a: Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt
Von Perleberg über Stendal/West nach Wolmirstedt wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in den Umspannwerken Perleberg, Stendal/West und Wolmirstedt zu erweitern. Der Abschnitt Stendal/West – Wolmirstedt wurde planfestgestellt. Für den Abschnitt Perleberg – Stendal/West hat 50Hertz die Antragsunterlagen für die Planfeststellung in Sachsen-Anhalt eingereicht und bereitet derzeit die Abgabe in Brandenburg vor.
- M22b: Parchim/Süd – Perleberg
Von Parchim/Süd nach Perleberg wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu ist die 380-kV-Anlage im Umspannwerk Perleberg zu erweitern. *Die Planfeststellungsanträge für die beiden Leitungsabschnitte Parchim/Süd – Landesgrenze und Landesgrenze – Perleberg wurden inzwischen in Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg eingereicht.*
- M22c: Güstrow – Parchim/Süd
Von Güstrow nach Parchim/Süd wird ein 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Hierzu ist die 380-kV-Anlage im Umspannwerk Güstrow zu erweitern. Derzeit bereitet 50Hertz die Antragsunterlagen für das Planfeststellungsverfahren vor.

Mit der Realisierung der M22b oder M22c wird das bereits für einen späteren 380-kV-Betrieb konzipierte, aktuell mit 220 kV in Betrieb befindliche Umspannwerk Parchim/Süd (BBPlG Nr. 28; 50HzT-P61) von 220 kV auf 380 kV umgestellt, inkl. Einsatz einer 380/110-kV- anstelle der heutigen 220/110-kV-Transformation.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteeLand/380-kV-FreileitungPerlebergWolmirstedt>
<https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteeLand/380-kV-FreileitungGuestrowParchimSuedPerleberg>



Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		100	2021	3: vor oder im PVF/Genehmigung nach BImSchG, 4: genehmigt oder im Bau
Parchim/Süd – Perleberg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		39	2022	3: vor oder im PVF/Genehmigung nach BImSchG
Güstrow – Parchim/Süd	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		50	2022	3: vor oder im PVF/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Durch die zu erwartenden On- und Offshore-Windeinspeisungen in Mecklenburg-Vorpommern sowie erhöhte Transitleistungsflüsse aus Dänemark wird diese Leitung perspektivisch noch stärker belastet werden. Die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt besitzt derzeit eine geringe Übertragungskapazität von ca. 400 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd ist die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Diese steigt durch die anwachsende EE-Einspeiseleistung, die u.a. auch vom UW Parchim/Süd aufzunehmen ist, weiter an. Die bestehende 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt besitzt somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität.

Netzplanerische Begründung

Zur Erhöhung der Übertragungskapazität muss folglich die Spannungsebene auf 380 kV erhöht und die Leitung neu errichtet werden. Ohne den Neubau im bestehenden Trassenraum wird die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises dieser Leitung bzw. bei Ausfall eines Stromkreises der 380-kV-Leitung Stendal/West – Wolmirstedt unzulässig hoch belastet. Die Notwendigkeit des 380-kV-Neubaus zwischen Güstrow und Wolmirstedt wurde ebenfalls in der „Netzstudie Mecklenburg-Vorpommern“ durch die Universität Rostock untersucht, welche am 31.05.2013 veröffentlicht wurde.

Die unzulässig hohe Leitungsbelastung wird wesentlich durch die über das Umspannwerk Parchim/Süd zusätzlich eingespeiste EE-Leistung verursacht. Daher ist es notwendig, dieses Umspannwerk auf 380 kV umzustellen und in die 380-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt einzubinden. Zusätzlich ist eine Einschleifung der 380-kV-Neubau-Freileitung in das Umspannwerk Perleberg und eine 380-kV-Doppeleinschleifung in das Umspannwerk Stendal/West erforderlich.

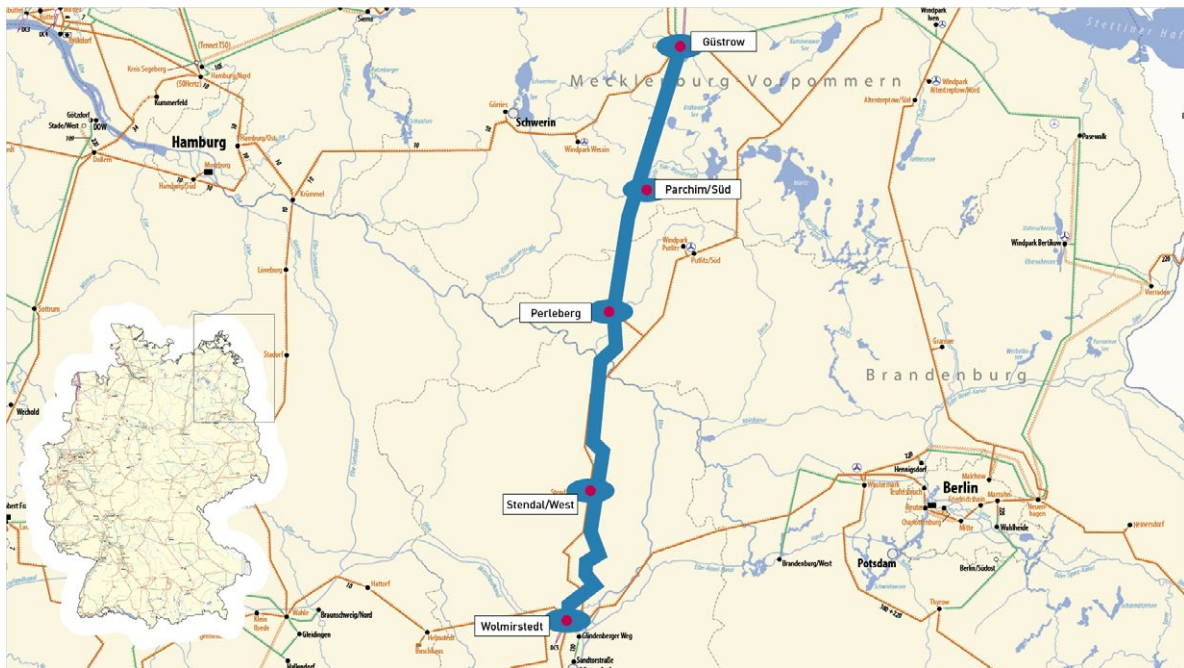
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zu den Maßnahmen 22a, 22b und 22c sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Süd nach Nord keine parallelen 220-kV-Verbindungen vorhanden sind.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 34 wurde im NEP 2013 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im Rahmen der Bestätigung des NEP 2013 erfolgte die Bewertung des Projekts 34 gemeinsam für beide Maßnahmen (P34 und 50HzT-P61), da diese eng miteinander verknüpft sind sowie eine Trennung in den Begründungen nicht klar möglich ist. Das Projekt 34 wurde im NEP 2014 und im NEP 2030 (2017) mit den Maßnahmen M22a, M22b und M22c von der BNetzA bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 39).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P36: Netzverstärkung Bertikow – Pasewalk

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: 199 (RgIP), 45.199

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
BBPlG 2015: Nr. 11

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern. Es schließt nördlich an das Vorhaben 50HzT-003 (Uckermarkleitung) an.

- M21: Bertikow – Pasewalk
Von Bertikow (Brandenburg) nach Pasewalk (Mecklenburg-Vorpommern) wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet. Im Zuge der Trassenfindung wurde angestrebt, im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung zu verbleiben. In einem Abschnitt wurde dem Bündelungsgebot der BNetzA gefolgt; der betreffende geplante Abschnitt verläuft gebündelt mit der BAB A20. Die 380-kV-Anlage Bertikow ist zu erweitern. Weiterhin ist am Standort Pasewalk eine 380-kV-Anlage mit 3 x 380/110-kV-Transformatoren für die Ablösung der bestehenden 220-kV-Anlage inkl. 220/110-kV-Transformatoren neu zu errichten. Es sind zudem 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren in Pasewalk für die Stützung des verbleibenden 220-kV-Netzes in Mecklenburg-Vorpommern vorzusehen (M21 TR1 Netzverstärkung horizontal, Anlage Pasewalk).

Für die 380-kV-Leitung wurde die Bundesfachplanung abgeschlossen und der Antrag auf Planfeststellung inzwischen bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Nach Inbetriebnahme der 380-kV-Freileitung ist geplant, die 220-kV-Leitung zurück zu bauen.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter: <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjektanLand/380-kV-FreileitungBertikowPasewalk>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Bertikow – Pasewalk	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		32	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
Pasewalk	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2023	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Im östlichen Mecklenburg-Vorpommern ist in der Region, in der das Umspannwerk Pasewalk liegt, bereits eine hohe Leistung von EE-Anlagen installiert, die nach Prognosen des regionalen Verteilnetzbetreibers weiter stark anwachsen wird. In der Region ist zudem mit dem Umspannwerk Pasewalk/Nord (Arbeitstitel) ein direkter, leistungsstarker Windparkanschluss am Übertragungsnetz geplant. Damit einher geht ein weiter ansteigender Transportbedarf. Zudem werden die bestehenden 220-kV-Leitungen durch die Übertragung von Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen bzw. in Richtung Polen (Kuppelleitung Vierraden – Krajinik; 50HzT-003; EnLAG Nr. 3) zusätzlich belastet. Für die zu erwartenden Onshore-Windeinspeisungen übersteigt der aus vorgenannten Gründen insgesamt resultierende Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der 220-kV-Leitungen deutlich.



Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitung Bertikow – Pasewalk besitzt derzeit eine geringe Übertragungskapazität von ca. 410 MVA pro Stromkreis. Ohne den 380-kV-Neubau Bertikow – Pasewalk im bestehenden Trassenraum wird die bestehende 220-kV-Leitung teilweise bereits im Grundleistungsfluss und erst recht bei Ausfall eines Stromkreises unzulässig hoch belastet.

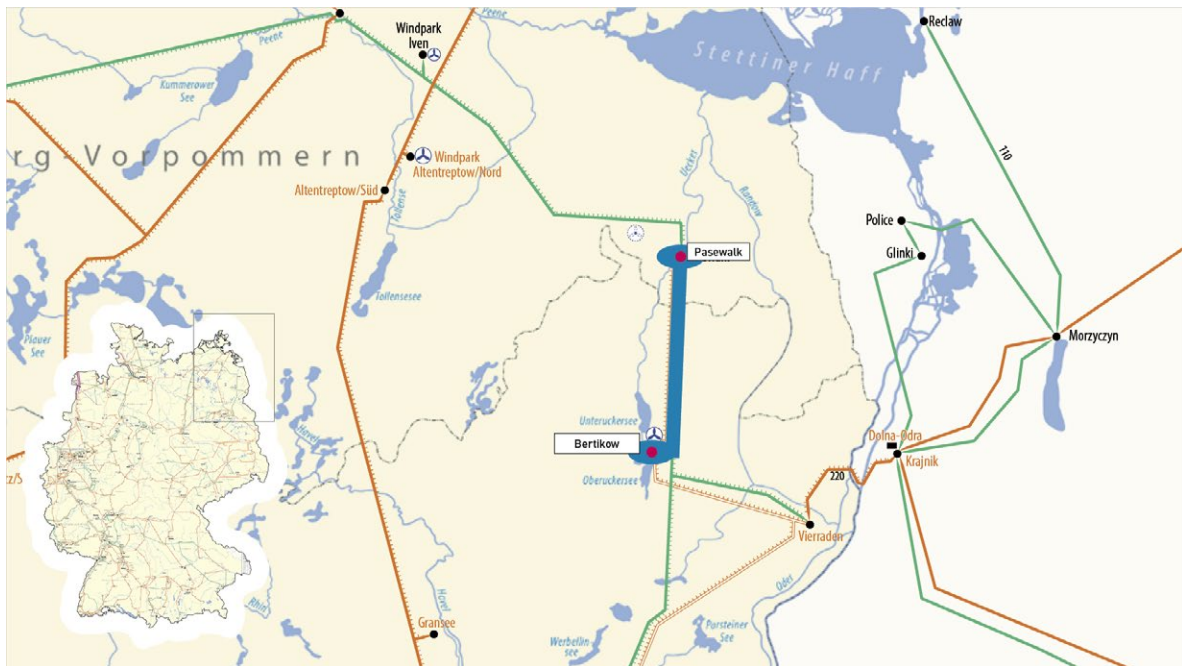
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zur Maßnahme 21 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Die erwartete installierte EE-Leistung kann in der Region nur durch die Einbindung in das 380-kV-Netz abgeführt werden, da keine parallele 220-kV-Verbindung vorhanden ist. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Bertikow nach Pasewalk durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Bertikow) führt zum Belastungsanstieg auf dem mit 380 kV betriebenen Interkonnektor Vierraden – Krajnik (PL). Da hierbei die Leistungsflüsse zum polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE zusätzlich beeinflusst würden, stellt diese Option keine nachhaltige Lösung dar und wurde verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 36 mit der Maßnahme 21 wurde im NEP 2012, NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 11).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P38: Netzverstärkung Pulgar – Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: 130.208

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
BBPlG 2015: Nr. 13

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen:

- M27a: Pulgar - Geußnitz (Abschnitt Ost)
Auf dem Abschnitt vom Umspannwerk Pulgar bis Geußnitz (bei Zeitz) wird auf 27 km die bestehende Freileitung umbeseilt und die 380-kV-Anlage Pulgar entsprechend verstärkt. Für den Abschnitt Ost wurde die Bundesfachplanung bereits abgeschlossen. *Anstelle eines Planfeststellungsverfahrens ist ein Anzeigeverfahren nach § 25 NABEG vorgesehen; die entsprechenden Unterlagen wurden bei der BNetzA bereits eingereicht.*
- M27b: Geußnitz - Bad Sulza (Abschnitt Mitte)
Auf dem Abschnitt von Geußnitz bis Bad Sulza ist auf 42 km die bestehende Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung zu verstärken. Der Abschnitt Mitte befindet sich in der Bundesfachplanung.
- M27c: Bad Sulza - Vieselbach (Abschnitt West)
Auf dem Abschnitt von Bad Sulza bis zum Umspannwerk Vieselbach ist auf 37 km die bestehende Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung zu verstärken; ebenso entsprechend die 380-kV-Anlage Vieselbach. Der Abschnitt West befindet sich in der Bundesfachplanung.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Der aktuelle Verfahrensstand sowie detaillierte Unterlagen zur Trassenkorridorfindung sind verfügbar unter <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjektanLand/380-kV-FreileitungPulgarVieselbach>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Pulgar - Geußnitz (Abschnitt Ost)	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		27	2024	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
Geußnitz - Bad Sulza (Abschnitt Mitte)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	2024	2: im ROV/BFP
Bad Sulza - Vieselbach (Abschnitt West)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		37	2024	2: im ROV/BFP



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost/Ost nach Südwest/West aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung TenneT ist die 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute sehr hoch belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen (s. Begleitdokument Punktmaßnahmen, UW Zeitz, neue 380-kV-Anlage mit 380/110-kV-Transformator).

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Leitungsabschnitte weisen eine Übertragungsfähigkeit von 1.660 bzw. 1.790 MVA pro Stromkreis auf. Am Standort Pulgar ist das Kraftwerk Lippendorf mit einer installierten Bruttonennleistung von 1.840 MW angeschlossen. Die Übertragungskapazität der Leitung Pulgar – Vieselbach ist für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. *Das Projekt 50HzT-P38 ist auch nach dem Kohleausstieg erforderlich, da der Übertragungsbedarf durch den fortschreitenden EE-Ausbau weiter ansteigen wird.*

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

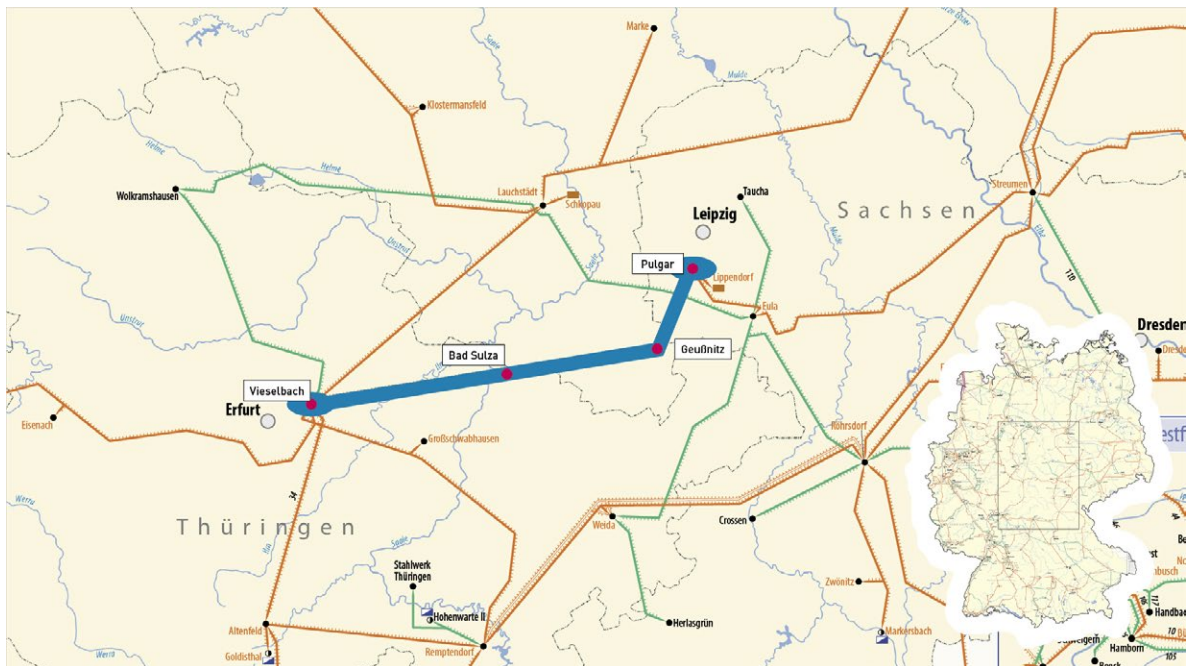
Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zur Anwendung des Freileitungsmonitorings als Instrument der Netzoptimierung ist die bestehende 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach jedoch aufgrund ihrer Bauweise, insbesondere in den Abschnitten Geußnitz – Bad Sulza und Bad Sulza – Vieselbach, nicht geeignet. Im Abschnitt Pulgar – Geußnitz ist als NOVA-Maßnahme eine Umbeseilung zur Netzverstärkung vorgesehen. Weitere Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung:

Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Pulgar nach Vieselbach durch Topologieänderungen (z.B. Entmaschung in Streumen) führt nahezu direkt proportional zu einem Belastungsanstieg auf den sehr stark belasteten 380-kV-Verbindungen in Richtung Bayern und ist daher keine nachhaltige Lösung. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik in den Abschnitten Geußnitz – Bad Sulza und Bad Sulza – Vieselbach aus.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 38 mit der Maßnahme 27 wurde im NEP 2012, NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 13).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P39: Netzverstärkung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: 206 (RgIP)

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
BBPlG 2015: Nr. 14

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen.

- M29a: Röhrsdorf – Weida (Abschnitt Ost)
- M29b: Weida – Remptendorf (Abschnitt West)

Von Röhrsdorf über Weida nach Remptendorf wird die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Röhrsdorf, Weida und Remptendorf zu verstärken und in Weida für die Doppeleinschleifung zu erweitern. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Für den Abschnitt West wurde die Bundesfachplanung Ende Dezember 2018 abgeschlossen. *Die Unterlagen zum Planfeststellungsverfahren wurden inzwischen eingereicht.* Für den Abschnitt Ost von Röhrsdorf bis Weida ist der Abschluss der Bundesfachplanung bis Ende 2019 vorgesehen.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjektanLand/NetzverstaerkungRoehrsdorfWeidaRemptendorf>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Röhrsdorf – Weida (Abschnitt Ost)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2025	2: im ROV/BFP
Weida – Remptendorf (Abschnitt West)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		43	2025	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf ist bereits heute durch die hohen Leistungsflüsse von Ost nach West/Südwest aus dem 50Hertz-Gebiet in Richtung TenneT sehr stark belastet. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen. Durch die grenznahe Lage und Anbindung an das tschechische Netz wirken sich die Leistungsflüsse zwischen Deutschland und Tschechien auch auf die Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf aus.



Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Leitungen weisen eine Übertragungsfähigkeit von 1.700 MVA pro Stromkreis auf. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf ist für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse (M29) wird die 380-kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Der Bedarf für die Verbindung zeigt sich auch dann, wenn Lausitzer Braunkohlekraftwerke mit rund 2800 MW ausgeschaltet sind. *Das Projekt 50HzT-P39 ist auch nach dem Kohleausstieg erforderlich, da der Übertragungsbedarf durch den fortschreitenden EE-Ausbau weiter ansteigen wird.*

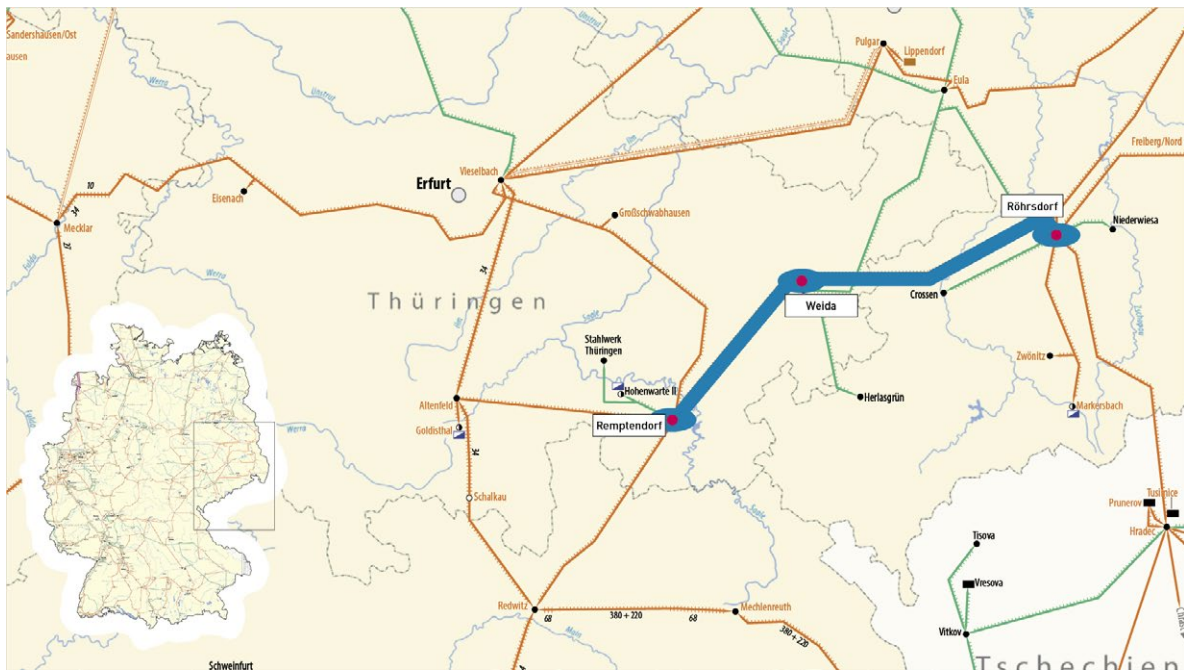
Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Röhrsdorf nach Remptendorf durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Röhrsdorf) führt nahezu direkt proportional zum Belastungsanstieg auf der 380-kV-Verbindung Röhrsdorf – Hradec (CZ). Da hierbei die Leistungsflüsse auf dem Interkonnektor zum tschechischen Übertragungsnetzbetreiber ČEPS beeinflusst würden, stellt dies keine nachhaltige Lösung dar. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 39 mit der Gesamtmaßnahme 29 wurde im NEP 2012, NEP 2013, NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 14).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P64: DC/AC-Netzausbau: Anbindung Offshore-Windpark Kriegers Flak (DK) mit Verbindung Offshore-Windpark Kriegers Flak (DK) – Offshore-Windpark Baltic 2 (Combined Grid Solution); bilaterale Offshore-Anbindung DE – DK

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2018: 36.141, Nr. PCI: 4.1

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
 BBPlG 2015: Nr. 29

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Gemeinschaftsprojekts Kriegers Flak Combined Grid Solution (KF CGS) von 50Hertz und Energinet.DK ist die Errichtung einer grenzüberschreitenden Leitungsverbindung zur Übertragung elektrischer Energie in der Ostsee zwischen Deutschland (DE) und Dänemark (DK). Dabei werden die Offshore-Windparks (OWP) Baltic 1 und 2 (DE) und Kriegers Flak A und B (DK) eingebunden. Die Realisierung dieser Maßnahme führt zu einer Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen den beiden Regelzonen.

Neben der Nutzung der Netzanbindungen der OWP, für die die jeweiligen nationalen Übertragungsnetzbetreiber zuständig sind, umfasst das technische Konzept des „Offshore-Interkonnektors“ KF CGS die folgenden Hauptkomponenten:

- Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)-Kurzkupplung (Back-to-Back-HGÜ) in Bentwisch (DE), bei der die beiden Konverter in einer Konverterhalle installiert werden. Die Bauarbeiten wurden im Mai 2017 begonnen und stehen aktuell vor dem Abschluss.
- Erweiterung der beiden Offshore-Umspannungsplattformen Baltic 2 (DE) und Kriegers Flak B (DK), um die nationalen Netzanbindungen der OWP Baltic 1 und 2 (DE) sowie Kriegers Flak A und B (DK) miteinander verbinden zu können. Dazu gehören u. a. ein 220/150-kV-Transformator und gasisolierte Schaltanlagen. Die vorgenannten Maßnahmen sind weitgehend fertiggestellt.
- Drehstrom-Seekabelverbindung zwischen den beiden Umspannungsplattformen Baltic 2 (DE) und Kriegers Flak E (Erweiterungsmodul, DK) bestehend aus zwei 150-kV-Dreileiter-Seekabeln. Diese sind seit Anfang November 2018 betriebsbereit.
- Filteranlage im Umspannwerk Bjæverskov (DK).

Weitere Informationen zum Projekt unter:

<https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteaufSee/CombinedGridSolutionKriegersFlakCGS>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Combined Grid Solution (CGS)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	8		2019	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch den Einsatz der modernen HVDC-VSC-Technologie (High Voltage Direct Current – Voltage Source Converter) können die beiden getrennt betriebenen (asynchronen) Übertragungsnetze in Deutschland und Dänemark (Ost) miteinander verbunden werden. Durch die netztechnisch notwendige Entkopplung der beiden asynchronen AC-Verbundsysteme in DE und DK über die HGÜ-Kurzkupplung wird das Projekt KF CGS im NEP als DC-Interkonnektor eingeordnet. Die innovative technische Lösung sieht dabei auch eine spätere Erweite-



rungsmöglichkeit des Offshore-Interkonnektors vor. Eine zusätzliche Verbindung, z. B. nach Schweden, kann bei Bedarf auf der 150-kV-Drehstromebene nachträglich realisiert werden. Neben der Integration der erneuerbaren Energien zur Erreichung der europäischen Klimaschutzziele führt der Betrieb des Offshore-Interkonnektors KF CGS zu einer Steigerung des volkswirtschaftlichen Nutzens, welche auf den folgenden wesentlichen Effekten basiert:

- Europäische Marktintegration, d. h. Beitrag zur Kopplung des skandinavischen und des zentraleuropäischen Stromnetzverbundes, Stromhandel durch Ausnutzung freier Übertragungskapazitäten.
- Erhöhung der Versorgungssicherheit und der Systemstabilität.
- Optimierung der Netzregelung bei fluktuierender Windenergie.

Das Projekt KF CGS wird im Rahmen des European Energy Programme for Recovery (EEPR) durch die Europäische Kommission gefördert und wird als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Project of Common Interest – PCI) gemäß Energie-Infrastruktur-Verordnung 347/2013 unter der 4.1 geführt.

Das Projekt 64 mit der Maßnahme 107 wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014, sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 29).



50HzT-P127: Horizontale Netzverstärkung: Regionale Maßnahmen in der Regelzone 50Hertz

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: Investkostenantrag gestellt
(Vieselbach), Umstrukturierung der
Versorgungsaufgabe (Röhrsdorf)

Beschreibung des geplanten Projekts

Bei folgenden bestehenden 380-kV-Anlagen in der Regelzone 50Hertz wurde Bedarf an horizontalen Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen (Ausbau von bestehenden Anlagen) identifiziert. Diese werden nachrichtlich in untenstehender Tabelle aufgeführt:

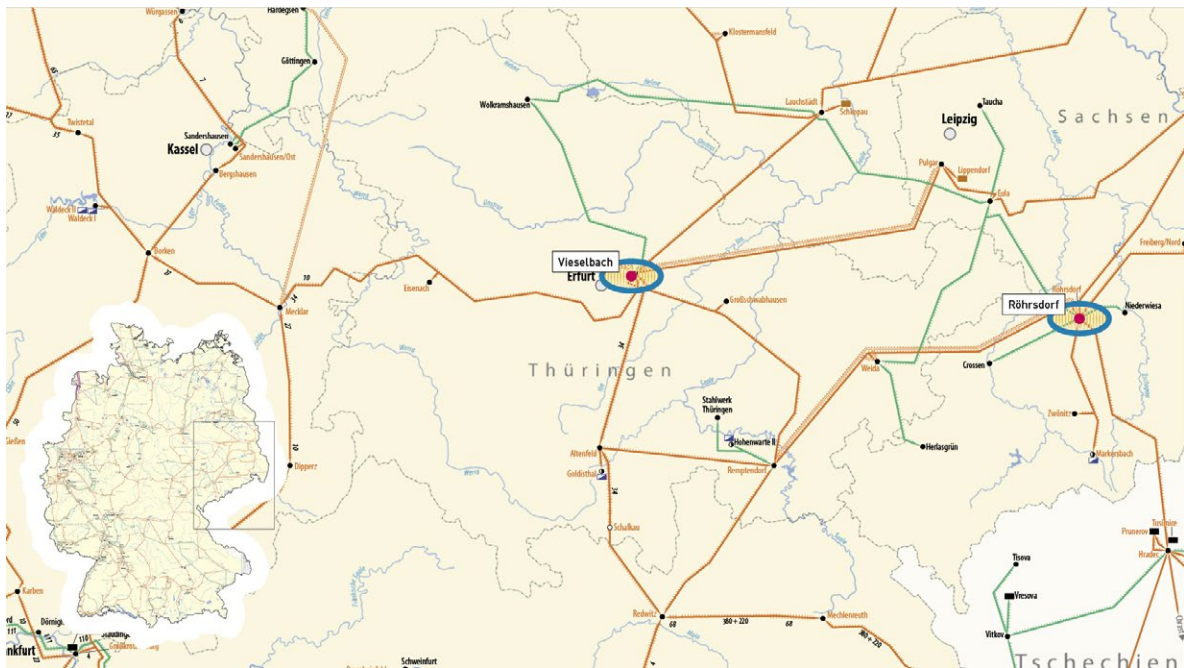
- M397: Röhrsdorf
2x 380/220-kV-Netzkuppltransformatoren, Umstrukturierung der horizontalen Übertragungskapazität in Sachsen.
- M538: Vieselbach
1x 380-kV-MSCDN 200 Mvar (2. MSCDN am Standort, siehe auch 50HzT-P127-17), Bereitstellung zusätzlicher spannungsstützender Blindleistung für die Absicherung einer höheren horizontalen Übertragungskapazität in Thüringen.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Röhrsdorf Kuppltransformatoren	Anlage	Netzausbau: horizontal			2020 - 2025	
Vieselbach 2. MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal			2020/2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Die Projekte der horizontalen Netzverstärkung bzw. des horizontalen Netzausbaus dienen der Umstrukturierung bzw. der Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P127-17: Netzausbau: Anlagen zur Blindleistungsbereitstellung (Kondensatoren) in Altenfeld und Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: 967 (RgIP)

Grundlage: Investitionsmaßnahmenantrag Nr.
BK4-08-191 genehmigt

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen dieses Projekts errichtet 50Hertz Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung (380-kV-Kondensatorenanlagen als MSCDN, Mechanically Switched Capacitor with Damping Network). Dies geschieht im Zusammenhang mit der im September 2017 vollständig in Betrieb genommenen Südwest-Kuppelleitung. Ziel ist es, ausreichend spannungsstützende Blindleistung für einen sicheren Netz- und Systembetrieb bei hohen Leistungstransporten zur Verfügung zu stellen.

Dazu wird an den Standorten Altenfeld und Vieselbach jeweils eine 380-kV-Kondensatorenanlage als MSCDN mit einer kapazitiven Blindleistung von 200 Mvar konzipiert und für deren Anschluss die jeweilige 380-kV-Schaltanlage um ein Schaltfeld erweitert. Der MSCDN in Altenfeld wurde modular ausgelegt und zunächst für 200 Mvar ausgerüstet und errichtet. Bei dem erwarteten, weiter ansteigenden Blindleistungsbedarf wäre dessen spätere Erweiterung auf 300 Mvar grundsätzlich möglich, sofern netztechnisch und wirtschaftlich sinnvoll und vorteilhaft.

Mit der Vorbereitung bzw. Ausführung des Projekts wurde bereits begonnen. Die Inbetriebnahme der 200-Mvar-Kondensatorenanlage in Altenfeld erfolgte am 18.12.2015. Der erste 200-Mvar-MSCDN in Vieselbach befindet sich in der Genehmigung nach BImSchG und wird für eine regional ausreichende spannungsstützende Blindleistung um einen zweiten gleicher Größe ergänzt (siehe auch 50HzT-P127). Aus Synergiegründen werden beide gemeinsam beantragt und in der Bauplanung und -ausführung gebündelt, sodass sich ihre Inbetriebnahme erst in 2020/21 einordnen wird.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Vieselbach 1. MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal			2020/2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

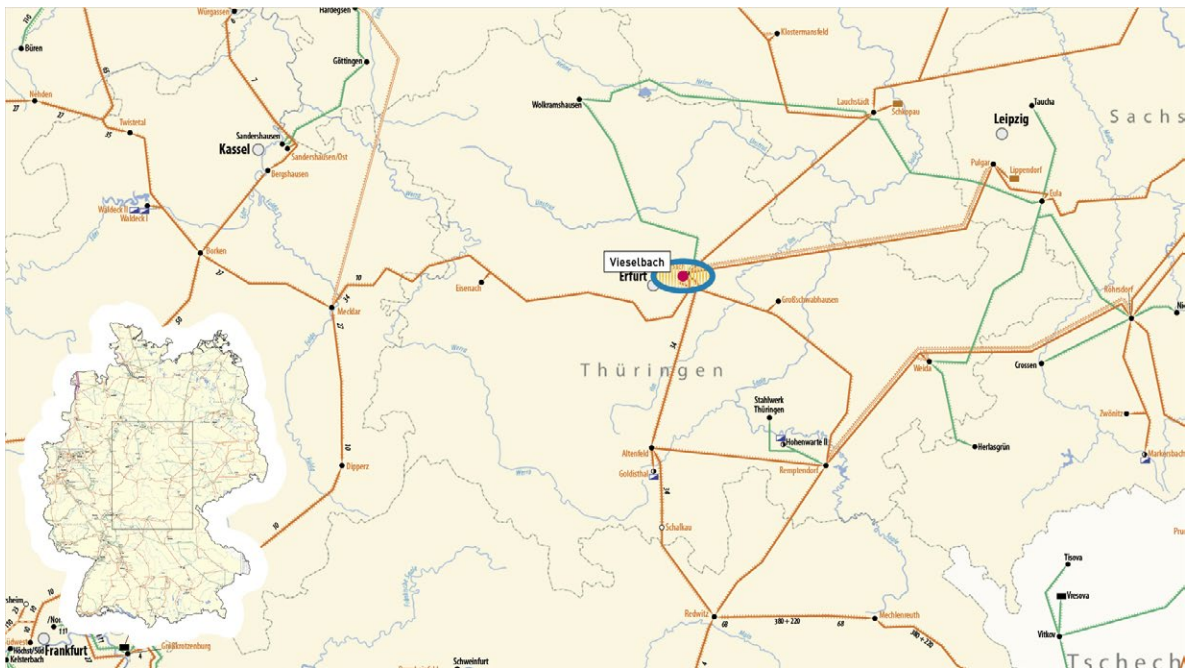
Insbesondere aufgrund des Zubaus von EE-Anlagen (v.a. Windenergieanlagen onshore) bei gleichzeitig tendenziell stagnierendem Verbrauch in der 50Hertz-Regelzone, ist es zur Integration des Ferntransports sowohl von erneuerbaren Energien als auch von handelsbedingten Leistungsflüssen notwendig, die horizontale Übertragungskapazität im Netz der 50Hertz und regelzonenüberschreitend zum benachbarten Übertragungsnetzbetreiber TenneT zu erhöhen.

Der Südwestraum der 50Hertz-Regelzone (Thüringen) ist durch hohe Nord-Süd-Leistungstransporte geprägt, die sich mit der Inbetriebnahme der Südwest-Kuppelleitung weiter verstärkt haben. Die hohen Belastungen der Leitungen führen zum Betrieb oberhalb der sogenannten natürlichen Leistung von Freileitungsstromkreisen. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an spannungsstützender Blindleistung, um einerseits die hohen Wirkleistungstransporte zu ermöglichen und andererseits in der Netzregion die Knotenspannungen sowohl im ungestörten Betrieb als auch im Fehlerfall im zulässigen Spannungsband zu halten.



Die Bereitstellung der induktiven Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Erbringung der Systemdienstleistung Spannungshaltung der im Netz ausreichend und im Idealfall homogen verteilten konventionellen Kraftwerke im übererregten Betrieb.

Durch die EE-bedingte Verdrängung bis hin zur Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann die Bereitstellung der für den sicheren Netzbetrieb notwendigen induktiven Blindleistung nicht mehr auf diese Weise bzw. im ausreichenden Maße erfolgen. Aus diesem Grund müssen kapazitive Blindleistungsanlagen einen Teil der notwendigen induktiven Blindleistung an den Netzknoten mit signifikanten transportbedingten Spannungsabsenkungen bereitstellen.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

50HzT-P128: Netzausbau: 380/380-kV-Querregeltransformatoren in Vierraden

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: 94.992 (Vierraden)

Grundlage: Investitionsmaßnahmenanträge
Nr. BK4-13-076 und BK4-13-078
(genehmigt)

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Annäherung der physikalischen Austauschleistungen an die NTC-Werte (Net Transfer Capacity: max. Austauschleistungen für den Stromhandel zwischen zwei Gebieten, ohne dort die Netzsicherheit zu gefährden) zwischen der Regelzone von 50Hertz und dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE sowie dem tschechischen Übertragungsnetzbetreiber ČEPS.

50Hertz hat in Kooperation mit dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE in 2018 die ersten beiden 380/380-kV-Querregeltransformatoren an der deutsch-polnischen Grenze errichtet, um ungeplante, grenzüberschreitende Stromflüsse besser kontrollieren und damit mehr Stromhandel bei gleichzeitigem Erhalt der Netz- und Systemsicherheit zulassen zu können. Für die gleiche Aufgabe wurden in 2017 auch 380/380-kV-Querregeltransformatoren an der deutsch-tschechischen Grenze in Kooperation von 50Hertz und ČEPS (TYNDP 2016: 177.889) errichtet.

Es sollen an allen derzeitigen und zukünftigen Kuppelstellen nach Polen und Tschechien Querregeltransformatoren zur Leistungsflusssteuerung installiert werden, dabei ist der Einsatz von mindestens einem Querregeltransformator pro Stromkreis notwendig. Zusätzlich zu den oben genannten Querregeltransformatoren in Vierraden und Röhrsdorf sollen diese auf polnischer Seite in Mikulowa (bestehende 380-kV-Kuppelleitung nach Hagenwerder) und Gubin (perspektivische 380-kV-Kuppelleitung nach Eisenhüttenstadt) eingesetzt werden, ebenso ist dies auf tschechischer Seite in Hradec (bestehende 380-kV-Kuppelleitung nach Röhrsdorf) geplant. Die PST in Mikulowa und Hradec wurden bereits 2017/18 in Betrieb genommen. Für Vierraden ist der Einsatz von zwei weiteren Querregeltransformatoren im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme der 380-kV-Uckermarkleitung (50HzT-003) vorgesehen, um dem Bedarf an Leistungsverschiebungen in den Szenarien des Netzentwicklungsplans zu entsprechen. Dem Grunde nach stellt dieses Projekt ein internationales Projekt dar, das aufgrund von Untersuchungen auf europäischer Ebene (u. a. EWIS-Studie, ENTSO-E TYNDP 2010 (Pilot), 2012 und 2014) begründet ist.

Die Inbetriebnahme der ersten beiden Einheiten in Vierraden ist mit der Aufnahme des 380-kV-Betriebes der Kuppelleitung Vierraden – Krajník in der Jahresmitte 2018 erfolgt. Es besteht ein grundsätzlicher netztechnischer Zusammenhang mit der Uckermarkleitung, s. 50HzT-003. Dies gilt insbesondere für die beiden zusätzlichen o.g. Einheiten in Vierraden.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Vierraden 3. und 4. PST	Anlagen	Netzausbau: horizontal			2021/2022	4: genehmigt oder in Bau



Begründung des geplanten Projekts

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien in der 50Hertz-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Belastung der Interkonnektoren, insbesondere auf den Verbindungen zu Polen und Tschechien, deutlich erhöht, ebenso die Belastungen in den benachbarten polnischen und tschechischen Übertragungsnetzen. Diese würden infolge des weiteren EE-Ausbaus in Deutschland und insbesondere auch in der Regelzone von 50Hertz sowie des ansteigenden innereuropäischen Stromhandels weiter zunehmen. Bereits die heutige Situation wird von den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern PSE und ČEPS gegenüber 50Hertz bzw. von den Nachbarländern Polen und Tschechien gegenüber Deutschland nicht mehr toleriert.

Der zwischen den Übertragungsnetzbetreibern zu koordinierende Betrieb der Querregeltransformatoren soll nicht einseitig Stromflüsse auf den Interkonnektoren begrenzen, sondern über deren Steuerbarkeit einen weitgehend freizügigen europäischen Strommarkt bei einem zugleich sicheren Netz- und Systembetrieb ermöglichen. Durch Querregeltransformatoren wird dem Markt auf Interkonnektoren letztlich mehr gesichert handelbare Übertragungskapazität zur Verfügung gestellt. Entsprechend kann eine höhere handelbare Übertragungskapazität bei nahezu gleichbleibender technischer Übertragungskapazität dem Markt zur Verfügung gestellt werden. Um diese Kapazitäten nutzen zu können, müssen alle regelzoneninternen Netzelemente in den Beeinflussungsbereichen der Querregeltransformator bedarfsgerecht verstärkt und ausgebaut werden.

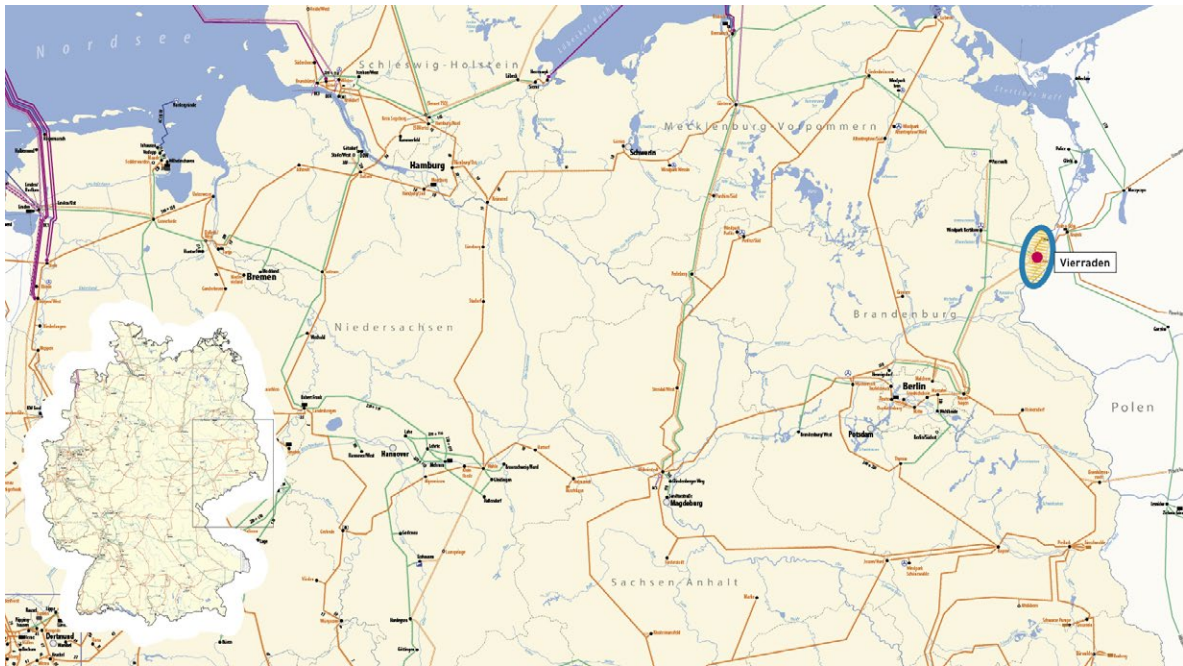
Darüber hinaus verfolgt 50Hertz mit dem Konzept einer flexiblen Anschaltung der Querregeltransformatoren an 50Hertz-interne 380-kV-Stromkreise in Vierraden und Röhrsdorf das Ziel, die regelzoneninternen Übertragungskapazitäten effektiver ausnutzen zu können. Dies ist derzeit insbesondere am stark vermaschten 380-kV-Netzknoten Röhrsdorf im Südraum der 50Hertz-Regelzone von Interesse, um die bestehenden und neu hinzu gekommenen höheren Übertragungskapazitäten noch besser ausnutzen zu können. Mit dem weiteren 380-kV-Netzausbau im nordöstlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone trifft das dann auch auf Vierraden zu.

Bei den Maßnahmen handelt es sich um Punktmaßnahmen mit nationalen und internationalen Auswirkungen auf den physikalischen Leistungsfluss. Die Maßnahmen wurden in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend Szenariorahmen notwendig sind.

Ohne den Einsatz der Querregeltransformatoren an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze wird der zulässige Export nach Polen und Tschechien in der Höhe und Zeitdauer überschritten und die (n-1)-Sicherheit v. a. in den Übertragungsnetzen der Nachbarländer gefährdet.

Die Installation von Querregeltransformatoren an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze hat positive Auswirkungen auf die Einhaltung der grenzüberschreitenden Handelsflüsse. Dies verbessert an allen direkt und indirekt betroffenen Grenzen den grenzüberschreitenden Stromhandel und physikalischen Leistungsfluss ohne zusätzlichen Neubau von Leitungen, was letztlich auch einen Beitrag zur Verwirklichung des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes darstellt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-001: Netzverstärkung und -ausbau Wehrendorf – St. Hülfe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: EnLAG, Nr. 2

Beschreibung des geplanten Projekts

Die neue Leitung ist ein Teilstück der geplanten Verbindung zwischen den Anlagen Ganderkesee im Netzgebiet der TenneT und Wehrendorf im Netzgebiet der Amprion. Der nördliche Teilabschnitt dieser neuen Verbindungsleitung, der Abschnitt zwischen Ganderkesee und St. Hülfe, wird von TenneT errichtet (s.TTG-009).

Amprion sieht den Bau im Wesentlichen in der Trasse der heutigen 220-kV-Leitung St. Hülfe – Punkt Lemförde bzw. der heutigen 380/220-kV-Leitung Punkt Lemförde – Wehrendorf vor. Durch die Inanspruchnahme der 220-kV-Leitungstrasse entfällt die Möglichkeit der Versorgung der Anlage St. Hülfe aus dem 220-kV-Netz. Daher wird die Versorgungsaufgabe an dieser Stelle in die 380-kV-Ebene verlagert. In St. Hülfe wird somit eine 380-kV-Anlage inkl.380/110-kV-Transformator neu gebaut. Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Neubau einer 380-kV-Anlage St. Hülfe und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau)
- Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse für vier 380-kV-Stromkreise auf der Strecke von Wehrendorf nach Punkt Lemförde und Neubau einer 380/110-kV-Leitung in bestehender Trasse von Punkt Lemförde nach St. Hülfe (Netzverstärkung)

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		33	2019	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

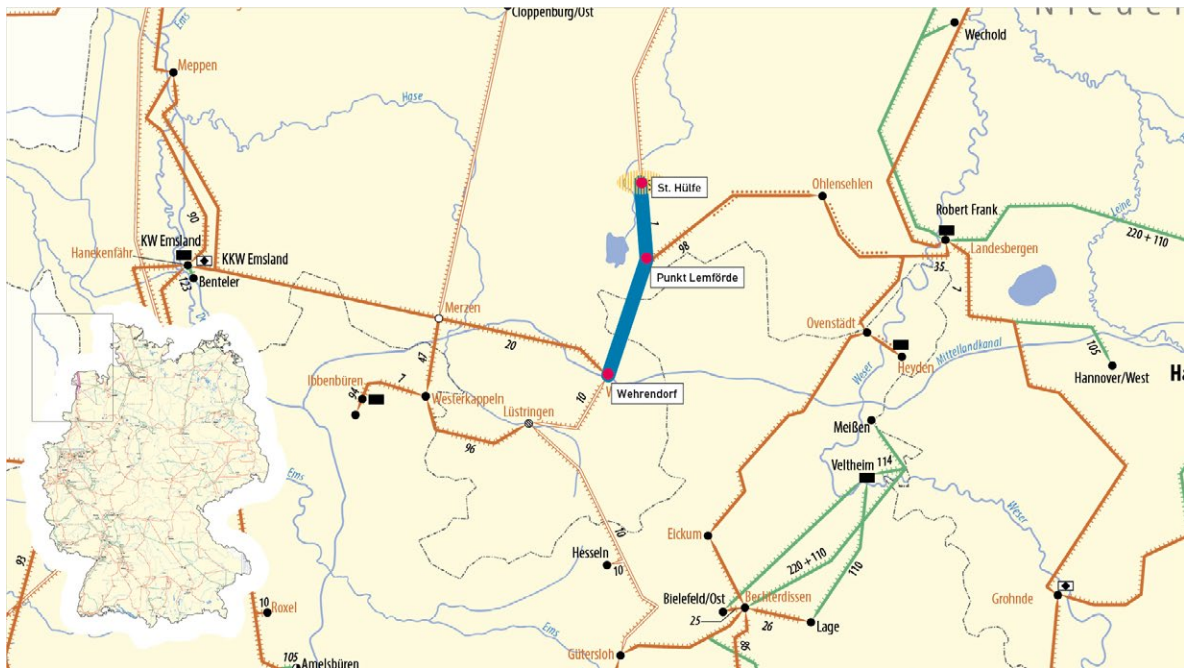
Dieses Projekt ist erforderlich, um die im nördlichen Niedersachsen und in der Nordsee on- und offshore erzeugte Windenergie in Richtung der im Westen und Süden gelegenen Verbrauchszentren transportieren zu können.

Die Einführung von zwei leistungsstarken Zubringerstromkreisen in die Anlage Wehrendorf macht einen dauerhaften gekuppelten Zwei-Sammelschienen-Betrieb in dieser 380-kV-Anlage erforderlich. Zur Sicherstellung dieses Betriebs auch bei betriebsbedingten Abschaltungen wird die Anlage Wehrendorf um eine dritte Sammelschiene und eine zusätzliche Kupplung erweitert.

Da die Stromkreise für eine Transportkapazität von rund 2.700 MVA geplant sind, werden die Freileitungsfelder für einen maximalen Strom von 4.000 A ausgelegt und die Bestandsanlage verstärkt.

Der Neubau der 380-kV-Anlage St. Hülfe ist eine notwendige Folge des windbedingten Netzausbaus. Mit dem Neubau der 380-kV-Leitung von St. Hülfe nach Wehrendorf in der Trasse der bisherigen 220-kV-Freileitung entfällt die Möglichkeit, die Versorgungsaufgabe in St. Hülfe weiter aus dem 220-kV-Netz sicherstellen zu können.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-009: Netzverstärkung und -ausbau Dörpen/West – Niederrhein

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: 208.156

Grundlage: EnLAG, Nr. 5

Beschreibung des geplanten Projekts

Zum Abtransport der in Norddeutschland eingespeisten Windenergie wird das Übertragungsnetz zwischen den Anlagen Dörpen/West im Netzgebiet von TenneT (s.TTG-007) und Niederrhein im Netzgebiet von Amprion ausgebaut. Im Verantwortungsbereich von Amprion liegt der Neubau der Leitung (ca.150 km) zwischen der Anlage Niederrhein und der Übergabestelle zu TenneT westlich von Meppen.

Folgende Maßnahmen sind für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung mit Teilverkabelungen in bestehender Trasse zwischen Niederrhein und Punkt Wettringen (Netzverstärkung)
- Neubau einer 380-kV-Freileitung mit Teilverkabelungen zwischen Punkt Wettringen und Punkt Meppen (Netzausbau)

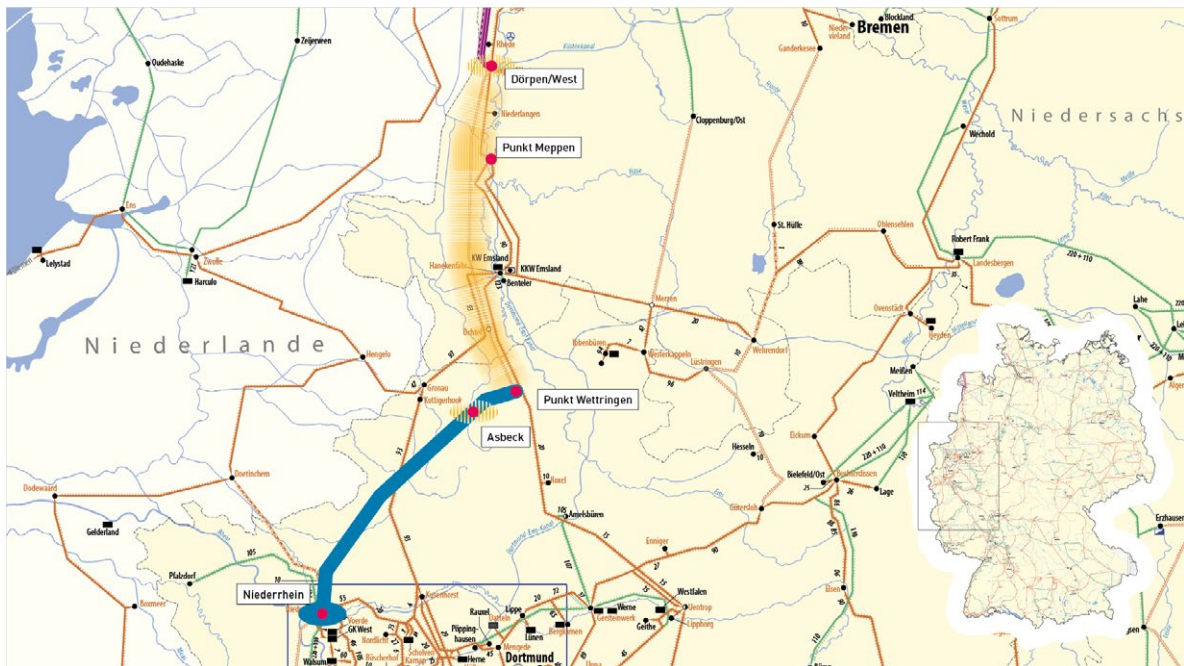
Die Leitung Niederrhein – Punkt Meppen wird abschnittsweise in Trassenräumen bestehender Freileitungen errichtet. Das Projekt ist im EnLAG als Pilotvorhaben zum Einsatz von Erdkabeln ausgewiesen. Abschnittsweise wird die neue Verbindung als Teilverkabelung ausgeführt. Zum Übergang zwischen Freileitung und Erdkabel werden jeweils sogenannte Kabelübergabestationen errichtet. In der Kabelübergabestation Asbeck wird eine Kompensationsanlage zur Blindleistungskompensation errichtet.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		73	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG 4: genehmigt oder im Bau
Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	65		2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
Asbeck	Anlage	Netzausbau: horizontal			2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG



Begründung des geplanten Projekts

Dieses Projekt ist erforderlich, um die im nordwestlichen Niedersachsen (Raum Emden) und der Nordsee on- und offshore erzeugte Windenergie in Richtung der im Westen und Süden gelegenen Verbrauchszentren transportieren zu können. Der Neubau ist notwendig, weil die Übertragungskapazität der bestehenden Leitungen zur Deckung des Transportbedarfs nicht ausreicht und diese hierfür auch nicht ertüchtigt werden können.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-010: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: EnLAG, Nr. 16, 18

Beschreibung des geplanten Projekts

Über die bestehenden 380-kV-Stromkreise und die geplante 380-kV-Leitung zwischen Ganderkesee und Wehrendorf wird ein erheblicher Teil der in Norddeutschland on- und offshore erzeugten Windenergieleistung in den nördlichen und nordöstlichen Netzbereich von Amprion eingeleitet. Mit den hier dargestellten Maßnahmen von Amprion wird diese Leistung in Richtung der Verbrauchszentren im Westen und Süden transportiert.

Für die Erhöhung der Transportkapazität sind im Netzgebiet zwischen Wehrendorf, Lüstringen, Ibbenbüren, Enniger, Gütersloh, Hanekenfähr und Uentrop umfangreiche Netzverstärkungsmaßnahmen geplant.

Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung Lüstringen – Hessel in bestehender Trasse (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung Hessel – Gütersloh in bestehender Trasse (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung Lüstringen – Wehrendorf in bestehender Trasse (Netzverstärkung),
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Westerkappeln und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Ausbau von bestehenden Anlagen),
- Neubau einer 380-kV-Anlage Hessel und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau),
- Neubau einer 380-kV-Anlage Lüstringen und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau).

Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- Umbeseilung der 380-kV-Freileitung Westerkappeln – Lüstringen (Netzverstärkung) in den Abschnitten Westerkappeln – Punkt Hambüren und Punkt Gaste – Lüstringen,
- Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises Hanekenfähr – Punkt Walstedde – Uentrop (Netzverstärkung),
- abschnittsweise Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse bzw. Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises Ibbenbüren – Punkt Hagedorn – Westerkappeln (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Anlage Ibbenbüren und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau).

Das Leitungsprojekt Wehrendorf-Gütersloh ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 2 Energieleitungsausbaugesetz.



Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		14	2024	4: genehmigt oder im Bau
Lüstringen – Wehrendorf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		21	2024	2: im ROV/BFP
Lüstringen – Hesseln	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		29	2024	2: im ROV/BFP
Hesseln – Gütersloh	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		20	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Zur Bereitstellung von ausreichenden Transportkapazitäten für den Weitertransport der im nördlichen Niedersachsen und in der Nordsee on- und offshore erzeugten Windenergieleistung ist das 380-kV-Netz im nördlichen und nordöstlichen Netzbereich von Amprion zu verstärken. Die Minimierung des Eingriffs in den öffentlichen Raum und der begrenzte Trassenraum führen dazu, die erforderlichen neuen 380-kV-Leitungen, soweit möglich, in den Trassen der heutigen 220-kV-Leitungen zu errichten.

Somit ist auch die Versorgung der unterlagerten Verteilernetze, die heute überwiegend aus der 220-kV-Spannungsebene erfolgt, auf die 380-kV-Spannungsebene umzustellen. Heutige 220/110-kV-Abspannpunkte werden durch den Neubau von 380-kV-Schaltanlagen und die Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren auf eine Versorgung aus dem 380-kV-Netz umgestellt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-014: Netzverstärkung und -ausbau in der Region Westliches Rheinland

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: EnLAG, Nr. 14, 15

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Netzgebiet Westliches Rheinland umfasst im Wesentlichen das Übertragungsnetz im Bereich Uftort, Mündelheim, Osterath, Dülken, Düsseldorf, Norf, Frimmersdorf und Rommerskirchen.

Infolge der Verlagerung der Transportfunktion in die 380-kV-Spannungsebene und Stilllegungen von regional in das 220-kV-Netz einspeisenden Kraftwerken muss an mehreren Standorten die Versorgung sowohl der unterlagerten 110-kV-Spannungsebene als auch der Endkunden sukzessiv vollständig oder teilweise aus dem 220-kV-Netz auf eine 380/110-kV-Umspannung umgestellt werden.

Folgende wesentliche Maßnahmen sind für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau je einer 380-kV-Anlage in Dülken, Osterath, Selbeck, Gellep, Mündelheim und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Uftort und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Ausbau einer bestehenden Anlage),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Punkt Fellerhöfe bis Punkt St.Tönis (Netzverstärkung),
- 380-kV-Stromkreisaufgabe zwischen Punkt St.Tönis und Punkt Hüls-West (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Osterath bis Gohrpunkt (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Uftort bis Punkt Hüls-West (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Gohrpunkt bis Rommerskirchen (Netzverstärkung),
- Spannungsumstellung mit Umbeseilung eines 220-kV-Stromkreises zwischen Uftort und Osterath auf 380 kV (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Punkt Stratum-Süd und Gellep (Netzverstärkung).



Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	2019	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		6,5	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
Ufport – Pkt. Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		14	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
Osterath – Gohrpunkt	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		20	2020	4: genehmigt oder im Bau
Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	2020	4: genehmigt oder im Bau
Ufport – Osterath	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		50	2022	4: genehmigt oder im Bau
Punkt Stratum-Süd – Gellep	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		2	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

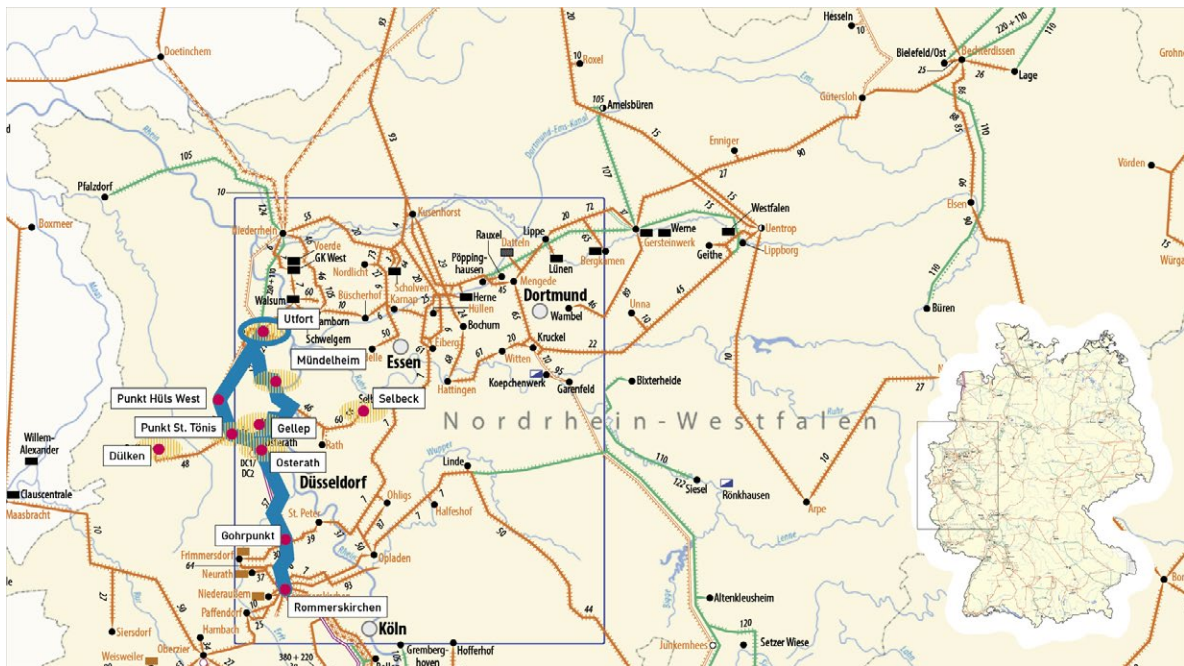
Begründung des geplanten Projekts

Durch zunehmende Stromhandelstransite, stetige Zunahme der Stromerzeugung aus Windkraft (v.a. in Norddeutschland) sowie Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark zeichnet sich eine Änderung der Leistungsflusssituation in der Region Westliches Rheinland des Übertragungsnetzes der Amprion ab. Diese Änderung wird auch durch vier zusätzliche 380-kV-Stromkreise in der UA Niederrhein aus Doetinchem (NL) (EnLAG-Maßnahme Nr.13) und Diele (EnLAG-Maßnahme Nr.5) hervorgerufen. Es sind daher Maßnahmen erforderlich, die eine bedarfsgerechte Erweiterung des Übertragungsnetzes in diesem Netzgebiet sicherstellen und insbesondere dem Entstehen von Netzengpässen entgegenwirken.

Die geplanten und zum Teil bereits realisierten Kraftwerksprojekte im Rheinland, im Ruhrgebiet und im ost-westfälischen Raum werden aufgrund der Einspeisekapazität der neuen Kraftwerksblöcke in der 380-kV-Spannungsebene angeschlossen. Mit der Inbetriebnahme der Kraftwerke entsteht in dem beschriebenen Netzgebiet ein Einspeiseüberschuss mit der Folge einer Verstärkung des bereits bestehenden Nord-Süd-Transits und der Entstehung von Übertragungsengpässen.

Gleichzeitig entfällt insbesondere durch die Stilllegung von Kraftwerksblöcken am Kraftwerksstandort Frimmersdorf ersatzlos eine Einspeiseleistung von ca.1.500 MW in die 220-kV-Ebene und ca.300 MW in die unterlagerte 110-kV-Ebene.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-018: Netzverstärkung zwischen Rommerskirchen und Sechtem

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: EnLAG, Nr. 15

Beschreibung des geplanten Projekts

Amprion plant die Transportkapazität auf der Rheinschiene zwischen den Regionen Köln und Koblenz/Frankfurt zu erhöhen. Das hier dargestellte Projekt beinhaltet im Rahmen dieser Netzerweiterung das Teilstück von Rommerskirchen bis Sechtem.

Zwischen Rommerskirchen und Sechtem werden drei zusätzliche 380-kV-Stromkreise benötigt.

Für die Realisierung einer der Stromkreise wird auf dem Abschnitt Brauweiler – Sechtem ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380-kV-Betrieb umgestellt. Die beiden weiteren Stromkreise erfordern einen 380-kV-Leitungsneubau in bestehender Trasse.

Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung Rommerskirchen – Sechtem (Netzverstärkung),
- Spannungsumstellung eines bestehenden 220-kV-Stromkreises auf dem Abschnitt Brauweiler – Sechtem auf 380-kV-Betrieb (Netzverstärkung).

Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- Erweiterung der 380-kV-Station Sechtem

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Rommerskirchen – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		38	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
Brauweiler – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		23	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Zusätzlich zur großräumigen Änderung der Erzeugungsstruktur (Abschaltung Kernkraftwerke, stärkerer Zubau erneuerbarer Energien) werden die Leistungsflüsse durch die Inbetriebnahme neuer Kraftwerke im Rheinland, im Ruhrgebiet und im ostwestfälischen Raum beeinflusst.

Die geplanten und zum Teil bereits realisierten Kraftwerksprojekte im Rheinland, im Ruhrgebiet und im ostwestfälischen Raum werden aufgrund der Einspeisekapazität der neuen Kraftwerksblöcke in der 380-kV-Spannungsebene angeschlossen. Mit der Inbetriebnahme der Kraftwerke entsteht in dem beschriebenen Netzgebiet ein Einspeiseüberschuss mit der Folge einer Verstärkung des bereits bestehenden Nord-Süd-Transits und der Entstehung von Übertragungsempässen.



Zur Sicherstellung einer bedarfsgerechten Transportkapazität und zur Gewährleistung der Systemsicherheit ist ein Netzausbau zwischen Rommerskirchen und Sechtem erforderlich. Dieses Vorhaben schließt unmittelbar an die Maßnahmen zur Netzverstärkung und zum Netzausbau in der Region Westliches Rheinland an.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-022: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Kruckel und Dauersberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: 135.188

Grundlage: EnLAG, Nr. 19

Beschreibung des geplanten Projekts

Bedingt durch zusätzliche Kraftwerkseinspeisungen im ostwestfälischen Raum sowie durch den zunehmenden Transit von Windenergie ist die Schaffung einer zusätzlichen Nord-Süd-Achse zwischen den Regionen Westfalen und Rhein-Main zwischen den 380-kV-Anlagen Kruckel – Dauersberg erforderlich. Mit diesen Maßnahmen erfolgt eine dem Bedarf entsprechende Erhöhung der Übertragungskapazität im 380-kV-Netz von Amprion.

Die Nutzung von Trassen heutiger 220-kV- und 110-kV-Freileitungen für neue, leistungsstärkere 380-kV-Freileitungen zur Minimierung der zusätzlichen Rauminanspruchnahme bringt eine Verlagerung auch der Versorgungsfunktion von der 220- in die 380-kV-Netzebene an den jeweiligen Übergabestellen in die unterlagerten Verteilernetze mit sich. Das Netzgebiet Kruckel – Dauersberg umfasst im Wesentlichen das Übertragungsnetz mit den Anlagenstandorten Kruckel, Garenfeld, Altenkleusheim, Bixterheide, Setzer Wiese, Eiserfeld und Dauersberg.

Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung im Wesentlichen erforderlich:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Kruckel und Punkt Ochsenkopf mit abschnittweiser Mitführung von 110-kV-Stromkreisen (Netzverstärkung),
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse zwischen Punkt Ochsenkopf und Dauersberg mit abschnittweiser Mitführung von 110-kV-Stromkreisen (Netzverstärkung),
- Neubau der 380-kV-Anlage Garenfeld und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Aufstellung Kompensationsanlage MSCDN in Garenfeld (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV-Anlage Eiserfeld und Aufstellung eines 380/110-kV-Transformators (Netzausbau),
- Neubau einer 380-kV-Anlage am neuen Standort Junkernhees und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV-Anlage Altenkleusheim und Aufstellung von 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau),
- Neubau der 380-kV Anlage Kruckel und Aufstellung von 380/220-kV-Transformatoren (Netzausbau).

Zusätzlich muss der 220-kV-Netzanschluss des Pumpspeicherkraftwerks Koepchenwerk in Garenfeld berücksichtigt werden.



Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		21	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG, 4: genehmigt oder im Bau
Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		105	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG, 4: genehmigt oder im Bau
MSCDN Garenfeld	Anlage	Netzausbau: horizontal			2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Mit der Inbetriebnahme neuer Kraftwerke entsteht im Raum Westfalen ein Einspeiseüberschuss mit der Folge einer Verstärkung des bereits bestehenden Nord-Süd-Transits und der möglichen Entstehung von Übertragungsgängen. Es werden daher Maßnahmen in die Wege geleitet, die eine bedarfsgerechte Erweiterung des Übertragungsnetzes in dem Netzgebiet von Kruckel bis Dauersberg sicherstellen und insbesondere dem Entstehen von Netzengpässen in diesem Netzgebiet entgegenwirken.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-028: Netzverstärkung und -ausbau zum Netzanschluss des Kraftwerks am Standort Herne

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: Anschlusspflicht von Kraftwerken

Beschreibung des geplanten Projekts

Am Standort Herne ist die Errichtung eines Kraftwerks geplant. Für den Anschluss des Kraftwerks muss eine neue 380-kV-Anlage Emscherbruch errichtet und die 380-kV-Anlage Eiberg erweitert werden. Zudem wird zwischen dem Punkt Wanne und dem Punkt Günnigfeld ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis zubeseilt.

Das Konzept für den Anschluss des geplanten Kraftwerks sieht folgende Maßnahmen vor:

- Zubeseilung von einem 380-kV-Stromkreis zwischen dem Punkt Wanne und dem Punkt Günnigfeld auf einer Länge von ca. 5 km (Netzverstärkung),
- Neubau der 380-kV-Anlage Emscherbruch (Netzausbau).

Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

- Erweiterung der 380-kV-Anlage Eiberg und Aufstellung von zwei 380/110-kV-Transformatoren (Ausbau einer bestehenden Anlage).

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		5	2024	4: genehmigt oder im Bau
Emscherbruch	Anlage	Netzausbau: für Dritte			Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Am Standort Herne ist die Errichtung eines neuen Kraftwerks (GuD Herne) geplant. Der Netzanschlussvertrag sieht den Anschluss des Kraftwerks an das 380-kV-Netz von Amprion vor. Amprion ist nach § 17 Abs.1 EnWG verpflichtet, Erzeugungsanlagen an ihr Netz anzuschließen.

Durch die Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen im Ruhrgebiet am Standort Herne in die 380-kV-Spannungsebene muss auch die Versorgungsfunktion aus dem 220-kV-Netz in das 380-kV-Netz verlagert werden. Aus diesem Grunde wird die 380-kV-Anlage Eiberg erweitert und es werden dort zwei 380/110-kV-Transformatoren zur Versorgung des unterlagerten Verteilernetzes aufgestellt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-032: Netzverstärkung im nördlichen Rheinland

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: EnLAG, Nr. 14

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im nördlichen Rheinland enthält folgende Maßnahme:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung in einer bestehenden 220-kV-Trasse (Länge: ca. 25 km) zwischen Niederrhein und Uftort (Netzverstärkung).

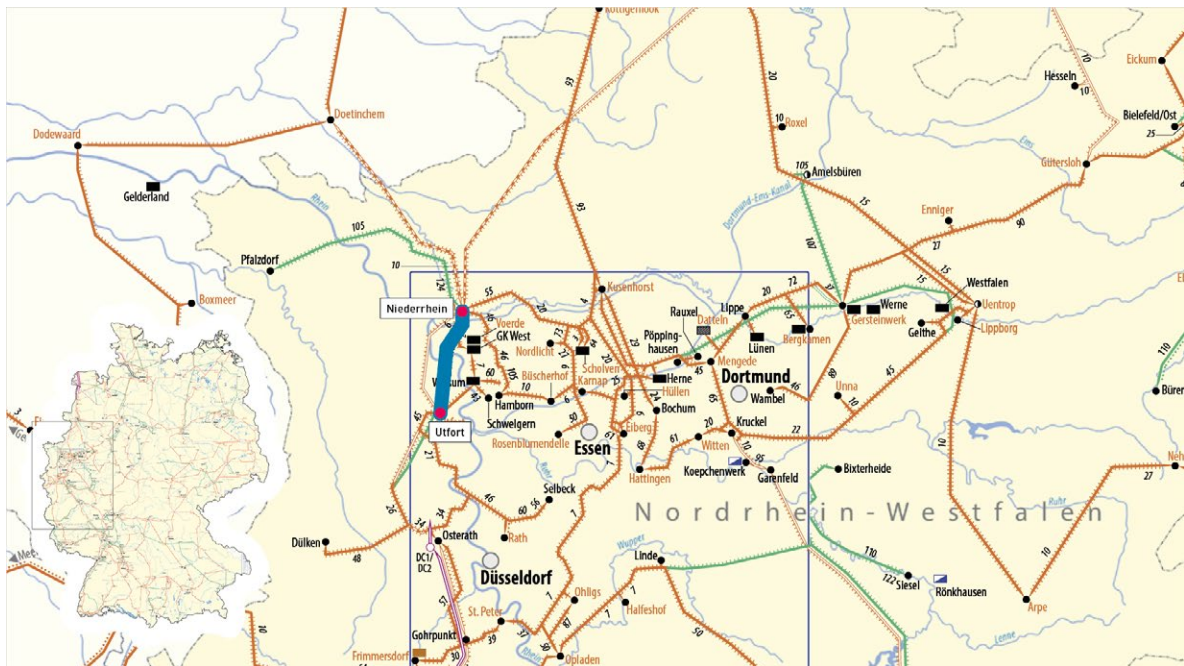
Bei der Rheinquerung im Abschnitt Wesel – Uftort der Leitung Niederrhein – Uftort – Osterath handelt es sich gemäß § 2 Abs. 1 S. 1 Nr. 5 EnLAG um einen Erdkabelpilotstreckenabschnitt im Drehstrombereich.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Niederrhein – Uftort	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		21	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Die Netzerweiterung erhöht die Übertragungskapazität im nördlichen Rheinland. Insbesondere die bestehende 380-kV-Leitung Niederrhein – Zensenbusch – Walsum – Uftort wird durch das geplante Projekt entlastet. Die Auslastung der betroffenen Stromkreise ist neben der Übertragung von Windeinspeisung aus dem Nordwesten Deutschlands nach Süden auch auf regionale Einspeisung von Kraftwerksleistung zurückzuführen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-034: Netzausbau in Kusenhorst, Büscherhof, Weißenthurm und Kriftel zur Blindleistungskompensation

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
 Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: Umstrukturierung der Versorgung

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen dieses Projekts errichtet Amprion Blindleistungserzeugungsanlagen. Damit wird das Ziel verfolgt ausreichend Blindleistung zur Verfügung zu stellen. Dies ist notwendig, um die Spannungsgrenzen einzuhalten sowie die Spannungsstabilität gewährleisten zu können und einen sicheren Netzbetrieb bei hohen Leistungstransiten sicherzustellen. Folgende Maßnahme ist für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Büscherhof (Netzausbau).

Zwischenzeitlich wurden folgende Maßnahmen fertiggestellt:

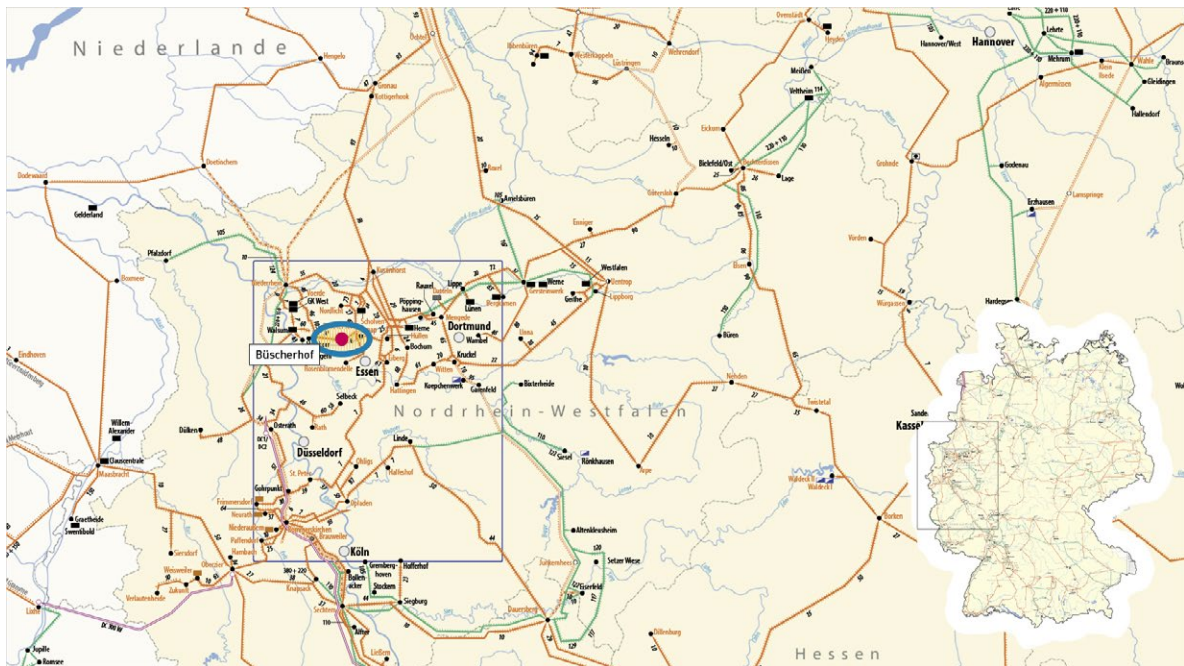
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Kusenhorst (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Weißenthurm (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (MSCDN) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Kriftel (Netzausbau),
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage (SVC) mit 300 Mvar und Anschluss an die 380-kV-Anlage Kriftel (Netzausbau).

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Büscherhof	Anlage	Netzausbau: horizontal			2019	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur können durch die hohen Nord-Süd-Leistungsflüsse hohe Auslastungen der Leitungen auftreten. In diesen Situationen werden die Leitungen oberhalb der natürlichen Leistung der Freileitungsstromkreise betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an induktiver Blindleistungserzeugung, um sämtliche Knotenspannungen auch im Fehlerfall im zulässigen Spannungsband zu halten. Die Bereitstellung der induktiven Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Erbringung der Systemdienstleistung Spannungshaltung der im Netz ausreichend homogen verteilten Kraftwerke im übererregten Betrieb. Durch die windbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netzbetrieb notwendige Umfang an induktiver Blindleistungserzeugung nicht mehr auf diese Weise vorgehalten werden. Aus diesem Grund müssen kapazitive Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen induktiven Blindleistung an Knoten mit signifikanten transitbedingten Spannungsabsenkungen bereitstellen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P41: Netzverstärkung und -ausbau Region Koblenz und Trier

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: BBPlG 2015, Nr. 15,
in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Zwischen dem westlich von Koblenz liegenden Punkt Metternich und Niederstedem in der südwestlichen Eifel wird eine 380-kV-Leitung in bestehender 220-kV-Trasse neu gebaut. Im Rahmen des Neubaus der Leitung in bestehender Trasse muss die Schaltanlage Niederstedem verstärkt werden. In Wengerohr sind der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage und 380/110-kV-Transformatoren erforderlich. Die Anlage Wengerohr dient auch zur Aufnahme von Energie aus EEG-Anlagen in Rheinland-Pfalz.

- Spannungsumstellung durch Neubau in Bestandstrasse Pkt. Metternich – Niederstedem (Netzverstärkung)
- Neubau einer 380-kV-Schaltanlage in Wengerohr und 380/110-kV-Transformatoren (Netzausbau)

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Punkt Metternich – Niederstedem	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		105	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG, 4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die Netzverstärkung entlastet insbesondere die 380-kV-Leitung von Oberzier über Dahlem nach Niederstedem. Durch die Maßnahme werden die Schwerpunktanlagen Weißenthurm bei Koblenz und Niederstedem direkt miteinander verbunden und die Transportkapazität in dieser Trasse deutlich erhöht. Die verstärkte Einbindung der Umspannstation Niederstedem bewirkt auch eine verbesserte Anbindung an die benachbarten Transportnetze in Frankreich und Luxemburg.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: 198.985

Grundlage: BBPlG 2015, Nr. 24,
in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M93 Punkt Rommelsbach – Herbertingen:
Zwischen dem Punkt Rommelsbach und der Schaltanlage Herbertingen erfolgt ein Leitungsneubau in bestehender Trasse. Hierdurch wird die Übertragungskapazität deutlich erhöht (Netzverstärkung).

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		61	2020	4: genehmigt oder im Bau

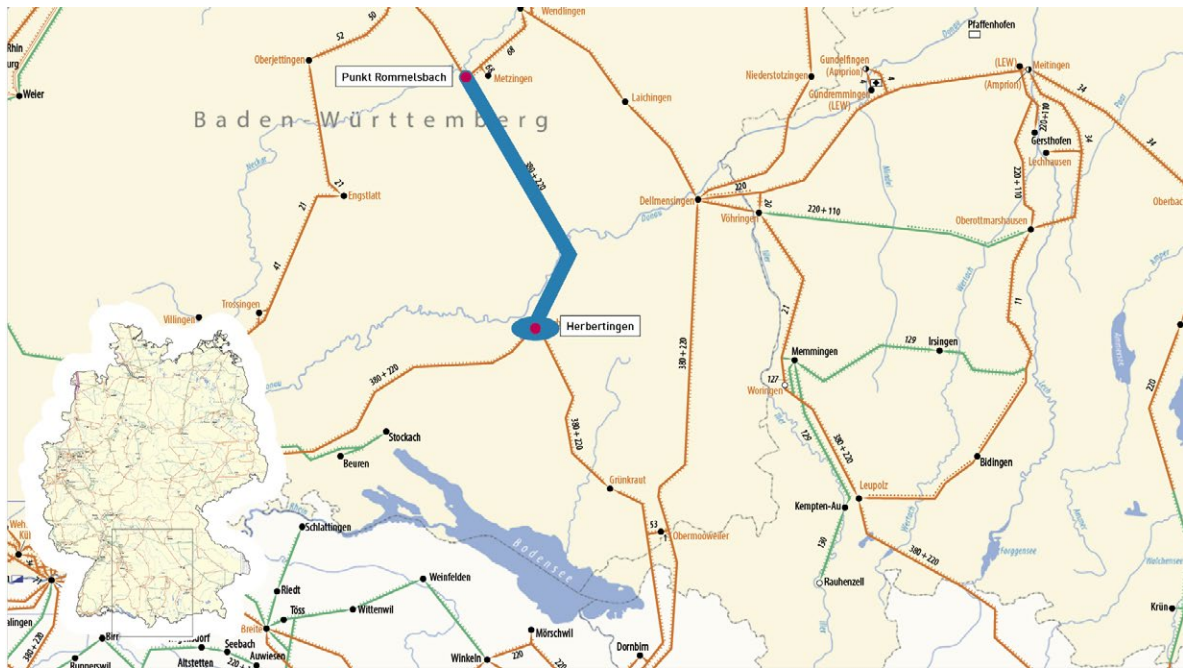
Begründung des geplanten Projekts

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den Erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Infolge der o. g. Entwicklung ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten notwendig, um den Austausch zwischen den beiden Märkten und damit den Zugang zu einer größeren gesicherten Leistung auch zukünftig zu ermöglichen.

Mit der Realisierung des Projekts wird zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Energiemarkt bereitgestellt. Außerdem trägt die neue Verbindung, vor dem Hintergrund der signifikanten Änderungen der Erzeugungsstruktur, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P65: DC-Netzausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Kreis Düren und Belgien, Lixhe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: 92.146

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
BBPlG 2015: Nr. 30
PCI-Nr.: 2.2.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Bislang besteht keine direkte elektrische Verbindung zwischen Deutschland und Belgien. Mit diesem Projekt wird diese geschaffen. Für die Umsetzung ist folgende Maßnahme auf deutscher Seite erforderlich:

- M98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)
- M98Konv1: Neubau einer Konverterstation in Oberzier

Zur Umsetzung dieser HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungskapazität von 1 GW ist der Neubau einer Konverterstation am Endpunkt Oberzier erforderlich, um die Umrichtung von Drehstrom in Gleichstrom bzw. umgekehrt vorzunehmen. Die Verbindung ist als Erdkabelstrecke zwischen den bestehenden 380-kV-Anlagen in Oberzier im Kreis Düren (Amprion) und Lixhe (Elia, Belgien) geplant (Netzausbau). Die Gesamtlänge der Verbindung beträgt 90 km. Auf deutscher Seite liegt die Kabellänge bei ca. 41 km. Die genaue Trassenlänge wird sich durch das öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren ergeben. Die 380-kV-Schaltanlage Oberzier ist zu erweitern (Ausbau von bestehenden Anlagen).

Auf belgischer Seite ist der belgische ÜNB Elia für die Umsetzung verantwortlich

Das Projekt ist ein Vorhaben von gemeinsamem Interesse (vgl. Regulation (EU) No. 347/2013). Die Europäische Kommission unterstützt das Projekt mit Fördermitteln aus dem TEN-E-Programm. Zudem ist das Projekt Bestandteil des ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan 2018.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Oberzier – Bundesgrenze (BE)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	40		2020	4: genehmigt oder im Bau
Oberzier	Anlage	Netzausbau: horizontal			2020	4: genehmigt oder im Bau

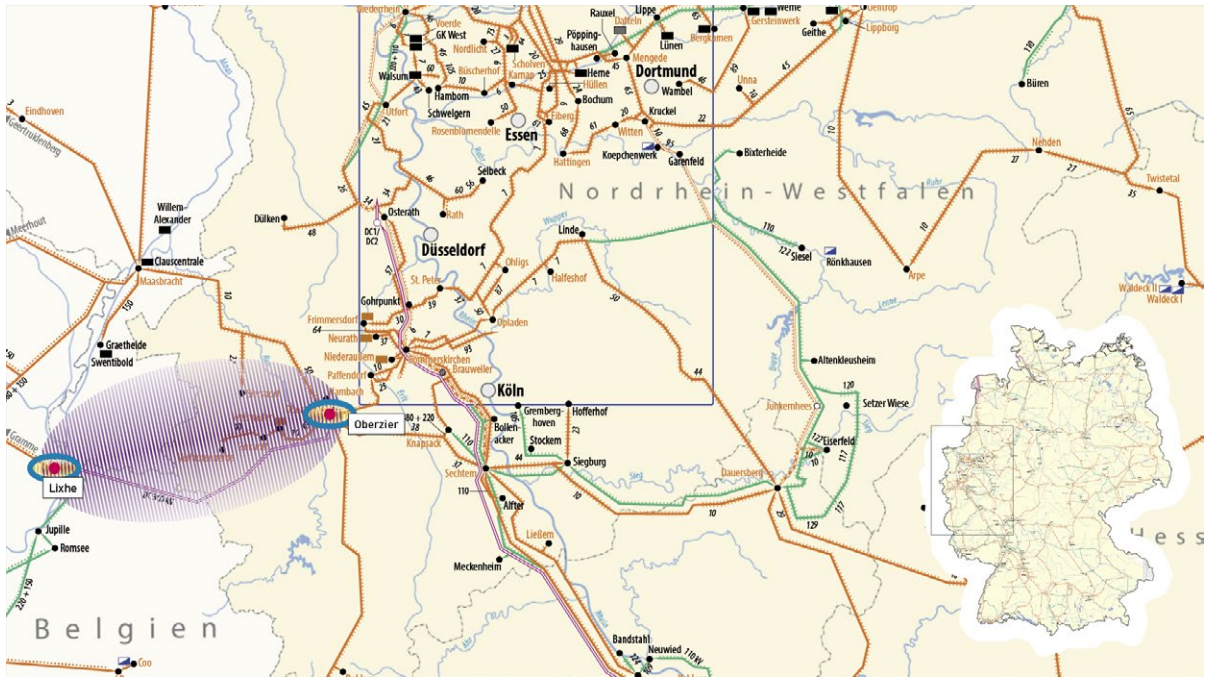
Begründung des geplanten Projekts

Mit den Beschlüssen des deutschen Bundestages im Sommer 2011 zum Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens Ende 2022 und mit dem in Belgien festgelegten Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2025 geht ein struktureller Wandel der elektrischen Energieversorgung in beiden Ländern einher. Das gemeinsame Hauptmerkmal liegt hierbei im verstärkten Zubau von erneuerbaren Energien und im Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten.

Infolge der o. g. Entwicklung ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten notwendig, um den Austausch zwischen den beiden Märkten und damit den Zugang zu einer größeren gesicherten Leistung auch zukünftig zu ermöglichen.



Mit der Realisierung des Projekts wird zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Energiemarkt bereitgestellt. Außerdem trägt die neue Verbindung, vor dem Hintergrund der signifikanten Änderungen der Erzeugungsstruktur, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P74: Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: 47.689

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Bayerisch Schwaben. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M97: Woringen/Lachen

In Woringen/Lachen wird in bestehender 220-kV-Trasse eine neue 380-kV-Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität zum Anschluss einer neuen 380-kV-Schaltanlage mit 380/110-kV-Transformatoren zur Versorgung des Verteilernetzes in der Region errichtet (Netzverstärkung und -ausbau).

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Woringen/Lachen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		1	2020	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet und insbesondere die grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich werden durch dieses Projekt wesentlich erweitert, Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben und somit die Verbindung des deutschen mit dem österreichischen Transportnetz gestärkt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P154: Netzausbau in Siegburg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im Raum um Siegburg. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M356TR1: Neubau 380-kV-Schaltanlage und Aufstellung 380/220-kV-Transformator
- M356a: Neubau 380-kV-Zuleitung

Die Maßnahme beinhaltet den Neubau einer 380-kV-Schaltanlage und Aufstellung eines 380/220-kV-Transformators (Netzausbau).

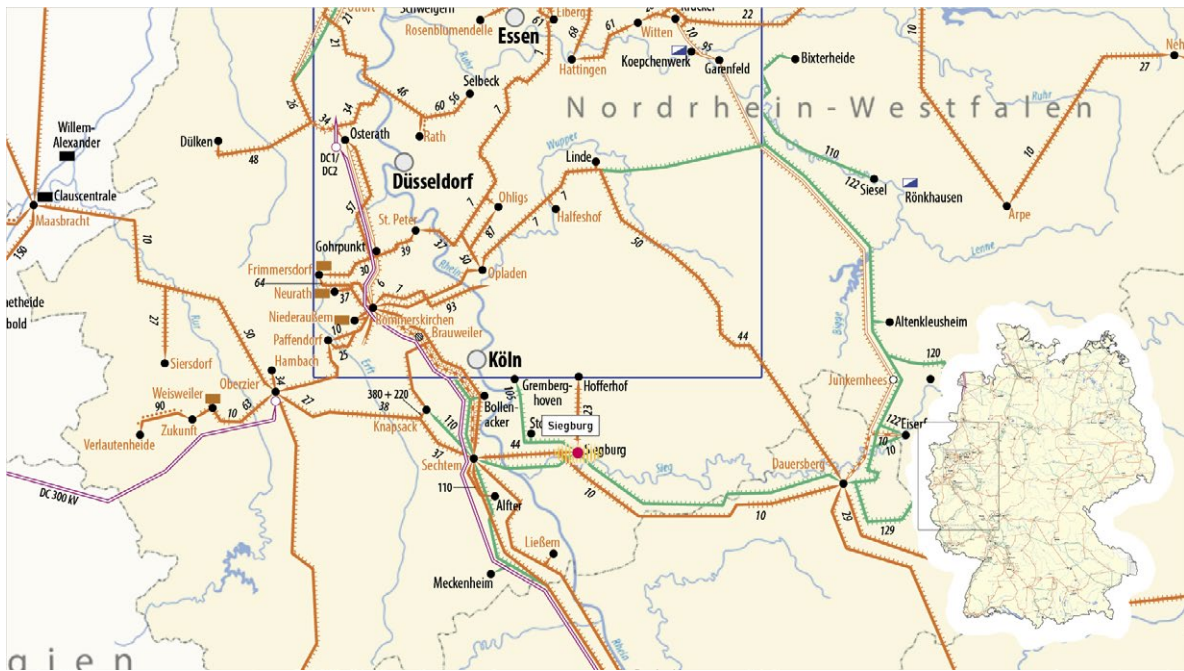
Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
380/220-kV-Transformator Siegburg (M356a)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1		2023	3: vor oder im PVF/Genehmigung nach BImSchG
380/220-kV-Transformator Siegburg (M356TR1)	Anlage	Netzausbau: horizontal			2023	3: vor oder im PVF/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd- als auch der Ost – West -Transportkapazität genutzt werden.

Das Projekt AMP-P154 behebt Überlastungen im Übertragungsnetz und dient der Spannungsstützung und der Versorgungssicherheit im 220-kV-Netz in der Region Köln/Bonn.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

AMP-P178: Netzverstärkung Gütersloh – Bechterdissen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
 Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Zwischen Gütersloh und – Bechterdissen wird auf der Leitung ein zweiter 380-kV-Stromkreis in Betrieb genommen, der bislang für einen vorübergehenden Betrieb mit 220 kV vorgesehen war (Netzverstärkung). Zur Einbindung des zusätzlichen Stromkreises müssen die 380-kV-Schaltanlagen Gütersloh und Bechterdissen erweitert werden (Netzverstärkung).

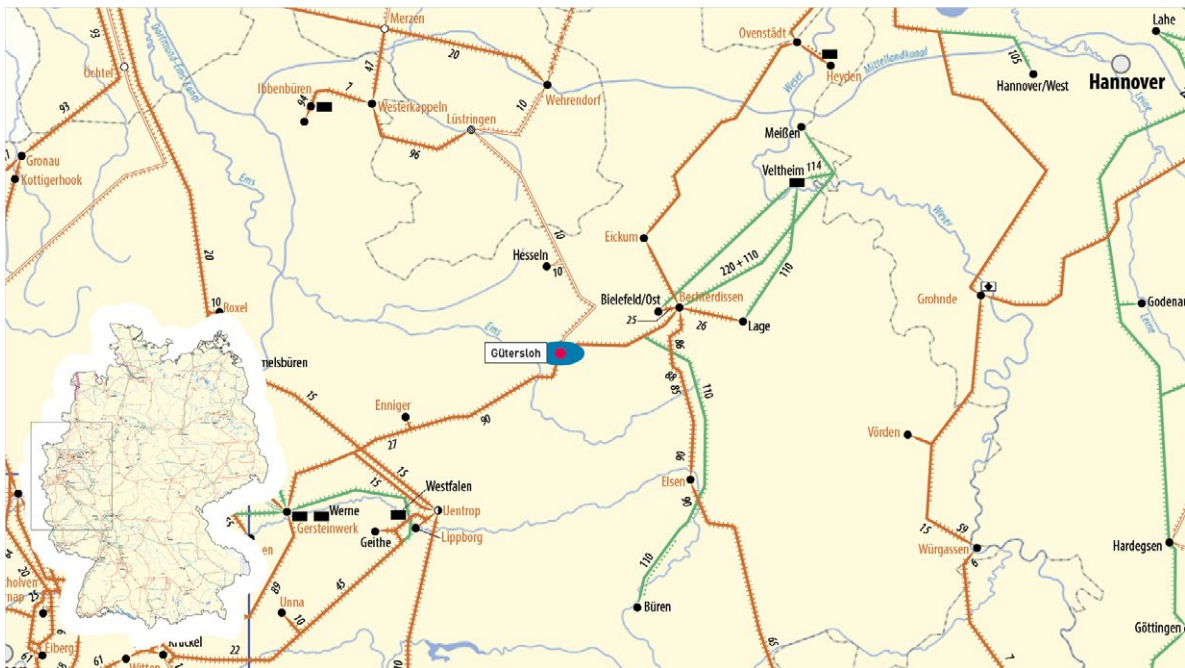
Das Projekt ist ein Gemeinschaftsprojekt von TenneT und Amprion (siehe TTG-P178). Im Rahmen von TTG-P178 muss die Schaltanlage Bechterdissen erweitert werden.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Schaltanlage Gütersloh	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2025	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die Netzverstärkung beseitigt insbesondere zwischen den Räumen Bielefeld und Gütersloh Überlastungen im 380-kV-Netz. Diese entstehen durch den Abtransport von Windenergie aus Offshore- und Onshore-Anlagen nach Süden.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-005: Netzverstärkung und -ausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung Kassø – Audorf/Süd – Hamburg/Nord – Dollern

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 251.147, 39.144

Grundlage: EnLAG, Nr. 1
Nr. PCI: 1.4.1 und 1.4.3

Beschreibung des geplanten Projekts

Durch die Maßnahme wird die Übertragungskapazität von Schleswig-Holstein nach Niedersachsen zur Abführung von EEG-Einspeiseleistung erhöht. Außerdem wird die Kuppelkapazität zu Dänemark erhöht. Die Maßnahme umfasst die Errichtung einer 380-kV-Doppelleitung Kassø – Audorf/Süd – Hamburg/Nord – Dollern. Die Umstellung der bestehenden 220-kV-Leitung auf 380 kV erfolgt größtenteils auf der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung (Netzverstärkung mit partiellem Netzausbau). Im Umspannwerk Audorf/Süd wurden zwei 380/220-kV-Transformatoren aufgestellt (Netzausbau). Das Umspannwerk Flensburg wird als 380/110-kV-Umspannwerk in Handewitt neu errichtet (Netzausbau). Im Rahmen der Maßnahme wird ein neues 380/110-kV-Umspannwerk Schuby/West mit mehreren 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet (Netzausbau). Das bestehende 220/110-kV-Umspannwerk Kummerfeld wurde durch ein 380/110-kV-Umspannwerk mit einem 380/110-kV-Transformator abgelöst (Netzausbau). Darüber hinaus werden auf der Elbekreuzung die bestehenden Leiterseile durch leistungsstärkere Seile ersetzt (Netzverstärkung). Der Abschnitt von Hamburg/Nord nach Audorf/Süd ist bereits realisiert und seit Ende 2017 in Betrieb.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/audorf-flensburg/>

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/audorf-hamburgnord/>

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/hamburgnord-dollern/>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Hamburg/Nord – Dollern	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		45	2019	4: genehmigt oder im Bau
Audorf/Süd – Handewitt	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		70	2020	4: genehmigt oder im Bau
Handewitt - Kassø	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	2020	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
Elbekreuzung	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		3	2019	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die Nutzung der bestehenden 220-kV-Trasse und die damit verbundene Ablösung der 220-kV-Leitungen Audorf – Hamburg/Nord und Hamburg/Nord – Dollern durch 380 kV haben zur Folge, dass die vorhandene 220/110-kV-Umspannung im Umspannwerk Kummerfeld nicht weiter genutzt werden kann. Um die Versorgung der Region um das Umspannwerk Kummerfeld weiterhin zu gewährleisten, wurde die 220/110-kV-Umspannung durch eine 380/110-kV-Umspannung abgelöst. Hierzu wurde eine neue 380-kV-Schaltanlage Kummerfeld errichtet und ein 380/110-kV-Transformator im neuen Umspannwerk Kummerfeld aufgestellt. Durch die Errichtung der neuen 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Dollern und die damit verbundene Ablösung der 220-kV-Leitung zwischen Stade und Hamburg/Nord werden die Region Stade und die dort angeschlossenen Kunden nur noch über eine zweiseitige 220-kV-Leitung aus dem Umspannwerk Dollern heraus versorgt. Diese Topologie erfüllt die betriebliche (n-1)-Sicherheit teilweise während der Bauzeit nicht. Um dies wieder permanent sicherzustellen, ist die Umsetzung der Ergebnismaßnahme P24/M71 notwendig. Weiterhin ist mit dem angeschlossenen Kunden ein geeignetes Anschlusskonzept abzustimmen. Die Errichtung der



380-kV-Leitung erfolgt in mehreren Abschnitten. Der Abschnitt Kassø – Handewitt wird hierbei als letzter errichtet. Im Umspannwerk Audorf/Süd sind zwei 380/220-kV-Transformatoren notwendig, um die (n-1)-sichere Versorgung der 220/110-kV-Umspannwerke Kiel/Süd und Kiel/West weiter sicherzustellen.

Das Projekt TTG-005 wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter den Nummern 1.4.1 und 1.4.3 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-006: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Wahle und Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 164.157

Grundlage: EnLAG, Nr. 6

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes aus dem Raum Braunschweig nach Fulda. Es wird eine 380-kV-Verbindung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A zwischen den Umspannwerken Wahle und Mecklar errichtet. Die Verbindung wird im EnLAG als Pilotstrecke für eine Teilerdverkabelung ausgewiesen.

Für die Errichtung der 380-kV-Leitung wird zumindest teilweise die Trasse der heutigen 220-kV-Leitung Lehrte – Sandershausen genutzt (Netzausbau und Netzverstärkung). Um diese 220-kV-Leitung abzulösen, werden zur Einspeisung der regionalen 110-kV-Netze in den Bereichen Hildesheim und Göttingen zwei Umspannwerke (Hardeggen und Lamspringe) mit insgesamt fünf 380/110-kV-Transformatoren an der 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar errichtet (Netzausbau) und die regionalen 110-kV-Netze erweitert. Im Rahmen der Errichtung dieser neuen 380-kV-Leitung wird das Pumpspeicherwerk Erzhausen im Doppelstich als Erdkabel an diese Leitung angebunden werden.

Im Abschnitt zwischen den Umspannwerken Wahle und Lamspringe sollen als Pilotstrecke ca. 14 km erdverkabelt werden und im Abschnitt zwischen den Umspannwerken Hardeggen und der Landesgrenze Niedersachsen/Hessen ca. 6 km. An allen Übergängen zwischen Freileitung und Erdkabel werden Kabelübergangsanlagen aufgebaut, einschließlich der erforderlichen Kompensationsspulen. Darüber hinaus sind weitere Kompensationsspulen in den Umspannwerken erforderlich.

Die Abschnitte B (Umspannwerk Lamspringe bis Umspannwerk Hardeggen) sowie D (Landesgrenze Niedersachsen/Hessen bis Mecklar) sind bereits planfestgestellt. Auf einem Teilabschnitt von ca. 8 km Länge in Hessen werden die Leitungen Wahle – Mecklar und Borken – Mecklar (P118) parallel auf einem gemeinsamen Leitungsgestänge geführt.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/wahle-mecklar/>

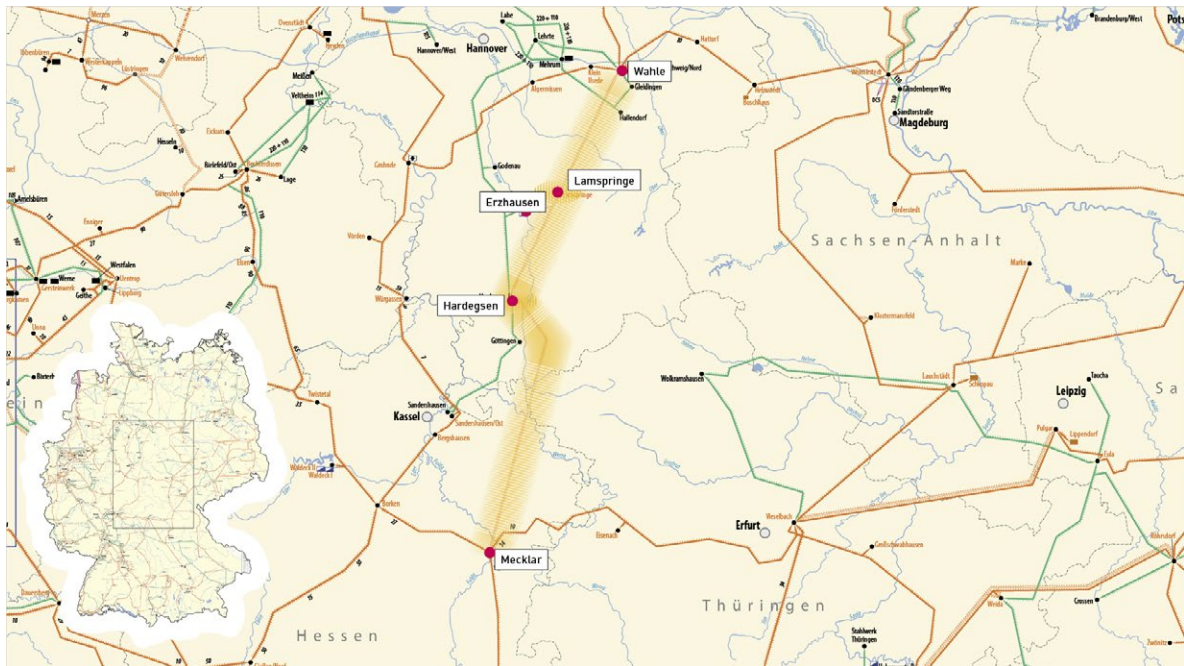
Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Wahle – Mecklar	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	221		2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG 4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Durch den starken Anstieg der erneuerbaren Energien in Gesamtdeutschland, aber vor allem der Windenergie in Norddeutschland, ist zusätzliche Übertragungskapazität aus Niedersachsen nach Hessen notwendig, um die Systemsicherheit gewährleisten zu können. Die derzeit bestehenden Nord-Süd-Verbindungen sind nicht ausreichend, um die Übertragungsaufgabe zu erfüllen.



Die parallele Leitungsführung auf einem Gestänge mit der Leitung Borken – Mecklar (P118) in einem Teilabschnitt in Hessen über ca. 8 km ist aus genehmigungsrechtlichen Gründen erforderlich. Durch die gemeinsame Führung beider Leitungen auf einem Gestänge können außerdem zwei kostenintensive Leitungskreuzungen der beiden Projekte verhindert werden.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-007: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Dörpen/West und Niederrhein (Punkt Meppen)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 208.156

Grundlage: EnLAG, Nr. 5

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit der Maßnahme wird die Übertragungskapazität zwischen der nordwestlichen Küstenregion (Raum Dörpen) und der Region Niederrhein erhöht. Dazu wird zwischen dem Umspannwerk Dörpen/West (TenneT) und dem Umspannwerk Niederrhein (Amprion, s. AMP-009) eine 380-kV-Verbindung mit zwei Systemen und einer Stromtragfähigkeit von bis zu 3.600 A errichtet und an diese Umspannwerke angeschlossen. TenneT errichtet die Leitung von Dörpen/West bis zur Anschlussstelle westlich von Meppen (Netzausbau). Hierfür wird die 380-kV-Schaltanlage in Dörpen/West ausgebaut.

Die Verbindung zwischen Dörpen/West und Niederrhein wird im EnLAG als Pilotstrecke für eine Teilerdverkabelung ausgewiesen. Im TenneT-Abschnitt erfolgt eine Erdverkabelung auf einem 3,1 km langen Teilabschnitt auf dem Gebiet der Stadt Haren (Ems).

Das Projekt ist bereits planfestgestellt und befindet sich im Bau. Die Fertigstellung ist für 2019 vorgesehen. Die Gesamtinbetriebnahme ist abhängig von der Fertigstellung von AMP-009 und erfolgt voraussichtlich im Jahr 2021.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/doerpen-west-niederrhein/>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Dörpen/West – Niederrhein (Punkt Meppen)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	31		2021	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die neue 380-kV-Verbindung zwischen dem Raum Diele/Dörpen und dem Raum Niederrhein dient vor allem dem Abtransport der Energie aus Offshore- und Onshore-Windenergie, die im Raum Diele/Dörpen angeschlossen wurde bzw. wird. Zudem wird ein großer Teil der Energie abgeführt, die im Raum Ostfriesland produziert wird. Dörpen/West ist darüber hinaus ein Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie (NOR-2-2, NOR-2-3, NOR-3-1).

Die Inbetriebnahme des Projekts erfolgt gemeinsam mit AMP-009 voraussichtlich im Jahr 2021. Bis dahin erfolgt die Abführung des in Dörpen/West eingespeisten Stroms aus Offshore-Windenergie über das bestehende 380-kV-Netz von Dörpen/West in Richtung Diele sowie Meppen. Dabei kann es in Engpasssituationen temporär zu Redispatch- oder Einspeisemanagement-Maßnahmen kommen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-009: Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Ganderkesee und St. Hülfe

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 208.151

Grundlage: EnLAG, Nr. 2

Beschreibung des geplanten Projekts

Durch die Maßnahme wird die Übertragungskapazität von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen erhöht. Die gesamte neue 380-kV-Verbindung geht von Ganderkesee über St. Hülfe nach Wehrendorf und wird in Zusammenarbeit von Amprion (siehe AMP-001) und TenneT realisiert. Die Maßnahme umfasst auf Seiten von TenneT die Errichtung einer 380-kV-Leitung mit zwei Systemen mit einer Stromtragfähigkeit von bis zu 3.300 A vom Umspannwerk Ganderkesee bis zum Umspannwerk St. Hülfe (Netzausbau) einschließlich des Ausbaus der 380-kV-Schaltanlage Ganderkesee (Netzverstärkung).

Die Verbindung wird im EnLAG als Pilotstrecke für eine Teilerdverkabelung ausgewiesen. Sie enthält drei Erdkabel-Abschnitte mit einer Gesamtlänge von insgesamt knapp 13 km.

Das Projekt bereits planfestgestellt und befindet sich im Bau.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

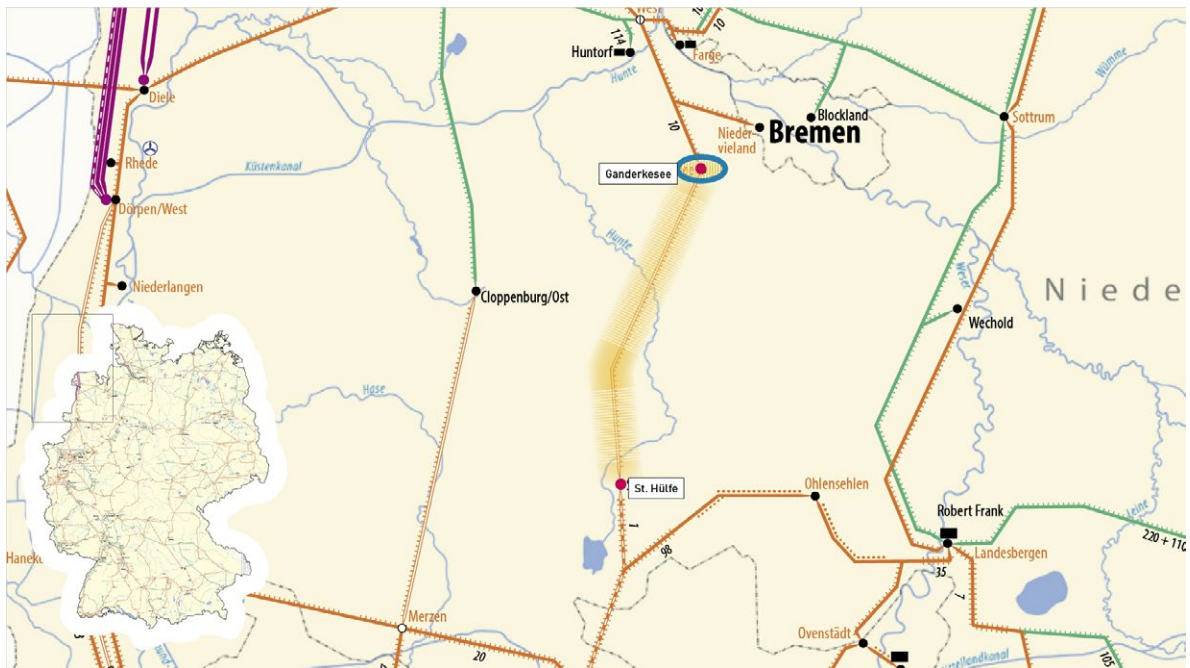
<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/ganderkesee-st-huelfe/>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Ganderkesee – St. Hülfe	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	61		2021	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativer Einspeiseleistung sowohl onshore als auch offshore ergibt sich eine zusätzliche Überschussleistung aus der Region. Mit der Leitung Ganderkesee – St. Hülfe – Wehrendorf kann die Kapazität des Übertragungsnetzes in der betreffenden Region wesentlich erhöht werden. Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der beantragten Leitung bestünden zu bestimmten Zeiten zunehmende Übertragungseinschränkungen in Norddeutschland. Dies hätte zur Folge, dass in dieser Region Energie aus Windenergieanlagen zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wäre. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung würde zudem behindert. Die geplante Leitung zwischen den Umspannwerken Ganderkesee und St. Hülfe und ihre Weiterführung zum Umspannwerk Wehrendorf wird eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von regenerativen Energien schaffen. Sie ist für die zukünftige Energieversorgung erforderlich. Mit anderen Maßnahmen wie etwa Optimierungen im vorhandenen Netz kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck nicht erreicht werden.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-018: Netzausbau: Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: Investitionsmaßnahmenanträge
BK4-13-094, BK4-14-132,
BK4-17-072 (genehmigt)

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Kompensation der Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen im Netz von TenneT.

In den Jahren 2012, 2014 und 2018 wurde für verschiedene Standorte der Bedarf für Blindleistungskompensationsanlagen im Rahmen von Blindleistungsstudien für die Zieljahre 2018, 2020, 2021 und 2024 ermittelt. Die Investitionsbudgetanträge wurden bzw. werden in Kürze bei der Bundesnetzagentur gestellt und sind weitgehend genehmigt. Die Kompensationsleistung wurde daher im Startnetz des Netzentwicklungsplans berücksichtigt. Darüber hinaus sind im Rahmen der Teil-Erdverkabelung verschiedener AC-Projekte Anlagen zur Blindleistungskompensation erforderlich, die in der Regel den einzelnen Projekten zugeordnet werden, sofern ihre Planung bereits konkretisiert wurde. Diese Anlagen sind in TTG-018 nicht enthalten.

Für verschiedene Standorte wurden Kompensationsspulen mit einer Leistung von je 120 Mvar, MSCDN (Mechanically Switched Capacitor with Damping Network) mit einer Leistung von 200-300 Mvar sowie ein STATCOM mit 400 Mvar beantragt.

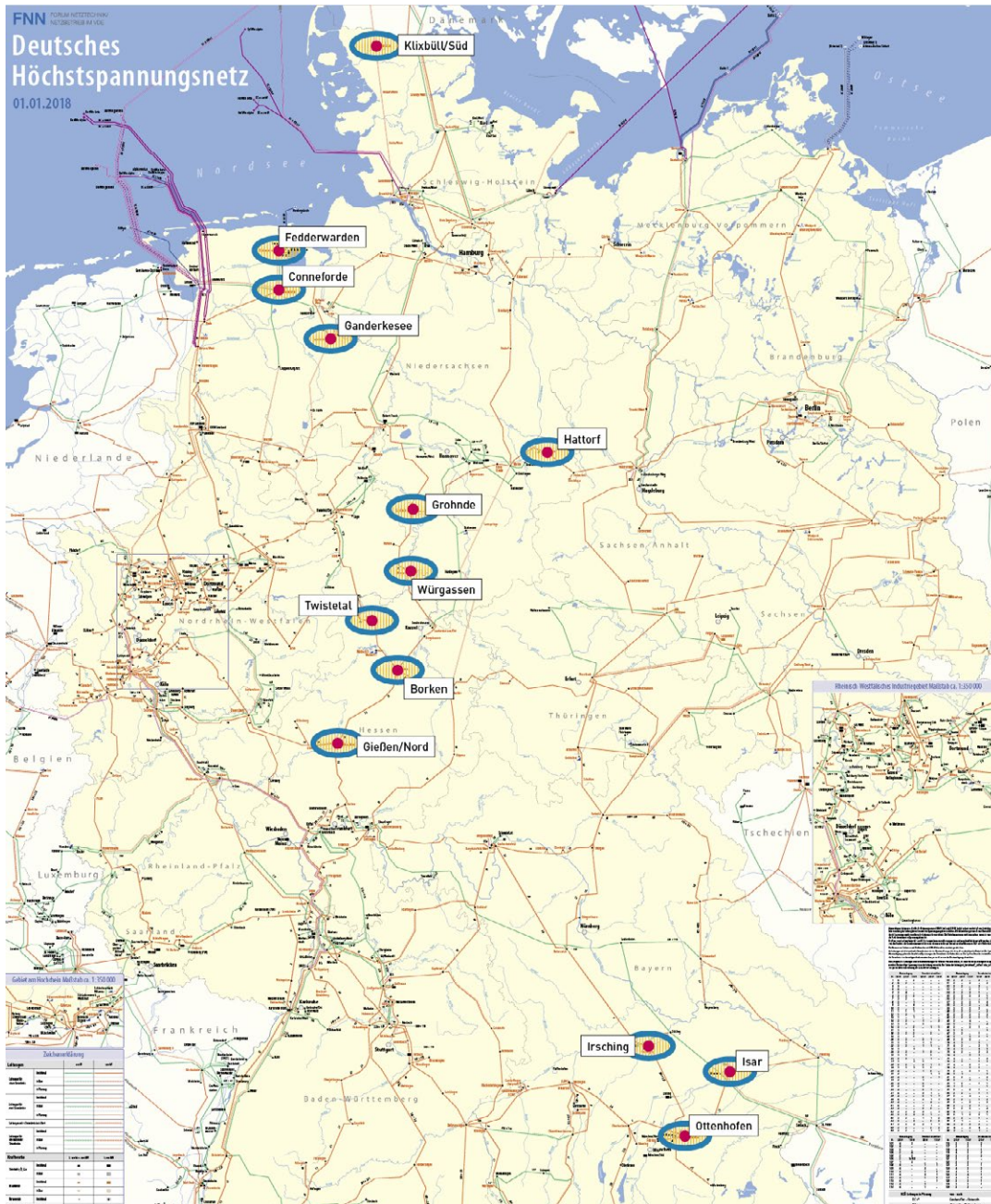
Standort	Stationäres Kompensationsmittel	Größe in Mvar	anvisierte Inbetriebnahme
Grohnde	MSCDN	300	2024
Klixbüll/Süd	MSCDN	200	2022
Conneforde	Spule	120	2024
Fedderwarden	Spule	3 x 120	2023, 2024
Ganderkesee	Spule	120	2024
Gießen/Nord	Spule	120	2022
Hattorf	Spule	120	2022
Irsching	Spule	120	2022
Isar	Spule	120	2023
Klixbüll/Süd	Spule	120	2022
Ottenhofen	Spule	120	2023
Twistetal	Spule	120	2022
Würgassen	Spule	120	2022
Borken	STATCOM	400	2023



Begründung des geplanten Projekts

Zu Schwachlastzeiten und bei gleichzeitig geringen Transiten ist das Übertragungsnetz nur gering ausgelastet. Die Integration der erneuerbaren Energien in unterlagerten Netzen führt zu einer geringeren Abnahme und weiter verringerten Auslastung des Höchstspannungsnetzes. Ergebnis ist eine hohe Betriebsspannung, da schwach ausgelastete Stromkreise Blindleistung erzeugen. In Zeiten hoher Windeinspeisung (insbesondere in den nördlichen Regionen und Küstenregionen) ergeben sich besonders hohe Transite auf den Nord-Süd-Trassen mit einem deutlichen Blindleistungsverbrauch der hochbelasteten Übertragungswege, wodurch ein Bedarf an zusätzlicher Blindleistungskompensation entsteht. Durch den Zuwachs an EE-Erzeugung sinkt zudem die Anzahl der Kraftwerke, die sich an der Blindleistungskompensation beteiligen können. Besonders in Starkwindzeiten speisen aufgrund des Einspeisevorrangs von EE-Anlagen nur wenige Kraftwerke, die sich an der Blindleistungsregelung beteiligen können, in das Netz ein. Durch diese Effekte erhöht sich der Bedarf an Kompensationsanlagen im Höchstspannungsnetz noch weiter. Das Übertragungsnetz muss deshalb regional unterstützt werden, indem regional die Blindleistung kompensiert wird. Hinzu kommen Teil-Erdverkabelungsabschnitte im AC-Netz, die ebenfalls einen Bedarf an Blindleistungskompensation erzeugen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-019: Netzverstärkung: Umspannwerk Unterweser

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018:

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit der Maßnahme wird die 380-kV-Netzstruktur für die steigende regenerative Erzeugungsleistung in der gesamten Region Unterweser (Niedersachsen) vorbereitet, um diese in das Netz zu integrieren. Hierfür wird das bestehende Umspannwerk Unterweser bis zum Jahr 2024 erneuert (Netzverstärkung). Dabei werden ein 380/110-kV-Transformator, ein 380/220-kV-Transformator sowie eine Spule zur Blindleistungskompensation errichtet (Netzverstärkung). Darüber hinaus ist das Umspannwerk in einem zweiten Bauabschnitt bis 2028 für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorzubereiten.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Umspannwerk Unterweser	Anlage	Netzverstärkung: horizontal und vertikal			2024	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Für die nächsten Jahre gehen alle Szenarien von einem weiteren Anstieg der regenerativen Einspeiseleistung aus. Hierfür sind die vorhandenen Umspannwerke zu verstärken. Darüber hinaus ist das Umspannwerk Unterweser als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (NOR-9-1, NOR-11-2).

Das Projekt steht darüber hinaus in Zusammenhang mit dem Projekt P22.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P24: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Stade und Dollern

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 164.149

Grundlage: in Umsetzung befindlich
Nr. BBPlG 2015: 7

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Stade/West in den Raum Dollern und enthält folgende Maßnahme:

- M71a: Stade/West – Dollern
Zusammen mit der Maßnahme M71b Dollern – Sottrum (siehe P24) ist eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Stade und Sottrum durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A von Stade/West nach Sottrum vorgesehen (Netzverstärkung). Zusätzlich ist in Stade/West eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage Sottrum zu verstärken (Netzverstärkung). Die neue 380-kV-Leitung wird mit Fertigstellung des Gesamtprojekts an Dollern vorbeigeführt und in Sottrum angeschlossen.

Die Maßnahme M71a ist bereits planfestgestellt und befindet sich in der Umsetzung. Daher wurde sie in das Startnetz überführt. Die Maßnahme ist Teil des Gesamtprojekts P24 Stade – Landesbergen (BBP-Vorhaben Nr. 7)

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/stade-landesbergen/>

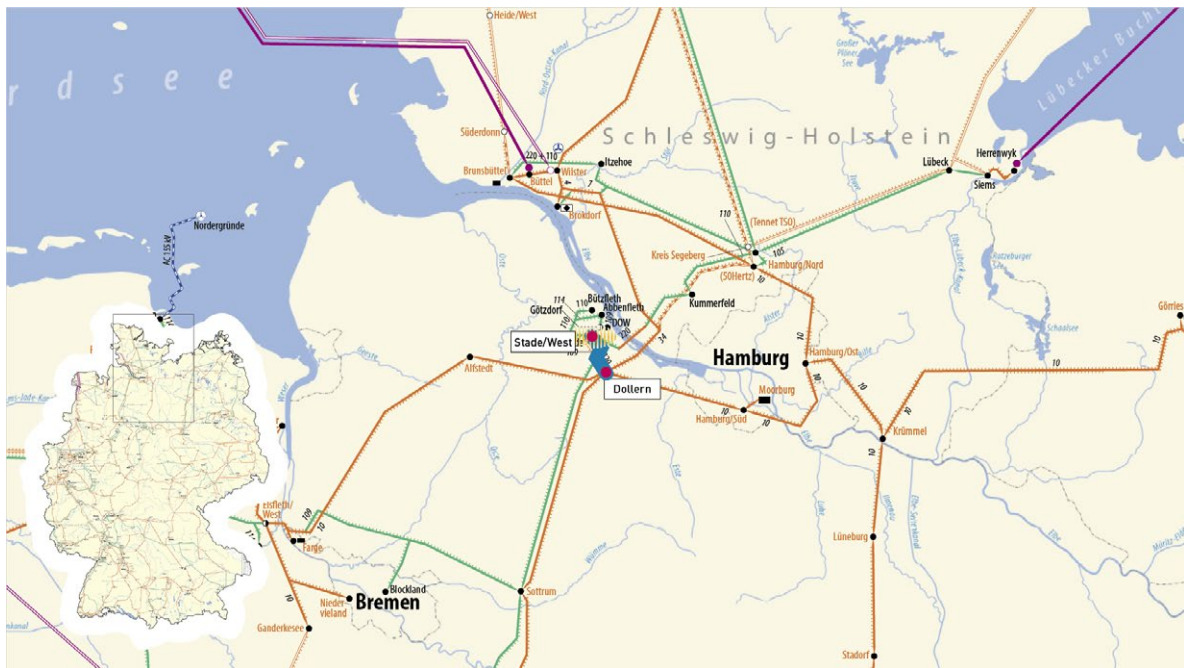
Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Stade/West – Dollern	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	2020	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Durch die stark ansteigende EE-Rückspeisung aus den Verteilernetzen in Norddeutschland ist der heutige Nord-Süd-Kanal über Dollern nach Landesbergen nicht mehr ausreichend, um diese Energie abtransportieren zu können. Dieser Korridor zwischen Dollern und Landesbergen ist jedoch eine zentrale Nord-Süd-Verbindung im Übertragungsnetz. In der geplanten Struktur wird ein Teil des Transits in die neu zu errichtende 380-kV-Schaltanlage in Stade/West und dann an Dollern vorbeigeführt. Damit wird eine Entflechtung vorgenommen, durch die eine starke Leistungskonzentration vermieden und damit die Gefahr des Ausfalls eines gesamten Transitzkorridors minimiert werden kann. Zusätzlich wird durch das Projekt die Übertragungsleistung erhöht.

Das gesamte Projekt P24 wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 7).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P25: Netzausbau zwischen Süderdonn und Klixbüll/Süd

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 258.667

Grundlage: in Umsetzung befindlich,
Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2015: 8; Nr. PCI: 1.3.2

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen des Projekts ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Doppelleitung zwischen Süderdonn (früher Barlt) und Klixbüll/Süd über Heide/West und Husum/Nord mit einer Stromtragfähigkeit von 3.600 A erforderlich (Netzausbau). Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen in Heide/West, in Husum/Nord sowie in Klixbüll/Süd jeweils 380-kV-Schaltanlagen neu errichtet werden (Netzausbau). Die darüber hinaus erforderliche Schaltanlage in Süderdonn wurde bereits im Rahmen des Abschnitts Brunsbüttel – Süderdonn errichtet (siehe TTG-P25a, NEP 2025).

Das Projekt war in der Vergangenheit Teil des Zubaunetz-Projekts P25 „Netzverstärkung und –ausbau zwischen Brunsbüttel und der dänischen Grenze“. Das gesamte Projekt P25 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein, zwischen Deutschland und Dänemark sowie von Schleswig-Holstein nach Süden. Da die Maßnahme Süderdonn – Heide/West kurz vor der Fertigstellung steht, die Maßnahme Heide/West – Husum/Nord planfestgestellt ist und sich in der Umsetzung sowie die Maßnahme Husum/Nord – Klixbüll/Süd im Planfeststellungsverfahren befindet, wurden diese Maßnahmen in das Startnetz überführt. Ebenfalls zum Gesamtprojekt gehört der Abschnitt Brunsbüttel – Süderdonn, der in 2016 fertiggestellt wurde.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/westkuestenleitung/>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Süderdonn – Heide/West	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	23		2019	4: genehmigt oder im Bau
Heide/West – Husum/Nord	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	46		2021	4: genehmigt oder im Bau
Husum/Nord – Klixbüll/Süd	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	38		2022	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien entlang der Westküste Schleswig-Holsteins sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert. Die Schaltanlage in Heide/West ist darüber hinaus als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie (NOR-10-2) sowie als Startpunkt für eine DC-Verbindung in Richtung Niedersachsen/Nordrhein-Westfalen (DC21) vorgesehen.



Das Projekt TTG-P25 wurde als Teil des Projekts P25 im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Das gesamte Projekt P25 ist als Vorhaben Nr. 8 im Bundesbedarfsplan enthalten und wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter den Nummern 1.3.1 und 1.3.2 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P46: Netzverstärkung zwischen Redwitz und Schwandorf (Ostbayernring)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 206.687

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2015: 18

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf und enthält die folgende Maßnahme:

- M56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf
Von Redwitz über Mechlenreuth und Etzenricht nach Schwandorf muss die bestehende Leitung verstärkt werden. Dabei handelt es sich um einen Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in der Trasse der bestehenden Leitung, die aktuell mit je einem 220-kV- und einem 380-kV-Stromkreis betrieben wird (Netzverstärkung). Die bestehende 220-kV-Struktur von Redwitz über Mechlenreuth und Etzenricht nach Schwandorf wird nach Inbetriebnahme von TTG-P46 zurückgebaut. Außerdem müssen die 380-kV-Schaltanlagen in Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf verstärkt werden (Netzverstärkung).

Das Projekt befindet sich seit 2018 im Planfeststellungsverfahren und wurde daher in das Startnetz überführt. Die Inbetriebnahme ist für das Jahr 2023 vorgesehen.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/ostbayernring/>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		185	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands sowie der Stilllegung von Kraftwerkseinheiten in Bayern ist die bestehende 380/220-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie transportieren zu können.

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 18).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P66: Netzausbau zwischen Wilhelmshaven und Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 208.150

Grundlage: in Umsetzung befindlich
Nr. BBPlG 2015: 31

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Wilhelmshaven und dem nächstgelegenen Netzknoten Conneforde sowie eines 2015 in Betrieb genommenen Kraftwerksblocks in Wilhelmshaven. Das Projekt enthält folgende Maßnahme:

- M101: Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde
Von Wilhelmshaven nach Conneforde ist der Neubau einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von 3.600 A vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung; siehe TTG-P157). In Fedderwarden nahe Wilhelmshaven ist eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau).

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz. Es enthält zwei Teilverkabelungsabschnitte mit zusammen rund 5 km Länge.

Das Projekt ist bereits planfestgestellt, befindet sich im Bau und wurde deswegen in das Startnetz überführt.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/wilhelmshaven-conneforde/>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	30		2020	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt dient unter anderem dazu, die im Raum Wilhelmshaven anfallende EE-Rückspeisung Richtung Süden abzutransportieren. Weiterhin ist die Maßnahme notwendig für die (n-1)-sichere Anbindung des 2015 in Betrieb genommenen Kraftwerks in Wilhelmshaven.

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 31).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P67: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 313.1473

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2015: 32; Nr. PCI: 3.1.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt trägt dazu bei, die Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich zu erhöhen. Dazu ist eine Netzverstärkung zwischen Altheim und St. Peter notwendig. Hierzu gehören folgende Maßnahmen:

- M102: Simbach – Bundesgrenze AT
Im Rahmen der Maßnahme wird die bestehende 220-kV-Doppelleitung von Simbach über Matzenhof nach St. Peter (Österreich) durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Simbach muss die bestehende 220-kV-Schaltanlage durch eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren ersetzt werden (Netzverstärkung).
- M103a: Altheim – Adlkofen und M103b: Adlkofen – Matzenhof (Abzweig Simbach)
Im Rahmen der Maßnahmen wird die 220-kV-Doppelleitung von Altheim über Adlkofen nach Matzenhof (Abzweig Simbach) durch eine neue 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in bestehender Trasse abgelöst (Netzverstärkung). In Altheim wird eine neue 380-kV-Schaltanlage inklusive 380/110-kV-Transformatoren und einem 380/220-kV-Transformator errichtet (Netzausbau). Die Maßnahme steht im Zusammenhang mit P112 (Netzverstärkung Pleinting – Pirach – St. Peter).

Das Projekt ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 32). Es wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamen Interesse (Projects of Common Interest - PCI) unter der Nummer 3.1.1 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.

Das Projekt befindet sich im Planfeststellungsverfahren und wurde daher in das Startnetz überführt.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/alheim-matzenhof-st-peter/>

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/simbach-st-peter/>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Simbach – Matzenhof – Bundesgrenze AT	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	2022	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
Altheim – Adlkofen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	2022	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG
Adlkofen – Matzenhof (Abzweig Simbach)	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		66	2022	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

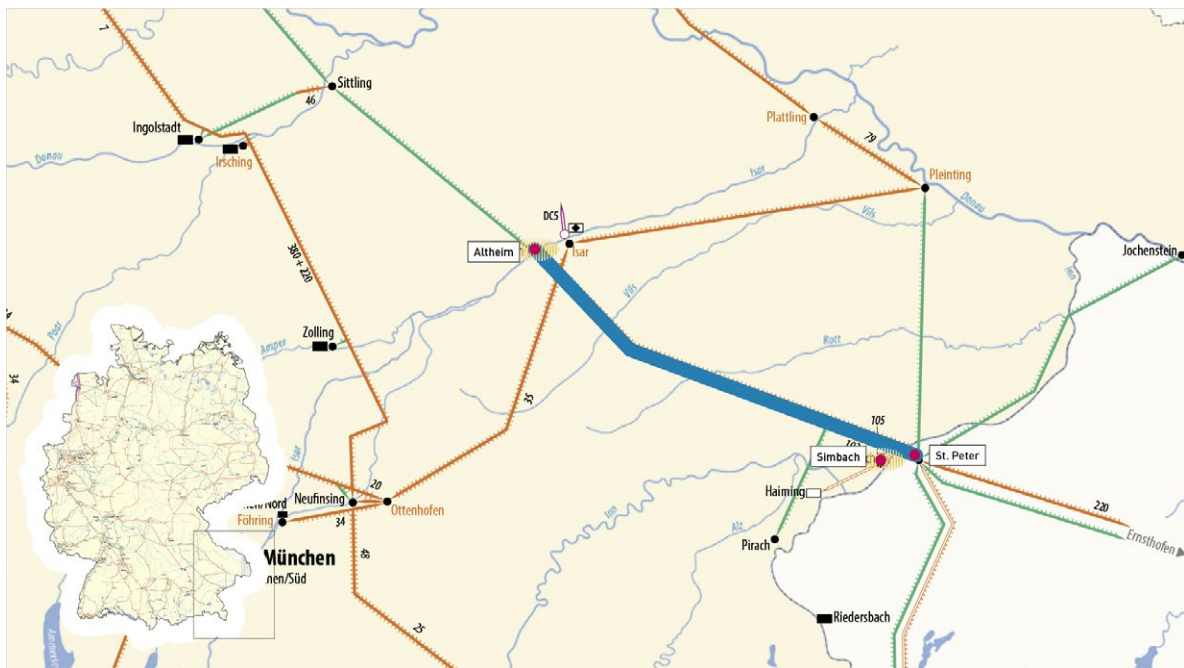


Begründung des geplanten Projekts

Zur Erhöhung der Kuppelkapazität wird eine neue 380-kV-Leitung zwischen Bayern und Oberösterreich errichtet. Anschlusspunkt in Österreich ist das Umspannwerk St. Peter. Die Errichtung der 380-kV-Leitung ist ein Projekt in Zusammenarbeit mit Austrian Power Grid (APG). TenneT errichtet den Teilabschnitt bis zur österreichischen Grenze.

Die Übertragungskapazitäten der bestehenden 220-kV-Leitungen zwischen Österreich und Deutschland sind in zunehmendem Maße ausgeschöpft. Zukünftig wird von einem weiteren Anstieg der Leistungsflüsse ausgegangen. Netzbezogene Maßnahmen, die bei Gefährdung der (n-1)-Sicherheit derzeit eingesetzt werden, reichen zukünftig nicht mehr aus, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten. Hintergrund für den Leistungsanstieg ist der zunehmende Ausbau von EEG-Erzeugung in Deutschland, überwiegend Wind- und Solarenergie, sowie die Errichtung von zahlreichen neuen Pumpspeicherkraftwerken in Österreich.

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 32). Es wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 3.1.1 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P68: DC-Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnectors zwischen Deutschland und Norwegen (NordLink)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 37.142

Grundlage: in Umsetzung befindlich
Nr. BBPlG 2015: 33; Nr. PCI: 1.8.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel ist die Errichtung einer direkten Verbindung zwischen Deutschland und Norwegen. Hierfür wird in Zusammenarbeit mit dem norwegischen Übertragungsnetzbetreiber Statnett eine Gleichstromverbindung zwischen Norddeutschland (Netzanschlusspunkt: Umspannwerk Wilster/West) und Südnorwegen (Netzanschlusspunkt: Tonstad) mit einer Kapazität von 1.400 MW errichtet (Netzausbau). Das Projekt wird ausschließlich als DC-Seekabel bzw. landseitig bis zum Netzanschlusspunkt Wilster/West als DC-Erdkabel errichtet. Die 380-kV-Schaltanlage am Netzanschlusspunkt Wilster/West ist zu verstärken (Netzverstärkung). In diesem Projekt enthalten sind die Längenangaben von Wilster/West bis zur Grenze der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) Deutschlands.

Das Projekt ist bereits planfestgestellt und befindet sich in der Umsetzung.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/internationale-verbindungen/nordlink/>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Deutschland – Norwegen (NordLink): onshore	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	54		2020	4: genehmigt oder in Bau
Deutschland – Norwegen (NordLink): offshore	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	154		2020	4: genehmigt oder in Bau

Begründung des geplanten Projekts

Derzeit existieren keine direkten elektrischen Verbindungen zwischen Deutschland und Norwegen. Es sind nur indirekte Verbindungen über Dänemark, die Niederlande oder Schweden vorhanden.

Die Erzeugungsstrukturen von elektrischer Energie in Deutschland und Norwegen sind sehr unterschiedlich. Da jedoch die Erzeugung von elektrischer Energie zu jedem Zeitpunkt gleich dem Verbrauch sein muss, steigt die Notwendigkeit, stochastisch einspeisende Energien aus erneuerbaren Quellen auszugleichen. Neben der Errichtung von Speichern innerhalb Deutschlands steigt die Notwendigkeit, die Übertragungskapazität zu Ländern mit großen Pump- bzw. Speicherkraftwerken wie Österreich, der Schweiz und Norwegen zu erhöhen.

Da in Norwegen ein großer Teil der Stromversorgung durch Wasserkraft gedeckt wird, dient die Einrichtung neuer internationaler Verbindungskapazitäten auch dazu, die Versorgungssicherheit in Norwegen bei längeren Trockenperioden sicherzustellen.

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 33).



Das Projekt P68 wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 1.8.1 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P69: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Emden/Ost und Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 207.939

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
Nr. BBPlG 2015: 34

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient dazu, den in der Errichtung befindlichen Netzverknüpfungspunkt Emden/Ost mit dem Verbundnetz zu verbinden sowie die Rückspeisung aus Onshore-Windenergie im Raum nordwestliches Niedersachsen abzutransportieren. Zum Projekt gehört folgende Maßnahme:

- M105: Emden/Ost nach Conneforde
Von Emden/Ost nach Conneforde ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von bis zu 3.600 A in der Trasse der vorhandenen 220-kV-Leitung erforderlich (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage in Emden/Ost ist neu zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage in Conneforde ist zu verstärken (Netzverstärkung; siehe TTG-P157). Die bestehende 220-kV-Leitung wird nach Inbetriebnahme der 380-kV-Leitung zeitnah zurückgebaut.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz. Im Zuge des laufenden Planfeststellungsverfahrens wurden zwei Abschnitte zur Teil-Erdverkabelung mit einer Gesamtlänge von 5 km beantragt.

Das Projekt befindet sich im Planfeststellungsverfahren und wurde daher in das Startnetz überführt.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/emden-conneforde/>

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Emden/Ost nach Conneforde	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		61	2021	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Im Raum Emden/Oldenburg wird ein wesentlicher Anstieg der Einspeiseleistung von Onshore-EEG-Anlagen erwartet. Dadurch wird eine Erhöhung der Transportkapazität im Höchstspannungsnetz zwischen Emden, Conneforde und weiter in die west- bzw. süddeutschen Lastschwerpunkte erforderlich. Für den Abtransport der anfallenden EE-Rückspeisung ist die existierende 220-kV-Leitung Emden/Borssum – Conneforde nicht mehr ausreichend. Daher besteht die Notwendigkeit der Schaffung von zusätzlichen Transportkapazitäten zwischen Emden und Conneforde. Diese werden durch den Neubau einer 380-kV-Doppelleitung realisiert. Weiterhin wird in allen untersuchten Szenarien aufgrund des Zubaus von Offshore-Windenergieanlagen in der westlichen Nordsee die Schaffung weiterer Netzverknüpfungspunkte im nordwestlichen Niedersachsen notwendig.

Mit den Umspannwerken in Diele und Dörpen/West wurden bereits an zwei Standorten Anschlussmöglichkeiten für Konverter-Anlagen zur Einspeisung von Leistungen aus Offshore-Windenergieparks geschaffen. Die Anschlusskapazitäten dieser Anlagen sind jedoch nicht ausreichend für die in den Szenarien angenommene Leistung für Offshore-Windparks. Daher ist die Schaffung eines weiteren Netzverknüpfungspunktes in Emden/Ost (Projekte NOR-8-1, NOR-3-3 und NOR-1-1 im O-NEP 2030) erforderlich.



Bis zur Inbetriebnahme von P69 erfolgt die Abführung des in Emden/Ost eingespeisten Stroms aus Offshore-Windenergie über die bestehende 220-kV-Leitung von Emden/Borssum nach Conneforde. Dabei kann es in Engpasssituationen temporär zu Einspeisemanagement-Maßnahmen kommen.

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 34).



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P114: Netzverstärkung Krümmel

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das technische Ziel dieses Projekts ist eine Netzverstärkung der beiden bestehenden Anlagenkupplungen zwischen den Anlagen von 50Hertz und TenneT in Krümmel (Netzverstärkung).

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Krümmel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2020	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Bei Ausfall einer der beiden 380-kV-Verbindungen zwischen den beiden Schaltanlagen ist der parallele 380-kV-Stromkreis deutlich überlastet. Daher ist die Übertragungsfähigkeit zu erhöhen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P115: Netzausbau: Schaltanlage Mehrum/Nord

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: In Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Beseitigung von Engpässen in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahme:

- M205: Schaltanlage Mehrum/Nord
Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage in Mehrum/Nord inklusive der Errichtung von zwei 380/220-kV-Verbundkupplern vorgesehen (Netzausbau). Die neue 380-kV-Schaltanlage Mehrum/Nord wird in die bestehende 380-kV-Leitung von Algermissen nach Klein Ilsele volleingeschleift und über Ausleitungen auf der 220-kV-Seite der 380/220-kV-Transformatoren mit der bestehenden 220-kV-Schaltanlage Mehrum verbunden. Durch Errichtung der neuen 380-kV-Schaltanlage Mehrum/Nord und der Verbundkuppler kann der vorhandene Engpass in der 220-kV-Netzebene beseitigt werden. Zur Anbindung der neuen 380-kV-Schaltanlage an die bestehenden 380-kV-Leitung ist der Neubau von drei Masten mit anschließendem Rückbau von zwei Masten erforderlich.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Schaltanlage Mehrum/Nord	Anlage	Netzausbau: horizontal			2021	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Bereits aktuell ist das Kraftwerk in Mehrum (690 MW) regelmäßig von Redispatch-Maßnahmen aufgrund hoher Netzlast betroffen. Bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises von Lehrte nach Mehrum kommt es zu unzulässig hoher Belastung des parallelen Stromkreises. Durch die direkte Anbindung des Kraftwerks an die 380-kV-Schaltanlage kann diese Situation deutlich entschärft werden.

Die Schaltanlage Mehrum/Nord ist Kernpunkt für die weiteren Projekte P33 M24b und P228. Insgesamt wurde hier mit den nachgelagerten Verteilungsnetzbetreibern Avacon und Enercity eine langfristige Struktur für den Großraum Hannover festgelegt. Diese Struktur ermöglicht sowohl die Versorgung des Großraums Hannover als auch die regionale Aufnahme von EE-Einspeisung aus dem nachgelagerten Netz. Die existierende 220-kV-Netzinfrastuktur ist hierfür in der Zukunft nicht mehr ausreichend.

Das Projekt wurde als P115 in den Netzentwicklungsplänen 2013, 2014, 2025 und 2030 (2017) identifiziert. Es wurde im Rahmen des NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P155: Netzausbau: Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage in Elsfleth/West

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sowie der verbesserten Integration von Einspeiseleistung aus erneuerbaren Energien. Es enthält folgende Maßnahme:

- M357: Schaltanlage Elsfleth/West
Derzeit bestehen 380-kV-Stromkreise zwischen den Umspannwerken Unterweser und Ganderkese, Unterweser und Farge sowie Dollern und Niedervieland. In der neu entstehenden 380-kV-Schaltanlage Elsfleth/West werden diese Stromkreise so angeschlossen, dass jeweils zwei parallele Verbindungen Elsfleth/West – Unterweser/West, Elsfleth/West – Ganderkese und Elsfleth/West – Dollern entstehen (Netzausbau).

Dieses Projekt steht im Zusammenhang mit den Projekten P22 und P23 und befindet sich bereits in der Umsetzung.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Schaltanlage Elsfleth/West	Anlage	Netzausbau: horizontal			2019	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

In die neue 380-kV-Schaltanlage Elsfleth/West sollen die 380-kV-Stromkreise Unterweser – Ganderkese, Unterweser – Farge und Dollern – Niedervieland eingeführt werden. Durch die Einführung kommt es zu einer Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse, die eine Höherbelastung der 380-kV-Stromkreise ermöglicht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht, da der Nutzen der Maßnahme nur am Schnittpunkt der drei genannten Leitungen erzielt wird.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P157: Netzverstärkung: Umspannwerk Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: in Umsetzung befindlich

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit der Maßnahme wird die Umspannkapazität im Raum Ammerland und Friesland (Niedersachsen) erhöht, um regenerative Erzeugungsleistung in das Netz zu integrieren. Hierfür werden im bestehenden Umspannwerk Conneforde zwei neue 380/110-kV-Transformatoren errichtet (Netzverstärkung), von denen der erste bereits 2015 in Betrieb gegangen ist. Weiterhin wird die Anlage dahingehend erweitert, dass die Projekte P21, P22, P66 und P69 angeschlossen werden können. Die Erweiterung des Umspannwerks erfolgt im Einklang mit den anzuschließenden Projekten in unterschiedlichen Bauabschnitten.

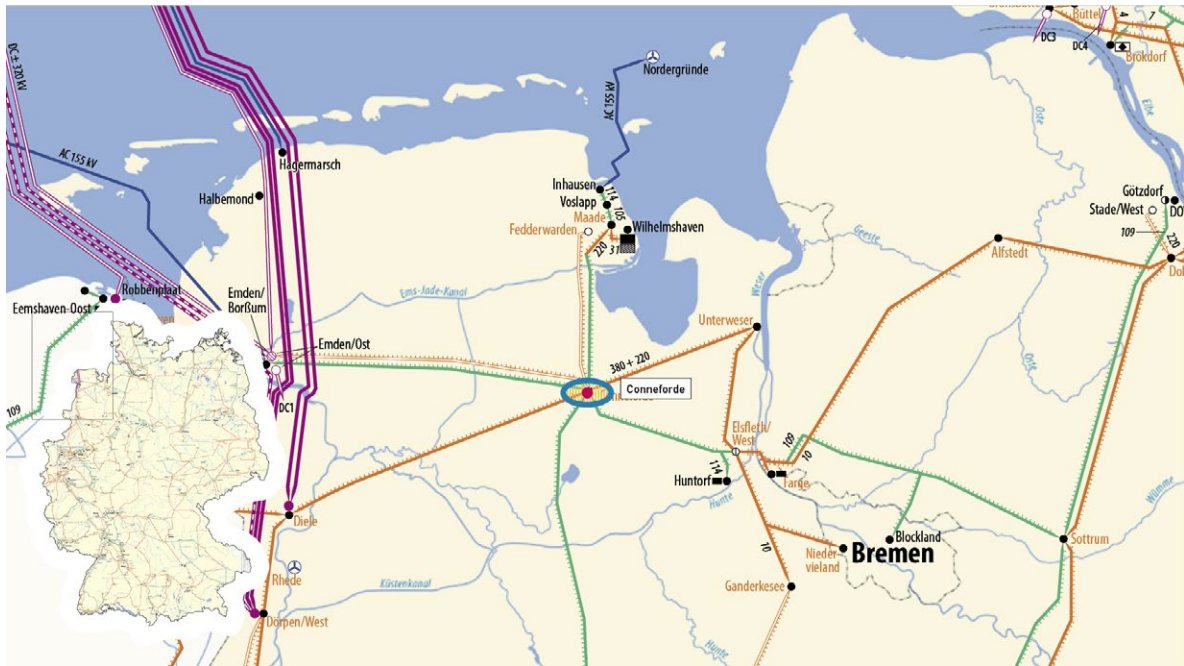
Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Umspannwerk Conneforde	Anlage	Netzverstärkung: horizontal und vertikal			2020	4: genehmigt oder im Bau

Begründung des geplanten Projekts

Die installierte Einspeiseleistung aus regenerativer Erzeugungsleistung im Raum Ammerland und Friesland, überwiegend aus Windenergie, hat sich in den letzten Jahren stark erhöht. Für die nächsten Jahre gehen alle Szenarien von einem weiteren Anstieg der regenerativen Einspeiseleistung aus. Hierfür sind die vorhandenen Umspannkapazitäten nicht mehr ausreichend und müssen daher verstärkt werden.

Das Projekt steht darüber hinaus in Zusammenhang mit den Projekten P21, P22, P66 und P69. Diese Projekte bedingen einen Ausbau der Schaltanlage Conneforde.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TTG-P178: Netzverstärkung Gütersloh – Bechterdissen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: Investitionsmaßnahmenantrag
Nr. BK4-16-088 (gestellt)

Beschreibung des geplanten Projekts

Die im Rahmen des Projekts AMP-011 neu errichtete Leitung zwischen Gütersloh und Bechterdissen erfordert angesichts des weiter steigenden Übertragungsbedarfs eine Verstärkung durch Inbetriebnahme eines zweiten 380-kV-Stromkreises auf der Leitung, der bislang für einen vorübergehenden Betrieb mit 220 kV vorgesehen war (Netzverstärkung).

Zur Einbindung des zusätzlichen Stromkreises muss im Rahmen der Maßnahme

- M404b: Schaltanlage Bechterdissen
die 380-kV-Schaltanlage Bechterdissen erweitert werden (Netzverstärkung).

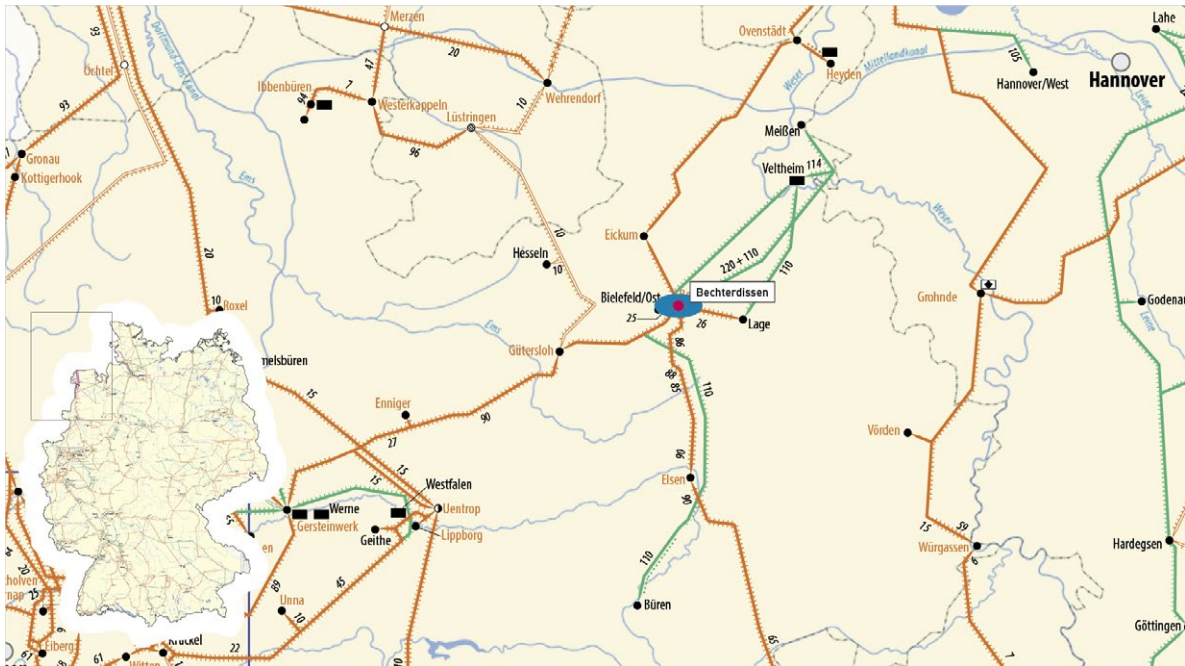
Darüber hinaus muss im Rahmen von AMP-P178 die Schaltanlage Gütersloh ebenfalls erweitert werden.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Schaltanlage Bechterdissen	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2025	

Begründung des geplanten Projekts

Die Netzverstärkung beseitigt Überlastungen im 380-kV-Netz insbesondere zwischen den Räumen Bielefeld und Gütersloh. Diese entstehen durch den Abtransport von Strom aus Offshore- und Onshore-Windenergie nach Süden. Das Projekt steht im Zusammenhang mit AMP-P178.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P49: Netzverstärkung Badische Rheinschiene

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW
Nr. TYNDP 2018: 134.176

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
BBPlG 2015: Nr. 21

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Vorhaben Nr. 21 aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) dient der Erhöhung der Übertragungskapazität der Badischen Rheinschiene auf bestehender Trasse.

Ein Teil der Maßnahmen wird als Pilotstrecke in Form eines Hochtemperaturleiterseils (HTLS- Beseilung) ausgeführt. Das NOVA-Prinzip wird berücksichtigt.

Die 220-kV-Leitungen von Daxlanden über Bühl, Kuppenheim und Weier nach Eichstetten werden auf 380 kV umgestellt und eine Verstärkung sowie ein Ausbau der betroffenen Schaltanlagen, einschließlich der Umspannung in die unterlagerte Ebene durchgeführt.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Daxlanden – Bühl/ Kuppenheim – Weier – Eichstetten	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		119	2023	3: vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

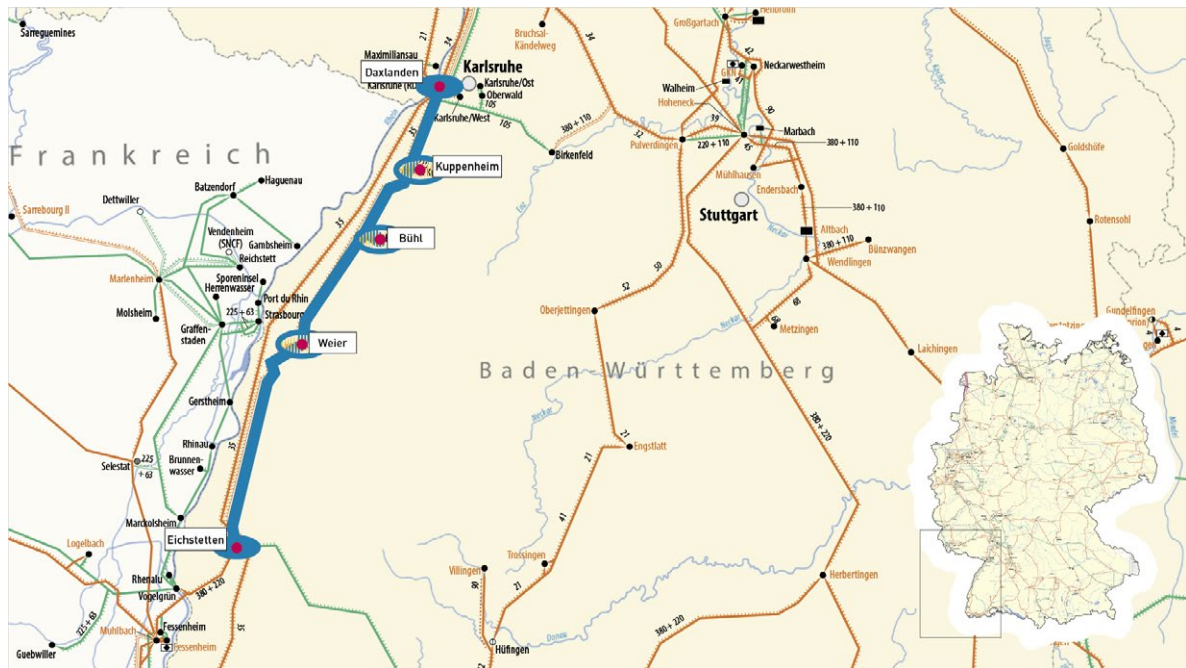
Begründung des geplanten Projekts

Das Ziel des Projekts ist die Verstärkung der Leitung und somit Erhöhung der Übertragungskapazität, damit die bestehende 220-kV-Leitung Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten bei Ausfall eines Stromkreises nicht überlastet wird.

Die Maßnahme wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 und im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan (Vorhaben Nr. 21) enthalten.

Mehr Informationen zum Projekt unter <https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/daxlanden-eichstetten>





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P70: Netzausbau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren Anschluss an das 380-kV-Netz

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW
 Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: Planfeststellung eingeleitet
 BBPlG 2015: Nr. 35

Beschreibung des geplanten Projekts

Die 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld wird von der TransnetBW am Standort der bisherigen 220-kV-Anlage in GIS-Bauweise neu errichtet. Zur Einbindung in das bestehende 380-kV-Netz ist ein Leitungsneubau in neuer Trasse notwendig. Dieser geht jedoch weitgehend mit dem Rückbau vorhandener 110-kV-Trassen einher, die zukünftig auf der 380-kV-Trasse mitgeführt werden. Hinsichtlich des NOVA-Prinzips handelt es sich um einen Ausbau, der durch Mitführung von 110-kV-Trassen und Nutzung bzw. bei parallelem Neubau durch Auflösung anderer 110-kV-Trassenräume optimiert wird.

Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
Birkenfeld – Mast 115A	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	12,5		2020	3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Das Ziel des Projekts ist die Errichtung der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld sowie deren Einbindung in die bestehende 380-kV-Leitung Pulverdingen – Philippsburg.

Die Maßnahme wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 und im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan (Vorhaben Nr. 35) enthalten.

Mehr Informationen zu dem Projekt unter:

<https://www.transnetbw.de/de/netzentwicklung/projekte/birkenfeld-pkt-oetisheim>





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

TNG-P90: Blindleistungskompensationsanlagen TransnetBW

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW
Nr. TYNDP 2018: -

Grundlage: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Die in diesem Projekt geplanten Anlagen dienen der Kompensation der Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Spannungstabilität im Netzgebiet der TransnetBW.

Im Rahmen einer Blindleistungsstudie wurde der Bedarf an Blindleistungskompensationsanlagen im Netzgebiet der TransnetBW ermittelt und entsprechende Investitionsmaßnahmenanträge gestellt, welche sich noch im Genehmigungsprozess befinden oder teilweise positiv durchlaufen haben. Für diese Anlagen sind in der untenstehenden Tabelle der entsprechende Antrag und der Status genannt.

Auf Basis von Analysen der ÜNB zum Szenario B2035 wurde darüber hinaus eine untere Abschätzung des in diesem Zieljahr notwendigen stationären und dynamischen Blindleistungskompensationsbedarfs getroffen. Unter Berücksichtigung der bereits geplanten Anlagen wurden für den noch zu deckenden Bedarf mögliche Standorte für diese Anlagen identifiziert. Darunter fallen alle gelisteten Anlagen ohne Statusangabe. Da es sich um eine untere Abschätzung der benötigten stationären und dynamischen Kompensationsleistung handelt, ist eine Identifikation von weiterem Kompensationsbedarf durch detaillierte Studien zu erwarten. Die genannten Standorte können sich aufgrund noch durchzuführender Detailuntersuchungen zu Einflussfaktoren wie optimaler Wirksamkeit, Rauminanspruchnahme und weiteren Faktoren noch ändern. Die genaue Anzahl der Anlagen kann aufgrund der notwendigen Sicherstellung von ausreichender Blindleistung auch im Fall von Ausfall oder Wartung von Anlagen gegebenenfalls höher ausfallen.

Standort	Stationäres Kompensationsmittel	Größe in Mvar	anvisierte Inbetriebnahme
Daxlanden	Spule	250	2019 - 2024
Dellmensingen	Spule	250	2019 - 2024
Eichstetten	Spule	250	2019 - 2024
Goldshöfe	Spule	250	2019 - 2024
Herbertingen	Spule	250	2019 - 2024
Mühlhausen	Spule	250	2019 - 2024
Obermooweiler	Spule	250	2019 - 2024
Pulverdingen	Spule	250	2019 - 2024
Trossingen	Spule	250	2019 - 2024
Weier	Spule	250	2019 - 2024
Weinheim	Spule	250	2019 - 2024
Hüffenhardt	MSCDN	250	2019 - 2024
Kupferzell	MSCDN	250	2019 - 2024
Eichstetten	rot. Phasenschieber	300	2019 - 2024
Dellmensingen	rot. Phasenschieber	300	2019 - 2024
Wendlingen	STATCOM	100	2019 - 2024



Standort	Stationäres Kompensationsmittel	Größe in Mvar	anvisierte Inbetriebnahme
Bühl	MSCDN	250	bis 2035
Dellmensingen	MSCDN	250	bis 2035
Eichstetten	MSCDN	250	bis 2035
Herbertingen	MSCDN	250	bis 2035
Kühmoos	MSCDN	250	bis 2035
Pulverdingen	MSCDN	250	bis 2035
Weinheim	MSCDN	250	bis 2035
Engstlatt	STATCOM	250	bis 2035
Goldshöfe	STATCOM	250	bis 2035
Herbertingen	STATCOM	250	bis 2035
Höpfingen	STATCOM	250	bis 2035
Kühmoos	STATCOM	250	bis 2035

Begründung des geplanten Projektes

Stationäre Blindleistungskompensation

Der Bedarf an stationärer Blindleistungskompensation ergibt sich durch über- oder unternatürliche Belastung der Leitungen. Eine übernatürliche Belastung entsteht bei hoher Auslastung der Leitungen, wie einem hohen Transport von Windenergie aus Norddeutschland oder hohem Export in den Alpenraum. In diesem Fall ist die Aufrechterhaltung der Spannung durch Kompensation der induktiven Blindleistung mittels Kondensatoren (MSCDN) notwendig. Bei geringerer Auslastung des Netzes, wie einem Schwachlasttag mit hoher PV-Einspeisung, wird die kapazitive Blindleistung durch Spulen kompensiert. Der benötigte Kompensationsbedarf wird durch folgende Entwicklungen verstärkt:

- Fortschreitende Energiewende mit höherem Transportbedarf einerseits und geringerer Netzauslastung andererseits durch höhere Einspeisung aus unterlagerten Netzen
- Geringere Blindleistungsbereitstellung durch konventionelle Kraftwerke aufgrund deren Wegfalls
- Höherauslastung der Transportnetze durch witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb

Im Gegensatz zur Wirkleistung kann Blindleistung nicht transportiert werden, sondern muss dort kompensiert werden, wo sie benötigt wird. Dies macht eine Verteilung der Anlagen in der Fläche notwendig, mit Schwerpunkten an hoch ausgelasteten Transportachsen beziehungsweise Gebieten hoher unterlagerter Erzeugung. In Abhängigkeit ihrer Betriebsweise können HGÜ-Konverter ebenfalls zur Erbringung induktiver wie kapazitiver Blindleistung herangezogen werden.

Dynamische Blindleistungskompensation

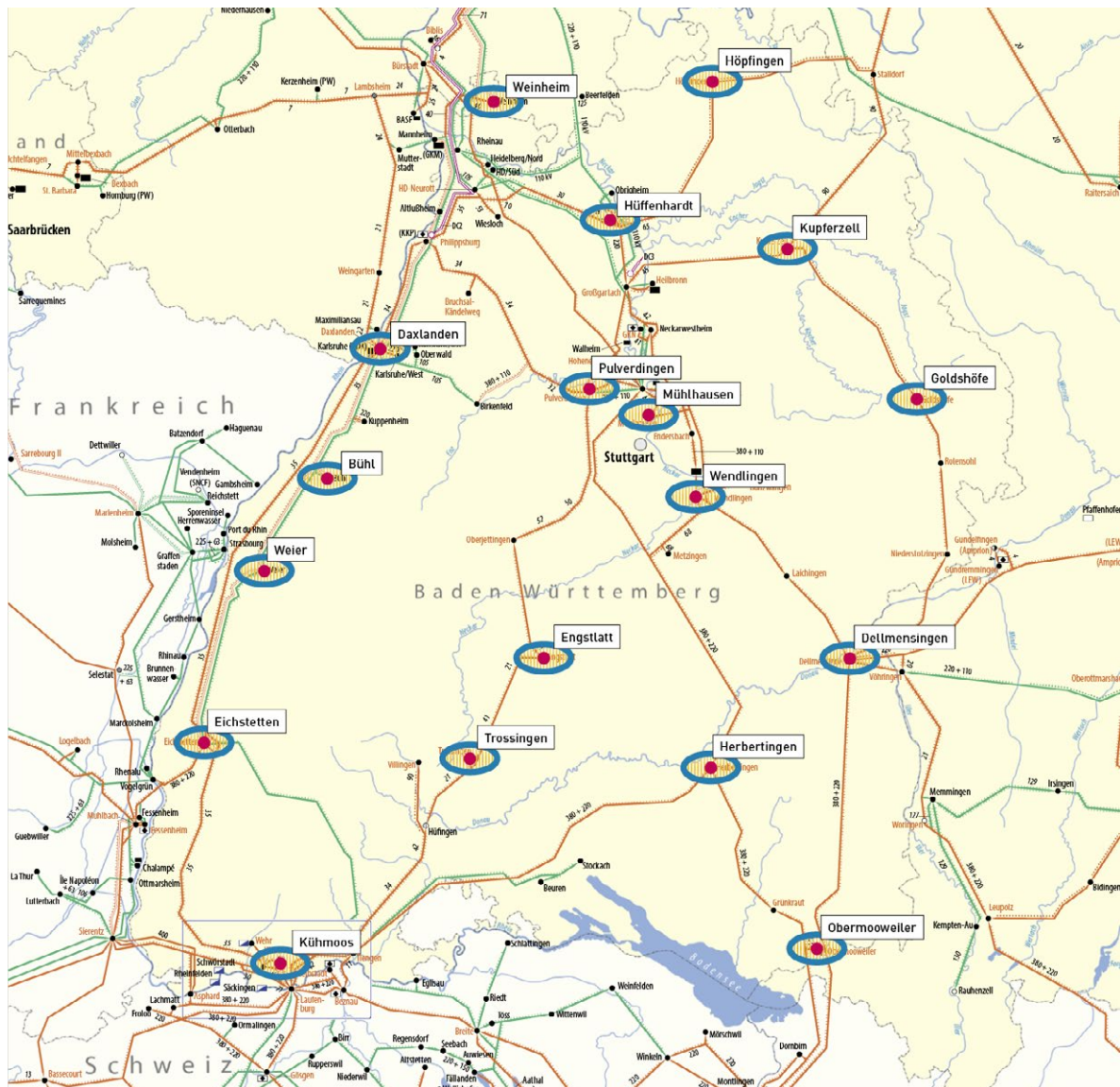
Analog zur Wirkleistung muss auch für die Blindleistung die Bilanz von Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Im Unterschied zur Wirkleistung muss dies im Fall der Blindleistung lokal erfolgen. Da sich das Netz bei unterschiedlichen Betriebszuständen sowohl als Blindleistungserzeuger als auch als Blindleistungsverbraucher verhält, muss der Ausgleich der Bilanz durch Kompensationselemente ständig lokal dem Netzverhalten nachgeführt werden. Für langsame Änderungen des Blindleistungsbedarfs, wie z.B. dem normalen Tagesgang, kann die Anpassung durch Schalten von stationären Kompensationselementen erfolgen. Schnelle Änderungen des Blindleistungsbedarfs, wie z.B. durch große Lastflussänderungen bei Stun-



denwechseln oder Ausfälle verursacht, müssen lokal, schnell und automatisch durch dynamische Kompensationselemente ausgeglichen werden. Erfolgt dies nicht lokal, so springt die Spannung sehr stark, wodurch weiter entfernte, dynamische Kompensationselemente „angezapft“ werden. Dies bedeutet, dass die Spannung im Extremfall aus ihren zulässigen Grenzen springt. Im Fall von Sprüngen nach unten drohen kaskadierende Schutzauslösungen. Springt die Spannung nach oben, kann ein Versagen der Isolation von Betriebsmitteln die Folge sein. Außerdem wird der Spannungssprung prozentual fast vollständig auch an die Verbraucher im Niederspannungsnetz weitergegeben, was bei empfindlichen Verbrauchern zu Problemen führen kann.

Sind im Netz auch weiter entfernt nicht genügend dynamische Kompensationselemente vorhanden, so kann die Blindleistungsbilanz direkt nach der Störung nicht mehr ausgeglichen werden und das System wird schwarzfallen. Es ist also für die Systemstabilität entscheidend, eine ausreichende Durchdringung durch dynamische Kompensationsanlagen zu gewährleisten.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt ist Teil des Startnetzes des NEP 2030 (2019). Das Startnetz umfasst bestehende und bereits weit fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Im Rahmen der Netzanalysen (Kapitel 5) wird zunächst geprüft, ob das Startnetz ausreichend ist, um die in der Marktsimulation (Kapitel 4) ermittelten Leistungsflüsse zu transportieren. Darauf aufbauend werden dann weitere Netzentwicklungsmaßnahmen geprüft.

DC1: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (A-Nord)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: 132.661

Nr. BBPlG 2015: 1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus dem Nordwesten Niedersachsens in das Rheinland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- DC1: HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath (A-Nord)
Diese HGÜ-Verbindung hat eine Übertragungsleistung von 2 GW. Bei dem Projekt handelt es sich um ein Netzausbauprojekt zur verlustarmen Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen (Netzausbau). Die Verbindung ist bundeslandübergreifend im Sinne des NABEG.

Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
DC1	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	300		x	x	x	x	2025	2: im ROV/BFP

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Die Erzeugung übersteigt bei hoher regenerativer Einspeisung den Bedarf der norddeutschen Lasten. Das nördliche Rheinland ist als erzeugungsstarke Region durch konventionelle Erzeugungskapazitäten gekennzeichnet. Weiterhin ist auch die Nähe zu den Lastschwerpunkten im Ruhrgebiet gegeben.

Netzplanerische Begründung

Der absehbare massive Zubau an Offshore-Windleistung in der Nordsee erfordert einen Netzausbau zur Abführung des Leistungsüberschusses aus dem nordwestlichen Niedersachsen. Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der HGÜ-Verbindung bestünden Netzengpässe im angrenzenden 380/220-kV-Netz. Dies hätte zur Folge, dass der vorrangig zu integrierende Strom aus erneuerbaren Energien zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wäre. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung im Nordwesten Deutschlands würde zudem behindert. Mit der HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath wird die Kapazität des Übertragungsnetzes aus Norddeutschland zu den Lastschwerpunkten im nördlichen Rheinland sowie im Ruhrgebiet wesentlich erhöht. Emden/Ost ist im Offshore-Netzentwicklungsplan als Netzverknüpfungspunkt für eine Offshore-Windenergieleistung von voraussichtlich 2,7 GW vorgesehen.

Darüber hinaus besteht durch das HGÜ-Projekt DC2 die Möglichkeit des Weitertransports direkt in die Bedarfsregionen Süddeutschlands, wobei in Osterath der durch DC2 benötigte Konverter auch für die Gesamtverbindung DC1 / DC2 genutzt werden kann. Mit der Verbindung DC1 wird das gemeinsame deutsche Marktgebiet durch gezielten Energietransport gestärkt.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur erfolgt durch die Maßnahme DC1.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

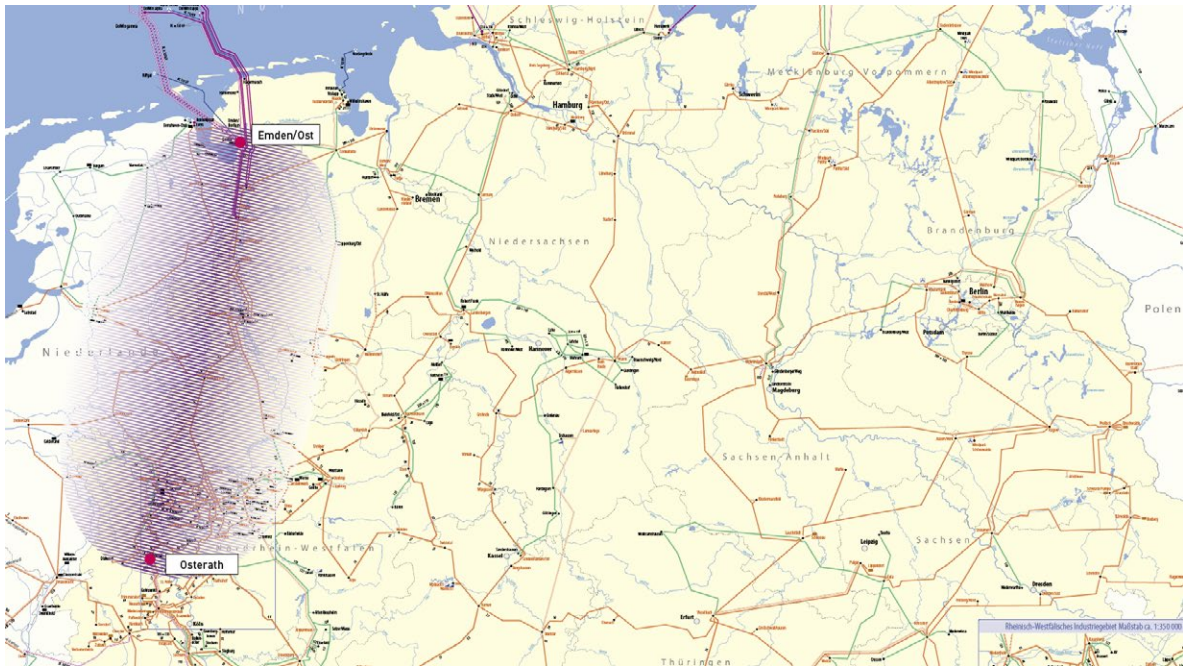
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012 als Korridor A, Nr. 01 sowie im NEP 2013, NEP 2014 und im NEP 2030 (2017) als Korridor A, Nr. A01 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist Bestandteil des Bundesbedarfsplangesetzes (Vorhaben Nr.1).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

DC2: HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (Ultranet)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW Nr. BBPIG 2015: 2
 Nr. TYNDP 2018: 254.660 Nr. PCI: 2.9

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Nordrhein-Westfalen in den Nordwesten Baden-Württembergs. Es stellt einen eigenständigen Teilabschnitt für eine großräumige Übertragungsverbindung von der Nordseeküste nach Baden-Württemberg dar (siehe auch DC1). Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- DC2: HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg (Ultranet)
 Diese HGÜ-Verbindung hat eine Übertragungsleistung von 2 GW (Netzverstärkung). Sie soll auf einer bestehenden Trasse durch Umstellung von AC- auf DC-Technologie realisiert werden. Im Zuge der Maßnahme muss in Meckenheim und Rheinau die Versorgung des unterlagerten Verteilernetzes aus dem Übertragungsnetz von 220 kV auf 380 kV umgestellt werden, weil hier das bestehende 220-kV-Netz für die Realisierung des HGÜ-Stromkreises aufgegeben werden muss. Hierzu ist jeweils der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage mit 380/110-kV-Transformatoren in Meckenheim und Rheinau notwendig. Die HGÜ-Verbindung wird weitestgehend auf bestehenden AC-Leitungen realisiert, punktuell werden neue Masten benötigt. Am Anfang- und Endpunkt der HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg wird jeweils ein Konverter zum Leistungsaustausch mit dem AC-Netz benötigt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
DC2	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse, Stromkreisauflage/Umbeseilung		340	x	x	x	x	2023	2: im ROV/BFP

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Süddeutschland ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Hierfür müssen über den regionalen Lastbedarf hinausgehende, gesichert verfügbare Erzeugungskapazitäten in Anspruch genommen werden. Gleichzeitig schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik, aber auch Windenergie) in Baden-Württemberg weiter voran.

Netzplanerische Begründung

Zur Wahrung der Versorgungssicherheit in den Ballungsräumen in Südwestdeutschland wird zusätzliche Transportkapazität aus dem Norden Deutschlands benötigt, die u. A. durch dieses Projekt realisiert wird. Darüber hinaus erfordert der absehbare massive Zubau an Offshore-Windleistung in der Nordsee einen Netzausbau zur Abführung des Leistungsüberschusses aus dem nordwestlichen Niedersachsen, welcher durch die Erweiterung in Richtung Nordseeküste realisiert wird (siehe DC1).



Mit der HGÜ-Verbindung Osterath – Philippsburg wird die Kapazität des Übertragungsnetzes wesentlich erhöht und die vorgenannte Anforderung (Gewährleistung der Versorgungssicherheit Süddeutschlands und Übertragung des Leistungsüberschusses aus erneuerbaren Energiequellen in Norddeutschland) erfüllt.

Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft dieser HGÜ-Verbindung bestünden Netzengpässe im AC-Netz. Dies hätte zur Folge, dass einerseits die Versorgungssicherheit Süddeutschlands gefährdet wäre und andererseits die vorrangig zu integrierende erneuerbare Energie zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wäre. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung im Nordwesten Deutschlands würde zudem behindert.

Im Zusammenhang mit dem Projekt DC1 transportiert die geplante HGÜ-Verbindung den aus regenerativen Energiequellen in Norddeutschland erzeugten Strom direkt in die Bedarfsregionen Süddeutschlands. Sie stärkt das gemeinsame deutsche Marktgebiet durch gezielten Energietransport. In einigen Jahren ist zeitweilig in Abhängigkeit des Dargebots auch mit Phasen einer Überdeckung des Lastbedarfs im Süden alleine aus erneuerbaren Energien zu rechnen. In diesen Zeiten des Leistungsüberschusses an erneuerbaren Energie, z. B. aus Photovoltaik, ist es mit DC2 auch möglich, Leistung vom Süden in den Norden zu transportieren.

Darüber hinaus wird durch DC2 eine Verteilung der über die Interkonnektoren zu den Benelux-Staaten importierten Energie in die jeweiligen Bedarfszentren im Südwesten Deutschlands ermöglicht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme DC2 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte, in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in

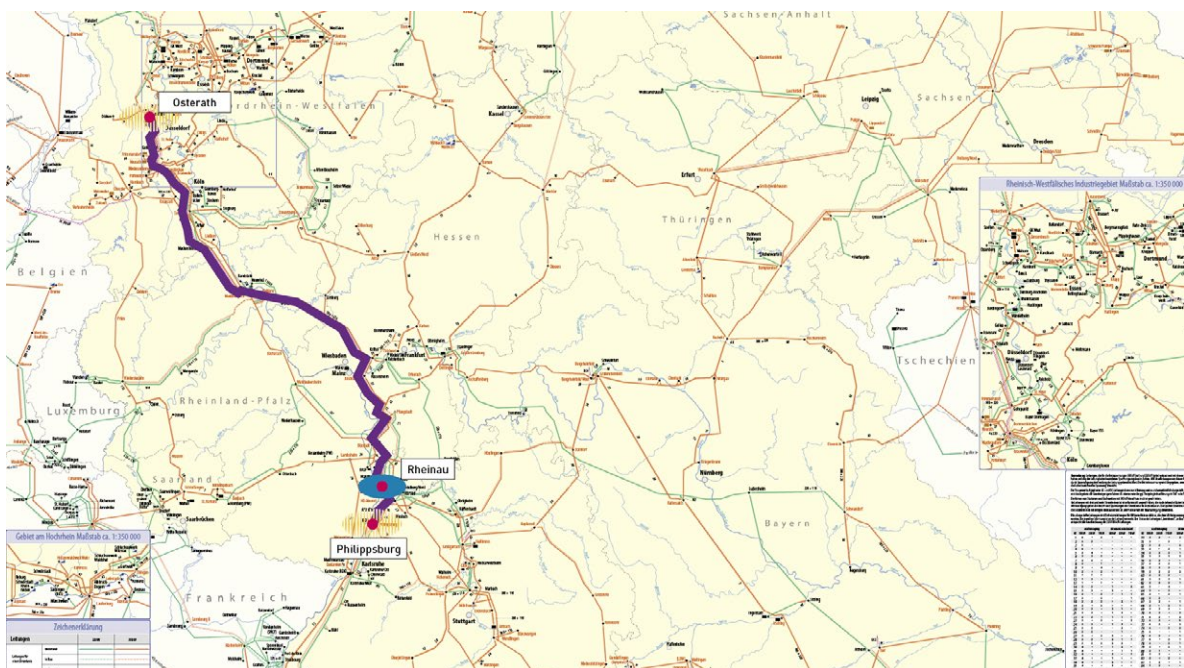


Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012 als Korridor A, Nr. 02, im NEP 2013, im NEP 2014 und im NEP 2030 [2017] als Korridor A, A02 von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist Bestandteil des Bundesbedarfsplangesetzes (Vorhaben Nr. 2).

Das Projekt wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 2.9 der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

DC3: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg (SuedLink)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, TransnetBW Nr. BBPIG 2015: 3
 Nr. TYNDP 2018: 235.664 Nr. PCI: 2.10

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig- Holstein nach Baden-Württemberg. Es enthält die folgende Maßnahme:

- DC3: Brunsbüttel nach Großgartach (SuedLink)
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW in VSC-Technik von Brunsbüttel nach Großgartach, Ortsteil der Gemeinde Leingarten, vorgesehen. Die Verbindung wird nach Planung der ÜNB zusammen mit der Verbindung DC4 in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke realisiert. Bei den genannten Projekten handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedlink/>
<https://www.transnetbw.de/suedlink>

Die Längenangabe in der nachfolgenden Tabelle ist dem BBPIG-Monitoring Stand Quartal 4/2018 entnommen und bildet den Vorschlagskorridor aus dem Antrag zur Bundesfachplanung nach §6 NABEG ab. Die Länge des Korridors am Ende der Bundesfachplanung kann hiervon abweichen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
DC3	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	702		x	x	x	x		2: im ROV/BFP

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an Onshore-Windenergie in Schleswig-Holstein und in Niedersachsen sowie an Offshore-Windleistung in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsschuss aus der Region. Baden-Württemberg ist dagegen, insbesondere in Folge des Rückbaus konventioneller Kraftwerksleistung, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Gleichzeitig schreitet der Ausbau der erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik und Windenergie) in Baden-Württemberg weiter voran.

Bayern, Baden-Württemberg und Hessen müssen in 2030 gut 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Im Energiedialog Bayern, der im Februar 2015 abgeschlossen wurde, wurde für Bayern ein Leistungsdefizit in Höhe von 5 GW und ein Importbedarf in Höhe von 40 TWh festgestellt. Gaskraftwerke und der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien ersetzen die Energieproduktion der stillgelegten Kernkraftwerke in Zukunft



nicht vollständig. Süddeutschland ist daher zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen.

Netzplanerische Begründung

Durch die Verbindung der küstennahen Regionen in Schleswig-Holstein mit dem Ballungsraum rund um Stuttgart wird die Versorgungssicherheit erhöht. Dies erfolgt, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne das bestehende AC-Netz unzulässig zu belasten. Zusätzlich soll die Austauschkapazität mit Norwegen, Dänemark und Schweden auf bis zu 4,5 GW gesteigert werden. Hierfür dient die HGÜ-Verbindung als Zu- und Ableitung der zu transportierenden Leistung.

Mit der HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm nach Süden transportiert.

Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren in Baden-Württemberg. Darüber hinaus schafft die HGÜ-Verbindung, neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit, die Voraussetzung zu einem freizügigen Energieaustausch mit Skandinavien.

Die HGÜ-Verbindungen ermöglichen Einspeise- und Abgabepunkte sowohl in Norddeutschland als auch in Süddeutschland. In einigen Jahren ist zeitweilig in Abhängigkeit des Dargebots auch mit Phasen einer Überdeckung des Lastbedarfs im Süden alleine aus erneuerbaren Energien zu rechnen. In diesen Zeiten des Leistungsüberschusses an erneuerbaren Energien z. B. aus Photovoltaik ist es möglich auch Leistungen in den Norden zu transportieren.

Insbesondere bei weiträumigem Energietransport reduziert der Einsatz der DC-Technologie den Blindleistungsbedarf erheblich. Dazu stellen die HGÜ-Konverter zusätzlich Blindleistung für das AC-Netz bereit. Hierdurch trägt das Projekt DC3 zur Einhaltung der AC-Spannungsbänder bei und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität im AC-Netz.

Die Schaltanlage in Brunsbüttel ist als Netzverknüpfungspunkt für die Westküstenleitung (siehe P25) vorgesehen. Deren südlicher Abschnitt Brunsbüttel – Süderdonn wurde Ende 2016 bereits realisiert (siehe TTG-P25a im NEP 2025) und die Abschnitte von Süderdonn über Heide/West nach Husum/Nord befinden sich bereits in der Errichtung (siehe TTG-P25 dieses NEP). Darüber hinaus ist die Schaltanlage in Büttel – wenige Kilometer entfernt – als Netzverknüpfungspunkt im Offshore-Netzentwicklungsplan vorgesehen und mit drei Offshore-Netzanbindungen bereits in Betrieb.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC3 hat



sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden sowohl im Norden als auch im Süden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC3 und DC4 in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke wird der Flächenbedarf und damit der Eingriff für Mensch und Natur minimiert. Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Bestandteil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 3). Die HGÜ-Verbindung DC3 wird von der Europäischen Kommission als innerdeutsches Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 2.10 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

DC4: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Bayern (SuedLink)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 4
 Nr. TYNDP 2018: 235.664 Nr. PCI: 2.10

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein nach Bayern. Es enthält die folgende Maßnahme:

- DC4: Wilster/West nach Berg Rheinfeld/West (SuedLink)
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW in VSC-Technik von Wilster/West nach Berg Rheinfeld/West vorgesehen. Die Verbindung wird nach Planung der ÜNB zusammen mit der Verbindung DC3 in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke realisiert. Bei den genannten Projekten handelt es sich um steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedlink/>

<https://www.transnetbw.de/suedlink>

Die Längenangabe in der nachfolgenden Tabelle ist dem BBPlG-Monitoring Stand Quartal 4/2018 entnommen und bildet den Vorschlagskorridor aus dem Antrag zur Bundesfachplanung nach §6 NABEG ab. Die Länge des Korridors am Ende der Bundesfachplanung kann hiervon abweichen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
DC4	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	558		x	x	x	x		2: im ROV/BFP

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Süddeutschland hingegen ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Bayern, Baden-Württemberg und Hessen müssen in 2030 gut 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Im Energiedialog Bayern, der im Februar 2015 abgeschlossen wurde, wurde für Bayern ein Leistungsdefizit in Höhe von 5 GW und ein Importbedarf in Höhe von 40 TWh festgestellt. Gaskraftwerke und der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien ersetzen die Energieproduktion der stillgelegten Kernkraftwerke in Zukunft nicht vollständig. Süddeutschland ist daher zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen.



Netzplanerische Begründung

Durch die Verbindung der küstennahen Region in Schleswig-Holstein mit den Verbrauchszentren in Süddeutschland wird die Versorgungssicherheit erhöht. Dies erfolgt, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne das bestehende AC-Netz unzulässig zu belasten. Zusätzlich soll die Austauschkapazität mit Norwegen, Dänemark und Schweden auf bis zu 4,5 GW gesteigert werden. Hierfür dient die HGÜ-Verbindung als Zu- und Ableitung der zu transportierenden Leistung. Mit der HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Bayern wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm nach Süden transportiert.

Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren in Süddeutschland. Darüber hinaus schafft die HGÜ-Verbindung neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit die Voraussetzung für einen freizügigen Energieaustausch mit Skandinavien.

Insbesondere bei weiträumigem Energietransport reduziert der Einsatz der DC-Technologie den Blindleistungsbedarf erheblich. Dazu stellen die HGÜ-Konverter zusätzlich Blindleistung für das AC-Netz bereit. Hierdurch trägt das Projekt DC4 zur Einhaltung der AC-Spannungsbänder bei und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität im AC-Netz.

Die Schaltanlage in Wilster/West ist als Netzverknüpfungspunkt für die bereits im Bau befindliche DC-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Norwegen (siehe TTG-P68) vorgesehen. Darüber hinaus ist die Schaltanlage in Büttel – wenige Kilometer entfernt – als Netzverknüpfungspunkt im Offshore-Netzentwicklungsplan vorgesehen und mit drei Offshore-Netzanbindungen bereits in Betrieb.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC4 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.



Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden sowohl im Norden als auch im Süden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

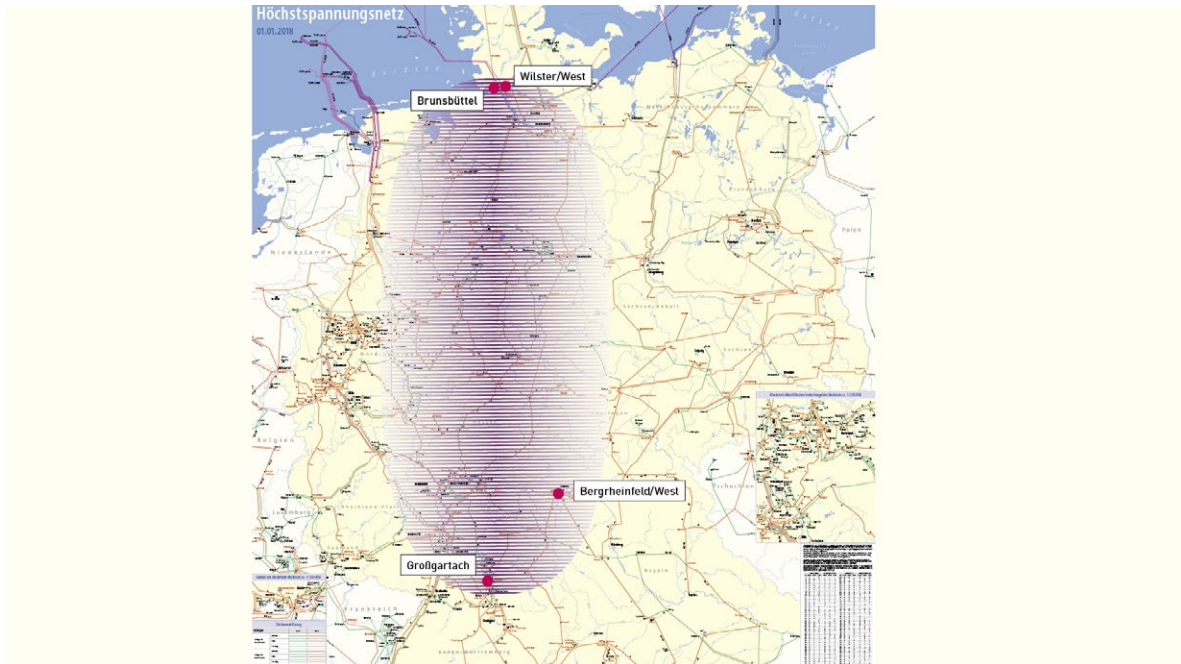
Um einen geeigneten Endpunkt für die DC-Verbindung zu finden, wurde im Netzentwicklungsplan der Raum Grafenrheinfeld als Bereich für den Verknüpfungspunkt untersucht. In dieses Gebiet fällt ebenfalls das Umspannwerk Bergrheinfeld/West. Aufgrund der technischen und örtlichen Gegebenheiten wurde Bergrheinfeld/West als Anschlusspunkt für die DC-Verbindung aus Wilster/West festgelegt.

Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC3 und DC4 in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke wird der Flächenbedarf und damit der Eingriff für Mensch und Natur minimiert. Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Bestandteil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 4). Die HGÜ-Verbindung DC4 wird von der Europäischen Kommission als innerdeutsches Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 2.10 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

DC5: HGÜ-Verbindung Wolmirstedt – Isar (SuedOstLink)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT

Nr. BBPlG 2015: 5

Nr. TYNDP 2018: 130.665

Nr. PCI: 3.12

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Verbindung (HGÜ-Verbindung) DC5 verbindet die Regionen hoher Einspeisung erneuerbarer Energien in Nordostdeutschland, die Lastschwerpunkte im Süden Deutschlands und die heutigen und zukünftigen Speicher in der Alpenregion. Das Projekt hat in der öffentlichen Kommunikation den Titel SuedOstLink und enthält die folgende Maßnahme:

- DC5: Wolmirstedt – Isar

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW vorgesehen. Die Realisierung der HGÜ-Verbindung erfolgt modular entsprechend der Entwicklung des Übertragungsbedarfs, insbesondere getrieben durch den weiteren Ausbau regenerativer Einspeisung entlang des Ausbaupfads des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Die Maßnahme DC5 ist in allen Szenarien des NEP 2030 notwendig und stellt eine Transportkapazität von 2 GW zur Verfügung. Im Sinne der vorausschauenden Planung für das im Szenario B 2035 erforderliche Projekt DC20 sind bereits im Zuge des Projekts DC5 Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung *entsprechend der inzwischen geschaffenen gesetzlichen Möglichkeit vorzusehen*. So könnten im Planfeststellungsverfahren und insbesondere den folgenden Bauphasen Synergien gehoben und die Eingriffe in Naturräume innerhalb weniger Jahre deutlich reduziert werden.

Für das Projekt gilt ein Vorrang der Erdverkabelung nach § 3 Bundesbedarfsplangesetz.

Die Notwendigkeit der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern zeigt sich seit dem NEP 2012 (dort als Korridor D eingeführt). Mit dem Bundesbedarfsplangesetz 2015 wurden Wolmirstedt und Isar als Anfangs- und Endpunkte festgelegt. Zuvor wurden verschiedene Alternativen geprüft (siehe Alternative Planungsmöglichkeiten).

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjektanLand/SuedOstLink>

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/suedostlink/>

Die Längenangabe in der nachfolgenden Tabelle ist dem BBPlG-Monitoring Stand Quartal 4/2018 entnommen und bildet den Vorschlagskorridor aus dem Antrag zur Bundesfachplanung nach §6 NABEG ab. Die Länge des Korridors am Ende der Bundesfachplanung kann hiervon abweichen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
DC5	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	537		x	x	x	x	2025	2: im ROV/BFP



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

DC5 verbindet die nordöstliche Region Deutschlands, die mit über 50 % schon heute den höchsten Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien am Endverbrauch aufweist, mit Süddeutschland.

In Nord- und Mitteldeutschland wächst die Einspeisung aus erneuerbaren Energien, insbesondere von Onshore-Windleistung, stetig. Demgegenüber steht in der Region ein stagnierender oder sogar rückläufiger Verbrauch, der heute schon häufig unterhalb der eingespeisten Energiemengen liegt. Der Ausbau erneuerbarer Energien geht aufgrund der günstigen regionalen Bedingungen weiter voran. Dies betrifft insbesondere den Zuwachs der Onshore-Windleistung und Photovoltaik in Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie den Zubau an Onshore- und Offshore-Windleistung in Mecklenburg-Vorpommern.

Für das Szenario B 2030 zeichnet sich für Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt zusammen eine Zunahme der Leistung aus Windenergieanlagen an Land auf 23 GW im Jahr 2030 ab. Ende 2016 waren etwa 14,3 GW installiert. In Summe wird für 2030 gegenüber Ende 2017 sogar eine Steigerung an installierter EE-Leistung über alle Energieträger von rund 22 GW auf 41 GW erwartet.

Im Süden Deutschlands entsteht hingegen durch die Abschaltung der letzten Kernkraftwerke in 2022 eine systematische Unterdeckung des Versorgungsbedarfs in den Folgejahren. Bayern, Baden-Württemberg und Hessen müssen in 2030 rund 30 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Im Energiedialog Bayern, der im Februar 2015 abgeschlossen wurde, wurde für Bayern ein Leistungsdefizit in Höhe von 5 GW und ein Importbedarf in Höhe von 40 TWh festgestellt.

Gaskraftwerke und der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien ersetzen die Energieproduktion der stillgelegten Kernkraftwerke in Zukunft nicht vollständig. Süddeutschland ist daher zur Deckung des Strombedarfs und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. DC5 erschließt die erneuerbaren Energien im Nordosten für die Lastregionen in Süddeutschland und dient gleichzeitig der Deckung der Höchstlast und damit der Versorgungssicherheit in Bayern.

Die HGÜ-Verbindung versorgt das süddeutsche Netz bei mittlerer und starker Windeinspeisung im Nordosten durch direkten Energietransport aus Regionen mit regenerativer Erzeugung. Sie stellt gleichzeitig die Verbindung zu den alpinen Speichern in Österreich her und leistet somit einen essenziellen Beitrag zur Energiewende.

Der Ausblick auf das Jahr 2035 und eine weitere Umstellung der elektrischen Energieversorgung auf regenerative Energien zeigt, dass der Übertragungsbedarf zwischen den oben genannten Regionen noch zunehmen wird. Seit dem NEP 2012 zeigt sich in den Langfristszenarien immer wieder der Bedarf für zusätzliche Transportkapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Bayern, der im Zieljahr 2035 durch die HGÜ-Verbindung DC20 (zuvor DC19) mit einer Nennleistung von 2 GW möglichst in bestehender Trasse gedeckt werden könnte.

Die HGÜ-Verbindung DC5 wird im Abschnitt Wolmirstedt - Isar weitgehend als Erdkabel geplant. Es wurden Freileitungsprüfverlangen nach §3 Abs 3 BBPlG geltend gemacht.

Im Sinne der vorausschauenden Planung für das im Szenario B 2035 erforderliche Projekt DC20 sind bereits im Zuge des Projekts DC5 Leerrohre für die zukünftige Erweiterung der HGÜ-Verbindung *entsprechend der inzwischen geschaffenen gesetzlichen Möglichkeit vorzusehen*. So könnten im Planfeststellungsverfahren und insbesondere den folgenden Bauphasen Synergien gehoben und die Eingriffe in Naturräume innerhalb weniger Jahre deutlich reduziert werden.



Die Netzplanung der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt unter der Prämisse eines sicheren und stabilen Netzbetriebs, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Vor diesem Hintergrund hat sich die HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern über mehrere Szenarien seit dem NEP 2012 als erforderlich erwiesen.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Errichtung der HGÜ-Verbindung würden zunehmend Netzengpässe in Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Thüringen, Sachsen-Anhalt sowie in Bayern entstehen. Dies hätte zur Folge, dass Offshore- bzw. Onshore-Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen in diesen Regionen erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wären. Durch den Einsatz der DC-Technologie wird mit dem Netzkonzept die Integration weiterer erneuerbarer Energien ermöglicht und gleichzeitig ein umfangreicher Ausbau des AC-Netzes in den betroffenen Regionen vermieden.

Insbesondere bei weiträumigem Energietransport reduziert der Einsatz der DC-Technologie den Blindleistungsbedarf erheblich. Dazu stellen die HGÜ-Konverter zusätzlich Blindleistung für das AC-Netz bereit. Hierdurch trägt das Projekt DC5 zur Einhaltung der AC-Spannungsbänder bei und leistet damit einen wichtigen Beitrag zur Spannungsstabilität im AC-Netz. In Wechselwirkung mit den geplanten Verstärkungen der Interkonnektoren an der deutsch-österreichischen Grenze trägt das Projekt zur Stärkung der Verbindung zwischen den Standorten der Windkraftanlagen, der Photovoltaik und der alpinen Speicher bei.

Aktuell werden für den Transport von Windenergie nach Bayern in erheblichem Umfang ausländische Netze in Anspruch genommen. Bei hoher Windeinspeisung treten ungeplante Leistungsflüsse von Nordostdeutschland über das polnische und tschechische Netz (teilweise auch über Österreich) nach Bayern auf. Das Projekt DC5 beseitigt diese weitgehend, insbesondere im Zusammenspiel mit den Querregeltransformatoren (PST) (50HzT-P128), die gemeinsam mit PSE und ČEPS an der deutsch-polnischen und deutsch-tschechischen Grenze zur Steuerung der Leistungsflüsse eingesetzt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend deren Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC5 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.



Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Netzverknüpfungspunkte einer HGÜ-Verbindung kommen nur elektrisch stark in das Netz eingebundene Standorte in Frage. Die Standorte der Netzverknüpfungspunkte orientieren sich daher an heutigen Netzscherpunkten mit starker Anbindung an die regionalen Versorgungsstrukturen, um die regenerativ erzeugte Energie der HGÜ-Verbindung zuzuführen bzw. wieder in das AC-Netz abzugeben. Gleichzeitig muss die HGÜ-Verbindung zwischen den Punkten eine entlastende Wirkung auf AC-Leitungen auf der Transportachse haben. Auf diese Art wird der zusätzliche AC-Netzausbau zur Integration der HGÜ-Verbindung minimiert.

Vor diesem Hintergrund wurden die Standorte Wolmirstedt und Isar zum Anschluss der HGÜ-Verbindung ermittelt. Der Standort Wolmirstedt ist hierbei ein geeigneter Standort hinsichtlich der netztechnischen Wirksamkeit in Richtung Norden und Südosten (Vermeidung von (n-1)-Verletzungen und Verminderung von Netzausbau) sowie der Reduzierung von Leistungsflüssen nach Polen und Tschechien. Der Standort liegt zudem zentral in einer Region mit stark ausgeprägter Einspeisung von Windenergie und ist bereits mit sechs 380-kV-AC-Doppelleitungen eingebunden.

Der Anschlusspunkt Isar ist der Einspeisepunkt des heutigen Kernkraftwerks Isar. Der Stromtransport erfolgt somit gezielt in eine Netzregion, die bisher durch Kernkraftwerke versorgt wurde. Der Anschlusspunkt Isar ist daher zum Anschluss der HGÜ-Verbindung grundsätzlich netztechnisch geeignet, erfordert jedoch eine zusätzliche Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen und ist darüber hinaus unmittelbar mit den Grenzkuppelstellen nach Österreich verbunden, um die alpinen Speicher flexibel zur Nutzung von bzw. im Zusammenspiel mit Windkraft und Photovoltaik einzusetzen.

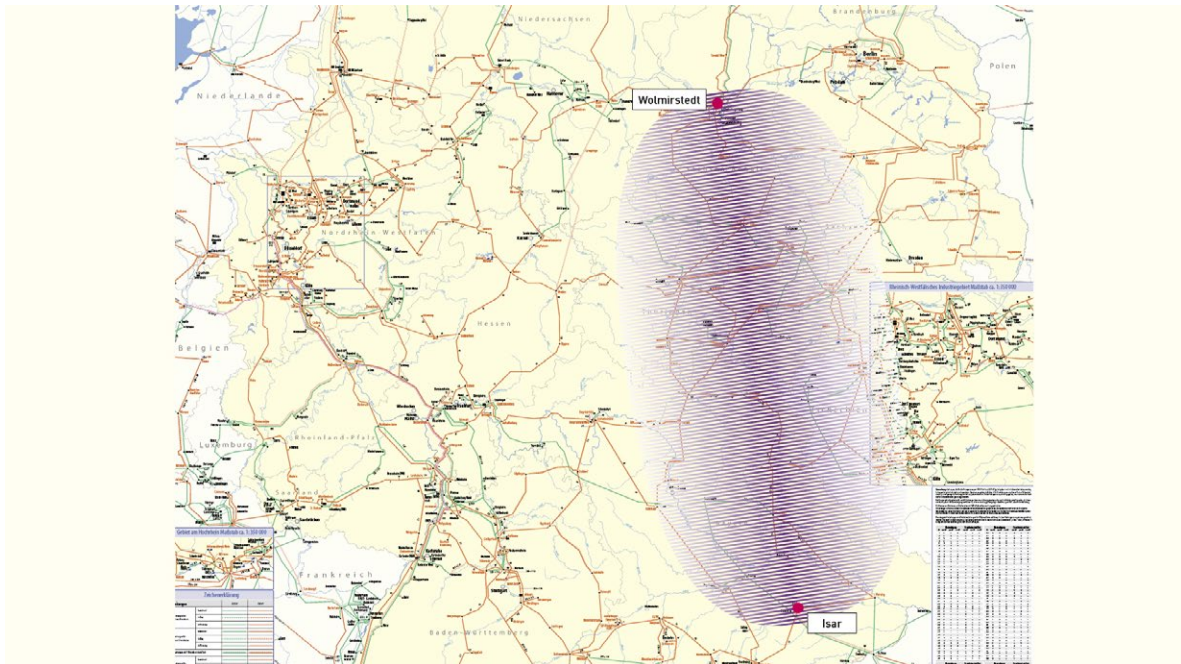
Für die HGÜ-Verbindung wurden alternative Standorte untersucht: Als relevante Alternative kann die Verbindung von Lauchstädt nach Meitingen gesehen werden, die bereits im NEP 2012, NEP 2013 und NEP 2014 Ergebnis der Planungen war. Das Ergebnis des zweiten Entwurfs des NEP 2014 war die HGÜ-Verbindung mit den Netzverknüpfungspunkten Wolmirstedt und Gundremmingen/Gundelfingen. Unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen durch die EEG-Novelle ergeben sich im Vergleich zu den Vorjahren höhere Einspeisungen aus erneuerbaren Energien in Nordostdeutschland. Aufgrund dessen ist eine Verlagerung des Standorts von Lauchstädt nach Wolmirstedt effektiv.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die HGÜ-Verbindung DC5 wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 als Korridor D, D18 – jeweils mit veränderten Netzverknüpfungspunkten – sowie im NEP 2030 (2017) mit den jetzigen Netzverknüpfungspunkten von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 5).

Das Projekt wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter der Nummer 3.12 der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

DC21: HGÜ-Verbindung Heide/West – Wilhelmshaven 2 – Uentrop

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: -
 Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen. Es enthält die folgende Maßnahme:

- DC21: Heide/West über Wilhelmshaven 2 nach Uentrop
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Heide/West nach Wilhelmshaven 2 (DC21a) sowie von Wilhelmshaven 2 nach Uentrop (DC21b) vorgesehen (Netzausbau). In Heide/West, Wilhelmshaven 2 und Uentrop sind jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

Zwischen Heide/West und Wilhelmshaven 2 soll die Verbindung im Wesentlichen als DC-Seekabel geführt werden. *Ob dies möglich ist oder ob eine DC-Erdkabelverbindung an Land raumverträglicher ist, kann erst in einem späteren Genehmigungsverfahren geklärt werden.*

Die Verbindung soll nach Planung der ÜNB zusammen mit der Verbindung DC25 zwischen Wilhelmshaven 2 und Nordrhein-Westfalen in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke realisiert werden. Ab Uentrop ist die Weiterführung der HGÜ-Verbindung mit 2 GW nach Altbach geplant (siehe DC23). Bei den genannten Projekten handelt es sich um steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
DC21a	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	127		x	x	x	x	2030	
DC21b	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	267		x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Zusätzlich soll die Austauschkapazität mit Norwegen, Dänemark und Schweden auf bis zu 4,5 GW gesteigert und eine neue Verbindung nach Großbritannien mit 1,4 GW in Betrieb genommen werden. Nordrhein-Westfalen hingegen ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs sowie des sukzessiven Ausstiegs aus der Braun- und Steinkohleverstromung, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien.



Netzplanerische Begründung

Durch die hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie der Onshore-Windenergieanlagen wird für das Zieljahr 2030 eine um mindestens 4 GW erhöhte großräumige Übertragungskapazität in Richtung der deutschen Lastzentren benötigt. Ein Teil dieses Bedarfes wird durch die HGÜ-Verbindung DC21/DC23 mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt, die eine Verbindung der küstennahen Regionen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen mit den Verbrauchszentren in Nordrhein-Westfalen und dem Südwesten Deutschlands zur Erhöhung der Versorgungssicherheit schafft.

Dies erfolgt, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne dass das bestehende AC-Netz unzulässig belastet wird. Mit der HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein über Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm in die Lastzentren transportiert.

Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren im Ruhrgebiet. Dies ist besonders vonnöten, da das Ruhrgebiet aufgrund des teilweise erfolgenden Wegfalls der gesicherten Erzeugungskapazitäten zum Nettoenergieimporteur wird. Darüber hinaus schafft die HGÜ-Verbindung neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit die Voraussetzung für einen umfassenden Energieaustausch mit Skandinavien. Zudem stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet und die einheitliche deutsche Preiszone durch gezielten Energietransport.

Für diese großräumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Nach aktuellem Planungsstand sind für die Standorte in Niedersachsen und in Nordrhein-Westfalen Multiterminallösungen mit Ein- und Ausspeisefähigkeit in den Regionen Wilhelmshaven 2 und Hamm/Uentrop vorgesehen. Gegenüber einer Auslegung mit zwei Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potential zur Kostensenkung. Die Wahl der Standorte ist eine erste Planung auf Basis der zurzeit vorliegenden Analyseergebnisse aus dem Netzentwicklungsplanungsprozess.

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe in Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Hessen, die zu Einspeiseeinschränkungen erneuerbarer Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfes und Einspeisemanagement führen würden.

Die aktuell im Rahmen von TTG-P25 in der Errichtung befindliche Schaltanlage in Heide/West ist als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (NOR-10-2). Die im Rahmen von P175 neu zu bauende Schaltanlage Wilhelmshaven 2 ist in den Szenarien A 2030 und B 2035 als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (NOR-12-1 in A 2030 und B 2035 sowie NOR-11-1 zusätzlich in B 2035).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.



Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC21 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden sowohl im Norden als auch im Süden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Die Schaltanlage Heide/West ist wegen der hohen Einspeisung aus Onshore-Windenergie in der Region gut als Anschlusspunkt für die DC-Verbindung geeignet, zudem ist dort perspektivisch der Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen. Darüber hinaus bildet die Westküstenleitung (siehe TTG-P25, P25) in Schleswig-Holstein ab dem Jahr 2022 einen direkten Interkonnektor zu Dänemark. Die Schaltanlage Wilhelmshaven 2 ist ebenfalls als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen. Die bestehende Schaltanlage Uentrop ist wegen der Nähe zum Ruhrgebiet als zentralen Verbrauchsschwerpunkt geeignet.

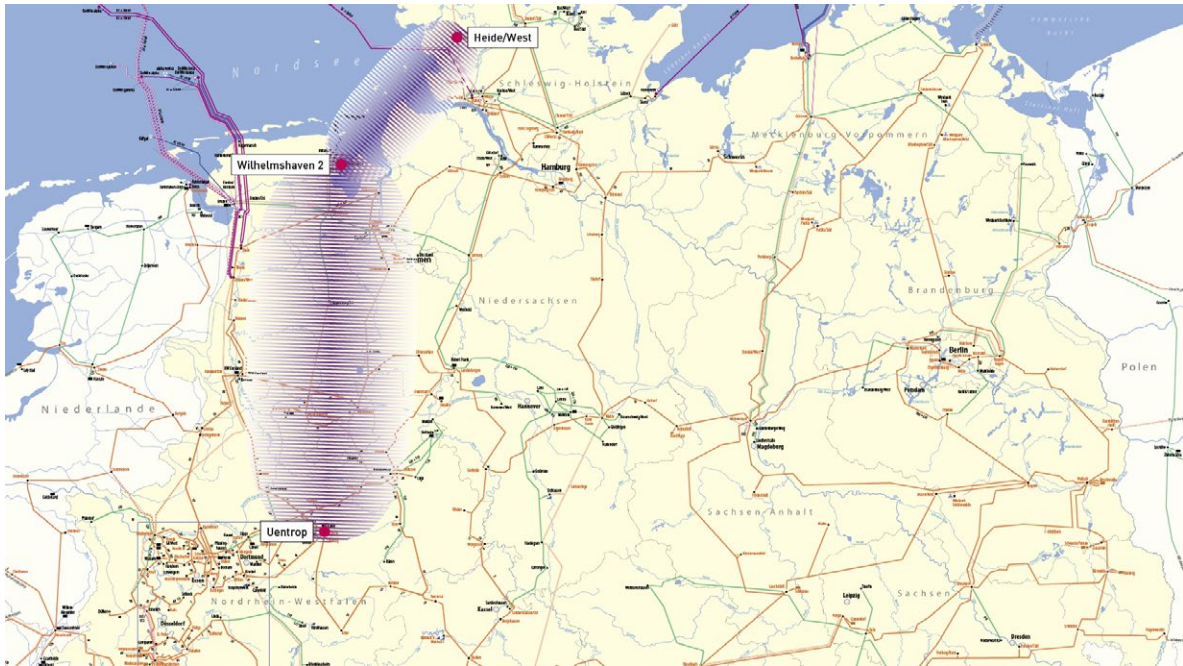
Im NEP 2030 (2017) wurde die im Rahmen von P72 neu zu errichtende Schaltanlage Kreis Segeberg als alternativer nördlicher Netzverknüpfungspunkt einer DC-Verbindung in Richtung Süddeutschland sowie gleichzeitig als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie identifiziert. Dieser Standort liegt jedoch weiter von der Küste entfernt. Darüber hinaus würde eine HGÜ-Verbindung ab Kreis Segeberg den Großraum Hamburg entweder queren oder weiträumig umgehen müssen. Aus diesen Gründen wurde die Alternative verworfen.

Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC21 und DC25 in Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke wird die Rauminanspruchnahme minimiert. Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2019) erstmals in dieser Form identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

DC23: HGÜ-Verbindung von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg (als Teil der HGÜ-Verbindung DC21/DC23 von der Nordsee über Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -
Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist die flexible, gerichtete Übertragung von Offshore-Windenergie aus der Verbindung DC21 nördlich des Ruhrgebiets in den Lastschwerpunkt Mittlerer Neckar. Es enthält die folgende Maßnahme:

- DC23: Uentrop – Altbach

Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Uentrop nach Altbach vorgesehen (Netzausbau). In Uentrop und Altbach sind DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau). Ferner sind Netzverstärkungen in den Umspannwerken Altbach, Wendlingen und Bünzwangen notwendig sowie die Einbindung eines direkt am Umspannwerk Altbach vorbeiführenden Stromkreises in diese Anlage.

Sollte das Projekt DC23 in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden, hat sich eine Berücksichtigung von Leerrohren für ein paralleles Leitungsprojekt im Sinne des NABEG als sinnvoll herausgestellt. Die Netzanalysen haben gezeigt, dass ab dem Jahr 2035 mit weiterem Transportbedarf gerechnet werden kann. Ein südlicher Netzverknüpfungspunkt dieses zusätzlichen Projekts in Hessen hat sich in diesen Berechnungen als sinnvoll erwiesen.

Bei dem Projekt handelt es sich um eine steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
DC23	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	447		x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist Baden-Württemberg als ressourcenarmes Bundesland traditionell und nach dem Ausstieg aus der Kernenergie in besonderem Maße auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. In Folge des sukzessiven Ausstiegs aus der Steinkohleverstromung muss der Energieträger Steinkohle, der auf dem Schiffsweg aus den Häfen an der Nordsee zu den Kraftwerken an Rhein und Neckar herantransportiert wird, durch Stromtransporte substituiert werden. Dies gilt ungeachtet des voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien in Baden-Württemberg. Besonders zuverlässige erneuerbare Energieträger, wie die Offshore-Windkraft, werden in Zukunft die Aufgabe der konventionellen Energieträger übernehmen. Dies erfordert stabile und leistungsfähige, überregionale Stromtransportverbindungen.



Zur Einbindung des Konverters der HGÜ-Verbindung am südlichen Netzverknüpfungspunkt Altbach (DC23) sind zusätzliche Maßnahmen im Drehstromnetz erforderlich.

Netzplanerische Begründung

Durch die hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie der Onshore-WEA wird für das Zieljahr 2030 eine um mindestens 4 GW erhöhte Übertragungskapazität in Richtung der deutschen Lastzentren benötigt. Aufgrund des Kernenergieausstiegs und des sukzessiven Rückgangs der Steinkohleverstromung erhöhen sich die schon heute existierenden Phasen, in denen die Lastschwerpunkte Baden-Württemberg auf Stromimporte angewiesen sind. Die Stromimporte werden durch die hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee gedeckt und über die die HGÜ-Verbindung DC21/DC23 aus den küstennahen Regionen über Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg übertragen. Sie ermöglicht die Übertragung sowohl starker Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse, ohne dass das bestehende AC-Netz unzulässig belastet wird.

Mit der HGÜ-Verbindung DC23 von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm in die Lastzentren transportiert. Zusätzlich wird auch bei Überschüssen der Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen in Süddeutschland ein Teil der Versorgung des Lastschwerpunktes NRW aus diesen Energiequellen übernommen.

Für diese großräumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch und wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Nach aktuellem Planungsstand ist für den Standort in Nordrhein-Westfalen eine Multiterminallösung mit Ein- und Ausspeisefähigkeit in der Region Hamm/Uentrop und Weiterführung nach Baden-Württemberg vorgesehen. Gegenüber einer Auslegung mit zwei Konvertern bietet die Multiterminallösung ein enormes Kostensenkungspotential. Die Verwendung des Netzverknüpfungspunktes Altbach als südlichen Netzverknüpfungspunkt der HGÜ-Verbindung ermöglicht die Verwendung der durch das Heizkraftwerk Altbach schon umfassend vorhandenen Infrastruktur des Übertragungsnetzes. Durch Netzverstärkungen der Umspannwerke Altbach, Wendlingen und Bünzwangen können die Übertragungskapazitäten auf den Stromkreisen Altbach – Wendlingen, Bünzwangen – Wendlingen und Metzingen – Wendlingen ausreichend erhöht werden um Überlastungen zu vermeiden. Darüber hinaus kann mit der Einbindung des direkt an der Schaltanlage Altbach vorbeiführenden Stromkreises Hoheneck – Herbertingen – Metzingen in das Umspannwerk die benötigte Übertragungskapazität zum Abtransport der in Altbach eingespeisten Leistung ebenfalls signifikant erhöht und sichergestellt werden. Die Wahl der Standorte ist eine erste Planung auf Basis der zurzeit vorliegenden Analyseergebnisse aus dem Netzentwicklungsplanungsprozess.

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe in Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Hessen und Baden-Württemberg, was zu Einspeiseeinschränkungen bei erneuerbaren Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfs führen würde.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC23 hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A2030, B 2030, C2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.

Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

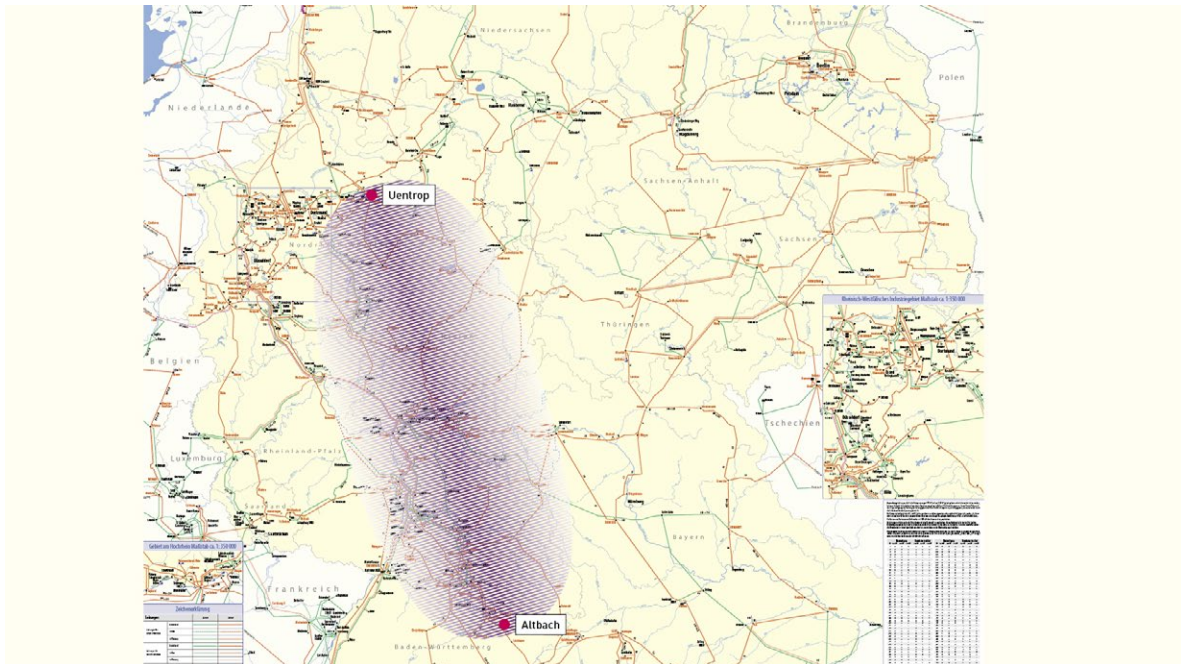
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Ausschlaggebend hierbei sind im Wesentlichen die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC23 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals in dieser Form identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

DC25: HGÜ-Verbindung Wilhelmshaven 2 – Polsum

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: -
 Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen. Es enthält die folgende Maßnahme:

- DC25: Wilhelmshaven 2 nach Polsum
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Wilhelmshaven 2 nach Polsum vorgesehen (Netzausbau). In Wilhelmshaven 2 und Polsum sind jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten (Netzausbau).

Die Verbindung soll nach Planung der ÜNB zusammen mit der Verbindung DC21 zwischen Wilhelmshaven 2 und Nordrhein-Westfalen in weiten Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke realisiert werden. Bei den genannten Projekten handelt es sich um steuerbare, verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen. Die Verbindung ist länderübergreifend im Sinne des NABEG.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
DC25	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	314		x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in der Region. Darüber hinaus soll vom nahegelegenen Umspannwerk Fedderwarden aus eine neue Verbindung nach Großbritannien mit 1,4 GW in Betrieb genommen werden (siehe P328). Nordrhein-Westfalen hingegen ist, insbesondere in Folge des Kernenergieausstiegs sowie des sukzessiven Ausstiegs aus der Braun- und Steinkohleverstromung, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zunehmend auf Energietransporte aus anderen Regionen angewiesen. Dies gilt ungeachtet des dort voranschreitenden Ausbaus der erneuerbaren Energien.

Netzplanerische Begründung

Durch die hohe installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen in der Nord- und Ostsee sowie der Onshore-Windenergieanlagen wird für das Zieljahr 2030 eine um mindestens 4 GW erhöhte großräumige Übertragungskapazität in Richtung der deutschen Lastzentren benötigt. Ein Teil dieses Bedarfes wird durch die HGÜ-Verbindung DC25 mit einer Nennleistung von 2 GW gedeckt, die eine Verbindung der küstennahen Region in Niedersachsen mit dem Verbrauchszentrum in Nordrhein-Westfalen zur Erhöhung der Versorgungssicherheit schafft. Dies erfolgt, indem sowohl starke Nord-Süd- als auch Süd-Nord-Leistungsflüsse ermöglicht werden, ohne dass das bestehende AC-Netz unzulässig belastet wird.



Mit der HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen wird die Kapazität des Übertragungsnetzes zwischen den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm in die Lastzentren transportiert.

Die geplante HGÜ-Verbindung ist eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen zu den Verbrauchszentren im Ruhrgebiet. Dies ist besonders vonnöten, da das Ruhrgebiet aufgrund des teilweise erfolgenden Wegfalls der gesicherten Erzeugungskapazitäten zum Nettoenergieimporteur wird. Darüber hinaus schafft die HGÜ-Verbindung neben der Erhöhung der Versorgungssicherheit die Voraussetzung für einen umfassenden Energieaustausch mit Skandinavien und Großbritannien. Zudem stärkt die Verbindung das gemeinsame deutsche Marktgebiet und die einheitliche deutsche Preiszone durch gezielten Energietransport.

Für diese großräumige Übertragungsaufgabe stellt die HGÜ-Technik eine technisch/wirtschaftlich effiziente Lösung dar. Nach aktuellem Planungsstand ist in der Region Polsum/Marl in Nordrhein-Westfalen sowie ggf. in Wilhelmshaven 2 in Niedersachsen eine Multiterminallösung mit Ein- und Ausspeisefähigkeit vorgesehen. Gegenüber einer Auslegung mit zwei Konvertern bietet die Multiterminallösung ein Potential zur Kostensenkung. Die Wahl der Standorte ist eine erste Planung auf Basis der zurzeit vorliegenden Analyseergebnisse aus dem Netzentwicklungsplanungsprozess.

Ohne die Errichtung dieser HGÜ-Verbindung bestünden zunehmend weitreichende Netzengpässe in Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, was zu Einspeiseeinschränkungen bei erneuerbaren Energien und einer Erhöhung des Redispatchbedarfes führen würde.

Die im Rahmen von P175 neu zu errichtende Schaltanlage in Wilhelmshaven 2 ist in den Szenarien A 2030 und B 2035 als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (NOR-12-1 in A 2030 und B 2035 sowie NOR-11-1 zusätzlich in B 2035).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme DC25 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein bedarfsgerechtes Netz zu erzielen. Die DC-Verbindung stellt die nachhaltigste Lösung dar.



Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Netzoptimierungen oder Netzverstärkungen bzw. Netzausbau im vorhandenen AC-Netz, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck technisch nicht sinnvoll erreicht werden. Die Potenziale der AC-Netzverstärkungen sind bereits weitestgehend ausgeschöpft.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Anschlusspunkte der HGÜ-Verbindung wurden sowohl im Norden als auch im Süden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird.

Die geplante Schaltanlage Wilhelmshaven 2 ist wegen der küstennahen Lage gut geeignet, um Offshore-Windenergie anzuschließen. Darüber hinaus kann über die geplanten DC-Verbindungen die in der Region nordwestliches Niedersachsen stark konzentrierte Leistung aus Onshore-Windenergie abtransportiert werden. Darüber hinaus ist von einem Drittinvestor eine direkte Seekabelverbindung nach Großbritannien geplant, die in der nur wenige Kilometer entfernten Schaltanlage Fedderwarden angeschlossen werden soll. Die Schaltanlage Polsum ist wegen der Nähe zum Ruhrgebiet als zentralen Verbrauchsschwerpunkt geeignet.

Im NEP 2030 (2017) wurde die Schaltanlage Alfstedt als alternativer nördlicher Netzverknüpfungspunkt einer DC-Verbindung in Richtung Nordrhein-Westfalen identifiziert. Dieser Standort ist jedoch – anders als Wilhelmshaven 2 – nicht als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen. Dies sowie der in räumlicher Nähe von Wilhelmshaven 2 geplante Interkonnektor nach Großbritannien (siehe P328) haben den Ausschlag für die Verlegung gegeben. Darüber hinaus hätte eine DC-Verbindung ab Alfstedt den Großraum Bremen entweder queren oder großräumig umgehen müssen.

Durch die geplante gemeinsame Führung der Verbindungen DC21 und DC25 in Teilen als paralleles Erdkabel auf einer Stammstrecke wird die Rauminanspruchnahme minimiert. Der alternativ mögliche Ausbau des 380-kV-Höchstspannungsnetzes wäre deutlich umfangreicher und wurde insofern verworfen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt DC25 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals in dieser Form identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P20: Netzausbau zwischen Emden und Halbmond

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 207.940

Nr. BBPlG 2015: 37

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum nordwestliches Niedersachsen und enthält die folgende Maßnahme:

- M69: Emden/Ost – Halbmond
Von Emden/Ost nach Halbmond ist der Neubau einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von jeweils 4.000 A vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist eine neue 380-kV-Schaltanlage in Halbmond mit zwei 380/110-kV-Transformatoren zu errichten (Netzausbau) und die 380-kV-Schaltanlage Emden/Ost, die im Rahmen des Projekts P69 errichtet wird, zu erweitern (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/halbmond-emdenost/>

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M69	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	30		x	x	x	x	2029	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Aufgrund des prognostizierten Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum nordwestliches Niedersachsen insbesondere aus Windenergie onshore sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Daher ist in dieser Region, in der bisher keine Netzinfrastruktur auf der Höchstspannungsebene existiert, der Neubau einer 380 kV-Leitung erforderlich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M69 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Nach Ansicht der zuständigen Genehmigungsbehörde sowie der niedersächsischen Landesregierung ist das Projekt P20 mit der Maßnahme M69 als 380-kV-Freileitung u. a. wegen Querung mehrerer faktischer Vogelschutzgebiete derzeit nicht genehmigungsfähig. Eine teilweise Erdverkabelung scheidet mangels gesetzlicher Grundlage aus. Aus diesem Grund wurde im Zuge des NEP 2030 (2017) der bisherige Offshore-Netzverknüpfungspunkt (NOR-1-1) nach Emden/Ost verlegt, um eine rechtzeitige Inbetriebnahme der Offshore-Anschlussleitung sicherstellen zu können.

Mit Verlegung des Offshore-Netzverknüpfungspunktes nach Emden/Ost verringert sich der Lastfluss - und damit die Auslastung - zwischen Halbmond und Emden/Ost auf der 380-kV-Ebene. Daher wurden in den Jahren 2016/2017 vom regionalen Verteilnetzbetreiber Avacon unter Beteiligung von TenneT, der Niedersächsischen Landesregierung sowie der BNetzA untersucht, ob und unter welchen Bedingungen die im 110-kV-Netz auftretenden Überlastungen auch durch einen Ausbau der 110-kV-Infrastruktur beseitigt werden können. Die Untersuchungen der Avacon kommen zu dem Ergebnis, dass für das im Fokus stehende Untersuchungsjahr 2030 die Notwendigkeit für einen massiven Ausbau im 110-kV-Netz im Netzgebiet nordwestliches Niedersachsen bestünde, wenn die 380-kV-Leitung zwischen Halbmond und Emden/Ost nicht errichtet würde. Die Avacon weist u.a. in ihrer Stellungnahme zur Konsultation des NEP 2030 (2017) darauf hin, dass der Netzausbau auf der 110-kV-Ebene technisch und wirtschaftlich nicht nachhaltig ist.

Die Inbetriebnahme für das Projekt wurde von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) auf das Jahr 2029 festgelegt. Dies ist nur erreichbar, wenn der zuständige Landkreis Aurich die aktuell mit einem faktischen Status versehenen Vogelschutzgebiete möglichst rasch unter Schutz stellt. Ansonsten droht die Fortgeltung der o. g. Nicht-Genehmigungsfähigkeit des Projekts.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P20 wurde im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 37).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P21: Netzverstärkung und -ausbau Conneforde – Cloppenburg – Merzen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: 6
 Nr. TYNDP 2018: 337.1512, 337.1510

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem nordwestlichen Niedersachsen in südliche Richtung und enthält folgende Maßnahmen:

- **M51a: Conneforde – Landkreis Cloppenburg 1 – Landkreis Cloppenburg 2**
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist die bestehende 220-kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg/Ost durch eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A abzulösen (Netzverstärkung). Das bestehende Umspannwerk in Conneforde wird verstärkt (Netzverstärkung). Zur Einbindung der Leitung und des unterlagerten Verteilnetzes müssen im Landkreis Cloppenburg zwei neue Umspannwerke errichtet werden (Netzausbau/Netzverstärkung). Die Suchräume hierfür liegen in den Bereichen Garrel/Nikolausdorf (Gemeinde Garrel) und Nutteln (Gemeinde CappelN).
- **M51b: Landkreis Cloppenburg 2 – Merzen/Neuenkirchen**
 Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine neue 380-kV-Leitung zwischen dem zweiten neu zu errichtenden Umspannwerk im Landkreis Cloppenburg (Suchraum Nutteln; Gemeinde CappelN) und der neu zu errichtenden Umspannanlage nahe dem „Punkt Merzen“ im Suchraum der Gemeinden Merzen und Neuenkirchen im Landkreis Osnabrück erforderlich (Netzausbau).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt ist in Zusammenhang mit dem Projekt TTG-P157 zu sehen.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unsere-netz/onshore-projekte-deutschland/conneforde-cloppenburg-merzen/>

<http://netzausbau.amprion.net/projekte/cloppenburg-merzen/projektbeschreibung>

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M51a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		77	x	x	x	x	2024	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
M51b	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	51		x	x	x	x	2024	2: im ROV/BFP



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Region ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung aus Biomasse sowie aus Onshore-Windenergie. Der Zubau an Onshore-Windenergie wird gemäß den Szenarien perspektivisch die regionale Last übersteigen, so dass mit Rückspeisungen von Leistung in das 380-kV-Netz zu rechnen ist.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs vor allem der Onshore- und Offshore-Windenergieleistung im nordwestlichen Niedersachsen ist die vorhandene Netzinfrastruktur aus dem Nordwesten Niedersachsens in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können.

Am nördlichen Umspannwerk Conneforde laufen mehrere 380-kV-Leitungen aus den Räumen Emden, Wilhelmshaven, Unterweser und Elsflth zusammen, deren Leistung u.a. mittels des geplanten Projekts in Richtung Süden abzutransportieren ist.

Darüber hinaus ist Cloppenburg als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (Projekt NOR-7-1).

Insbesondere aufgrund der prognostizierten Onshore-Rückspeisung aus dem Verteilnetz im Raum Cloppenburg sowie im Raum Merzen ist es erforderlich, die Umspannleistung zwischen dem Übertragungsnetz und dem unterlagerten Verteilnetz zu erhöhen. Hierfür sowie für die Integration der Energie aus Offshore-Windenergie sind zwei Umspannwerke im Landkreis Cloppenburg sowie eine neu zu errichtende Umspannanlage nahe dem „Punkt Merzen“ notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A je Stromkreis auf der 220-kV-Spannungsebene zwischen den Umspannwerken Conneforde und Cloppenburg/Ost nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund muss die bestehende 220-kV-Leitung als 380-kV-Leitung in bestehender Trasse neu errichtet und in Richtung Süden bis zur neu zu errichtenden Umspannanlage nahe dem „Punkt Merzen“ im Landkreis Osnabrück ergänzt werden.



Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Im Netzentwicklungsplan 2012 war für diese Leitungsverbindung als Endpunkt die südlicher gelegene Anlage Westerkappeln angenommen. Mit dem Netzentwicklungsplan 2013 wird als Endpunkt der Leitung der Bereich Punkt Merzen festgelegt. Grund hierfür ist, dass die Bundesnetzagentur im Umweltbericht zum Bundesbedarfsplan 2012 erhebliche Auswirkungen auf die Schutzgüter Tiere, Pflanzen und biologische Vielfalt nördlich von Westerkappeln (z. B. Vogelschutzgebiet Düsterdieker Heide) festgestellt hat. Durch eine Verlagerung des Endpunkts der geplanten Leitung von Westerkappeln zum Punkt Merzen werden diese Auswirkungen vermieden. Dies erfordert jedoch die Errichtung einer neuen Anlage in der Nähe des Punktes Merzen. Im Punkt Merzen ist eine Verknüpfung von sechs 380-kV-Bestandstromkreisen (380-kV-Abzweig nach Westerkappeln aus der 380-kV-Verbindung Hanekenfähr – Wehrendorf) mit den neuen Stromkreisen aus Cloppenburg möglich.

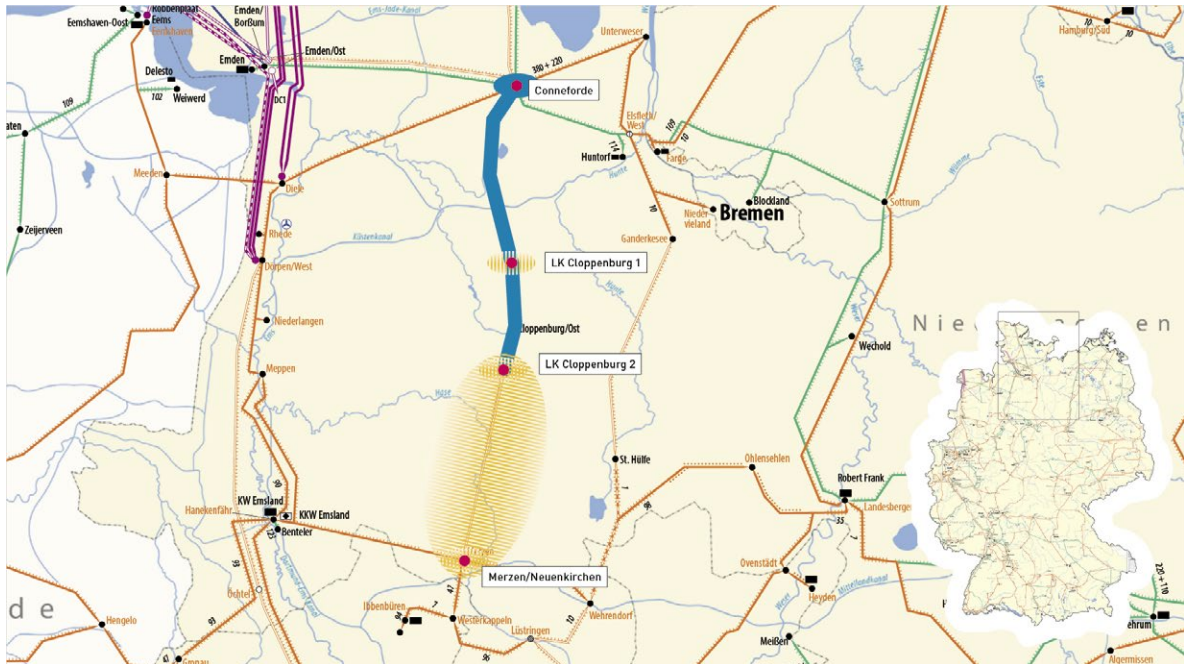
Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme erwiesen.

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei dem hier beschriebenen Projekt um einen notwendigen direkten Nord-Süd-Kanal handelt, um die Übertragungsfähigkeit in Richtung Süden zu erhöhen. Weiterhin ist Cloppenburg als Offshore-Netzverknüpfungspunkt vorgesehen. Diese Leistung muss ebenfalls in Richtung Süden abgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P21 mit den Maßnahmen 51a und 51b wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplangesetzes (Vorhaben Nr. 6).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P22: Netzverstärkung von Conneforde über Unterweser und Elsfleth/West nach Ganderkese

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Conneforde über Unterweser über Elsfleth/West nach Ganderkese und enthält folgende Maßnahmen:

- **M82: Conneforde nach Unterweser**
Die existierende Leitung, auf der ein 220-kV- und ein 380-kV-Stromkreis aufgelegt sind, muss verstärkt werden (Netzverstärkung). Hierfür muss die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A neu errichtet werden. Weiterhin müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Conneforde verstärkt (Netzverstärkung; siehe TTG-P157) sowie die bestehende Schaltanlage Unterweser am gleichen Standort durch einen Neubau abgelöst werden (Netzverstärkung; siehe TTG-019).
- **M87: Unterweser nach Elsfleth/West**
Von Unterweser zur im Bau befindlichen Schaltanlage Elsfleth/West (siehe TTG-P155) ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig (Netzverstärkung). Hierfür muss die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A neu errichtet werden.
- **M80: Elsfleth/West nach Ganderkese (über Niedervieland)**
Von Ganderkese über Niedervieland zur im Bau befindlichen Schaltanlage Elsfleth/West ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung notwendig. Hierfür muss die Leitung mit zwei 380-kV-Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A neu errichtet werden. Weiterhin sind die 380-kV-Schaltanlagen Ganderkese und Niedervieland zu verstärken (Netzverstärkung).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u.a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M82	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		32	x	x	x	x	2030	
M87	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		27	x	x	x	x	2030	
M80	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		36	x	x	x	x	2030	



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien, vor allem Wind onshore und offshore, im Raum nordwestliches Niedersachsen ist die vorhandene Netzstruktur aus dem Raum nordwestliches Niedersachsen in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können. Des Weiteren ist die Schaltanlage Unterweser (siehe TTG-019) als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (NOR-9-1, NOR-11-2). Ohne die Verstärkung der Leitungen wird der bestehende 380-kV-Stromkreis Conneforde - Unterweser bei Ausfall des 220-kV-Stromkreises unzulässig hoch belastet. Des Weiteren bestehen ohne die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung Unterweser - Elsflath - Ganderkesee bei Ausfall eines parallelen Stromkreises Überlastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M80, M82 und M87 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen des NOVA-Prinzips wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht dauerhaft erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommt. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden.

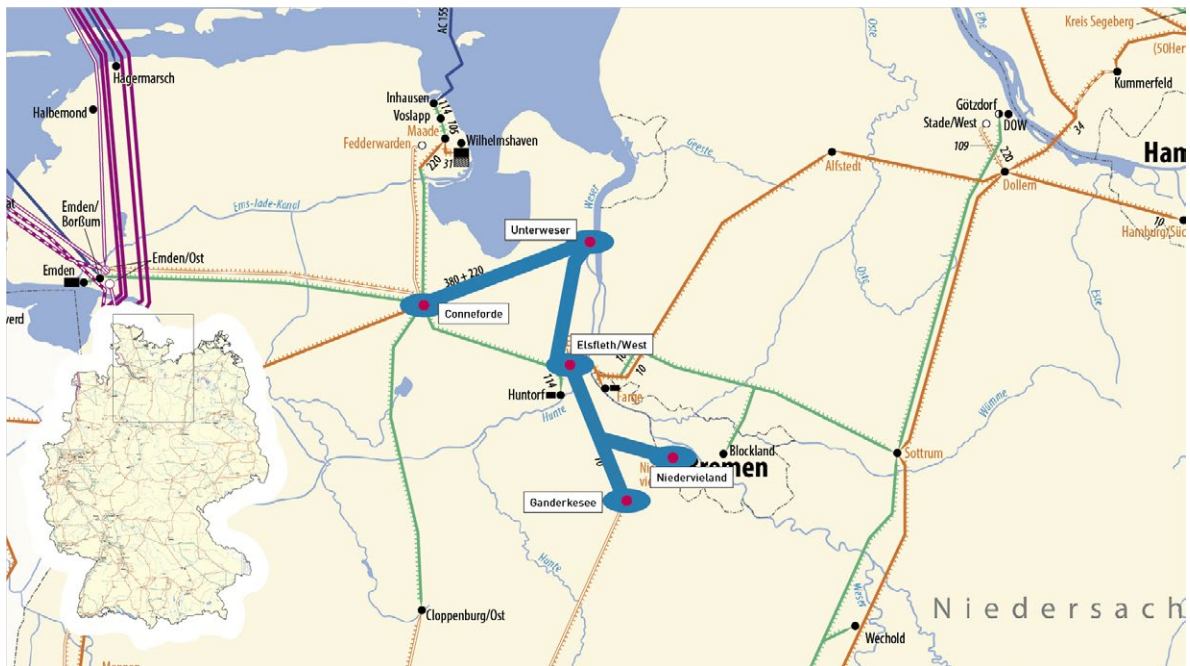
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P22 wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013, 2014, 2025 und 2030 (2017) identifiziert, aber bisher nicht von der BNetzA bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 207.676

Nr. BBPlG 2015: 38

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem Raum Dollern und der Region Elsfleth in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahme:

- M20: Dollern nach Elsfleth/West
Von Dollern zur im Bau befindlichen Schaltanlage Elsfleth/West (siehe TTG-P155) ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung vorgesehen, um die Transportkapazität zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür muss die Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A neu errichtet werden, da eine Verstärkung mittels Hochtemperaturseilen nicht möglich ist. Weiterhin sind die 380-kV-Schaltanlagen Dollern, Alfstedt (siehe P153) und Farge zu verstärken (Netzverstärkung).

Aufgrund der prognostizierten hohen Einspeiseleistung von Onshore-Windenergie in der Region ist eine zusätzliche Schaltanlage für 380/110-kV-Transformatoren im Netzmodell abgebildet. Die Positionierung und Detailplanung ist zusammen mit dem nachgelagerten Netzbetreiber noch zu ermitteln.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u.a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M20	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		100	x	x	x	x	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs der Stromerzeugung aus Windenergie onshore und offshore in Schleswig-Holstein und Niedersachsen ist die vorhandene Netzstruktur ausgehend von Dollern in Richtung Westen nicht mehr ausreichend, um die überschüssige Leistung abtransportieren zu können. Ohne die beschriebene Maßnahme wird die 380-kV-Leitung Dollern – Elsfleth/West bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises deutlich überlastet.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M20 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis nicht dauerhaft erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommt. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden.

Alternative Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Alternative Verbindungen aus dem Raum Stade/Dollern in den Raum nordwestlich von Bremen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, bestehen nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P23 wurde im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 38).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P24: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern, Sottrum und Landesbergen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: 7

Nr. TYNDP 2018: 164.677

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem Raum Dollern nach Süden und enthält folgende Maßnahmen:

- M71b: Dollern – Sottrum
Im Rahmen dieser Maßnahmen ist zusammen mit dem Projekt TTG-P24 Stade/West - Dollern eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Stade und Sottrum durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A von Stade/West nach Sottrum vorgesehen (Netzverstärkung). Zusätzlich ist die 380-kV-Schaltanlage Sottrum zu verstärken (Netzverstärkung). Die neue 380-kV-Leitung wird mit Fertigstellung des Gesamtprojekts an Dollern vorbeigeführt und in Sottrum angeschlossen.
- M72: Sottrum – Mehringen (Grafschaft Hoya)
Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Sottrum und Wechold durch eine neue 380-kV-Leitung von Sottrum nach Mehringen (Grafschaft Hoya) mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A vorgesehen. Zum Anschluss der Leitung muss die bestehende 380-kV-Schaltanlage Sottrum erweitert (Netzverstärkung) bzw. die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold durch einen Neubau mit einer Nennspannung von 380 kV am Standort Mehringen (Grafschaft Hoya) abgelöst werden (Netzausbau).
- M73: Mehringen (Grafschaft Hoya) – Landesbergen
Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Wechold und Landesbergen durch eine neue 380-kV-Leitung von Mehringen (Grafschaft Hoya) nach Landesbergen mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A vorgesehen. Zum Anschluss der Leitung ist die bestehende 220-kV-Schaltanlage Wechold durch einen Neubau mit einer Nennspannung von 380 kV am Standort Mehringen (Grafschaft Hoya) abzulösen (Netzausbau) und die bestehende 380-kV-Schaltanlage Landesbergen zu verstärken (Netzverstärkung).

Aufgrund der prognostizierten hohen Einspeiseleistung von Onshore-Windenergie in der Region ist eine zusätzliche Schaltanlage für 380/110-kV-Transformatoren im Netzmodell abgebildet. Die Positionierung und Detailplanung ist zusammen mit dem nachgelagerten Netzbetreiber noch zu ermitteln.

Nach Errichtung von P24 kann die bestehende 220-kV-Leitung von Stade über Sottrum und Wechold nach Landesbergen rückgebaut werden. Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/stade-landesbergen/>



M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M71b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	x	x	x	x	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
M72	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	x	x	x	x	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
M73	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		45	x	x	x	x	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch die stark ansteigende EE-Rückspeisung aus den Verteilernetzen in Norddeutschland ist der heutige Nord-Süd-Kanal über Dollern nach Landesbergen nicht mehr ausreichend, um diese Energie abtransportieren zu können. Dieser Korridor zwischen Dollern und Landesbergen ist jedoch eine zentrale Nord-Süd-Verbindung im Übertragungsnetz. In der geplanten Struktur wird ein Teil des Transits in die neu zu errichtende 380-kV-Schaltanlage in Stade/West und dann an Dollern vorbeigeführt. Damit wird eine Entflechtung vorgenommen, durch die eine starke Leistungskonzentration vermieden und damit die Gefahr des Ausfalls eines gesamten Transitzkorridors minimiert werden kann. Zusätzlich wird durch das Projekt die Übertragungsleistung erhöht.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M71b-M73 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Spannungsebene auch durch HTL-Umbeseilung nicht erreicht werden kann. FLM wird bereits heute angewandt. Aus diesem Grund müssen die bestehenden 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen abgelöst werden.

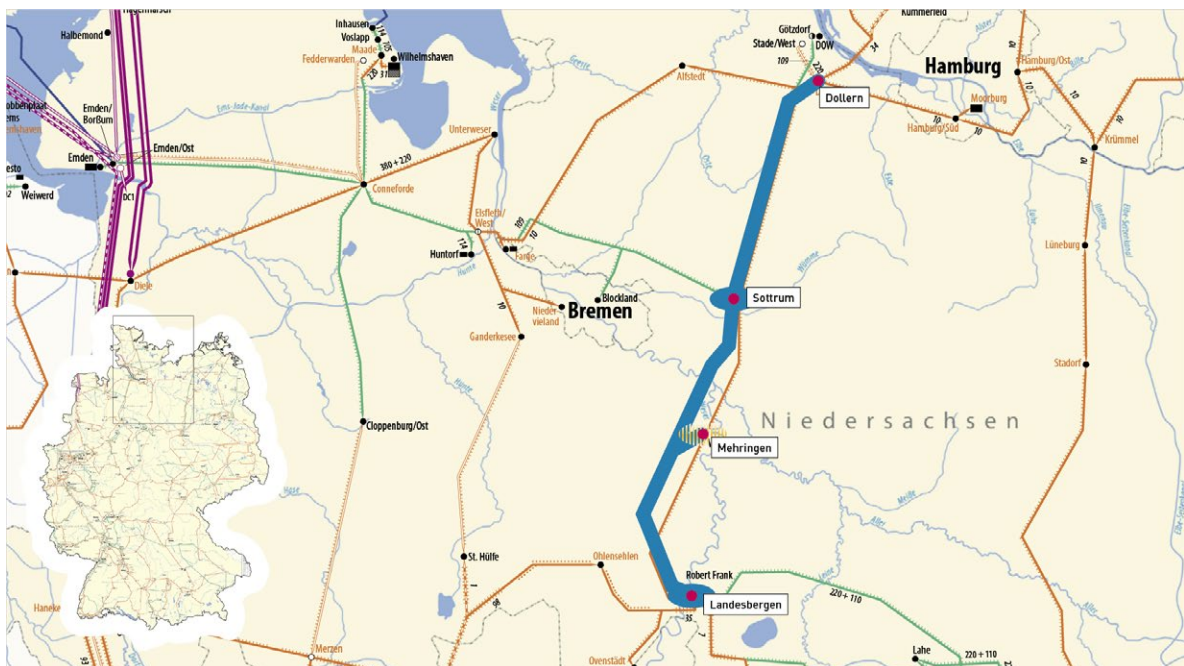


Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei dem hier beschriebenen Projekt um einen notwendigen direkten Nord-Süd-Kanal in bestehender Trasse handelt, um die Übertragungsfähigkeit in Richtung Süden zu erhöhen. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Die Trasse für das Gesamtprojekt wurde bereits landesplanerisch festgestellt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 7).



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P25: Netzausbau an der Westküste Schleswig-Holsteins (Westküstenleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 183.1018

Nr. BBPlG 2015: 8
Nr. PCI: 1.3.1

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein, zwischen Deutschland und Dänemark sowie von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält folgende Maßnahme:

- M45: Klixbüll/Süd (früher Niebüll/Ost) nach Grenze Dänemark
Im Rahmen der Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung zwischen Klixbüll/Süd und der dänischen Grenze erforderlich (Netzausbau). Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren muss in Klixbüll/Süd eine 380-kV-Schaltanlage neu errichtet werden (Netzausbau).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Die ehemaligen Maßnahmen M42 Süderdonn nach Heide/West, M43 Heide/West nach Husum/Nord und M44 Husum/Nord nach Klixbüll/Süd sind bereits planfestgestellt bzw. befinden sich in der Errichtung und wurden deshalb in die Startnetztopologie überführt (siehe TTG-P25). Der Abschnitt von Brunsbüttel nach Süderdonn (siehe TTG-P25a im NEP 2025) ist bereits vollständig errichtet.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/westkuestenleitung/>

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M45	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	16		x	x	x	x	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region ist geprägt durch hohe Einspeisung von Strom aus Onshore-Windenergie. Die Einspeisung aus Windenergie übersteigt bereits heute die regionale Last zu weiten Teilen des Jahres, so dass in erheblichem Umfang Einspeisemanagement-Maßnahmen auf der 110-kV-Ebene erforderlich sind. Der Zubau an Windenergie wird gemäß den Szenarien weiter ansteigen.

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien insbesondere an der Westküste Schleswig-Holsteins sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose zum Ausbau erneuerbarer Energien nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert.



Der Anschluss nach Dänemark findet im Sinne der Integration des Strommarktes in Nordwesteuropa statt. Praktisch bietet diese Anbindung eine weitere Möglichkeit zur Abführung des in Deutschland produzierten Stroms in den europäischen Netzverbund. Dadurch wird der europäische Strommarkt gestärkt, aber auch der Betrieb der Westküstenleitung wird stabiler und flexibler. Durch die Errichtung dieser Netzverbindung wird weiterhin erwartet, dass der Leistungsaustausch zwischen beiden Ländern erhöht werden kann und die eventuellen Ausfälle von Stromverbindungen in Dänemark und Deutschland ggf. dadurch kompensiert werden können.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreiber anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M45 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur nicht mehr bedarfsgerecht ist und sich an der Westküste Schleswig-Holsteins bisher keine Netzstruktur auf der Höchstspannungsnetzebene befindet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das gesamte Projekt einschließlich der bereits fertiggestellten bzw. im Bau befindlichen Abschnitte wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 8). Das Projekt wird von der Europäischen Kommission als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (Projects of Common Interest – PCI) unter den Nummern 1.3.1 und 1.3.2 in der PCI-Liste der Europäischen Union geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P33: Netzverstärkung zwischen Wolmirstedt und Wahle bzw. Mehrum/Nord

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: 10
Nr. TYNDP 2018: 683 (RglP)

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen. Es stärkt die Verbindung der Netze von 50Hertz und TenneT und dient dem Abtransport von Onshore-Windenergie. Es enthält folgende Maßnahmen:

- M24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Hattorf – Wahle
Von Wolmirstedt über Helmstedt und Hattorf nach Wahle ist die bestehende 380-kV-Leitung durch eine Umbeseilung zu verstärken. Dafür sind zum Teil Mastverstärkungen notwendig. Eine Umbeseilung auf HTLS mit einer Stromtragfähigkeit von 3.600 A pro Stromkreis ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – auf dem 50Hertz-Leitungsabschnitt von Wolmirstedt bis zur Landesgrenze Sachsen-Anhalt/Niedersachsen möglich. Entsprechende Untersuchungen wurden durchgeführt. Auf dem TenneT-Abschnitt ab der Landesgrenze ist eine Umbeseilung auf HTL mit einer Stromtragfähigkeit von 3.600 A unter Nutzung des Freileitungsminitorings – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich. Weiterhin sind die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt, Hattorf und Wahle entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlagen Helmstedt und Hattorf werden in diesem Zuge in die 380-kV-Doppelleitung komplett eingebunden (sog. Doppeleinschleifung).
- M24b: Wolmirstedt – Helmstedt – Gleidingen/Hallendorf – Mehrum/Nord
Von Wolmirstedt über Helmstedt und Gleidingen/Hallendorf nach Mehrum/Nord wird ergänzend zur M24a eine weitere 380-kV-Doppelleitung mit Hochstrombeseilung (*im TenneT-Abschnitt mit 4.000 A*) in bestehendem Trassenraum errichtet (Netzverstärkung). Ab Helmstedt soll bis zum neu entstehenden Umspannwerk Gleidingen/Hallendorf die Trasse einer 110-kV-Leitung nach Möglichkeit und Abstimmung mit dem VNB genutzt werden, hierbei ist eine 110-kV-Mitnahme zu untersuchen. Zwischen Gleidingen/Hallendorf und *Mehrum/Nord* wird nach Möglichkeit die vorhandene 220-kV-Trasse genutzt. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Wolmirstedt, Helmstedt und *Mehrum/Nord* (siehe TTG-P115) zu erweitern (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die bestehenden 220-kV-Umspannwerke Gleidingen und Hallendorf durch ein 380 kV-Umspannwerk zwischen Gleidingen und Hallendorf (*Suchraum: Landkreise Peine/Braunschweig/Salzgitter*) abzulösen.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung wird der Trassenverlauf überwiegend beibehalten. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.



M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M24a	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		111	x	x	x	x	2023/2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M24b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		146	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) sowie die sich anschließende 380-kV-Leitung Helmstedt – Hattorf – Wahle (TenneT) werden durch hohe Leistungsflüsse vor allem in Ost-West-Richtung, bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz, bereits heute hoch belastet.

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Leitungen weisen eine Übertragungsfähigkeit von 1.660 MVA pro Stromkreis auf. Ohne die Netzverstärkung wird die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Bei Ausfall eines bereits nach Maßnahme 24a verstärkten 380-kV-Stromkreises von Wolmirstedt nach Helmstedt und weiter bis Wahle wird der verbleibende Parallelstromkreis ebenfalls unzulässig hoch belastet. Diese Situation kann durch eine weitere Netzverstärkung als zusätzlicher 380-kV-Neubau in bestehender Trasse zwischen Wolmirstedt und Mehrum vermieden werden. Für diesen Fall wurde die Maßnahme 24b identifiziert.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019), ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M24a und M24b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Durch Freileitungsmonitoring auf der bestehenden 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt können zwar in Starkwindperioden maximal 2.150 MVA übertragen werden. In Schwach- bzw. Mittelwindperioden ist die Übertragungskapazität der Leitung Wolmirstedt – Helmstedt für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben hingegen weiterhin nicht ausreichend.



Eine Umbeseilung (Netzverstärkung) im 50Hertz-Leitungsabschnitt für die Maßnahme M24a ist durch Mastverstärkungen möglich und kann als langfristige Netzverstärkung dienen. In den betreffenden Leitungsabschnitten von M24a in der TenneT-Regelzone ist eine HTL-Umbeseilung – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Als Alternative wurden eine zusätzliche 380-kV-Leitung von Stendal/West (50Hertz) nach Wahle (TenneT) sowie eine Verstärkung der südlichen Achse mit Hilfe eines 380-kV-Neubaus auf neuer Trasse zwischen den Standorten Förderstedt und Marke bzw. Klostermansfeld erwogen. Mithilfe einer dieser beiden genannten Doppelleitungen könnte die Überlastung Wolmirstedt – Helmstedt wirksam reduziert werden. Diese Option wurde aber aufgrund der zusätzlichen Rauminanspruchnahme durch eine neue Trasse verworfen.

Als Alternative zu M24b wurde in früheren Netzentwicklungsplänen ein Neubau in bestehender Trasse zwischen Wolmirstedt und Wahle vorgeschlagen und von der BNetzA bestätigt. Diese Variante hat allerdings den Nachteil, dass bis zu sechs Stromkreise in Bestandstrassen geführt und im bereits sehr großen Umspannwerk Wahle angeschlossen werden müssten. Zusätzlich wird mit dieser Verlegung auch das weitere Projekt P228 Landesbergen – Mehrum/Nord besser bedient, welches Mehrum/Nord (siehe TTG-P115) zu einem stärkeren Knoten für die Versorgung des Großraums Hannover macht. Die Verlegung südlich um Braunschweig verstärkt die Region und erhöht die Zuverlässigkeit. Darüber hinaus kann das Projekt P228 durch die neue Konfiguration von M24b gegenüber dem NEP 2030 (2017) von Landesbergen – Wahle auf Landesbergen – Mehrum/Nord verkürzt werden.

Die Projekte P33 und P228 dienen gemeinsam der Abführung von regenerativer Einspeisung aus dem Norden sowie aus dem Osten Deutschlands. Damit wird eine wichtige Transitquerspange in Bestandstrassen geschaffen, die gleichzeitig der langfristigen Versorgung der Großräume Hannover und Braunschweig dient.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 33 wurde im NEP 2012 und im NEP 2013 mit der Maßnahme 24a von der BNetzA bestätigt. Die Maßnahme 24a wurde in der Bestätigung des NEP 2013 als Beitrag zur industriepolitischen Entwicklung der Region begrüßt. Im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) wurde das Projekt mit den Maßnahmen 24a und 24b (hier mit einer Leitungsführung Wolmirstedt – Wahle) von der BNetzA bestätigt. Es ist mit beiden Maßnahmen Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 10).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P37: Vieselbach – Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: 12
 Nr. TYNDP 2018: 684 (RgIP)

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Hessen. Es stärkt die Verbindung der Netze von 50Hertz und TenneT und dient insbesondere dem Abtransport von Windenergie. Nach Bestätigung des Szenariorahmens des NEP 2030 (2019) durch die BNetzA wurde im Dezember 2018 das PSW-Projekt Schmalwasser durch den Anschlusspetenten und daraufhin das Netzanschlussverfahren nach Kraft-NAV durch 50Hertz eingestellt. Daraus ergeben sich die vorgenommenen Änderungen des Projektnamens und die Anpassung des Projekts P37. Es besteht aus folgenden Maßnahmen:

- **M25a: Vieselbach – Landesgrenze Thüringen/Hessen**
 Im 50Hertz-Abschnitt von Vieselbach über Eisenach bis zur Landesgrenze Thüringen/Hessen ist die bestehende 380-kV-Leitung durch einen Leitungsneubau in vorhandener Trasse abzulösen (Netzverstärkung). *Dabei wird untersucht, wie die bestehenden Maste möglichst effizient adaptiert oder weiter genutzt werden können.* Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Vieselbach und Eisenach entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung).
- **M25b: Landesgrenze Thüringen/Hessen – Mecklar**
 Im TenneT-Abschnitt von der Landesgrenze Thüringen/Hessen bis Mecklar ist die bestehende 380-kV-Leitung durch eine HTL-Umbeseilung mit einer Stromtragfähigkeit von 3.600 A unter Nutzung des Freileitungsmonitorings – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – zu verstärken (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Mecklar ist entsprechend zu verstärken (Netzverstärkung).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Der Verteilernetzbetreiber plant im 50Hertz-Abschnitt im Gebiet Ebenheim, gelegen zwischen Vieselbach und Eisenach, einen neuen Umspannwerks-Standort (siehe auch Begleitdokument Punktmaßnahmen).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M25a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		87	x	x	x	x	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M25b	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		43	x	x	x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die bestehende 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar (Kuppelleitung zwischen 50Hertz und TenneT) wird durch hohe Leistungsflüsse vor allem in Ost-West-Richtung, bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss in der Regelzone von 50Hertz, beansprucht.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende Leitung weist eine Übertragungsfähigkeit von 1.660 MVA auf. Ohne die Verstärkung der Leitung durch einen Neubau im 50Hertz-Abschnitt bzw. die HTL-Umbeseilung im TenneT-Abschnitt wird die 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. *Das Projekt P37 ist auch nach dem Kohleausstieg erforderlich, da der Übertragungsbedarf durch den fortschreitenden EE-Ausbau weiter ansteigen wird.*

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M25a und M25b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Das Potenzial der Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring (FLM) wurde zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar untersucht. So können dadurch in Starkwindperioden maximal 1.900 MVA pro Stromkreis übertragen werden. In Schwach- bzw. Mittelwindperioden ist die Übertragungskapazität der Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben hingegen weiterhin im Grenzbereich der zulässigen Leitungsbelastung. Für die Maßnahme 25a im 50Hertz-Bereich wurde festgestellt, dass es trotz FLM-Anwendung nicht möglich ist, bis zu 3.600 A pro Stromkreis zu übertragen. Eine Umbeseilung (Netzverstärkung) scheidet aufgrund aktueller Untersuchungen der hier betroffenen Maststatiken in der 50Hertz-Regelzone aus. Die Erhöhung der Transportkapazität ist mit einem Neubau im bestehenden Trassenraum realisierbar. Im TenneT-Netzgebiet wurde eine Netzverstärkung durch Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile geprüft und ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich.



Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahmen M25a und M25b bestehen keine alternativen Netzverknüpfungspunkte bzw. Maßnahmen die gemäß NOVA-Prinzip technische und/oder wirtschaftliche Alternativen darstellen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 37 mit den Maßnahmen M25a und M25b wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist mit dem Titel „Höchstspannungsleitung Vieselbach – Pumpspeicherwerk Talsperre Schmalwasser (Punkt Sonneborn) – Mecklar“ im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 12).



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P43: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar und Bergheinfeld/West (früher Grafenheinfeld)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 164.685

Nr. BBPIG 2015: 17

Beschreibung des geplanten Projekts

Hinweis: Die Projekte P43 und P43mod sind alternativ zueinander zu sehen. Bei Bestätigung eines der beiden Projekte entfällt das andere.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern und enthält die folgenden Maßnahmen:

- M74a: Mecklar nach Dipperz
Von Mecklar nach Dipperz ist eine Netzverstärkung im bestehenden Trassenraum mit zwei zusätzlichen 380-kV-Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlagen in Mecklar zu verstärken und die 380-kV-Schaltanlage in Dipperz zu erneuern und voll einzuschleifen (Netzverstärkung).
- M74b: Dipperz nach Bergheinfeld/West (früher Grafenheinfeld)
Von Dipperz nach Bergheinfeld/West ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A pro Stromkreis vorgesehen (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Dipperz und Bergheinfeld/West zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind ergänzend Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M74a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		51	x	x	x	x	nicht vor 2029	
M74b	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	80		x	x	x	x	nicht vor 2029	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie in Richtung Süden abtransportieren zu können. Das Projekt P43 schließt direkt südlich an die Projekte TTG-006 (Wahle – Mecklar) und P118 (Borken – Mecklar) an.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnissetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M74a und M74b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis mit den beiden vorhandenen 380-kV-Stromkreisen zwischen Mecklar und Dipperz nicht erreicht werden kann. Daher ist ein Neubau von zwei zusätzlichen Stromkreisen in bzw. neben der vorhandenen Trasse sowie eine Verlängerung nach Bergrheinfeld/West erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

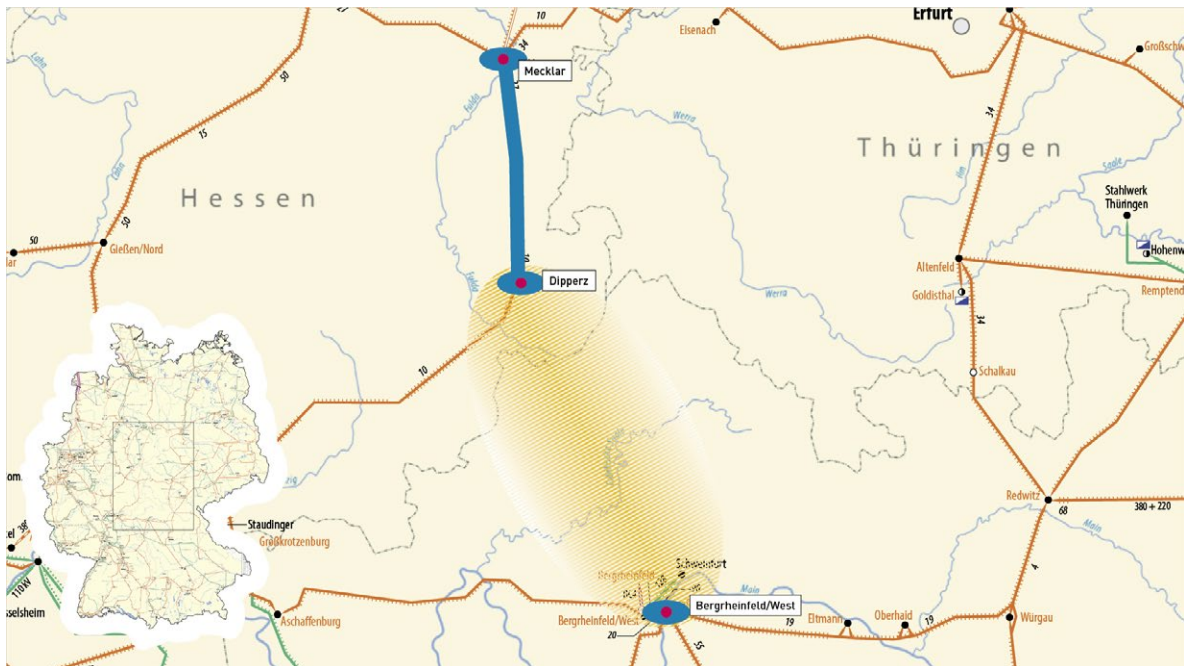
Um einen geeigneten Endpunkt für die Leitung zu finden wurde im Netzentwicklungsplan 2014 der Raum Grafenrheinfeld als Bereich für den Netzverknüpfungspunkt untersucht. In dieses Gebiet fällt ebenfalls das Umspannwerk Bergrheinfeld/West. Aufgrund der technischen und örtlichen Gegebenheiten im Umspannwerk Bergrheinfeld/West wurde dieses als Anschlusspunkt für die Leitung aus Mecklar festgelegt. Im NEP 2014 sowie im NEP 2025 wurde die Leitung als Neubau zwischen Mecklar und Bergrheinfeld/West – ohne Volleinschleifung von Dipperz – geplant.

Alternativ zu P43 wurde erstmals im NEP 2025 eine Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitungen von Mecklar über Dipperz nach Urberach untersucht (Neubau in bestehender Trasse; siehe P43mod). Diese Alternative ist ebenfalls grundsätzlich geeignet, die erforderliche Übertragungsaufgabe wahrzunehmen. Mit 164 km ist sie zwar länger als P43 mit 131 km, vermeidet aber die zusätzliche Rauminanspruchnahme durch Neubau in neuer Trasse. Darüber hinaus kann bei Umsetzung von P43mod auf das Projekt P161 Großkrotzenburg - Urberach verzichtet werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist mit der Bezeichnung Mecklar – Grafenrheinfeld Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 17). Die BNetzA hat die Bestätigung im NEP 2014 mit der Maßgabe der Prüfung von Alternativen verbunden. Dem wurde mit P43mod entsprochen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P43mod: Netzverstärkung von Mecklar über Dipperz nach Urberach

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: -
 Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Hinweis: Die Projekte P43 und P43mod sind alternativ zueinander zu sehen. Bei Bestätigung eines der beiden Projekte entfällt das jeweils andere. Für das Projekt P43mod wurden im NEP 2030 (2019) keine eigenständigen Netzanalysen durchgeführt. Die Aussagen zur Erforderlichkeit des Projekts alternativ zu P43 beziehen sich auf die Analysen im NEP 2025 sowie im NEP 2030 (2017).

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält die folgende Maßnahme:

- M74mod: Mecklar – Dipperz – Urberach
 Von Mecklar über Dipperz an der Schaltanlage Großkrotzenburg vorbei nach Urberach ist eine Erhöhung der Übertragungskapazität durch zwei zusätzliche 380-kV-Stromkreise mit einer Stromtragfähigkeit von jeweils mindestens 3.600 A vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu sind die 380-kV-Schaltanlagen in Mecklar und Urberach zu verstärken und die 380-kV-Schaltanlage in Dipperz zu erneuern und voll einzuschleifen (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M74 mod	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		164	x	x	x	x	nicht vor 2029	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Leistung in Richtung Süden abtransportieren zu können. Das Projekt P43mod schließt direkt an die Projekte TTG-006 (Wahle – Mecklar) und P118 (Borken – Mecklar) an.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A je Stromkreis mit den beiden vorhandenen 380-kV-Stromkreisen nicht erreicht werden kann. Daher ist ein Neubau von zwei zusätzlichen Stromkreisen in bzw. neben der vorhandenen Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternativ zu P43mod ist mit P43 eine zweisystemige 380 kV-Leitung von Mecklar über Dipperz nach Berg-rheinfeld/West identifiziert worden. Diese Alternative ist mit 131 km zwar kürzer als P43mod mit 164 km, müsste jedoch auf einem 80 km langen Teilabschnitt als Neubau in neuer Trasse errichtet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber wurden von der BNetzA im Zuge der Bestätigung von P43 im NEP 2014 zur Prüfung von Alternativen aufgefordert. Dem sind sie mit P43mod nachgekommen. Darüber hinaus wurde als Alternative eine Netzverstärkung auf der Strecke Mecklar – Dipperz – Aschaffenburg – Raitersaich untersucht. Diese Alternative ist jedoch deutlich länger und wurde deshalb verworfen.

Die Netzanalysen anhand des Szenarios B 2030 im NEP 2030 (2017) haben gezeigt, dass sich im Falle einer Realisierung von P43mod an Stelle von P43 verschiedene Be- und Entlastungen auf anderen Leitungen ergeben, die zusätzliche Netzverstärkungen erfordern, aber auch zum Entfall ansonsten erforderlicher Projekte und Maßnahmen führen würden.

Mit P43mod entstehen Netzengpässe jenseits eines tolerierbaren Bereichs auf den Leitungen Vieselbach - Mecklar und Urberach - Bürstadt/Weinheim - Daxlanden, die auf diesen Leitungen zusätzliche Netzverstärkungen über den bisher im NEP 2030 (2017) identifizierten Rahmen hinaus erfordern würden. Für den Bereich von Urberach bis Daxlanden wäre voraussichtlich ein Netzausbau in neuer Trasse über ca. 140 km erforderlich. Die Netzinfrastruktur in der Region ist in den Zielnetzen des NEP 2030 (2017) durch das aktuelle Projektportfolio bereits vollständig ertüchtigt. Im Zieljahr 2030 entfallen könnten mit Realisierung von P43mod dagegen die Projekte P300/P330/P332 (Zu- und Umbeseilung zwischen Grafenrheinfeld und Höpfingen), P316 (Netzausbau und -verstärkung zwischen Karben und Kriftel) sowie die Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg und Urberach (P161), die durch eine direkte elektrische Verbindung zwischen Dipperz und Urberach im Rahmen von P43mod ersetzt würde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde in der Variante P43 Mecklar – Grafenrheinfeld bzw. Mecklar - Berg-rheinfeld/West im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 17: Mecklar - Grafenrheinfeld).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P44: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Altenfeld und Grafenrheinfeld

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: -
 Nr. TYNDP 2018: 204.686

Beschreibung des geplanten Projekts

Hinweis: Die Projekte P44 und P44mod sind alternativ zueinander zu sehen. Bei Bestätigung eines der beiden Projekte entfällt das andere.

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern und enthält folgende Maßnahmen:

- **M28a: Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)**
 Die bereits in Betrieb befindliche 380-kV-Leitung von Altenfeld nach Redwitz (ehemals 50HzT-001 und TTG-004) ist vorzugsweise durch Nutzung der für vier Stromkreise im Abschnitt von Altenfeld bis in den Bereich der Stadt Schalkau planfestgestellten und baulich vorbereiteten v. g. Südwest-Kuppelleitung (3. Abschnitt Altenfeld – Redwitz) von zwei auf vier Stromkreise mit Hochstrombeseilung zu erweitern (Netzverstärkung). Vom Bereich der Stadt Schalkau bis zur Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77 in Thüringen) ist die vorhandene Trasse der von dort bis Redwitz bestehenden 380-kV-Doppelleitung Altenfeld – Redwitz für eine Netzverstärkung zu nutzen.
- **M28b: Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Grafenrheinfeld**
 Von der Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) nach Grafenrheinfeld ist ein 380-kV-Netzausbau mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A in neuer Trasse vorgesehen (Netzausbau). Hierzu ist die 380-kV-Schaltanlage Grafenrheinfeld zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Eine Inbetriebnahme von P44 ist frühestens in 2029 möglich, wenn die Bestätigung durch die BNetzA oder eine entsprechende politische Entscheidung spätestens Ende 2019 erfolgt und das Projekt anschließend zeitnah in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wird.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M28a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/ Umbe-seilung		27	x	x	x	x	2027	1: Vorbereitung Pla-nungs- und Geneh-migungsverfahren
M28b	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	81		x	x	x	x	nicht vor 2029	



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost/Ost nach Südwest/West aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung TenneT ist die 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute sehr hoch belastet.

Aufgrund der zunehmenden Erzeugungsleistung innerhalb der 50Hertz-Regelzone sowie der abnehmenden konventionellen Erzeugungsleistung in Süddeutschland ist der Netzausbau in diesem Bereich nicht mehr ausreichend. Das Netz muss die stetig weiter ansteigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien, aber auch die konventionelle Erzeugungsleistung aufnehmen können. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz sowie der 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Netzplanerische Begründung

Um diesen Engpass zu beseitigen, wurden Netzausbaumaßnahmen von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz bereits realisiert (Südwest-Kuppelleitung im 2. und 3. Abschnitt; ehemals 50HzT-001 und TTG-004; seit September 2017 vollständig mit zwei Stromkreisen in Betrieb).

Ohne den Neubau der Leitung, unter Nutzung des Abschnittes Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/ Bayern (Mast 77) der bestehenden Trasse Altenfeld – Redwitz, wird die 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz bzw. die 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz bei Ausfall eines Stromkreises der jeweiligen Leitung unzulässig hoch belastet. *Das Projekt P44 ist auch nach dem Kohleausstieg erforderlich, da der Übertragungsbedarf durch den fortschreitenden EE-Ausbau weiter ansteigen wird.*

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M28a und M28b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Andere netzbezogene Maßnahmen als Netzoptimierung zur Beherrschung der erwarteten Netzsituationen in dieser Netzregion werden bereits heute vollständig ausgenutzt und stehen somit künftig nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Remptendorf nach Redwitz durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Remptendorf und/oder Redwitz) ist bereits



heute unzureichend. Mit dem realisierten Netzausbau von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz und der realisierten Verstärkung von Remptendorf nach Redwitz in Bayern (P185) führt diese Art der Netzoptimierung nahezu direkt proportional zum Belastungsanstieg auf der 380-kV-Verbindung Altenfeld – Redwitz und ist daher keine nachhaltige Lösung. Die 380-kV-Leitung von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz ist bereits mit Hochstrombeseilung (3.600 A pro Stromkreis) in Betrieb und wurde mit dieser in den Abschnitten Vieselbach – Altenfeld – Bereich der Stadt Schalkau vorerst mit zwei von vier planfestgestellten Stromkreisen in der 1. Ausbaustufe realisiert. Dennoch ist dies für die weiter ansteigenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

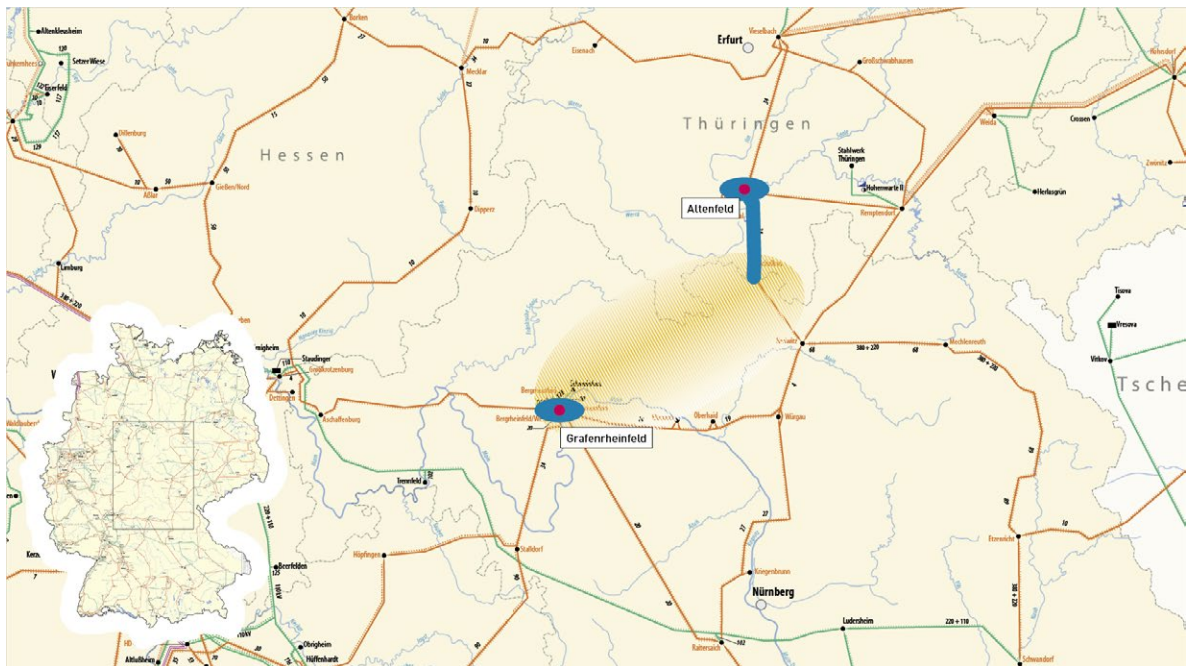
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative zu Maßnahme 28b wurde erstmals im NEP 2025 eine Verstärkung durch den Neubau einer zusätzlichen 380-kV-Doppelleitung in der bestehenden Trasse von der Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) über Würgau nach Ludersheim untersucht (siehe P44mod, M28bmod). Diese Alternative ist mit 123 km zwar deutlich länger als M28b mit 81 km, vermeidet aber die zusätzliche Rauminanspruchnahme durch Neubau in neuer Trasse. Darüber hinaus wurden auf Wunsch der BNetzA im NEP 2030 (2017) weitere Alternativen zu P44 entlang bestehender Trassen untersucht. Die Netzanalysen anhand des Szenarios B 2030 des NEP 2030 (2017) zeigten, dass sämtliche Alternativen zu P44 einschließlich P44mod Netzengpässe auf mindestens einer weiteren Leitung verursachen und damit einen Netzverstärkungsbedarf über das ansonsten identifizierte Maß hinaus induzieren. Für weitere Details zu den Alternativen sowie deren Auswirkungen siehe den Steckbrief von P44mod.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 44 mit den Maßnahmen 28a und 28b wurde im NEP 2012 sowie NEP 2013 nachgewiesen, jedoch noch nicht von der BNetzA bestätigt. Dennoch wird in der Bestätigung des NEP 2013 der künftige Bedarf einer Netzverstärkung oder eines Netzausbaus benannt, so dass bereits heute netzplanerische Vorkehrungen zum Projekt 44 zu treffen sind. Hierbei soll zumindest, wie oben beschrieben, die Teilstrecke Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) genutzt werden. Diesem Bedarf entspricht die Maßnahme 28a. Im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) wurden beide Maßnahmen (M28a: Altenfeld – Schalkau und M28b: Schalkau – Grafenrheinfeld) von der BNetzA als notwendig bestätigt – mit der Maßgabe der Prüfung von Alternativen für die Maßnahme 28b Schalkau – Grafenrheinfeld. Dem wurde mit P44mod M28b sowie den im Steckbrief von P44mod dargestellten weiteren Alternativen zur P44 entsprochen.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P44mod: Netzverstärkung von Altenfeld über Würgau nach Ludersheim

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz, TenneT Nr. BBPlG 2015: -
 Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Hinweis: Die Projekte P44 und P44mod sind alternativ zueinander zu sehen. Bei Bestätigung eines der beiden Projekte entfällt das andere. Für das Projekt P44mod wurden im ersten Entwurf des NEP 2030 (2019) keine eigenständigen Netzanalysen durchgeführt. Die Aussagen zur Erforderlichkeit des Projekts alternativ zu P44 beziehen sich auf die Analysen im NEP 2025 sowie im NEP 2030 (2017).

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern und enthält folgende Maßnahmen:

- **M28a: Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)**
 Die bereits in Betrieb befindliche 380-kV-Leitung von Altenfeld nach Redwitz (ehemals 50HzT-001 und TTG-004) ist vorzugsweise durch Nutzung der für vier Stromkreise im Abschnitt von Altenfeld in den Bereich der Stadt Schalkau planfestgestellten und baulich vorbereiteten v. g. Südwest-Kuppelleitung (3. Abschnitt Altenfeld – Redwitz) von zwei auf vier Stromkreise mit Hochstrombeseilung zu erweitern (Netzverstärkung). Vom Bereich der Stadt Schalkau bis zur Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77 in Thüringen) ist die vorhandene Trasse der von dort bis Redwitz bestehenden 380-kV-Doppelleitung Altenfeld – Redwitz für eine Netzverstärkung zu nutzen.
- **M28bmod: Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Würgau – Ludersheim**
 Von der Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) an der Schaltanlage Redwitz vorbei über Würgau nach Ludersheim ist eine Netzverstärkung im bestehenden Trassenraum mit zwei zusätzlichen Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A vorgesehen. Hierzu sind die Schaltanlage in Würgau sowie die im Rahmen von P53 neu zu errichtende 380-kV-Schaltanlage in Ludersheim um jeweils zwei zusätzliche Schaltfelder zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Eine Inbetriebnahme von P44mod ist frühestens in 2029 möglich, wenn die Bestätigung durch die BNetzA oder eine entsprechende politische Entscheidung spätestens Ende 2019 erfolgt und das Projekt anschließend zeitnah in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wird.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M28a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		27	x	x	x	x	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M28b mod	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		123	x	x	x	x	nicht vor 2029	



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost/Ost nach Südwest/West aus der 50Hertz-Regelzone in Richtung TenneT ist die 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute sehr hoch belastet.

Aufgrund der zunehmenden Erzeugungsleistung innerhalb der 50Hertz-Regelzone sowie der abnehmenden konventionellen Erzeugungsleistung in Süddeutschland ist der Netzausbau in diesem Bereich nicht mehr ausreichend. Das Netz muss die stetig weiter ansteigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien, aber auch die konventionelle Erzeugungsleistung aufnehmen können. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz sowie der 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Netzverstärkung im bestehenden Trassenraum mit zwei zusätzlichen Stromkreisen zwischen Altenfeld und Ludersheim wird die 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz bzw. die 380-kV-Leitung Altenfeld – Redwitz bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. *Das Projekt P44mod ist auch nach dem Kohleausstieg erforderlich, da der Übertragungsbedarf durch den fortschreitenden EE-Ausbau weiter ansteigen wird.*

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP-Berichts führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Andere netzbezogene Maßnahmen hinsichtlich Netzoptimierung zur Beherrschung der erwarteten Netzsituationen in dieser Netzregion werden bereits heute vollständig ausgenutzt und stehen somit künftig nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Remptendorf nach Redwitz durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Remptendorf und/oder Redwitz) ist bereits heute unzureichend. Mit Realisierung des geplanten Netzausbaus von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz führt diese Art der Netzoptimierung nahezu direkt proportional zum Belastungsanstieg auf der 380-kV-Verbindung Altenfeld – Redwitz und ist daher keine nachhaltige Lösung.

Die 380-kV-Leitung von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz ist bereits mit Hochstrombeseilung (3.600 A/Stromkreis) in Betrieb. Dennoch ist dies für die weiter ansteigenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.



Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als Alternative zu Maßnahme 28bmod wurde mit P44 M28b ein Neubau einer zweisystemigen 380-kV-Leitung von der Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) nach Grafenheinfeld untersucht, in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013, 2014, 2025 und 2030 (2017) identifiziert sowie von der BNetzA im NEP 2014 und im NEP 2030 (2017) bestätigt. Diese Alternative ist mit rund 81 km zwar deutlich kürzer als M28bmod mit 123 km, müsste jedoch vollständig als Neubau in neuer Trasse errichtet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber wurden von der BNetzA im Zuge der Bestätigung des NEP 2014 zur Prüfung von Alternativen zu P44 M28b aufgefordert. Dem sind sie mit P44mod und M28bmod nachgekommen.

Zum zweiten Entwurf des NEP 2030 (2017) hat die BNetzA die Übertragungsnetzbetreiber zur Prüfung weiterer Alternativen zu P44 aufgefordert. Anhand des Szenarios B 2030 des NEP 2030 (2017) wurden daher neben P44mod folgende weitere Alternativen als Netzverstärkung mit zwei zusätzlichen Stromkreisen entlang bestehender Trassen untersucht: Altenfeld – Remptendorf – Würgau – Ludersheim sowie Altenfeld – Remptendorf – Mechlenreuth. Beide Alternativen führen an der Schaltanlage Redwitz vorbei. Die folgenden Tabellen geben eine vergleichende Übersicht über die Alternativen:

Tabelle 1: Trasseninanspruchnahme

	P44: Altenfeld – Grafenheinfeld	P44mod: Altenfeld – Würgau – Ludersheim	Altenfeld – Remptendorf – Würgau – Ludersheim	Altenfeld – Remptendorf – Mechlenreuth
Thüringen	27 km (davon 23 km Zubeseilung und 4 km Neubau in vorhandenem Trassenraum)	27 km (davon 23 km Zubeseilung und 4 km Neubau in vorhandenem Trassenraum)	69 km (Neubau in vorhandenem Trassenraum)	69 km (Neubau in vorhandenem Trassenraum)
Bayern	81 km (Neubau in neuer Trasse)	122 km (Neubau in vorhandenem Trassenraum)	128 km (Neubau in vorhandenem Trassenraum)	86 km (Neubau in vorhandenem Trassenraum)
Gesamt	108 km	149 km	197 km	155 km

Tabelle 2: Auslastungen

	P44mod: Altenfeld – Würgau – Ludersheim	Altenfeld – Remptendorf – Würgau – Ludersheim	Altenfeld – Remptendorf – Mechlenreuth
Auslastung der Alternativvariante	ca. 1/3 geringer als P44	geringer als P44mod	geringer ggü. beiden Varianten
Auslastung Vieselbach – Mecklar	außerhalb des tolerierbaren Bereichs; Verstärkungsbedarf über P37 hinaus (z.B. 3. Stromkreis)	außerhalb des tolerierbaren Bereichs; Verstärkungsbedarf über P37 hinaus (z.B. 3. Stromkreis)	außerhalb des tolerierbaren Bereichs; Verstärkungsbedarf über P37 hinaus (z.B. 3. Stromkreis)
Auslastung weiterer Leitungen	Redwitz - Grafenheinfeld an der Grenze des tolerierbaren Bereichs	Redwitz - Grafenheinfeld außerhalb des tolerierbaren Bereichs; zusätzlicher Verstärkungsbedarf erforderlich	alle Leitungen im Raum Nordbayern außerhalb des tolerierbaren Bereichs; zusätzlicher Verstärkungsbedarf erforderlich
Entlastungen bzw. Einsparpotenzial an Netzmaßnahmen	Entlastungen auf einigen bestehenden Leitungen, aber kein Einsparpotenzial an Netzmaßnahmen	kein Einsparpotenzial	kein Einsparpotenzial

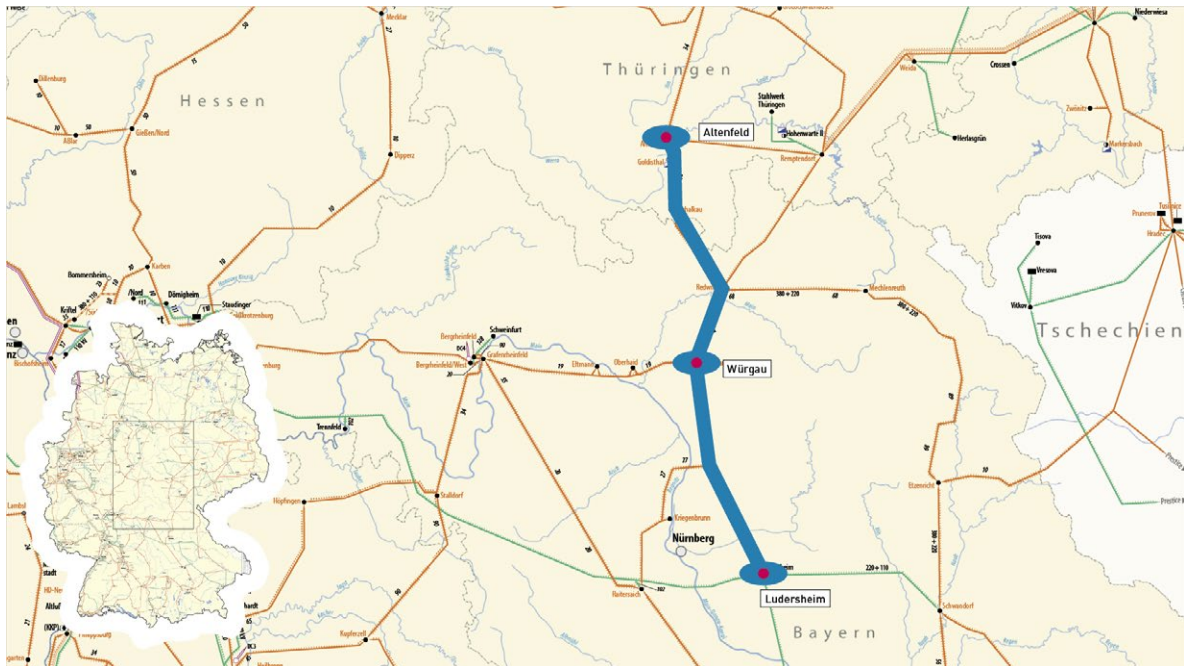


Die Übersichten mit den Ergebnissen der Netzanalysen auf Basis des Szenarios B 2030 des NEP 2030 (2017) zeigen, dass die auf Wunsch der BNetzA zusätzlich untersuchten Alternativen deutliche Nachteile sowohl zu P44 als auch zu P44mod aufweisen und insofern aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber keine ernsthaft in Betracht kommenden Alternativen darstellen. So wäre in beiden Fällen eine weitere Verstärkung der Verbindung Vieselbach - Mecklar (P37) sowie weiterer Verbindungen die Folge. P44mod ist dagegen eine grundsätzlich mögliche Alternative zu P44, die jedoch sowohl wegen ihrer Länge als auch wegen der zusätzlich induzierten Überlastung auf der Leitung Vieselbach - Mecklar (P37) aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber mit deutlichen Nachteilen behaftet ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde in der Variante P44 mit den Maßnahmen 28a und 28b Altenfeld – Schalkau – Grafenrheinfeld im NEP 2012 sowie im NEP 2013 nachgewiesen, jedoch noch nicht von der BNetzA bestätigt. Dennoch wird in der Bestätigung des NEP 2013 der künftige Bedarf einer Netzverstärkung oder eines Netzausbaus benannt, so dass bereits heute netzplanerische Vorkehrungen zum Projekt 44 zu treffen sind. Hierbei soll zumindest, wie oben beschrieben, die Teilstrecke Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) genutzt werden. Diesem Bedarf entspricht die Maßnahme 28a. Im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) wurden beide Maßnahmen in der Variante Altenfeld – Schalkau – Grafenrheinfeld von der BNetzA bestätigt – unter der Maßgabe der Prüfung von Alternativen für die Maßnahme 28b Schalkau – Grafenrheinfeld. Ab dem NEP 2025 haben die Übertragungsnetzbetreiber den Übergabepunkt der Maßnahmen M28a und M28b bzw. M28bmod auf den Punkt „Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)“ verschoben.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P47: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW Nr. BBPLG 2015: 19

Nr. TYNDP 2018: 134.680

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim
Von Urberach (Amprion) nach Weinheim (TransnetBW) erfolgen abschnittsweise Zu- und Umbeseilungen von 380-kV-fähigen Stromkreisen auf bestehendem Gestänge (Netzverstärkung) und die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung (Netzausbau). Im Zuge dieses Projekts muss wegen der Inanspruchnahme von heutigem 220-kV-Trassenraum für den 380-kV-Ausbau die Versorgung der unterlagerten Verteilernetze im Raum Pfungstadt von 220 kV nach 380 kV verlagert werden (Netzausbau). Ferner ist die 380-kV-Schaltanlage Urberach zu verstärken. Zusätzliche 380/110-kV-Transformatoren sind dort notwendig (Netzverstärkung und Ausbau bestehender Anlage).

Zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Bereich von Weinheim bis Daxlanden sind in dem weiteren Trassenverlauf folgende Maßnahmen von TransnetBW umzusetzen, *sowie die betroffenen Anlagen zu verstärken:*

- M31: Weinheim – Daxlanden
- M32: Weinheim – G380 (Mannheim)
- M33: G380 (Mannheim) – Altlußheim
- M34: Altlußheim – Daxlanden

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M31	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		76	x	x	x	x	2023	2: im ROV/BFP
M32	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		17	x	x	x	x	2023	2: im ROV/BFP
M33	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22,5	x	x	x	x	2023	2: im ROV/BFP
M34	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	x	x	x	x	2023	2: im ROV/BFP
M60	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse, Stromkreisaufgabe/Umbeseilung	6	60	x	x	x	x	2024	2: im ROV/BFP



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Der Stromkreis der Maßnahme M31 zwischen Weinheim und Daxlanden wird zur Erfüllung der vertikalen Übertragungsaufgabe (vgl. Punktmaßnahme P179 Heidelberg-Nord) im Umspannwerk Rheinau zur Versorgung des nachgelagerten Verteilnetzbetreibers eingebunden. Die Maßnahme M31 erfährt durch die Einbindung in ihrer horizontalen Transportfunktion keine Beeinflussung.

Netzplanerische Begründung

Die neue Verbindung von Urberach über Weinheim bis Daxlanden reduziert Überlastungen auf der bestehenden Leitung von Urberach nach Bürstadt signifikant. Der beschriebene Netzausbau bedeutet eine deutliche Verstärkung der Nord-Süd-Achse südlich von Frankfurt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte für eine Teilstrecke der M60 durchgeführt werden. Die Verstärkung durch die Maßnahmen M60 erfolgt in den bestehenden Trassenräumen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte, in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten, vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme, wesentlich schlechter.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P47 ist in allen vorausgegangenen Netzentwicklungsplänen enthalten. Die Maßnahmen M60, M31, M32, M33, M34 wurden in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013, 2014 und 2030 (2017) bestätigt. Das Projekt ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 19).



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P47a: Netzausbau und -verstärkung in der Region Frankfurt – Karlsruhe

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M64: Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd:

Die bislang an das 220-kV-Netz angeschlossene Umspannanlage Farbwerke Höchst-Süd wird durch Zu- und Umbeseilung zwischen Kriftel und Pkt. Marxheim (Netzverstärkung) sowie durch Leitungsneubau in bestehender 110-kV-Trasse zwischen Pkt. Hattersheim und Farbwerke Höchst-Süd (Netzausbau) an das 380-kV-Netz in Kriftel angeschlossen (Netzverstärkung). Hierzu ist die Erweiterung der 380-kV-Anlage Kriftel (Netzverstärkung) und der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage mit 380/110-kV-Transformatoren in Farbwerke Höchst-Süd (Netzausbau) notwendig.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M64	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse, Stromkreisauflage/Umbeseilung		11	x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. A. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Zur Umsetzung der Maßnahme M60 Urberach – Pfungstadt – Weinheim des Projekts P47 wird die Anlage Urberach von 220 kV auf 380 kV umgestellt und erweitert werden. Aus naturschutzfachlichen Gründen müssen die zusätzlichen Schaltfelder in Urberach auf der entfallenden Fläche der 220-kV-Anlage errichtet werden. Durch die Umstellung der Anlage auf 380 kV entfällt die Anschlussmöglichkeit an das 220-kV-Netz in Urberach und der heutige Anschluss der Farbwerke Höchst-Süd kann nicht weiter aus dem 220-kV-Netz in Urberach versorgt werden.

Durch die oben beschriebenen räumlichen Bedingungen ist ein paralleler Betrieb von 220-kV-Anlage und 380-kV-Anlage in Urberach zur Versorgung der Farbwerke Höchst-Süd nicht möglich. Um die Versorgung der Farbwerke Höchst-Süd weiterhin sicherzustellen, muss die Umspannanlage Farbwerke-Höchst Süd an das naheliegende 380-kV-Netz in Kriftel vor dem Entfall der 220-kV-Netzebene in Urberach und der vollständigen Umsetzung von P47 angeschlossen werden. Neben der Versorgung des überregional bedeutsamen Industrieparks wird die Versorgung des unterlagerten Verteilnetzbetreibers dadurch sichergestellt. Ohne die Umsetzung von M64 ist eine Realisierung des Projekts P47 nicht möglich.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich bei der Übertragungstechnologie für eine Kombination aus dem AC-Netz mit einer Verstärkung durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Korridore als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) - ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen - vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M64 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. *Als Folge der Umsetzung von M64 wird zudem ein Trassenraum in der Länge von 25 km zurückgebaut und die Rauminanspruchnahme in der Region signifikant reduziert.*

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

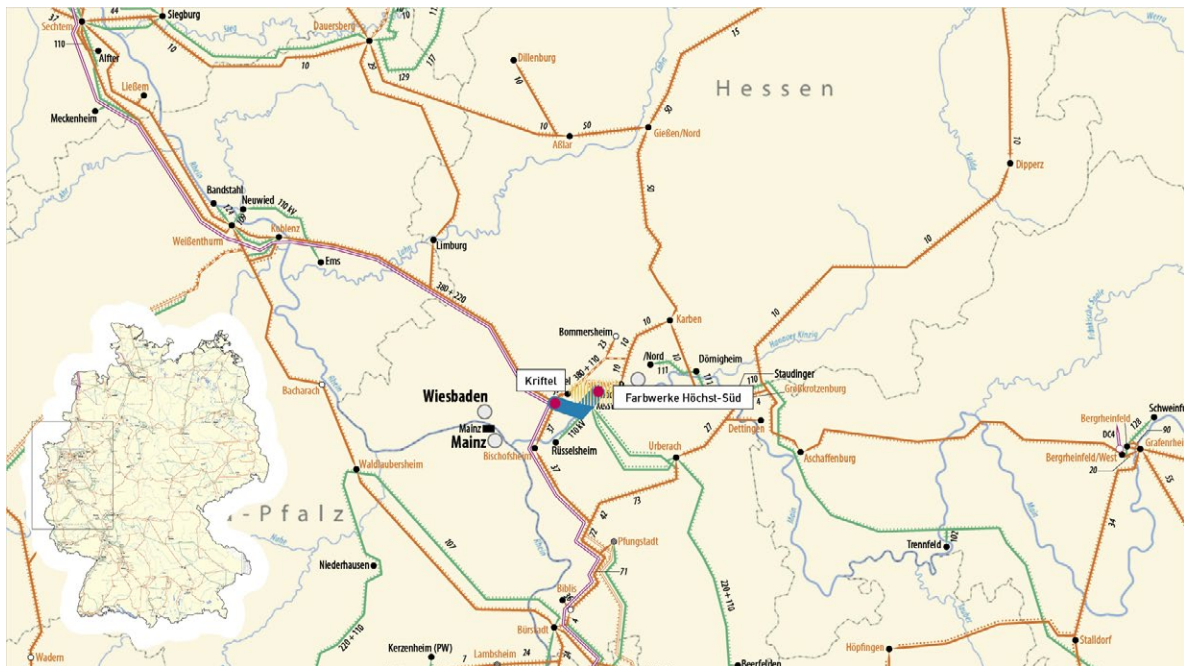
Das Projekt 47a steht im unmittelbaren Zusammenhang mit dem Projekt 47.

Die hier beschriebene Maßnahme wurde im NEP 2012 im Projekt P47 unter der Maßnahme M64 beschrieben. Die Maßnahme M64 wurde als Teil des Projekts 47 im NEP 2012 bestätigt.

In den Netzentwicklungsplänen 2013 und 2014 war die Maßnahme ebenfalls unter der Bezeichnung P47 M64 enthalten. Zudem wurde die mögliche Integration der Maßnahme in P42 M53 untersucht.

Im NEP 2025, NEP 2030 (2017) und im aktuellen NEP wird die Maßnahme unter P47a M64 geführt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P48: Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT, TransnetBW Nr. BBPlG 2015: 20
Nr. TYNDP 2018: 206.990

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern enthält folgende Maßnahmen:

- **M38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell**
Im Rahmen der Maßnahme ist eine Stromkreisauflage für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis Grafenrheinfeld – Kupferzell notwendig (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen Grafenrheinfeld und Kupferzell erforderlich (Netzverstärkung).
- **M38b: Punkt Rittershausen – Stalldorf – Kupferzell**
Im Rahmen der Maßnahme ist eine Verstärkung durch HTL-Umbeseilung des bestehenden Stromkreises zwischen dem Punkt Rittershausen, Stalldorf und Kupferzell vorgesehen (Netzverstärkung). Hierfür ist die Schaltanlage Kupferzell zu verstärken.
- **M39: Kupferzell – Großgartach**
Zwischen Großgartach und Kupferzell ist ein Leitungsneubau in bestehender Trasse zu realisieren (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Anlagen erforderlich. Die Umsetzung der Maßnahmen erfordert auch eine Verstärkung und teilweise einen Neubau der betroffenen Schaltanlagen Großgartach und Kupferzell innerhalb der bestehenden Umspannwerke.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M38a	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		110	x	x	x	x	2022/2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M38b	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		56	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M39	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		48	x	x	x	x	2022	2: im ROV/BFP



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Netzverstärkung ist notwendig, damit es nicht zu Überlastungen im genannten Bereich kommt. Bei Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten Baden-Württembergs. Weiterhin muss das Transportnetz zwischen Kupferzell und Großgartach verstärkt werden. Die Maßnahme ist u. a. auch notwendig, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe-Franken) aufnehmen zu können. Bei weiter steigender Windeinspeisung im unterlagerten Netz muss auch der neue Stromkreis Grafenrheinfeld – Kupferzell an das Umspannwerk in Stalldorf angebunden werden. Weiterhin sind Netzverstärkungsmaßnahmen in den bestehenden Anlagen notwendig, um die Leistung der Windkraftanlagen im Raum Hohenlohe-Franken ins 380-kV-Netz einzuspeisen. Ohne diese Maßnahmen wird die 380-kV-Leitung Grafenrheinfeld – Kupferzell bei Ausfall eines Stromkreises unzulässig überlastet.

Netzplanerische Begründung

Durch die Stromkreisaufgabe werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell genutzt. Auf dem bestehenden Gestänge zwischen Großgartach und Kupferzell ist es aus statischen Gründen nicht möglich, eine stärkere Beseilung aufzulegen. Deswegen erfolgt ein Neubau auf bestehender Trasse.

Die Netzverstärkung durch eine zusätzliche 380-kV-Stromkreisaufgabe zwischen Grafenrheinfeld und Kupferzell ist notwendig, damit es bei hohen Nord-Süd-Leistungsflüssen auf der Leitungssachse nicht zu unzulässigen Überlastungen kommt.

Die Leitung ist das einzige Bindeglied zwischen TenneT und TransnetBW für Leistungen aus den neuen Bundesländern von Altenfeld und Remptendorf über Redwitz und Grafenrheinfeld nach Baden-Württemberg. Auf dieser Leitungssachse können bereits heute schon hohe und teilweise sehr kritische Auslastungen auftreten, die Gegenmaßnahmen erfordern. Bei einem Verzicht auf diese Stromkreisaufgabe ist mit hohem Redispatchbedarf und damit hohen wiederkehrenden Kosten zu rechnen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M38a, M38b und M39 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.



Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A nicht jederzeit erreicht werden kann. Durch die Stromkreisauflage sowie die HTL-Umbeseilung werden die Möglichkeiten auf dem vorhandenen Gestänge von Grafenrheinfeld nach Kupferzell genutzt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Endpunkte der Leitungen liegen aufgrund der bestehenden 380-kV-Leitungsführung bereits vor. Sowohl in Grafenrheinfeld als auch in Kupferzell und Großgartach liegen bereits vermaschte Netzknoten vor, die zur Aufnahme und Weiterverteilung von Leistung gut geeignet sind. Auch die Leistung aus konventionellen Kraftwerken wird heute direkt in den Netzknoten Großgartach eingespeist. Die vorhandene Infrastruktur im Übertragungs- und Verteilernetz bietet somit keine anderweitigen sinnvollen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahmen M38a und M39 wurden im NEP 2012, im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und sind im Bundesbedarfsplan enthalten (Vorhaben Nr. 20).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P50: Netzverstärkung Schwäbische Alb

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPIG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Bereich Schwäbische Alb enthält folgende Maßnahmen:

- M366: Pulverdingen – Oberjettingen
Im Rahmen der Maßnahme ist ein neuer 380-kV-Stromkreis notwendig. Nach heutigem Kenntnisstand kann die Maßnahme größtenteils als Umbeseilung realisiert werden. In den betroffenen Schaltanlagen sind Erweiterungen notwendig.
- M41: Oberjettingen – Engstlatt
Zur weiteren Kapazitätserhöhung ist der Neubau eines weiteren 380-kV-Stromkreises notwendig. Hierzu muss ein Leitungsneubau in bestehender Trasse erfolgen. *Es sind Netzverstärkungen in den betroffenen Anlagen notwendig.*

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M366	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		45	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M41	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		34	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Projekt erhöht die Übertragungskapazität im Bereich Schwäbische Alb und stärkt die Verbindung in Richtung Süden in die Schweiz.

Netzplanerische Begründung

Ohne die genannten Maßnahmen kommt es zu Überlastungen der bestehenden Stromkreise Pulverdingen – Oberjettingen – Engstlatt sowie Oberjettingen – Engstlatt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M366 und M41 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

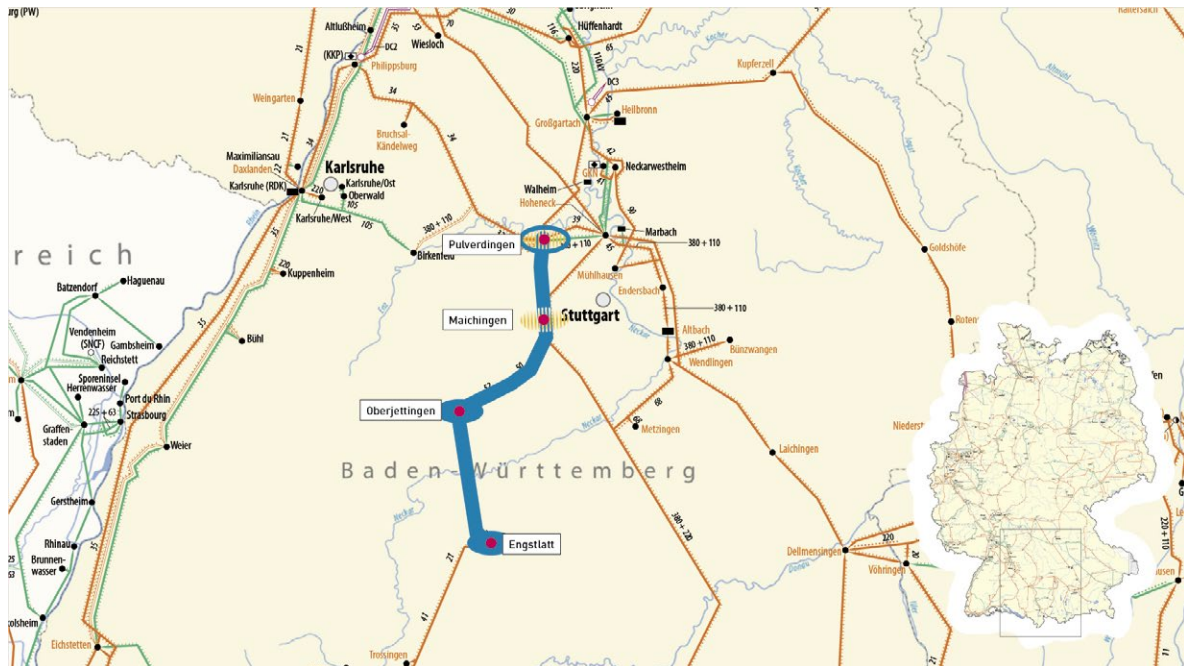
Die Endpunkte der Leitungen liegen aufgrund der bestehenden 380-kV-Leitungsführung bereits vor. Sowohl in Pulverdingen, Oberjettingen, als auch in Engstlatt liegt bereits ein vermaschter Netzknoten vor, der zur Aufnahme und Weiterverteilung von Leistung gut geeignet ist. Als zusätzlich benötigter Netzknoten zur Anbindung des Lastschwerpunktes im Raum Maichingen ist der Punkt Maichingen sehr gut geeignet, da dort wichtige 110-kV-Leitungen und die 380-kV-Trasse zusammenkommen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Maßnahme M41 wurde bereits im NEP 2012, NEP 2013, NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) identifiziert. Die Maßnahme M366 wurde bereits im NEP 2014 und NEP 2030(2017) identifiziert.

Die Maßnahmen M366 und M41 wurden im NEP 2030(2017) bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TransnetBW Nr. BBPLG 2015: 25, 40
Nr. TYNDP 2018: 322.1476

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen notwendig:

- M59: Herbertingen – Tiengen:
Zwischen Tiengen und Herbertingen wird eine neue 380-kV-Leitung in bestehender Trasse errichtet (Netzverstärkung). Dementsprechend ist eine Umstellung der Schaltanlage Tiengen und die Erweiterung des Umspannwerks Herbertingen erforderlich (Netzverstärkung).
- M94b Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT):
Zwischen dem Punkt Neuravensburg und der Bundesgrenze (AT) wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung).
- M95 Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen:
Zwischen dem Punkt Wullenstetten und dem Punkt Niederwangen wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Spannungsumstellung mit Stromkreisauflage/Umbeseilung erforderlich (Netzverstärkung). Hierdurch wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlage Dellmensingen ist zu erweitern (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M59	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		113		x	x	x	bis 2030	
M94b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	x	x	x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M95	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		88	x	x	x	x	2023	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.



Netzplanerische Begründung

Das 220-kV-Netz in diesem Bereich wird Zug um Zug zurückgebaut und dadurch geschwächt. Die Versorgungsaufgabe wird daher in diesem Bereich zukünftig vom 380-kV-Netz übernommen. Zur langfristigen Sicherstellung und Verbesserung der Versorgung des Hochrheingebietes ist die Anbindung von 220-kV-Umspannwerken an das 380-kV-Netz und damit eine Umstellung der Umspannung auf 380/110-kV notwendig.

Zudem wird die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet, insbesondere die der grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich, durch dieses Projekt wesentlich erweitert. Überlastungen auf den bestehenden Leitungen werden behoben und somit die Verbindung des deutschen und des österreichischen Übertragungsnetzes gestärkt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Die Maßnahmen M94b und M95 haben sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen. Die Maßnahme M59 hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Nach dem NOVA Grundsatz sind diese Maßnahmen entstanden. Die Verstärkung durch die Maßnahmen M59, M94b und M95 erfolgt in den bestehenden Trassenräumen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P52 mit den Maßnahmen M93, M95 und M94b wurde von der Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013, 2014, und 2030 (2017) bestätigt. Die Maßnahmen M93, M95 und M94b des Projekts werden im Bundesbedarfsplan aufgeführt (Vorhaben Nr. 24, 25, 40). Die Maßnahme M59 Herberdingen – Tieningen wurde erstmals im NEP 2012 identifiziert und war in den Netzentwicklungsplänen 2013, 2014 und 2025 enthalten.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P53: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Altheim

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: 41

Nr. TYNDP 2018: 206.688

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Altheim und enthält folgende Maßnahmen:

- **M54: Raitersaich – Ludersheim**
Von Raitersaich nach Ludersheim ist die Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vorgesehen (Netzverstärkung). Hierzu ist eine 380-kV-Schaltanlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren in Ludersheim neu zu errichten (Netzausbau). In Raitersaich ist die bestehende 380-kV-Schaltanlage zu verstärken und entsprechend der Last- und Rückspeiseprognose sind entsprechende Direktkuppeltransformatoren zum unterlagerten 110-kV-Netz zu errichten (Netzverstärkung).
- **M350: Ludersheim – Sittling – Altheim**
Von Ludersheim über Sittling nach Altheim wird die bestehende 220-kV-Leitung durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis abgelöst (Netzverstärkung). In Sittling wird ein 380/220-kV-Transformator in Betrieb genommen (Netzausbau). Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau je einer 380-kV-Schaltanlage in Ludersheim und Sittling vorzusehen (Netzausbau). Entsprechend der Last- und Rückspeiseprognose sind in den Umspannwerken Ludersheim und Sittling entsprechende Direktkuppeltransformatoren zum unterlagerten 110-kV-Netz zu errichten (Netzausbau). Das Umspannwerk Altheim ist in diesem Zusammenhang zu erweitern (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u.a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M54	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	x	x	x	x	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M350	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		99	x	x	x	x	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien ist die bestehende Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Ohne die Netzverstärkung werden die Leitungen Irsching – Ottenhofen bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises, sowie die 220-kV-Leitung von Sittling nach Altheim bei Ausfall eines parallelen Stromkreises überlastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M54 und M350 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass bei M54 und M350 die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A pro Stromkreis weder durch FLM noch durch HTL-Auflage erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden. Dadurch kann sogar eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A erzielt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Das Projekt stellt eine Alternative zum früher verfolgten Projekt P54 (Irsching – Zolling – Ottenhofen) dar. Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013, 2014, 2025 und 2030 (2017) als notwendig identifiziert. Im Rahmen des NEP 2014 sowie des NEP 2030 (2017) wurde das Projekt mit den Maßnahmen M54 und M350 von der BNetzA bestätigt. Es ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 41).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P72: Netzverstärkung und -ausbau von Kreis Segeberg über Lübeck nach Göhl und Siems (Ostküstenleitung)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: 209.935

Nr. BBPlG 2015: 42

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins sowie von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält folgende Maßnahmen:

- **M50: Kreis Segeberg – Lübeck**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer 380-kV-Leitung mit zwei Systemen in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Lübeck und Hamburg/Nord (Kreis Segeberg) notwendig (Netzverstärkung). Die 220-kV-Leitung wird anschließend zurückgebaut. In Kreis Segeberg sowie in Lübeck ist jeweils der Neubau einer 380-kV-Schaltanlage notwendig (Netzausbau). Die bestehenden 220/110-kV-Transformatoren im Hamburg/Nord werden durch neue 380/110-kV-Transformatoren in Kreis Segeberg ersetzt. Die bestehende 220-kV-Schaltanlage in Hamburg/Nord wird langfristig abgelöst.
- **M49: Lübeck – Siems**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Verstärkung der Verbindung zwischen Lübeck und Siems vorgesehen. Die bestehende 380-kV-Schaltanlage Siems wird mit der neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage in Lübeck durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Systemen verbunden (Netzverstärkung). Das bestehende 220-kV-Erdkabel wird anschließend zurückgebaut. Die Schaltanlagen in Siems und Lübeck sind zu verstärken (Netzverstärkung).
- **M351: Lübeck – Göhl**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist der Bau einer neuen 380-kV-Leitung zwischen Lübeck und Göhl vorgesehen (Netzausbau). In Göhl ist eine 380-kV-Schaltanlage neu zu errichten (Netzausbau), die Schaltanlage in Lübeck ist zu verstärken (Netzverstärkung).

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u.a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Das Projekt ist ein Drehstrom-Pilotprojekt mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/ostkuestenleitung/>



M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M50	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	x	x	x	x	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
M49	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12	x	x	x	x	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG
M351	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	65		x	x	x	x	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung einschließlich NOVA-Prüfung

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im östlichen Teil Schleswig-Holsteins sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und nicht zukunftsorientiert. Bei Ausfall des einsystemigen 220-kV-Erdkabels zwischen Siems und Lübeck muss Leistung, die von Schweden über das Baltic Cable am Umspannwerk Herrenwyk in das deutsche Netz eingespeist wird, durch das unterlagerte 110-kV-Netz transportiert werden. Bei umgekehrter Fahrweise des Baltic Cable muss in dieser Situation die Leistung aus dem 110-kV-Netz bereitgestellt werden. Auslösungen aufgrund von Überlastungen im 110-kV-Netz werden heute über eine Reduzierung der Austauschleistung mit Schweden via Baltic Cable mittels EPC (Emergency Power Control) automatisch vermieden.

Errichtet man den Leitungsabschnitt zwischen Siems und Lübeck mit einer Nennspannung von 380 kV, anstatt die bereits vorhandene 220-kV-Struktur zu verstärken, und eine neue 380-kV-Leitung zwischen Lübeck und Göhl, ist der Leistungstransport für das Baltic Cable selbst im (n-1)-Fall über einen 380-kV-Stromkreis sichergestellt, ohne dass es zu einem massiven Leistungsfluss ins oder aus dem 110-kV-Netz kommt. Darüber hinaus ist die aktuell vorhandene 220-kV-Netzstruktur ohne die im Zuge der von M50 abzulösenden 220-kV-Infrastruktur nicht mehr (n-1)-sicher.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M49, M50 und M351 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.



Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit auf der 220-kV-Spannungsebene auch durch HTL-Umbeseilung nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die bestehenden 220-kV-Leitungen durch 380-kV-Leitungen abgelöst werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

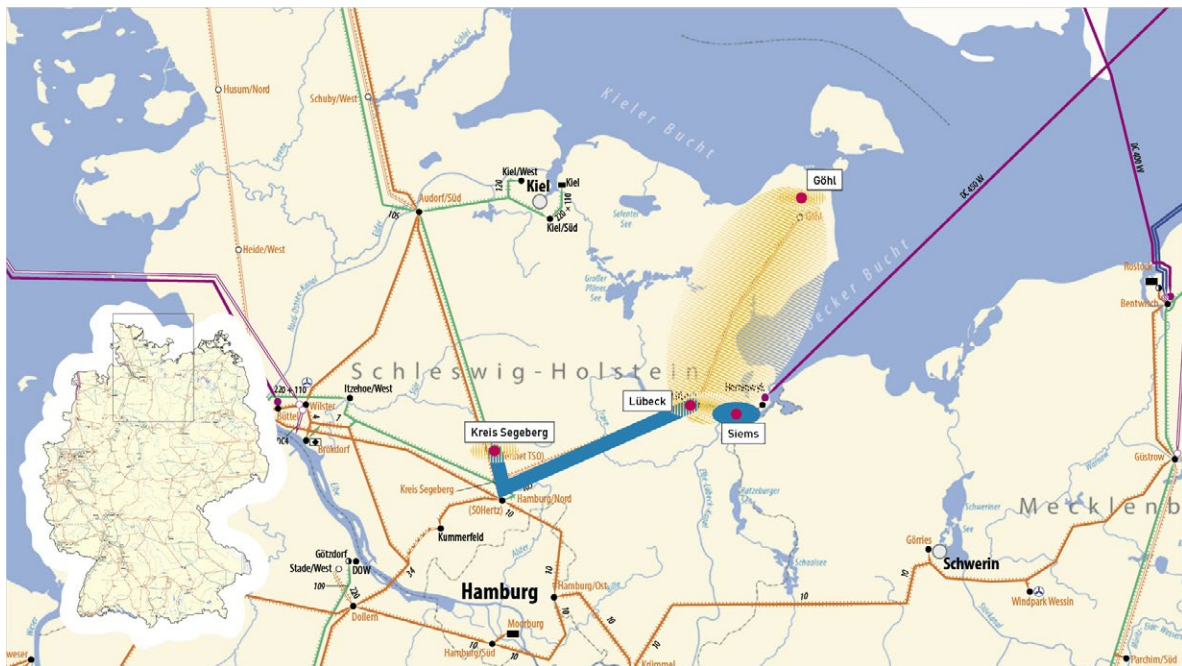
Die hier vorgesehene Netzstruktur stellt eine Verbindung von Lübeck nach Siems und von Lübeck nach Göhl dar, was die Einführung von vier Stromkreisen in das Umspannwerk Lübeck erforderlich macht. Unter Berücksichtigung der geplanten Teilerdverkabelung der Strecke Lübeck – Göhl ist diese ursprüngliche Struktur volkswirtschaftlich effizienter als die im NEP 2025 verfolgte faktische Einschleifung des UW Siems in die Leitung Lübeck – Göhl.

Die Neuerrichtung einer 380-kV-Schaltanlage im Kreis Segeberg – idealerweise auf der Achse der neuen 380-kV-Leitung Audorf – Hamburg/Nord – wird notwendig durch die Umstellung der 220-kV-Leitung Hamburg/Nord – Lübeck auf 380 kV. Die Umstellung der bestehenden 220-kV-Schaltanlage Hamburg/Nord auf 380 kV am gleichen Standort ist aus technischer Sicht nicht machbar. Die bestehende Schaltanlage liegt in einem dicht besiedelten Gebiet, sodass ein Neubau oder Erweiterung auf erhebliche Raumwiderstände treffen würde und insofern nicht realisierbar ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 42).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P74: Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: 47.689

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Bayerisch Schwaben. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M96: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)

Zwischen der 380-kV-Anlage Vöhringen und der 380-kV-Anlage Leupolz wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Spannungsumstellung mit Stromkreisauflage/Umbeseilung erforderlich und zwischen der Anlage Leupolz und der Grenze zu Österreich (Punkt Bundesgrenze (AT)) wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung). Hierdurch wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert. Die 380-kV-Schaltanlagen Vöhringen und Leupolz sind zu erweitern (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M96	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse, Stromkreisauflage/Umbeseilung		110	x	x	x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet und insbesondere die grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich werden durch dieses Projekt wesentlich erweitert, Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben und somit die Verbindung des deutschen mit dem österreichischen Transportnetz gestärkt. Die Netzverstärkungen wurden mit den betroffenen Netzbetreibern (VNB, ÜNB) bereits weitgehend abgestimmt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahme M96 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P74 mit der Maßnahme M96 wurde von der Bundesnetzagentur in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P84: Netzverstärkung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2018: 965 (RgIP), 966 (RgIP)

Nr. BBPIG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und Hamburg.

- M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost
 Von Hamburg/Nord nach Hamburg/Ost wird die bestehende 380-kV-Leitung durch eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen verstärkt.
- M368: Hamburg/Ost – Krümmel
 Als Netzverstärkung von Hamburg/Ost nach Krümmel wird anstelle der bestehenden 380-kV-Freileitung ein 380-kV-Leitungsneubau mit vier Stromkreisen (Hochstrombeseilung) in der bestehenden Trasse errichtet. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Hamburg/Ost und Krümmel zu erweitern. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M367	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		31	x	x	x	x	2030	
M368	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Nordraum der Regelzone der 50Hertz, insbesondere für den Nord-Süd-Transport erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein, zu leisten. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung aus dem Raum Hamburg muss die Verbindung vor allem die stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aus dem Raum Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern aufnehmen.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitungsverbindung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel ist für



die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die Netzverstärkung im bestehenden Trassenraum wird die 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost bzw. Hamburg/Ost – Krümmel bei Ausfall eines der genannten Stromkreise der jeweiligen Leitungen unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M367 und M368 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Das Potenzial der Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring reicht zur Behebung des Engpasses auf der bestehenden 380-kV-Leitung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost nicht aus.

Die bestehende 380-kV-Leitung Hamburg/Ost – Krümmel kann bereits heute maximal 2.400 MVA pro Stromkreis übertragen. Vor dem Hintergrund der geplanten HGÜ-Verbindungen nordwestlich von Hamburg sind diese Übertragungskapazitäten jedoch nicht ausreichend. Zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost kann die bestehende Infrastruktur für eine Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen genutzt und so die Inanspruchnahme einer zusätzlichen Trasse vermieden werden (M367). Zwischen Hamburg/Ost und Krümmel kann die bestehende Trasse für eine Netzverstärkung mittels Neubau einer 380-kV-Leitung mit vier Stromkreisen (Hochstrombeseilung) genutzt werden (M368).

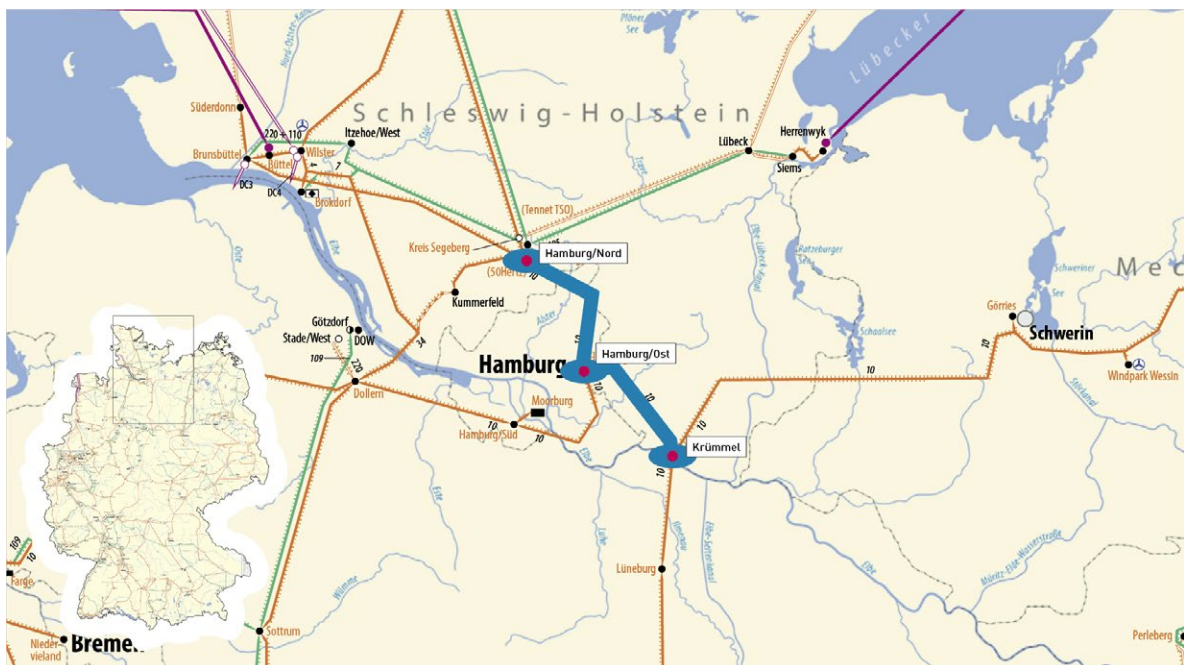


Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Alternative 380-kV-Neuleitungen wurden aufgrund des daraus resultierenden zusätzlichen Raumbedarfs im Ballungsraum Hamburg nicht erwogen. Den wesentlichen Einfluss auf die 380-kV-Leitungen Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel besitzen letztlich die geplanten HGÜ-Verbindungen im Großraum Hamburg/Schleswig-Holstein, welche unter anderem die Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aus dem Raum Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern in den Süden der Bundesrepublik transportieren sollen. Eine genauere Untersuchung der HGÜ-Standorte im Großraum Hamburg/Schleswig-Holstein und deren resultierende Wirkung auf die 380-kV-Verbindung Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Krümmel sollte daher Gegenstand weiterer Optimierungen sein.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 84 mit der Maßnahme 367 und 368 wurde bereits im NEP 2013, NEP 2014, NEP 2025 sowie im NEP 2030 (2017) identifiziert, jedoch noch nicht von der BNetzA bestätigt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P112: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: 32

Nr. TYNDP 2018: 187.997

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt ist gekoppelt mit dem Projekt 67, das die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich erhöhen soll. Das Projekt 112 enthält folgende Maßnahmen:

- **M201: Netzverstärkung zwischen Pleinting und St. Peter**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis in der Trasse der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Pleinting und St. Peter (Österreich) vorgesehen (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Pleinting wird mit einer Doppelleitung direkt in St. Peter angeschlossen. In Pleinting müssen die 380-kV-Schaltanlage verstärkt und 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt werden (Netzausbau).
- **M212: Abzweig Pirach**
Das Umspannwerk Pirach ist derzeit über einen 220-kV-Abzweig an die 220-kV-Leitung Pleinting – St. Peter angeschlossen. Dieser Abzweig wird teilweise auf der bestehenden 220-kV-Leitung Altheim – St. Peter mitgeführt. Durch die Notwendigkeit von M201 entfällt zwangsläufig die Anbindung von Pirach in 220 kV, deswegen muss die Versorgung anderweitig sichergestellt werden. Im Rahmen der hier beschriebenen Maßnahme soll die Schaltanlage Pirach auf 380 kV umgestellt und in die Leitung von Altheim nach St. Peter (siehe P67) eingeschleift werden. Hierfür muss zwischen der 380-kV-Schaltanlage Pirach und der 380-kV-Leitung Altheim – St. Peter die bestehende 220-kV-Netzstruktur auf 380 kV *mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A* umgestellt werden (Netzverstärkung). In Pirach müssen neben einer 380-kV-Schaltanlage zusätzlich 380/110-kV-Transformatoren neu errichtet werden (Netzausbau).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei sind Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung möglich, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um u.a. dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M201	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		43	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M212	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		27	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Region um Pleinting zeichnet sich durch eine hohe installierte PV-Leistung und verhältnismäßig geringe Last aus. Die bestehende 220-kV-Struktur ist bei hoher Rückspeisung aus dem unterlagerten Netz (beispielsweise durch starke PV-Einspeisung) bereits im Grundfall deutlich überlastet und muss insofern durch einen Neubau einer 380-kV-Doppelleitung abgelöst werden. Die Errichtung der 380-kV-Leitung ist ein Projekt in Zusammenarbeit mit Austrian Power Grid (APG). TenneT errichtet den Teilabschnitt bis zur österreichischen Grenze.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M201 und M212 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse neu gebaut werden. Dadurch kann sogar eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A erzielt werden.

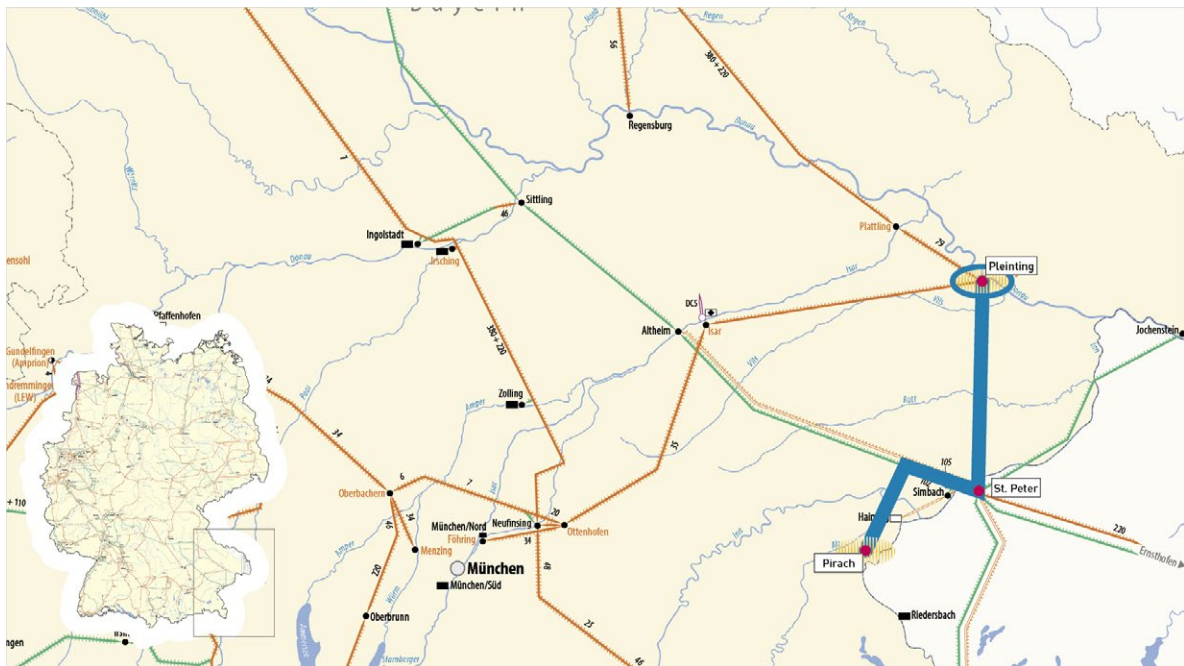
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Da auch im Projekt P67 die bestehenden 220-kV-Leitungen durch leistungsstärkere 380-kV-Leitungen ersetzt werden, stehen in der Region keine alternativ zu untersuchenden Leitungen bzw. Netzverknüpfungspunkte mehr zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P112 wurde im NEP 2013 erstmals identifiziert, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 32).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P113: Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Krümmel und Wahle und enthält folgende Maßnahmen:

- **M202a: Krümmel – Lüneburg – Stadorf**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Verstärkung der vorhandenen 380-kV-Leitung von Krümmel nach Stadorf durch HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Ziel ist die Erhöhung der Stromtragfähigkeit auf 4.000 A. Darüber hinaus sind die Schaltanlagen in Krümmel und Stadorf zu verstärken und die 380-kV-Schaltanlage in Lüneburg zu erneuern und voll einzuschleifen (Netzverstärkung).
- **M203: Stadorf – Wahle**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Verstärkung der vorhandenen 380-kV-Leitung von Stadorf nach Wahle durch HTL-Umbeseilung vorgesehen (Netzverstärkung). Ziel ist die Erhöhung der Stromtragfähigkeit auf 4.000 A. Weiterhin ist die Schaltanlage in Wahle zu verstärken (Netzverstärkung).
- **M519: Ad-hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadorf - Wahle**
Das Ziel dieser Maßnahme ist die Optimierung bzw. Verbesserung der Nutzung des vorhandenen 380-kV-Übertragungsnetzes zwischen Hamburg und Hannover. Ad-hoc-Maßnahmen 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 fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP. Hierzu wird eine Thyristor gesteuerte Serienkompensationsanlage in Stadorf errichtet (Netzoptimierung) und die Schaltanlage in Stadorf verstärkt (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M202a	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		53	x	x	x	x	2030	
M203	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		86	x	x	x	x	2030	
M519	Anlage	Netzoptimierung: horizontal, Serienkompensation			x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die Leitung Krümmel – Lüneburg – Stadorf – Wahle stellt einen wesentlichen Transportkanal in Nord-Süd-Richtung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen dar. Bei Ausfall eines Stromkreises wird der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Die Stromtragfähigkeit ist somit zu erhöhen.

Um aktuell Leistung aus dem Netzgebiet Schleswig-Holstein/Hamburg in südliche Richtung abzuführen, muss diese über die 380-kV-Leitungen Dollern – Landesbergen, Krümmel – Wahle oder Krümmel – Görries fließen. Wegen der unterschiedlichen Impedanzen (Blindwiderstände) dieser Leitungen verteilt sich die Leistung ungleich auf die Stromkreise. Wegen der relativ hohen Impedanz der Leitung Krümmel – Wahle bleiben thermische Kapazitäten ungenutzt, während die anderen Leitungen bereits heute an ihrer Belastungsgrenze betrieben werden. Der Einbau von je einer Serienkompensationsanlage (TCSC) in die beiden Stromkreise zwischen Stadorf und Wahle verringert die Impedanz der Stromkreise. Hierdurch steigen die Lastflüsse auf dieser Leitung und die Leitung übernimmt eine höhere Transportaufgabe.

Die parallelen Leitungen Krümmel – Görries sowie Dollern – Landesbergen werden entsprechend entlastet. Der Vorteil dieser Lösung besteht darin, dass die gegenüber der westlicher liegenden 380-kV-Leitung Dollern – Landesbergen höhere Auslastbarkeit der Verbindung Krümmel – Lüneburg - Stadorf – Wahle nutzbar wird. Hierdurch ergibt sich eine Reduktion des Redispatch-Bedarfs zwischen Schleswig-Holstein und Hessen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetzen als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M202a und M203 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen. Die Erforderlichkeit von M519 wurde anhand des Szenarios B 2025 nachgewiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A mit den vorhandenen Leiterseilen nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist es dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich, die Freileitung mit 4.000 A zu betreiben.



Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. In der Region sind keine weiteren Bestandsleitungen zwischen den Räumen östlich von Hamburg und östlich von Hannover vorhanden, deren Ertüchtigung alternativ hätte geprüft werden können. Auf den parallelen Nord-Süd-Achsen Dollern – Landesbergen (P24) und Güstrow – Wolmirstedt (P34) werden ebenfalls Netzverstärkungen benötigt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P113 wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2013, 2025 und 2030 (2017) identifiziert, aber bisher nicht von der BNetzA bestätigt. Die Maßnahme P113 M519 wurde von der BNetzA im Zuge des NEP 2030 (2017) als Ad-hoc-Maßnahme bestätigt.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P116: Netzverstärkung zwischen Dollern und Ovenstädt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPIG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Dollern und Ovenstädt und enthält folgende Maßnahmen:

- **M206: Dollern – Punkt Landesbergen**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Dollern über Mehringen zum Punkt Landesbergen vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit auf 4.000 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür sind die Schaltanlagen in Dollern sowie die im Rahmen von P24 neu zu errichtende Schaltanlage in Mehringen zu verstärken (Netzverstärkung).
- **M494: Punkt Landesbergen - Ovenstädt**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen dem Punkt Landesbergen und Ovenstädt vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit auf 4.000 A zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür ist die Schaltanlage in Ovenstädt zu verstärken (Netzverstärkung).

Es ist geplant, die neue 380 kV-Leitung von Dollern an Sottrum und Landesbergen vorbei nach Ovenstädt zu führen. Das Projekt steht im Zusammenhang mit der Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung Stade – Landesbergen (siehe P24).

Im Zuge des Projektes sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M206	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		132			x	x	2030	
M494	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		26			x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die bestehende 380-kV-Leitung von Dollern über Landesbergen nach Ovenstädt ist ein wesentlicher Transportkanal von Nord nach Süd. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte



betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination aus AC-Netz und Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M206 und M494 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A pro Stromkreis nicht dauerhaft erreicht werden kann. Eine Anwendung von HTL ist nicht möglich, da es aufgrund der Geometrie der Leiterbündel zu einer unzulässigen Lärmemission kommt. Aus diesem Grund muss die Leitung in bestehender Trasse neu gebaut werden. Dadurch kann eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A erzielt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Die nahezu parallel verlaufende 220-kV- Leitung Sottrum - Landesbergen wird bereits im Rahmen von P24 (Stade - Dollern - Landesbergen) verstärkt und steht insofern als Alternative nicht mehr zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P116 wurde bereits im NEP 2013, im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) identifiziert, von der BNetzA bisher jedoch nicht bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P118: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: 43

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M207: Netzverstärkung zwischen Borken und Mecklar
Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden zweisystemigen 380-kV-Leitung zwischen Borken und Mecklar auf eine Stromtragfähigkeit von 3.600 A unter Nutzung des Freileitungsmonitorings vorgesehen (Netzverstärkung). Eine Umbeseilung mit HTL ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – auf einem 33 km langen Teilabschnitt grundsätzlich möglich. Gemäß Planfeststellungsbeschluss für das Startnetz-Projekt TTG-006 (Wahle – Mecklar) sollen auf dem restlichen Teilabschnitt von ca. 8 km Länge die Leitungen M207 Borken – Mecklar und Wahle – Mecklar parallel auf einem gemeinsamen Leitungsgestänge geführt werden. Nach diesem Abschnitt werden die beiden Leitungen wieder separat geführt. Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Borken und Mecklar verstärkt werden (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Eine Inbetriebnahme im Jahr 2022 ist grundsätzlich möglich, wenn eine HTL-Umbeseilung mit verkürztem bzw. vereinfachtem Genehmigungsverfahren möglich ist.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M207	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		41	x	x	x	x	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BlmSchG

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

An den Netzverknüpfungspunkten Borken und Mecklar verlaufen jeweils wichtige Transportkanäle von Nord nach Süd. Durch das Projekt P118 wird ein besserer Leistungsausgleich zwischen den beiden Trassen gewährleistet. Bei Ausfall eines Stromkreises der Leitung Borken – Mecklar ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden. Dadurch trägt das Projekt zu einem verbesserten Stromtransport für das gesteigerte Aufkommen an erneuerbaren Energien bei und sorgt somit für eine bessere Integration der erneuerbaren Energien.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M207 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL auf einem 33 km langen Teilabschnitt ist es dagegen möglich, die Freileitung mit FLM mit bis zu 4.000 A zu betreiben. Hierfür sind einige bauliche Anpassungen notwendig. Aus genehmigungsrechtlichen Gründen ist für den restlichen Teilabschnitt von ca. 8 km Länge eine parallele Leitungsführung mit der Leitung Wahle – Mecklar (Startnetz-Projekt TTG-006) auf einem Gestänge vorgesehen.

Durch die gemeinsame Führung der beiden Leitungen auf einem Gestänge können außerdem zwei kostenintensive Leitungskreuzungen der beiden Projekte verhindert werden.

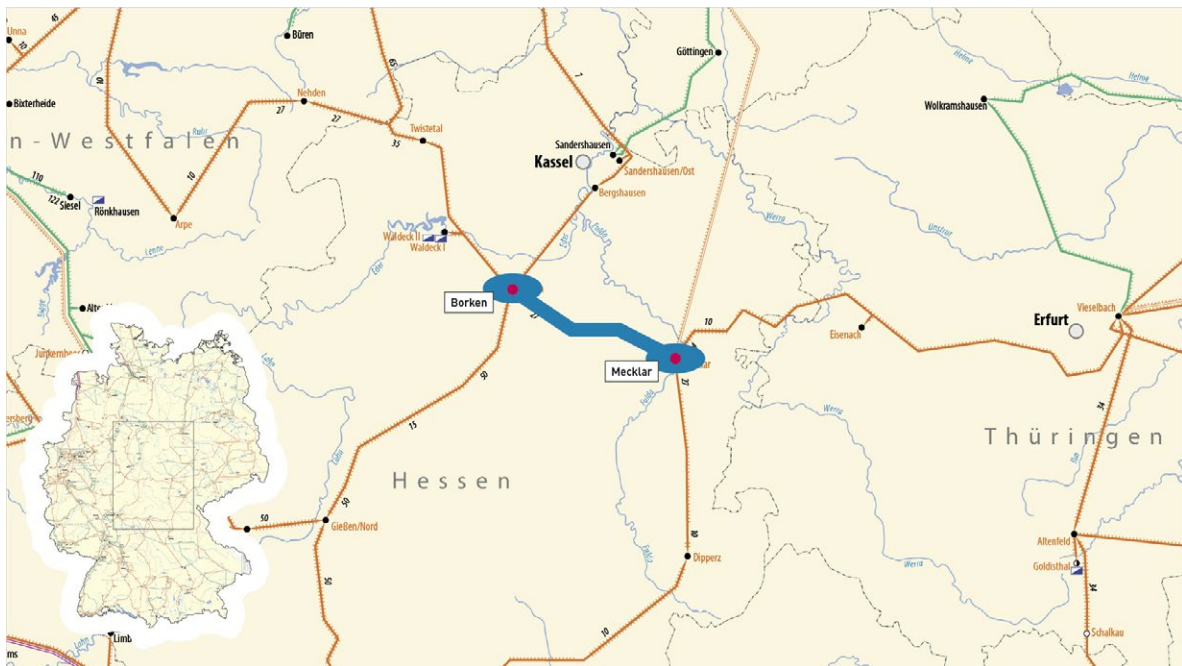
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen, die durch die geplante HTL-Umbeseilung recht zügig umgesetzt werden kann.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P118 wurde im NEP 2013 erstmals als erforderlich identifiziert und im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt. Es ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 43).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P124: Netzverstärkung: Wolmirstedt – Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: 1067 (RgIP)

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt.

- M209a: Wolmirstedt – Klostermansfeld**
 Von Wolmirstedt wird über den geplanten Standort Schwanebeck nach Klostermansfeld die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung (zwei Stromkreise) in der bestehenden Trasse verstärkt. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Hierzu sind, neben dem o. g. 380-kV-Anlagen-Neubau Schwanebeck, die 380-kV-Anlagen in Wolmirstedt und Klostermansfeld entsprechend zu verstärken.
- M209b: Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt**
 Von Klostermansfeld wird über den neuen Standort im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen (nachfolgend und im Begleitdokument Punktmaßnahmen „Querfurt“ als Arbeitstitel genannt) nach Lauchstädt die bestehende 380-kV-Freileitung durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung (zwei Stromkreise) in der bestehenden Trasse verstärkt. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Hierzu sind, neben dem o. g. 380-kV-Anlagen-Neubau Querfurt, die 380-kV-Anlagen Klostermansfeld und Lauchstädt entsprechend zu erweitern bzw. zu verstärken (u. a. siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M209a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		117	x	x	x	x	2030	
M209b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		39	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Lauchstädt besitzt derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 1.660 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd ist diese 380-kV-Leitung bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Gemäß Szenariorahmen ist über das Umspannwerk Klostermansfeld sowie über die geplanten Umspannwerke Schwanebeck und Querfurt eine Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) von ca. 1.400 MW in B 2030 angeschlossen.



Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Lauchstädt ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die 380-kV-Netzverstärkung in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Lauchstädt bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Sachsen-Anhalt zu leisten. Die 380-kV-Leitung von Wolmirstedt über Klostermansfeld und Schraplau/Obhausen nach Lauchstädt dient insbesondere dem EE-Ferntransport aus dem Raum Sachsen-Anhalt in den Süden der Bundesrepublik.

Zusammen mit dem Projekt P150 und dessen neuem Netzverknüpfungspunkt im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen (Arbeitstitel: Querfurt) stärkt die P124 die Vermaschung und damit die horizontale Übertragungsfähigkeit in der südwestlichen Netzregion von 50Hertz.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M209a und M209b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Lauchstädt jedoch aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet.

Eine Entlastung der 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Lauchstädt durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Klostermansfeld) ist nicht möglich. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

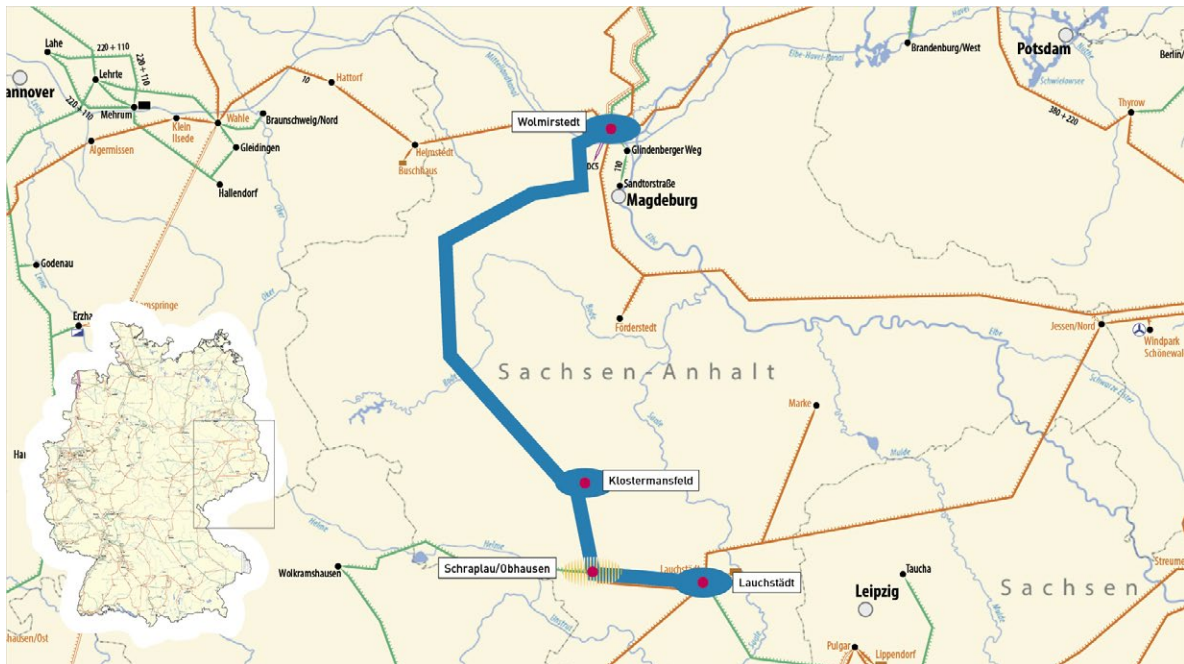
Prüfung alternativer Netzausbaumaßnahmen

Zu den Maßnahmen sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd keine parallelen 380-kV-Verbindungen vorhanden sind.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 124 M209a wurde erstmalig im NEP 2030 (2019) identifiziert. Das Projekt 124 M209b wurde stetig seit dem NEP 2013 identifiziert, jedoch noch nicht von der BNetzA bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P150: Netzverstärkung Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen – Vieselbach

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: 44

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und Thüringen *sowie der Verstärkung der Netzinfrastruktur in der Region Nordthüringen/Südharz. Mit der mittelfristig notwendigen Netzstrukturänderung von 220 kV auf 380 kV erhöhen sich zudem die Potenziale der vertikalen Übertragungskapazität (Umspannwerk(e) mit 380/110-kV-Transformatoren) zur Sicherung der infrastrukturellen und wirtschaftlichen Entwicklungsfähigkeit der Region.*

Das Projekt wurde erstmalig im NEP 2014 als P150: Netzverstärkung Lauchstädt – Vieselbach mit der Maßnahme M352: Lauchstädt – Wolkramshausen – Vieselbach ausgewiesen und von der BNetzA bestätigt.

Im NEP 2025 und im NEP 2030 (2017) wurde das Projekt aus organisatorischen Gründen in zwei Teilprojekte aufgeteilt, die Projekte P150 und P224: Netzverstärkung Wolkramshausen – Ebeleben – Vieselbach (M463). Im NEP 2025 wurde im Ergebnis der Netzanalysen, unter Berücksichtigung der Einbindung des geplanten Umspannwerks (UW) Querfurt, u. a. das Projekt P150 modifiziert und die notwendige Netzverstärkung auf den Abschnitt Querfurt – Wolkramshausen als P150/M352a präzisiert (ehemals Abschnitt Lauchstädt – Wolkramshausen der P150/M352 im NEP 2014). Im vorliegenden NEP 2030 (2019) werden die v. g. Teilprojekte zur besseren Nachvollziehbarkeit wieder zusammengeführt sowie konsequenterweise auch im Titel auf den geplanten Netzverknüpfungspunkt im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen angepasst.

Das geplante Umspannwerk im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen (nachfolgend und im Begleitdokument Punktmaßnahmen „Querfurt“ als Arbeitstitel genannt) als präzisierter Startpunkt des Projekts ist erforderlich, da im Einzugsgebiet des UW ein deutlicher regionaler Zuwachs an Erneuerbaren Energien (EE), insbesondere von Windenergie, bereits besteht und weiterhin erwartet wird. Die Einspeisungen aus EE können damit aus dem unterlagerten Verteilnetz aufgenommen und über das Höchstspannungsnetz zu den Lastschwerpunkten abtransportiert werden.

Außerdem wurde, u. a. im Zusammenhang mit dem aktuellen Projekt P150, das Projekt P124 mit den Maßnahmen M209a Wolmirstedt – Klostermansfeld und M209b Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt im NEP 2030 (2019) als notwendige Netzverstärkung identifiziert und im betreffenden Steckbrief beschrieben.

- M352a: Schraplau/Obhausen – Wolkramshausen

Von Schraplau/Obhausen nach Wolkramshausen wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Die geplante 380-kV-Anlage Querfurt (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen) umfasst u. a. auch den Leitungsanschluss und einen 380/220-kV-Netzkuppeltransformator. Die 220-kV-Anlage Wolkramshausen inkl. 220/110-kV-Transformation am Standort ist mittels 380-kV-Neubau inkl. 380/110-kV-Transformation auf 380 kV umzustellen und ein 380/220-kV-Netzkuppeltransformator zu errichten (M352 TR2). Der Netzkuppeltransformator in Wolkramshausen wird bauablaufbedingt temporär benötigt, da die Maßnahmen



M352a und M463 zeitlich nacheinander realisiert werden und während der Umbauphase die Versorgung des verbleibenden 220-kV-Teilstücks sichergestellt werden muss.

- **M352b: 380-kV-Serienkompensation Wolframshausen**
In Wolframshausen ist eine 380-kV-Serienkompensation zu errichten, um die deutlich größere Leitungslänge bzw. Leitungsimpedanz der 380-kV-Verbindung Lauchstädt – Schraplau/Obhausen – Wolframshausen – Vieselbach an die der „direkten“ und kürzeren Leitungsverbindung Lauchstädt – Vieselbach elektrisch anzugleichen. Damit kann der Leistungsfluss auf beiden Verbindungen vergleichmäßig werden.
- **M463: Wolframshausen – Vieselbach**
Von Wolframshausen nach Vieselbach wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung in der bestehenden 220-kV-Trasse errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.

Die o. g. 380-kV-Anlagen Vieselbach und Wolframshausen sind entsprechend zu erweitern. Für das im NEP 2030 (2017) im Leitungszug Wolframshausen – Vieselbach genannte, geplante UW Ebeleben entfällt im Prognosezeitraum des aktuellen NEP der netztechnische Bedarf zum vertikalen Netzausbau.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M352a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		71	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M352b	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			x	x	x	x	2030	
M352 TR2	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			x	x	x	x	2030	
M463	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		66	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Die 220-kV-Leitungen von Eula nach Wolframshausen besitzen derzeit eine Übertragungskapazität von ca. 410 MVA und die von Wolframshausen nach Vieselbach von ca. 710 MVA pro 220-kV-Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest und der Rückspeisung von Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) aus den nachgelagerten Verteilungsnetzen sind diese 220-kV-Leitungen im Bereich Wolframshausen – Vieselbach bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Gleiches trifft auf die in der Netzregion parallel verlaufende 380-kV-Hochstromleitung Lauchstädt – Vieselbach (1. Abschnitt der Südwest-Kuppelleitung) zu. Diese besitzt eine Übertragungsfähigkeit von ca. 2.400 MVA pro Stromkreis.

Die bestehende(n) 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach und insbesondere die 220-kV-Leitungen Eula – Wolframshausen – Vieselbach besitzen somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben insgesamt eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität müssen folglich die 220-kV-



Leitungen im Abschnitt Schraplau/Obhausen – Wolframshausen (M352a) und Wolframshausen – Vieselbach (M463) als 380-kV-Leitungen neu errichtet werden. Ohne den v. g. Neubau in bestehender Trasse (Netzverstärkung) wird die bestehende 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Achse Schraplau/Obhausen – Wolframshausen – Vieselbach, netztechnisch wirksam ergänzt um die Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung Klostermansfeld – Lauchstädt, hier im neuen Teilstück Schraplau/Obhausen – Lauchstädt (P124/M209b), einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und Thüringen *sowie der vertikalen Übertragungskapazität in der Region Nordthüringen/Südharz* zu leisten. Die geplante 380-kV-Leitung von Schraplau/Obhausen über Wolframshausen nach Vieselbach dient insbesondere dem EE-Ferntransport aus Sachsen-Anhalt und Thüringen in den Süden der Bundesrepublik.

Zur Sicherung der Übertragungs- und Versorgungsaufgaben im verbleibenden 220-kV-Netzbereich von – heute noch Wolframshausen über das aktuell nicht mehr eingebundene – Lauchstädt in Richtung Eula ist am 220-kV-seitig wieder einzubindenden Standort Lauchstädt ein 380/220-kV-Netzkuppeltransformator als Schräggregler erforderlich, so dass über die dann verbleibende 220-kV-Verbindung Lauchstädt – Eula eine Besicherung der 220-kV-Netzregion Leipzig/Chemnitz bis zu deren perspektivischer 380-kV-Netzstrukturänderung erfolgt.

Auch im Zusammenhang mit dem hier beschriebenen Projekt P150 wurde das Projekt P124 mit den Maßnahmen M209a Wolmirstedt – Klostermansfeld und M209b Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt im NEP 2030 (2019) als notwendige Netzverstärkung identifiziert. Damit werden u. a. Engpässe auf dem Abschnitt Schraplau/Obhausen – Lauchstädt vermieden. Dieser Leitungsabschnitt wirkt zusammen mit den Maßnahmen des Projekts P150 (Leitung Schraplau/Obhausen – Wolframshausen – Vieselbach und Serienkompensation Wolframshausen) als Bypass netztechnisch entlastend auf die bereits heute hochbelastete 380-kV-Leitung Lauchstädt – Vieselbach.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen 352a und M463 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Zur Maßnahme M352a und zur Maßnahme M463 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich, da in der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nordost nach Südwest keine weiteren paralle-



len 380-kV- bzw. 220-kV-Verbindungen vorhanden sind. Eine Reduzierung der Belastung der 380-kV-Verbindung von Lauchstädt nach Vieselbach durch Topologieänderungen führt lediglich zu einer nicht ausreichenden Reduzierung der Leitungsbelastung.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring sind jedoch die bestehenden 220-kV-Leitungen Eula – Wolframshausen – Vieselbach aufgrund ihrer Spannungsebene sowie Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Die 220-kV-Leitung Eula – Wolframshausen wurde im Abschnitt Lauchstädt – Wolframshausen 1965 und die 220-kV-Leitung Wolframshausen – Vieselbach 1988 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich.

Die bestehende 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach wurde 2008 in Betrieb genommen und bereits mit einer Hochstrombeseilung (3.600 A/Stromkreis) ausgeführt, die jedoch für die ermittelten Übertragungsaufgaben nicht mehr ausreichend ist.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

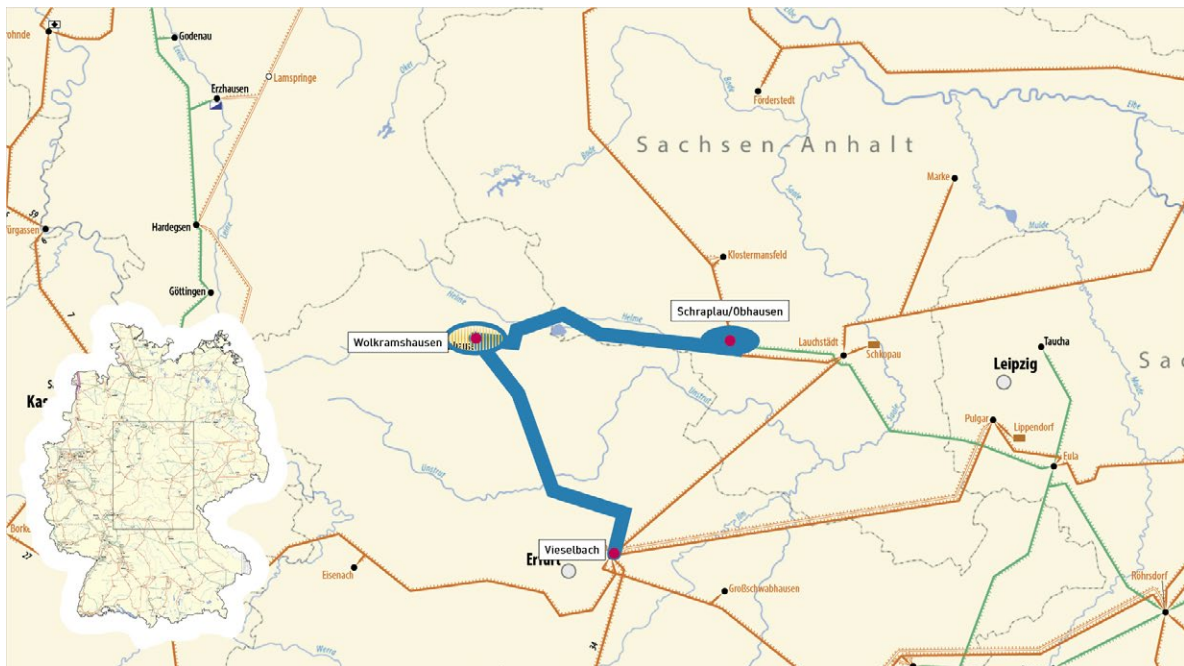
Eine Verstärkung der bestehenden Leitung Lauchstädt – Vieselbach bzw. deren Ausbau zu einer Vierfachleitung wurde ebenfalls geprüft. Diese Planungsalternative kann aber aus folgendem Grund nicht realisiert werden: Eine Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung von Lauchstädt nach Vieselbach mittels Aufrüstung von zwei auf vier Stromkreisen ist aufgrund der erst in 2008 realisierten Bauweise nicht möglich, ohne diese abzureißen und vollständig neu zu errichten. Für diese Leitung wurde auf Veranlassung der Deutschen Bahn, im Zuge der Verkehrsprojekte Deutsche Einheit (Neubau einer ICE-Strecke), für die ehemalige 220-kV-Leitung auf einer großen Strecke eine 380-kV-Leitungstrasse räumlich neu eingeordnet, als 380-kV-Doppelleitung planfestgestellt sowie durch 50 Hertz errichtet und als 1. Abschnitt der Südwestkuppelleitung 2008 in Betrieb genommen. Die Nutzung der 220-kV-Trasse in den Abschnitten Schraplau/Obhausen – Wolframshausen – Vieselbach ist in Verbindung mit einer regionalen Netzstrukturänderung aus technisch-wirtschaftlicher Sicht als Netzverstärkungsmaßnahme vorzuziehen.

Bereits im Planfeststellungsverfahren zur Südwestkuppelleitung (SWKL) im 2. Abschnitt Vieselbach – Altenfeld wurde seitens 50 Hertz darauf hingewiesen, dass sich die vier geplanten 380-kV-Stromkreise im 2. und 3. Abschnitt der SWKL perspektivisch auch im 1. Abschnitt wiederfinden. Die vier 380-kV-Stromkreise zwischen den Umspannwerken Lauchstädt und Vieselbach werden dabei durch die bestehende Doppelleitung und die geplante Doppelleitung von Schraplau/Obhausen (ursprünglich: Lauchstädt) über Wolframshausen nach Vieselbach gebildet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 150 wurde als damalige Gesamtmaßnahme M352 Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach im NEP 2014 erstmals identifiziert, und von der BNetzA bestätigt und in den Bundesbedarfsplan aufgenommen (Nr. 44). Auch im NEP 2030 (2017) wurden die M352 und M463 bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P151: Netzverstärkung zwischen Borken und Twistetal

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: 45

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens und enthält folgende Maßnahme:

- M353: Borken – Twistetal

Im Rahmen der Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden zweisystemigen 380-kV-Leitung zwischen Borken und Twistetal auf eine Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A vorgesehen (Netzverstärkung). Außerdem sind die Schaltanlagen in Borken und Twistetal zu verstärken (Netzverstärkung). Weiterhin ist die Schaltanlage in Waldeck voll einzuschleifen. In Waldeck ist darüber hinaus eine Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerks geplant.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

Eine Inbetriebnahme im Jahr 2022 ist grundsätzlich möglich, wenn eine HTL-Umbeseilung mit verkürztem bzw. vereinfachtem Genehmigungsverfahren möglich ist.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M353	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		43	x	x	x	x	2022	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die bestehende Leitung ist eine wichtige Nord-Süd-Trasse im TenneT-Höchstspannungsnetz. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Aus diesem Grund muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.



Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M353 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass durch FLM die erforderliche Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A nicht erreicht werden kann. Durch den Einsatz von HTL ist dagegen – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – mit zusätzlichem FLM grundsätzlich eine Stromtragfähigkeit von bis zu 4.000 A pro Stromkreis möglich. Dies kann mit geringem baulichem Aufwand realisiert werden.

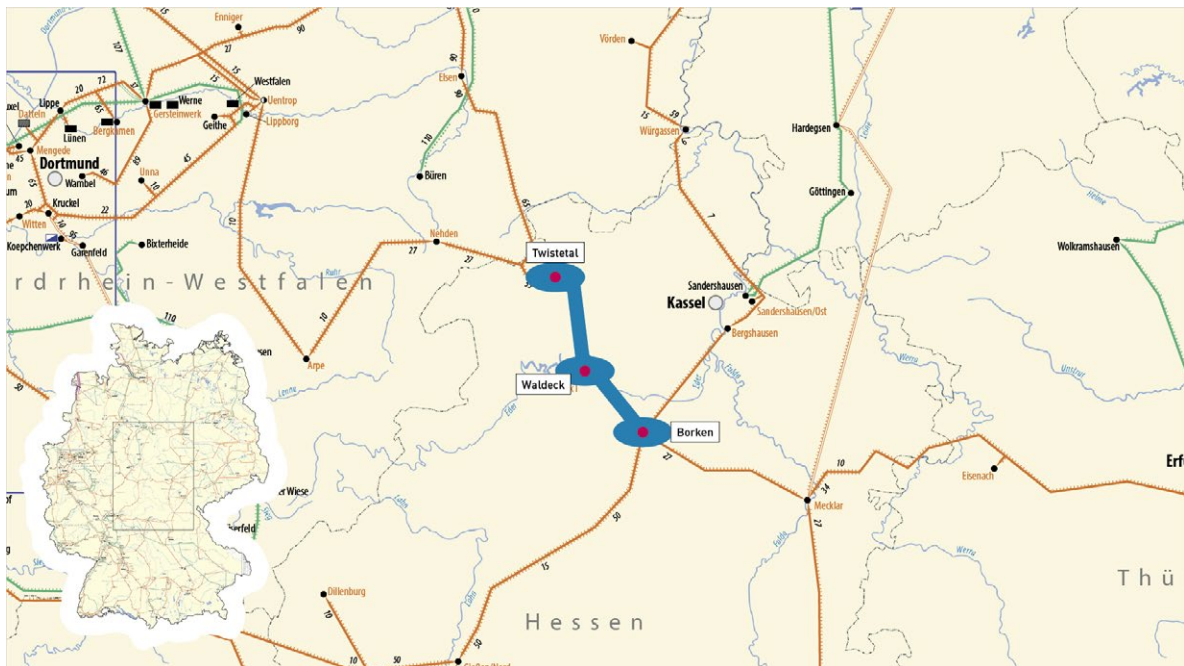
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen, die durch die geplante HTL-Umbeseilung recht zügig umgesetzt werden kann. Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P151 wurde im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 45).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P153: Netzausbau: Umspannwerk Alfstedt

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Mit der Maßnahme wird die Umspannkapazität im Raum Alfstedt erhöht, um EE-Einspeiseleistung zu integrieren. Das Projekt enthält folgende Maßnahme:

- M355: Umspannwerk Alfstedt
Um die Umspannkapazität zu erhöhen, wird das Umspannwerk Alfstedt ausgebaut bzw. neu errichtet, um zwei weitere 380/110-kV-Transformatoren aufstellen zu können. Dafür muss die bestehende 380-kV-Schaltanlage neu gebaut werden (Netzausbau).

Das Projekt P153 steht in Verbindung mit dem Leitungsbauprojekt P23, ist jedoch unabhängig von dessen Umsetzung erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M355	Anlage	Netzausbau: vertikal und horizontal			x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die installierte EE-Einspeiseleistung im Raum Alfstedt, überwiegend aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik, hat sich in den letzten Jahren stark erhöht. Für die nächsten Jahre gehen alle Szenarien von einem weiteren Anstieg der EE-Einspeisung aus. Hierfür sind die vorhandenen Umspannkapazitäten bereits heute nicht mehr ausreichend.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.



Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M355 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Die Prüfung nach NOVA wurde bei diesem Projekt berücksichtigt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich um ein bestehendes Umspannwerk handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Anlage in Betracht gezogen.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P159: Netzverstärkung Bürstadt – BASF

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität in der Metropolregion Rhein-Neckar. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M62: Bürstadt – BASF:

Das Projekt beinhaltet den Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse zwischen den 220-kV-Anlagen Bürstadt und BASF (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Bürstadt muss hierzu erweitert (Netzverstärkung) und eine neue 380-kV-Anlage BASF (Netzausbau) errichtet werden. Bis zur vollständigen Realisierung des Langfristkonzeptes wird die neu errichtete 380-kV-Leitung zunächst in 220 kV betrieben.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M62	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13	x	x	x	x	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Durch die Maßnahme M62 werden Engpässe in der 220-kV-Ebene zwischen Bürstadt und BASF beseitigt. Im Hinblick auf das langfristige Konzept ist der spätere Betrieb der Leitung mit 380 kV möglich.

In den von der Bundesnetzagentur durchgeführten Netzanalysen zur Ermittlung des Effizienzwertes nach der Anreizregulierungsverordnung¹ hat sich das Projekt als sinnvoll gezeigt und wird daher als notwendiger Bestandteil der Ergebnisnetze im NEP 2030 (2019) behandelt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

¹ §22 Abs.2 AREgV



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M62 hat sich unter den angenommenen Prämissen für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M62 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P159 wurde im NEP 2014 erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT Nr. BBPlG 2015: -
Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südöstlichen Raum von Frankfurt. Die Kapazitätserhöhung steht im Zusammenhang mit den Projekten P43mod Mecklar – Dipperz – Urberach und P47 Urberach – Pfungstadt – Weinheim – Altlußheim – Karlsruhe. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M91: Großkrotzenburg – Urberach
Zwischen den 380-kV-Anlagen Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung per Umbeseilung erforderlich. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Großkrotzenburg und Urberach realisiert (Netzverstärkung). Darüber hinaus müssen die Schaltanlagen in Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach erweitert werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M91	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		24	x	x	x	x	2027	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Großkrotzenburg und Urberach erhöht die Übertragungskapazität in südwestliche Richtung. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen der heutigen 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich bei der Übertragungstechnologie für eine Kombination aus dem AC-Netz mit einer Verstärkung durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Korridore als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.



Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030, ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen, vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Dieses Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M91 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bei Realisierung des Projekts P43mod als Alternative zu P43 entfällt das Projekt P161 mit der Maßnahme M91, da diese nach aktuellem Planungsstand durch eine direkte elektrische Verbindung zwischen Dipperz und Urberach im Rahmen der Maßnahme M74mod des Projekts P43mod ersetzt würde.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die notwendige Erhöhung der Übertragungskapazität wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012 und 2013 als P42 sowie im NEP 2014, im NEP 2025 und im NEP 2030 (2017) als P161 identifiziert.

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur in Abhängigkeit von der Entscheidung zu P43/P43mod bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P170: Netzverstärkung Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
 Nr. TYNDP 2018: 244.1245

Nr. BBPIG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M380: Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR)
 Zwischen den 380-kV-Anlagen Uchtelfangen, Ensdorf und Vigy (Frankreich) wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen (Netzverstärkung). Darüber hinaus müssen die 380-kV-Anlagen in Uchtelfangen und Ensdorf verstärkt werden. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte grenzüberschreitende Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich realisiert (Netzverstärkung).

Um die Transportkapazität optimal auszunutzen, werden in Projekt P314 Phasenschiebertransformatoren in Urberach umgesetzt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M380	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		34	x	x	x	x	2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

In Starkwind-Situationen kommt es durch die im Norden Deutschlands installierten Windenergieanlagen zu erhöhten Leistungstransiten in Richtung Frankreich. Dadurch können Engpässe auf den grenzüberschreitenden Transportleitungen entstehen. Darüber hinaus ist die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes seit Jahren ein Kernziel der Energiepolitik der Europäischen Union. Um diesem gerecht zu werden, bedarf es der Erhöhung grenzüberschreitender Transportkapazitäten, um den reibungslosen Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen.

Netzplanerische Begründung

Mit der Realisierung dieses Projekts wird zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt bereitgestellt. Zudem trägt diese Netzverstärkung auch in Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien zur Erhöhung der Versorgungssicherheit Deutschlands und Frankreichs bei.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamialternative

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt.

Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M380 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P170 wurde bereits im NEP 2014 und im NEP 2030 (2017) identifiziert. Das Projekt P170 wurde im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP 2018 werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPLG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P170.

Im Gegensatz zu einer reinen Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils ein Kostenterm mit einem einzigen monetisierten Nutzenterm verglichen wird, der sich aus der Summe aller einzelnen Nutzen zusammensetzt, folgt die von der ENTSO-E verwendete CBA einem multikriteriellen Ansatz, bei dem sowohl monetisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Analyse im NEP 2030 (2019) ist das Szenario B 2035. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen wurden Lastflussberechnungen durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatchberechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt. Der Nutzen des Projekts kann dann aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen gezogen werden. Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird näher in Kapitel 5.4 beschrieben.



Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2018 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nachrichtlich aufgeführt.

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)								
	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/ Jahr	Klimafolge- kosten Mio.€/Jahr
Markt- simulation	23	-76	89	9	-	-	-	-16
inner- deutscher Redispatch	-40	386	-401	-40	173	15	-567	79
Gesamt	-17	310	-312	-31	173	15	-567	64

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes

Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste

Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

Klimafolgekosten nach UBA 205€/t: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP 2018								
Szenario	SEW Mio.€/Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	CAPEX Mio.€	OPEX Mio.€/Jahr
Best 2025	20	77	194	19	512	29	120	1
ST 2030	43	-239	435	44	506	34		
DG 2030	40	108	359	36	642	40		
EuCo 2030	28	-1063	9	1	484	32		

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P175: Netzausbau und -verstärkung: Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden – Conneforde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- **M385: Netzausbau zwischen Wilhelmshaven 2 und Fedderwarden**
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom neu zu errichtenden Umspannwerk Wilhelmshaven 2 nach Fedderwarden erforderlich (Netzausbau). In Wilhelmshaven 2 sind darüber hinaus bis zu drei 380/110 kV-Transformatoren aufzustellen. Weiterhin ist das Umspannwerk Fedderwarden zu verstärken (Netzverstärkung).
- **M466: Netzverstärkung zwischen Wilhelmshaven 2 und Conneforde**
Im Rahmen der Maßnahme ist die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung von Inhausen nach Voslapp über Maade und Fedderwarden nach Conneforde durch eine 380-kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis vom neu zu errichtenden Umspannwerk Wilhelmshaven 2 nach Conneforde geplant (Netzverstärkung). *Inwieweit dies umsetzbar ist, hängt im Wesentlichen vom Standort des neu zu errichtenden UW Wilhelmshaven 2 ab.* Weiterhin ist das Umspannwerk Conneforde zu verstärken (Netzverstärkung).

Ob nach Inbetriebnahme von M466 die vorhandene 220-kV-Netzinfrastruktur vollständig oder nur teilweise rückgebaut werden kann, ist im Rahmen der detaillierten technischen Analysen sowie in Absprache mit dem nachgelagerten Verteilnetzbetreiber und Kunden zu klären. Darüber hinaus hat die tatsächliche Leitungsführung von M466 einen entscheidenden Einfluss auf den Rückbau der vorhandenen 220-kV-Netzinfrastruktur.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M385	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		x	x	x	x	2030	
M466	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		36	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Auf Grund des stetigen Ausbaus der erneuerbaren Energien in Niedersachsen ist eine zusätzliche Schaltanlage im Raum Wilhelmshaven notwendig. Weiterhin ist Wilhelmshaven 2 in den Szenarien A 2030 und B 2035 als Netzverknüpfungspunkt für den Anschluss von Offshore-Windenergie vorgesehen (NOR-12-1 in A 2030 und NOR-11-1 zusätzlich in B 2035). Darüber hinaus ist Wilhelmshaven 2 als Zwischenpunkt für die HGÜ-Verbindung DC21 s sowie als Startpunkt für die HGÜ-Verbindung DC25 vorgesehen.



Vom neuen Umspannwerk Wilhelmshaven 2 sind jeweils neue zweisystemige 380-kV-Leitungen mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A nach Fedderwarden und Conneforde erforderlich, um EE-Einspeisung aus On- und Offshore-Windenergie abzuführen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M385 und M466 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf der 220-kV-Ebene nicht erreicht werden kann. Aus diesem Grund müssen die Leitungen in bestehender Trasse als 380-kV-Doppelleitung neu gebaut sowie zwischen Wilhelmshaven 2 und Fedderwarden zusätzlich durch einen 380-kV-Neubau ergänzt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht geprüft, da es sich bei der Maßnahme M466 um die Verstärkung einer bereits existierenden Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Darüber hinaus besteht in der Region Wilhelmshaven neben der im Rahmen von TTG-P66 in der Errichtung befindlichen 380-kV-Leitung Fedderwarden - Conneforde, deren Kapazität für die erforderliche Übertragungsaufgabe nicht ausreicht, keine Infrastruktur auf der Höchstspannungsebene.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P175 wurde im NEP 2014, im NEP 2025 sowie im NEP 2030 (2017) – jeweils im Langfristszenario – identifiziert, jedoch von der BNetzA bisher nicht bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW
Nr. TYNDP 2018: 228.1231

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Stabilisierung der Grenzleistungsflüsse in der Netzregion südwestliches Baden-Württemberg/Frankreich und enthält folgende Maßnahme:

- M387: Eichstetten – Bundesgrenze (FR)
Die Maßnahme ist ein Neubau der 380-kV-Leitung zwischen Eichstetten – Bundesgrenze (FR) – Muhlbach in bestehender Trasse. In den betroffenen Schaltanlagen sind Verstärkungsmaßnahmen notwendig.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		berücksichtigt in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M387	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das bestehende Netz in der grenzüberschreitenden Region ist heute teilweise noch in 220 kV verbunden. Die Zunahme der grenzüberschreitenden Flüsse aufgrund des Zuwachses erneuerbarer Energien in Deutschland erfordert eine Verstärkung der grenzüberschreitenden Leitungen. Bis zum Jahr 2025 sind signifikante Änderungen der Erzeugungssituation in diesem Raum zu erwarten.

Netzplanerische Begründung

Das Projekt dient der Erhöhung der Grenzkuppelkapazität von und nach Frankreich.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.



Die Maßnahme Eichstetten – Bundesgrenze (FR) wurde durch externe Studien identifiziert und begründet und ist dementsprechend in allen Szenarien des NEP erforderlich.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die dargestellte Netzerweiterung erfolgt nach dem NOVA Prinzip. Die Maßnahme erfolgt in bestehender Trasse ohne zusätzliche Rauminanspruchnahme. Alternative Netzverknüpfungspunkte auf französischer Seite wurden von RTE betrachtet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt ist Bestandteil des TYNDP 2016 und TYNDP 2018 *und wurde auch im NEP 2030 (2017) bestätigt.*

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP 2018 werden im diesjährigen NEP Interkonnectoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPIG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P176.

Im Gegensatz zu einer reinen Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils ein Kostenterm mit einem einzigen monetisierten Nutzenterm verglichen wird, der sich aus der Summe aller einzelnen Nutzen zusammensetzt, folgt die von der ENTSO-E verwendete CBA einem multikriteriellen Ansatz, bei dem sowohl monetisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Analyse im NEP 2030 (2019) ist das Szenario B 2035. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen wurden Lastflussberechnungen durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatchberechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt. Der Nutzen des Projekts kann dann aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen gezogen werden. Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird näher in Kapitel 5.4 beschrieben.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2018 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nachrichtlich aufgeführt.

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)								
	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisierung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/ Jahr	Klimafolgekosten Mio.€/Jahr
Markt-simulation	2	-89	0	0	-	-	-	-18
inner-deutscher Redispatch	-2	57	-60	-6	19	0	-10	12
Gesamt	0	-32	-60	-6	19	0	-10	-7

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes

Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste

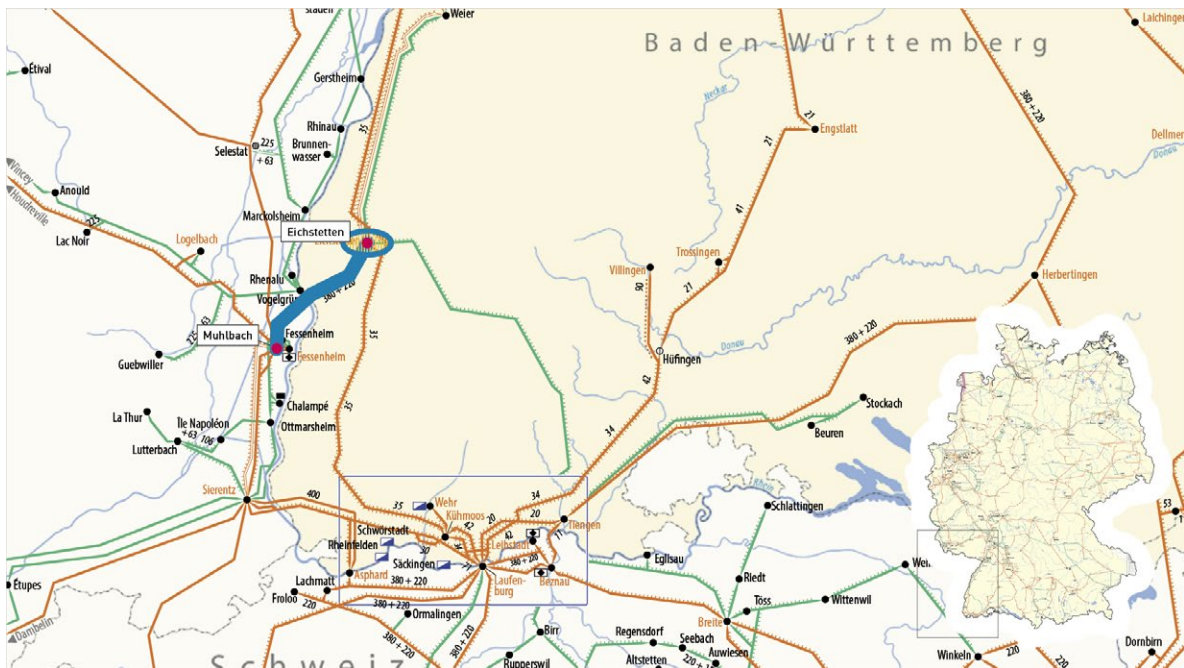
Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

Klimafolgekosten nach UBA 205€/t: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten



Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP 2018								
Szenario	SEW Mio.€/Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisierung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	CAPEX Mio.€	OPEX Mio.€/Jahr
Best 2025	3	11	33	3	96	5	49	1
ST 2030	7	-29	75	8	96	4		
DG 2030	7	43	79	8	125	7		
EuCo 2030	6	-204	6	1	88	6		

SEW: Socio-Economic Welfare
 CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P180: Netzverstärkung Marzahn – Teufelsbruch (380-kV-Diagonale Berlin)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Berlin.

- M406: Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch
Vom Umspannwerk Berlin-Marzahn zum Umspannwerk Berlin-Friedrichshain sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit im vorhandenen Kabeltunnel erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Marzahn und Friedrichshain anzupassen.

Vom Umspannwerk Berlin-Friedrichshain zum Umspannwerk Berlin-Mitte sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit im vorhandenen Kabeltunnel erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Friedrichshain und Mitte anzupassen.

Vom Umspannwerk Berlin-Mitte zum Umspannwerk Berlin-Charlottenburg sind anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Charlottenburg und Mitte anzupassen bzw. zu erweitern.

Vom Umspannwerk Berlin-Charlottenburg zum Umspannwerk Berlin-Reuter sind, zumindest im betreffenden Kabelabschnitt, anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Charlottenburg anzupassen bzw. zu erweitern.

Vom Umspannwerk Berlin-Reuter zum Umspannwerk Berlin-Teufelsbruch sind, zumindest im betreffenden Kabelabschnitt, anstelle der bestehenden beiden 380-kV-Kabel neue 380-kV-Kabel mit einer höheren Übertragungsfähigkeit in Tunnelbauweise erforderlich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Reuter und Teufelsbruch anzupassen.

Die vorgenannten Netzverstärkungen erfolgen einerseits in den vorhandenen Kabeltunneln Marzahn – Friedrichshain – Mitte, andererseits als Neubau vorzugsweise in Tunnelbauweise für die betreffenden Kabelabschnitte Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjektanLand/380-kV-KabeldiagonaleBerlin>

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M406	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die Erhöhung der Stromtragfähigkeit der 380-kV-Diagonale wird aufgrund von veränderten Leistungsflussbedingungen notwendig: Zunehmende Transitleistungsflüsse in der regionalen Hauptleistungsflussrichtung von Ost nach West, für die die 380-kV-Diagonale ursprünglich nicht ausgelegt wurde, belasten sie bereits heute sehr stark. Neben dem Übertragungsbedarf an konventioneller Erzeugungsleistung muss sie die im Umland stetig steigende Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien aufnehmen. Die 380-kV-Diagonale ist daher bereits heute durch Ost-West-Leistungsflüsse von vornehmlich im Umland erzeugter Leistung aus erneuerbaren Energien östlich und nördlich von Berlin (u. a. bestehende Umspannwerke Pasewalk, Bertikow, Vierraden, Neuenhagen, Gransee und Heinersdorf) zum Teil bis zur Belastungsgrenze beansprucht. Mit dem weiteren EE-Ausbau wird sich diese Beanspruchung weiter erhöhen.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig aus der Errichtung von Elektroheizern, den sogenannten E-Boilern (Power to Heat). Dieser Lastanstieg sowie die weiter ansteigende Belastung der 380-kV-Diagonale durch zunehmende Transitflüsse, bedingt durch den Abtransport von EE-Leistung, kann nur durch eine Erhöhung der Übertragungskapazität der Diagonale und die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. In diesem Zusammenhang steht auch das Projekt P252 Thyrow - Berlin/Südost.

Netzplanerische Begründung

Die in Berlin noch vorhandenen Kraftwerkskapazitäten stehen infolge ihrer Aufgaben zur Sicherung der Fernwärmeversorgung nur bedingt für den Redispatch – hinsichtlich einer allerdings eher nur theoretisch vorhandenen Reduzierungsoption der Netzbelastung – zur Verfügung.

Die bestehenden Kabel weisen eine Übertragungsfähigkeit von maximal 1.070 MVA pro Stromkreis auf. Zu beachten ist, dass Kabel, bedingt durch ihre besonderen technischen Parameter (wesentlich höherer Leitwert von Kabeln gegenüber einer Freileitung), grundsätzlich höher als z. B. parallel verlaufende Freileitungen belastet werden.

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Diagonale ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird z.B. bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises zwischen Reuter und Mitte das verbleibende 380-kV-Kabel (der 2. Stromkreis der Doppelkabelverbindung) unzulässig hoch belastet.

Das Projekt 180 leistet insgesamt einen zentralen Beitrag zur Netz- und Versorgungssicherheit Berlins. Fehler an einem 380-kV-Kabel, die auf der Diagonale bereits aufgetreten sind, ziehen deutlich längere Zeiträume von Nichtverfügbarkeiten für Reparaturen im Vergleich zu Freileitungen nach sich. Diese Nichtverfügbarkeiten auf der Diagonale können nicht durch das umliegende Übertragungsnetz bzw. das nachgelagerte Verteilungsnetz aufgefangen werden. Durch die Verstärkung der 380-kV-Diagonale und die entsprechenden Maßnahmen in den Umspannwerken wird das Zuverlässigkeitsniveau sowohl im Fall von Wartungs- und Baumaßnahmen (Erweiterungsmaßnahmen) als auch bei Belastungen der Diagonale im Grenzbereich der zulässigen Übertragungskapazität erhöht. Dieses Projekt ist für die Erhöhung der Netzsicherheit und -zuverlässigkeit zur stabilen Versorgung der Hauptstadt notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M406 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nicht zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der 380-kV-Diagonale durch Topologieänderungen ist aufgrund der Versorgungsaufgaben einer Großstadt, insbesondere durch die sehr hohe Lastkonzentration, nicht möglich, da dadurch die Verfügbarkeit und die Netz- und Versorgungssicherheit eingeschränkt wird. Das Potenzial der Netzoptimierung mittels Temperaturmonitoring ist aufgrund der Technologie der bestehenden 380-kV-Kabel nicht umsetzbar, zudem bestehen für die Diagonale behördliche Auflagen inklusive deren Überwachung zur Einhaltung maximal zulässiger Bodenerwärmungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Andere gemäß dem NOVA-Prinzip zu erwägende 380-kV-Neubau-Maßnahmen wurden aufgrund des daraus resultierenden zusätzlichen Raumbedarfs im Ballungsraum/Stadtgebiet Berlin derzeit noch nicht erwogen.

Perspektivisch sind zusätzliche 380-kV-Neubau-Maßnahmen in Berlin nicht ausgeschlossen. Diese hängen besonders von der weiteren Lastentwicklung in Berlin ab (u.a. Entwicklung E-Mobility, Entwicklung der Fernwärmeversorgung von der KWK- zur Power-to-heat-Technologie).

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 180 wurde im NEP 2014 erstmals identifiziert, erneut im NEP 2025 und NEP 2030 (2017) aufgeführt und NEP 2030 (2017) bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P185: Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitung Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: 46

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Redwitz und der Landesgrenze Bayern/Thüringen und enthält folgende Maßnahme:

- M420: Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)
Von Redwitz nach Landesgrenze Bayern/Thüringen ist die Verstärkung der 380-kV-Leitung vorgesehen. Hierzu soll die Stromtragfähigkeit der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Redwitz und Landesgrenze Bayern/Thüringen auf 3.600 A erhöht werden (Netzverstärkung). Eine Umrüstung auf Hochtemperaturseile ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich. Hierfür ist die Schaltanlage in Redwitz zu verstärken (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M420	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		37,5	x	x	x	x	2021	3: vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Derzeit sind die Bundesländer Bayern und Thüringen über eine 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Redwitz und Remptendorf verbunden. Die maximale Stromtragfähigkeit der 380-kV-Leitung beträgt unter Normbedingungen auf bayerischer Seite 2.619 A pro Stromkreis. Auch bei günstigen Umgebungsbedingungen (niedrige Temperaturen, starker Wind) kann die erforderliche Stromtragfähigkeit mit FLM nicht erreicht werden. Durch die Erhöhung der Übertragungsfähigkeit soll eine maximale Stromtragfähigkeit pro Stromkreis von 3.600 A erreicht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M420 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von 3.600 A durch FLM nicht gesichert werden kann. Ein Austausch der Standardleiter durch HTL ist – vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit – grundsätzlich möglich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen, die durch die geplante HTL-Umbeseilung recht zügig umgesetzt werden kann.

Andere bereits existierende Leitungen, mit denen sich die Übertragungsaufgabe sinnvoll erfüllen ließe, gibt es in der Region nicht. Die zu P185 alternativen Strecken Altenfeld – Redwitz bzw. Altenfeld – Grafenrheinfeld oder Altenfeld – Würzgau – Ludersheim werden bereits im Rahmen der Projekte TTG-004 (siehe NEP 2030 [2017]; seit Ende 2017 in Betrieb) bzw. P44/P44mod neu errichtet bzw. verstärkt und stehen insofern als Alternativen nicht zur Verfügung.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P185 wurde im NEP 2014 sowie im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 46).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P200: Hambach

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität im Rheinland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M425 Hambach

Am Braunkohle-Tagebau Hambach werden eine ca. 16 km lange 380-kV-Freileitung mit zwei Stromkreisen vom Punkt Blatzheim bis zur Anlage Oberzier und zwei 380-kV-Schaltfelder in Oberzier errichtet. Nach Fertigstellung werden die 380-kV-Dreibeiene Paffendorf – Sechtem – Oberzier aufgelöst (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M425	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		16	x	x	x	x	2025	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Das Projekt ist erforderlich, um die Überlastungen zwischen dem Punkt Blatzheim und der Anlage Oberzier zu beheben. Die Maßnahme ist dabei unabhängig vom Betrieb des Tagebau Hambachs und damit in allen möglichen Varianten eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M425 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P200 wurde im NEP 2025 erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P203: Region Warendorf

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Warendorf. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M429: 380-kV-Umstellung Amelsbüren und Umstrukturierung Walstedde:
Abschnittsweise wird eine Netzerweiterung zwischen den Anlagen Roxel und Gersteinwerk durchgeführt. Die von Roxel zum Punkt Walstedde verlaufenden Stromkreise werden im Rahmen der Maßnahme direkt an die 380-kV-Schaltanlage Gersteinwerk angeschlossen (Auflösung Dreibeine). Die 380-kV-Anlage Gersteinwerk muss hierfür erweitert werden. Im Rahmen der Maßnahme entfällt der 220-kV-Stromkreis Hanekenfähr – Amelsbüren – Gersteinwerk, weswegen die Versorgung der Schaltanlage Amelsbüren von 220 kV auf 380 kV umgestellt werden muss (Netzverstärkung). In Amelsbüren ist ein 380/110-kV-Transformator zu errichten (Netzausbau).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M429	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18		x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Münsterland ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus Erneuerbaren Energiequellen direkt aus dem Münsterland aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität zwischen Hanekenfähr und Gersteinwerk ist zu erhöhen. Den Engpass bildet die Ost-West-Verbindung von Uentrop nach Gersteinwerk. Dieser Engpass wird durch die Schaffung einer direkten Verbindung Roxel - Gersteinwerk beseitigt.

Zur Sicherstellung der Blockstabilität der Kraftwerke Emsland B2 und C2 und zur Sicherstellung eines ausreichenden Kurzschlussleistungsniveaus für die Vorhaltung des Eigenbedarf des Kernkraftwerkes Emsland im Betrieb und im Rückbau ist ein 380/220-kV-Transformator in Hanekenfähr zu errichten. Dieser kompensiert den durch den Rückbau des 220-kV Stromkreises entfallenden Kurzschlussleistungsanteil. Als Alternative hierzu können die Emsland Blöcke B2 und C2 von 220-kV nach 380-kV umgestellt werden.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie andere Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M429 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Weiterhin erfolgt ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur durch die Maßnahme M429.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P203 wurde erstmalig im NEP 2025 identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P204: 380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau (CH)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: 231.1282

Nr. BBPIG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität an der Grenze zwischen der Schweiz und Deutschland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M430: Tiengen - Beznau
Zwischen den Schaltanlagen Tiengen und Beznau (CH) wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlage Tiengen ist neu zu errichten (Netzausbau).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		berücksichtigt in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M430	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	x	x	x	x	bis 2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den Erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes in diesem Netzgebiet und insbesondere die grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen Deutschland und der Schweiz werden wesentlich erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben. Die Netzverstärkungen wurden mit den betroffenen Netzbetreibern (VNB, ÜNB) bereits weitgehend abgestimmt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.



Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M430 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Dieses Projekt wurde im NEP 2025 erstmalig identifiziert und im NEP 2030 (2017) von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP 2018 werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPLG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P204.

Im Gegensatz zu einer reinen Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils ein Kostenterm mit einem einzigen monetisierten Nutzenterm verglichen wird, der sich aus der Summe aller einzelnen Nutzen zusammensetzt, folgt die von der ENTSO-E verwendete CBA einem multikriteriellen Ansatz, bei dem sowohl monetisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Analyse im NEP 2030 (2019) ist das Szenario B 2035. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen wurden Lastflussberechnungen durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatchberechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt. Der Nutzen des Projekts kann dann aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen gezogen werden. Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird näher in Kapitel 5.4 beschrieben.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2018 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nachrichtlich aufgeführt



Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)

	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/ Jahr	Klimafolge- kosten Mio.€/Jahr
Markt- simulation	2	16	-2	0	-	-	-	3
inner- deutscher Redispatch	-1	-1	-5	-1	11	0	-18	0
Gesamt	1	15	-7	-1	11	0	-18	3

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes

Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste

Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

Klimafolgekosten nach UBA 205€/t: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP 2018

Szenario	SEW Mio.€/Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	CAPEX Mio.€	OPEX Mio.€/Jahr
Best 2025	19	-66	119	12	283	9	58	0
ST 2030	47	-263	291	29	293	11		
DG 2030	37	-84	253	25	417	18		
EuCo 2030	9	-280	12	1	198	16		

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P215: Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

- M454: Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf
Von Bentwisch über Güstrow nach Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf wird eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden 220-kV-Trassenraum errichtet. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlagen in Bentwisch und Güstrow sind dafür entsprechend zu erweitern. Die Umspannwerke Bentwisch und Güstrow werden zudem für die Aufnahme von Einspeisungen aus erneuerbaren Energien (EE) in der Region durch 380/110-kV-Transformatoren erweitert (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen). Im Suchraum der Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf ist eine neue 380-kV-Anlage zum Anschluss des Offshore-Netzanbindungssystems OST-6-1 mit einer installierten Leistung von insgesamt 900 MW sowie - neben zwei 380/220-kV-Offshore-Netzanschlusstransformatoren - zum Anschluss eines 380/220-kV-Netzkuppeltransformators für die 220-kV-Verbindung nach Lüdershagen zu errichten.

Auf die im Raum Papendorf geplante neue 380-kV-Anlage zum Anschluss des Offshore-Netzanbindungssystems OST-7-1 inkl. Einschleifung in die 380-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow wird im Projektsteckbrief OST-7-1 eingegangen. Die Darstellung von Papendorf im nachfolgenden Netzausschnitt dient allein der Übersicht.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M454	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		56	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M521 TR1	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2025	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow besitzt derzeit eine geringe Übertragungskapazität von ca. 640 MVA pro Stromkreis. Gemäß Szenariorahmen ist im Szenario B 2030 eine EE-Leistung von rund 1900 MW (ohne Wind Offshore) über die Umspannwerke Lüdershagen und Bentwisch angeschlossen. Darüber hinaus werden am Standort Bentwisch in B 2030 rund 340 MW EE-Leistung aus Offshore-Windenergie zusammen mit dem Interkonnektor Kriegers Flak Combined Grid Solution (50HzT-P64) angeschlossen.



Netzplanerische Begründung

Die bestehenden 220-kV-Leitungen Bentwisch – Güstrow und Güstrow – Lüdershagen besitzen somit für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität müssen folglich die Spannungsebene auf 380 kV erhöht und die Leitungen Bentwisch – Güstrow und Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf neu errichtet werden. Ohne den 380-kV-Neubau in bestehendem Trassenraum werden die Leitungen bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Die zu erschließende Erzeugungsleistung von 900 MW durch das Offshore-Netzanbindungssystem OST-6-1 am NVP Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf sowie eine Erzeugungsleistung von 250 MW auf dem Offshore-Netzanbindungssystem OST-7-1 am NVP Suchraum Gemeinde Papendorf kann onshoreseitig abgeführt werden, wenn das bereits im NEP 2030 (2017) bestätigte Projekt P215: Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Sanitz/Dettmannsdorf realisiert wird; siehe auch Offshore-Sensitivität in Kapitel 3.

Bentwisch ist derzeit mit nur einer 380-kV-Doppelleitung schwach an Güstrow angebunden. In Bentwisch speisen die HGÜ KONTEK, Combined Grid Solution inkl. der Offshore-Windparks Baltic 1 und 2, das Kraftwerk Rostock und die regional installierte Onshore-EE-Leistung ein. Bereits heute können kritische Betriebssituationen bei Störungen im Wartungsfall auf der 380-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow auftreten. In diesen besteht keine 380-kV-Verbindung mehr zwischen der HGÜ KONTEK, den Offshore-Windparks Baltic 1 und 2 sowie dem Kraftwerk Rostock mit dem 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone. Dies führt durch die parallele 220- und 110-kV-Netzstruktur zu sehr hohen Belastungen in der Höchst-/Hochspannung-Umspannungsebene und der 110-kV-Netzebene des regionalen Verteilungsnetzbetreibers. Durch die zunehmende EE-Entwicklung im Rahmen der Szenarien des NEP 2030 sowie dem zwischenzeitlich erfolgten Anschluss des Offshore-Windparks Baltic 2 und des künftigen Anschlusses des Interkonnektors Kriegers Flak Combined Grid Solution werden künftig unzulässig hohe Belastungen im Bereich Bentwisch – Güstrow erreicht, die eine Netzverstärkung erforderlich machen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M454 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Eine Reduzierung der Auslastung durch Topologieänderungen führt zu weiteren Spannungsproblemen und Überlastungen in nachgelagerten Netzen sowie zur weiteren Verschlechterung der Netz- und Versorgungssicherheit im Raum Bentwisch. Da diese Probleme bereits beim heutigen EE-Ausbau auftreten, stellt diese Option keine nachhaltige Lösung dar. Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Die zu ersetzende 220-kV-Leitung Bentwisch – Güstrow wurde 1981-84 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und



Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 220-kV-Leitung aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich. Die Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV stellt daher einen nachhaltigen Ansatz dar.

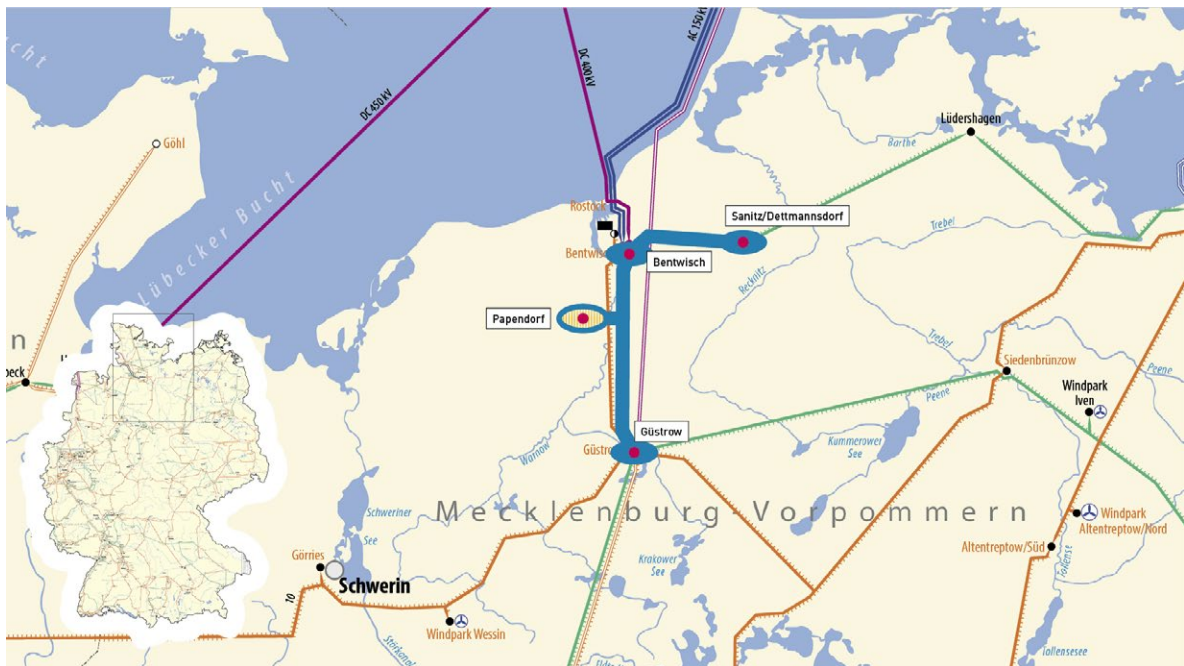
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahmen 454 und 521 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Die gemäß Szenariorahmen erwartete installierte EE-Leistung und insbesondere die Einspeisungen der Onshore- und Offshore-Windenergie sowie des geplanten Interkonnektors können in der Region nur über eine Netzverstärkung mittels 380-kV-Neubaus (Netzverstärkung in bestehender Trasse) der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen dem Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf und zwischen Bentwisch – Güstrow abgeführt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 215 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert (P215 M454: Netzverstärkung Bentwisch – Güstrow) und im NEP 2030 (2017) durch eine weitere Maßnahme 521: Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf ergänzt. Das Projekt wurde mit den Maßnahmen M454 und M521 im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P216: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

- M455: Güstrow – Siedenbrünzow – Iven**
 Von Güstrow über Siedenbrünzow bis Iven wird im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet (geplanter zweiter Abschnitt von P216). Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen. Die 380-kV-Anlagen in Güstrow und Siedenbrünzow sind zu erweitern.
- M523: Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk**
 Von Iven über Pasewalk/Nord bis Pasewalk wird im bestehenden 220-kV-Trassenraum eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet (geplanter erster Abschnitt von P216). Bei der Ablösung der bestehenden 220-kV-Leitung durch die neue 380-kV-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. Im Zuge der Maßnahme M523 ist eine 380-kV-Anlage am heutigen 220-kV-Anlagenstandort Iven (M584: neue Anlage mit 380/110-kV-Transformator, Windpark-Anschluss, temporär mit 220/110 kV) zu errichten. Die 380-kV-Anlagen Pasewalk/Nord sowie die in Zusammenhang mit P36 geplante 380-kV-Anlage in Pasewalk sind zu erweitern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M455	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		90	x	x	x	x	2030	
M523	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	x	x	x	x	2030	
M584	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk besitzt derzeit eine geringe Übertragungskapazität von ca. 410 MVA pro Stromkreis. Gemäß Szenariorahmen ist allein über das geplante Umspannwerk Pasewalk/Nord eine Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) von 300 MW (Netzanschluss eines Windparks) in B 2030 angeschlossen.



In der Region Vorpommern wird in B 2030 eine EE-Leistung von rd. 2.400 MW erwartet, davon rd. 1.500 MW Wind, die dem UW Pasewalk zugeordnet wird. Weitere rd. 750 MW werden für den nördlichen Teil Vorpommerns erwartet, die dem geplanten UW Friedland zugerechnet werden (davon rd. 530 MW Wind). Zudem werden die bestehenden Leitungen durch die Übertragung von Windenergie aus der Uckermark in Richtung Westen (Güstrow) bzw. in Richtung Polen (Kuppelleitung Vierraden – Krajnik; 50HzT-003) zusätzlich belastet. Die Fortführung der Uckermarkleitung (50HzT-003) zwischen Bertikow und Pasewalk (P36, M21) sowie die Netzverstärkung im Abschnitt von Pasewalk über Pasewalk/Nord nach Güstrow (P216) schafft eine leistungsstarke Ost-West-Verbindung im nördlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone. Diese ist auch Voraussetzung, um einen netztechnisch vorteilhaften flexiblen Einsatz der 380/380-kV-Querregeltransformatoren im Umspannwerk Vierraden (50HzT-P128) zu ermöglichen. Für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Onshore-Windeinspeisungen übersteigt der Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der 220-kV-Leitungen deutlich.

Netzplanerische Begründung

Ohne die 380-kV-Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk im bestehenden Trassenraum wird die bestehende 220-kV-Leitung bei Ausfall eines 220-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet. Bereits heute können kritische Betriebssituationen bei Störungen im Wartungsfall auf der 220-kV-Leitung Pasewalk – Bertikow – Vierraden auftreten. In diesen Betriebssituationen sind die Umspannwerke Pasewalk bzw. Bertikow nur noch über den 380/220-kV-Netzkuppeltransformator in Güstrow mit dem 380-kV-Netz der 50Hertz-Regelzone verbunden. Dies kann im 220-kV-Netz zu Spannungsverletzungen sowohl im Planungsbereich als auch im Netzbetrieb führen. Diese Problematik wird künftig, durch die gemäß Szenariorahmen des NEP 2030 weiter zunehmende EE-Einspeisung und die dadurch notwendig werdenden Netzverstärkungen 50HzT-003 und P36 M21, verstärkt auftreten. Dadurch werden unzulässige Spannungen erreicht, die außerdem eine vollständige 380-kV-Einbindung erforderlich machen. Die Realisierung des Projekts P216 Güstrow – Siedenbrünzow – Iven – Pasewalk/Nord – Pasewalk führt zu einer deutlichen Verbesserung dieser Situation.

Ein Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Gemeinden Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow wäre für die Anbindung eines DC-Konverters notwendig. Bei der Erschließung weiterer zusätzlicher Potenziale in den Gebieten O-1, O-2 und O-4 in der Ostsee (siehe Steckbrief OST-1-4) wäre ein Offshore-Netzanbindungssystem in DC-Technologie ein geeignetes Technologiekonzept. *Die Darstellung des o. g. Suchraums im nachfolgenden Netzausschnitt dient allein der Übersicht.*

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M455 und M523 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien, A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.



Prüfung nach NOVA

Zum Projekt P216 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen. Die gemäß Szenariorahmen erwartete installierte EE-Leistung, insbesondere die Onshore- und Offshore-Windenergie, kann in der Region nur durch die Einbindung in das 380-kV-Netz abgeführt werden, da keine parallelen 220-kV-Verbindungen vorhanden sind.

Eine Reduzierung der Auslastung durch Topologieänderungen (z. B. Netzentmaschung in Pasewalk) führt zur Verbesserung der Lage, kann aber die Überlastungen nicht vollends heilen. Weitere Topologieänderungen führen zu Spannungsproblemen auf der bestehenden 220-kV-Verbindung. Da die Probleme in der Spannungshaltung bereits beim heutigen EE-Ausbau auftreten, stellt diese Option keine nachhaltige Lösung dar. Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk aufgrund ihrer Spannungsebene sowie der Bauweise nicht geeignet. Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell betrachtet (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Spannungsebene bzw. Bauweise und Maststatik aus. Die zu ersetzende 220-kV-Leitung Güstrow – Pasewalk wurden 1962–64 nach den technischen Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen (TGL) der ehemaligen DDR errichtet. Konstruktive Veränderungen der bestehenden Masten sind nach aktuellen DIN-Vorschriften durchzuführen. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen würde die bestehende Mastkonstruktion nach DIN-Norm einer unzulässigen mechanischen Beanspruchung aussetzen. Aus diesem Grund machen derartige Netzverstärkungen einen Neubau der Masten erforderlich. Die mit der Netzstrukturänderung einhergehende Erhöhung der Übertragungsspannung von 220 kV auf 380 kV stellt daher einen nachhaltigen Ansatz dar.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

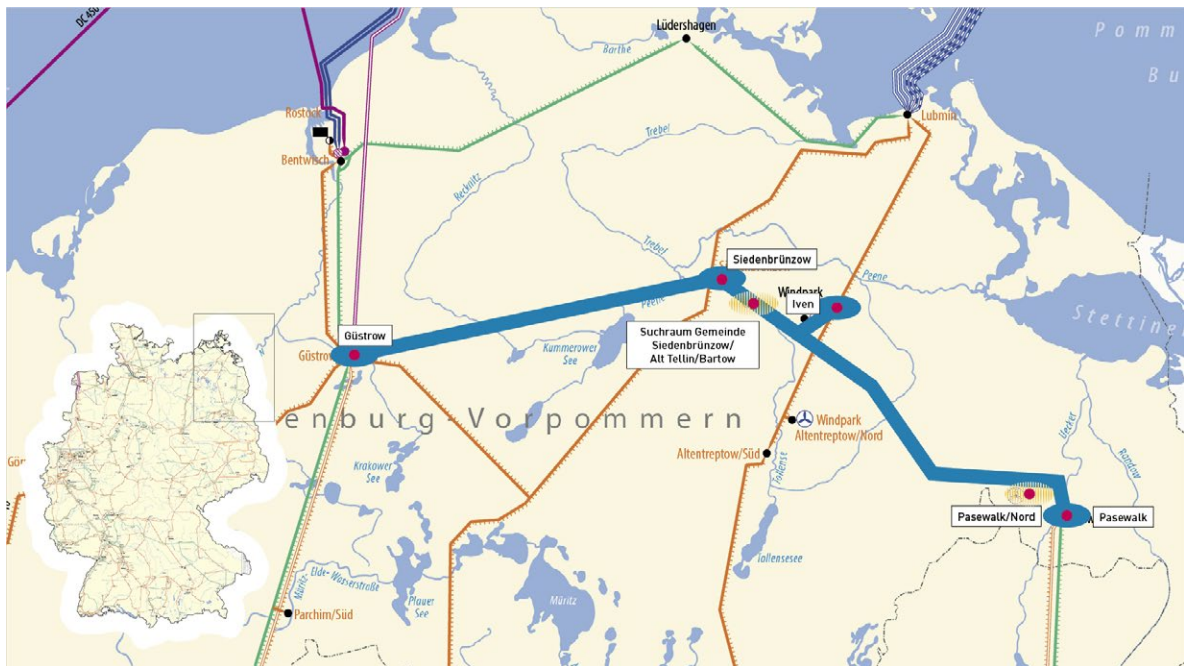
Anderweitige Planungsmöglichkeiten kommen nicht in Betracht. Diese würden dem NOVA-Prinzip widersprechen, da keine anderweitigen parallelen Trassen existieren, die die Übertragungsaufgaben übernehmen könnten.

Gegen den Anschluss im Umspannwerk Lüdershagen spricht die dann notwendige Trassenführung für das Netzanbindungssystem über die Insel Rügen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 216 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert, im NEP 2030 (2017) erneut und im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P221: DC-Netzausbau: Hansa PowerBridge (HPB)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: 176.995

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Hansa PowerBridge ist ein HVDC-Interkonnektor zwischen der Regelzone von 50Hertz und Südschweden. Das technische Ziel des Projekts „Hansa PowerBridge“ ist die Erhöhung der Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland. Der Interkonnektor soll eine Verbindung in das skandinavische Stromnetz schaffen. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann dieser über die Hansa PowerBridge nach Schweden transportiert werden. Dort wird er direkt verbraucht oder in skandinavischen Wasserkraftwerke gespeichert. In Schwachwindzeiten, bei geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland, können skandinavische Stromproduzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom dem deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Der Interkonnektor trägt daher zur Versorgungssicherheit und zu günstigen Strompreisen in beiden Ländern bei.

Der Bedarf der Hansa PowerBridge wurde im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) als Projekt 176 ausgewiesen. Aus diesem Grund ist die Hansa PowerBridge im Netzentwicklungsplan Strom 2030 als Interkonnektor zwischen Schweden und Deutschland mit einer Übertragungsfähigkeit von 700 MW und einer Inbetriebnahme bis 2025/26 enthalten.

Untersuchungen zeigen den Vorteil eines zusätzlichen Ausbaus um weitere 700 MW. Die 2. Ausbaustufe mit einer Gesamtübertragungskapazität von 1.400 MW wurde gemäß genehmigtem Szenariorahmen für das Szenario B 2035 berücksichtigt.

Weitere Informationen zum Projekt unter:

<https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteaufSee/HansaPowerBridge>

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		berücksichtigt in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M460	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	60		x	x	x	x	2025 - 2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M461a	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	60					x	2035	

Begründung des geplanten Projekts

Die Hansa PowerBridge soll die Kapazität für den Austausch elektrischer Energie zwischen Deutschland und Schweden erhöhen. Im Jahr 2016 sind beide Strommärkte seit circa 21 Jahren nur durch die 600 MW-Verbindung Baltic Cable (Betreiber Baltic Cable AB, ein Unternehmen der norwegischen Statkraft Energi AS) direkt verbunden. Schwedens Energiemix wird von Wasserkraftwerken dominiert, die sehr flexibel einsetzbar sind und CO₂-freien Strom produzieren. Schweden ist gut mit Norwegen vernetzt, wo ebenfalls große Mengen an Wasserkraft zur Verfügung stehen. Beide Länder verfügen zusammen über eine Kapazität an Wasserkraftwerken von 48 GW. Die Erschließung von Speicherkapazitäten ist ein Schlüssel für das Gelingen



der deutschen Energiewende. Die Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland wird weiter wachsen. In Zeiten überschüssigen Stroms aus erneuerbaren Energien in Deutschland kann die Hansa PowerBridge diesen Strom nach Schweden transportieren, wo er direkt verbraucht werden kann, anstatt die Wasserressourcen der dortigen Wasserkraftwerke zu verbrauchen. In Schwachwindzeiten, geringer Sonneneinstrahlung und hohem Stromverbrauch in Deutschland können schwedische Produzenten ihre ungenutzten Wasserreserven flexibel einsetzen, um ihren günstigen, umweltfreundlichen Strom dem deutschen Konsumenten preisdämpfend zur Verfügung zu stellen. Damit dienen diese Wasserkraftwerke als indirekte Speicher für Strom aus deutschen erneuerbaren Energien. Deshalb ist der Interkonnektor sowohl für Deutschland als auch für Schweden vorteilhaft. Marktsimulationen zeigen, dass der deutsche Strommarkt sehr von der volatilen Einspeisung aus Anlagen auf Basis der erneuerbaren Energien geprägt sein wird. Die Hansa PowerBridge trägt dazu bei, Preisspitzen zu vermeiden und die Marktpreise in beiden Zonen stabil zu halten.

Die zusätzliche Handelskapazität dient zudem der Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes gemäß EU-Verordnung 714/2009. Zudem ist sie ein wichtiger Schritt, um das Ziel des Europarats von 15% Interkonnektorkapazität im Vergleich zur Erzeugungskapazität eines Landes zu erreichen.

In technischer Hinsicht stabilisiert die Hansa PowerBridge das europäische Elektrizitätssystem, weil überschüssige erneuerbare Energie darüber abtransportiert werden kann und Ausfälle anderer Leitungen im System durch eine zusätzliche Verbindung einfacher kompensiert werden können.

Die Hansa PowerBridge kann außerdem einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Skandinavien in Trockenperioden leisten, in denen Wassermangel die übliche Stromerzeugung der Wasserkraftwerke nicht zulässt. Die Errichtung einer Gleichstromverbindung ist unter anderem erforderlich, da das skandinavische und kontinental-europäische Elektrizitätssystem asynchron betrieben werden. Das bedeutet, dass zwingend eine Konverterstation auf schwedischer oder deutscher Seite erforderlich ist.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der Netzverknüpfungspunkt (NVP) Güstrow stellt aufgrund seiner netztechnischen Eignung und den planungsrechtlich günstigen Voraussetzungen in Bezug auf die see- und landseitige Leitungstrasse sowie die Anlandung den technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt für das Vorhaben dar.

Eine alternativ betrachtete Verknüpfung am Standort Bentwisch kommt wegen zahlreicher anderer dort bestehender Leitungen und den beschränkten Platzverhältnissen aufgrund der räumlichen Lage – Umschließung des Standorts durch mehrere Ortslagen – nicht in Betracht. Gegen den alternativ möglichen NVP Lüdershagen spricht insbesondere der hierfür zusätzlich erforderliche Ausbau des 380-kV-Übertragungsnetzes. Gegen den NVP Lubmin sprechen insbesondere naturschutzfachliche Belange sowie konkurrierende Nutzungen der Gewässer vor Lubmin (näheres s. Steckbrief OST-1-4).

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert, im NEP 2030 (2017) ausgewiesen und im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt.

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP 2018 werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPIG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P221.

Im Gegensatz zu einer reinen Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils ein Kostenterm mit einem einzigen monetisierten Nutzenterm verglichen wird, der sich aus der Summe aller einzelnen Nutzen zusammensetzt, folgt die von der ENTSO-E verwendete CBA einem multikriteriellen Ansatz, bei dem sowohl monetisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden.



Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Analyse im NEP 2030 (2019) ist das Szenario B 2035. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen wurden Lastflussberechnungen durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatchberechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt. Der Nutzen des Projekts kann dann aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen gezogen werden. Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird näher in Kapitel 5.4 beschrieben.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2018 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nachrichtlich aufgeführt.

Kosten-Nutzen-Analyse HPB (M460)

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)								
	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/ Jahr	Klimafolge- kosten Mio.€/Jahr
Markt- simulation	69	-183	520	52	-	-	-	-38
inner- deutscher Redispatch	11	7	114	11	-49	2	138	1
Gesamt	80	-176	634	63	-49	2	138	-36

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes

Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste

Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

Klimafolgekosten nach UBA 205€/t: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP 2018								
Szenario	SEW Mio.€/Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	CAPEX Mio.€	OPEX Mio.€/Jahr
Best 2025	30	-96	32	3	523	31	660	1
ST 2030	55	-465	128	13	431	44		
DG 2030	71	-93	108	11	567	56		
EuCo 2030	35	-319	11	1	365	31		

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes



Kosten-Nutzen-Analyse HPB 2 (M461a)

Die 2. Ausbaustufe mit einer Gesamtübertragungskapazität von 1.400 MW wurde gemäß genehmigtem Szenariorahmen für das Szenario B 2035 berücksichtigt.

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)								
	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/ Jahr	Klimafolge- kosten Mio.€/Jahr
Markt- simulation	62	-202	516	52	-	-	-	-41
inner- deutscher Redispatch	12	-149	164	16	-3	5	224	-31
Gesamt	74	-351	680	68	-3	5	224	-72

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes

Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste

Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

Klimafolgekosten nach UBA 205€/t: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP 2018								
Szenario	SEW Mio.€/Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	CAPEX Mio.€	OPEX Mio.€/Jahr
Best 2025	27	-113	52	5	180	20	660	1
ST 2030	46	-174	90	9	191	33		
DG 2030	71	-375	178	18	474	43		
EuCo 2030	29	-300	9	1	267	26		

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P222: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: 47

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns von Ottenhofen nach Oberbachern und enthält folgende Maßnahme:

- M461: Oberbachern – Ottenhofen
Die Stromtragfähigkeit der beiden vorhandenen 380-kV-Stromkreise muss auf jeweils 4.000 A erhöht werden. Hierfür ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender Trasse erforderlich. (Netzverstärkung). Weiterhin müssen die betroffenen 380-kV-Schaltanlagen in Ottenhofen und Oberbachern verstärkt werden (Netzverstärkung).

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M461	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		50	x	x	x	x	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Das Projekt ist direkt verknüpft mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt Isar der DC-Verbindung DC5. Ein Teil der zum DC-Verknüpfungspunkt Isar zu transportierende Leistung – im Wesentlichen Strom aus Onshore-Windenergie aus dem mitteldeutschen Raum sowie Offshore-Windenergie aus der Ostsee – ist über die Leitung zwischen Ottenhofen und Oberbachern zu führen. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig belastet. Deshalb muss die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.



Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M461 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass die geforderte Stromtragfähigkeit von mindestens 3.600 A je Stromkreis mit den vorhandenen 380-kV-Stromkreisen unter Nutzung von FLM nicht erreicht werden kann. Eine Umbeseilung mit HTL ist aus technischen Gründen nicht möglich. Daher ist ein Neubau in vorhandener Trasse erforderlich. Dadurch kann sogar eine Stromtragfähigkeit von 4.000 A erzielt werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weitere alternative Einzelmaßnahmen wurden nicht untersucht, da es sich bei der Verbindung um eine bereits existierende Leitung handelt. Gemäß NOVA-Prinzip wird zunächst eine Verstärkung dieser bestehenden Verbindung in Betracht gezogen. Alternative Verbindungen von Isar in westlicher Richtung bestehen nicht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P222 wurde im NEP 2030 (2017) von der BNetzA bestätigt und ist Teil des Bundesbedarfsplans (Vorhaben Nr. 47).





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P223: Netzverstärkung Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn – Krümmel

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt P223 mit der Maßnahme M462 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein.

- **M462a: Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn – Krümmel**
Von Güstrow über Görries, die geplante Anlage *im Suchraum der Gemeinde Klein Rogahn (Arbeitstitel „Görries/West“)* und Wessin nach Krümmel ist die bestehende 380-kV-Freileitung zu verstärken. Eine Umbeseilung auf Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile ist, vorbehaltlich der Genehmigungsfähigkeit, grundsätzlich möglich. Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Görries, Wessin und Güstrow entsprechend zu verstärken und das geplante UW Görries/West einzuschleifen; die Anlage Krümmel ist dafür bereits ausgelegt. Ein 20 km langes Teilstück der bestehenden Leitung befindet sich im Eigentum von TenneT. Beide Teilstücke von 50Hertz und TenneT sind auf 4.000 A pro Stromkreis zu verstärken.
- **M462b: Doppeleinschleifung Görries**
Im Zuge der Verstärkung der 380-kV-Leitung Güstrow - Krümmel ist für das UW Görries, das bisher nur über eine Einfacheinschleifung an die o. g. Leitung angeschlossen ist, eine Doppeleinschleifung vorzusehen. Dafür ist ein Leitungsneubau von 0,6 km im bestehenden Trassenkorridor erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M462a	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		147	x	x	x	x	2030	
M462b	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		0,6	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die bestehende 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel wird durch hohe Leistungsflüsse (vor allem in Ost-West-Richtung), bedingt durch einen großen Erzeugungsüberschuss erneuerbarer Energien on- und offshore innerhalb der Regelzone von 50Hertz, unzulässig hoch belastet. Die bestehende Leitung weist eine Übertragungsfähigkeit von 1.790 MVA pro Stromkreis auf. Ohne die Netzverstärkung der Leitung durch Umbeseilung auf Hochstrombeseilung bzw. Hochtemperaturleiterseile wird die 380-kV-Leitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte



betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnis-netze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M462a und M462b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Auf der 380-kV-Freileitung Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel wird als Instrument der Netzoptimierung Freileitungsmonitoring angewendet, und dennoch ist die Leitung in Stunden, in denen aufgrund der Wetterlage kein Freileitungsmonitoring angewendet werden kann, überlastet. Netzoptimierungen in Form von netzbezogenen Maßnahmen stehen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung. Eine Reduzierung der Belastung der Verbindung von Güstrow nach Krümmel durch Topologieänderung (z. B. Entmaschung in Güstrow) ist nicht ausreichend. Außerdem führt die Topologieänderung nahezu direkt proportional zu einem unzulässig hohen Belastungsanstieg auf der 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Wahle (P33 M24a) und ist daher keine nachhaltige Lösung.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zur genannten Netzverstärkung bestehen keine technisch-wirtschaftlich darstellbaren Alternativen bzw. alternativen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 223 wurde im NEP 2025 erstmals identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P228: Netzverstärkung Landesbergen – Mehrum/Nord

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahme:

- M469a: Landesbergen – Mehrum/Nord
Im Rahmen der Maßnahme ist die Ablösung der vorhandenen 220-kV-Leitung zwischen Landesbergen und Wahle durch eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4.000 A von Landesbergen nach Mehrum/Nord vorgesehen (Netzverstärkung). Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehenden 220-kV-Anschlüsse durch 380-kV-Anschlüsse ersetzt werden. Dazu sind die bestehende Schaltanlage in Landesbergen sowie die im Rahmen von TTG-P115 neu zu errichtende 380-kV-Schaltanlage Mehrum/Nord zu erweitern (Netzverstärkung). Darüber hinaus sind die Schaltanlagen in Lahe und Lehrte an diese Leitung anzuschließen. Es ist noch zu untersuchen, ob hierfür die bestehenden Umspannwerke erweitert werden können oder ob diese durch ein oder zwei Neubauten mit 380/220- und 380/110-kV-Transformatoren abgelöst werden müssen.

Das Projekt steht im Zusammenhang mit P33 M24b. Nach Inbetriebnahme von P228 und P33 M24b kann die seitens TenneT bestehende 220 kV-Infrastruktur zwischen Landesbergen und Wahle mit Ausnahme der 220-kV-Leitung von Wahle nach Braunschweig vollständig zurückgebaut werden.

Im Zuge des Projekts sind darüber hinaus Anlagen zur Kompensation der entstehenden Blindleistung erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M469a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		98	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Niedersachsen ist bereits heute geprägt durch hohe Einspeisung aus On- und Offshore-Windenergie. Der Zubau der erneuerbaren Energien wird gemäß den Szenarien perspektivisch weiter zunehmen. Des Weiteren müssen in der Region hohe Leistungen aus Norden und Osten abgeführt werden.

Netzplanerische Begründung

In der Region um Landesbergen und Mehrum/Wahle treten neben einer hohen Einspeisung aus Windkraftanlagen hohe Leistungsflüsse sowohl in Ost-West- als auch in Nord-Süd-Richtung auf. Dadurch kommt es bei Ausfall eines Stromkreises in der Region zu verschiedenen Überlastungen auf den bestehenden Leitungen. Durch die Ablösung der bestehendehenden 220-kV durch eine 380-kV-Leitung keitung



-Leitung können diese Engpässe effektiv behoben und ein (n-1)-sicherer Betrieb sichergestellt werden. Weiterhin sollen die aktuell mit 220 kV betriebenen Umspannwerke Lahe und Lehrte mit dieser Leitung versorgt werden. Damit wird die Energieversorgung des Großraums Hannover langfristig sichergestellt.

Die Projekte P33 und P228 dienen gemeinsam der Abführung von Einspeisung aus dem Norden sowie aus dem Osten Deutschlands. Damit wird eine wichtige Transitquerspange in Bestandstrassen geschaffen, die gleichzeitig der langfristigen Versorgung der Großräume Hannover und Braunschweig dient.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M469a hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Im Rahmen der NOVA-Prüfung wurde festgestellt, dass weder durch den Einsatz von FLM noch durch HTL- Umbeseilung die erforderliche Stromtragfähigkeit von 4.000 A auf den überlasteten 220 kV-Leitungen erreicht werden kann. Daher ist ein 380 kV-Neubau in bestehender Trasse erforderlich.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und anderweitiger Optionen

Als planerische Alternative ist eine Kombination aus Verstärkungen anderer bestehender Leitungen möglich. Dazu wären die 380-kV-Trassen zwischen Landesbergen und Grohnde, zwischen Mehrum und Grohnde sowie zwischen Wahle und Mehrum entsprechend zu verstärken. Diese alternativen Verstärkungen weisen insgesamt eine höhere Länge auf, weshalb die Verstärkung der kürzeren Leitung Landesbergen – Mehrum/Nord gewählt wurde.

Durch die Führung von P33 M24b nach Mehrum/Nord kann P228 gegenüber der Konfiguration im NEP 2030 (2017) von Landesbergen – Wahle auf Landesbergen – Mehrum/Nord verkürzt werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde erstmals im NEP 2030 (2017) als P228 Landesbergen – Wahle identifiziert, jedoch von der BNetzA nicht bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P252: Netzverstärkung Thyrow – Berlin/Südost

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
 Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPIG 2015:

Beschreibung des geplanten Projekts

- M504: Thyrow – Berlin/Südost

Das Projekt dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit der Hauptstadt Berlin. Dafür soll gemeinsam mit dem Verteilernetzbetreiber die Versorgung der bestehenden Netzschnittstellen, insbesondere die auf der 380-kV-Diagonale liegenden, verbessert werden. Darüber hinaus sollen perspektivisch weitere 380/110-kV-Netzschnittstellen im Umland als entlastende und stützende Einspeisepunkte für Berlin zur Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit des Ballungsraumes errichtet werden.

Dazu ist im ersten Schritt eine Umstrukturierung des südöstlichen Berliner Ringes (aktuelle 220-kV-Verbindung Marzahn – Wuhlheide – Thyrow) erforderlich. Aus Sicht der Komplexität und Genehmigungsdauer im Großstadtbereich ist die Maßnahme in zwei Bauabschnitte zu teilen.

Im ersten Bauabschnitt, sind folgende Maßnahmen zu errichten:

- ein neues 380/110-kV-Umspannwerk Berlin/Südost (Gebiet der Gemeinde Schönefeld) und
- zwischen Thyrow und dem neuen Umspannwerk Berlin/Südost, im Trassenraum der bestehenden 220-kV-Leitung Thyrow – Wuhlheide, eine neue 380-kV-Leitung mit 2 Stromkreisen auf einer Länge von ca. 25 km.

Im neuen 380/110-kV-Umspannwerk Berlin/Südost sind folgende Maßnahmen erforderlich:

- zwei 380-kV-Schaltfelder (Neubauleitung nach Thyrow),
- eine 380-kV-Querkupplung,
- vier 380-kV-Schaltfelder Transformator,
- zwei 380/220-kV-Netzkuppltransformatoren mit jeweils 400 MVA,
- zwei 380/110-kV-Transformatoren mit jeweils 300 MVA,
- zwei kombinierte 220-kV-Schaltfelder Leitung/Transformator (220-kV-Bestandsleitung nach Wuhlheide inkl. 220-kV-Anschaltung o.g. Netzkuppltransformatoren)
- zwei 110-kV-Schaltfelder Transformator und
- zwei 30-kV-Kompensationsdrosselspulen mit jeweils 75 Mvar.

Das Umspannwerk Thyrow ist, neben den Anpassungen der 220-kV-Anlage, wie folgt - insbesondere auch im Zusammenhang mit der o. g. 380-kV-Leitung - zu erweitern:

- Ausbau der Einfach- zur Doppelschleifung für die 380-kV-Anlage Thyrow in die 380-kV-Leitung Wustermark – Ragow,
- fünf 380-kV-Schaltfelder Leitung,
- eine 380-kV-Querkupplung,
- drei 380-kV-Schaltfelder Transformator,



- drei 380/110-kV-Transformatoren mit jeweils 300 MVA,
- drei 110-kV-Schaltfelder Transformator und
- zwei 30-kV-Kompensationsdrosselspulen mit jeweils 75 Mvar.

Der zweite Bauabschnitt der Umstrukturierung des südöstlichen Berliner Ringes (aktuelle 220-kV-Verbindung Marzahn – Wuhlheide – Thyrow) umfasst dann zu einem späteren Zeitpunkt als Projekt die 380-kV-Netzverstärkung von Berlin/Südost über Wuhlheide nach Marzahn (Punkt Biesdorf/Süd) inkl. Maßnahmen in den betroffenen Anlagen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M504	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		25	x	x	x	x	2030	
M585	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Derzeit betreibt 50Hertz zwischen dem Umspannwerk (UW) Teufelsbruch am westlichen und dem UW Marzahn am östlichen Stadtrand von Berlin eine 380-kV-Diagonale, die überwiegend aus Kabelanlagen besteht. Im Ostteil Berlins bestehen mit den UW Malchow und Wuhlheide weitere Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilungsnetz in Berlin. Die 380-kV-Diagonale einschließlich ihrer 380/110-kV-UW wurde ursprünglich für die Versorgung der 110-kV-Teilnetze errichtet. Insbesondere die UW auf der 380-kV-Diagonale dienen der Versorgung der innerstädtischen Lastschwerpunkte Berlins, dies sind aktuell die UW Friedrichshain, Mitte, Charlottenburg, Reuter und Teufelsbruch sowie ab 2019 Marzahn. Ab Mitte der 1990er Jahre wurde die 380-kV-Diagonale im Westen von Reuter nach Teufelsbruch und im Osten von Mitte über Friedrichshain nach Marzahn verlängert. Mit der Inbetriebnahme der kompletten Diagonale im Jahr 2000 (letztes Teilstück zwischen Friedrichshain und Marzahn) inkl. dem östlichen Anschluss an das UW Neuenhagen (Freileitung Neuenhagen – Marzahn) wurde die Diagonale zum integralen Bestandteil des umliegenden 380-kV-Übertragungsnetzes.

Durch den sich ändernden Strommarkt und die Netzintegration erneuerbarer Energien (EE), mit besonders hohem Anteil in Nordostdeutschland, wurde die 380-kV-Diagonale, zusätzlich zur Versorgung der Berliner 110-kV-Verteilungsnetze, mit bis heute steigenden Transitleistungsflüssen in Ost-West-Richtung belastet.

Aufgrund der Ballungsdichte bezogen auf die Last und Einwohnerzahl hat 50Hertz in Berlin eine besondere Versorgungsaufgabe mit sehr hohen Sicherheits- und Zuverlässigkeitsanforderungen an die Netzvorhaltung und den Netzbetrieb.

Der aktuelle Leistungsbezug über die 380/110-kV- und 220/110-kV-Netzschnittstellen zwischen dem Übertragungs- und Verteilernetz in Berlin beträgt derzeit bis zu 2.000 MW. Ohne Einspeisung von Erzeugungsanlagen in den Verteilungsnetzen läge der maximale Leistungsbezug Berlins bei ca. 2.500 MW.

Für Berlin ist in den nächsten Jahren von einem Lastanstieg auszugehen. Dieser resultiert vorrangig aus der Errichtung von Elektroheizern (E-Heizer) für die Fernwärmeversorgung (Power to Heat) zur Ablösung kohlegefeuerter Anlagen.



Mit dem Bevölkerungswachstum Berlins steigt auch der Leistungsbezug an den Netzschnittstellen. Des Weiteren wird zum Erreichen der energiepolitischen Ziele in Deutschland, insbesondere in Berlin durch die Klimaschutzvereinbarung des Landes mit Vattenfall Europe von 2009, eine deutliche Reduzierung der CO₂-Emissionswerte angestrebt. Das heißt, die bestehenden Kohlekraftwerke werden vorzugsweise durch Gas- und Dampf-Kraftwerke oder als Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit geringerer als der heute bestehenden elektrischen Erzeugungsleistung ersetzt oder zum Teil sogar gänzlich vom Netz genommen. Diese Entwicklung spiegelt auch die Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) zum erwarteten Zu- und Rückbau 2015 bis 2019 wider.

Die genannte Bevölkerungsentwicklung in Kombination mit der Veränderung der Erzeugung von elektrischer Energie führt zu neuen Rahmenbedingungen, die eine Verstärkung und einen Ausbau des Übertragungsnetzes inkl. der HöS/HS-Netzschnittstellen in der Region erforderlich machen.

Netzplanerische Begründung

Da sich die Versorgung der zentralen Stadtbereiche Berlins historisch bedingt auf die 380-kV-Diagonale und die dort nachgelagerten 110-kV-Teilnetze konzentriert, kann es bei Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln, z. B. in der Kombination von (planmäßiger) Wartung/Instandhaltung mit Ausfällen, bzw. bei nicht auszuschließenden Mehrfachausfällen zu Unterbrechungen in der Stromversorgung in der Hauptstadt Berlin kommen.

Berlin hat als Bundeshauptstadt, hier insbesondere das Zentrum Berlins mit dem Sitz von Bundesregierung, Bundesrat und Bundesministerien, eine besondere Relevanz, die eine jederzeit sichere Stromversorgung erfordert.

Aufgrund der massiven Auswirkungen von Kaskadeneffekten als Folge von Fehlern im Höchstspannungsnetz, die sich unmittelbar auf die Netz- und Versorgungssicherheit in den nachgelagerten Verteilnetzen auswirken können, sind besonders hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes in Bereichen hoher Bevölkerungs- und Infrastrukturdichte zu stellen. Dies gilt insbesondere bei Fehlern auf der 380-kV-Diagonale in Berlin. Demzufolge sind Lastschwerpunkte in Berlin möglichst über mehrere Netzschnittstellen zu versorgen, um einen Komplettausfall und damit den oben erwähnten Kaskadeneffekt zu vermeiden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M504 und M585 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).



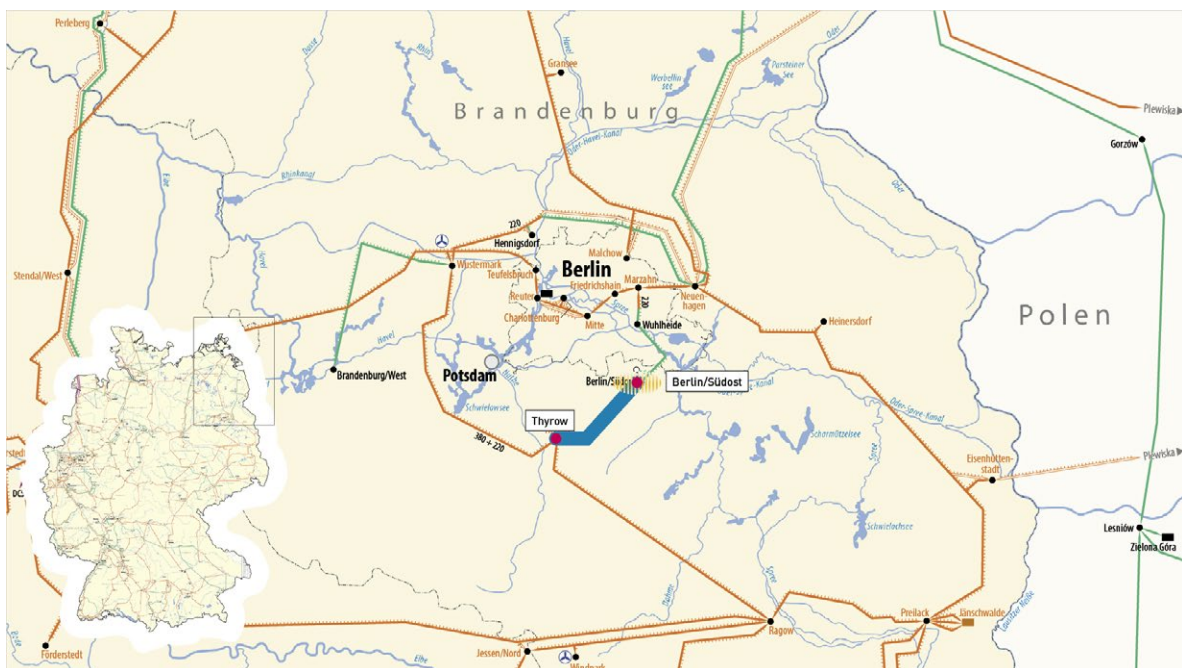
Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring sind jedoch die bestehenden 220-kV-Leitungen Thyrow – Berlin/Südost aufgrund ihrer Spannungsebene sowie Bauweise nicht geeignet. Eine Netzverstärkung durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der erwartete Lastanstieg in Berlin, insbesondere durch E-Heizer, kann nur durch die Bereitstellung entsprechender Transformatorkapazitäten in den Umspannwerken zwischen Übertragungs- und Verteilnetz gedeckt werden. An den Standorten der bestehenden Umspannwerke in Berlin ist durch städtebaulich limitierte Platzverhältnisse kein Erweiterungspotenzial für weitere Transformatoren vorhanden. Zudem wäre eine weitere Konzentration von Transformatorenleistung auf der Diagonale in ihrer heutigen Konstellation hinsichtlich Netz- und Versorgungssicherheit kontraproduktiv. Deshalb ist es notwendig, neue Standorte zu errichten, die zugleich die netztechnische Flexibilität erhöhen. Gemeinsam mit dem Verteilernetzbetreiber plant 50Hertz dafür ein neues 380/110-kV-Umspannwerk im Bereich der Gemeinde Schönefeld.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P252 mit der Maßnahme M504 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P304: Netzverstärkung Ost-Württemberg

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Aufgrund eines höheren Übertragungsbedarfs in Nord-Süd- Richtung zwischen Würzburg und Ulm muss das Übertragungsnetz in diesem Bereich verstärkt werden. Das Projekt ist Teil der Netzverstärkung des ostwürttembergischen Übertragungsnetzes (P304 und P305).

- M514: Kupferzell – Goldshöfe
Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung. Auf dem freien Gestängeplatz wird ein 380-kV-Stromkreis zwischen Kupferzell und Goldshöfe aufgelegt. Hierfür ist auch eine Verstärkung der Schaltanlage Kupferzell notwendig.

	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M514	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		55			x		2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

In diesem Netzbereich findet vermehrt ein Zubau von Windenergieanlagen statt, so dass neben der Deckung der Verbraucherlast langfristig auch der Abtransport von Windenergie aus diesem Bereich beherrscht werden muss. Die 380-kV-Leitung in diesem Gebiet liegt zudem in der Haupttransitachse für Nord-Süd-Leistungsflüsse zwischen Tennet (Raum Würzburg) und der TransnetBW (Raum Ulm). Die geplante Netzverstärkung versorgt zum einen die Region Oberschwaben, zum anderen verbindet sie den Strom aus Erneuerbaren aus dem windreichen Norden und Nordosten Deutschlands mit den alpinen Pumpspeichern in Österreich und der Schweiz. Sie dient damit der Stabilisierung des gesamten Netzes und des Netzbetriebs in dieser Region.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Netzverstärkung führt ein Ausfall des heute bestehenden Stromkreises zu Verlagerungen des Transit Richtung Süden auf die parallelen Netzstrukturen und führt dort zu Überlastungen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme 514 hat sich dabei für das Ergebnisnetz des Szenarios C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts). Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu der Maßnahme 514 gibt es keine alternativen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projektes:

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P305: Netzverstärkung Ostalb

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW
 Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPIG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Es zeigte sich in diesem NEP 2030 (2019), dass aufgrund eines höheren Übertragungsbedarfs in Nord-Süd-Richtung zwischen Würzburg und Ulm das Übertragungsnetz verstärkt werden muss. *Das Projekt ist Teil der Netzverstärkung des ostwürttembergischen Übertragungsnetzes (P304 und P305).*

- M515: Niederstotzingen – Dellmensingen
 Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung (Neubau in bestehender Trasse) der beiden aufliegenden 380-kV-Stromkreise in diesem Bereich.

	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M515	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		41	x	x	x		2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die 380-kV-Leitung in diesem Gebiet liegt in der Haupttransitachse für Nord-Süd-Leistungsflüsse zwischen Tennet (Raum Würzburg) und der TransnetBW (Raum Ulm).

Neben der Deckung der Verbraucherlast muss langfristig auch der Abtransport von Windenergie aus diesem Bereich beherrscht werden.

Die geplante Netzverstärkung versorgt zum einen die Region Oberschwaben, zum anderen verbindet sie den Strom aus erneuerbaren Energien aus dem windreichen Norden und Nordosten Deutschlands mit den alpinen Pumpspeichern in Österreich und der Schweiz. Sie dient damit der Stabilisierung des gesamten Netzes und des Netzbetriebs in dieser Region.

Netzplanerische Begründung

Bei Ausfall eines Stromkreises Rotensohl – Niederstotzingen kommt es ohne die Netzverstärkung zu Netzüberlastungen bei dem verbleibendem Stromkreis auf dem gleichen Gestänge.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme 515 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

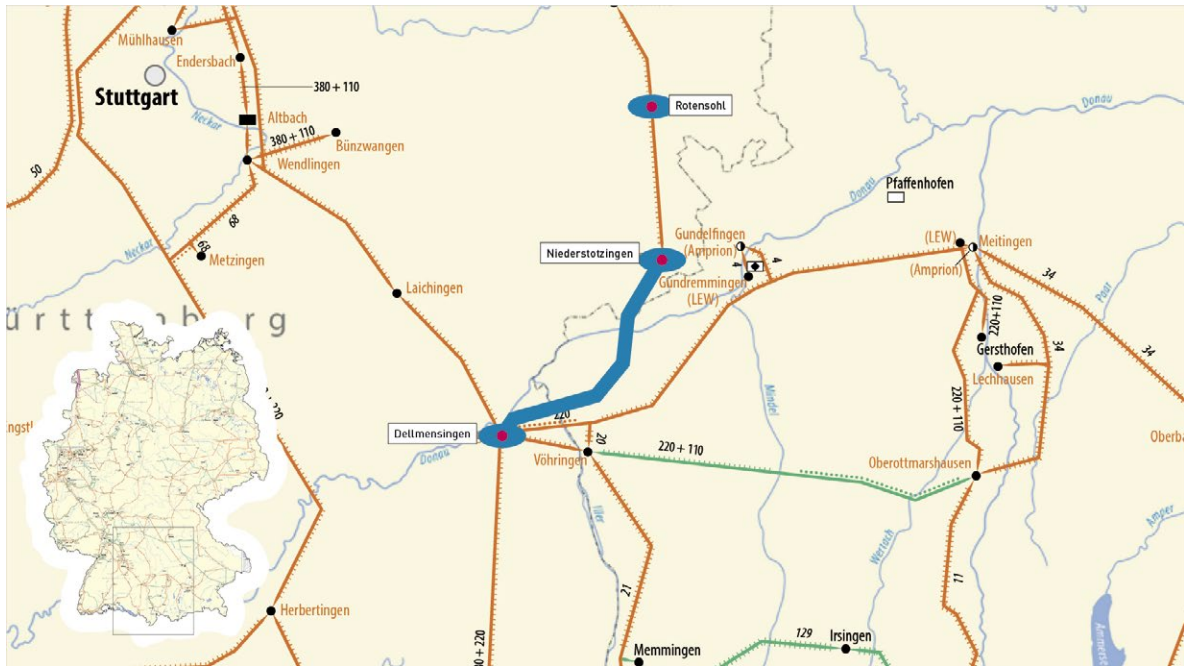
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zur Maßnahme 515 gibt es keine alternativen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P306: Netzverstärkung zwischen Neckar und Enz

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Mittleren Neckarraum enthält folgende Maßnahme:

- M518: Großgartach – Pulverdingen
Die Maßnahme ist eine 380-kV-Netzverstärkung von 220-kV- und 380-kV-Leitungsanlagen im Bestandsnetz (Neubau in bestehender Trasse bzw. Umbeseilung) zwischen Großgartach – Pulverdingen zur Schaffung eines zusätzlichen dritten 380-kV-Stromkreises.

Es sind auch Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M518	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

In diesem Bereich verläuft in Baden-Württemberg die Haupttransitachse vom Nordosten aus Bayern Richtung Süden in die Schweiz. Die 380-kV-Stromkreise im nördlichen Teil des Großraums Stuttgart versorgen die betroffenen Kunden mit elektrischer Energie.

Am Neckar liegen zahlreiche konventionelle Erzeugungsanlagen.

Netzplanerische Begründung

Diese Maßnahme stärkt die Transportachse von Großgartach nach Süden und weiter in den mittleren Neckarraum. Bei Ausfall eines Stromkreises Großgartach – Pulverdingen kann es schon heute zu Überlastungen kommen.

Da der dritte Stromkreis Großgartach – Pulverdingen auf einer anderen Trasse geführt wird, als die beiden heute schon bestehenden Stromkreise, können zukünftig Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen im Betrieb leichter realisiert werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Gegenüber der Bündelung und Leitungsführung auf der bestehenden Trasse Großgartach – Pulverdingen bietet diese Stromkreisführung auf einer anderen Trasse den Vorteil einer Erhöhung der Systemsicherheit sowie der verbesserten Möglichkeit zur Wartung und Instandhaltung. Eine anderweitige Planungsmöglichkeit wäre, die direkte Leitung zwischen Großgartach und Pulverdingen zu einer Mehrfachleitung umzubauen.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M518 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Bei dieser Maßnahme wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

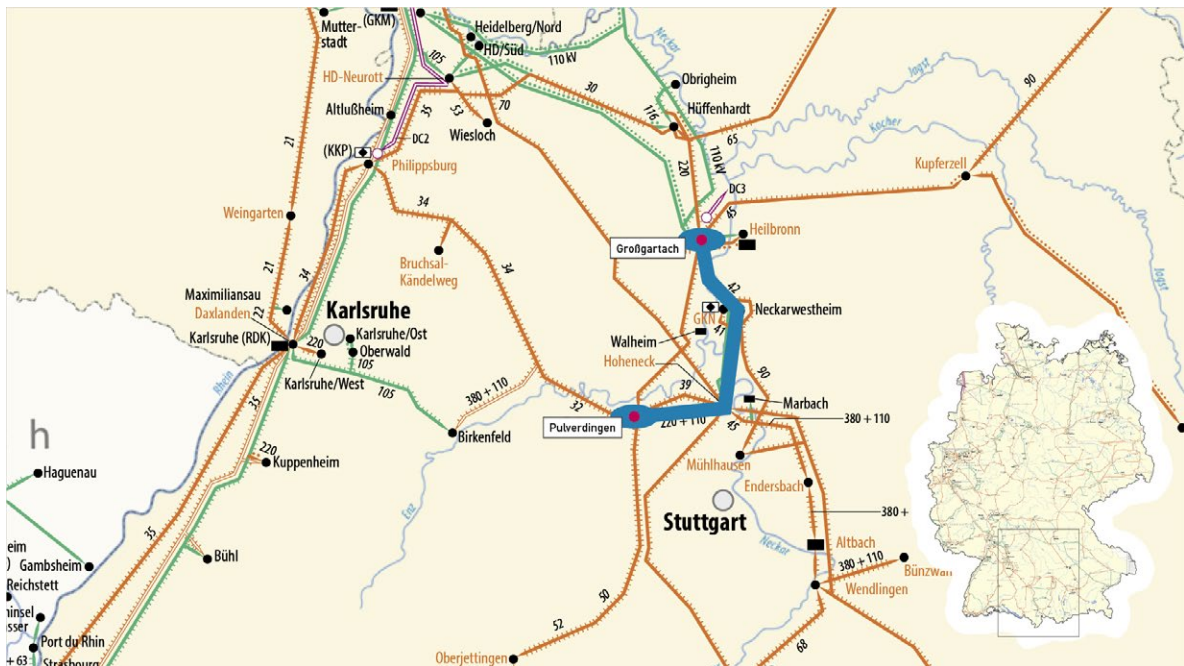
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Sowohl in Großgartach als auch in Pulverdingen liegt bereits ein vermaschter Netzknoten vor, der als Endpunkt geeignet ist.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 306 wurde im NEP 2025 *und NEP 2030 (2017)* identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P310: Netzverstärkung Bürstadt – Kühmoos (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Süd-Hessen, Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M485: Bürstadt – Kühmoos:

Diese Maßnahme beinhaltet eine Netzverstärkung in bestehender 380-kV-Trasse. Zwischen der Anlage Bürstadt und der Anlage Maximiliansau wird ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380 kV umgestellt und zusammen mit dem bestehenden 380-kV-Stromkreis auf gleicher Leitung mit Hochtemperatur-Leiteseilen (HTLS) umbeseilt (Netzverstärkung). Wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, kann die Umbeseilung auf HTLS-Seile durch den Neubau in bestehender Trasse ersetzt werden (Netzverstärkung). Zwischen Maximiliansau und Daxlanden wird ein bestehender 220-kV-Stromkreis auf 380-kV umgestellt (Netzverstärkung). Des Weiteren wird auf der bestehenden Leitung zwischen Daxlanden und Kühmoos ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis zubeseilt (Netzverstärkung). Die 380-kV-Anlage Weingarten ist zu verstärken, die 380-kV-Anlagen Bürstadt, Lambsheim und Kühmoos sind zu erweitern und die 380-kV-Anlagen Maximiliansau und Mutterstadt sind neu zu errichten (Netzverstärkung). Die neu zu errichtenden Anlagen liegen in unmittelbarer Nähe der Bestandsleitung. Für den Anschluss der neuen 380-kV-Schaltanlagen an die Bestandsleitung sind punktuelle Mastneubauten erforderlich. Aufgrund des notwendigen Entfalls der 220-kV-Stromkreise und der 220-kV-Anlage Maximiliansau werden 380/220-kV-Transformatoren in Bürstadt und Mutterstadt sowie 380/110-kV-Transformatoren in Maximiliansau errichtet.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M485	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse, Stromkreisauflage/ Umbeseilung		285	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Süddeutschland ist charakterisiert durch eine hohe installierte Leistung aus PV-Anlagen, die trotz der hohen Last zu Zeiten hoher Einspeisung zu einem Überschuss führen. Des Weiteren ist Süddeutschland die Verbindung zu den großen Pumpspeicherkraftwerken in den Alpen, die für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich sind. Durch eine Verstärkung des Übertragungsnetzes kann sowohl die überschüssige Leistung aus den Erneuerbaren Energiequellen abtransportiert, sichere Leistung zur Versorgung der Lasten zur Verfügung gestellt und die Flexibilisierungsmöglichkeiten der Pumpspeicherkraftwerke in den Alpen genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit wird der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements Erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der



vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes zwischen Süd-Hessen, Rheinland-Pfalz und Süd-Baden-Württemberg wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert, sodass Überlastungen auf bestehenden Leitungen beseitigt werden. Die beschriebene Netzverstärkung führt zudem zu einer deutlichen Erhöhung der Übertragungskapazität auf der Nord-Süd-Achse zwischen Süd-Hessen und Süd-Baden-Württemberg.

Eine Wirtschaftlichkeitsrechnung unter der Nutzung von Redispatch-Analysen hat gezeigt, dass die Maßnahme sinnvoll und notwendig ist. Durch die schnelle Umsetzbarkeit bis 2023 hat sich die Maßnahme insbesondere im Zuge des Ausstiegs aus der Kernenergie als notwendig erwiesen und wurde im Rahmen einer BMWi-Studie zur Höherauslastung der Bestandsnetze ermittelt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M485 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Unter Berücksichtigung des NOVA-Prinzips werden in diesem Projekt bestehende Leitungen und Anlagen im Wesentlichen ohne neue Rauminanspruchnahme verstärkt oder erweitert.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

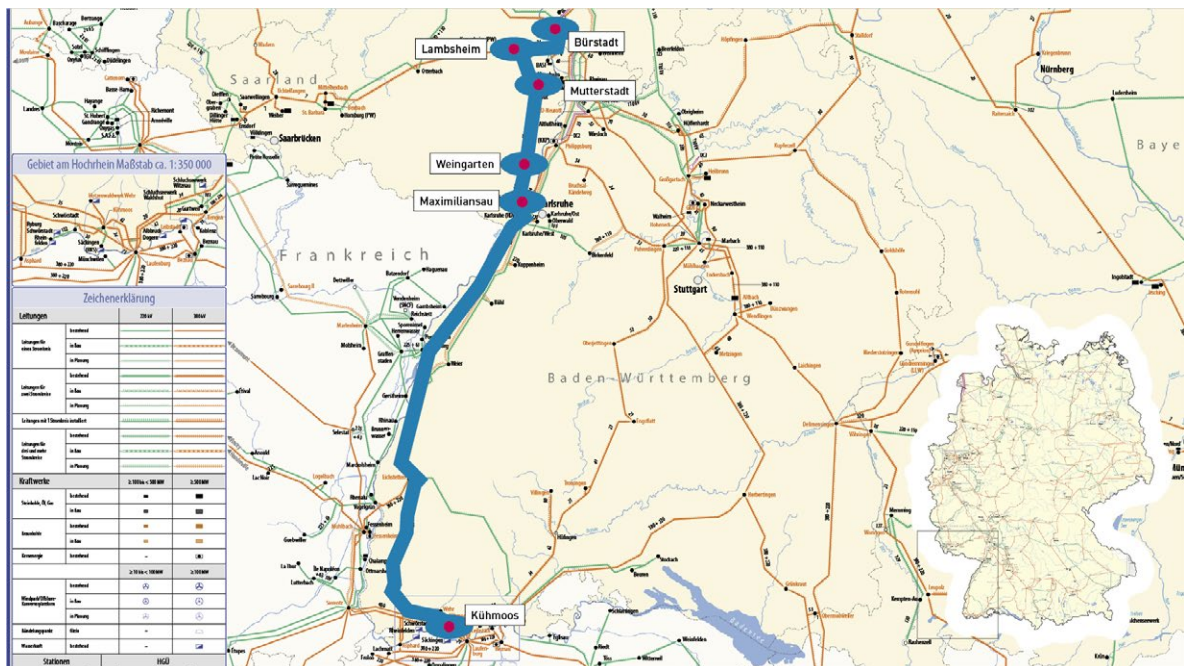
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P310 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur als Ad-hoc-Maßnahme bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P311: Netzverstärkung Weißenthurm – Bürstadt

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Rheinland-Pfalz. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M486 Weißenthurm – Bürstadt:
Im Rahmen des Projekts ist eine Netzverstärkung zwischen Weißenthurm und Bürstadt notwendig. Hierfür wird ein Leitungsneubau in bestehender Trasse erforderlich. Darüber hinaus müssen die Anlagen Weißenthurm, Waldlaubersheim und Bürstadt erweitert werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M486	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		124	x	x	x	x	bis 2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzverstärkung zwischen Weißenthurm und Bürstadt erhöht die Übertragungskapazität zwischen Koblenz und Worms. Die Überlastung auf den bestehenden Leitungen zwischen Weißenthurm und Bürstadt werden hierdurch behoben.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier



Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M486 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

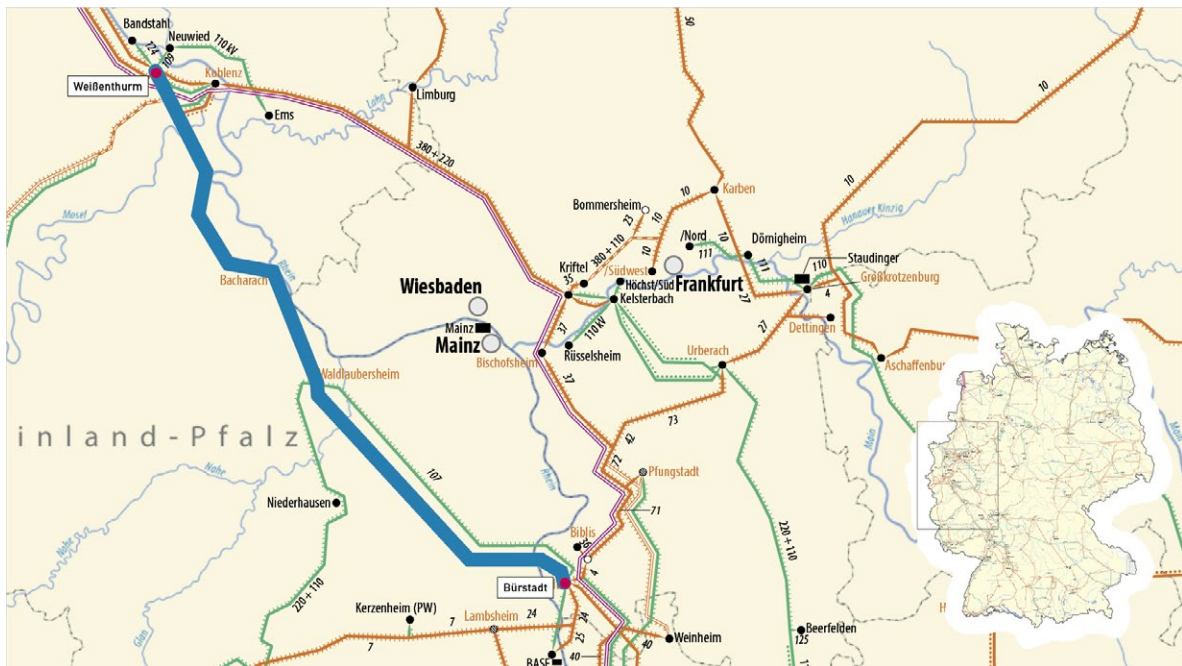
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P311 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P312: Netzausbau Westerkappeln –Wettringen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im nördlichen Nordrhein-Westfalen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M487: Westerkappeln – Wettringen:
Zwischen Westerkappeln und einer neu zu errichtenden 380-kV-Station nahe dem „Punkt Wettringen“ erfolgt ein 380-kV-Leitungsneubau. Der Leitungsneubau soll im Wesentlichen in der Trasse der aktuellen 220-kV-Leitung durchgeführt werden. Die bestehende 220-kV-Leitung wird durch diese 380-kV-Leitung ersetzt (Netzverstärkung). Die neu zu errichtende 380-kV-Station nahe dem „Punkt Wettringen“ dient als Netzverknüpfungspunkt der 380-kV-Nord-Süd-Achse von Hanekenfähr nach Uentrop und der hier beschriebenen 380-kV-Ost-West-Achse von Westerkappeln nach Wettringen. Diese 380-kV-Stromkreise werden demnach in die geplante Station nahe dem „Punkt Wettringen“ eingeführt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M487	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		42	x	x	x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der norddeutschen Lasten wesentlich. Durch dieses Projekt und die bestehende sowie durch andere Vorhaben geplante Netzinfrastruktur kann die regenerative Einspeisung abtransportiert werden.

Netzplanerische Begründung

Zukünftig wird das nördliche Netzgebiet der Amprion, über die heute bestehenden Kuppelleitungen hinaus, durch weitere 380-kV-Leitungen wie Ganderkesee – Wehrendorf (EnLAG Nr. 2) und Conneforde-Cloppenburg-Merzen (BBPlG Nr. 6) mit dem Netzgebiet des TenneT TSO verbunden sein. Diese Energieübertragungstrecken dienen vorwiegend dem Transport von fluktuierenden Leistungen aus On- und Offshore-Anlagen in das nördliche Netzgebiet der Amprion. Um diese zusätzlichen EE-Leistungen engpassfrei in die Verbraucherschwerpunkte im Westen und Süden Deutschlands transportieren zu können, muss die Übertragungskapazität der Transportachse von Westerkappeln nach Wettringen erhöht werden. Diese Maßnahme dient im Wesentlichen der Symmetrierung der Leistungsflüsse und somit der Entlastung von Engpässen auf der parallel verlaufenden 380-kV-Ost-West-Achse von der neu zu errichtenden Umspannanlage nahe dem „Punkt Merzen“ im Landkreis Osnabrück zur Station Hanekenfähr.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahmen M487 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Weiterhin erfolgt ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur durch die Maßnahme M487.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

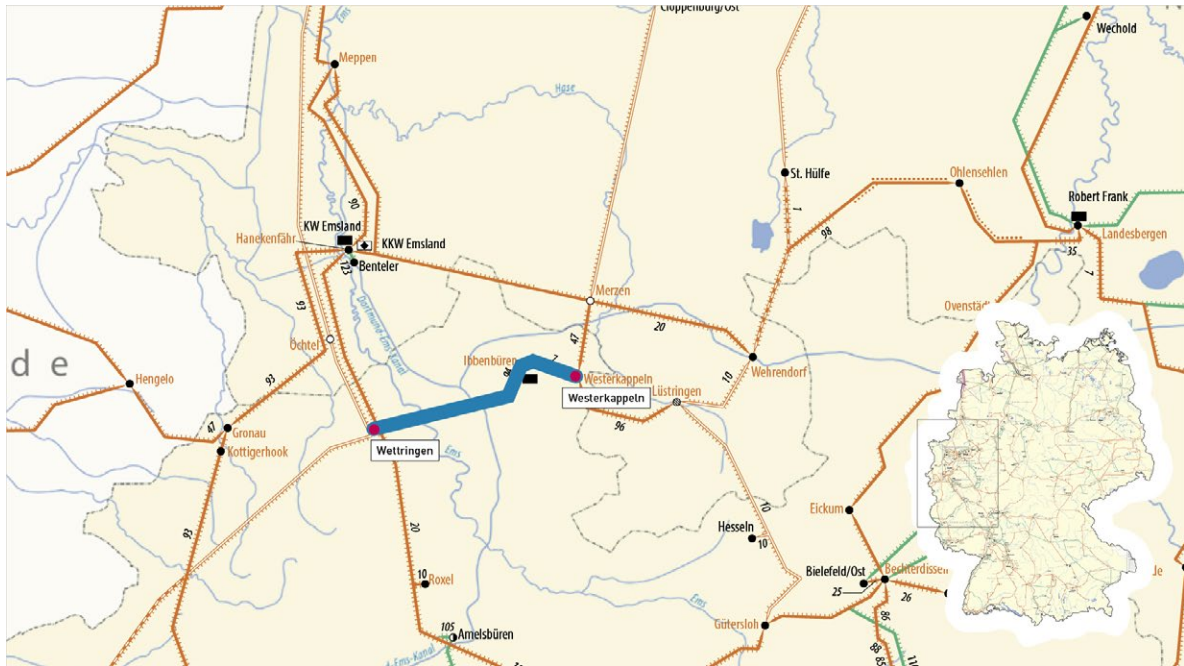
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P312 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P313: Netzausbau der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Belgien (Zweiter Interkonnektor Deutschland-Belgien)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: 225.1107

Nr. BBPIG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Amprion und Elia untersuchen eine zweite Interkonnektorverbindung zwischen Deutschland und Belgien und planen eine gemeinsame Projektentwicklung. Für die Umsetzung ist folgende Maßnahme auf deutscher Seite erforderlich*:

- M488: Interkonnektor Deutschland – Belgien:
Die Verbindung ist zwischen den bestehenden 380-kV-Anlagen in Dahlem im Kreis Euskirchen (Amprion) und Gramme (Elia, Belgien) geplant (Netzausbau). Die finalen Netzverknüpfungspunkte sind maßgeblich von der Trassenrealisierbarkeit und dem Untersuchungsergebnis der laufenden Abstimmungen mit Elia abhängig. Das Projekt ist als HGÜ-Leitung geplant. Für eine HGÜ-Verbindung mit einer Übertragungskapazität von mindestens 1 GW ist der Neubau von je einer Konverterstation an beiden Endpunkten erforderlich (Netzausbau). In Abhängigkeit der Festlegung des Netzverknüpfungspunktes ist eine neue 380-kV-Station zu errichten und an die 380-kV-Stromkreise zwischen Oberzier und Niederstedem anzuschließen, oder die bestehende 380-kV-Anlage in Dahlem neu zu errichten (Netzausbau).

*Auf belgischer Seite ist der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia für die Umsetzung verantwortlich

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		berücksichtigt in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M488	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		x	x	x	x	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Mit den Beschlüssen des deutschen Bundestages im Sommer 2011 zum Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens Ende 2022 und mit dem in Belgien festgelegten Kernenergieausstieg bis zum Jahr 2025 geht ein struktureller Wandel der elektrischen Energieversorgung in beiden Ländern einher. Das gemeinsame Hauptmerkmal liegt hierbei im verstärkten Zubau von erneuerbaren Energien und im Rückbau konventioneller Kraftwerkskapazitäten.

Netzplanerische Begründung

Infolge der o. g. Entwicklung ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten notwendig, um den Austausch zwischen den beiden Märkten und damit den Zugang zu einer größeren gesicherten Leistung auch zukünftig zu ermöglichen.

Mit der Realisierung des Projekts wird zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Energiemarkt bereitgestellt. Außerdem trägt die neue Verbindung auch vor dem Hintergrund der signifikanten Änderungen der Erzeugungsstruktur zur Integration der erneuerbaren Energien sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.



Auf Basis von Marktuntersuchungen wurde ein weiterer positiver Einfluss des geplanten Interkonnektors über den des Projekts P65 hinaus auf den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt nachgewiesen. Die Analysen haben gezeigt, dass durch das Projekt ein volkswirtschaftlicher Gewinn für diesen entsteht. Zusätzlich wird durch die Maßnahme ein signifikanter Beitrag zur Versorgungssicherheit in Belgien und Deutschland geleistet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Dieses Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Die HGÜ-Technik bietet sich durch ihren steuerbaren bidirektionalen Leistungsfluss bei einem gleichzeitig geringen Landschaftsverbrauch an. Durch die Vielzahl der bereits heute existierenden und sich in Planung befindlichen Leistungsflussgesteuerten Interkonnektoren (DE – NL, NL – BE, DE – BE) würde eine ungesteuerte Lösung zu einer Überlastung führen. Daher bietet sich für dieses Projekt die Ausführung als HGÜ-Verbindung an. Dies ermöglicht den Energiemix in beiden Ländern auszubalancieren und erleichtert somit zusätzlich die Integration von volatil einspeisenden Erneuerbaren Energien.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Da bisher keine Verbindung zwischen Deutschland und Belgien existiert und die sich in Planung befindende erste Verbindung aus heutiger Sicht nicht verstärkt werden kann, ist der Neubau in neuer Trasse die einzige Alternative. Ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur erfolgt durch die Maßnahme M488.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Derzeit wird von Amprion die Variante Dahlem – Gramme favorisiert. Darüber hinaus werden weitere Planungsalternativen hinsichtlich ihrer netztechnischen und genehmigungstechnischen Realisierbarkeit bewertet.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P313 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt



Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP 2018 werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPIG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P313.

Im Gegensatz zu einer reinen Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils ein Kostenterm mit einem einzigen monetisierten Nutzenterm verglichen wird, der sich aus der Summe aller einzelnen Nutzen zusammensetzt, folgt die von der ENTSO-E verwendete CBA einem multikriteriellen Ansatz, bei dem sowohl monetisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Analyse im NEP 2030 (2019) ist das Szenario B 2035. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen wurden Lastflussberechnungen durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatchberechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt. Der Nutzen des Projekts kann dann aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen gezogen werden. Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird näher in Kapitel 5.4 beschrieben.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2018 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nachrichtlich aufgeführt.

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)

	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisierung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/Jahr	Klimafolgekosten Mio.€/Jahr
Marktsimulation	62	224	496	50	-	-	-	46
innerdeutscher Redispatch	-61	588	-607	-61	360	24	-815	121
Gesamt	1	812	-111	-11	360	24	-815	166

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes

Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste

Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

Klimafolgekosten nach UBA 205€/t: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

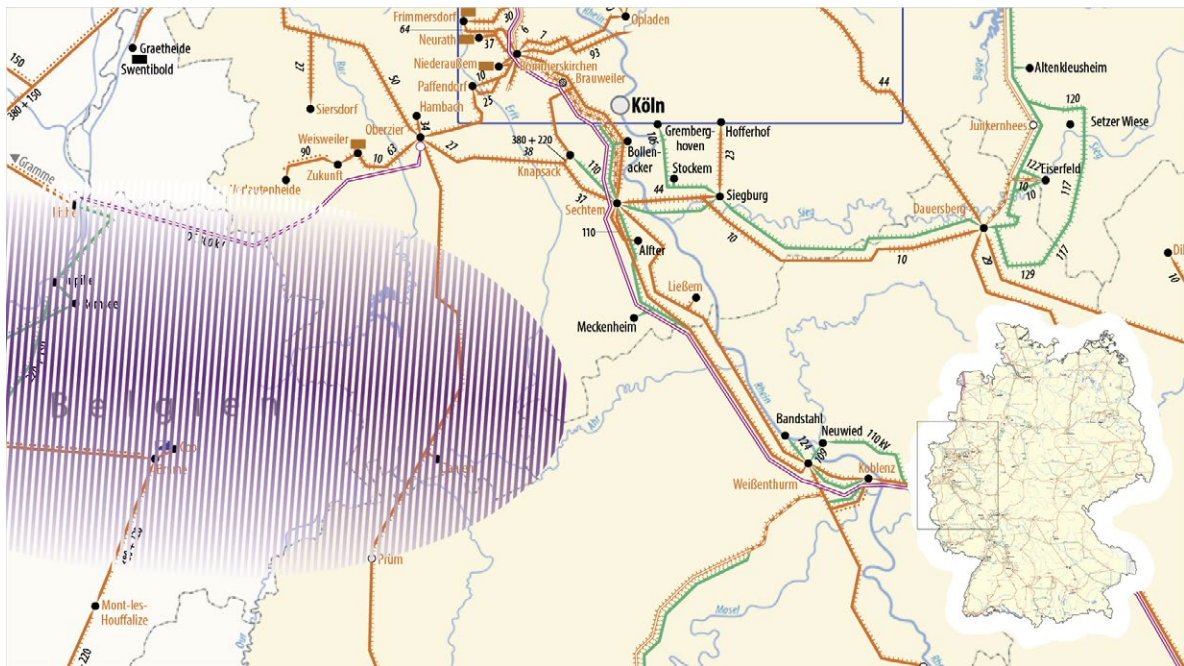
Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP 2018

Szenario	SEW Mio.€/Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisierung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	CAPEX Mio.€	OPEX Mio.€/Jahr
Best 2025	5	196	42	4	360	17	600	5
ST 2030	11	24	142	14	286	14		
DG 2030	16	226	140	14	473	27		
EuCo 2030	2	-54	12	1	209	12		

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M489: Phasenschiebertransformatoren im Saarland:
Im Rahmen des Projekts P170 Uchtelfangen – Ens Dorf – Vigy (Frankreich) ist eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität zwischen Deutschland und Frankreich erforderlich. Um diese neugeschaffene Kapazität optimal nutzen zu können, wurde darüber hinaus die Notwendigkeit der Leistungsflusssteuerung durch Phasenschiebertransformatoren identifiziert. Die technische Ausführung wird im Rahmen der Detailplanung festgelegt (Netzoptimierung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		berücksichtigt in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M489	Anlage	Netzoptimierung			x	x	x	x	2027	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

In Starkwind-Situationen kann es durch die im Norden Deutschlands installierten Windenergieanlagen zu erhöhten Leistungsströmen in Richtung Frankreich kommen. Dadurch können Engpässe auf den grenzüberschreitenden Transportleitungen entstehen. Darüber hinaus ist die fortschreitende Integration des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes seit Jahren ein Kernziel der Energiepolitik der Europäischen Union. Um diesem gerecht zu werden, bedarf es der Erhöhung grenzüberschreitender Transportkapazitäten, um den uneingeschränkten Energieaustausch zwischen den Märkten sicherzustellen.

Netzplanerische Begründung

Die Analysen haben gezeigt, dass insbesondere in Zeiten hohen Austausches zwischen Deutschland und Frankreich (in beide Richtungen) die Handelsflüsse (Ergebnisse aus der Marktsimulation) und die physikalischen Flüsse (Ergebnisse der Netzanalysen) weit auseinander liegen. Das führt dazu, dass die Flüsse in den Netzanalysen eine Überlastung an der Kuppelstelle aufzeigen bei gleichzeitigem Einhalten der vorgegebenen NTC Werte zwischen Deutschland und Frankreich. Mit der Realisierung dieses Projekts können diese Flüsse angeglichen und damit die volle Marktkapazität für den europäischen Energiemarkt bereitgestellt werden.

Mit der Leistungsflusssteuerung kann die im Projekt P170 Uchtelfangen – Ens Dorf – Vigy (Frankreich) geschaffene Transportkapazität maximal ausgenutzt werden. Die Übertragungskapazität in dieser Region wird somit durch dieses Projekt optimiert. Ebenso ermöglicht der Phasenschiebertransformator eine Leistungsflusssteuerung auf dem bestehenden Interkonnektor zwischen Deutschland und Frankreich. Weiterhin werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen im deutschen Übertragungsnetz behoben. Zudem trägt diese Netzverstärkung auch in Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien zur Erhöhung der Versorgungssicherheit Deutschlands bei.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit M489 durchgeführt werden.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

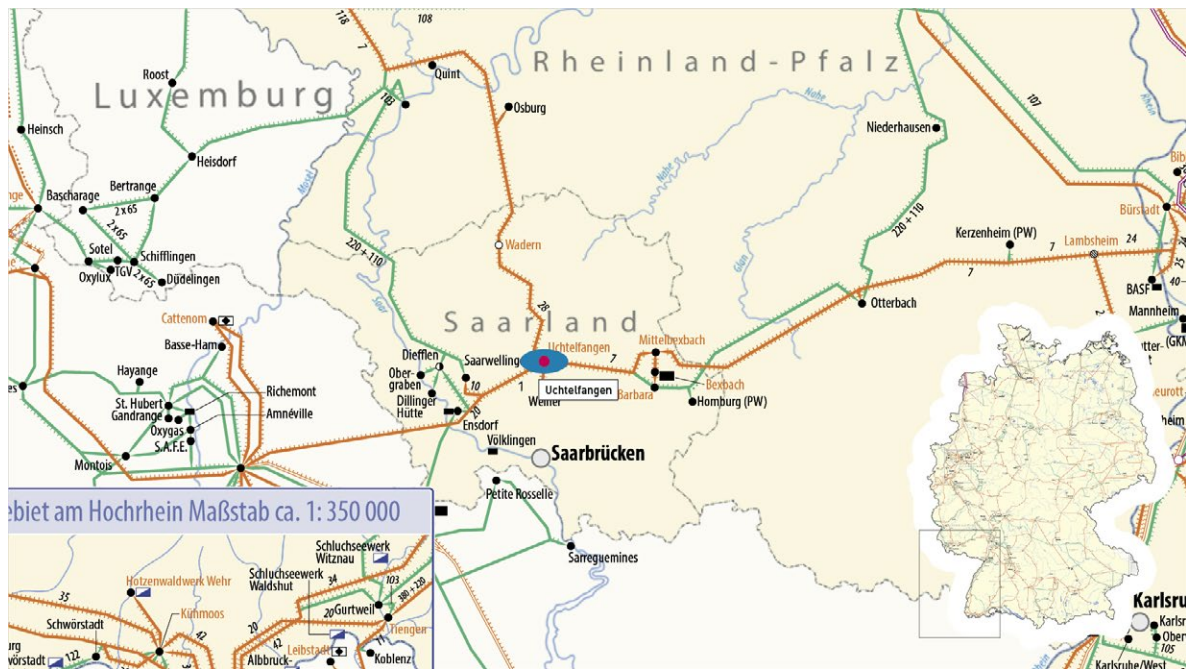
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P314 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P315: Netzausbau Hanekenfähr – Gronau

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Transportkapazität zwischen Hanekenfähr und Gronau. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M491: Hanekenfähr – Gronau:
Die Stromkreise der bestehenden Leitung zwischen Gronau und Hanekenfähr werden für eine erhöhte Stromtragfähigkeit verstärkt (Netzverstärkung). Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Zusätzlich sind zwei weitere 380-kV-Stromkreise (380-kV-SK) zwischen Hanekenfähr und Gronau in neuer Trasse zu errichten. Für die Einführung der zusätzlichen 380-kV-SK in Hanekenfähr muss die 220-kV-Leitung zwischen Hanekenfähr und Amelsbüren aus platztechnischen Gründen entfallen. Eine redundante Anbindung der Station Amelsbüren aus der Höchstspannungsebene kann ab diesem Zeitpunkt nur aus 380-kV realisiert werden. Die 380-kV-Umstellung der Station Amelsbüren ist daher im Vorfeld umzusetzen. Des Weiteren sind eine Einschleifung eines 380-kV-Stromkreises (Netzverstärkung) und die Errichtung von zwei baugleichen Phasenschiebertransformatoren in Gronau (Netzoptimierung) notwendig. Der bestehende Schrägregeltransformator entfällt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M491	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		47	x	x	x	x	bis 2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der norddeutschen Lasten wesentlich. Durch dieses Projekt und die bestehende Netzinfrastruktur kann die regenerative Einspeisung abtransportiert werden.

Netzplanerische Begründung

Über die zwei bestehenden 380-kV-Stromkreise zwischen Hanekenfähr und Gronau wird ein großer Teil der in Norddeutschland erzeugten on- und offshore Windenergieleistung in den nördlichen Netzbereich von Amprion eingeleitet. Zukünftig wird die Menge dieser Einspeisungen zunehmen, sodass es zu Engpässen auf den bestehenden 380-kV-Nord-Süd-Verbindungen kommt.

Um diesem Sachverhalt entgegenzuwirken, wird die 380-kV-Nord-Süd-Achse zwischen Hanekenfähr und Gronau in bestehender Trasse verstärkt. Zudem erfolgt ein 380-kV-Leitungsneubau zwischen den Stationen Hanekenfähr und Gronau. Ziel ist es, die Transportkapazität dieser Energieübertragungsstrecke zu erhöhen und die Energie engpassfrei in die Verbraucherschwerpunkte im Westen und Süden Deutschlands transportieren zu können.



Von den beiden 380-kV-Stromkreisen zwischen den Stationen Hanekenfähr und Gronau wird derzeit nur einer in die Umspannanlage Gronau eingeführt. Der zweite 380-kV Stromkreis verläuft weiter bis nach Kusenhorst. Hierdurch ergeben sich große Stromkreislängenunterschiede. Dies hat eine unsymmetrische Aufteilung der Leitungsauslastungen zur Folge. Um eine gleichmäßige Aufteilung der Leistungsflüsse zu erreichen, wird auch der zweite 380-kV Stromkreis in die Umspannanlage Gronau eingeführt.

Um die Leistungsflüsse in Netznutzungsfällen mit hohem Export Richtung Niederlande beherrschen zu können, werden zwei Phasenschiebertransformatoren in Gronau errichtet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M491 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Weiterhin erfolgt ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur durch die Maßnahme M491.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

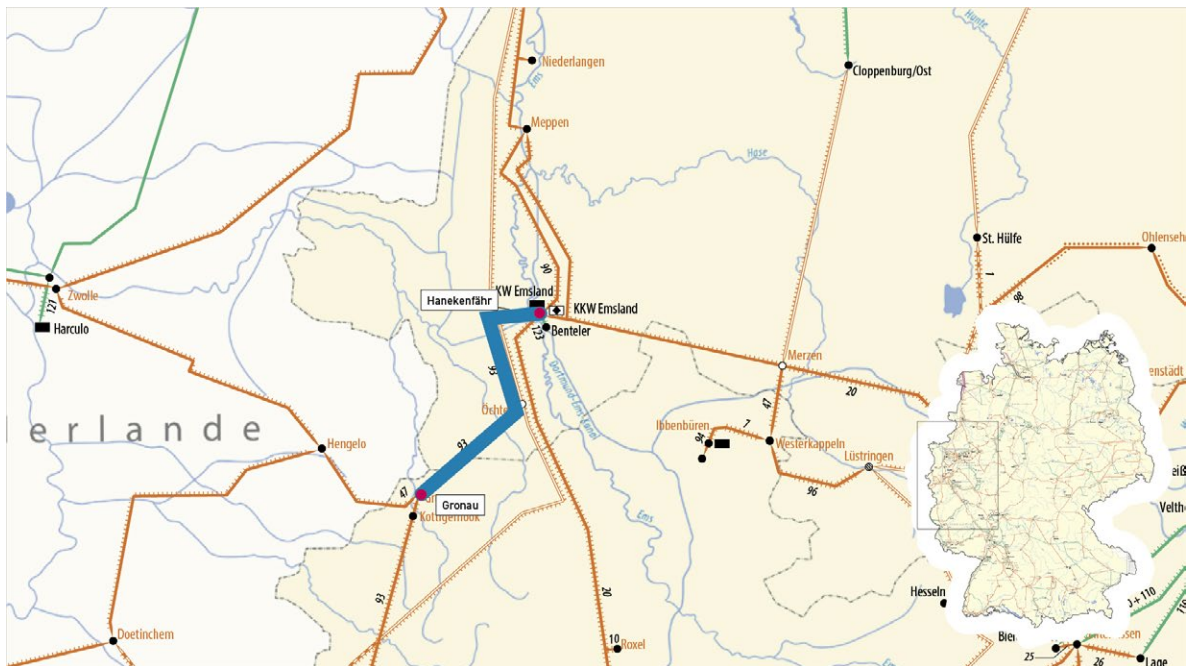
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P315 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P320: Netzverstärkung Oberzier – Dahlem

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Oberzier und Dahlem. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M497: Oberzier – Dahlem:
Zwischen der 380-kV-Anlage Oberzier und 380-kV-Anlage Dahlem wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlagen Dahlem und Niederstedem sind zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M497	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		61			x		bis 2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Oberzier und Dahlem erhöht die Übertragungskapazität auf dieser Achse. Die beschriebene Maßnahme wirkt Überlastungen der heutigen 380-kV-Leitung zwischen Oberzier und Dahlem entgegen und erhöht die Transportkapazität der Achse signifikant.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.



Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz des Szenarios C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur kann durch die Maßnahmen M497 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

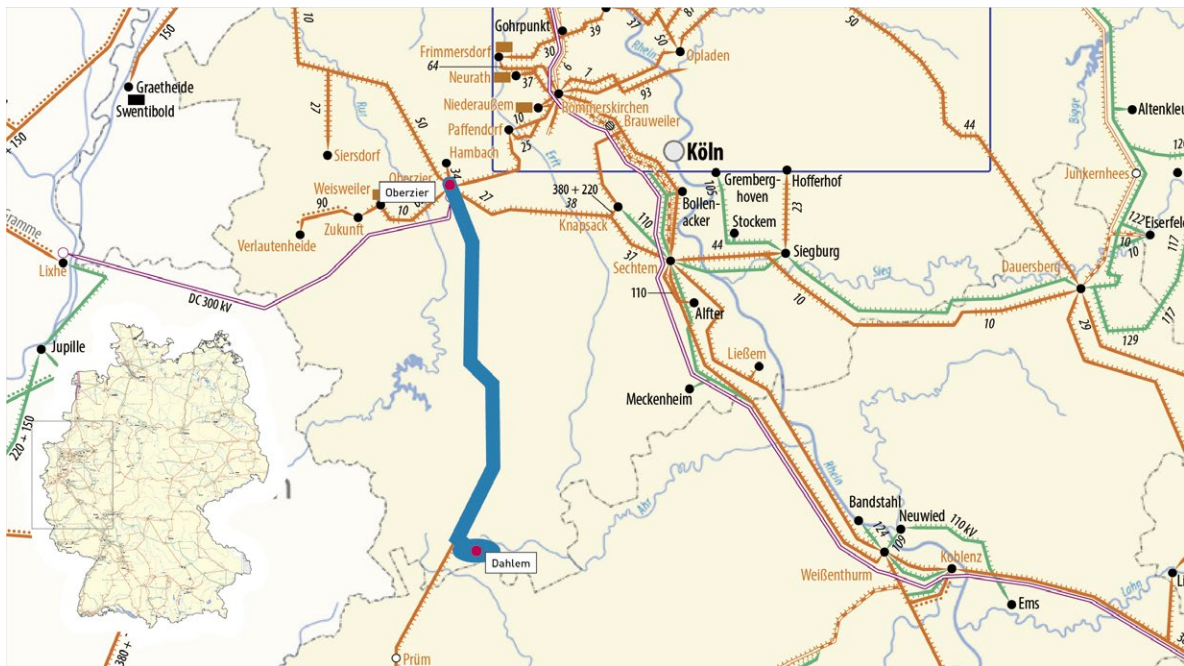
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P320 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P324: Netzverstärkung Witten - Hattingen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M512: Witten – Hattingen:
Zwischen den Anlagen Witten und Hattingen wird ein 220-kV-Stromkreis durch eine Umbeseilung für den Betrieb in 380-kV ertüchtigt (Netzverstärkung). Als Folge dieser Umstrukturierung wird in der Anlage Hattingen die Versorgung eines heutigen 220-kV-Transformators aus der 380-kV-Spannungsebene erforderlich. Weiterhin werden die Anlagen Witten und Hattingen zur Einbindung des 380-kV-Stromkreises um 380-kV-Leitungsfelder erweitert (Netzausbau).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M512	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		18	x	x	x	x	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Durch die Umbeseilung wird zusätzlicher 380-kV-Übertragungsquerschnitt in Ost-West-Richtung geschaffen. Damit werden nördlich verlaufende Parallel-Achsen im (n-1)-Fall vor Überlastungen geschützt.

Weiterhin hat sich das Projekt in den von der Bundesnetzagentur durchgeführten Netzanalysen zur Ermittlung des Effizienzwertes nach der Anreizregulierungsverordnung¹ als sinnvoll erwiesen und wird daher als notwendiger Bestandteil der Ergebnisnetze im NEP 2030 (2019) behandelt.

¹ §22 Abs.2 AREgV



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich unter den angenommenen Prämissen für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M512 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen. Weiterhin erfolgt durch die Maßnahme M512 ein Ausbau der bestehenden Netzinfrastruktur.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P324 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P325: Netzverstärkung Dahlem - Niederstedem

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Dahlem und Niederstedem. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M520: Dahlem – Niederstedem:
Zwischen der 380-kV-Anlage Dahlem und 380-kV-Anlage Niederstedem wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung). Die 380-kV-Schaltanlagen Dahlem und Niederstedem sind zu verstärken (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M520	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		59			x	x	bis 2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Dahlem und Niederstedem erhöht die Übertragungskapazität auf dieser Achse. Die beschriebene Maßnahme wirkt Überlastungen der heutigen 380-kV-Leitung zwischen Dahlem und Niederstedem entgegen und erhöht die Transportkapazität der Achse signifikant.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.



Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien C2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahmen M520 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

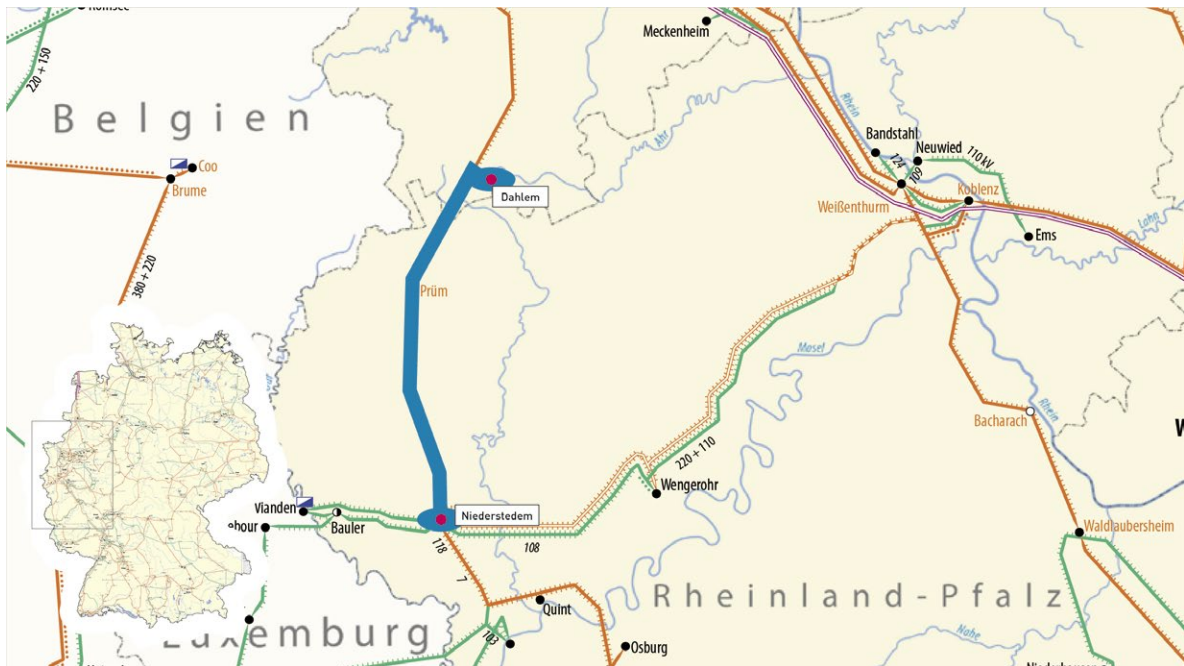
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P325 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P327: Leistungsflusssteuerung zwischen Kruckel und Garenfeld (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im östlichen Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M522: Ad-hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformation im Ruhrgebiet
Für das östliche Ruhrgebiet ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Phasenschiebertransformatoren erforderlich. Nach aktuellem Planungsstand ist eine Errichtung von neuen Phasenschiebertransformatoren in einer bestehenden oder zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage auf der Achse Kruckel-Garenfeld-Dauersberg notwendig. Die technische Ausführung wird im Rahmen der Detailplanung festgelegt (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M522	Anlage	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit wird der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements Erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2030 und 2035 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.



Die Netzanalysen haben eine Überlastung auf der Achse Kruckel-Garenfeld-Dauersberg identifiziert. Die Übertragungskapazität in dieser Region wird durch die Steuerung der Leistungsflüsse im Raum Kruckel erreicht. Mit dem Projekt wird die Überlastung auf der Nord-Süd-Achse beseitigt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M522 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M522 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

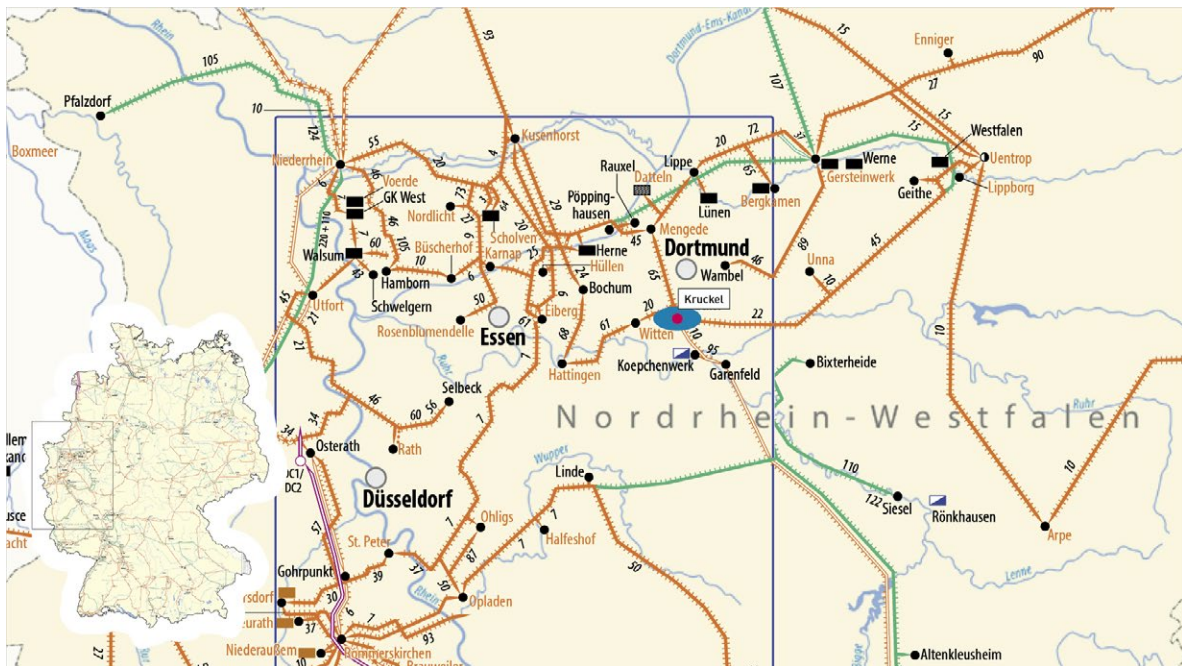
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P327 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur als Ad-hoc-Maßnahme bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P328: DC-Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien (NeuConnect)

Übertragungsnetzbetreiber: -
Nr. TYNDP 2018: 309.1628

Nr. BBPIG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Zwischen Großbritannien und Deutschland ist von einem Drittinvestor eine direkte Gleichstromverbindung geplant. Für den landseitigen Anschluss in Deutschland ist seitens des für den Netzanschluss zuständigen Übertragungsnetzbetreibers TenneT das Umspannwerk Fedderwarden benannt worden.

Das Projekt enthält die folgende Maßnahme:

- M534: Fedderwarden – Großbritannien
Von Fedderwarden nach Großbritannien (Isle of Grain) ist die Errichtung einer 680 km langen Gleichstromverbindung mit einer Kapazität von 1,4 GW geplant (Netzausbau). Das Projekt wird ausschließlich als DC-Seekabel bzw. landseitig bis zum Netzanschlusspunkt Fedderwarden als DC-Erdkabel errichtet. Im Zuge des Projekts ist die Schaltanlage Fedderwarden zum Anschluss des landseitigen Konverters zu verstärken (Netzverstärkung).

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter:

<https://www.neuconnect.eu/>

	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		berücksichtigt in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M534	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	200		x	x	x	x	2022	3: Vor oder im PFV/ Genehmigung nach BImSchG

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist in mit der Nummer 309.1628 in den TYNDP 2018 aufgenommen worden. In diesem Zusammenhang hat die BNetzA im genehmigten Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2030 (2019) die Aufnahme in den NEP 2030 (2019) vorgesehen.

Das Projekt P328 wurde im Rahmen des NEP 2030 (2019) zum ersten Mal berücksichtigt.

Da das Projekt von einem Drittinvestor geplant wird, sind die technischen Details sowie die geplanten Kosten des Projekts einschließlich der Kostentragung den ÜNB nicht bekannt. Sie wurden daher in den Gesamtkosten der Szenarien des NEP 2030 (2019) nicht berücksichtigt.

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP 2018 werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPIG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P328. Im Gegensatz zu einer reinen Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils ein Kostenterm mit einem einzigen monetisierten Nutzenterm verglichen wird, der sich aus der Summe aller einzelnen Nutzen zusammensetzt, folgt die von der ENTSO-E verwendete CBA einem multikriteriellen Ansatz, bei dem



sowohl monetisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Analyse im NEP 2030 (2019) ist das Szenario B 2035. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen wurden Lastflussberechnungen durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatchberechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt. Der Nutzen des Projekts kann dann aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen gezogen werden. Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird näher in Kapitel 5.4 beschrieben.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2018 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nachrichtlich aufgeführt.

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)								
	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/ Jahr	Klimafolge- kosten Mio.€/Jahr
Markt- simulation	94	-5	782	78	-	-	-	-1
inner- deutscher Redispatch	31	-343	378	38	9	6	465	-70
Gesamt	125	-348	1160	116	9	6	465	-71

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes

Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste

Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

Klimafolgekosten nach UBA 205€/t: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP 2018								
Szenario	SEW Mio.€/Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	CAPEX Mio.€	OPEX Mio.€/Jahr
Best 2025	26	149	157	16	242	14	1500	22
ST 2030	58	-607	303	30	494	33		
DG 2030	52	113	265	27	507	24		
EuCo 2030	37	-223	20	2	367	23		

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes negatives Vorzeichen senken den CO₂-Ausstoß





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P333: Eichstetten – Schwörstadt – Kühmoos

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit befindet sich zwischen der Oberrheinischen Tiefebene und dem Hochrhein und umfasst folgende Maßnahmen:

- *M553: Eichstetten – Kühmoos (Stromkreis Kander)*
Der bestehende 380-kV-Stromkreis muss mit HTLS-Seilen umbeseilt werden (Netzverstärkung).
- M554: Eichstetten – Schwörstadt (Stromkreis Dreisam I)
Der bestehende 380-kV-Stromkreis muss mit HTLS-Seilen umbeseilt werden (Netzverstärkung)
- M555: Schwörstadt – Kühmoos (Stromkreis Dreisam II)
Der bestehende 380-kV-Stromkreis muss mit HTLS-Seilen umbeseilt werden (Netzverstärkung).

Das bestehende 220-kV-Umspannwerk Schwörstadt wird auf 380 kV umgestellt. Zur Anbindung an die 380-kV-Ebene wird der Stromkreis Dreisam der bestehenden 380-kV-Leitung Eichstetten – Kühmoos verwendet. In der neuen 380-kV-Anlage werden zwei neue 380/110-kV-Transformatoren aufgestellt. *Es sind ferner Netzverstärkungen in den Anlagen Eichstetten und Kühmoos erforderlich.*

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M553	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		84	x		x		2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M554	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		80	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M555	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		10	x	x	x	x	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Der Netzbereich erfüllt mehrere Aufgaben. Neben der Kundenversorgung in Südbaden verbindet er die Netze von Deutschland, Frankreich und der Schweiz. Die 380-kV-Leitungen in diesem Gebiet stellen zudem die *Transitachse* für Nord-Süd-Leistungsflüsse zwischen dem windreichen Norden und den alpinen Speichern in der Schweiz und in Italien dar.

Netzplanerische Begründung

Ohne die Netzverstärkungen kommt es bei Ausfall eines der Stromkreise zu Überlastungen parallel bestehender Stromkreise.



Die 220-kV-Schaltanlage Schwörstadt wird heute mit zwei Stromkreisen von Kühmoos aus versorgt. Aufgrund des Rückbaus der 220-kV-Netzebene und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es notwendig, den bestehenden Netzanschluss an der 220-kV-Schaltanlage im Umspannwerk auf 380 kV umzustellen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Zu der Maßnahme gibt es keine anderweitigen Planungsmöglichkeiten.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M554 und M555 haben sich dabei für das Ergebnisnetz in allen Szenarien als erforderlich erwiesen. Die Maßnahme M553 ist in den Szenarien A 2030 und C 2030 erforderlich.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Das Freileitungsmonitoring (Optimierung) hat nicht ausgereicht um die Anforderung an die Übertragungsfähigkeit zu erfüllen. Aus diesem Grund musste eine Verstärkung erfolgen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2017) identifiziert und dort bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P345: Leistungsflusssteuernde Maßnahme in Hamburg/Ost (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Beeinflussung der Belastung der an der 380-kV-Anlage des Umspannwerks (UW) Hamburg/Ost angeschlossenen Stromkreise. Insbesondere die Stromkreise zwischen den UW Hamburg/Ost und Hamburg/Nord sind in den Szenarien des NEP 2030, Version 2019 unzulässig hoch belastet und müssen trotz der Leistungsflusssteuerung für die Realisierung der Übertragungsaufgaben verstärkt werden. Durch den Einsatz von 380/380-kV-Querregel- bzw. Phasenschiebertransformatoren (PST) kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und zielgerichtet auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden. Die PST werden so in die – im Zusammenhang mit dem flexiblen PST-Einsatzkonzept umzustrukturierende – 380-kV-Anlage des UW Hamburg/Ost eingebunden, dass sie je nach Netz- und Belastungssituation in die von Hamburg/Ost nach Hamburg/Nord bzw. Krümmel abgehenden Stromkreise geschaltet werden können. Die flexible Anschaltung versetzt die Systemführung in die Lage, je nach zu erwartender Netz- und Belastungssituation, unzulässig hohe Belastungen der Stromkreise präventiv zu reduzieren und somit die Redispatchkosten zu senken.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M556	Anlage	Netzoptimierung			2022	3: Vor oder im PFV/Genehmigung nach BlmSchG

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien in der 50Hertz- sowie in der TenneT-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen, im Raum Hamburg, deutlich erhöht. Diese werden infolge des weiteren EE-Ausbaus in Deutschland, insbesondere auch in der für das Übertragungsnetz im Raum Hamburg relevanten Region Schleswig-Holstein (On- und Offshore), und aufgrund des ansteigenden innereuropäischen Stromhandels weiter zunehmen.

Netzplanerische Begründung

Darüber hinaus verfolgt 50Hertz mit dem Konzept einer flexiblen Anschaltung der PST im UW Hamburg/Ost an die 380-kV-Stromkreise nach Hamburg/Nord bzw. Krümmel das Ziel, die regelzoneninternen Übertragungskapazitäten effektiver auszunutzen. Dies ist insbesondere am stark vermaschten 380-kV-Netzknoten Hamburg/Ost im Nordwestraum der 50Hertz-Regelzone von Interesse, um u. a. zur TenneT die bereits bestehenden und noch neu hinzukommenden höheren Übertragungskapazitäten besser ausnutzen zu können.

Bei der Maßnahme handelt es sich um eine Punktmaßnahme mit nationalen Auswirkungen auf den physikalischen Leistungsfluss. Die Maßnahme wurde in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend Szenariorahmen notwendig ist. Zudem zeigt die Maßnahme eine dauerhaft redispatchsenkende Wirkung und reduziert damit die für Redispatch und Einspeisemanagement anfallenden Kosten.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M556 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

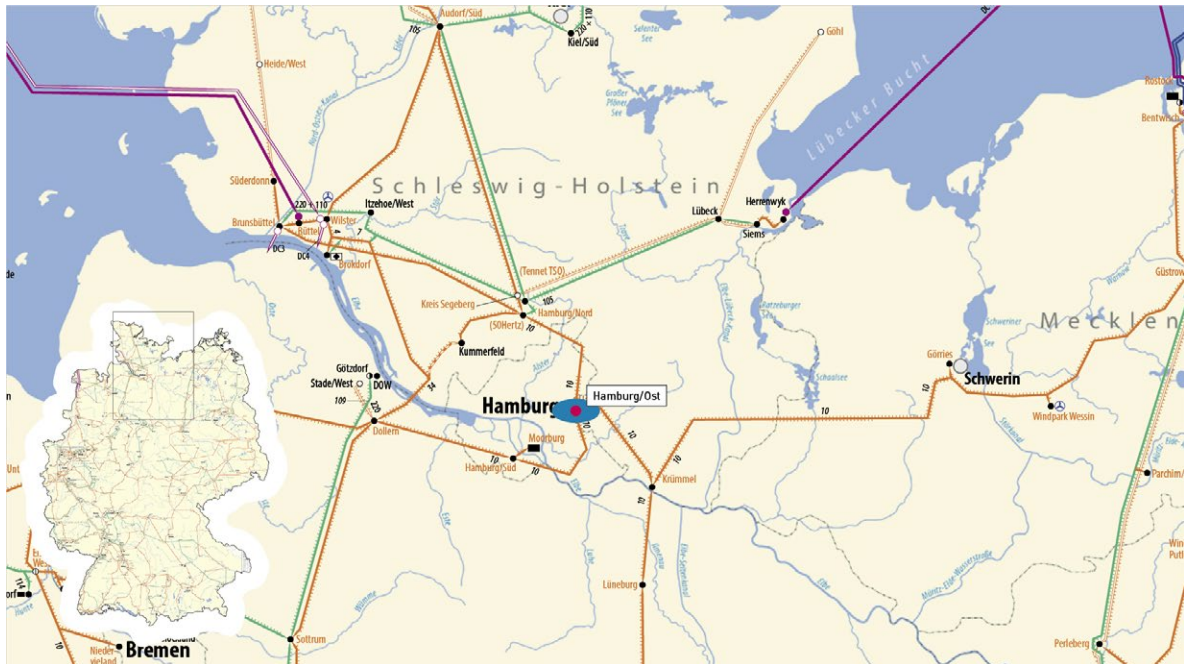
Der geplante Standort der Maßnahme wurde nach der technisch-wirtschaftlichen Effektivität und Wirkung gewählt. Alternative Standorte wurden geprüft, jedoch verworfen, da die angestrebte netztechnische Wirksamkeit der Maßnahme vorrangig am ausgewählten Standort erreicht werden kann.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P345 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur als Ad-hoc-Maßnahme bestätigt.

Ohne den Einsatz der PST wird der zulässige Austausch zwischen 50Hertz und TenneT im Raum Hamburg, zwischen den Netzregionen Schleswig-Holstein und Niedersachsen, in der Höhe und Zeitdauer überschritten sowie die (n-1)-Sicherheit im deutschen Übertragungsnetz gefährdet.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P346: Phasenschiebertransformatoren in Hanekenfähr (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Senkung des Redispatchbedarfs im Raum Emsland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M557: Ad-hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformator Hanekenfähr
Die Phasenschiebertransformatoren werden am Standort Hanekenfähr aufgebaut und in der Normalschaltung in Reihe zu den 380 kV-Stromkreisen in Richtung Merzen geschaltet.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M557	Anlage	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Norddeutschland ist charakterisiert durch eine Vielzahl von regenerativen Onshore- und Offshore-Energiequellen. Bei hoher regenerativer Einspeisung aus diesen Anlagen übersteigt die erzeugte Leistung den Bedarf der norddeutschen Lasten wesentlich. Durch dieses Projekt und die bestehende Netzinfrastruktur kann die regenerative Einspeisung abtransportiert werden.

Netzplanerische Begründung

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit wird der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements Erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2030 und 2035 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die Maßnahme dient der temporären Engpassvermeidung auf der Trasse Wehrendorf – Hanekenfähr bis zur vollständigen Umsetzung u.a. von EnLAG-Vorhaben 16 (Wehrendorf – Gütersloh) voraussichtlich Ende 2025. Danach können die Phasenschiebertransformatoren je nach Bedarf z.B. zur Regelung der Leistungsflüsse Richtung Uentrop/Gersteinwerk oder an einem anderen Standort verwendet werden.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M557 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M557 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

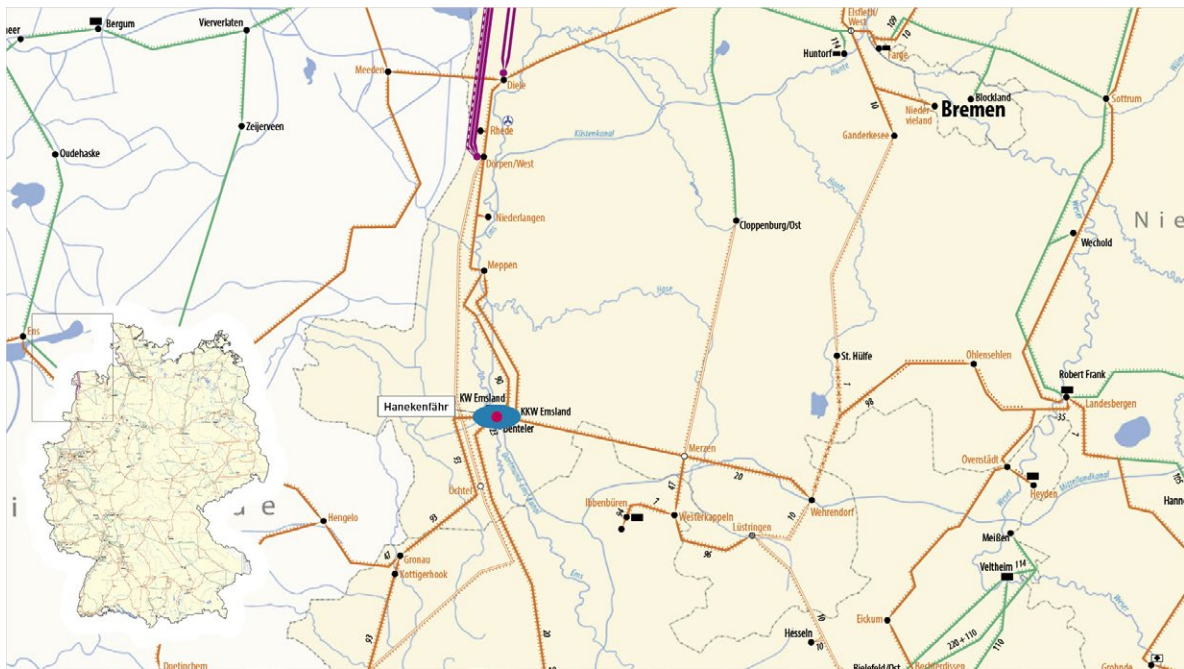
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P346 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur als Ad-hoc-Maßnahme bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P347: Phasenschiebertransformatoren in Oberzier (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPIG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Senkung des Redispatchbedarfs im Rheinland. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M558: Ad-hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformatoren in Oberzier
Die Phasenschiebertransformatoren werden am Standort Oberzier aufgebaut und in der Normalschaltung jeweils zwischen die Sammelschienen in Oberzier geschaltet. Die 380-kV-Anlage Oberzier ist entsprechend zu erweitern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M558	Anlage	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit wird der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements Erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2030 und 2035 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die Maßnahme dient der temporären Engpassvermeidung bis zur Umsetzung des Projekts P200. Nach Umsetzung des Projekts P200 werden die Phasenschiebertransformatoren anderweitig verwendet. Eine mögliche Anwendung ist bei entsprechendem Bedarf z.B. die Verschaltung in Richtung Maasbracht (NL) zur Steuerung der internationalen Handelsflüsse im Flow Based Market Coupling.



Auf den Stromkreisen Punkt Blatzheim – Oberzier sind aufgrund der Demontage einer Leitung im Zuge der Erweiterung des Tagebaus Hambach Engpässe vorhanden. Die Stromkreise stellen Beschränkungen (critical branches) im Flow Based Market Coupling dar, die durch die leistungsflusssteuernde Maßnahme vermieden bzw. abgeschwächt werden können. Da in Oberzier vier Sammelschienen vorhanden sind, ergibt sich die Möglichkeit, die PST flexibel in Reihe zu allen abgehenden Leitungen zu schalten und nicht auf vorher festgelegte Stromkreise beschränkt zu sein. Insbesondere werden so Flexibilitäten bei Freischaltungen zur Umsetzung zahlreicher Projekte in der Region geschaffen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M558 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M558 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

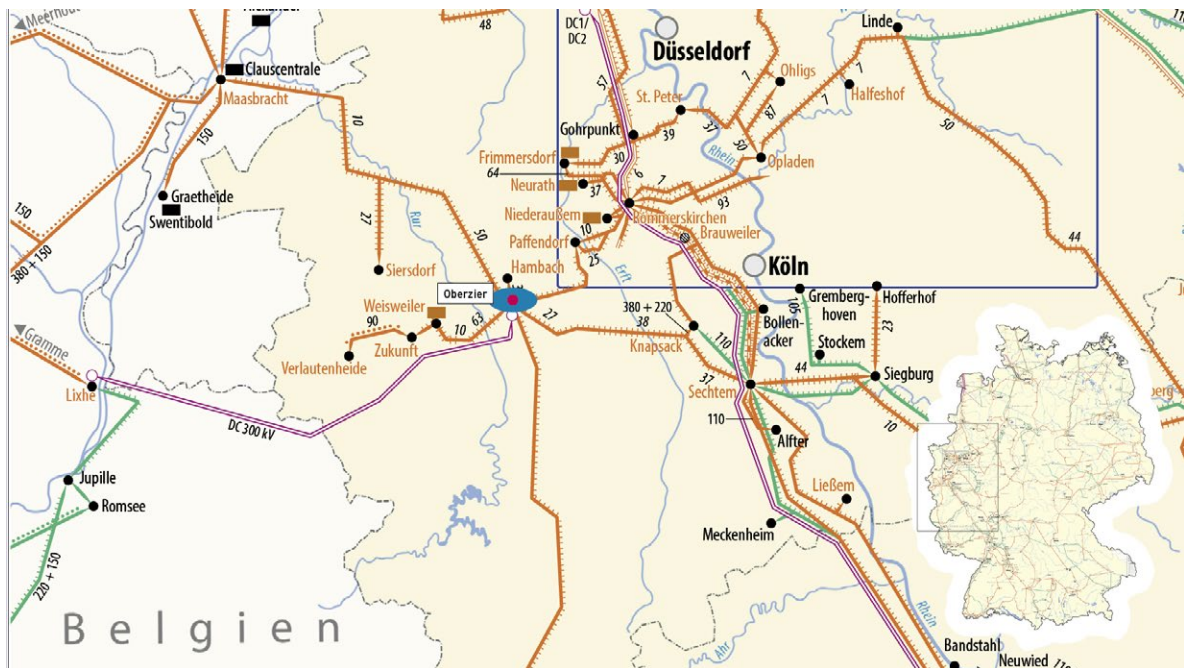
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P347 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig identifiziert und von der Bundesnetzagentur als Ad-hoc-Maßnahme bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P348: Phasenschiebertransformatoren in Wilster/West (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse auf der Leitung Wilster/West – Stade/West und enthält folgende Maßnahme:

- M559: Ad-hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformatoren in Wilster/West
Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse im südlichen Schleswig-Holstein ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Phasenschiebertransformatoren erforderlich. Hierzu werden in der 380-kV-Schaltanlage Wilster/West oder entlang der 380-kV-Leitung Wilster/West – Stade/West vier Phasenschiebertransformatoren errichtet (Netzoptimierung). Der genaue Errichtungsstandort der PST wird im Rahmen der detaillierten technischen Analysen festgestellt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M559	Anlage	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region Wilster im südlichen Schleswig-Holstein ist durch viel Einspeisung von Strom aus Onshore- und Offshore-Windenergie geprägt.

Netzplanerische Begründung

Ad-hoc-Maßnahmen sind notwendig, um bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Engpässe im Netz zu reduzieren und damit Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen zu verringern. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2030 und 2035 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Im Rahmen der vorherigen Netzentwicklungspläne wurde der Bedarf für die Verstärkung der bestehenden Leitung Wilster/West – Dollern (später Stade/West) nachgewiesen (P26 M89). Die Maßnahme wurde bisher von der BNetzA nicht bestätigt. Um den aktuellen Engpass in der Region zu entlasten, wurde diese Ad-hoc-Maßnahme identifiziert, die im Vergleich zu P26 M89 schneller zu realisieren ist. Mit der Errichtung der PST in Wilster/West wird der Nord – Süd bzw. Süd – Nord Transportkanal über die Leitungen Wilster/West – Stade/West, die Mittelachse und Brunsbüttel – Hamburg/Nord optimiert.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M559 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen. *Darüber hinaus hat sich M559 für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.*

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit der Maßnahme M559 durchgeführt werden.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ wäre die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung Wilster/West – Stade/West (P26 M89) als Neubau in bestehender Trasse möglich. Die Maßnahme wurde bereits in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013, 2014, 2025 und 2030(2017) identifiziert, aber bisher nicht von der BNetzA bestätigt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P348 wurde von der BNetzA als Ad-hoc-Maßnahme im NEP 2030 (2017) bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P349: Phasenschiebertransformatoren in Würgau (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse auf der Achse von Redwitz über Würgau nach Raitersaich und enthält folgende Maßnahme:

- M560: Ad-hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformatoren in Würgau
Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse in Bayern ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Phasenschiebertransformatoren erforderlich. Hierzu werden in der 380-kV-Schaltanlage Würgau vier Phasenschiebertransformatoren errichtet (Netzoptimierung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M560	Anlage	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Bayern ist geprägt durch PV-Einspeisung bei teilweise geringer, stark konzentrierter konventioneller Erzeugung.

Netzplanerische Begründung

Ad-hoc-Maßnahmen sind notwendig, um bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Engpässe im Netz zu reduzieren und damit Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen zu verringern. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2030 und 2035 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Der Raum Würgau ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen, da von dort gleich mehrere Hauptachsen in Bayern effizient gesteuert werden können. Die Steuerung erfolgt direkt in den beiden Stromkreisen auf der Achse Redwitz – Raitersaich. Indirekt können die angrenzenden Achsen Redwitz - Grafenrheinfeld und Redwitz - Etzenricht beeinflusst werden. Damit kann der Leistungsfluss in der Region besser gesteuert und die Übertragungskapazitäten besser ausgenutzt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M560 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen. *Darüber hinaus hat sich M559 für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.*

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit der Maßnahme M560 durchgeführt werden.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

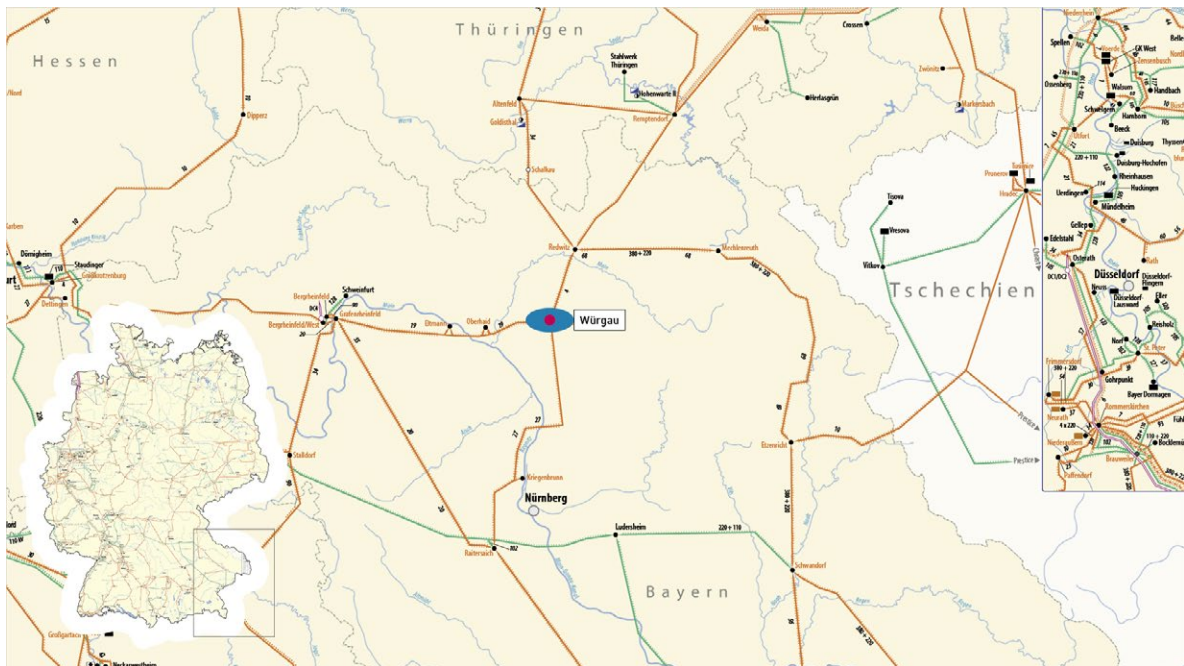
Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Alternativ wäre die Verstärkung der 380-kV-Leitung Redwitz – Würzgau – Raitersaich voraussichtlich als Neubau in bestehender Trasse erforderlich, die ansonsten überlastet wäre.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P349 wurde von der BNetzA als Ad-hoc-Maßnahme im NEP 2030 (2017) bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P350: Lastflusssteuernde Maßnahme Pulverdingen

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt P350 dient der Steuerung der Leistungsflüsse im Raum Pulverdingen. Es enthält folgende Maßnahme:

- M561: Ad-hoc-Maßnahme Querregeltransformator (PST) in Pulverdingen
Im Rahmen der Maßnahme M561 ist eine Netzoptimierung durch Errichtung von Phasenschiebertransformatoren in der Schaltanlage Pulverdingen vorgesehen. Diese ermöglichen Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen. Die optimale Steuerung der Leistungsflüsse dient insbesondere dazu, Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen zu vermeiden. Die Schaltanlage Pulverdingen ist hierzu zu erweitern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M561	Anlage	Netzoptimierung			2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Bei starken Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt in der gesamten Region zu Überlastungen. Die Schaltanlage in Pulverdingen ist sowohl in Nord-Süd als auch in West-Ost stark vermascht. Daher eignet sie sich sehr gut zur gezielten Optimierung der Lastflussverteilung mithilfe der Phasenschiebertransformatoren.

Netzplanerische Begründung

Die Maßnahme gilt als Ad-Hoc-Maßnahme und dient damit zunächst der Vermeidung von Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen bis zur vollständigen Umsetzung der für das Zieljahr des NEP erforderlichen und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen. Zur Bewertung der Wirksamkeit der im NEP 2030 (2017) bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen (zu denen auch die Maßnahme M561 zählt), wurde eine Wirtschaftlichkeitsanalyse auf Basis des Szenario B2025 durchgeführt. Dabei stifteten diese Maßnahmen erneut einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt. Sie sind folglich wirtschaftlich.

Die Phasenschiebertransformatoren dienen darüber hinaus auch in den Folgejahren der Optimierung der Leistungsflüsse im Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M561 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit der Maßnahme M561 durchgeführt werden.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

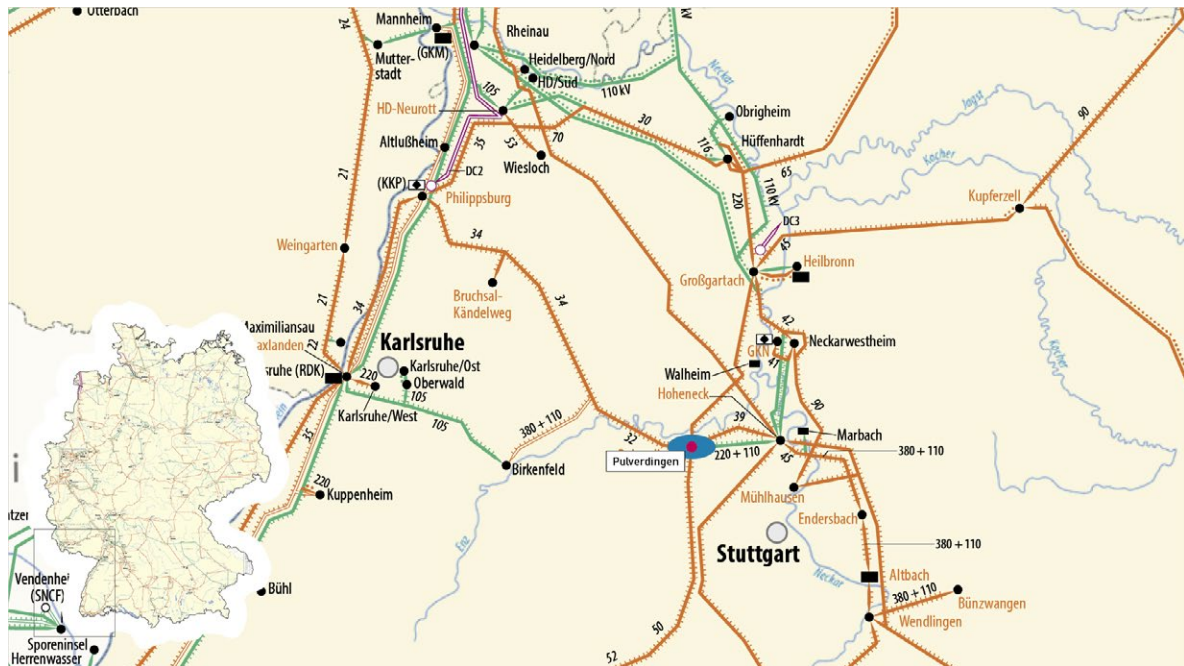
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P350 wurde im NEP 2030 (2017) erstmalig als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert von der BNetzA bestätigt.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P352: Phasenschiebertransformatoren in Grohnde

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse zwischen Grohnde und Würiggassen und enthält folgende Maßnahme:

- M531: Phasenschiebertransformatoren in Grohnde
Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse innerhalb Niedersachsens ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Phasenschiebertransformatoren (PST) erforderlich. Hierzu werden in der 380-kV-Schaltanlage Grohnde vier PST errichtet (Netzoptimierung).

Im Datensatz des NEP 2030 (2019) erfolgte die Positionierung der PST entlang der zu steuernden Leitung von Grohnde nach Würiggassen. Inwiefern die PST in der bestehenden Schaltanlage positioniert werden können oder ob die Betriebsmittel auf einem neuen Grundstück unterhalb der 380-kV-Leitung errichtet werden müssen, kann erst im Rahmen der weiteren detaillierten Planungen geprüft werden.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M531	Anlage	Netzoptimierung			x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die 380-kV-Leitung von Grohnde nach Würiggassen ist ein wichtiger Nord-Süd-Transportkanal für die Abführung von Strom aus erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein und Niedersachsen in Richtung Süddeutschland. Die Region ist darüber hinaus geprägt durch eine hohe regionale Einspeisung von Strom aus Onshore-Wind.

Netzplanerische Begründung

Die Phasenschiebertransformatoren dienen in den Zielnetzen für 2030 und 2035 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Der Raum Grohnde ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen, da von dort gleich mehrere Hauptachsen in Niedersachsen effizient gesteuert werden können. Die Steuerung erfolgt direkt in den beiden Stromkreisen der 380-kV-Leitung Grohnde - Würiggassen. Die Installation der PST ermöglicht auch die indirekte Beeinflussung der 380-kV-Leitungen Grohnde - Algermissen sowie Grohnde - Landesbergen.



Die Errichtung der PST an der Leitung Grohnde – Würgassen sind mit der Errichtung der PST an der Leitungen Twistetal – Borken (P353) und Wahle – Mecklar (P354) zusammen zu betrachten. Dadurch kann der Leistungsfluss in der gesamten Region Südniedersachsen/Nordhessen besser gesteuert und die Übertragungskapazitäten können besser ausgenutzt werden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M531 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit der Maßnahme M531 durchgeführt werden.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

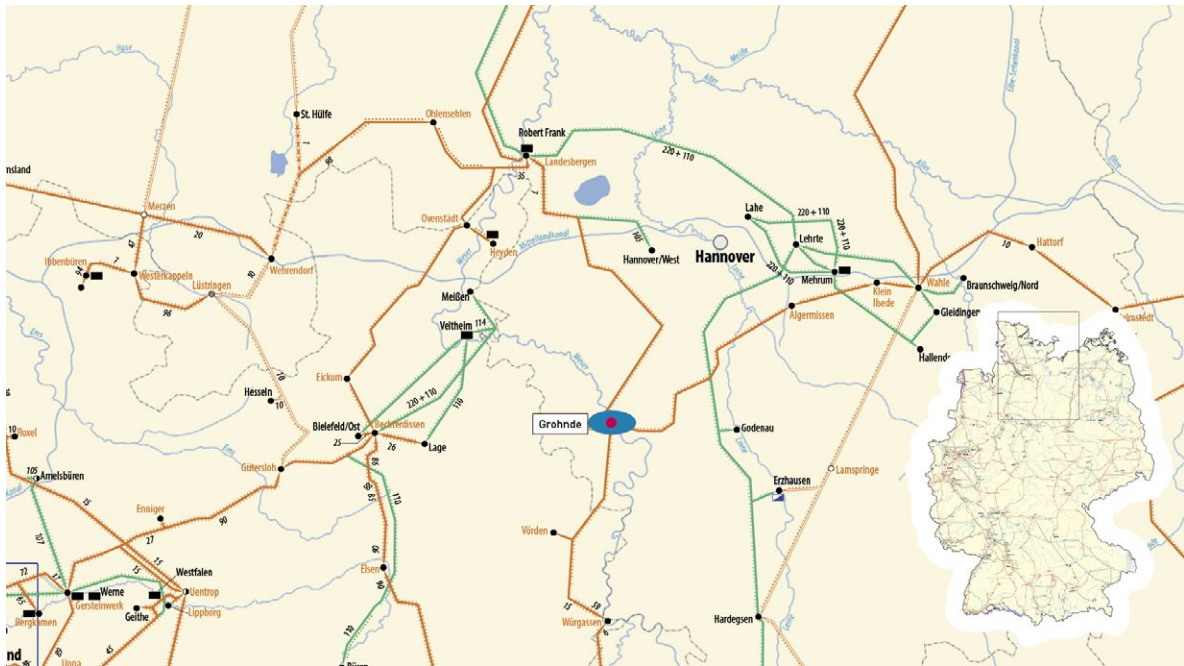
Eine Alternative zu P352 und P353 ist die Netzoptimierung und Verstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord (P133). Im NEP 2030 (2017) hat das Projekt P133 die folgenden Maßnahmen enthalten: Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung Borken – Gießen/Nord (M253) und Lastflusssteuernde Maßnahme Borken (M253PST). P133 M253 wurde bereits in den NEP 2013, 2014, 2025 und 2030 (2017) in einigen Szenarien identifiziert, aber bisher nicht von der BNetzA bestätigt. P133 M253PST wurde im NEP2030 (2017) erstmals identifiziert und von der BNetzA bestätigt.

Darüber hinaus soll vor der Umsetzung des Projekts noch einmal die Wirksamkeit anderer FACTS-Elemente wie z.B. UPFC insbesondere vor der Hintergrund des inzwischen großflächigen Einsatzes von lastflusssteuernden Maßnahmen geprüft werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P352 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals als erforderlich identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P353: Phasenschiebertransformatoren in Twistetal (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. BBPIG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse über die Leitung Twistetal – Borken und enthält folgende Maßnahme:

- M532: Ad-hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformatoren in Twistetal
Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse in Hessen ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Phasenschiebertransformatoren (PST) erforderlich. Hierzu werden in der 380-kV-Schaltanlage Twistetal Phasenschiebertransformatoren errichtet (Netzoptimierung).

Im Datensatz des NEP 2030 (2019) erfolgte die Positionierung der PST entlang der zu steuernden Leitung von Twistetal nach Borken. Inwiefern die PST in der bestehenden Schaltanlage positioniert werden können oder ob die Betriebsmittel auf einem neuen Grundstück unterhalb der 380-kV-Leitung errichtet werden müssen, kann erst im Rahmen der weiteren detaillierten Planungen geprüft werden.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M532	Anlage	Netzoptimierung			2025	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region ist geprägt durch hohe Leistungsflüsse zur Abführung von Strom aus erneuerbaren Energien nach Süddeutschland.

Netzplanerische Begründung

Ad-hoc-Maßnahmen sind notwendig, um bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem NEP Engpässe im Netz zu reduzieren und damit Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen zu verringern. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2030 und 2035 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die bestehende Leitung ist ein wesentlicher West – Ost und Nord – Süd-Transportkanal. Bei Ausfall eines Stromkreises ist der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet.



Der Raum Twistetal bzw. Borken ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen, da von dort gleich mehrere Hauptachsen (Nord – Süd, West – Ost) in Hessen effizient gesteuert werden können. Die Steuerung erfolgt direkt in den beiden Stromkreisen auf der Achse Twistetal – Borken. Indirekt können die angrenzenden Achsen Borken – Gießen/Nord und Borken – Mecklar beeinflusst werden.

Die Errichtung der PST an der Leitung Twistetal – Borken sind mit der Errichtung der PST an der Leitungen Grohnde – Würzgassen (P352) und Wahle – Mecklar (P354) zusammen zu betrachten. Dadurch kann der Leistungsfluss in der gesamten Region Südniedersachsen/Nordhessen besser gesteuert und die Übertragungskapazitäten können besser ausgenutzt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M532 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen. *Darüber hinaus hat sich M559 für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.*

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit der Maßnahme M532 durchgeführt werden.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

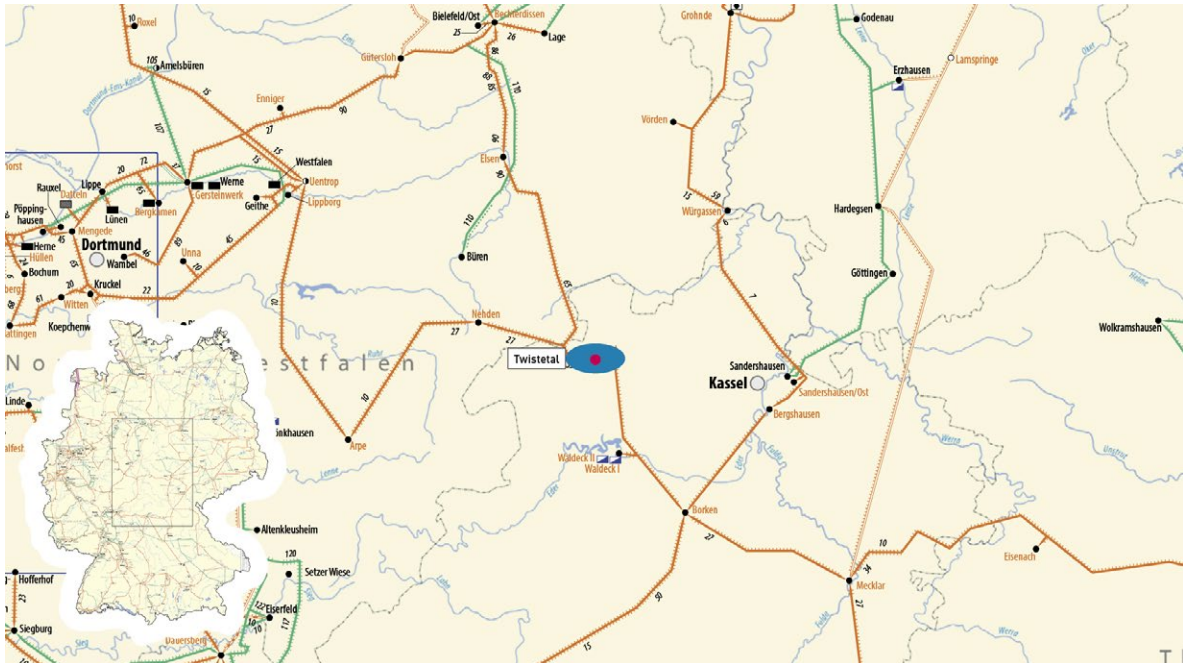
Eine Alternative zu P352 und P353 ist die Netzoptimierung und Verstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord (P133). Im NEP 2030 (2017) hat das Projekt P133 die folgenden Maßnahmen enthalten: Netzverstärkung der bestehenden 380-kV-Leitung Borken – Gießen/Nord (M253) und Lastflusssteuernde Maßnahme Borken (M253PST). P133 M253 wurde bereits in den NEP 2013, 2014, 2025 und 2030 (2017) in einigen Szenarien identifiziert, aber bisher nicht von der BNetzA bestätigt. P133 M253PST wurde im NEP 2030 (2017) erstmals identifiziert und von der BNetzA bestätigt.

Darüber hinaus soll vor der Umsetzung des Projekts noch einmal die Wirksamkeit anderer FACTS-Elemente wie z.B. UPFC insbesondere vor der Hintergrund des inzwischen großflächigen Einsatzes von lastflusssteuernden Maßnahmen geprüft werden.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P353 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P354: Phasenschiebertransformatoren in der Leitung Wahle – Mecklar

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT
 Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPIG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Steuerung der Leistungsflüsse auf der Leitung zwischen Wahle und Mecklar und enthält folgende Maßnahme:

- M533: Phasenschiebertransformatoren in der Leitung Wahle - Mecklar
 Zur Vermeidung von Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen sowie zur Optimierung der Leistungsflüsse zwischen Niedersachsen und Hessen ist die Steuerung des Leistungsflusses durch Phasenschiebertransformatoren (PST) erforderlich. Hierzu werden in der im Rahmen von TTG-006 zu errichtenden Leitung von Wahle nach Mecklar vier Phasenschiebertransformatoren errichtet (Netzoptimierung).

Im Datensatz des NEP 2030 (2019) erfolgte die Positionierung der PST entlang der zu steuernden Leitung von Wahle nach Mecklar. Inwiefern die PST in die bestehende Schaltanlage in Wahle positioniert werden können oder ob die Betriebsmittel auf einem neuen Grundstück unterhalb der 380-kV-Leitung errichtet werden müssen, kann erst im Rahmen der weiteren detaillierten Planungen geprüft werden.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M533	Anlage	Netzoptimierung			x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Die im Rahmen von TTG-006 zu errichtende 380 kV-Leitung von Wahle nach Mecklar ist ein wichtiger Nord-Süd-Transportkanal für die Abführung von Strom aus Onshore- und Offshore-Windenergie aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen in Richtung Süddeutschland. Die Region ist darüber hinaus geprägt durch eine hohe regionale Einspeisung von Strom aus Onshore-Wind.

Netzplanerische Begründung

Die Phasenschiebertransformatoren dienen in den Zielnetzen für 2030 und 2035 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Der Raum Wahle ist besonders geeignet für leistungsflusssteuernde Maßnahmen, da von dort gleich mehrere Hauptachsen (Nord –Süd, West – Ost) in Niedersachsen effizient gesteuert werden können. Die Steuerung erfolgt direkt in den beiden Stromkreisen auf der Achse Wahle – Mecklar. Indirekt können die angrenzenden Achsen Krümmel – Wahle und Wahle – Wolmirstedt sowie Wahle - Grohnde beeinflusst werden.



Die Errichtung der PST an der Leitung Wahle – Mecklar sind mit der Errichtung der PST an der Leitungen Grohnde – Würgassen (P352) und Twistetal – Borken (P353) zusammen zu betrachten. Dadurch kann der Leistungsfluss in der gesamten Region Südniedersachsen/Nordhessen besser gesteuert und die Übertragungskapazitäten können besser ausgenutzt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M533 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit der Maßnahme M533 durchgeführt werden.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte und weiterer Alternativen

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

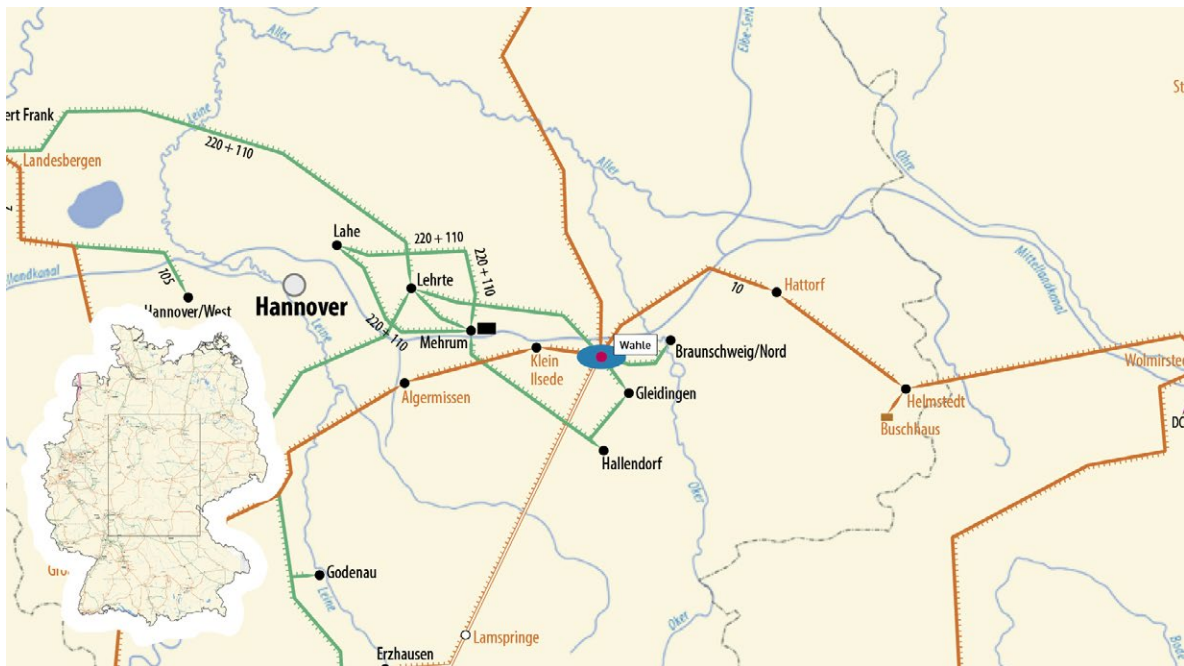
Eine alternative Maßnahme wäre die Verstärkung der im Rahmen von TTG-006 zu errichtenden 380-kV-Leitung von Wahle nach Mecklar, die ansonsten überlastet wäre.

Darüber hinaus soll vor der Umsetzung des Projekts noch einmal die Wirksamkeit anderer FACTS-Elemente wie z.B. UPFC insbesondere vor der Hintergrund des inzwischen großflächigen Einsatzes von lastflusssteuernden Maßnahmen geprüft werden.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P354 wurde im NEP 2030 (2019) erstmals als erforderlich identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P355: Netzverstärkung Neuenhagen – Eisenhüttenstadt – Preilack

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel dieses Projekts ist eine Erhöhung der Übertragungskapazität im östlichen Brandenburg an der Grenze zu Polen. Es enthält die folgende Maßnahme:

- M599: Netzverstärkung Neuenhagen – Eisenhüttenstadt – Preilack
Im Rahmen dieser Maßnahme ist die Verstärkung der bestehenden 380-kV-Doppelleitung zwischen Neuenhagen, Eisenhüttenstadt und Preilack erforderlich. *Dazu soll eine Umbeseilung durchgeführt werden.*

Hierzu sind die 380-kV-Anlagen Neuenhagen, Heinersdorf, Eisenhüttenstadt und Preilack entsprechend zu verstärken (u. a. siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M599	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		125	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereiches**

Aufgrund der einerseits steigenden EE-Erzeugungsleistung im nördlichen und östlichen Brandenburg sowie in Mecklenburg-Vorpommern und andererseits den bevorstehenden Veränderungen im Lausitzer Kraftwerkspark ergeben sich erhöhte Leistungsflüsse in Brandenburg in Richtung Süden sowie in den und um den Großraum Berlin in Richtung Westen/Südwesten.

Netzplanerische Begründung

Die bestehenden Leitungsabschnitte weisen eine Übertragungsfähigkeit von 1.660 MVA pro Stromkreis auf. Die Übertragungskapazität der Leitung Neuenhagen – Eisenhüttenstadt – Preilack ist für die gemäß Szenarioahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne die Verstärkung wird die 380-kV-Leitung Neuenhagen – Eisenhüttenstadt – Preilack bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme 599 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Zur Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist die bestehende 380-kV-Leitung Neuenhagen – Eisenhüttenstadt – Preilack aufgrund ihrer Spannungsebene sowie Bauweise grundsätzlich geeignet, wenn die Trassierungstemperatur auf 80°C erhöht wird. Dabei kommen folgende bauliche Maßnahmen zum Einsatz:

- Seilregulierung,
- Wechsel der Isolatorenketten,
- Mastaustausch sowie
- Klemmen- und Verbinderwechsel an den Leiterseilen.

Eine Umbeseilung (Netzverstärkung) für die Maßnahme M599 ist durch Mastverstärkungen möglich und dient als langfristige Netzverstärkung. Durch eine Umbeseilung kann die Übertragungsfähigkeit auf der 380-kV-Leitung Neuenhagen – Eisenhüttenstadt – Preilack gesteigert werden.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Ein Neubau als Alternative mit anderen Netzverknüpfungspunkten ist nach NOVA-Prinzip nicht erforderlich und aus technisch-wirtschaftlicher Sicht auch nicht sinnvoll.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 355 wurde erstmalig im NEP 2030 (2019) identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P357: Leistungsflusssteuernde Maßnahme in Güstrow

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPIG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Leistungsflusssteuerung zur Beeinflussung der Belastung der an der 380-kV-Anlage des Umspannwerks (UW) Güstrow angeschlossenen Stromkreise. Insbesondere die Stromkreise zwischen den UW Güstrow und Wessin/Görries sind in den Szenarien des NEP 2030, Version 2019 unzulässig hoch belastet. Durch den Einsatz von 380/380-kV-Querregel- bzw. Phasenschiebertransformatoren (PST) kann der Leistungsfluss auf den betreffenden Stromkreisen reduziert und zielgerichtet auf andere, weniger belastete Stromkreise verteilt werden. Die PST werden so in die – im Zusammenhang mit dem flexiblen PST-Einsatzkonzept – umzustrukturierende 380-kV-Anlage des UW Güstrow eingebunden, dass sie je nach Netz- und Belastungssituation in die von Güstrow in Richtung Wessin/Görries, Siedenbrünzow, Perleberg oder Putlitz/Süd abgehenden Stromkreise geschaltet werden können. Die flexible Anschaltung versetzt die Systemführung in die Lage, je nach zu erwartender Netz- und Belastungssituation, unzulässig hohe Belastungen der Stromkreise präventiv zu reduzieren und somit die Redispatchkosten zu senken.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M566	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2025	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Insbesondere die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien in der 50Hertz-Regelzone hat in den vergangenen Jahren die Leitungsbelastungen im Raum Güstrow deutlich erhöht. Diese werden infolge des weiteren EE-Ausbaus in Deutschland, insbesondere auch in der für das Übertragungsnetz im Raum Güstrow relevanten Region Mecklenburg-Vorpommern (On- und Offshore), weiter zunehmen.

Netzplanerische Begründung

Darüber hinaus verfolgt 50Hertz mit dem Konzept einer flexiblen Anschaltung der PST im UW Güstrow an die 380-kV-Stromkreise in Richtung Wessin/Görries, Siedenbrünzow, Perleberg oder Putlitz/Süd das Ziel, die regelzoneninternen Übertragungskapazitäten effektiver auszunutzen.

Bei der Maßnahme handelt es sich um eine horizontale Punktmaßnahme mit nationalen Auswirkungen auf den physikalischen Leistungsfluss. Die Maßnahme wurde in den Netzentwicklungsplan aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend Szenariorahmen notwendig ist. Zudem zeigt die Maßnahme eine dauerhaft redispatchsenkende Wirkung und reduziert damit die für Redispatch und Einspeisemanagement anfallenden Kosten.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus. Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M556 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

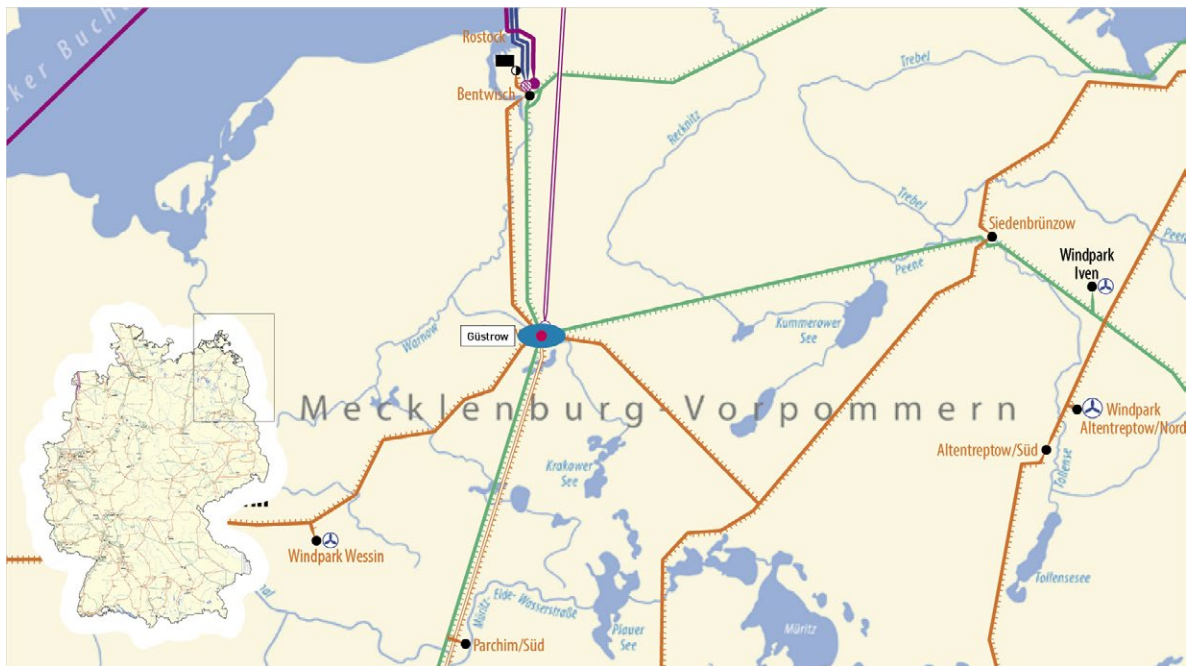
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der geplante Standort der Maßnahme wurde nach der technisch-wirtschaftlichen Effektivität und Wirkung gewählt. Alternative Standorte wurden geprüft, jedoch verworfen, da die angestrebte netztechnische Wirksamkeit der Maßnahme vorrangig am ausgewählten Standort erreicht werden kann.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P357 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P358: Südraum-Umstellung Regelzone 50Hertz

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt P358 mit den Maßnahmen M567 und M570 beinhaltet die Konzeption zur langfristigen Umstrukturierung des Südraums der 50Hertz-Regelzone. Gemäß der Anpassung des Ausbauziels im Szenario B 2030 im NEP 2030 (Version 2019) auf einen Anteil von 65 % an Erzeugungsleistung aus EE-Anlagen ist die Übertragungskapazität der 380-kV-Netzstruktur in Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen nicht mehr ausreichend. Das Projekt beinhaltet sowohl 380-kV-Netzverstärkungen als auch eine mögliche Optimierung der regionalen 220-kV-Netzstruktur. Hierbei sollen bestehende 220-kV-Netzstrukturen technisch-wirtschaftlich vorteilhaft zur Steuerung der Leistungsflüsse auf den 380-kV-Haupttransportleitungen genutzt werden. Durch die Errichtung von 380/220-kV-Netzkuppeltransformatoren mit Schrägregelunktionalität (nachfolgend: 380/220-kV-Schrägregeltransformatoren) an den Standorten Lauchstädt, Eula und Weida wird eine wirkungsvolle Leistungsflusssteuerung des 380-Netzes im Süden der 50Hertz-Regelzone ermöglicht. Das dem 380-kV-Netz nachgelagerte 220-kV-Netz wird nach Umsetzung der oben genannten Maßnahmen somit ausschließlich für horizontale Übertragungsaufgaben genutzt. Dementsprechend sind für die derzeit über das 220-kV-Netz gespeisten 220/110-kV-Umspannwerke adäquate Anschlusslösungen im 380-kV-Netz für die Sicherung der vertikalen Übertragungsaufgaben herzustellen.

Im Einzelnen beinhaltet das Projekt die folgenden Maßnahmen zur Umstrukturierung des Südraums der 50Hertz-Regelzone:

- M567: 380/220-kV-Schrägregeltransformatoren in Lauchstädt, Eula und Weida sowie
- M570: 380-kV-Netzverstärkung Weida – Herlasgrün.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M567	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			x	x	x	x	2030	
M570	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		32	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch den Einsatz leistungsflusssteuernder Elemente in der o. g. regionalen 220-kV-Netzstruktur, einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung bzw. Optimierung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im 380-kV-Netz im Raum Sachsen-Anhalt, Sachsen und Thüringen zu leisten. So kann durch den Einsatz von 380/220-kV-Schrägregeltransformatoren in Lauchstädt, Eula und Weida eine wirkungs-



volle Leistungsflusssteuerung im genannten Netzgebiet erreicht werden. Je nach Leistungsflusssituation können die genannten 380/220-kV-Schrägregeltransformatoren gezielt zur Entlastung der am höchsten belasteten 380-kV-Stromkreise und somit zur besseren Ausnutzung der vorhandenen Übertragungskapazität eingesetzt werden.

Weiterhin beinhaltet die Maßnahme die 380-kV-Netzverstärkung zwischen Weida und Herlasgrün in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung sowie die Erweiterung der Anlage Herlasgrün zu einem 380/110-kV-Umspannwerk. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch eine Erhöhung der Transportkapazität der 220-kV-Verbindung Weida – Herlasgrün mit einem 380-kV-Leitungsneubau in der bestehenden 220-kV-Trasse inkl. der Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV die derzeitigen Anforderungen an die Sicherheit der Kundenversorgung in Herlasgrün gewährleisten zu können.

Im Zusammenhang mit der Maßnahme M570 Weida – Herlasgrün ist weiterhin die Spannungsumstellung der 220-kV-Leitung Röhrsdorf – Crossen auf 110 kV geplant. Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist eine Netzstrukturstraffung im Raum Röhrsdorf. Durch die Spannungsumstellung der bestehenden 220-kV-Leitung Röhrsdorf – Crossen von 220 kV auf 110 kV ergibt sich die Möglichkeit, die vorhandene 220-kV-Netzstruktur zu optimieren. Die Maßnahme steht im Zusammenhang mit der beantragten Investitionsmaßnahme „Netzumstrukturierung im Raum Freiberg / Röhrsdorf“ (BK4-17-043). Diese beinhaltet Umstrukturierungen der Standorte Niederwiesa, Freiberg/Nord und Röhrsdorf.

Zudem wird auf das geplante, neue 380/110-kV-Umspannwerk Delitzsch (P362) zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Großraum Leipzig, der aktuell über eine 220-kV-Doppelleitung aus dem UW Eula gespeist wird, hingewiesen.

Die vorgenannten Maßnahmen werden in enger Kooperation zwischen 50Hertz und dem Verteilnetzbetreiber geplant.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M567 und M570 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA / alternative Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahmen M567 und M570 bestehen keine alternativen Netzverknüpfungspunkte bzw. Maßnahmen, die gemäß NOVA-Prinzip technische und/oder wirtschaftliche Alternativen darstellen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 358 wird im NEP 2030 (2019) erstmals identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P359: Netzverstärkung Osterburg – Stendal/West – Wolmirstedt

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPIG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt.

- M571: Osterburg – Stendal/West – Wolmirstedt**
 Vom neuen Standort im Suchraum der Stadt Osterburg über Stendal/West nach Wolmirstedt wird die bestehende 380-kV-Freileitung Putlitz/Süd / Perleberg – Stendal/West auf rund 67 Kilometern Länge durch einen 380-kV-Leitungsneubau mit Hochstrombeseilung im bestehenden 380-kV-Trassenraum verstärkt. Bei der Ablösung der bestehenden durch die neue Leitung orientiert sich die Planung an der Bestandstrasse. Dabei können Abweichungen vom aktuellen Trassenverlauf bei der nachgelagerten Planung entstehen, um Abstände zu Siedlungen zu erhöhen, bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern oder Bündelungen mit linienförmiger Infrastruktur umzusetzen, um unter anderem dem Bündelungsgebot Rechnung zu tragen.
- M582a: Umspannwerk Osterburg**
 Inhalt der Maßnahme 582a ist die Errichtung eines neuen 380/110-kV-Umspannwerkes im Suchraum der Stadt Osterburg (Arbeitstitel: UW Osterburg).
- M582b: Leitungsanbindung Umspannwerk Osterburg**
 Das UW Osterburg wird mit einer 380-kV-Doppelleinschleifung in die 380-kV-Doppelleitung Putlitz/Süd / Perleberg – Stendal/West eingebunden. Vom geplanten UW Osterburg bis zum Einschleifpunkt wird ein 380-kV-Leitungsneubau in neuem Trassenraum errichtet.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M571	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		67	x	x	x	x	2030	
M582a	Anlage	Netzausbau: horizontal, vertikal			x	x	x	x	2030	
M582b	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	2		x	x	x	x	2030	



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Durch die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden On- und Offshore-Windeinspeisungen in Mecklenburg-Vorpommern sowie die Onshoreinspeisungen in Sachsen-Anhalt wird diese Leitung perspektivisch noch stärker belastet werden. Die 380-kV-Leitungen Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt und Putlitz/Süd – Stendal/West – Wolmirstedt besitzen derzeit eine geringe Übertragungskapazität von ca. 1.660 MVA pro Stromkreis. Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd ist die 380-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Gemäß Szenariorahmen ist über das Umspannwerk Osterburg und das Umspannwerk Stendal/West eine Leistung aus erneuerbaren Energien (EE) von ca. 2.400 MW in B 2030 angeschlossen. Das geplante Umspannwerk Osterburg ist notwendig, da das bestehende Umspannwerk Stendal/West bereits bis zur Kapazitätsgrenze in 2019 ausgebaut wird.

Netzplanerische Begründung

Die bestehende o. g. 380-kV-Doppeleitung besitzt für die zu erwartenden Übertragungsaufgaben eine zu geringe Übertragungskapazität. Ohne die 380-kV-Netzverstärkung in bestehender Trasse wird der 380-kV-Leitungsabschnitt Osterburg – Stendal/West – Wolmirstedt bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises dieser Leitung unzulässig hoch belastet.

Das netztechnische Ziel des Projekts besteht darin, durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Leitung Osterburg – Stendal/West – Wolmirstedt einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Raum Sachsen-Anhalt zu leisten.

Die unzulässig hohe Leitungsbelastung wird wesentlich durch die über das Umspannwerk Osterburg zusätzlich eingespeiste EE-Leistung verursacht. Daher ist es notwendig, dieses Umspannwerk in die 380-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt einzubinden. Zudem werden im Umspannwerk Osterburg zwei 380/110-kV-Transformatoren errichtet (siehe Begleitdokument Punktmaßnahmen).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2030 (2019) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M571, M582a und M582b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Eine Entlastung der 380-kV-Verbindung von Osterburg – Stendal/West – Wolmirstedt durch Topologieänderungen (z. B. Entmaschung in Stendal/West) ist nicht möglich.

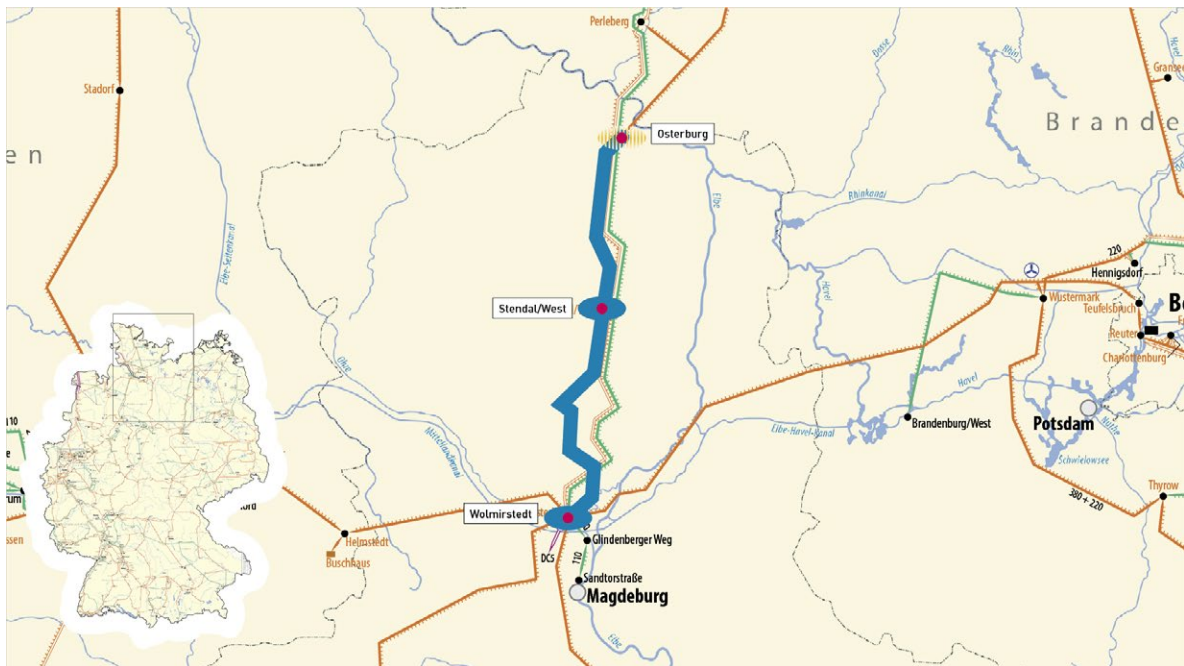


Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahmen 571 und 582 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 359 wird im NEP 2030 (2019) erstmals identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P360: Blindleistungskompensationsanlagen Regelzone 50Hertz

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Im Rahmen der Analysen des 1. Entwurfs NEP 2030 (2019) wurde der konkrete Bedarf für die Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung im UW Lauchstädt identifiziert. *In den zwischenzeitlich abgeschlossenen Analysen wurden weitere Bedarfe und Standorte für Blindleistungskompensationsanlagen identifiziert. Für den Zeithorizont 2025 - 2035 wurden die Spannungshaltung und Spannungsstabilität geprüft. Es zeigen sich signifikant steigende Blindleistungsbedarfe, die bei weitem nicht mehr allein durch die vorhandenen, direkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen gedeckt werden können. Daraus resultieren, neben der o. g. M464 am Standort Lauchstädt, die nachfolgend genannten Maßnahme M595 mit den Standorten a) bis f) sowie perspektivisch an weiteren Standorten, s. g) und h).*

- **M464 Blindleistungskompensationsanlage UW Lauchstädt**
Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Möglichkeit, in der 380-kV-Anlage Lauchstädt stufenlos regelbare Blindleistung für die Spannungshaltung in der Netzregion bereit zu stellen. Dazu sind am Standort Lauchstädt regelbare 380-kV-Blindleistungskompensationsanlagen von $2x \pm 300$ Mvar als STATCOM zu errichten.
- **M595 a bis f Blindleistungskompensationsanlagen an Standorten der 50Hertz-Regelzone**
Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Möglichkeit, in den 380-kV-Anlagen der Umspannwerke
a) Altenfeld,
b) Röhrsdorf,
c) Ragow,
d) Siedenbrünzow,
e) in der Netzregion Hamburg und
f) Neuenhagen,
stufenlos regelbare Blindleistung für die Spannungshaltung in der jeweiligen Netzregion bereit zu stellen. Dazu sind an den Standorten Altenfeld, Röhrsdorf, Ragow, Siedenbrünzow und in der Netzregion Hamburg regelbare 380-kV-Blindleistungskompensationsanlagen von je $2x \pm 300$ Mvar als STATCOM zu errichten. Am Standort Neuenhagen sind regelbare 380-kV-Blindleistungskompensationsanlagen von $2x 300$ Mvar kapazitiv bis 150 Mvar induktiv als rotierende Phasenschieber zu errichten. Bei diesen ist zugleich die Erweiterungsmöglichkeit mit einer Gasturbine vorzusehen (Schwarzstartfähigkeit zum Netzwiederaufbau).
- **M595 g und h Blindleistungskompensationsanlagen an Standorten der 50Hertz-Regelzone (Perspektivausbau)**
Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der Regelzone von 50Hertz. Dazu wurde in den o. g. Analysen folgender zusätzlicher Bedarf an stufenlos regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen, in Ergänzung zu den bereits unter M464 und M595 a bis f aufgeführten, für die 50Hertz-Regelzone ermittelt:
g) 6.900 Mvar (Zeithorizont 2030) und
h) 2.000 Mvar (Zeithorizont 2035).
Die Technologie und Leistungsgröße der konkret einzusetzenden regelbaren Blindleistungskompensationsanlagen inkl. Allokation der konkreten Standorte in den Netzregionen ist in weiterführenden Analysen zu ermitteln.



M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M464	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			x	x	x	x	2025 - 2030	
M595 a-f	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			x	x	x	x	2025-2030	
M595 g-h	Anlage	Netzverstärkung und -ausbau: horizontal			x	x	x	x	2030-2035	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur können durch hohe Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auftreten. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten. Die Bereitstellung der Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Erbringung der Systemdienstleistung Spannungshaltung der im Netz verteilten Kraftwerke. Durch die windbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr auf diese Weise vorgehalten werden. Aus diesem Grund müssen regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung an Knoten mit signifikanten Spannungsänderungen bereitstellen. Durch eine stufenlos regelbare Blindleistungskompensationsanlage kann die erforderliche *kapazitive oder induktive* Blindleistung abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation bedarfsgerecht und *dynamisch* zur Verfügung gestellt werden.

Laufende Analysen in der Regelzone von 50Hertz für weitere Blindleistungsanlagen:

Im Zusammenhang mit abnehmender konventioneller Kraftwerksleistung und einer Höherbelastung von Leitungen wird der Bedarf an weiteren Blindleistungsanlagen in der Regelzone von 50Hertz untersucht, der dann zum Teil zu einem weiteren Umbau/Ausbau in den Umspannwerken führt. Dieser Ausbau dient dann nicht nur dazu, den Betriebsbereich von Leitungen bei einer Erhöhung ihrer Stromtragfähigkeit abzusichern. Er ist auch erforderlich, um die Systemsicherheit im innerkontinental vermaschten 380-kV-Drehstromnetz zu verbessern, das dann näher an seiner Belastbarkeitsgrenze betrieben wird. Es muss dafür gesorgt sein, dass

- ausreichend Blindleistung (statisch und dynamisch) auch nach Ausfällen bereit steht,
- die Winkelstabilität auch nach Ausfällen gegeben ist,
- der Netzschutz Fehler schnell, selektiv und zuverlässig abschaltet und
- der Systemschutz betroffene Regionen bei kaskadierenden Ausfällen eingrenzt.

Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sind die Spannungen stets in einem definierten Toleranzband zu halten. Die Spannungsstabilität ist gegeben, wenn die Spannung im gesamten Netz, auch in Folge von Einspeise- und Lastveränderungen oder Störungen, auf einem betrieblich geeigneten Niveau durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz gehalten werden kann. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn sich der Ausfall einer Erzeugungsanlage oder einer Leitung in einem hoch belasteten Netzgebiet besonders kritisch auf die Spannung auswirkt. Die ausfallende Blindleistungseinspeisung bzw. der durch die Höherbelastung der verbleibenden Leitungen sprunghaft ansteigende Mehrbedarf an Blindleistung muss aus weiter entfernt liegenden Netzbereichen



bereitgestellt werden. Wenn keine ortsnahe Blindleistungsreserve verfügbar ist, kann die Spannung auf ein Niveau abfallen, das im schlimmsten Fall zu kaskadierenden Schutzauslösungen und zum Abschalten von Erzeugungsanlagen und Betriebsmitteln führt. Umgekehrt können bei Überspannung Betriebsmittel beschädigt werden und ebenso ausfallen.

Die Abnahme spannungsgeregelter Blindleistung aus konventionellen Erzeugungseinheiten, die Entwicklung der Lastcharakteristik hin zu umrichter-gesteuerten Lasten und die Höherauslastung des Netzes in Verbindung mit ansteigenden Leistungsflussgradienten wirken sich ungünstig auf die Spannungshaltung und -stabilität aus.

D. h., mit einer flächendeckend erhöhten Ausnutzung der Übertragungsfähigkeit des Drehstromnetzes und weiteren Innovationen in dieser Richtung ist damit ein notwendiger Zuwachs an Betriebsmitteln zur Blindleistungskompensation im Übertragungsnetz verbunden. Darunter fallen die statischen sowie die (regelbaren) dynamischen Blindleistungskompensationsanlagen und rotierende Phasenschieber.

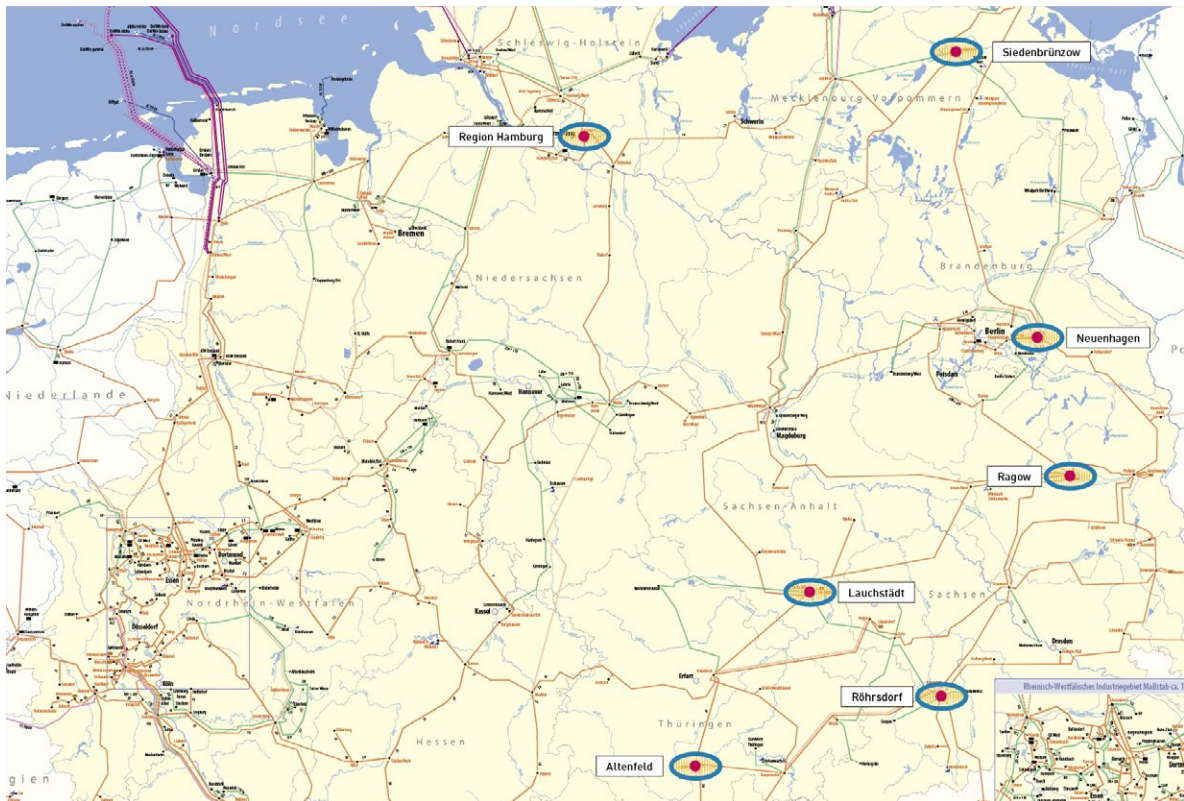
Diesbezügliche Analysen in der Regelzone von 50Hertz wurden u. a. im Rahmen der Erstellung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2030 Version 2019 durchgeführt und für den Zeithorizont 2025 der oben ausgeführte Bedarf ermittelt. Weiterhin wurden über zusätzliche Analysen konkrete Standorte zur Installation dynamischer Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone von 50Hertz identifiziert. Zusätzlich wurde das Szenario B2035 zur Überprüfung des langfristigen Bedarfs, auch vor dem Hintergrund des Zuwachses an HGÜ-VSC-Konverterleistung, analysiert und die Nachhaltigkeit der Maßnahmen ermittelt.

Auch wenn die Standorte von M494 und M595 a bis f das Ergebnis einer intensiven Vorprüfung sind, kann sich im weiteren Verlauf des Projektes bei genauer Analyse der Situation vor Ort herausstellen, dass die Errichtung regelbarer Kompensationsanlagen an benachbarten oder gänzlich neuen Standorten Vorteile aufweist. In der Regel spricht aus elektrischer Sicht nichts gegen eine Verschiebung der Anlagen im Nahbereich, so dass es hier noch zu Änderungen bei der Standortwahl kommen kann. Auch ist es denkbar, dass zukünftig andere Anlagengrößen von Herstellern angeboten werden (dies betrifft ebenfalls M595 g und h). Auch das könnte zu Veränderungen bei der vorgeschlagenen Anlagenkonfiguration für M494 und M595 a bis f führen. Die STATCOM in der Netzregion Hamburg sind erforderlich, bedürfen aber, u. a. bzgl. Standortwahl, gemeinsamer Untersuchungen/Abstimmungen mit der TenneT TSO GmbH.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde erstmalig im NEP 2030 (2019) identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P361: Netzverstärkung Erweiterung UW Großschwabhausen

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt 361 mit den Maßnahmen M470a und M470b dient der Erhöhung der horizontalen und vertikalen Übertragungskapazität in Thüringen.

Bei einem Anteil von 65 % Erzeugungsleistung aus EE-Anlagen gemäß Szenario B 2030 ist die Übertragungskapazität der 380-kV-Netzstruktur in Thüringen teilweise nicht mehr ausreichend zur Erfüllung der Transportaufgaben.

Zur Aufnahme von Einspeiseleistungen aus EE-Anlagen ist es deshalb erforderlich, im bestehenden Umspannwerk Großschwabhausen einen zweiten 380/110-kV-Transformator zu errichten. Dazu ist die 380-kV-Anlage Großschwabhausen, die derzeit nur über eine Stichleitung (1 Stromkreis) an die 380-kV-Leitung Vieselbach – Remptendorf angeschlossen ist, mit einer *Doppeleinschleifung* (2 Stromkreise) einzubinden. Dafür ist ein neuer 380-kV-Leitungsanschluss für das UW Großschwabhausen im vorhandenen Trassenraum zu errichten und die 380-kV-Anlage zu erweitern.

Im Einzelnen beinhaltet das Projekt die folgenden Maßnahmen:

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M470a	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	x	x	x	x	2030	
M470c	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, durch die *Doppeleinschleifung* der Anlage und die Errichtung eines zweiten Transformators im UW Großschwabhausen die notwendige Übertragungskapazität zur Aufnahme der Einspeiseleistung aus EE-Anlagen in Thüringen zu schaffen. Der derzeit vorhandene 380/110-kV-Transformator ist künftig mit seiner Nennleistung von nur 200 MVA für die Aufnahme der EE-Leistung gemäß Szenariorahmen des NEP 2030 (2019) nicht mehr ausreichend. Deshalb ist ein zweiter 380/110-kV-Transformator zu errichten. *Um die betriebliche (n-1)-Sicherheit für den Leitungsanschluss zu verbessern und netztechnische Flexibilitäten für horizontale Übertragungsaufgaben zu schaffen (u. a. Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen), ist der Bau einer Doppeleinschleifung für das UW Großschwabhausen erforderlich.*



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M470a und M470b haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

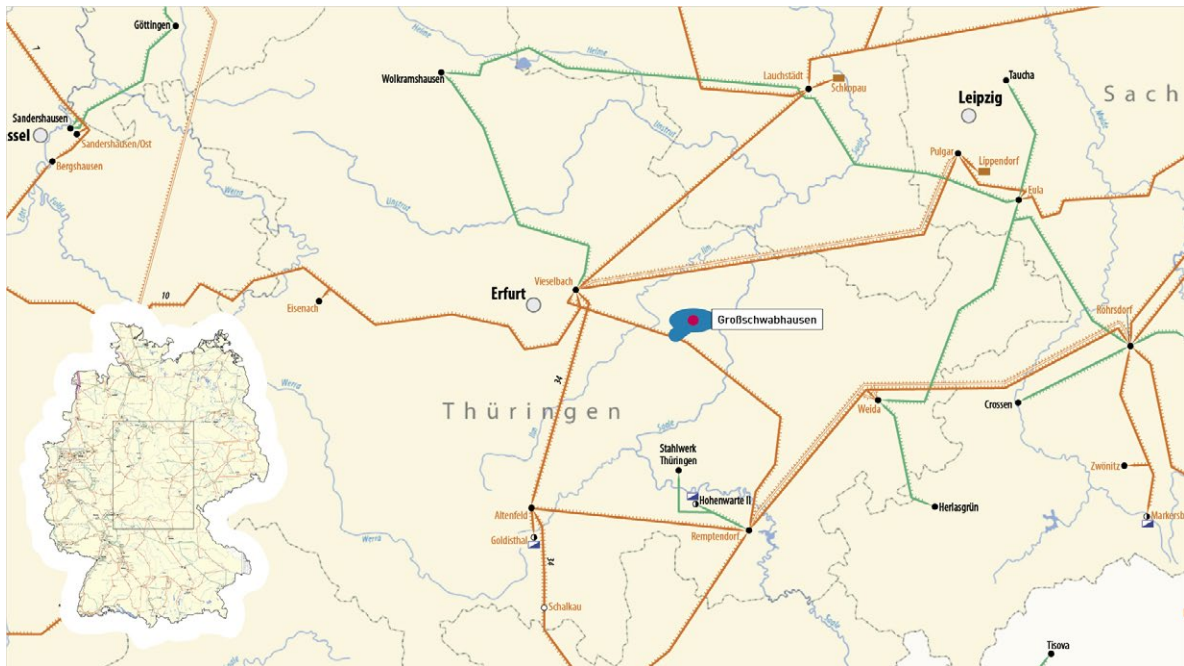
Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts). Die Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist auf Grund der derzeitigen Stichanschaltung des Umspannwerks Großschwabhausen nicht wirksam. Aus diesem Grund sind ebenfalls Topologieänderungen kein geeignetes Mittel zur Netzoptimierung für dieses Projekt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P361 mit der Maßnahme M470a und M470b wurde erstmalig im NEP 2030 (2019) identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P362: Netzausbau: Umspannwerk Delitzsch

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit in Sachsen für den Standort Taucha im Großraum Leipzig. Es steht in Zusammenhang mit dem Projekt P358: Südraum-Umstellung Regelzone 50Hertz, welches eine Entlastung der betreffenden 220-kV-Netzregion von vertikalen Übertragungsaufgaben zum Ziel hat.

Das 220/110-kV-Umspannwerk Taucha, das eine wichtige Versorgungsaufgabe für das unterlagerte Verteilnetz übernimmt, insbesondere auch für die Versorgung der Stadt Leipzig, ist derzeit nur über die 220-kV-Doppelleitung Eula – Taucha angeschlossen. Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit des betreffenden 110-kV-Teilnetzes ist im Zusammenhang mit der o. g. Südraum-Umstellung des Netzes der 50Hertz vorgesehen, eine zweite Einspeisung für dieses aus nördlicher Richtung zu errichten. Dazu ist ein neues 380/110-kV-UW im Suchraum Stadt Delitzsch (im Folgenden Arbeitstitel „UW Delitzsch“) zu errichten, das in die im Nahbereich verlaufende 380-kV-Leitung Jessen/Nord – Marke – Lauchstädt eingebunden wird. Mit dem neuen UW Delitzsch kann dann eine zukunftssichere 380/110-kV-Speisung der 110-kV-Netzregion im Großraum Leipzig erfolgen. Somit ist gewährleistet, dass es bei Nichtverfügbarkeit der Doppelleitung Eula – Taucha nicht zu Versorgungseinschränkungen in der betreffenden 110-kV-Netzregion kommt.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M452b	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2030	
M452c	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1		x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Netzplanerische Begründung**

Die Versorgungssicherheit des Netzgebietes im Großraum Leipzig kann nur verbessert werden, wenn ein neues 380/110-kV Umspannwerk als zusätzliche Einspeisung errichtet wird. Dies wird durch die Einschleifung des geplanten Umspannwerks Delitzsch in die 380-kV-Leitung Jessen/Nord – Marke – Lauchstädt erreicht. Beim Ausfall des Umspannwerks Taucha kann dann die betreffende 110-kV-Netzregion im Großraum Leipzig weiterhin versorgt werden.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M452 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

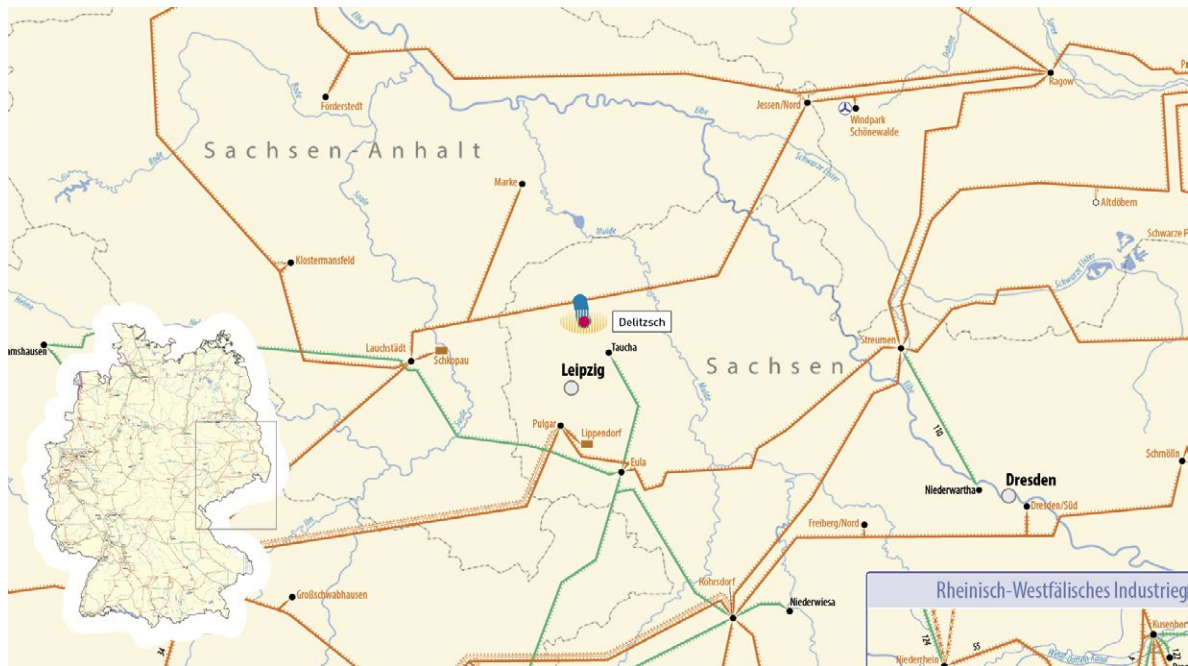
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Auf Grund der vorhandenen Netztopologie im genannten Netzgebiet bieten sich keine anderweitig in Betracht kommenden Netzverknüpfungspunkte für das genannte Projekt an. Ein neuer Standort im Suchraum Stadt Delitzsch stellt auf Grund der räumlichen Nähe zur vorhandenen 380-kV-Leitung sowie hinsichtlich der Einbindung in das nachgelagerte Verteilnetz die günstigste Variante für den Netzausbau im Großraum Leipzig dar.

Bisherige Bestätigung des Projekts:

Das Projekt P362 wurde erstmals im NEP 2030 (2019) identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P363: Leistungsflusssymmetrierung und Netzoptimierung

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Leistungsflusssymmetrierung und Optimierung des Leistungsflusses auf sehr langen und ungleichmäßig ausgelasteten 380-kV-Freileitungen.

- **M449: Neubau-Schaltanlage Grabowhöfe**
Die Maßnahme 449 beschreibt die neue 380-kV-Schaltanlage im Bereich des heutigen Einschleifpunktes Grabowhöfe. Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine neue 380-kV-Schaltanlage in Grabowhöfe mit Einbindung der 380-kV-Freileitungen nach Güstrow, Siedenbrünzow und Putlitz/Süd erforderlich.
- **M581: Neubau-Schaltanlage Suchraum Stadt Landsberg**
Die Maßnahme 581 beschreibt die neue 380-kV-Schaltanlage im Bereich des heutigen Einschleifpunktes Hohenthurm. Inhalt der Maßnahme ist der Neubau der Schaltanlage, in die die 380-kV-Freileitung Jessen/Nord – Lauchstädt / Marke eingebunden wird.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M449	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2030	
M581	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Aufgrund der vorherrschenden Hauptleistungsflussrichtung von Nord nach Süd sind die elektrisch langen 380-kV-Freileitungen Güstrow / Siedenbrünzow – Stendal/West sowie Jessen/Nord – Lauchstädt / Marke bei entsprechenden Erzeugungs- und Lastsituationen bereits heute hoch belastet. Aufgrund der langen Einschleifungen nach Güstrow bzw. Marke sind die betroffenen Stromkreise unsymmetrisch belastet.

Netzplanerische Begründung

Die Maßnahme 449 soll die ungleichmäßige Auslastung der langen 380-kV-Freileitungen zwischen Güstrow, Siedenbrünzow und Putlitz/Süd vergleichmäßigen. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, mit der Errichtung der 380-kV-Schaltanlage in Grabowhöfe und der daraus resultierenden Symmetrierung der Leistungsflüsse die Transportkapazität zu erhöhen und damit einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt zu leisten.



Die Maßnahme 581 soll die ungleichmäßige Auslastung der 380-kV-Freileitungen zwischen Jessen/Nord – Lauchstädt / Marke vergleichmäßigen. Das netztechnische Ziel des Projekts ist es, mit der Errichtung der 380-kV-Schaltanlage im Bereich des heutigen Einschleifpunktes Hohenthurm und der daraus resultierenden Symmetrierung der Leistungsflüsse die Transportkapazität zu erhöhen und damit einen Beitrag zur notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit zwischen Brandenburg und Sachsen-Anhalt zu leisten.

Mit der Umsetzung der Maßnahmen 449 und 581 werden die elektrisch langen Leitungen verkürzt. Durch die neuen 380-kV-Schaltanlagen in Grabowhöfe und Hohenthurm erfolgt eine Symmetrierung des Leistungsflusses und eine Vergleichmäßigung, die eine unzulässig hohe Belastung der angeschlossenen 380-kV-Freileitungen vermeidet. Mit Hilfe dieser Leistungsflusssymmetrierung und Netzoptimierung sind die o.g. 380-kV-Freileitungen höher belastbar und flexibler einsetzbar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination des AC-Netzes mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2030 (2019) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M449 und M581 haben sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

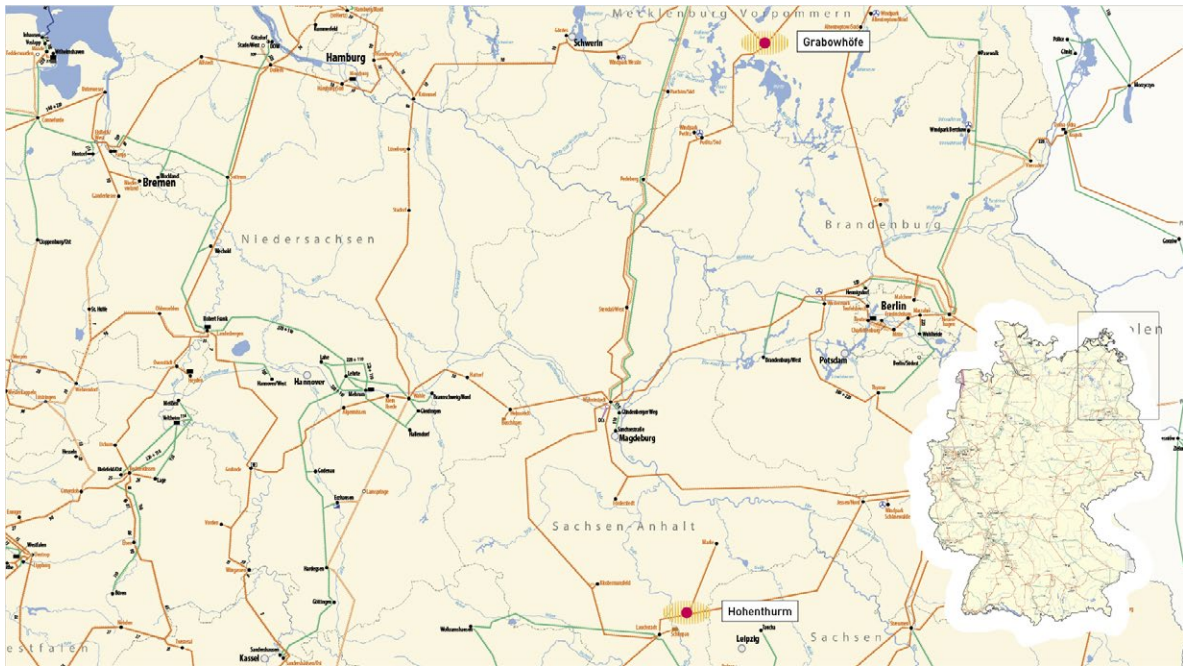
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Zu den Maßnahmen 449 und 581 sind keine anderen Netzoptimierungen oder -verstärkungen zur Beherrschung der erwarteten Leistungsfluss- und Netzsituationen in dieser Netzregion möglich.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt 363 wird im NEP 2030 (2019) erstmals identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P365/P411/P427: Errichtung von Netzbooster-Pilotanlagen

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion, TenneT, Nr. TYNDP 2018: -
 TransnetBW Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Netzbooster-Pilotanlagen dienen der Erprobung des innovativen Konzepts zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes. Das Konzept des Netzboosters sieht dazu eine reaktive Netzbetriebsführung vor: Bei Ausfällen sollen mit einer gezielten und aufeinander abgestimmten Leistungseinbringung und -entnahme Überlastungen vermieden bzw. in sehr kurzer Zeit auf zulässige Werte reduziert werden. Dadurch kann die Leitungsauslastung im ungestörten Betriebszustand erhöht und die bestehenden Übertragungskapazitäten für den Leistungstransport verwendet werden. Es wird keine Primärreserveleistung, Erzeugungs- oder Lastabwurf aktiviert. Zur Realisierung sind folgende Maßnahmen vorgesehen:

- P365 M583: 100 MW Netzbooster-Anlagen an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen
 Die geplanten Netzbooster-Anlagen sollen auf eine Vielzahl von Enpässen (flächendeckend) wirken. Es sollen daher an den Standorten Audorf/Süd und Ottenhofen aufeinander abgestimmte Netzbooster-Einheiten in einer Größenordnung von jeweils 100 MW errichtet werden und in die bestehenden Schaltanlagen eingebunden werden. Hierzu sind die Schaltanlagen zu erweitern.
- P411 M625: 300 MW Netzbooster-Anlagen an den Standorten Wehrendorf und Hoheneck
 Am Standort Hoheneck wird eine Netzbooster-Anlage errichtet, die in der Lage ist, eine elektrische Leistung von 300 MW ins Netz einzuspeisen. Zur Einbindung der Netzbooster-Anlage ist die Schaltanlage Hoheneck zu erweitern. Zudem wird am Standort Wehrendorf ein thermischer Energiewandler errichtet, der in der Lage ist, eine Leistung von 300 MW dauerhaft aufzunehmen. Hierzu ist die Schaltanlage Wehrendorf zu erweitern.
- P427 M646: 500 MW Netzbooster-Anlage am Standort Kupferzell
 Die Planung sieht die Errichtung einer Netzbooster-Anlage mit einer Leistung von 500 MW am Standort Kupferzell vor. Zur Einbindung des Netzboosters ist die Schaltanlage Kupferzell zu erweitern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M583	Anlage	Netzoptimierung			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M625	Anlage	Netzoptimierung			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M646	Anlage	Netzoptimierung			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projektes

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Vor allem aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen an Land in Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie an Offshore-Windenergie in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlicher Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland. Bundesländer in Süddeutschland wie Baden-Württemberg, Bayern und Hessen sind hingegen nach dem Ausstieg aus der Kernenergie in besonderem Maße auf Ener-



gietransporte aus anderen Regionen angewiesen und müssen 2030 gut 40 % ihres Jahresenergieverbrauchs importieren. Dadurch ergibt sich in vielen Situationen ein Nord-Süd Transit in Deutschland, der insbesondere im Hinblick auf Verzögerungen bei Leitungsbauprojekten zu Engpässen führen wird. Das Innovationspotential in Form eines koordinierten Einsatzes von Netzboostern kann einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung von Engpässen liefern.

Zur Hebung dieses Innovationspotentials schlagen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber die folgende Roadmap vor:

- Errichtung der Pilotanlagen und Sammlung von Betriebserfahrungen. Zu den adressierten Themenbereichen gehören
 - der Einsatz neuer Technologien,
 - die Einbindung in das Netzleitsystem,
 - die Einbindung in die Schutzkonzepte,
 - die Ausarbeitung und Implementierung eines Betriebsführungskonzepts,
 - die Ausarbeitung und Implementierung eines Ablösekonzepts,
 - die Ausarbeitung und Implementierung eines Rückführkonzepts,
 - die Gewährleistung des Umwelt-, Arbeits- und Brandschutzes,
 - die Analyse der Anlagenzuverlässigkeit und
 - die über ÜNB koordinierte Zusammenwirkung mehrerer Netzbooster-Anlagen.
- Entwicklung eines koordinierten Betriebsführungskonzepts, u. A. unter Einbezug der Ergebnisse des Verbundforschungsvorhabens „InnoSys 2030 – Innovationen in der Systemführung bis 2030“ (Okt. 2018- Sep. 2021)
- Überführung des Konzeptes in die operative Netzbetriebsführung
- Entscheidung über die Errichtung von weiteren Netzbooster-Anlagen

Netzplanerische Begründung

In Zukunft soll durch Punktmaßnahmen die Ausnutzung der bestehenden Übertragungskapazität weiter optimiert werden. Ziel ist die Realisierung von neuen reaktiven, flächendeckend wirkenden Netzbetriebsmaßnahmen, um bestehende Netzstrukturen besser ausnutzen und damit den Bedarf an zusätzlichen Leitungsmaßnahmen ggf. reduzieren zu können. Konkret werden Teile der bisher immer auf Stromkreisen vorgehaltenen Reserve zur Beherrschung von Ausfällen auf die neu zu errichtenden Punktmaßnahmen transformiert. Diese Maßnahmen müssen für einen sicheren Netzbetrieb zunächst erprobt werden. Dazu bieten sich die Pilotprojekte der Netzbooster-Technologie an den Standorten Audorf/Süd, Ottenhofen, Wehrendorf, Hoheneck und Kupferzell an.

Der Standort in den Umspannwerken Audorf/Süd und Ottenhofen ist so gewählt, dass die etwa 100 MW großen Testanlagen einer Vielzahl an Engpässen (flächendeckend) auf den Nord-Süd-Transitachsen entgegenwirken können.

Das Netzbooster-Paar mit den Anlagen an den Standorten Hoheneck und Wehrendorf hat aufgrund der vorherrschenden Netzcharakteristika eine hohe Entlastungswirkung auf die Stromkreise Wehrendorf-Lüstringen, Lüstringen-Hesseln-Gütersloh und Bürstadt-Rheinau-Hoheneck. Darüber hinaus ist angedacht, den Beobachtungsbereich perspektivisch auf weitere Stromkreise zwischen Wehrendorf und Hoheneck auszuweiten.

Auch die geplante Anlage am Standort Kupferzell bietet sich aufgrund der Charakteristika des betroffenen Netzbereiches zur Erprobung der Netzbooster-Technologie an. Der Standort bietet langfristig die Chance, insbesondere in Zusammenarbeit mit TenneT, einer Vielzahl von Engpässen auf den Nord-Süd-Transitachsen entgegenzuwirken.



Die geplanten Maßnahmen dienen auch der Vorbereitung eines möglichen zukünftigen noch großflächigeren Einsatzes. Nach erfolgreicher Implementierung und Erprobung des Einsatzkonzepts und des Einsatzmechanismus und gemeinsamer Schnittstellen sollen die drei Pilotkonzepte der deutschen ÜNBs hin zu einem koordinierten, deutschlandweiten systemischen Einsatz weiterentwickelt werden – unter Verwendung der Netzbooster-Anlagen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die vorliegenden Maßnahmen dienen der Erprobung einer neuen Technologie zur Höherauslastung der Bestandsnetze (Netzoptimierung). Sie könnten damit nach dem NOVA-Prinzip zukünftig eine Alternative zum Netzausbau darstellen.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad hoc-Maßnahmen geprüft. Das Projekt hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als hilfreich erwiesen. In erster Linie dient die Anlage zur Erprobung des Netzbooster-Konzepts. Der Vorteil von Netzboostern wird aufgrund der geringen Raumanspruchnahme vor allem bei der Akzeptanz im Vergleich zu Stromtrassen liegen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Die Maßnahmen M583, M625 und M646 dienen der Erprobung der Optimierung der bestehenden Infrastruktur.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

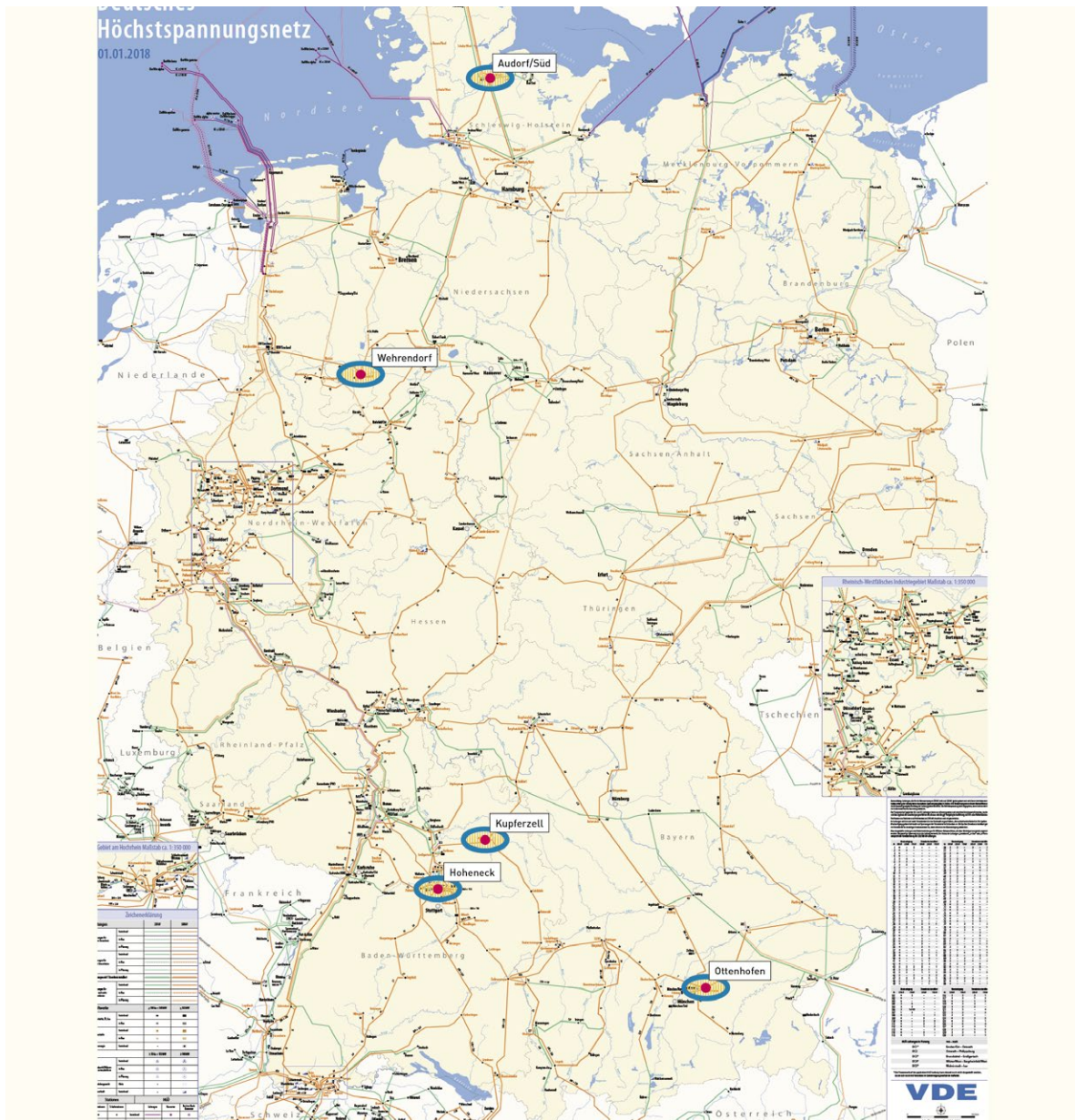
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen wurden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Projekte P365, P411 und P427 wurden im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P401: Netzausbau Arpe – Dauersberg

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Arpe und Dauersberg. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M601: Arpe - Dauersberg:
Zwischen Arpe und Dauersberg ist eine 380-kV-Leitung in neuer Trasse zu errichten (Netzausbau). Zudem ist die bestehende Leitung von Uentrop über Arpe nach Nehden zu verstärken (Neubau in bestehender Trasse). Die Anlage Arpe ist zu erweitern (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M601	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse	52	118	x	x	x	x	bis 2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Arpe und Dauersberg erhöht die Übertragungskapazität auf dieser Achse. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen verschiedener 380 kV-Leitungen in den Regionen Rhein / Ruhr und Westfalen. Zudem wird mit dem Projekt ein paralleler Pfad zur Achse Kruckel - Dauersberg realisiert.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region bereits verstärkt ist, *erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse*.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P401 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPIG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M602: Westerkappeln – Gersteinwerk
Zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk ist eine 380-kV-Leitung in neuer Trasse zu errichten (Netzausbau). Dazu müssen die Anlagen Westerkappeln und Gersteinwerk erweitert werden (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M602	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	88,5				x	x	bis 2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Münsterland ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus Erneuerbaren Energiequellen direkt aus dem Münsterland aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Westerkappeln und Gersteinwerk erhöht die Übertragungskapazität auf dieser Achse. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen verschiedener 380 kV-Leitungen im Münsterland und in Westfalen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.



Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Trotz der bereits erfolgten Verstärkung von AC-Leitungen in Deutschland sind weiterhin Maßnahmen notwendig, um ein engpassfreies Netz zu erzielen. Da die bestehende Netzinfrastruktur der Region weitgehend verstärkt ist, erfolgt ein Ausbau in neuer Trasse.

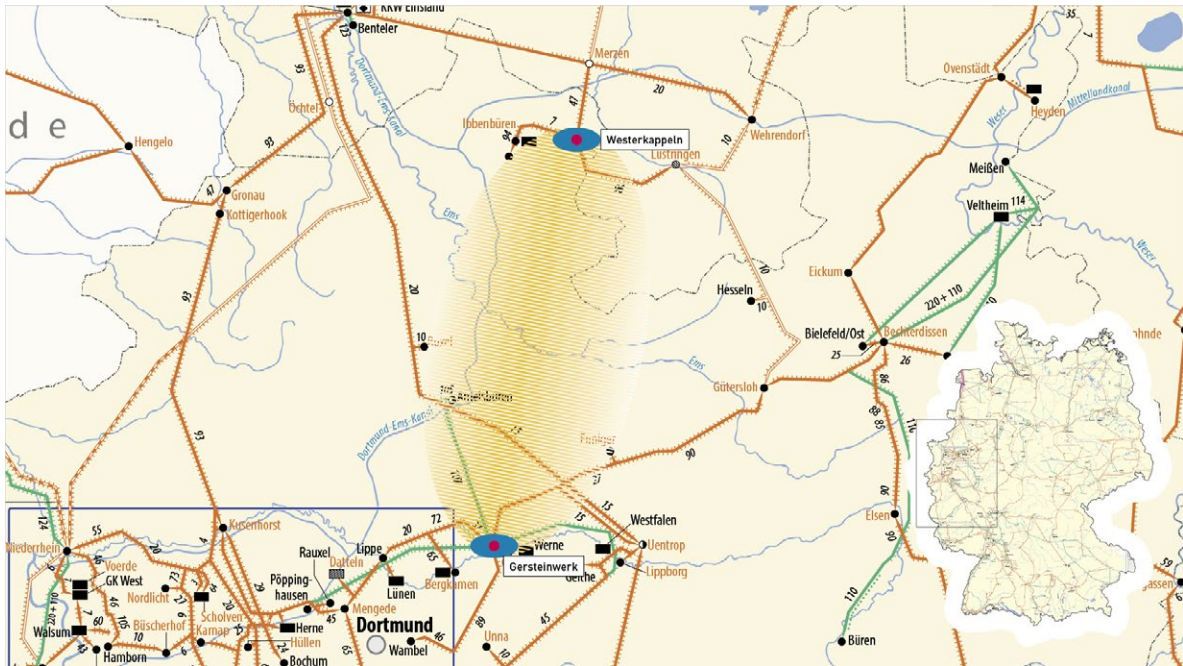
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P402 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P403: Netzverstärkung Hattingen – Linde

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hattingen und Linde. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M603: Hattingen – Linde
Zwischen den Anlagen Hattingen und Linde ist eine 380-kV-Leitung in bestehender 220-kV-Trasse (in 110-kV betrieben durch Dritte) zu errichten (Netzausbau). Die Anlagen Hattingen *ist zu erweitern, während die Anlage Linde im Umkreis von 5 km neu zu errichten ist* (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M603	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		25	x	x	x	x	bis 2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Hattingen und Linde erhöht die Übertragungskapazität auf dieser Achse. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen verschiedener 380 kV-Leitungen im Ruhrgebiet und dem Rheinland.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M603 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P403 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P404: Netzverstärkung Gersteinwerk – Unna – Wambel

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Gersteinwerk und Wambel. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M604: Gersteinwerk – Unna – Wambel
Zwischen den Anlagen Gersteinwerk und Wambel wird mit einer Umbeseilung eine bestehende 220-kV-Leitung auf 380-kV umgestellt (Netzverstärkung). Falls notwendig, werden einzelne Masten ertüchtigt. Zudem wird eine neue 380-kV-Leitung in neuer Trasse vom Pkt. Schnepferfeld zur Anlage Unna gebaut (Netzausbau).

Die Anlagen Gersteinwerk und Unna werden um die benötigten Schaltfelder erweitert (Netzverstärkung). Alternativ zur Erweiterung der bestehenden Anlage Unna ist ein Neubau einer Anlage im Umkreis von wenigen Kilometern möglich. Die Anlagen Wambel und Ratsbusch werden im Zuge des Projektes auf 380 kV umgestellt (Netzverstärkung). Die Leitung zwischen Wambel und Ratsbusch wird auf 380 kV umgestellt (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M604	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung	6,5	25			x	x	bis 2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Wambel, Unna und Gersteinwerk erhöht die Übertragungskapazität auf dieser Achse. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen verschiedener 380 kV-Leitungen in den Regionen Westfalen und Ruhrgebiet.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M604 abschnittsweise in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

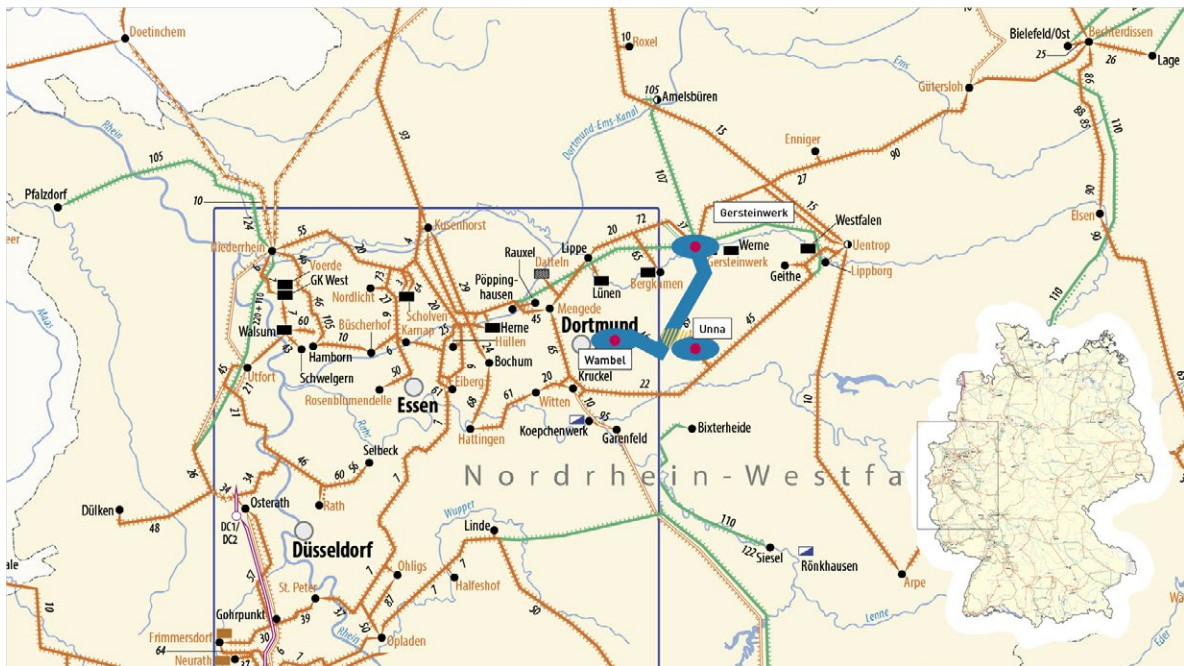
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projektes

Das Projekt P404 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 durchgeführt.

P405: Netzverstärkung Rhein-Ruhr

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Büscherhof und Walsum. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M605: Büscherhof – Walsum – Uerdingen
Zwischen den Anlagen Büscherhof und Walsum erfolgt ein 380-kV-Leitungsneubau. Der Leitungsneubau wird dabei in der Trasse der aktuellen 220-kV-Leitung durchgeführt (Netzverstärkung). Zudem wird ein bestehender Stromkreis zwischen den Anlagen Uerdingen und Zensenbusch in die Anlage Walsum eingeführt. Dazu werden die Anlagen Walsum und Büscherhof erweitert (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M605	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		17	x	x	x	x	bis 2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord – Süd als auch der Ost – West Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Netzerweiterung zwischen Büscherhof, Walsum und Uerdingen erhöht die Übertragungskapazität auf dieser Achse. Die beschriebene Maßnahme beseitigt Überlastungen auf mehreren Leitungen in der Region Niederrhein.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M605 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

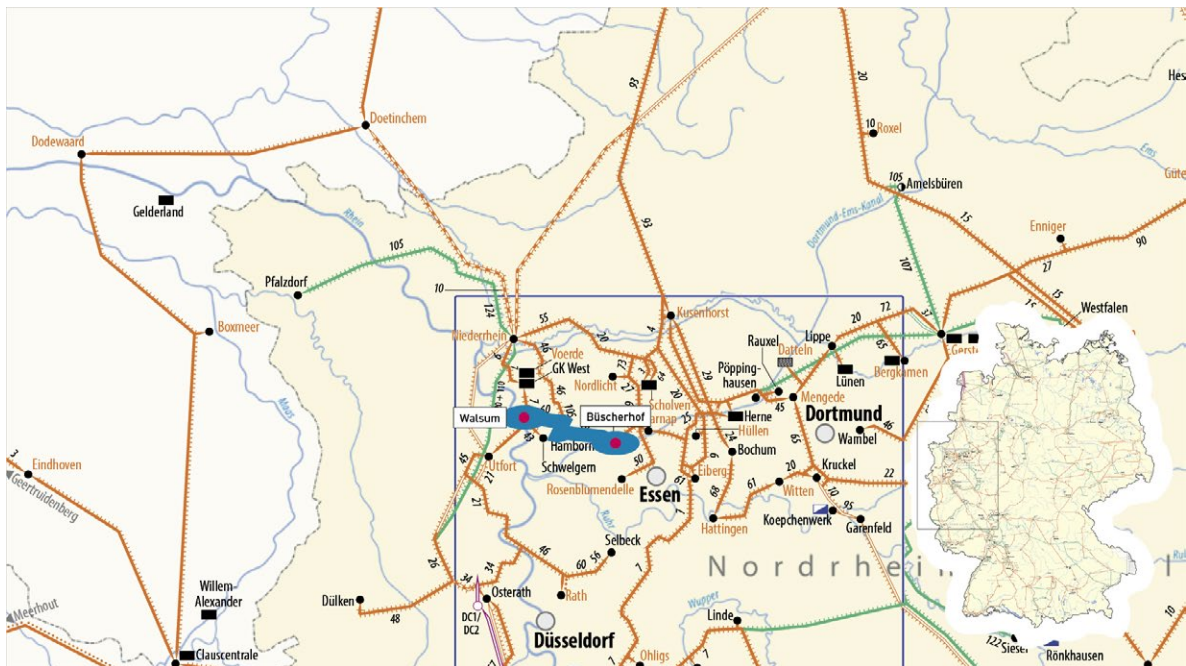
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P405 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P406: Netzverstärkung Ach - Bofferdange

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: 238.1630

Nr. BBPIG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Luxemburg. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M606: Ach – Bofferdange:
Im Bereich Ach wird eine neue Umspannanlage errichtet (Netzausbau). Zwischen der neu zu errichtenden Umspannanlage Ach und Bofferdange wird in bestehender 220-kV-Trasse eine neue 380-kV-Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		berücksichtigt in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M606	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	x	x	x	x	2026	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Höchstspannungsnetz in dieser Region weist heute noch einen großen Anteil an 220-kV-Netzstruktur auf. Das luxemburgische Übertragungsnetz ist mit vier 220-kV-Stromkreisen an das deutsche Übertragungsnetz angebunden. Nach der Planung des luxemburgischen Netzbetreibers CREOS zeichnet sich in Luxemburg in kommenden Jahren ein deutlicher Lastanstieg ab. Treiber für diesen Anstieg sind u.a. zusätzliche Rechenzentren, neue Industriekunden sowie ein höherer Anteil der Elektromobilität. Netzanalysen haben gezeigt, dass die Übertragungskapazität zwischen Luxemburg und Deutschland im Hinblick auf die Netz- und Systemsicherheit in den kommenden Jahren nicht mehr bedarfsgerecht ist.

Netzplanerische Begründung

Die grenzüberschreitende Kapazität zwischen Deutschland und Luxemburg wird wesentlich erhöht. Hierdurch werden Überlastungen auf bestehenden Leitungen behoben. Zudem verbessert die Maßnahme auch das Spannungsniveau in der Region. Bereits heute zeigen sich bei einer hohen Auslastung der Interkonnektoren niedrige Spannungen, welche bei nicht angemessener Beachtung Auswirkungen auf die Stabilität des Gesamtsystems nach sich ziehen können. Die Erhöhung der Übertragungskapazität auf luxemburgischer Seite wird vom zuständigen Netzbetreiber CREOS durchgeführt.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahmen M606 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P406 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.

Kosten-Nutzen-Analyse

Analog zum Vorgehen im TYNDP 2018 werden im diesjährigen NEP Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder BBPIG sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen. Hierzu gehört auch das Projekt P406.

Im Gegensatz zu einer reinen Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils ein Kostenterm mit einem einzigen monetisierten Nutzenterm verglichen wird, der sich aus der Summe aller einzelnen Nutzen zusammensetzt, folgt die von der ENTSO-E verwendete CBA einem multikriteriellen Ansatz, bei dem sowohl monetisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen Analyse im NEP 2030 (2019) ist das Szenario B 2035. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen wurden Lastflussberechnungen durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatchberechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt. Der Nutzen des Projekts kann dann aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen gezogen werden. Die Vorgehensweise bei der Erstellung der Kosten-Nutzen-Analyse wird näher in Kapitel 5.4 beschrieben.

Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse aus dem TYNDP 2018 sind nicht Teil der im Rahmen des NEP-Prozesses übermittelten Daten und hier nachrichtlich aufgeführt.



Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis des Szenarios B2035 des NEP 2030 (2019)

	SEW Mio.€ / Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	vermiedene RD-Menge GWh/Jahr	Klimafolge- kosten Mio.€/Jahr
Markt- simulation	0	-30	5	1	-	-	-	-6
inner- deutscher Redispatch	2	-7	4	0	-58	-4	12	-1
Gesamt	2	-37	9	1	-58	-4	12	-8

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes

Netzverluste: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Netzverluste

Redispatch-Menge (RD-Menge): negatives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der notwendigen Redispatchmenge

Klimafolgekosten nach UBA 205€/t: positives Vorzeichen bedeutet eine Erhöhung der Klimafolgekosten

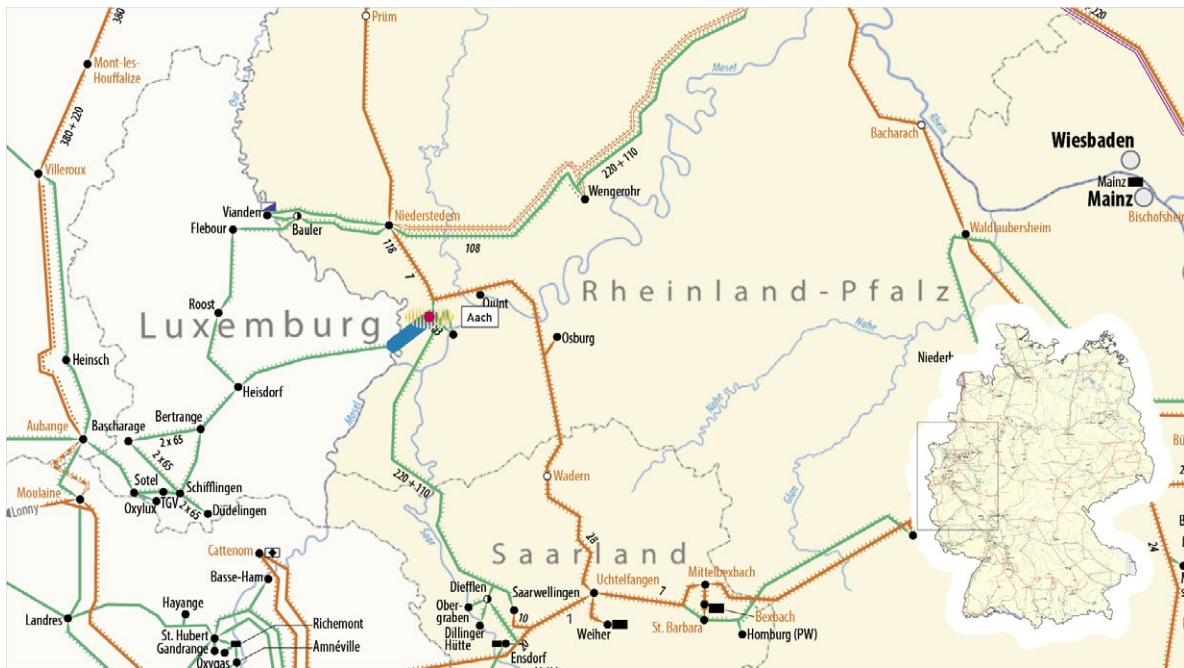
Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP 2018

Szenario	SEW Mio.€/Jahr	Änderung CO ₂ Ausstoß kt/Jahr	Integration Erneuerbare GWh/Jahr	Monetarisie- rung EE Mio.€/Jahr	Änderung Netzverluste GWh/Jahr	Änderung Netzverluste Mio.€/Jahr	CAPEX Mio.€	OPEX Mio.€/Jahr
Best 2025	0	3	3	0	-58	-9	158	1
ST 2030	1	3	4	0	-36	-4		
DG 2030	3	37	6	1	-38	-2		
EuCo 2030	0	-18	6	1	-22	-1		

SEW: Socio-Economic Welfare

CO₂: negatives Vorzeichen bedeutet eine Reduktion des CO₂-Ausstoßes





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P408: Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Mittleren Ruhrgebiet. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M620: Zubeseilung Pkt. Günnigfeld – Punkt Wanne:
Es wird eine 380-kV-Verstärkung in bestehender Trasse zwischen dem Punkt Günnigfeld und dem Punkt Wanne vorgenommen (Netzverstärkung). Am Punkt Wanne wird ein bestehendes Dreibein (Kusenhorst – Hüllen – Mengede) aufgelöst und die Verbindung in Richtung Mengede hergestellt.
- M621: Eiberg – Bochum
Zwischen Eiberg und Bochum werden durch Verstärkung in bestehender Trasse abschnittsweise zwei 380 kV-Stromkreise realisiert (Netzverstärkung).
- M622: Bochum – Hattingen
Zwischen Hattingen und Bochum werden durch Verstärkung in bestehender Trasse zwei 380 kV-Stromkreise realisiert. Aufgrund der geringen verfügbaren Trassenräume in der Region ist es erforderlich, dass bei Nutzung des 380-kV-Stromkreisplatzes bestehende 220-kV-Stromkreise demontiert werden. Als Folge werden die 220-kV-Stationen Hattingen und Bochum auf eine 380-kV-Versorgung erweitert. So ist auch nach dem Entfall der 220-kV-Stromkreise eine sichere Versorgung der dortigen Kundenanschlüsse gewährleistet (Netzverstärkung).

In den Stationen Hattingen, Bochum, Thiemannshof und Höntrop werden die heutigen Netzkuppler von der 220-kV-Ebene durch Netzkuppler von der 380-kV-Ebene ersetzt (Netzverstärkung).

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M620	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		6			x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M621	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		13			x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M622	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12			x	x	bis 2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Die Region Rhein / Ruhr ist durch eine hohe Anzahl von Industriekunden und damit einer sehr hohen elektrischen Nachfrage geprägt. Die lokalen Primärenergieträgerressourcen und die kurzen Transportwege haben dazu geführt, dass auch die konventionelle Erzeugung stark ausgebaut wurde. Nicht zu vernachlässigen ist



der im Rahmen der Energiewende stattfindende Ausbau der erneuerbaren Energien. Die sich aus der Verbindung dieser Last- und Erzeugungsschwerpunkte resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch gezielte Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West-Transportkapazität eingesetzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die beschriebene Maßnahme führt zu einer erhöhten Übertragungskapazität sowie einer Symmetrierung der Leistungsflüsse im Ruhrgebiet und beseitigt damit Überlastungen in der betroffenen Netzregion.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien C2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahmen M620, M621, M622 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

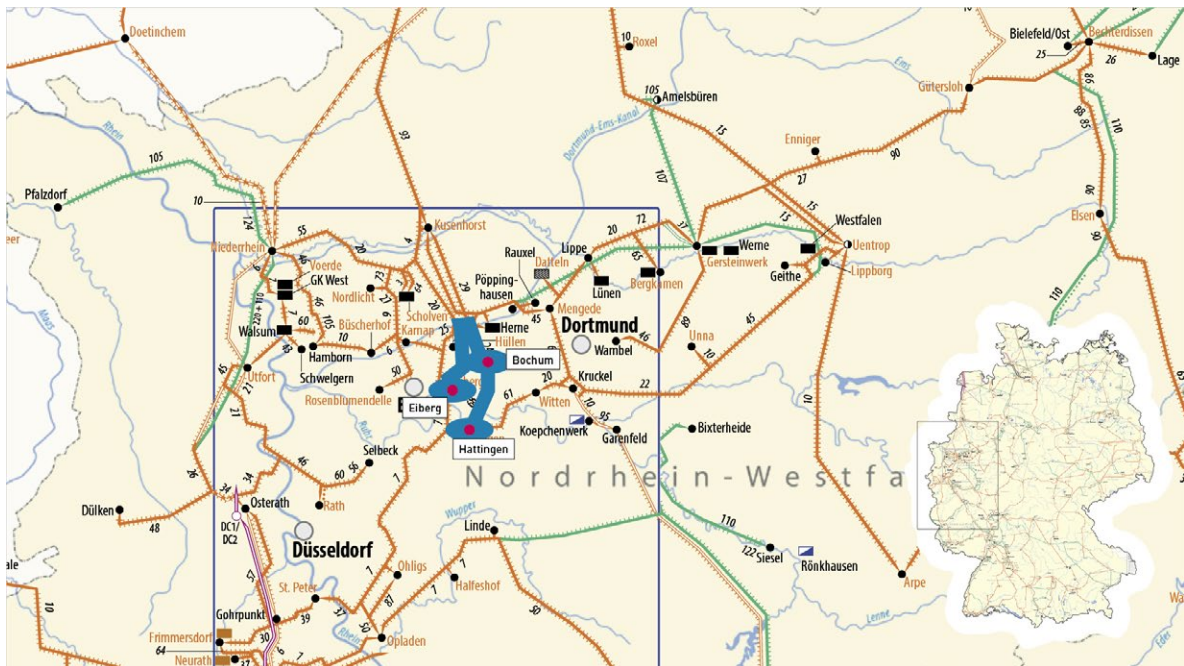
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wird unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung

Das Projekt P408 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P409: Netzverstärkung Limburg - Kriftel

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPIG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Hessen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M623: Limburg – Kriftel
Zwischen der Anlage Limburg und der Anlage Kriftel wird die Erweiterung einer bestehenden 380-kV-Leitung erforderlich. Dies kann durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen. Durch die Erweiterung wird eine deutlich erhöhte Transportkapazität zwischen Großkrotzenburg und Urberach erreicht (Netzverstärkung). Hierzu sind die Anlagen Limburg und Kriftel zu verstärken.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M623	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		57	x	x	x	x	bis 2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Rhein-Main-Gebiet ist historisch u. a. durch eine Vielzahl von Industriekunden geprägt. Die daraus resultierende Netzinfrastruktur kann zukünftig durch Verstärkungen und Umstrukturierungen für eine Erweiterung sowohl der Nord-Süd- als auch der Ost-West- Transportkapazität genutzt werden.

Netzplanerische Begründung

Die Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes zwischen Limburg und Kriftel wird durch dieses Projekt wesentlich erweitert. Weiterhin werden die bestehenden Überlastungen auf der Achse behoben.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.



Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Das Projekt hat sich für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M623 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P409 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P410: Phasenschiebertransformatoren in Enniger (Ad-hoc-Maßnahme)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Senkung des Redispatchbedarfs im Münsterland und Ostwestfalen. Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M624: Ad-hoc-Maßnahme Phasenschiebertransformatoren in Enniger
Die Phasenschiebertransformatoren werden am Standort Enniger aufgebaut und in der Normalschaltung in Reihe zu den 380-kV-Stromkreisen in Richtung Gütersloh/Bielefeld geschaltet.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M624	Anlage	Netzoptimierung			2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Münsterland ist eine ländlich geprägte Region, in der vereinzelte Lastzentren durch die Nachfrage in den Städten bestehen. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgt im Wesentlichen durch den Ausbau der Windenergieanlagen in den dünn besiedelten Flächen und dem punktuellen Zubau von Photovoltaik und Biomasse Anlagen. Die Netzinfrastruktur übernimmt bereits heute eine wichtige Aufgabe beim Transport der Leistung aus Erneuerbaren Energiequellen direkt aus dem Münsterland aber auch aus den benachbarten Regionen in Richtung Süden.

Netzplanerische Begründung

Bis zur vollständigen Umsetzung der Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan sind Ad-hoc-Maßnahmen notwendig, um Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Damit wird der Redispatch-Aufwand sowie Maßnahmen des Einspeisemanagements Erneuerbarer Energien verringert. Die Wirksamkeit von Ad-hoc-Maßnahmen fokussiert zunächst auf das Zeitfenster zwischen der Fertigstellung der betrachteten Maßnahme und der vollständigen Umsetzung der entsprechenden, für das Zieljahr als erforderlich und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen aus dem NEP.

Darüber hinaus dienen die Phasenschiebertransformatoren auch in den Zielnetzen für 2030 und 2035 der Steuerung und Optimierung der Leistungsflüsse im AC-Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.

Die Netzanalysen haben eine Überlastung auf der Achse Uentrop-Enniger-Gütersloh identifiziert. Die Übertragungskapazität in dieser Region wird durch die Steuerung der Leistungsflüsse im Raum Enniger erreicht. Mit dem Projekt wird die Überlastung auf der Ost-West-Achse beseitigt.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB andere Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden.

Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M624 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA Grundsatz berücksichtigt. Die Verstärkung der bestehenden Netzinfrastruktur konnte durch die Maßnahme M624 in den bestehenden Trassenräumen erfolgen.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzanalysen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahmen werden unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar, jedoch in Bezug auf die volkswirtschaftlichen Kosten vor dem Hintergrund netzplanerischer Aspekte und die weitere Rauminanspruchnahme wesentlich schlechter.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P410 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P412: Sammelprojekt für Q-Kompensationsanlagen in der Regelzone Amprion

Übertragungsnetzbetreiber:

Nr. BBPIG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projekts ist eine Verbesserung der Spannungshaltung und Spannungsstabilität in der Regelzone von Amprion. Dazu sind folgende Maßnahmen erforderlich:

- M412a: Q-kompensationsanlagen Phasenschieber Amprion
An den Standorten Bischofsheim, Rheinau und Uchtelfangen sind Phasenschieber mit jeweils 300Mvar zu errichten.
- M412b: Q-Kompensationsanlagen STATCOM Amprion
An den Standorten Lüstringen, Kusenhorst, Opladen, Uentrop und Dauersberg sind STATCOMs mit jeweils 300Mvar zu errichten.
- M412c: Q-Kompensationsanlagen Spulen Amprion
An den Standorten Urberach und Sechtem sind Spulen mit jeweils 300Mvar zu errichten.
- M412d: Q-Kompensationsanlagen MSCDN Amprion
An den Standorten Eiberg, Gersteinwerk, Sechtem, Vöhringen, Büscherhof und Kusenhorst sind MSCDNs mit jeweils 300Mvar zu errichten.
- M412e: Stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2030
In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 1600Mvar an spannungshebenden Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Dies entspricht 6 Anlagen mit jeweils 300Mvar. Diese Anlagen verteilen sich wie folgt auf die Amprion-Netzregionen:
 - Osnabrück und Grafschaft Bentheim: 2 Anlagen
 - östliches Ruhrgebiet und Ostwestfalen: 2 Anlagen
 - Rheinland – Siegerland: 2 Anlagen

Die konkreten Standorte innerhalb der Netzregionen sind in weiterführenden Analysen zu ermitteln. Die Anlagen sind nicht zwangsweise als MSCDN zu errichten, sondern müssen ggf. aus Synergiegründen, zur Stabilitäts-erhaltung, aufgrund netzbetrieblicher Restriktionen o.ä. als regelbare Anlagen ausgeführt werden.

- M412f: Stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2030
In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 1200Mvar an spannungssenkenden Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Dies entspricht 4 Anlagen mit jeweils 300Mvar. Diese Anlagen verteilen sich wie folgt auf die Amprion- Netzregionen:
 - Osnabrück und Grafschaft Bentheim: 3 Anlagen
 - östliches Ruhrgebiet und Ostwestfalen: 1 Anlagen

Die konkreten Standorte innerhalb der Netzregionen sind in weiterführenden Analysen zu ermitteln. Die Anlagen sind nicht zwangsweise als Spule zu errichten, sondern müssen ggf. aus Synergiegründen, zur Stabilitäts-erhaltung, aufgrund netzbetrieblicher Restriktionen o.ä. als regelbare Anlagen ausgeführt werden.



- M412g: Regelbare Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2030
In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 4200Mvar an regelbaren Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Dies entspricht 14 Anlagen, die entweder als STATCOM oder RPSA mit jeweils 300Mvar auszuführen sind. Diese Anlagen verteilen sich wie folgt auf die Amprion- Netzregionen:
 - Osnabrück und Grafschaft Bentheim: 1 Anlagen
 - Niederrhein und westliches Ruhrgebiet: 1 Anlagen
 - Rheinland – Siegerland: 5 Anlagen
 - Saarland, Pfalz und Frankfurter Raum: 5 Anlagen
 - Bayrisch Schwaben: 2 Anlagen- Die konkreten Standorte innerhalb der Netzregionen sind in weiterführenden Analysen zu ermitteln.

- M412h: Stationäre spannungshebende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen nach 2030
In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 7300Mvar an spannungshebenden Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Dies entspricht 25 Anlagen mit jeweils 300Mvar. Diese Anlagen verteilen sich wie folgt auf die Amprion- Netzregionen:
 - Osnabrück und Grafschaft Bentheim: 6 Anlagen
 - Niederrhein und westliches Ruhrgebiet: 4 Anlagen
 - östliches Ruhrgebiet und Ostwestfalen: 4 Anlagen
 - Rheinland – Siegerland: 5 Anlagen
 - Saarland, Pfalz und Frankfurter Raum: 6 AnlagenDie konkreten Standorte innerhalb der Netzregionen sind in weiterführenden Analysen zu ermitteln. Die Anlagen sind nicht zwangsweise als MSCDN zu errichten, sondern müssen ggf. aus Synergiegründen, zur Stabilitäts-erhaltung, aufgrund netzbetrieblicher Restriktionen o.ä. als regelbare Anlagen ausgeführt werden.

- M412i: Stationäre spannungssenkende Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen nach 2030
In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 4000Mvar an spannungssenkenden Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Dies entspricht 14 Anlagen. Diese Anlagen verteilen sich wie folgt auf die Amprion- Netzregionen:
 - Osnabrück und Grafschaft Bentheim: 3 Anlagen
 - Niederrhein und westliches Ruhrgebiet: 2 Anlagen
 - östliches Ruhrgebiet und Ostwestfalen: 1 Anlagen
 - Rheinland – Siegerland: 3 Anlagen
 - Saarland, Pfalz und Frankfurter Raum: 4 Anlagen
 - Bayrisch Schwaben: 1 AnlagenDie konkreten Standorte innerhalb der Netzregionen sind in weiterführenden Analysen zu ermitteln. Die Anlagen sind nicht zwangsweise als Spule zu errichten, sondern müssen ggf. aus Synergiegründen, zur Stabilitäts-erhaltung, aufgrund netzbetrieblicher Restriktionen o.ä. als regelbare Anlagen ausgeführt werden.

- M412j: Regelbare Q-Kompensationsanlagen aus den Stabilitätsuntersuchungen bis 2030
In den Stabilitätsuntersuchungen wurde ein zusätzlicher Bedarf von 1600Mvar an spannungshebenden Q-Kompensationsanlagen ermittelt. Dies entspricht 6 Anlagen, die entweder als STATCOM oder RPSA mit jeweils 300Mvar auszuführen sind. Diese Anlagen verteilen sich wie folgt auf die Amprion- Netzregionen:
 - Niederrhein und westliches Ruhrgebiet: 1 Anlagen
 - Rheinland – Siegerland: 1 Anlagen
 - Saarland, Pfalz und Frankfurter Raum: 2 Anlagen
 - Bayrisch Schwaben: 2 Anlagen



Die konkreten Standorte innerhalb der Netzregionen sind in weiterführenden Analysen zu ermitteln.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M412a	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2019-2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M412b	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2019-2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M412c	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2019-2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M412d	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x	x	2019-2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M412e	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x		2030	
M412f	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x		2030	
M412g	Anlage	Netzausbau: horizontal			x	x	x		2030	
M412h	Anlage	Netzausbau: horizontal						x	2035	
M412i	Anlage	Netzausbau: horizontal						x	2035	
M412j	Anlage	Netzausbau: horizontal						x	2035	

Begründung des geplanten Projekts

Netzplanerische Begründung

Durch die veränderte Erzeugungsstruktur treten u.a. durch hohe Nord-Süd-Leistungsflüsse hohe Belastungen der Leitungen auf. In diesen Situationen werden die Leitungen weit oberhalb ihrer natürlichen Leistung betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an Blindleistung, um sämtliche Knotenspannungen sowohl im ungestörten als auch im gestörten Betrieb im zulässigen Spannungsband zu halten. Die Bereitstellung der Blindleistung erfolgt üblicherweise durch die Erbringung der Systemdienstleistung Spannungshaltung der im Netz verteilten Kraftwerke. Durch die windbedingte Verdrängung sowie die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung und der nur sehr begrenzt transportierbaren Blindleistung kann der für den sicheren Netz- und Systembetrieb notwendige Umfang an Blindleistung nicht mehr auf diese Weise vorgehalten werden. Zusätzlich steigen die Anforderungen an einen schnellen Wechsel der bereit zu stellenden Blindleistung durch die kurzfristig möglichen Änderungen des witterungs- und marktbedingten Leistungstransits. Aus diesem Grund müssen neben stationären Anlagen insbesondere regelbare Blindleistungskompensationsanlagen einen Teil der notwendigen Blindleistung an Knoten mit signifikanten Spannungsänderungen bereitstellen. Durch eine stufenlos regelbare Blindleistungskompensationsanlage kann die erforderliche kapazitive oder induktive Blindleistung, abhängig von der jeweiligen Last- und Erzeugungssituation, bedarfsgerecht und dynamisch zur Verfügung gestellt werden.

Laufende Analysen in der Regelzone von Amprion für weitere Blindleistungsanlagen:

Im Zusammenhang mit abnehmender konventioneller Kraftwerksleistung und einer Höherbelastung von Leitungen wird der Bedarf an weiteren Blindleistungsanlagen in der Regelzone von Amprion untersucht, der zum Teil zu einem weiteren Umbau/Ausbau in den Umspannwerken führt. Dieser Ausbau dient nicht nur dazu,



den Betriebsbereich von Leitungen bei einer Erhöhung der Stromtragfähigkeit abzusichern. Der Ausbau durch regelbare Anlagen dient zusätzlich der Verbesserung der Systemsicherheit im innerkontinental vermaschten 380-kV-Drehstromnetz, da das System durch die Höherauslastung und den abnehmenden Einsatz konventioneller Kraftwerke näher an die Belastbarkeits- und Stabilitätsgrenzen betrieben wird. Insgesamt sorgt der Ausbau durch regelbare Kompensationsanlagen dafür, dass

- ausreichend Blindleistung (statisch und dynamisch) auch nach Ausfällen bereitsteht,
- die Winkelstabilität auch nach Ausfällen gegeben ist,
- der Netzschutz Fehler schnell, selektiv und zuverlässig abschaltet und
- der Systemschutz betroffene Regionen bei kaskadierenden Ausfällen eingrenzt.

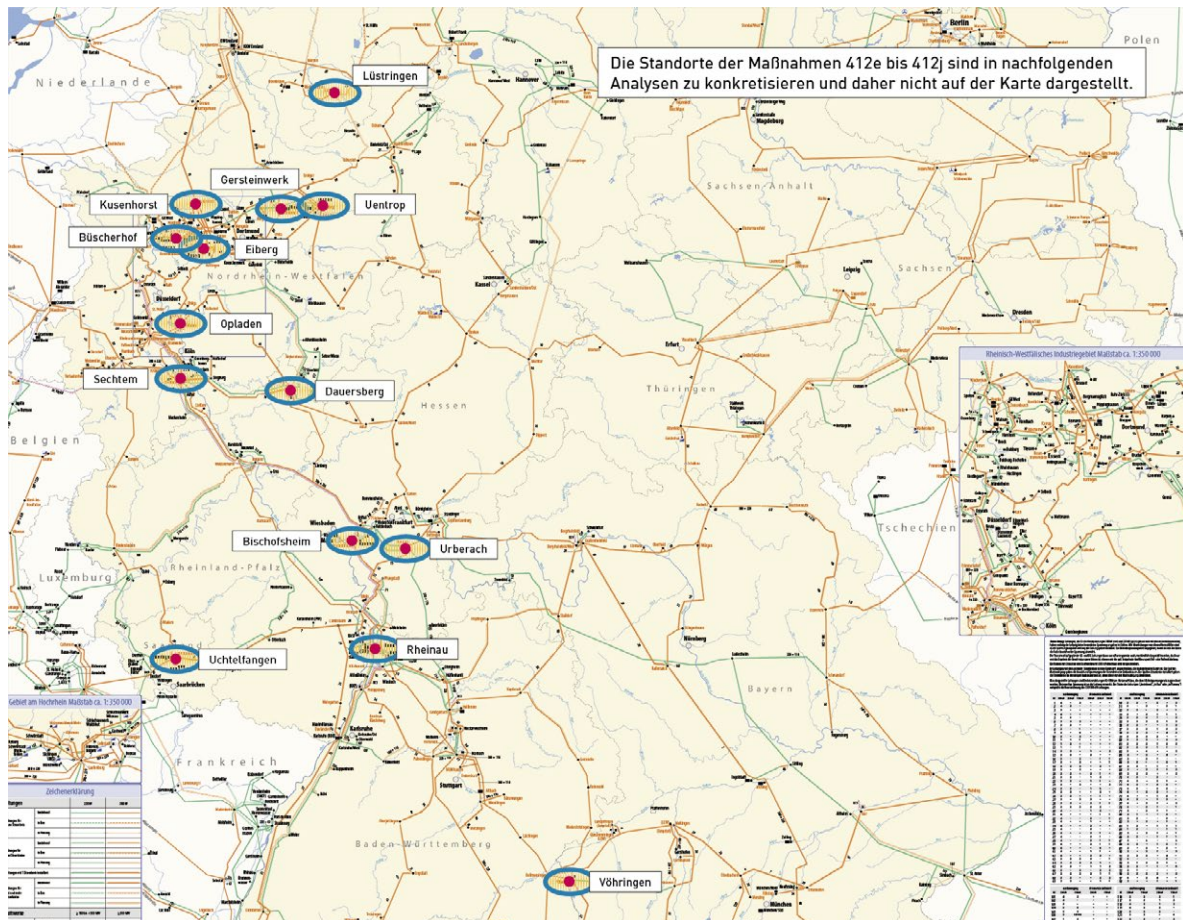
Für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sind die Spannungen stets in einem definierten Toleranzband zu halten. Die Spannungsstabilität ist gegeben, wenn die Spannung im gesamten Netz, auch in Folge von Einspeise- und Lastveränderungen oder Störungen, auf einem betrieblich geeigneten Niveau durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz gehalten werden kann. Dies ist insbesondere dann wichtig, wenn sich der Ausfall einer Erzeugungsanlage oder einer Leitung in einem hoch belasteten Netzgebiet besonders kritisch auf die Spannung auswirkt. Die ausfallende Blindleistungseinspeisung bzw. der durch die Höherbelastung der verbleibenden Leitungen sprunghaft ansteigende Mehrbedarf an Blindleistung muss aus weiter entfernt liegenden Netzbereichen bereitgestellt werden. Wenn keine ortsnahe regelbare Blindleistungsreserve verfügbar ist, kann die Spannung auf ein Niveau abfallen, das im schlimmsten Fall zu kaskadierenden Schutzauslösungen und zum Abschalten von Erzeugungsanlagen und Betriebsmitteln führt. Umgekehrt können bei Überspannung Betriebsmittel beschädigt werden und ebenso ausfallen. Die Abnahme spannungsgeregelter Blindleistung aus konventionellen Erzeugungseinheiten, die Entwicklung der Lastcharakteristik hin zu umrichter gesteuerten Lasten und die Höherauslastung des Netzes in Verbindung mit ansteigenden Leistungsflussgradienten wirken sich ohne den notwendigen Zubau adäquater Kompensationsanlagen ungünstig auf die Spannungshaltung und -stabilität aus.

Für die Erstellung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) 2030 Version 2019 sind neben den Ergebnissen für das Szenario B2035 auch Analysen für die Regelzone Amprion für den Zeithorizont 2023 durchgeführt. Die Ergebnisse für das Szenario B2035 bestätigen den langfristigen Bedarf, der auch vor dem Hintergrund des Zuwachses an HGÜ-VSC-Konverterleistung die Nachhaltigkeit der Maßnahmen weiter besteht.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Die Projekte einschließlich 412d) sind bereits durch die Bundesnetzagentur bestätigt. Die Sammelprojekte 412e-j) sind erstmalig identifiziert worden.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P413 Netzverstärkung UW Klostermansfeld

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt 413 mit der Maßnahme M596 dient der Erhöhung der horizontalen und vertikalen Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt.

Gemäß der Anpassung des Ausbauziels im Szenario B2030 im NEP 2030 (Version 2019) auf einen Anteil von 65 % an Erzeugungsleistung aus EE-Anlagen ist die Übertragungskapazität der 380-kV-Netzstruktur in Sachsen-Anhalt teilweise nicht mehr ausreichend zur Erfüllung der Transportaufgaben.

Zur Aufnahme von Einspeiseleistungen aus EE-Anlagen ist es deshalb erforderlich, im bestehenden Umspannwerk (UW) Klostermansfeld einen vierten 380/110-kV-Transformator zu errichten (s. Maßnahme M314TR11 im Begleitdokument Punktmaßnahmen). Dazu ist die 380-kV-Anlage Klostermansfeld, die derzeit nur über eine Einfacheinschleifung an die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Lauchstädt angeschlossen ist, mit einer Doppelschleifung einzubinden. Dafür ist eine neue 380-kV-Leitung im vorhandenen Trassenraum zu errichten.

Im Einzelnen beinhaltet das Projekt die folgende Maßnahme:

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M596	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		1	x	x	x	x	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Begründung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel des Projektes ist es, durch die Doppelschleifung der 380-kV-Anlage des UW Klostermansfeld bereits im Grundfall (ungestörter Betrieb) eine Symmetrierung der Leistungsflüsse auf der hochbelasteten Leitung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Lauchstädt zu erreichen. Mit der Errichtung eines zusätzlichen Transformators in Klostermansfeld, der die notwendige Übertragungskapazität zur Aufnahme der regionalen Einspeiseleistung aus EE-Anlagen in Sachsen-Anhalt schafft, werden die Leistungsflüsse auf der o. g. Leitung weiter zunehmen.

Die derzeit vorhandene 380/110-kV-Transformatorkapazität in Klostermansfeld ist für die Aufnahme der EE-Leistung gemäß Szenariorahmen 2030 (2019) nicht mehr ausreichend. Deshalb ist ein weiterer 380/110-kV-Transformator zu errichten.

Um beim Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Wolmirstedt – Klostermansfeld bzw. Klostermansfeld – Lauchstädt auch weiterhin die sichere Versorgung des 110-kV-Teilnetzes und die EE-Leistungsabführung zu gewährleisten, ist zudem eine Doppelschleifung für das UW Klostermansfeld erforderlich.



Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell

berücksichtigt (siehe Kapitel 4 des NEP-Berichts). Die Anwendung einer Netzoptimierung mittels Freileitungsmonitoring ist auf Grund der derzeitigen Anbindung des UW Klostermansfeld nicht wirksam. Aus diesem Grund sind ebenfalls Topologieänderungen kein geeignetes Mittel zur Netzoptimierung für dieses Projekt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P413 mit der Maßnahme M596 wurde erstmalig im NEP 2030 (2019) identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P414: hybride - Elektrolyse

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion
Nr. TYNDP 2018: -

Nr. BBPlG 2015: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Amprion und Open Grid Europe (OGE) planen im gemeinsamen Projekt hybride die erste großtechnische Power-to-Gas-Anlage in Deutschland, die Strom aus Erneuerbaren Energien in Wasserstoff umwandelt. Ziel der Projektpartner ist es, die Planung und Nutzung des Strom- und Gassystems optimal aufeinander abzustimmen und durch den systemdienlichen Einsatz der Power-to-Gas-Anlage einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Aus Systemsicht gibt es in der Region Lingen geeignete Standorte zur intelligenten Kopplung der Strom- und Gassysteme.

Geplant ist die Errichtung eines Elektrolyseurs mit 100 Megawatt elektrischer Leistung und der Anschluss an das Stromnetz von Amprion. Davon ausgehend werden im Projekt hybride alle zukünftigen Verwendungsarten von Wasserstoff erprobt: Ein Teil des bestehenden Gasnetzes der Open Grid Europe (OGE) wird für den Transport von reinem Wasserstoff umgestellt. Anschließend können an der neuen Wasserstoffleitung gelegene Unternehmen den grünen Wasserstoff nutzen. Im weiteren Verlauf ist auch die Versorgung von Wasserstofftankstellen und damit der Einsatz von Wasserstoff im Mobilitätssektor angedacht, zum Beispiel in Kraftfahrzeugen oder Zügen. Zudem sollen künftig Gasspeicher umgewidmet werden, um das Angebot der Erneuerbaren Energien zeitlich von der Nachfrage nach Wasserstoff zu entkoppeln. Die Speicher können dann Wasserstoff anstelle von Erdgas aufnehmen und bei Bedarf wieder dem Wasserstoffnetz zuführen. So kann auf effiziente Art und Weise eine zuverlässige Versorgung der Anschlussnehmer realisiert werden.

Eine Zumischung von Wasserstoff in Erdgasnetze stellt eine weitere Möglichkeit dar, die im Projekt erprobt werden kann. Dadurch kann das grüne Gas auch für andere Zwecke wie etwa im Wärmesektor eingesetzt werden. Als Teil des Netzes der OGE soll das Wasserstoffnetz sowohl an ihr Fernleitungsnetz als auch an regionale Ortsnetze für Erdgas angebunden werden. OGE stellt dabei sicher, dass gemäß gültiger Regelwerke dem Erdgas ein begrenzter Anteil Wasserstoff zugemischt werden kann. Sind diese Optionen ausgeschöpft, kann Wasserstoff ebenfalls mit CO₂ methanisiert und in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Perspektivisch kann das Wasserstoffnetz sukzessive erweitert werden. hybride ist der Einstieg in die überregionale Wasserstoffwirtschaft.

Weitere Informationen zum Projekt sind verfügbar unter: <http://www.hybride.net>

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M414	Anlage	Netzausbau: vertikal			x	x	x	x		



Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Geeignete Standorte des Elektrolyseurs befinden sich im südlichen Emsland an der Grenze zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen. In der Region befinden sich geeignete Schnittpunkte der Strom- und Gasinfrastruktur. Durch die Nutzung bereits vorhandener Strom- und Gasinfrastruktur ist die Realisierung des Projektes mit geringer Anpassung der Bestandsinfrastruktur möglich. Konkret eignen sich Standorte in der Nähe der Umspannanlagen Hanekenfähr oder Öchtel sowie in unmittelbarer Nähe der dort verlaufenden Leitungstrassen. Durch einen systemdienlichen Einsatz der ersten großtechnischen Elektrolyseanlage, können die erneuerbaren Energien besser in das Energiesystem integriert werden. Der systemdienliche Einsatz lässt sich dort optimal entwickeln, da bereits jetzt hohe Einspeiseleistungen aus Onshore-Windenergieanlagen vorliegen und perspektivisch auch Offshore-Windenergieanlagen einspeisen werden.

Netzplanerische Begründung

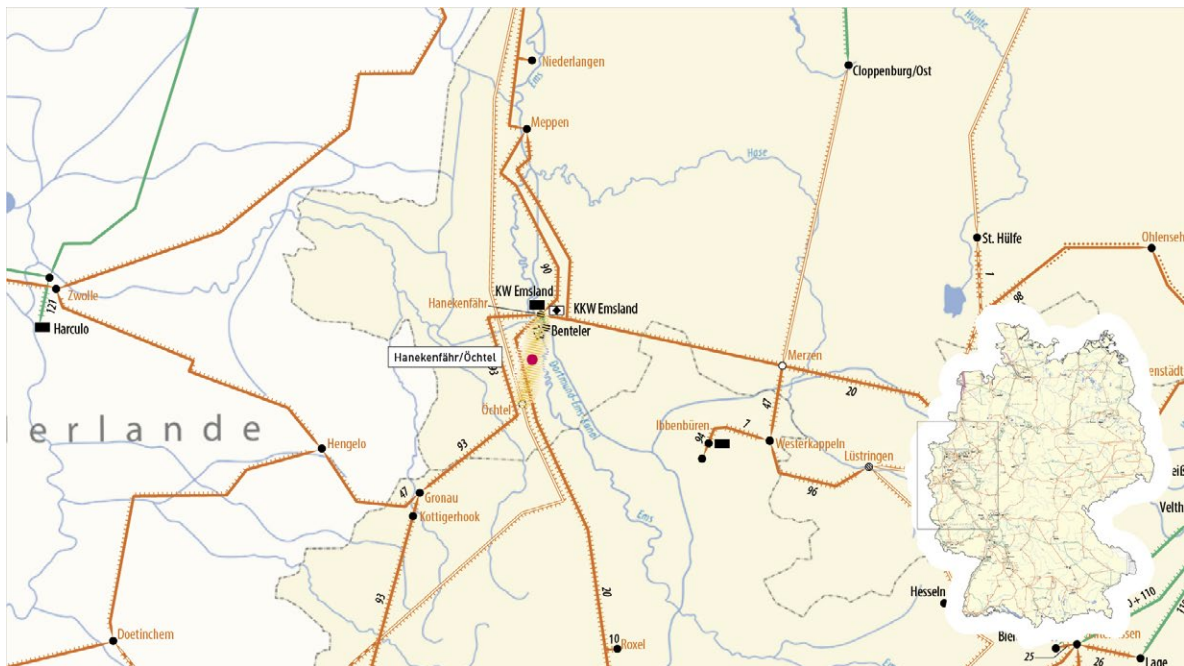
Der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen kann zum sicheren und zuverlässigen Betrieb von Übertragungsnetzen beitragen. In den Netzberechnungen zur Zielnetzplanung des NEP wird ein Innovationspotenzial implizit berücksichtigt. Dieses soll in Zeiten hoher Einspeisung erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands das Netz, zusätzlich zu den vorgeschlagenen Maßnahmen, entlasten. Systemdienlich betriebene Power-to-Gas-Anlagen können hier einen Beitrag leisten, indem sie Überlastungen im Übertragungsnetz planerisch reduzieren oder sogar vermeiden. Dafür sind der Ort, die Größe und der zeitliche Einsatz der Anlagen entscheidend. Das Innovationspotential geht über explizit berücksichtigte Technologien und Konzepte wie Spitzenkappung und FLM hinaus.

Um das Potenzial ab 2030 nutzen zu können, ist es notwendig, schon heute Erfahrungen mit der Planung, der Genehmigung, dem Bau sowie dem systemdienlichen Betrieb und Einsatz solcher großtechnischer Power-to-Gas-Anlagen zu sammeln.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten und Technologiekonzepte

Die Alternative zum systemdienlichen Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen besteht in Maßnahmen zur Höherauslastung des Bestandsnetzes sowie der Verstärkung vorhandener oder dem Bau zusätzlicher Leitungen. Ein anderweitiges Technologiekonzept ist die Errichtung großer Speicher für elektrische Energie, die gegenüber der intelligenten Kopplung der Strom- und Gassysteme volkswirtschaftlich nachteilhaft sind.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P420: Netzverstärkung Reicheneck - Rommelsbach

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Mittleren Neckarraum.

Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M630: Punkt Reicheneck - Punkt Rommelsbach

Im Rahmen der Maßnahme ist eine Netzverstärkung durch Stromkreisauflage auf einer Leitungsanlage westlich von Metzingen zwischen dem Punkt Reicheneck und dem Punkt Rommelsbach vorgesehen.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M630	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		2,3	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Der betroffene Netzabschnitt ist Teil einer Achse, die den Lastschwerpunkt des mittleren Neckarraums mit der im südlichen Baden-Württemberg vorhandenen Einspeisung aus PV-Anlagen und den Pumpspeicherkraftwerken im westlichen Österreich verbindet.

Netzplanerische Begründung

Zwischen dem Punkt Reicheneck und dem Punkt Rommelsbach erfolgt die Zubeseilung eines zweiten 380-kV-Stromkreises. Hierdurch kann eine Lücke auf der Verbindung zwischen Mittlerem Neckarraum (Wendlingen/Metzingen), südlichem Baden-Württemberg (Herbertingen) und weiter – insbesondere nach Österreich – geschlossen werden. In Folge dessen wird auf dieser Strecke durchgehend eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität sichergestellt und die zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftretenden Leistungsüberschüsse und -defizite der Regionen können besser untereinander ausgeglichen werden.

In Folge der Änderung der Erzeugungsstruktur im Mittleren Neckarraum kommt es auf dem betroffenen Netzabschnitt zu Überlastungen die eine Stromkreisauflage zur Behebung des Engpasses notwendig machen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M630 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für dieses Projekt existieren keine alternativen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2019) erstmals identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P423: Umstellung Raum Beuren

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPIG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient zur Verbesserung der Versorgungssicherheit, sowie zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Hochrheingebiet.

Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M 641: Gurtweil – Beuren
Zwischen Gurtweil und Beuren wird eine neue 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen in bestehender Trasse errichtet. Aufgrund dessen, ist der Umbau der 220-kV-Anlagen Gurtweil und Beuren auf 380 kV erforderlich. Die neue 380-kV-Anlage Beuren übernimmt zukünftig die Versorgung des Hochrheingebietes und ersetzt die beiden bestehenden 220/110-kV-Umspanwerke in Stockach und Beuren.
- M 642: Einschleifung Engstlatt – Kühmoos – Villingen in Gurtweil
Der 380-kV-Stromkreis Engstlatt – Kühmoos wird zusätzlich in das Umspannwerk Gurtweil eingeschleift, dieser kann in bestehender Trasse realisiert werden.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M641	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		77,4	x	x	x	x	2030	
M642	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		2	x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Übertragungsnetz im Bereich Hochrhein hat die Aufgabe die Leistung aus den Laufwasserkraftwerken und Pumpspeicherwerken am Hochrhein abzutransportieren und die sichere Versorgung der Kunden zu gewährleisten. Zusätzlich leistet das Übertragungsnetz im Bereich Hochrhein einen Beitrag zum Leistungsaustausch mit der Schweiz.

Netzplanerische Begründung

Das 220-kV-Netz wird durch weiträumige Umstellungen auf 380-kV weitestgehend zurückgebaut und somit geschwächt. Die Versorgungssicherheit wird daher in diesem Bereich zukünftig vom 380-kV-Netz übernommen. Somit ist das 220-kV-Umspannwerk, sowie die 220-kV-Umspannwerke Beuren und Stockach nur noch über einen 380/220-kV-Kuppeltrafo an Eichstetten und über zwei 220-kV-Stromkreise an die Schweiz angebunden. Bei Ausfall des Kuppeltrafos in Eichstetten sind die Anlagen Gurtweil, Beuren und Stockach ausschließlich über die Schweiz versorgt.



Zur langfristigen Sicherstellung und Verbesserung der Versorgung des Hochrheingebietes ist daher eine Umstellung der 220-kV-Leitung von Gurtweil nach Beuren auf 380 kV notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahmen M641 und M642 haben sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

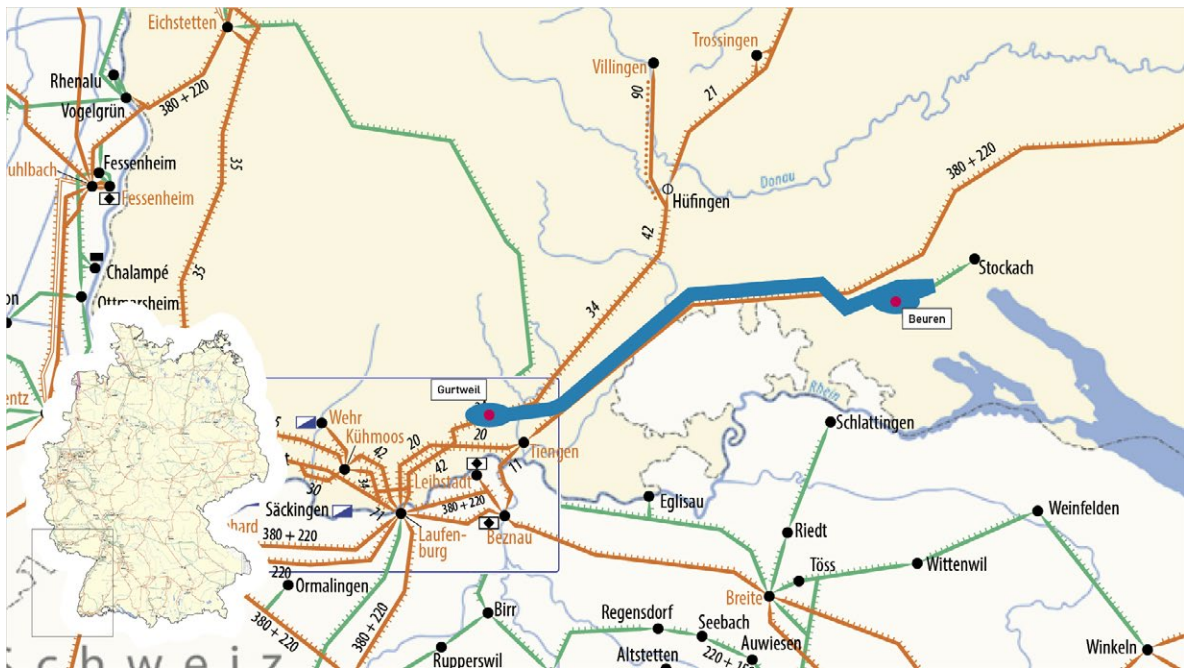
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme ohne weitere Rauminanspruchnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Es handelt sich um ein überarbeitetes Konzept, in dem die Maßnahme P206 M417 Gurtweil – Kreis Konstanz eingeflossen ist. P206 M417 wurde im NEP 2025 erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P424: Netzverstärkung Grünkraut - Herbertingen

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW Nr. BBPIG 2015: -
 Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Oberschwaben.

Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M 644: Grünkraut – Herbertingen
 Im Rahmen der Maßnahme ist eine Netzverstärkung durch Umbeseilung des bestehenden 380-kV-Stromkreises, ggf. mit Anpassung der Maste aus statischen Gründen zwischen Grünkraut und Herbertingen vorgesehen. Hierfür sind auch in der Schaltanlage Herbertingen Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M644	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/Umbeseilung		41,1	x	x	x		2030	

Begründung des geplanten Projekts

Charakteristika des betroffenen Netzbereichs

Der betroffene Netzabschnitt ist Teil einer Achse, welche die Kunden in der Region sowie den Lastschwerpunkt des mittleren Neckarraums mit der im südlichen Baden-Württemberg vorhandenen Einspeisung aus PV-Anlagen und den Pumpspeicherkraftwerken im westlichen Österreich verbindet.

Netzplanerische Begründung

In Folge der Änderung der Erzeugungsstruktur in Baden-Württemberg kommt es auf dem betroffenen Netzabschnitt zu Überlastungen. Diesen können durch Umbeseilung mit einem stärkeren Leiterseil behoben werden. Zur Nutzung der erhöhten Übertragungskapazität ist ferner eine Verstärkung der Schaltanlage in Herbertingen notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungsgleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.



Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M644 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

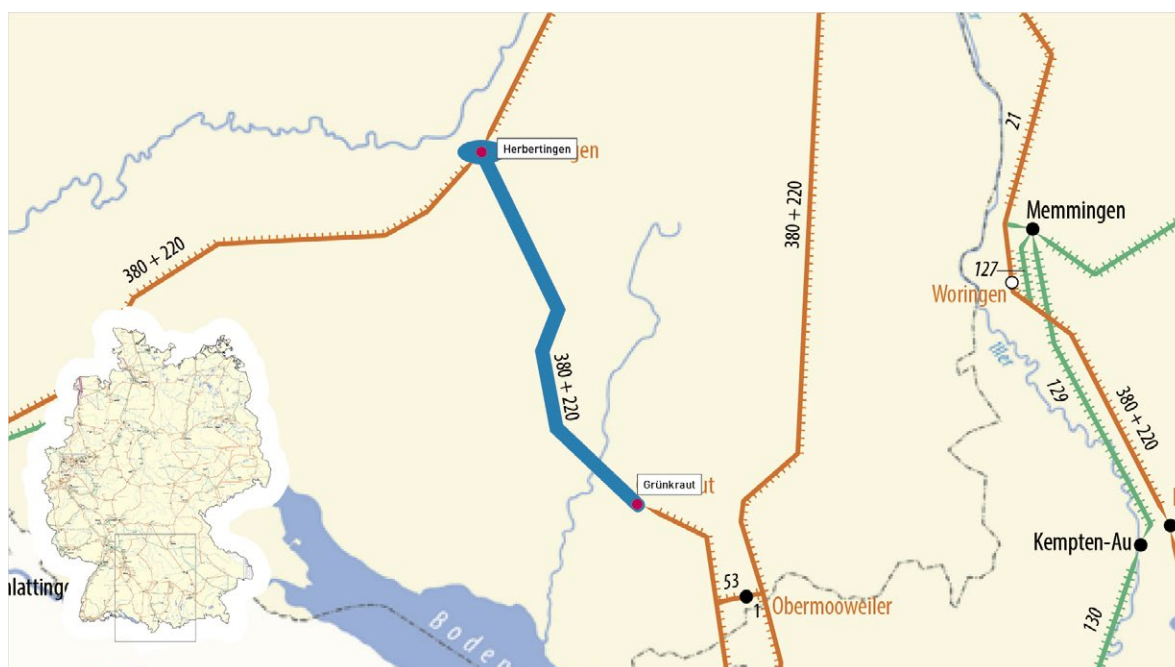
Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für dieses Projekt existieren keine alternativen Netzverknüpfungspunkte.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde im NEP 2030 (2019) erstmals identifiziert.



Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 ausgeführt.

P425: Erhöhung der Versorgungssicherheit Raum Beuren

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPIG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient zur Stärkung der Versorgungssicherheit im Gebiet Hochrhein.

Zur Realisierung ist folgende Maßnahme notwendig:

- M640: Pkt. Hüfingen – Beuren

Das Umspannwerk Beuren wird durch eine neue 380-kV-Leitung mit einem Stromkreis von Beuren nach Punkt Hüfingen im Stich an den 380-kV-Stromkreis Trossingen – Laufenburg angebunden. Zur Anbindung der neuen 380-kV-Leitung an das Umspannwerk Beuren wird ein 380-kV/110-kV Transformator im Umspannwerk Beuren errichtet

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		erforderlich in Szenario				anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035		
M640	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	30		x	x	x	x	2030	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Das Übertragungsnetz im Bereich Hochrhein hat die Aufgabe die Leistung aus den Laufwasserkraftwerken und Pumpspeicherwerken am Hochrhein abzutransportieren und die sichere Versorgung der Kunden zu gewährleisten. Zusätzlich leistet das Übertragungsnetz im Bereich Hochrhein einen Beitrag zum Leistungsaustausch mit der Schweiz.

Netzplanerische Begründung

Der Bodenseekreis und die Landkreise Konstanz und Sigmaringen werden heute weitestgehend über die beiden 220-kV-Umspannwerke Beuren und Stockach aus dem Höchstspannungsnetz der TransnetBW versorgt. Diese Umspannwerke sind ausschließlich über eine 220-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen an das 220-kV-Umspannwerk Gurtweil angebunden.

Durch die Anbindung des Umspannwerks Beuren an den 380-kV-Stromkreis Trossingen - Laufenburg kann die unterlagerte Netzgruppe im Fall eines Fehlers auf der 220 -kV-Leitung Gurtweil – Beuren/Stockach jederzeit sicher versorgt werden. Dies führt zu einer deutlichen Stärkung der Versorgungssicherheit des Bereichs Hochrhein.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.



Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Die Maßnahme M640 hat sich dabei für das Ergebnisnetz der Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 und B 2035 als erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

Bei allen Maßnahmen wird das NOVA-Prinzip erfüllt.

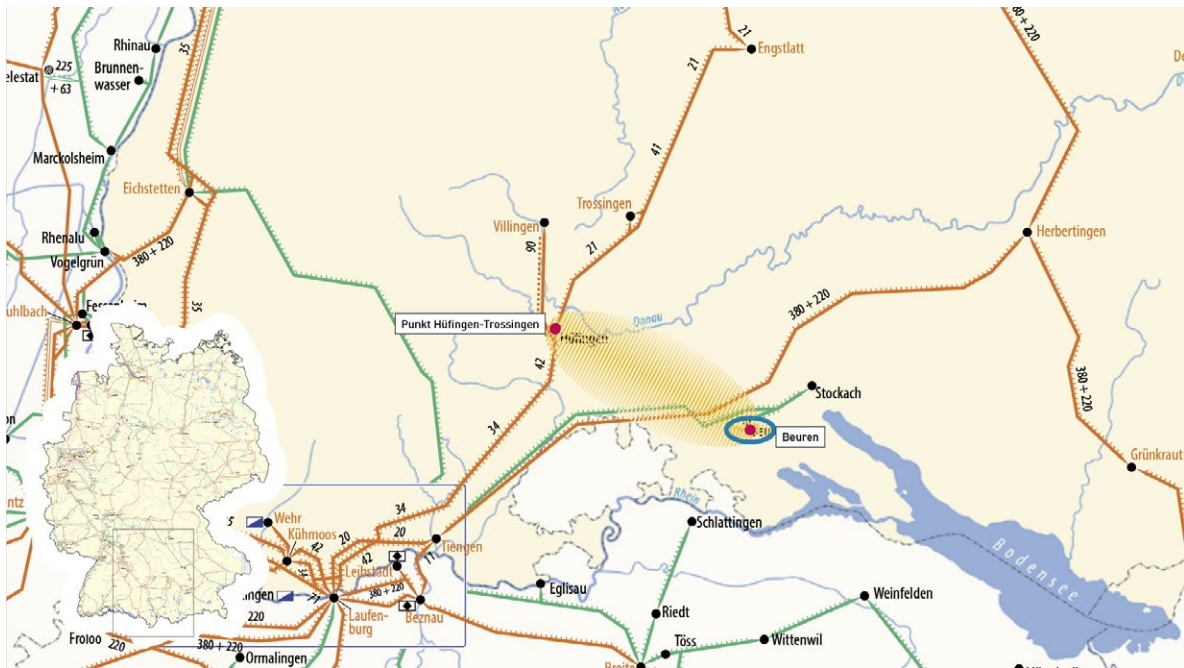
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. die Anbindung der Netzverknüpfungspunkte in das umgebende Transportnetz, entwickelt. Dabei hat sich das hier beschriebene Projekt als eine notwendige und gleichzeitig wirksame Maßnahme erwiesen. Alternative Netzverknüpfungspunkte für dieses Projekt sind grundsätzlich denkbar.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Es handelt sich um ein überarbeitetes Konzept, in dem die Maßnahme P206 M417 Gurtweil – Kreis Konstanz eingeflossen ist. P206 M417 wurde im NEP 2025 erstmalig identifiziert.





Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 geführt.

P426: Lastflusssteuernde Maßnahme in Philippsburg

Übertragungsnetzbetreiber: TransnetBW

Nr. BBPlG 2015: -

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt P426 dient zur Steuerung der Leistungsflüsse im Raum Philippsburg. Es enthält folgende Maßnahmen:

- M645: Querregeltransformator (PST) Philippsburg
Im Rahmen der Maßnahme M645 ist eine Netzoptimierung durch Errichtung von Phasenschiebertransformatoren in der Schaltanlage Philippsburg vorgesehen. Diese ermöglichen Leistungsflüsse im Übertragungsnetz in der gesamten Region positiv zu beeinflussen. Die optimale Steuerung der Leistungsflüsse dient insbesondere dazu, Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen zu vermeiden. Die Schaltanlage Philippsburg ist hierzu zu erweitern.

M-Nr.	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			Ausbau	Bestand		
M645	Anlage	Netzoptimierung			2025	

Begründung des geplanten Projekts**Charakteristika des betroffenen Netzbereichs**

Bei starken Nord-Süd-Leistungsflüssen kommt es auf der Achse Philippsburg - Daxlanden und im gesamten Nord-West-Bereich von Baden-Württemberg zu Überlastungen. Die Schaltanlage in Philippsburg ist sowohl in Nord-Süd als auch in West-Ost sehr stark vermascht. Daher eignet sie sich sehr gut zur gezielten Optimierung der Lastflussverteilung mithilfe der Phasenschiebertransformatoren.

Netzplanerische Begründung

Die Maßnahme gilt als Ad-Hoc-Maßnahme und dient damit zunächst der Vermeidung von Redispatch-Aufwand sowie Einspeisemanagement-Maßnahmen bis zur vollständigen Umsetzung der für das Zieljahr des NEP erforderlichen und wirksam nachgewiesenen Maßnahmen. Zur Bewertung der Wirksamkeit der Maßnahme wurde eine Wirtschaftlichkeitsanalyse auf Basis des Szenario B 2025 durchgeführt. Durch die Maßnahme M645 kann über den genannten Betrachtungszeitraum ein sehr hohes Volumen an Redispatchkosten eingespart werden. Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt und ist folglich wirtschaftlich.

Die Phasenschiebertransformatoren dienen darüber hinaus auch in den Folgejahren der Optimierung der Leistungsflüsse im Höchstspannungsnetz. Dadurch reduzieren sie mittel- und langfristig den ansonsten erforderlichen Bedarf an Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen.



Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den ÜNB anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternative, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Prüfungen nach dem NOVA-Prinzip und der alternativen Netzverknüpfungspunkte sind projektbezogen und können sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternative

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung als Technologiekonzept entschieden. Kapitel 5 des NEP 2012 führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP 2030 (2019) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen vier unterschiedliche Szenarien und dem folgend vier Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen einander gegenübergestellt werden. Darüber hinaus wurden im NEP 2030 (2019) in einem zusätzlichen Szenario B 2025 Ad-hoc-Maßnahmen geprüft. Die Maßnahme M645 hat sich anhand von Redispatch-Analysen im Szenario B 2025 als sinnvoll und erforderlich erwiesen.

Prüfung nach NOVA

Bei der Maßnahmenermittlung wurde der NOVA-Grundsatz berücksichtigt. Eine Optimierung der bestehenden Infrastruktur konnte mit der Maßnahme M645 durchgeführt werden.

Freileitungsmonitoring (FLM) wurde als Optimierungsmaßnahme bei den Netzberechnungen generell berücksichtigt (siehe Kapitel 5 des NEP-Berichts).

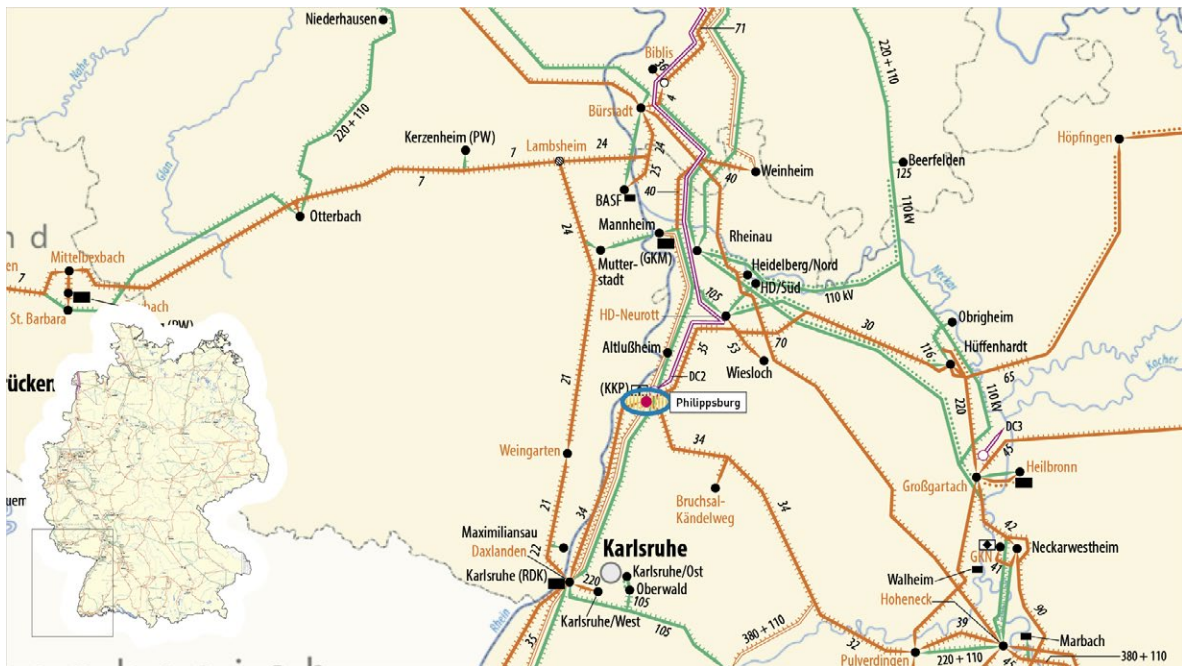
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Die Maßnahme wurde unter Abwägung der lokalen Gegebenheiten, wie z. B. die Anbindung in das umgebende Transportnetz entwickelt. Dabei hat sich die hier beschriebene Maßnahme als notwendig und gleichzeitig wirksam bei minimaler Rauminanspruchnahme erwiesen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt P426 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig als Ad-hoc-Maßnahme identifiziert.



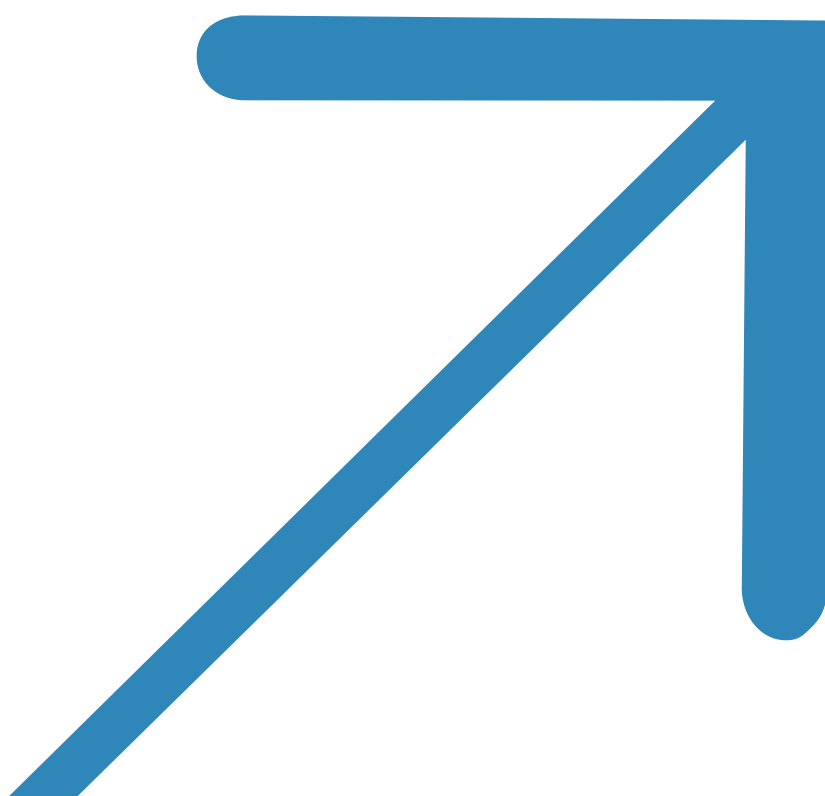


Einordnung in den Netzentwicklungsplan

Das vorgestellte Projekt hat sich im Rahmen des vorliegenden Netzentwicklungsplans als erforderlich für den sicheren Betrieb eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes gezeigt. Der mehrstufige Prozess zur Ermittlung der Netzmaßnahmen, die das Übertragungsnetz optimieren, verstärken oder auch erweitern, ist in Kapitel 1 im Überblick dargestellt. In Kapitel 2 werden die Ausgangsdaten des Prozesses erläutert. Die Ergebnisse und Methoden der Marktsimulation sind Inhalt von Kapitel 4. Die darauf folgenden Netzanalysen werden in Kapitel 5 und 6 durchgeführt.

ANHANG ZUM
NEP 2030 (2019),
ZWEITER ENTWURF

PROJEKTSTECKBRIEFE
OFFSHORE



INHALTSVERZEICHNIS

Einführende Bemerkungen	701
Projektsteckbriefe Offshorenetz	702
OST-1-1 AC-Netzanbindungssystem OST-1-1 (Westlich Adlergrund).	703
OST-1-2 AC-Netzanbindungssystem OST-1-2 (Westlich Adlergrund).	705
OST-1-3 AC-Netzanbindungssystem OST-1-3 (Westlich Adlergrund).	707
OST-2-1 AC-Netzanbindungssystem OST-2-1.	709
OST-2-2 AC-Netzanbindungssystem OST-2-2.	711
OST-2-3 AC-Netzanbindungssystem OST-2-3.	713
NOR-1-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DoIWin5).	715
NOR-2-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DoIWin1).	717
NOR-3-3 DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DoIWin6).	719
NOR-4-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2).	721
NOR-6-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2).	723
NOR-7-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5).	725
NOR-8-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3).	727
OST-1-4 AC-Netzanbindungssystem OST-1-4.	729
OST-7-1 AC-Netzanbindungssystem OST-7-1 (nordwestlich Warnemünde).	732
AC-Anschlüsse an HGÜ-Verbindungen des Start-Offshorenetzes Nordsee (nachrichtlich).	735
NOR-3-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2 (DoIWin4).	736
NOR-6-3 DC-Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4).	739
NOR-7-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6).	743
NOR-9-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-9-1 (BalWin1).	746
NOR-9-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-9-2 (BalWin2).	749
NOR-10-1DC-Netzanbindungssystem NOR-10-1 (BalWin4).	752
NOR-10-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-10-2 (BalWin3).	755
NOR-11-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-11-1 (LanWin3).	759
NOR-11-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-11-2 (LanWin4).	762
NOR-12-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-12-1 (LanWin1).	765
NOR-12-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-12-2 (LanWin2).	768

EINFÜHRENDE BEMERKUNGEN

Die Maßnahmen des Start- und Zubau-Offshorenetzes werden nach ihrem funktionalen Zusammenhang zu Projekten zusammengefasst dargestellt. Die Karten bilden die Ausbaumaßnahmen des Offshorenetzes schematisch ab und dienen lediglich zur Orientierung. Die exakten Trassenverläufe werden im Rahmen der öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren festgelegt.

Im Abschnitt Steckbriefe Start-Offshorenetz sind Steckbriefe aller laufenden Ausbaumaßnahmen des Start-Offshorenetzes enthalten. Maßnahmen, die fertiggestellt sind und damit Teil des Ist-Offshorenetzes geworden sind, werden nicht mehr dargestellt. Diesbezüglich wird auf die Übersichtsdarstellungen des Start-Offshorenetzes Nordsee (Abbildung 26) und des Start-Offshorenetzes Ostsee (Abbildung 27) im Kapitel 3.2.2 verwiesen.

Zur Anbindung der Umspannplattformen der Offshore-Windparks an Konverterplattformen, Sammelplattformen oder direkt an die AC-Verbindungen sind AC-Anschlüsse erforderlich. Alle AC-Anschlüsse, die Bestandteil des Start-Offshorenetzes sind, werden in den entsprechenden Projekten des Start-Offshorenetzes spezifisch ausgewiesen. Die AC-Anschlüsse, die nicht Teil des Start-Offshorenetzes sind, aber an AC- oder HGÜ-Verbindungen aus dem Start-Offshorenetz angebunden werden sollen, werden im Zubau-Offshorenetz ausgewiesen, aber nicht auf den Karten dargestellt. Die Bundesnetzagentur weist Offshore-Windparks in Auktionsverfahren Netzanschlusskapazität zu. Erst wenn eine entsprechende Zuweisung erfolgt ist, können die dafür notwendigen AC-Anschlüsse genau bestimmt werden.

Die erforderlichen 66-kV-Kabel im 66-kV-Direktanbindungskonzept sind nach Festlegung gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des Offshore-Windparks.







Die Termine für den Beginn der Umsetzung und die geplante Fertigstellung der Projekte im Zubau-Offshorenetz sind dem Kapitel 3.2.3 des NEP zu entnehmen. Eine Erläuterung zur Ermittlung der Trassenlängen der Netzanbindungssysteme finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUv.

Zur besseren Orientierung wird zu den Projekten, die im europäischen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) ausgewiesen wurden, die entsprechende TYNDP-Nummer angegeben.

Die Abbildungen basieren auf Kartenmaterial des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie. Die Skalierung der einzelnen Kartenausschnitte wurde für den zweiten Entwurf des NEP 2030 (2019) vereinheitlicht.

PROJEKTSTECKBRIEFE OFFSHORENETZ

Legende Steckbriefe Start-Offshorenetz und Zubau-Offshorenetz

	Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone
	Grenze des Küstenmeeres
	Grenzkorridor
	Offshore-Windpark-Gebiet
	Offshore-Windpark
	Konverterplattform
	Umspannplattform
	Bündelungspunkt
	Netzverknüpfungspunkt
	Suchraum Netzverknüpfungspunkt
	DC-Kabelsystem (Start-Offshorenetz)
	AC-Anschluss Offshore-Windpark
	AC-Kabelsystem (Start-Offshorenetz)
	DC-Kabelsystem bis 15 GW (Zubau-Offshorenetz)
	DC-Kabelsystem über 15 GW (Zubau-Offshorenetz)
	AC-Kabelsystem (Zubau-Offshorenetz)
	Gebietsnummer
I-V	Nummer Grenzkorridor
x	Die Termine für die AC-Anschlüsse können zu diesem Zeitpunkt noch nicht im NEP angegeben werden. Da sie aber dennoch aufgeführt werden sollen, zeigt das „x“ an, in welchem Szenario der jeweilige AC-Anschluss enthalten ist.

OST-1-1 AC-Netzanbindungssystem OST-1-1 (Westlich Adlergrund)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. TYNDP 2018: 242.194

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt OST-1-1 ist Bestandteil des Gesamtvorhabens „Ostwind 1“, welches der Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) im Gebiet O-1 (Westlich Adlergrund) in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Ostsee (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Lubmin dient. Die Netzanbindung wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ausgeführt. Mit dem Projekt wird der OWP Wikinger an das Übertragungsnetz angeschlossen. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen werden.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Im Rahmen der Maßnahme 51 wird der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse durch einen raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Bundesfachplan Offshore Ostsee an der Grenze von Küstenmeer und AWZ festgelegten Grenzkorridor I in die AWZ hergestellt. Dort endet der Umfang der Maßnahme 51 an einem Bündelungspunkt. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 52 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform des OWP Wikinger verbunden. Dazu werden auch die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird eine Erzeugungsleistung des OWP Wikinger in Höhe von bis zu 250 MW in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

Begründung des geplanten Projektes

Das Projekt ist erforderlich, um die installierte Erzeugungsleistung des OWP Wikinger im Gebiet O-1 (Westlich Adlergrund) abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts und der weiteren Projekte zur Erschließung des Gebietes O-1 (Westlich Adlergrund) in 220-kV-AC-Technologie ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

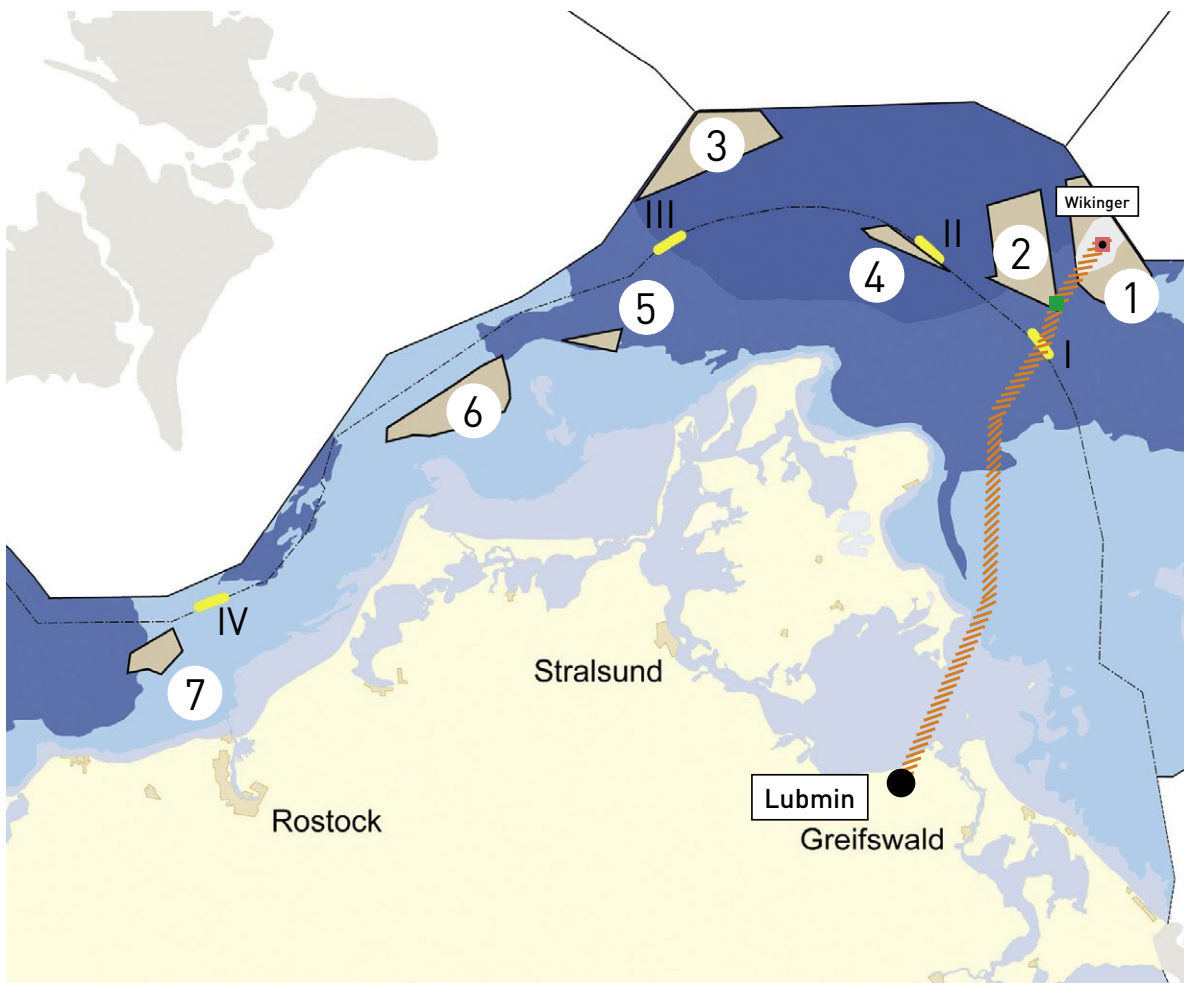
Stand der Umsetzung des AC-Netzanbindungssystems: 5 – Maßnahme wurde realisiert.

Das Projekt wurde 2018 fertiggestellt.



Maßnahmen Start-Offshorenetz

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
OST-1-1	M51	AC-Verbindung	80 km
OST-1-1	M52	AC-Anschluss OWP Wiking	13,8 km



OST-1-2 AC-Netzanbindungssystem OST-1-2 (Westlich Adlergrund)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. TYNDP 2018: 242.194

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt OST-1-2 ist Bestandteil des Gesamtvorhabens „Ostwind 1“, welches der Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) im Gebiet O-1 (Westlich Adlergrund) in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Ostsee (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Lubmin dient. Die Netzanbindung wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ausgeführt. Mit dem Projekt wird der OWP Arkona an das Übertragungsnetz angeschlossen. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen werden.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Im Rahmen der Maßnahme 53 wird der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse durch einen raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Bundesfachplan Offshore Ostsee an der Grenze von Küstenmeer und AWZ festgelegten Grenzkorridor I in die AWZ hergestellt. Dort endet der Umfang der Maßnahme 53 an einem Bündelungspunkt. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 54 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform des OWP Arkona verbunden. Dazu werden auch die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird eine Erzeugungsleistung des OWP Arkona in Höhe von bis zu 250 MW in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

Begründung des geplanten Projektes

Das Projekt ist erforderlich, um die installierte Erzeugungsleistung des OWP Arkona im Gebiet O-1 (Westlich Adlergrund) abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts und der weiteren Projekte zur Erschließung des Gebietes O-1 (Westlich Adlergrund) in 220-kV-AC-Technologie ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

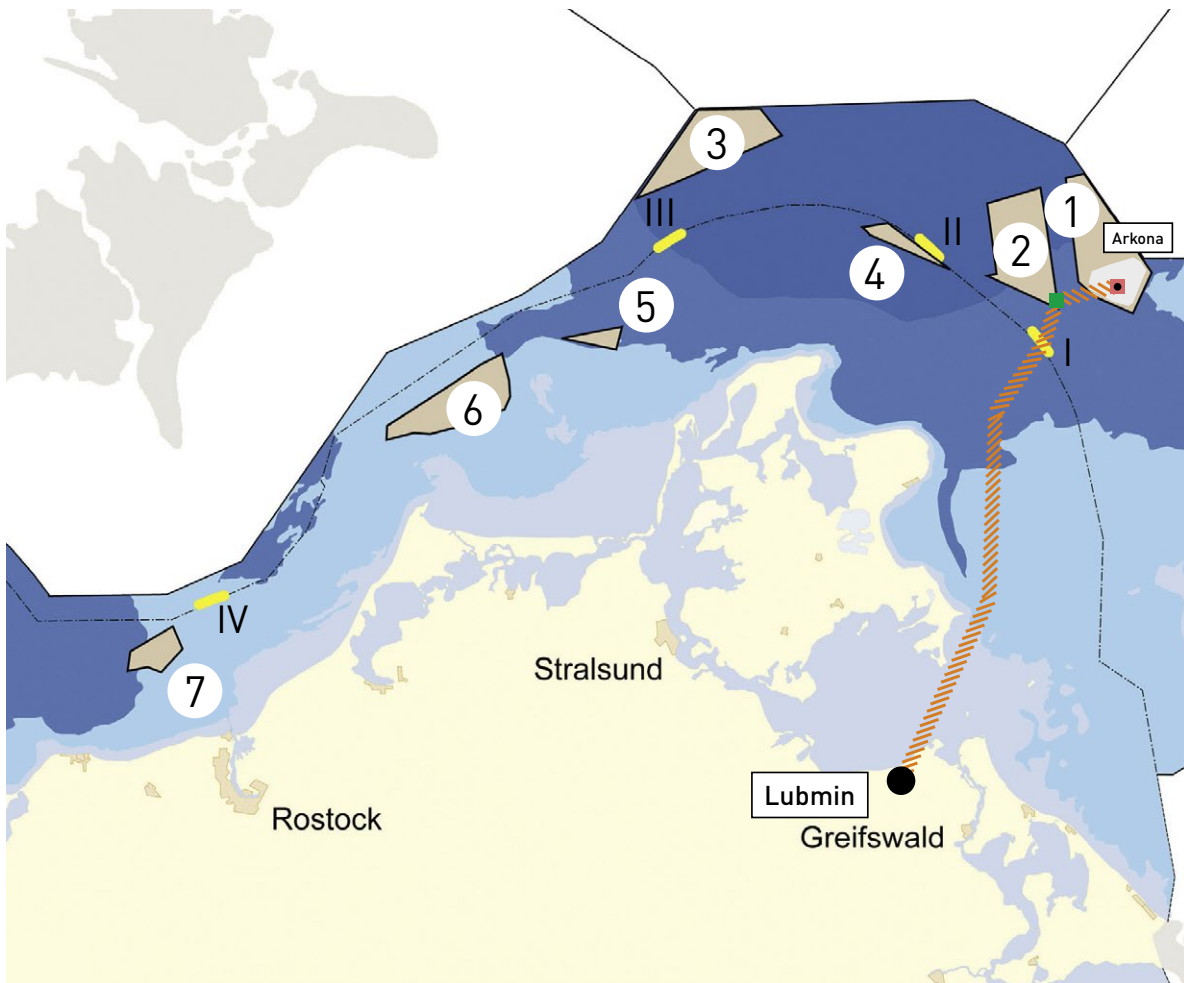
Stand der Umsetzung des AC-Netzanbindungssystems: 4 – Maßnahme befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau.

Das Projekt wird voraussichtlich 2019 fertiggestellt.



Maßnahmen Start-Offshorenetz

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
OST-1-2	M53	AC-Verbindung	80 km
OST-1-2	M54	AC-Anschluss OWP Arkona	8,4 km



OST-1-3 AC-Netzanbindungssystem OST-1-3 (Westlich Adlergrund)

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. TYNDP 2018: 242.194

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt OST-1-3 ist Bestandteil des Gesamtvorhabens „Ostwind 1“, welches der Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) im Gebiet O-1 (Westlich Adlergrund) in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Ostsee (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Lubmin dient. Die Netzanbindung wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ausgeführt. Mit dem Projekt werden die OWP Wikinger, Wikinger Süd und Arkona an das Übertragungsnetz angeschlossen. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen werden.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Im Rahmen der Maßnahme 55 wird der NVP Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse durch einen raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Bundesfachplan Offshore Ostsee an der Grenze von Küstenmeer und AWZ festgelegten Grenzkorridor I in die AWZ hergestellt. Dort endet der Umfang der Maßnahme 55 an einem Bündelungspunkt. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 56 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit den Umspannplattformen der OWP Wikinger und Arkona verbunden. Dazu werden auch die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen auf den Umspannplattformen untergebracht. Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird eine Erzeugungsleistung der OWP Wikinger von bis zu 100 MW, Wikinger Süd von bis zu 10 MW und Arkona in Höhe von bis zu 135 MW in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

Begründung des geplanten Projektes

Das Projekt ist erforderlich, um die installierten Erzeugungsleistungen der OWP Wikinger, Wikinger Süd und Arkona im Gebiet O-1 (Westlich Adlergrund) abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts und der weiteren Projekte zur Erschließung des Gebietes O-1 (Westlich Adlergrund) in 220-kV-AC-Technologie ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

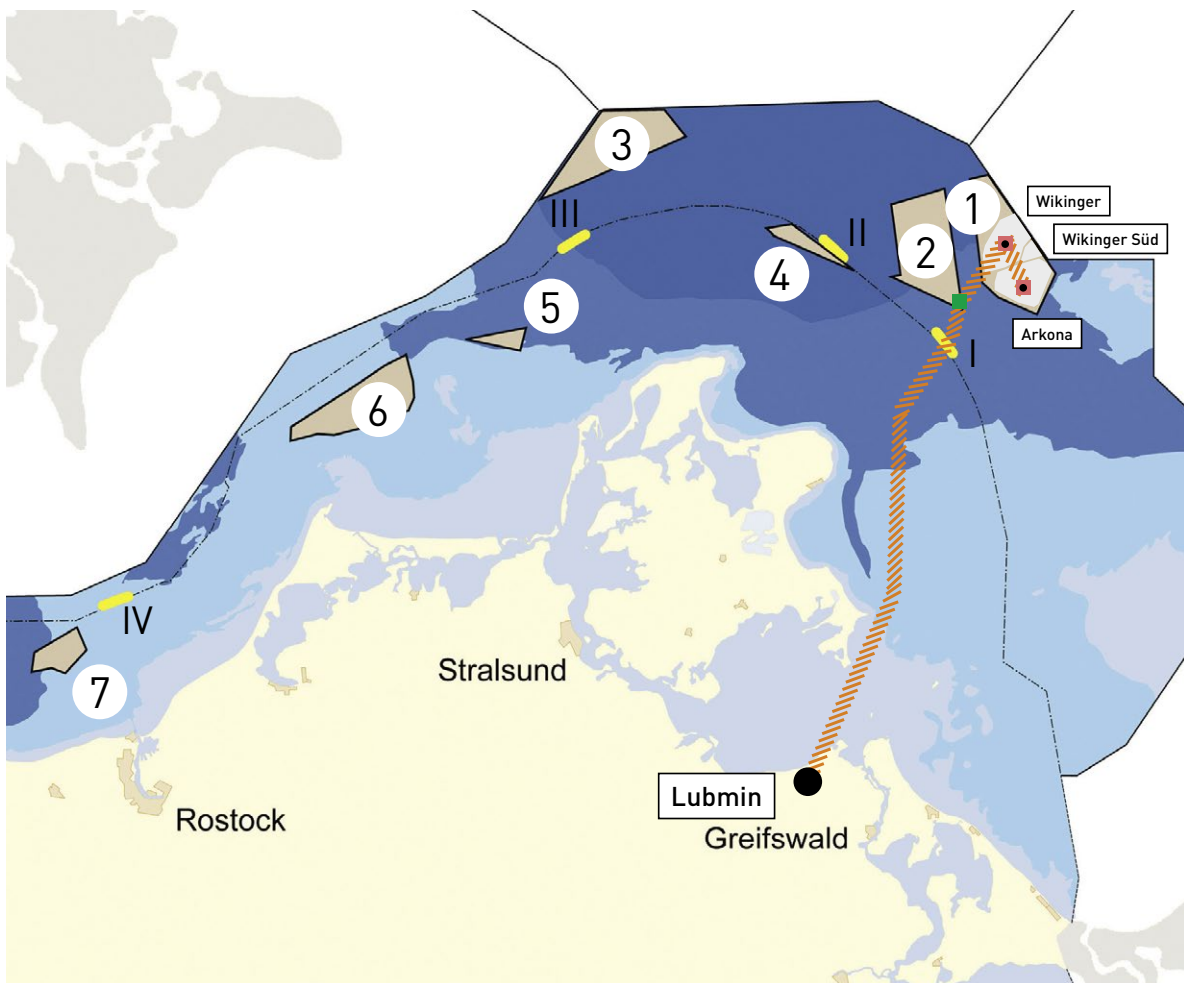
Stand der Umsetzung des AC-Netzanbindungssystems: 4 – Maßnahme befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau.

Das Projekt wird voraussichtlich 2019 fertiggestellt.



Maßnahmen Start-Offshorenetz

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
OST-1-3	M55	AC-Verbindung	80 km
OST-1-3	M56	AC-Anschluss OWP Wikinger, Wikinger Süd und Arkona	21,3 km



OST-2-1 AC-Netzanbindungssystem OST-2-1

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. TYNDP 2018: 248.1248

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt OST-2-1 ist Bestandteil des Gesamtvorhabens „Ostwind 2“, welches der Netzanbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in dem Gebiet O-4 in der deutschen Ostsee an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Lubmin dient. Die Netzanbindung wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ausgeführt. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen werden.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Im Rahmen der Maßnahme 67 wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse durch einen raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Bundesfachplan Offshore Ostsee an der Grenze von Küstenmeer und ausschließlicher Wirtschaftszone (AWZ) festgelegten Grenzkorridor I in die AWZ hergestellt. Der Umfang der Maßnahme 67 endet an einem Bündelungspunkt im Gebiet O-2. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 68 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss über den Grenzkorridor II mit der Umspannplattform des OWP Arcadis Ost 1 im Küstenmeer verbunden. Die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen werden auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird eine Erzeugungsleistung des OWP Arcadis Ost 1 in Höhe von bis zu 247 MW in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

Begründung des geplanten Projektes

Das Projekt ist erforderlich, um die Leistung des OWP Arcadis Ost 1 in dem Gebiet O-4 abzuführen. Die Ausführung dieses Projektes zur Erschließung des Gebietes O-4 in 220-kV-AC-Technologie mit einer jeweiligen Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

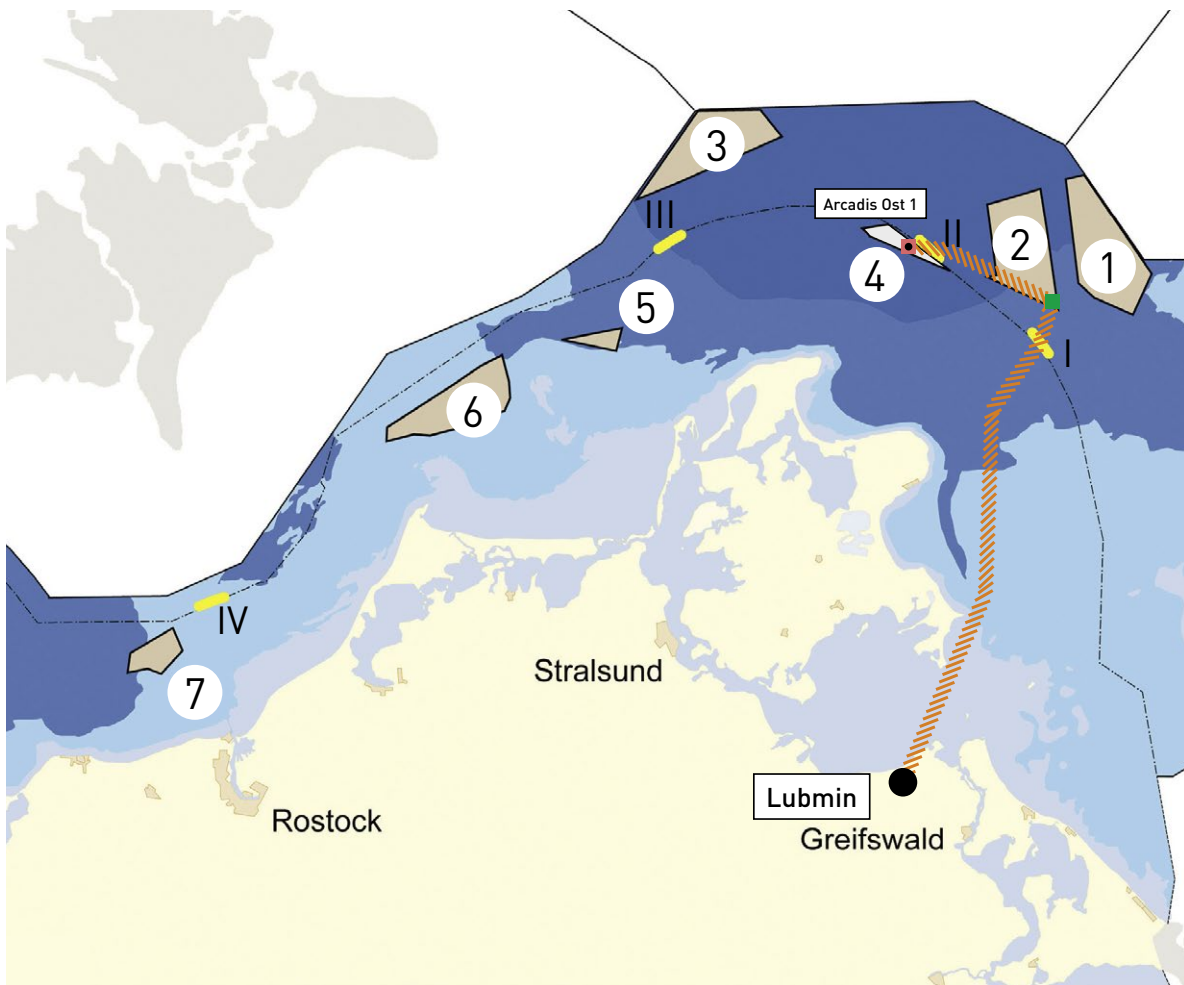
Stand der Umsetzung des AC-Netzanbindungssystems: 3 – Projekt befindet sich im Vergabeprozess.

Das Projekt wird voraussichtlich 2021 fertiggestellt.



Maßnahmen Start-Offshorenetz

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
OST-2-1	M67	AC-Verbindung OST-2-1	80 km
OST-2-1	M68	AC-Anschluss OWP Arcadis Ost 1	20 km



OST-2-2 AC-Netzanbindungssystem OST-2-2

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. TYNDP 2018: 248.1248

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt OST-2-2 ist Bestandteil des Gesamtvorhabens „Ostwind 2“, welches der Netzanbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in dem Gebiet O-2 in der deutschen Ostsee an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Lubmin dient. Die Netzanbindung wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ausgeführt. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen werden.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Im Rahmen der Maßnahme 69 wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse durch einen raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Bundesfachplan Offshore Ostsee an der Grenze von Küstenmeer und ausschließlicher Wirtschaftszone (AWZ) festgelegten Grenzkorridor I in die AWZ hergestellt. Der Umfang der Maßnahme 69 endet an einem Bündelungspunkt im Gebiet O-2. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 70 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform des OWP Baltic Eagle verbunden. Die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen werden auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird eine Erzeugungsleistung des OWP Baltic Eagle in Höhe von bis zu 250 MW in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

Begründung des geplanten Projektes

Das Projekt ist erforderlich, um die Leistung des OWP Baltic Eagle in dem Gebiet O-2 abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts zur Erschließung des Gebietes O-2 in 220-kV-AC-Technologie mit einer jeweiligen Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

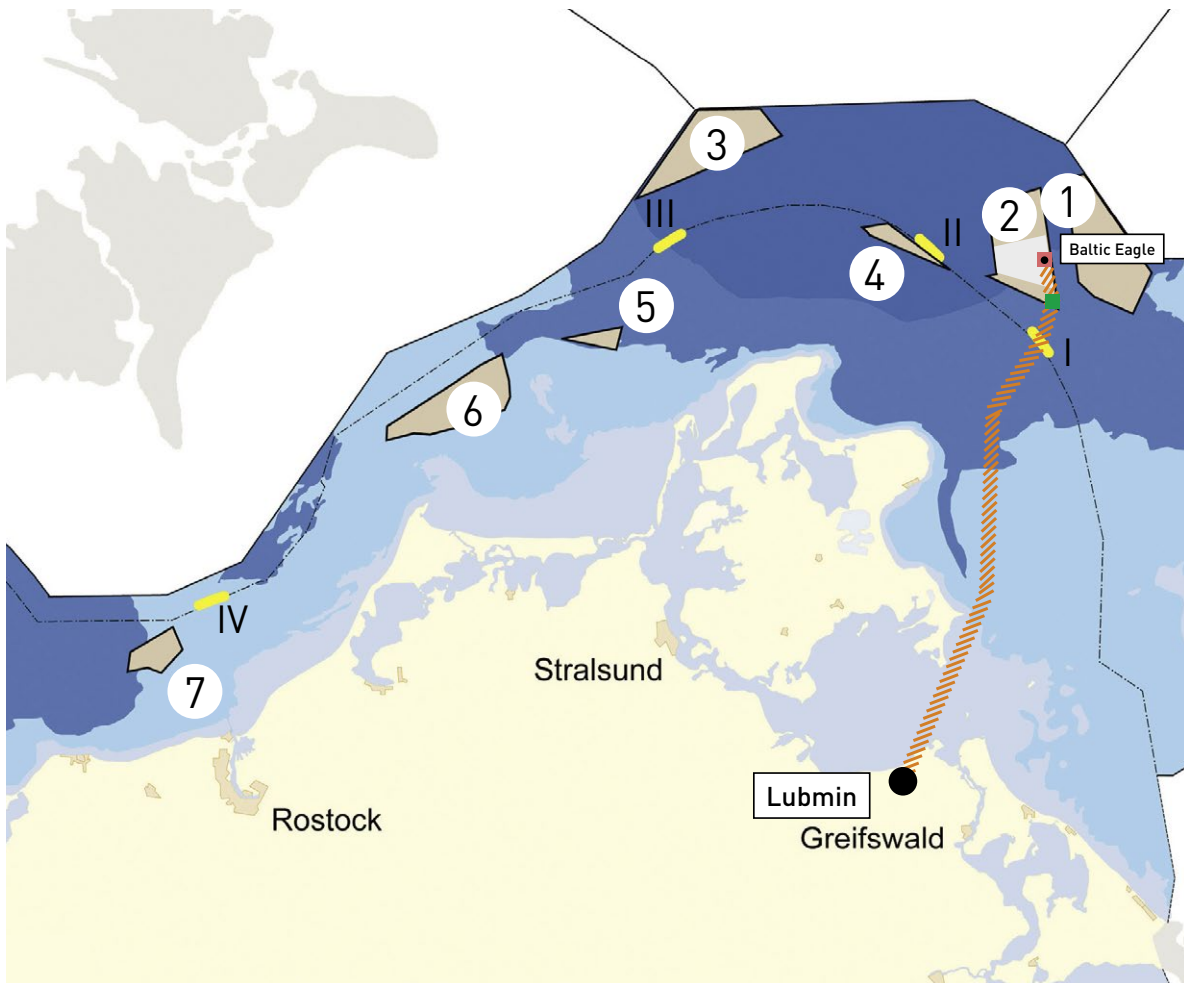
Stand der Umsetzung des AC-Netzanbindungssystems: 3 – Projekt befindet sich im Vergabeprozess.

Das Projekt wird voraussichtlich 2021 fertiggestellt.



Maßnahmen Start-Offshorenetz

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
OST-2-2	M69	AC-Verbindung OST-2-2	80 km
OST-2-2	M70	AC-Anschluss OWP Baltic Eagle	8 km



OST-2-3 AC-Netzanbindungssystem OST-2-3

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. TYNDP 2018: 248.1248

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt OST-2-3 ist Bestandteil des Gesamtvorhabens „Ostwind 2“, welches der Netzanbindung eines Offshore-Windparks (OWP) in dem Gebiet O-2 in der deutschen Ostsee an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Lubmin dient. Die Netzanbindung wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ausgeführt. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen werden.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Im Rahmen der Maßnahme 71 wird der Netzverknüpfungspunkt Lubmin erweitert und von dort eine AC-Verbindung auf einer Trasse durch einen raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Bundesfachplan Offshore Ostsee an der Grenze von Küstenmeer und ausschließlicher Wirtschaftszone (AWZ) festgelegten Grenzkorridor I in die AWZ hergestellt. Der Umfang der Maßnahme 71 endet an einem Bündelungspunkt im Gebiet O-2. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 72 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform des OWP Baltic Eagle verbunden. Die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen werden auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird eine Erzeugungsleistung des OWP Baltic Eagle in Höhe von bis zu 226,25 MW in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

Begründung des geplanten Projektes

Das Projekt ist erforderlich, um die Leistung des OWP Baltic Eagle in dem Gebiet O-2 abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts zur Erschließung des Gebietes O-2 in 220-kV-AC-Technologie mit einer jeweiligen Übertragungsleistung von bis zu 250 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

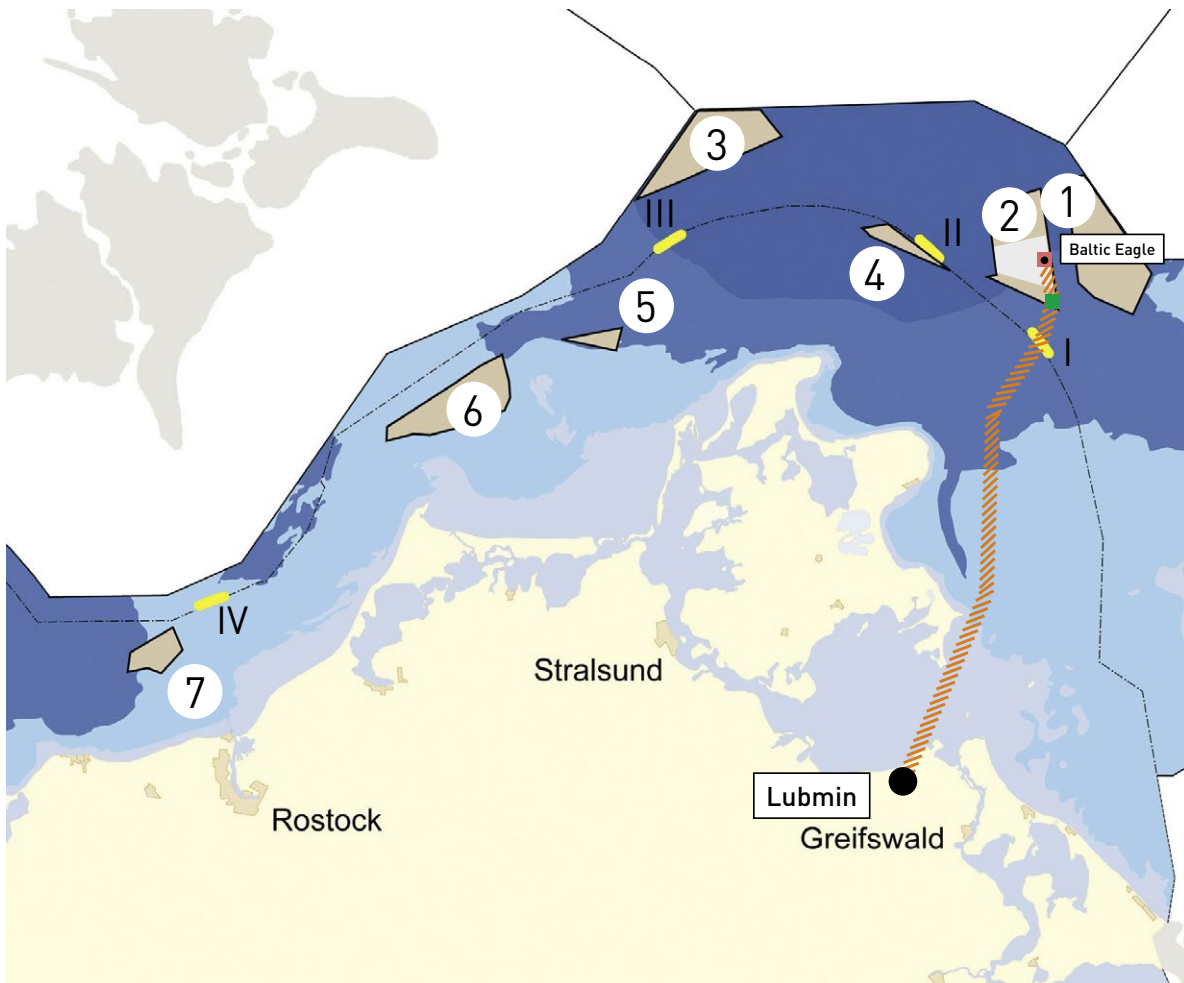
Stand der Umsetzung des AC-Netzanbindungssystems: 3 – Projekt befindet sich im Vergabeprozess.

Das Projekt wird voraussichtlich 2022 fertiggestellt.



Maßnahmen Start-Offshorenetz

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
OST-2-3	M71	AC-Verbindung OST-2-3	80 km
OST-2-3	M72	AC-Anschluss OWP Baltic Eagle	8 km



NOR-1-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DoWin5)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: 191.952

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 1 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Emden/Ost in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt. Es werden die OWP Borkum Riffgrund West 1, Borkum Riffgrund West 2 und OWP West an das Offshorenetz angebunden. Der OWP Borkum Riffgrund West 2 *sowie der OWP West haben* im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2017 einen Zuschlag erhalten. Der OWP Borkum Riffgrund West 1 hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2018 einen Zuschlag erhalten.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor I durch das Küstenmeer im Raum Borkum zum NVP Emden/Ost geführt.

Der AC-Anschluss der OWP Borkum Riffgrund West 1, Borkum Riffgrund West 2 und OWP West an die Konverterplattform wird nach aktuellen Abstimmungen mit den OWP voraussichtlich mittels des 66-kV-Direktanbindungskonzepts erfolgen. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden (Näheres dazu siehe Kapitel 3.2.1). Für die erforderlichen 66-kV-Kabelsysteme sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des OWP befinden.

Die Umsetzung des Projekts umfasst damit nur noch eine Maßnahme. Diese Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Emden/Ost sowie der landseitigen Konverterstation. Durch den Entfall der bisher geplanten 155-kV-AC-Seekabelsysteme reduzieren sich die Gesamtkosten des Netzanbindungssystems DoWin5 und damit auch das Investitionsvolumen des Start-Offshorenetzes.

Im Gebiet 1 wird insgesamt eine installierte Erzeugungskapazität durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 900 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über das sich in Realisierung befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-1-1 (DoWin5).

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-1-1 an den NVP Emden/Ost steht im Zusammenhang mit der landseitigen Startnetz-Maßnahme TTG-P69 Netzverstärkung *und -ausbau zwischen Emden/Ost und Conneforde* und der landseitigen Maßnahme DC1 HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen.

Begründung des geplanten Projektes

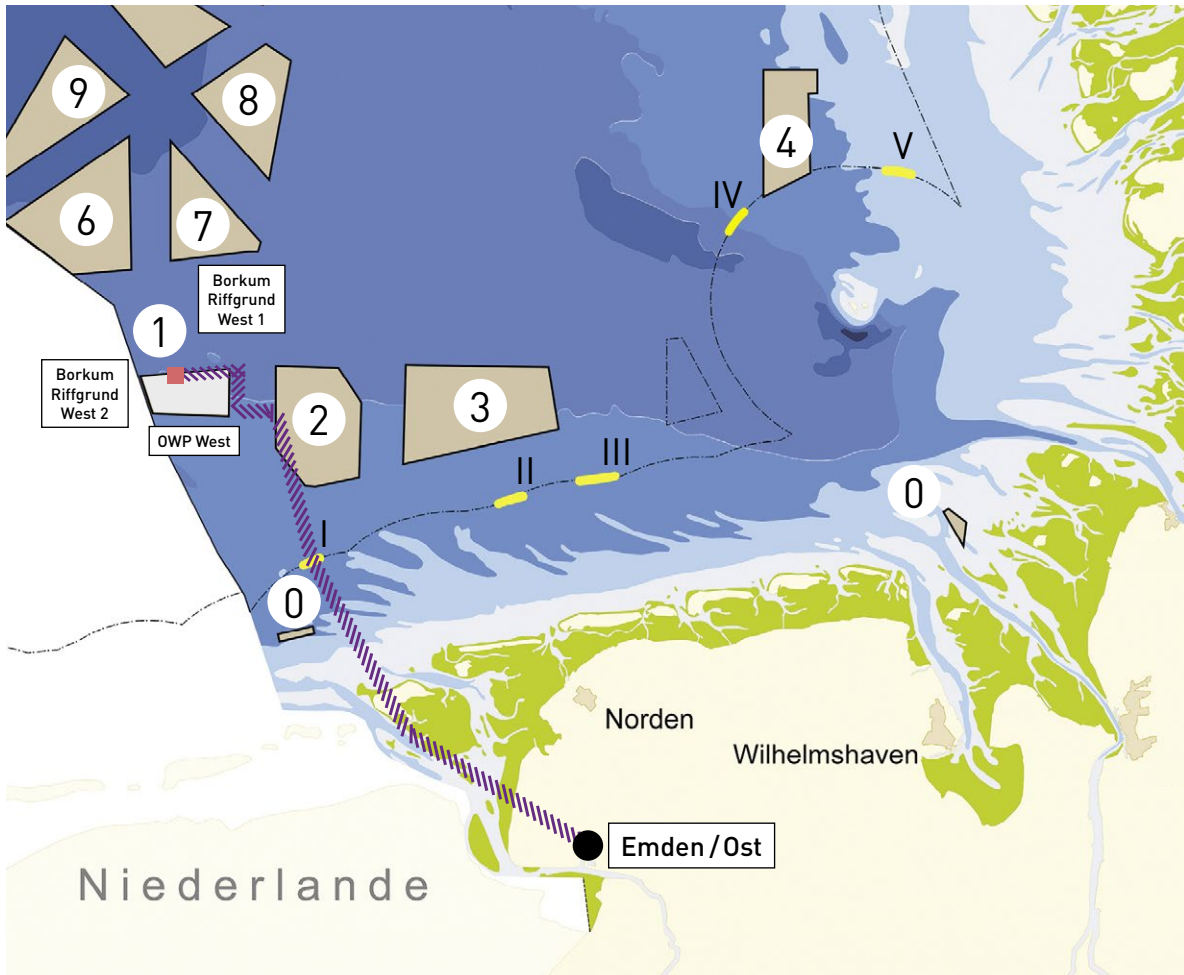
Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 1 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplans Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

Stand der Umsetzung der HGÜ-Verbindung: 3 – Projekt befindet sich im Vergabeprozess.

Die HGÜ-Verbindung wird voraussichtlich 2024 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindung wird durch die angeschlossenen OWP vollständig ausgeschöpft.

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
NOR-1-1	M3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DoIWin5)	130 km



NOR-2-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DoWin1)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: 42.165

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 2 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Dörpen/West in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und für eine Übertragungsleistung von 800 MW ausgelegt. Es werden die OWP Trianel Windpark Borkum (ehem. Borkum West 2) und Borkum Riffgrund 1 an das Offshorenetz angebunden.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Dörpen/West geführt.

Der AC-Anschluss OWP Trianel Windpark Borkum wird mit zwei 155-kV-AC-Kabelsystemen ausgeführt und auf eine Übertragungsleistung von 400 MW ausgelegt. Eine zwischenzeitlich bestehende Kapazitätszuweisung von weiteren 50 MW wurde vom OWP zurückgegeben. In Folge dessen hat sich die Anzahl der Kabel im Vergleich zum O-NEP 2025 von 3 auf 2 reduziert. Eines dieser AC-Kabelsysteme ist bereits in Betrieb und wird deshalb in der nachfolgenden Tabelle nicht mehr aufgeführt. Das zweite AC-Kabelsystem für den OWP Trianel Windpark Borkum wird im Jahr 2019 fertiggestellt.

Der AC-Anschluss OWP Borkum Riffgrund 1 wird mit zwei 155-kV-AC-Kabelsystemen ausgeführt und auf eine Übertragungsleistung von 312 MW ausgelegt. Der AC-Anschluss ist bereits in Betrieb und wird deshalb in der nachfolgenden Tabelle nicht mehr aufgeführt.

Im Gebiet 2 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 1.650 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über das bereits in Betrieb befindliche AC-Netzanbindungssystem NOR-2-1 (alpha ventus), das bereits in Betrieb befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-2-2 (DoWin1) und das sich in Realisierung befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-2-3 (DoWin3).

Begründung des geplanten Projektes

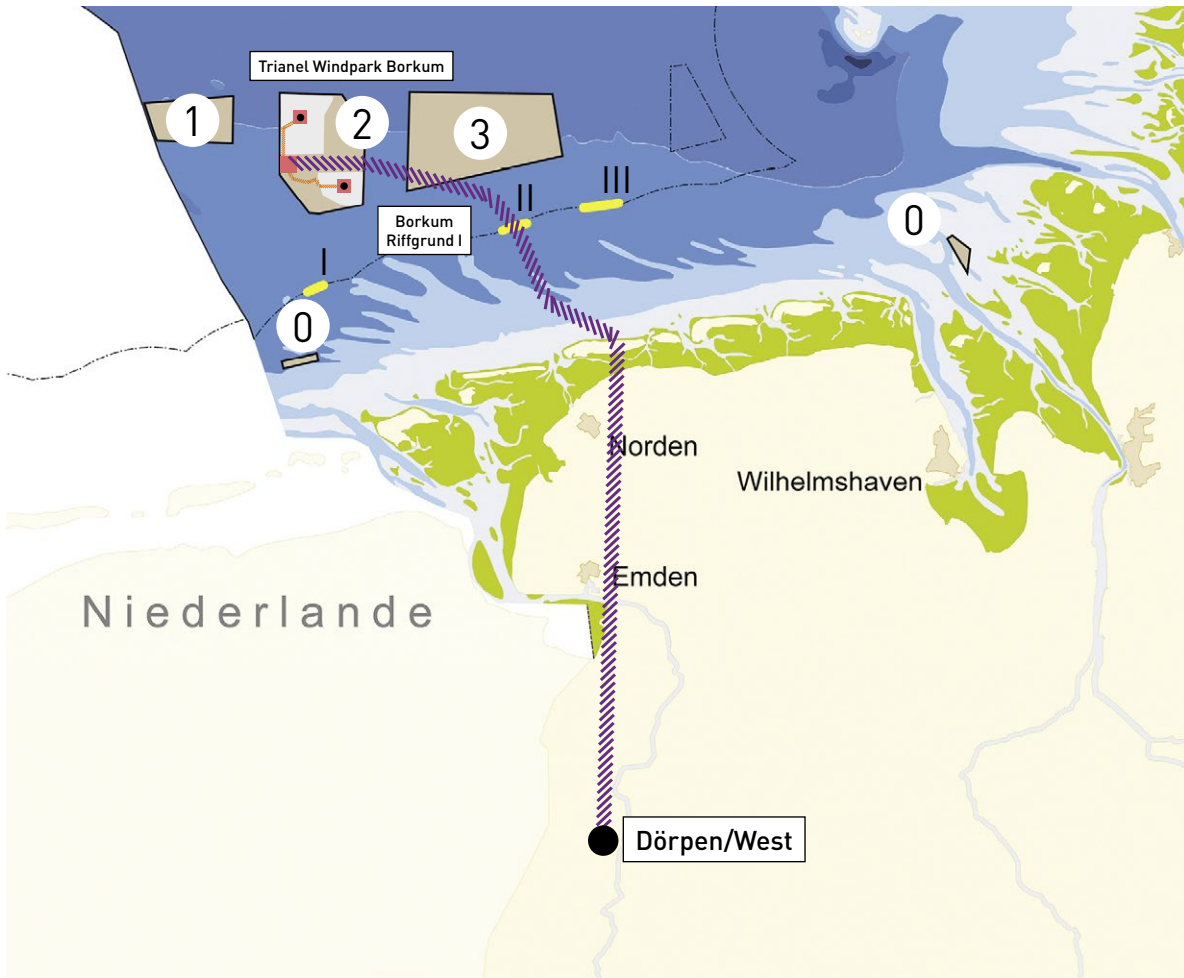
Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 2 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplan Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

Stand der Umsetzung der HGÜ-Verbindung: 5 – Maßnahme wurde realisiert.

Die HGÜ-Verbindung, ein AC-Kabelsystem für den OWP Trianel Windpark Borkum und der AC-Anschluss für den OWP Borkum Riffgrund 1 wurden 2015 fertiggestellt und sind damit Teil des Ist-Offshorenetzes. Nachfolgend werden nur noch die sich in Realisierung befindenden AC-Anschlüsse an die HGÜ-Verbindung aufgeführt.



Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
NOR-2-2	M97	AC-Anschluss OWP Trianel Windpark Borkum (2. Baustufe)	8 km



NOR-3-3 DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: 191.953

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 3 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Emden/Ost in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt. Es werden die OWP Gode Wind 3 und Gode Wind 4 an das Offshorenetz angebunden.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Emden/Ost geführt.

Der AC-Anschluss *des OWP Gode Wind 3 und des OWP Gode Wind 4* wird *als einmalige Sonderlösung* mit einem 155-kV-AC-Kabelsystem ausgeführt und auf eine *maximale* Übertragungsleistung von 241,75 MW ausgelegt. *Diese Sonderlösung ermöglicht zwar die flächensparsame Anbindung der beiden OWP Gode Wind 3 und Gode Wind 4 mittels eines einzigen 155-kV-AC-Kabelsystems, allerdings weicht dies von den Standardquerschnitten der bisherigen AC-Anschlüsse der OWP ab, so dass seitens des ÜNB zusätzliche Risiken beachtet werden müssen.* Der OWP Gode Wind 3 hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2017 einen Zuschlag erhalten. Der OWP Gode Wind 4 hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2018 einen Zuschlag erhalten.

Der Anschluss der OWP Gode Wind 3 und Gode Wind 4 sowie der im Entwurf des Flächenentwicklungsplans dargestellten Fläche N-3.7 an das Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6) hat mit maximal zwei 155-kV-AC-Seekabelsystemen zu erfolgen. *Durch die einmalige Sonderlösung zum Anschluss der OWP Gode Wind 3 und Gode Wind 4 mit einem 155-kV-AC-Kabelsystem ist dies gewährleistet.*

Im Gebiet 3 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 2.600 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über das bereits in Betrieb befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DolWin2), das sich in Realisierung befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 (DolWin6) sowie über das DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2 (DolWin4).

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-3-3 an den NVP Emden/Ost steht im Zusammenhang mit der landseitigen Startnetz-Maßnahme TTG-P69 Netzverstärkung *zwischen Emden/Ost und Conneforde* und der landseitigen Maßnahme DC1 HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen.

Begründung des geplanten Projektes

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 3 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplan Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

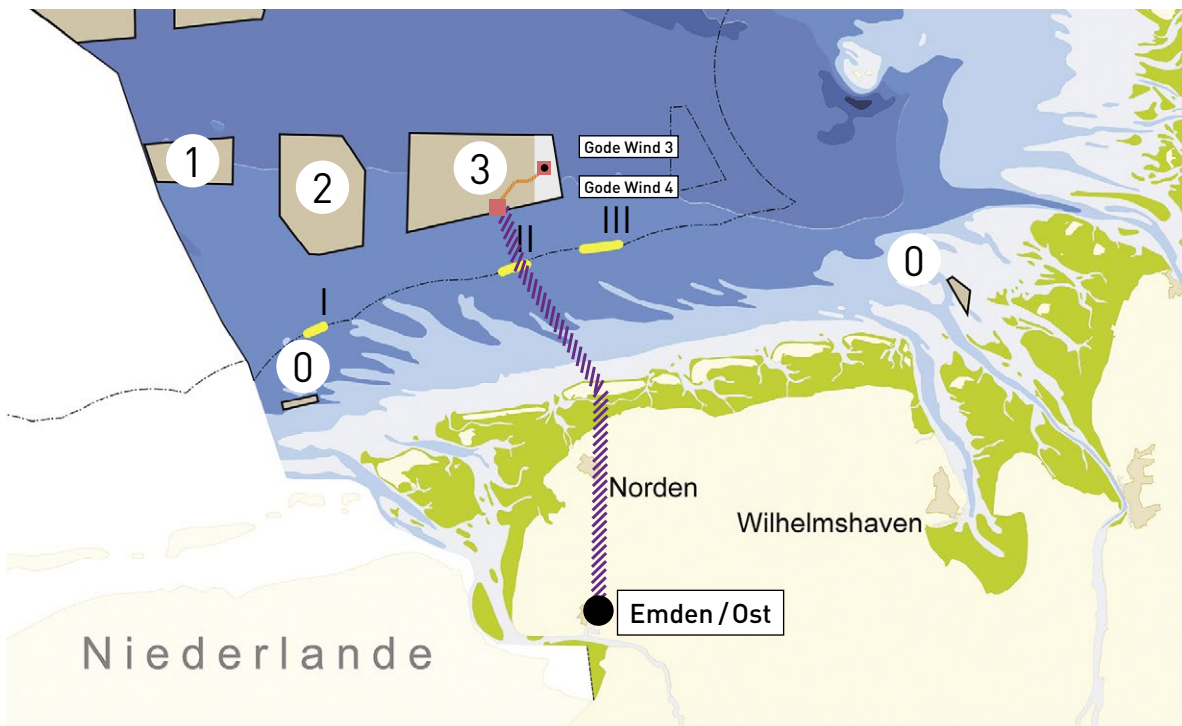
Stand der Umsetzung der HGÜ-Verbindung: 4 – Maßnahme befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau.

Die HGÜ-Verbindung wird voraussichtlich 2023 fertiggestellt.



Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindung wird durch die angeschlossenen OWP nicht vollständig ausgeschöpft. Es bleibt ein Restpotential von 658,25 MW auf dem DC-Netzanbindungssystem NOR-3-3 vorhanden. Gemäß dem Kriterium 2 für die Festlegung der Flächen und der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung des Entwurfs des Flächenentwicklungsplans werden die restlichen an das Netzanbindungssystem NOR-3-3 anzuschließenden Flächen im Gebiet 3 im Jahr 2021 von der BNetzA vorrangig ausgeschrieben, um Leerstände auf dem DC-Netzanbindungssystem zu vermeiden. *Die dafür erforderlichen AC-Anschlüsse sind dem Steckbrief des Zubau-Offshorenetzes „AC-Anschlüsse an HGÜ-Verbindungen des Start-Offshorenetzes Nordsee (nachrichtlich)“ zu entnehmen.*

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
NOR-3-3	M15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DolWin6)	90 km
NOR-3-3	M124	AC-Anschluss OWP Gode Wind 3 und OWP Gode Wind 4	16,5 km



NOR-4-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: 42.657

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 4 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Büttel in Schleswig-Holstein. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und für eine Übertragungsleistung von 690 MW ausgelegt. Es werden die OWP Amrumbank West und Kaskasi II an das Offshorenetz angebunden.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) über den Grenzkorridor V durch das Küstenmeer im Raum Büsum zum NVP Büttel geführt.

Der AC-Anschluss OWP Amrumbank West wird mit zwei 155-kV-AC-Kabelsystemen ausgeführt und auf eine Übertragungsleistung von 303 MW ausgelegt. Beide AC-Kabelsysteme sind bereits in Betrieb und werden deshalb in der nachfolgenden Tabelle nicht mehr aufgeführt.

Der AC-Anschluss OWP Kaskasi II wird mit zwei 155-kV-AC-Kabelsystemen ausgeführt und auf eine Übertragungsleistung von 325 MW ausgelegt. Der OWP Kaskasi II hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2018 einen Zuschlag erhalten.

Im Gebiet 4 wird insgesamt eine installierte Erzeugungleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 1.200 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über die beiden bereits in Betrieb befindlichen DC-Netzanbindungssysteme NOR-4-1 (HelWin1) und NOR-4-2 (HelWin2).

Begründung des geplanten Projektes

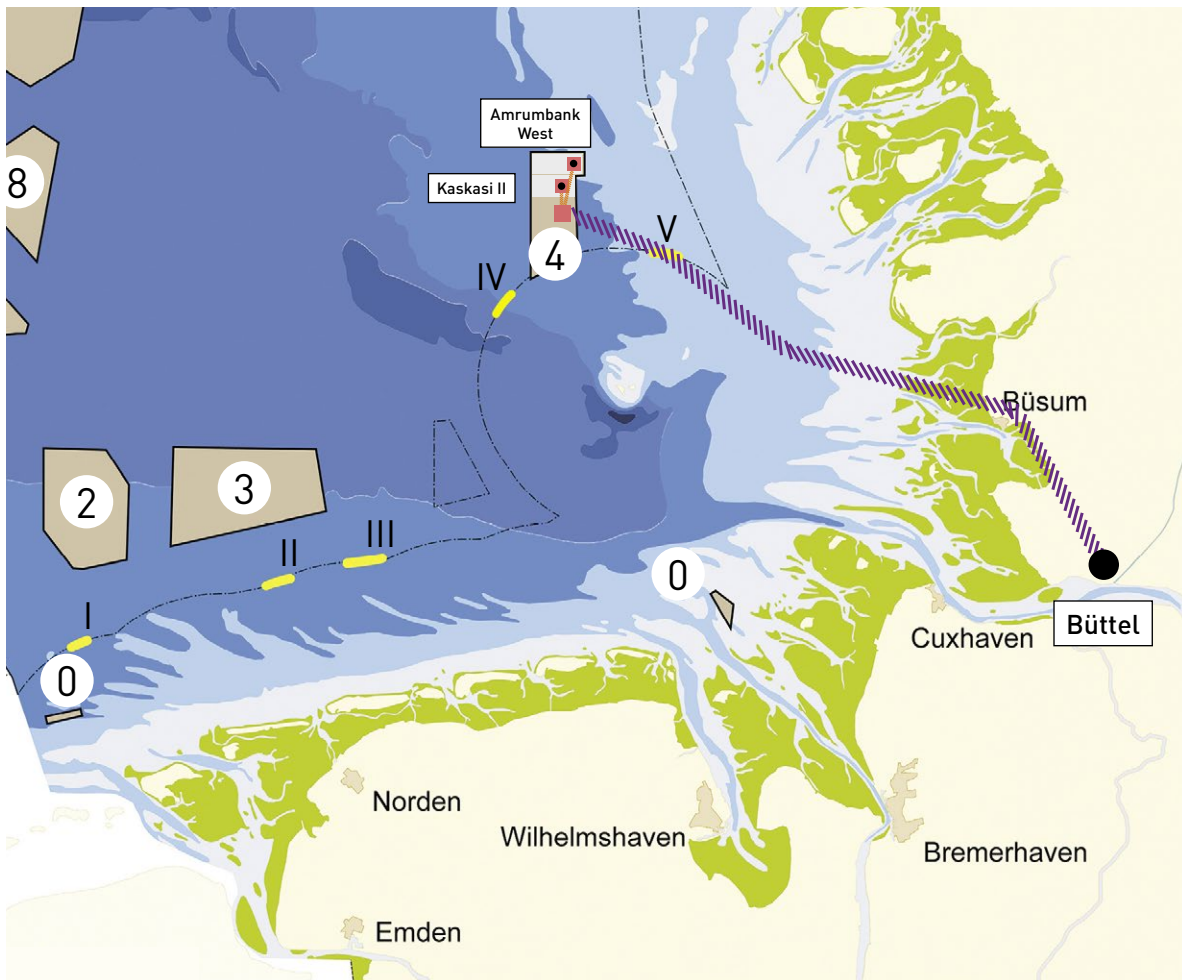
Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 4 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsm minimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplans Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

Stand der Umsetzung: 5 – Maßnahme wurde realisiert.

Die HGÜ-Verbindung und die beiden AC-Kabelsysteme für den OWP Amrumbank West wurden 2015 fertiggestellt und sind damit Teil des Ist-Offshorenetzes. Nachfolgend werden nur noch die sich in Realisierung befindenden AC-Anschlüsse an die HGÜ-Verbindung aufgeführt.



Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
NOR-4-2	M235	AC-Anschluss OWP Kaskasi II	5 km
NOR-4-2	M244	AC-Anschluss OWP Kaskasi II	5 km



NOR-6-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: 42.167

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 6 (Zone 2) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Diele in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und für eine Übertragungsleistung von 800 MW ausgelegt. Es werden die OWP Veja Mate, Deutsche Bucht und Albatros an das Offshorenetz angebunden.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Diele geführt.

Der AC-Anschluss OWP Veja Mate wird mit zwei 155-kV-AC-Kabelsystemen ausgeführt und auf eine Übertragungsleistung von 400 MW ausgelegt. Der AC-Anschluss ist bereits in Betrieb und wird deshalb in der nachfolgenden Tabelle nicht mehr aufgeführt.

Der ursprünglich an der HGÜ-Verbindung NOR-6-2 geplante AC-Anschluss des OWP Global Tech 1 wurde durch das Verlagerungsverfahren (BK6-14-127) der Bundesnetzagentur der HGÜ-Verbindung NOR-8-1 (BorWin3) zugewiesen. Die dadurch zukünftig frei werdende Übertragungskapazität wird nun dem OWP Deutsche Bucht zur Verfügung gestellt. Der entsprechende AC-Anschluss wird nicht mehr an der HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4), sondern an der HGÜ-Verbindung NOR-6-2 (BorWin2) realisiert. Der AC-Anschluss OWP Deutsche Bucht wird mit zwei 155-kV-AC-Kabelsystemen im Jahr 2019 ausgeführt und auf eine Übertragungsleistung von 268,8 MW ausgelegt.

Der AC-Anschluss OWP Albatros wird mit einem 155-kV-AC-Kabelsystem im Jahr 2019 ausgeführt und auf eine Übertragungsleistung von 117 MW ausgelegt.

Im Gebiet 6 wird insgesamt eine installierte Erzeugungskapazität durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 2.200 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über die bereits in Betrieb befindlichen DC-Netzanbindungssysteme NOR-6-1 (BorWin1) und NOR-6-2 (BorWin2) sowie das DC-Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4).

Begründung des geplanten Projektes

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 6 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplan Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

Stand der Umsetzung der HGÜ-Verbindung: 5 – Maßnahme wurde realisiert.

Die HGÜ-Verbindung wurde 2015 fertiggestellt. Der AC-Anschluss für den OWP Veja Mate wurde 2016 fertiggestellt. Diese Maßnahmen sind damit Teil des Ist-Offshorenetzes. Nachfolgend werden nur noch die sich in Realisierung befindenden AC-Anschlüsse an die HGÜ-Verbindung aufgeführt.



Maßnahmen Start-Offshorenetz

Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
NOR-6-2	M195	AC-Anschluss OWP Deutsche Bucht	27 km
NOR-6-2	M30	AC-Anschluss OWP Deutsche Bucht	27 km
NOR-6-2	M34	AC-Anschluss OWP Albatros	24 km



NOR-7-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: 192.954

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 7 (Zone 2) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Cloppenburg (Suchraum Garrel/Nikolausdorf) in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt. Es wird der OWP He Dreiht an das Offshorenetz angebunden. Der OWP He Dreiht hat im Rahmen der Offshore-Auktionen im Jahr 2017 einen Zuschlag erhalten.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer und über die Insel Norderney zum NVP Cloppenburg (Suchraum Garrel/Nikolausdorf) geführt.

Der AC-Anschluss des OWP He Dreiht an die Konverterplattform wird nach aktuellen Abstimmungen mit den OWP voraussichtlich mittels des 66-kV-Direktanbindungskonzepts erfolgen. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden (Näheres dazu siehe Kapitel 3.2.1). Für die erforderlichen 66-kV-Kabelsysteme sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des OWP befinden.

Die Umsetzung des Projekts umfasst damit nur noch eine Maßnahme. Diese Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Cloppenburg (Suchraum Garrel/Nikolausdorf) sowie der landseitigen Konverterstation. Durch den Entfall der bisher geplanten 155-kV-AC-Seekabelsysteme reduzieren sich die Gesamtkosten des DC-Netzanbindungssystems BorWin5 und damit auch das Investitionsvolumen des Start-Offshorenetzes.

Im Gebiet 7 wird insgesamt eine installierte Erzeugungleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 1.800 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt über das sich in Realisierung befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-7-1 (BorWin5) sowie über das DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6).

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-7-1 an den NVP Cloppenburg (Suchraum Garrel/Nikolausdorf) steht im Zusammenhang mit der landseitigen Maßnahme P21 Netzverstärkung und -ausbau Conneforde-Cloppenburg-Merzen.

Begründung des geplanten Projektes

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 7 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplans Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

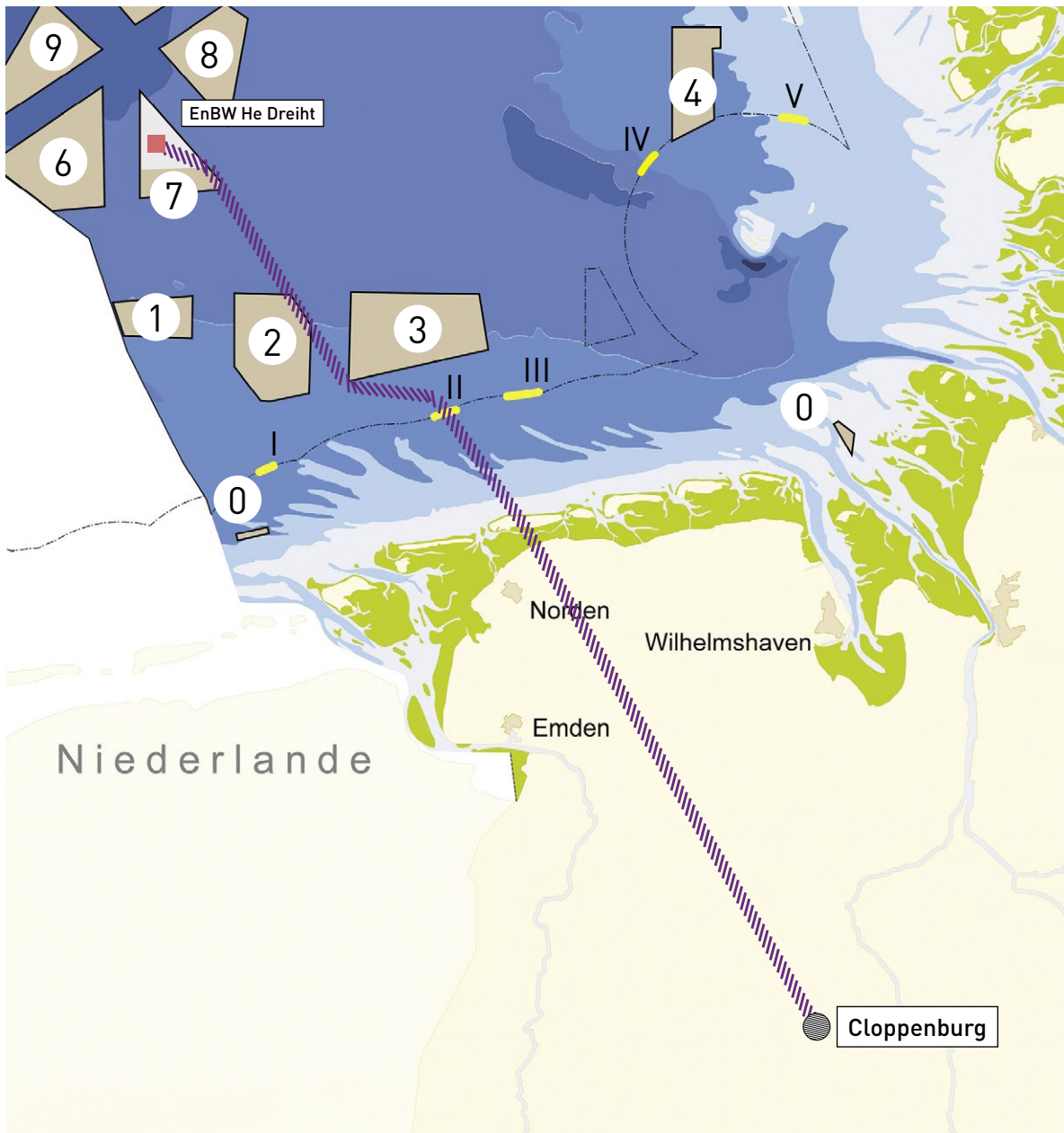
Stand der Umsetzung der HGÜ-Verbindung: 2 – Genehmigungsverfahren begonnen.

Die HGÜ-Verbindung wird voraussichtlich 2025 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindung wird durch den angeschlossenen OWP vollständig ausgeschöpft.



Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
NOR-7-1	M31	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	240 km



NOR-8-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 (BorWin3)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: 191.656

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 8 [Zone 2] an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Emden/Ost in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und für eine Übertragungsleistung von 900 MW ausgelegt. Es werden die OWP EnBW Hohe See und Global Tech 1 an das Offshorenetz angeschlossen.

Das DC-Kabelsystem wird von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor I durch das Küstenmeer im Raum Borkum zum NVP Emden/Ost geführt.

Der AC-Anschluss des OWP EnBW Hohe See wird mit drei 155-kV-AC-Kabelsystemen ausgeführt und auf eine Übertragungsleistung von 500 MW ausgelegt. Der Anschluss des OWP EnBW Hohe See erfolgt im Jahr 2019.

Der ursprünglich an der HGÜ-Verbindung NOR-6-2 (BorWin2) geplante AC-Anschluss des OWP Global Tech 1 wurde durch ein Kapazitätsverlagerungsverfahren der Bundesnetzagentur der HGÜ-Verbindung NOR-8-1 (BorWin3) zugewiesen. Der AC-Anschluss OWP Global Tech 1 wird mit zwei 155-kV-AC-Kabelsystemen ausgeführt und auf eine Übertragungsleistung von 400 MW ausgelegt. Der Anschluss des OWP Global Tech 1 an das DC-Netzanbindungssystem NOR-8-1 erfolgt im Jahr 2019.

Im Gebiet 8 wird insgesamt eine installierte Erzeugungskapazität durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 1.400 MW erwartet. Für die Erschließung des Gebiets 8 ist in Übereinstimmung mit dem Bundesfachplan Offshore und gemäß dem aktuellen Stand des Flächenentwicklungsplans jedoch nur ein DC-Netzanbindungssystem mit 900 MW Übertragungsleistung vorgesehen. Die Erzeugungskapazität des OWP Albatros i. H. v. 117 MW wird über das DC-Netzanbindungssystem NOR-6-2 (BorWin2) im Gebiet 6 gebietsübergreifend erschlossen. Für das verbleibende Erzeugungspotenzial in Gebiet 8 i. H. v. ca. 400 MW ist ein gebietsübergreifender Anschluss über das DC-Netzanbindungssystem NOR-10-2 vorgesehen.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-8-1 an den NVP Emden/Ost steht im Zusammenhang mit der landseitigen Startnetz-Maßnahme TTG-P69 Netzverstärkung Emden-Conneforde und der landseitigen Maßnahme DC1 HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen.

Begründung des geplanten Projektes

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 8 erzeugte Leistung abzuführen. Zur optimalen Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume und im Sinne der Eingriffsminimierung wird die Anbindung in Übereinstimmung mit den Planungsgrundsätzen des Bundesfachplans Offshore und der Küstenländer als Sammelanbindung in HGÜ-Technik ausgeführt.

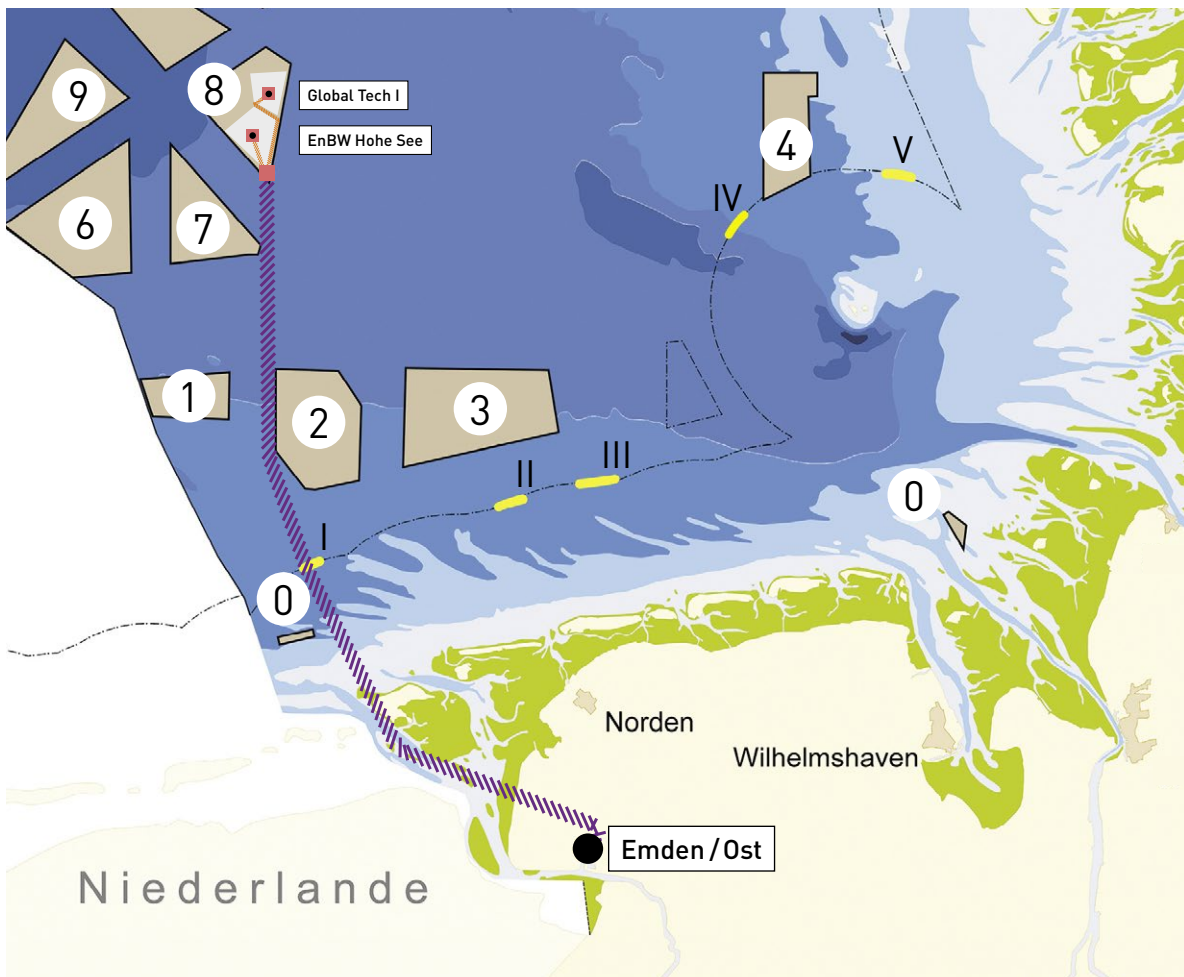
Stand der Umsetzung der HGÜ-Verbindung: 4 – Maßnahme befindet sich in Bauvorbereitung oder im Bau.

Die HGÜ-Verbindung wird voraussichtlich 2019 fertiggestellt.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindung wird durch die angeschlossenen OWP vollständig ausgeschöpft.



Projekt	M-Nr.	Bezeichnung der Maßnahme	Trassenlänge
NOR-8-1	M33	HGÜ-Verbindung NOR-8-1 (BorWin3)	160 km
NOR-8-1	M27	AC-Anschluss OWP Global Tech 1	18 km
NOR-8-1	M106	AC-Anschluss OWP Global Tech 1	18 km
NOR-8-1	M107	AC-Anschluss OWP EnBW Hohe See	8 km
NOR-8-1	M108	AC-Anschluss OWP EnBW Hohe See	8 km
NOR-8-1	M109	AC-Anschluss OWP EnBW Hohe See	8 km



OST-1-4 AC-Netzanbindungssystem OST-1-4

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. TYNDP 2018: 248

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) im Gebiet O-1 in der deutschen Ostsee. Der Netzverknüpfungspunkt (NVP) befindet sich im Bereich Lubmin (entweder Erweiterung des bestehenden NVP Lubmin oder Errichtung eines neuen NVP im Suchraum der Gemeinden Lubmin/*Brünzow*/Wusterhusen/Kemnitz). Das Netzanbindungssystem wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 300 MW ausgeführt. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen werden.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch zwei Maßnahmen. Die erste Maßnahme umfasst die Erweiterung des NVP Lubmin bzw. die Errichtung eines neuen NVP im zuvor benannten Suchraum und die Realisierung der AC-Verbindung. Die AC-Verbindung wird dabei auf einer Trasse durch einen teilweise raumgeordneten Korridor im Greifswalder Bodden und den im Bundesfachplan Offshore Ostsee an der Grenze von Küstenmeer und ausschließlicher Wirtschaftszone (AWZ) festgelegten Grenzkorridor I in die AWZ hergestellt. Der Umfang der Maßnahme 73 endet an einem Bündelungspunkt im Gebiet O-2. Von dort aus wird im Rahmen der Maßnahme 74 die AC-Verbindung durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform des OWP verbunden. Die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen werden auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung + AC-Anschluss) mit einer Übertragungsleistung von bis zu 300 MW wird die im OWP erzeugte elektrische Energie in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M73	AC-Verbindung OST-1-4	ca. 80 km	2023/2026	2023/2026	2023/2026	2023/2026	
M74	AC-Anschluss	ca. 20 km	x	x	x	x	

Die Angabe zu der Trassenlänge der Maßnahme für den AC-Anschluss des Offshore-Windparks ergibt sich aus dem derzeitigen Planungsstand des Entwurfs des Flächenentwicklungsplans (FEP), vorbehaltlich anderweitiger Festlegungen im FEP. Im begründeten Einzelfall muss gegebenenfalls von der angegebenen Trassenlänge abgewichen werden.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die Leistung von OWP im Gebiet O-1 abzuführen. Die Ausführung dieses Projektes zur Erschließung des Gebietes O-1 in 220-kV-AC-Technologie mit einer jeweiligen Übertragungsleistung von bis zu 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

Bedingt durch die Realisierung des Netzanbindungssystems in AC-Technologie und der damit einhergehenden Limitierung der Länge eines Netzanbindungssystems wird derzeit der Netzanschluss sowohl im bestehenden NVP Lubmin als auch an einem neu zu errichtenden NVP im Suchraum der Gemeinden Lubmin/*Brünzow*/Wusterhusen/Kemnitz geprüft.



Zum Zeitpunkt der Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030 ist die konkrete Umsetzung im Bereich Lubmin noch nicht bekannt, da eine abschließende Bewertung insbesondere aus technischer, umweltfachlicher und genehmigungsrechtlicher Sicht noch nicht erfolgen konnte. Die im NEP 2030 enthaltene geografische Angabe einer oder mehrerer Gemeinden ist daher lediglich als Suchraum in der Umgebung dieser Gebietskörperschaften zu verstehen. Die alternativ mögliche Angabe eines Landkreises als Suchraum für den neuen NVP kommt im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern nicht in Betracht, da die Landkreise sehr weiträumig und großflächig sind mit der Folge, dass es an der erforderlichen Bestimmtheit des Suchraumes fehlen würde. Um eine hinreichende Genauigkeit für einen neuen NVP-Standort zu erzielen, wird daher als Suchraum auf eine oder mehrere Gemeinden verwiesen. Dies schließt nicht aus, dass sich die spätere Standortfestlegung außerhalb der benannten Gemeinden befinden kann.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

In der weiteren Erstellung und Aktualisierung des FEP können sich zusätzliche Potenziale in den Gebieten O-1, O-2 und O-4 ergeben. Zu deren Erschließung wäre dann das bereits im O-NEP 2030 (2017) enthaltene Netzanbindungssystem OST-2-4 in DC-Technologie ein geeignetes alternatives Technologiekonzept.¹

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Für die Umsetzung des Netzanbindungssystems in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 300 MW und einer Entfernung von ca. 80 km zum Bündelungspunkt ist der Bereich Lubmin die räumlich nächstgelegene Netzverknüpfungspunktalternative.

Der NVP Lüdershagen ist mit einer Entfernung von ca. 100 km noch im Bereich der technischen Realisierbarkeit mit AC-Technologie. Eine Trassenführung über die Insel Rügen wird jedoch als kritisch bewertet.

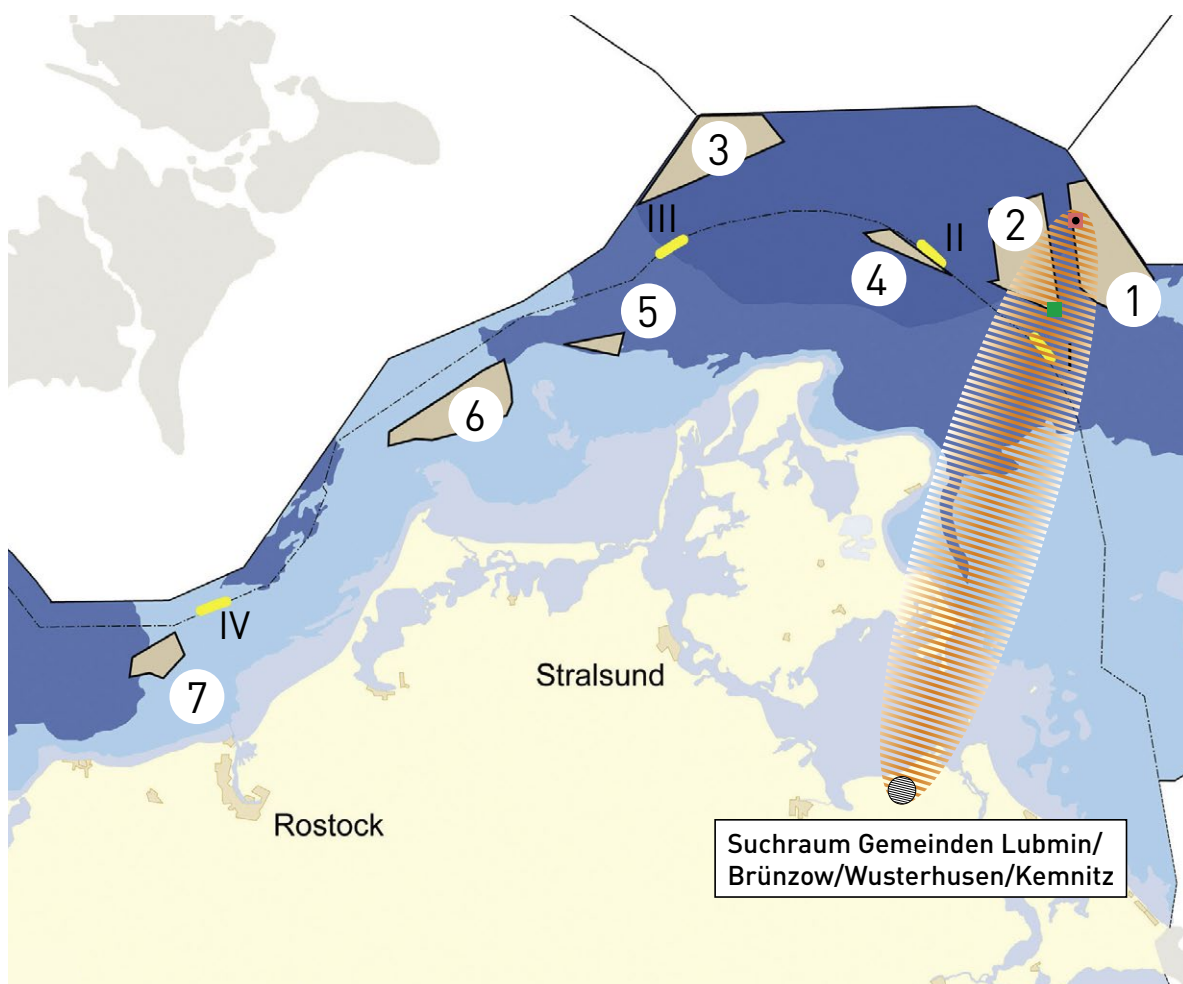
¹ DC-Netzanbindungssysteme für die Ostsee sind derzeit kein Bestandteil der standardisierten Technikgrundsätze im Bundesfachplan Offshore Ostsee (BFO-O) und im Entwurf des Flächenentwicklungsplan (FEP). Im Bedarfsfall ist der Sachverhalt im BFO-O bzw. FEP entsprechend anzupassen.



Für den Fall, dass sich im Rahmen der Fortschreibung und Aktualisierung des FEP zukünftig weitere Flächen für die Erzeugung von Energie aus Offshore-Wind in den Gebieten O-1, O-2 und O-4 ergeben, sollte das bereits im O-NEP 2030 (2017) enthaltene Netzanbindungssystem OST-2-4 in DC-Technologie und dies bezüglich der NVP im Suchraum der Gemeinden Siedenbrünzow/Alt Tellin/Bartow als alternativer NVP erneut geprüft werden. *Die Einspeisung von Offshore-Windenergie aus den Gebieten O-1, O-2 und O-4 kann ohne weitere neue Netzprojekte durch die bereits geplante Netzinfrastruktur an Land aufgenommen werden (siehe Steckbrief P216).*

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt OST-1-4 wurde im O-NEP 2013 erstmalig identifiziert. Weiterhin war das Projekt unter der Bezeichnung OST-2-4 im O-NEP 2030 (2017) enthalten und wurde durch die Bundesnetzagentur unter Vorbehalt bestätigt.



OST-7-1**AC-Netzanbindungssystem OST-7-1 (nordwestlich Warnemünde)**

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) im Gebiet O-7 im Küstenmeer der Ostsee an den neu zu errichtenden Netzverknüpfungspunkt (NVP) im Suchraum Gemeinde Papendorf. Die Netzanbindung wird in 220-kV-AC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von bis zu 300 MW ausgeführt. Für die Netzberechnungen im Netzentwicklungsplan Strom (NEP) wird angenommen, dass durch dieses Netzanbindungssystem OWP in einem Gebiet mit einer für die Ostsee mittleren durchschnittlichen Windgeschwindigkeit erschlossen werden.

Das Netzanbindungssystem OST-7-1 ist nicht nur geeignet zur Anbindung eines OWP auf der Fläche O-7-1, sondern auch für die Anbindung eines Testfeldes auf dem Gebiet O-7-2, siehe dazu auch im Kapitel 3 die „Sensitivität Berücksichtigung Küstenmeer Ostsee“. Die konkrete Ausgestaltung des Netzanbindungssystems bedarf im Hinblick auf die Kombination mit einem Testfeld weiterer Abstimmung, insbesondere in Bezug auf das zu erwartende Testfeldpotential und des ggf. anzupassenden geplanten Fertigstellungstermins des Netzanbindungssystems und damit ggf. verbundene zusätzlich erforderliche Maßnahmen in Abhängigkeit des Projektes P215.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch vier Maßnahmen:

- **M85: Offshore-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung)**
Im Rahmen der Maßnahme 85 wird von einem neuen NVP im Suchraum Gemeinde Papendorf eine AC-Verbindung auf einer teilweise raumgeordneten Trasse bis zu einem fiktiven Bündelungspunkt in die Nähe des Gebietes O-7 im Küstenmeer hergestellt.
- **M86: Offshore-Netzanbindungssystem (AC-Anschluss)**
Im Rahmen der Maßnahme 86 wird die AC-Verbindung der Maßnahme 85 ab dem Bündelungspunkt durch einen AC-Anschluss mit der Umspannplattform eines OWP verbunden. Die für den AC-Anschluss erforderlichen Anlagen werden auf der Umspannplattform untergebracht. Durch das so entstehende AC-Netzanbindungssystem (AC-Verbindung + AC-Anschluss) wird die im OWP erzeugte elektrische Energie in das Übertragungsnetz an Land eingespeist.
- **M579: Anlage im Suchraum Gemeinde Papendorf**
Im Raum Papendorf ist eine neue 380-kV-Anlage als Netzverknüpfungspunkt zum Anschluss des Offshore-Netzanbindungssystems mit einer installierten Leistung von 300 MW, sowie eines 380/220-kV Netzanschlusstransformators zu errichten.
- **M586: Leitungsanbindung Umspannwerk Papendorf**
Das Umspannwerk im Suchraum Gemeinde Papendorf wird mit einer 380-kV-Einfacheinschleifung in die 380-kV-Doppelleitung Bentwisch – Güstrow eingebunden. Von Papendorf bis zum Einschleifpunkt wird ein 380-kV-Leitungsneubau in neuem Trassenraum errichtet.



M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M85	AC-Verbindung OST-7-1 (nördlich Warnemünde)	ca. 40 km	2026/2029	2026/2029	2026/2029	2026/2029	
M86	AC-Anschluss	ca. 10 km	x	x	x	x	
M579	Anlage Papendorf		x	x	x	x	
M586	Leitungsanbindung Papendorf	ca. 1 km	x	x	x	x	

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die Leistung von OWP aus Gebiet O-7 abzuführen. Die Ausführung dieses Projektes zur Erschließung des Gebietes O-7 in 220-kV-AC-Technologie mit einer jeweiligen Übertragungsleistung von bis zu 300 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau.

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) ist die konkrete räumliche Lage des neu zu errichtenden NVP noch nicht bekannt, da eine abschließende Bewertung insbesondere aus umweltfachlicher und genehmigungsrechtlicher Sicht noch nicht erfolgen kann. Die im NEP 2030 enthaltene geografische Angabe einer oder mehrerer Gemeinden ist daher lediglich als Suchraum in der Umgebung dieser Gebietskörperschaften zu verstehen. Die alternativ mögliche Angabe eines Landkreises als Suchraum für den neuen NVP kommt im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern nicht in Betracht, da die Landkreise sehr weiträumig und großflächig sind mit der Folge, dass es an der erforderlichen Bestimmtheit des Suchraumes fehlen würde. Um eine hinreichende Genauigkeit für einen neuen NVP-Standort zu erzielen, wird daher als Suchraum auf eine oder mehrere Gemeinden verwiesen. Dies schließt nicht aus, dass sich die spätere Standortfestlegung außerhalb der benannten Gemeinden befinden kann.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems OST-7-1 steht im Zusammenhang mit der Maßnahme P215, Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Gemeinden Sanitz/Dettmannsdorf (siehe Steckbrief P215).

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbau-



pfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

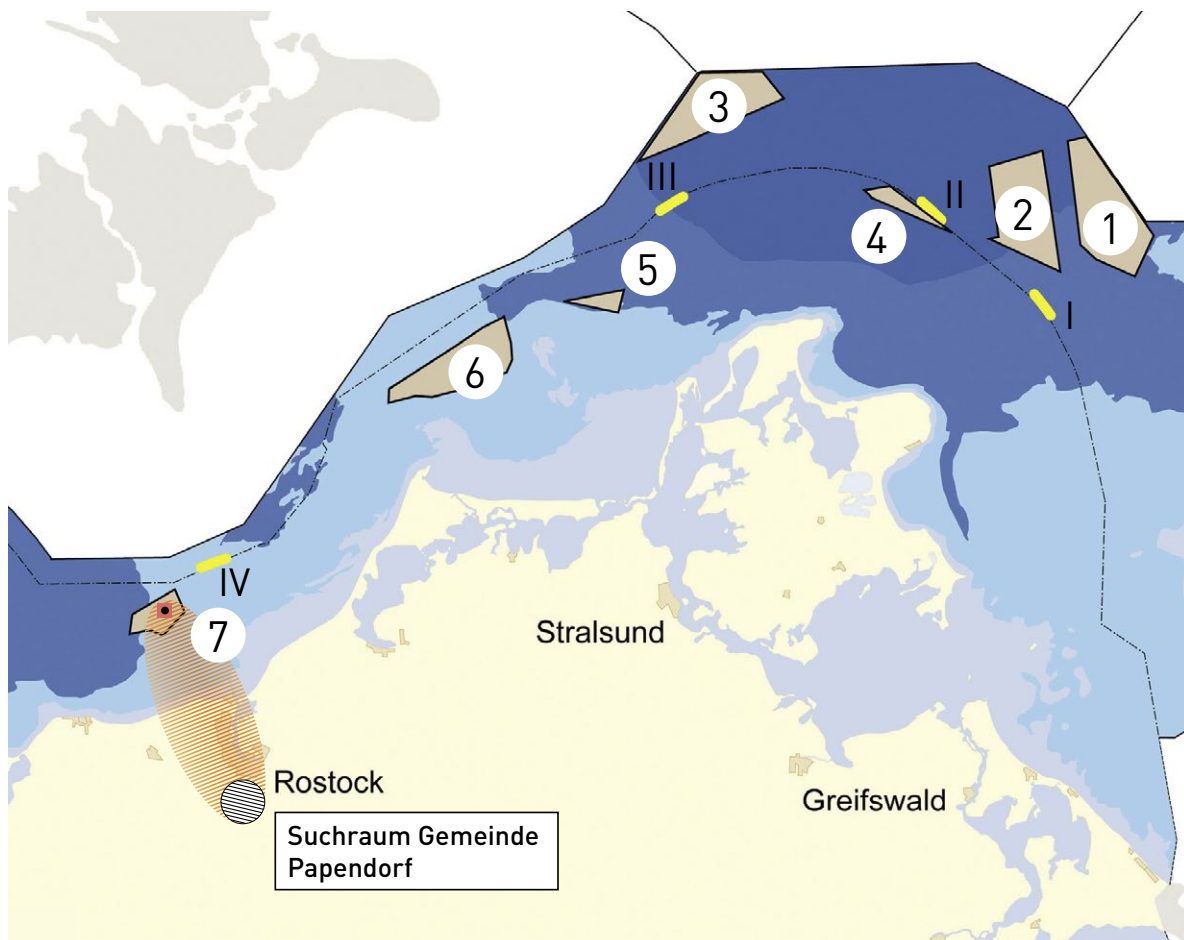
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Der neue NVP im Suchraum Gemeinde Papendorf stellt mit einer Entfernung von ca. 40 km zum Gebiet O-7 die geografisch kürzeste Netzanbindung dar. Eine bereits zu Teilen see- und landseitig raumgeordnete Trasse kann hierfür genutzt werden.

In Bezug auf den alternativ möglichen NVP Bentwisch hat eine planerische Ersteinschätzung gezeigt, dass eine Erweiterung des NVP Bentwisch aufgrund der räumlichen Lage – Umschließung des Standorts durch mehrere Ortslagen – begrenzt ist. Gegen den NVP Bentwisch spricht zudem die um etwa 15 km längere Trasse.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt wurde erstmalig im O-NEP 2030 (2017) identifiziert.



AC-Anschlüsse an HGÜ-Verbindungen des Start-Offshorenetzes Nordsee (nachrichtlich)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: 191.953

Beschreibung des geplanten Projekts

Die Übertragungskapazität auf der HGÜ-Verbindung NOR-3-3 des Start-Offshorenetzes ist noch nicht vollständig an Offshore-Windparks (OWP) zugewiesen. Es bleibt ein Restpotential von 658,25 MW vorhanden. Gemäß dem Kriterium 2 für die Festlegung der Flächen und der zeitlichen Reihenfolge ihrer Ausschreibung des Entwurfs des Flächenentwicklungsplans werden die restlichen an das Netzanbindungssystem NOR-3-3 anzuschließenden Flächen im Gebiet 3 im Jahr 2021 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorrangig ausgeschrieben, um Leerstände auf dem DC-Netzanbindungssystem zu vermeiden. Die AC-Anschlüsse sind zum Anschluss der OWP-Plattformen an die Konverterplattform der HGÜ-Verbindung des Gebiets erforderlich. Solange keine konkrete Zuweisung erfolgt ist, sind die betreffenden AC-Anschlüsse kein Bestandteil des Start-Offshorenetzes.

Die AC-Anschlüsse werden mit 155-kV-AC-Kabelsystemen ausgeführt und standardmäßig auf eine Übertragungsleistung von je bis zu max. 225 MW ausgelegt.

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M121	AC-Anschluss NOR-3-3	ca. 10 km	x	x	x	x	
M122	AC-Anschluss NOR-3-3	ca. 10 km	x	x	x	x	
M125	AC-Anschluss NOR-3-3	ca. 14 km	x	x	x	x	

Die Angaben zu den Trassenlängen der Maßnahmen für die AC-Anschlüsse der Offshore-Windparks ergeben sich aus dem derzeitigen Planungsstand des Entwurfs des Flächenentwicklungsplans, vorbehaltlich anderweitiger Festlegungen im Flächenentwicklungsplan. Im begründeten Einzelfall muss gegebenenfalls von den angegebenen Trassenlängen abgewichen werden.

Begründung des geplanten Projekts

Die Maßnahmen sind erforderlich zur Umsetzung der Zuweisungen von Übertragungskapazität an die HGÜ-Verbindung NOR-3-3 durch die BNetzA. Sie sind integrale Bestandteile von DC-Netzanbindungssystemen im 155-kV-Anbindungskonzept. Die Erforderlichkeit der Maßnahmen leitet sich aus der Erforderlichkeit der dazugehörigen HGÜ-Verbindung ab. Die HGÜ-Verbindung zu den hier aufgeführten AC-Anschlüssen ist Bestandteil des Start-Offshorenetzes und damit aller untersuchten Szenarien.

Die Termine für den Beginn der Umsetzung der AC-Anschlüsse hängen von der Zuweisung von Netzanbindungskapazität an einen konkreten OWP durch die BNetzA im Jahr 2021 ab, bis zu diesem Zeitpunkt *sind die AC-Anschlüsse* hier nur nachrichtlich aufgeführt.

NOR-3-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-3-2 (DoWin4)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2018: 381.211

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 3 (Zone 1) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Hanekenfähr in Niedersachsen.

Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 900 MW¹ ausgelegt.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Hanekenfähr sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer über die Insel Norderney zum NVP Hanekenfähr geführt.

In Gebiet 3 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 2.600 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt in Übereinstimmung mit dem Bundesfachplan Offshore (BFO) und dem aktuellen Stand des FEP durch das bereits in Betrieb befindliche DC-Netzanbindungssystem NOR-3-1 (DoWin2) und die geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-3-2 (DoWin4) und NOR-3-3 (DoWin6).

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umstellungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	ca. 220 km	2023/2028	2023/2028	2023/2028	2023/2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Das Netzanbindungssystem NOR-3-2 wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des Offshore-Windparks befinden.

Die Leistung der Flächen im Gebiet 3, die durch das Netzanbindungssystem NOR-3-2 angeschlossen werden, wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Jahr 2023 von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben.

¹ Diese Übertragungsleistung entspricht dem Entwurf des FEP vom 26.10.2018. In den Netzanalysen des NEP wurden abweichend 923 MW zu Grunde gelegt, da der Entwurf des FEP zum Zeitpunkt der Analysen noch nicht vorlag.



Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 3 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 900 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Seekabelsystems durch den Grenzkorridor II gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Hanekenfähr als NVP gewählt, weil dies die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme freie Kapazität zur Verfügung steht, sodass kein zusätzlicher landseitiger Netzausbau notwendig ist. Hanekenfähr ist als Netzverknüpfungspunkt besonders geeignet, da dort 2022 das Kernkraftwerk Emsland vom Netz genommen wird und die gut in das Übertragungsnetz integrierte Umspannanlage Hanekenfähr dann über entsprechende Übertragungskapazität verfügt. Die bestehende 380-kV-Umspannanlage in Hanekenfähr wird aufgrund weiterer Ausbauprojekte in der Region erweitert. Der Anschluss der Offshore-Anbindungssysteme wird hierbei bereits berücksichtigt. Der landseitige DC-Konverter wird voraussichtlich an einem nahegelegenen Standort zur bestehenden Umspannanlage Hanekenfähr errichtet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene existierende Netzverknüpfungspunkte sind bereits durch den Anschluss anderer DC-Netzanbindungssysteme hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher Restriktionen für den geplanten Inbetriebnahme-Zeitpunkt des Projekts nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene Netzverknüpfungspunkte hätten eine längere landseitige Kabeltrasse. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einen möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP in Hanekenfähr vorzuziehen. Eine detaillierte Untersuchung der alternativen Netzverknüpfungspunkte ist im NEP 2030 (2017) dargestellt.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-3-2 wurde bereits im O-NEP 2013 erstmalig identifiziert und zuletzt im O-NEP 2030 (2017) mit dem Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr bestätigt.



NOR-6-3 DC-Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2018: 381.1485

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 6 (Zone 2) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Hanekenfähr in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 979 MW¹ ausgelegt. *Im Rahmen des Erörterungstermins zur Aufstellung des FEP am 31.01.2019 wurde seitens des BSH angekündigt, dass die Übertragungsleistung im FEP 900 MW betragen wird.*

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt durch das vorgesehene 155-kV-Anbindungskonzept durch mehrere Maßnahmen. Die erste Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Hanekenfähr sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer über die Insel Norderney zum NVP geführt. Die weiteren Maßnahmen umfassen die Realisierung von AC-Anschlüssen für die im Gebiet 6 gelegenen OWP.

In Gebiet 6 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 2.200 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt in Übereinstimmung mit dem Bundesfachplan Offshore (BFO) und dem aktuellen Stand des FEP durch die bereits in Betrieb befindlichen DC-Netzanbindungssysteme NOR-6-1 (BorWin1) und NOR-6-2 (BorWin2) sowie das geplante DC-Netzanbindungssystem NOR-6-3 (BorWin4).

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin 4)	ca. 300 km	2024/2029	2024/2029	2024/2029	2024/2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
M102	AC-Anschluss	ca. 6 km	x	x	x	x	
M103	AC-Anschluss	ca. 6 km	x	x	x	x	
M104	AC-Anschluss	ca. 6 km	x	x	x	x	
M105	AC-Anschluss	ca. 17 km	x	x	x	x	
M196*	AC-Anschluss	ca. 17 km	x	x	x	x	

* Der Bedarf der Maßnahme zum Anschluss der Fläche N-6.7 wird derzeit noch geprüft.

¹ Diese Übertragungsleistung entspricht dem Entwurf des FEP vom 26.10.2018. In den Netzanalysen des NEP wurden abweichend 934 MW zu Grunde gelegt, da der Entwurf des FEP zum Zeitpunkt der Analysen noch nicht vorlag.



Die Angaben zu den Trassenlängen der Maßnahmen für die AC-Anschlüsse der Offshore-Windparks ergeben sich aus dem derzeitigen Planungsstand des Entwurfs des Flächenentwicklungsplans, vorbehaltlich anderweitiger Festlegungen im Flächenentwicklungsplan. Im begründeten Einzelfall muss gegebenenfalls von den angegebenen Trassenlängen abgewichen werden.

Die Termine und die exakte Trassenlänge können erst angegeben werden, wenn die Zuweisung der Netzan schlusskapazität an den OWP durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) erfolgt ist. Bis zu diesem Zeitpunkt sind die AC-Anschlüsse hier nur nachrichtlich dargestellt.

Die Leistung der Flächen im Gebiet 6, die durch das Netzanbindungssystem NOR-6-3 angeschlossen werden, wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Jahr 2024 beziehungsweise 2025 von der BNetzA ausgeschrieben.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windparks im Gebiet 6 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 979 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Seekabelsystems durch den Grenzkorridor II gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Hanekenfähr als NVP gewählt, weil dies die nächstgelegene Umspannanlage ist, an der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme freie Kapazität zur Verfügung steht, sodass kein zusätzlicher landseitiger Netzausbau notwendig ist. Hanekenfähr ist als Netzverknüpfungspunkt besonders geeignet, da dort 2022 das Kernkraftwerk Emsland vom Netz genommen wird und die gut in das Übertragungsnetz integrierte Umspannanlage Hanekenfähr dann über entsprechende Übertragungskapazität verfügt. Die bestehende 380-kV-Umspannanlage in Hanekenfähr wird aufgrund weiterer Ausbauprojekte in der Region erweitert. Der Anschluss der Offshore-Anbindungssysteme wird hierbei bereits berücksichtigt. Der landseitige DC-Konverter wird voraussichtlich an einem nahegelegenen Standort zur bestehenden Umspannanlage Hanekenfähr errichtet.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).



Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

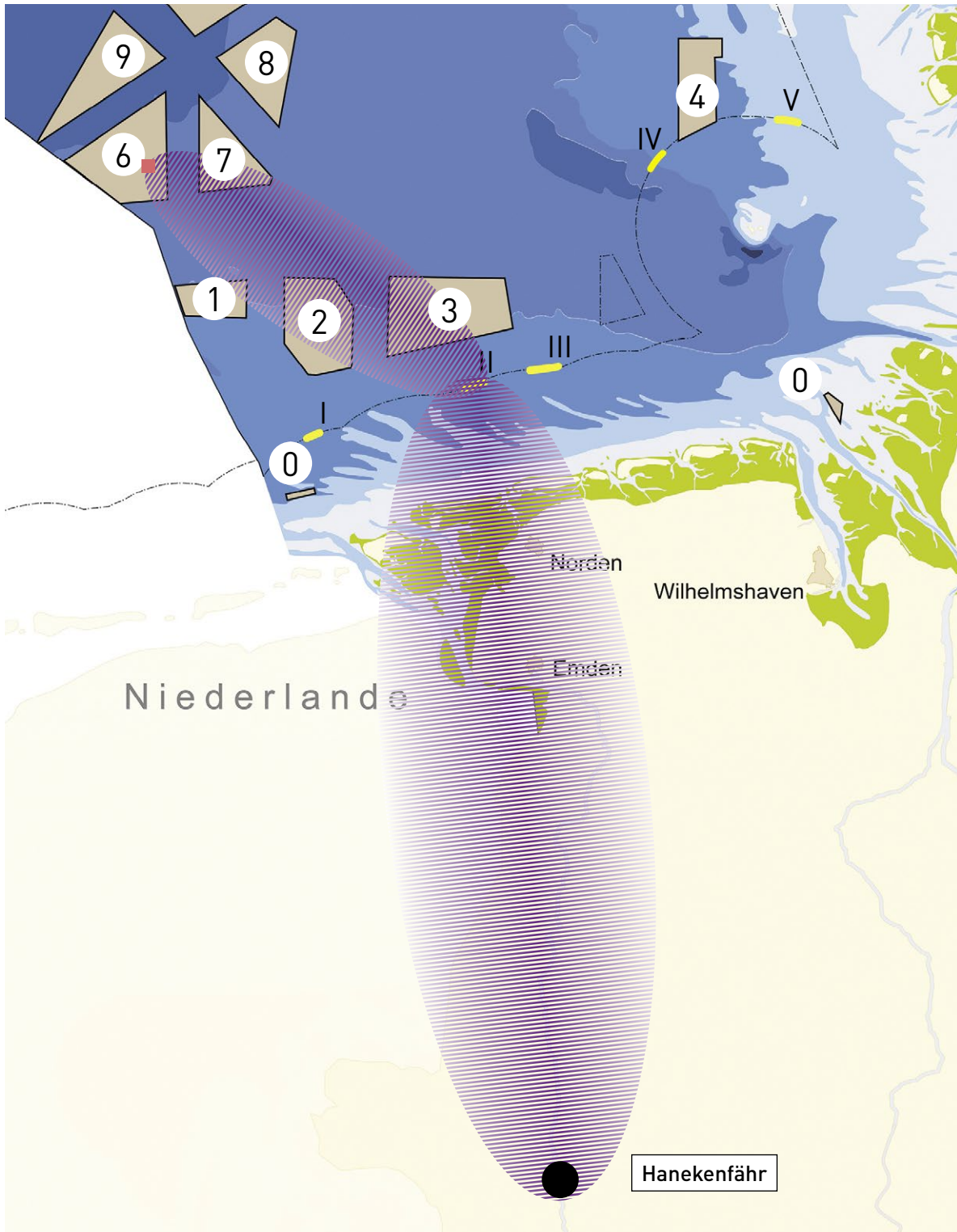
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene existierende Netzverknüpfungspunkte sind bereits durch den Anschluss anderer DC-Netzanbindungssysteme hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher Restriktionen für den geplanten Inbetriebnahme-Zeitpunkt des Projekts nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene Netzverknüpfungspunkte hätten eine längere landseitige Kabeltrasse. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einem möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP in Hanekenfähr vorzuziehen. Eine detaillierte Untersuchung der alternativen Netzverknüpfungspunkte ist im NEP 2030 (2017) dargestellt.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-6-3 wurde bereits im O-NEP 2013 erstmalig identifiziert. Im O-NEP 2030 (2017) wurde am NVP Hanekenfähr das Projekt NOR-7-2 bestätigt. Durch Festlegungen im FEP (u. a. durch den Entfall von NOR-5-2) ist NOR-7-2 bereits in 2027 mit NVP in Büttel vorgesehen und NOR-6-3 stattdessen am NVP Hanekenfähr nun erforderlich, um das gesetzliche Ausbauziel von 15 GW bis 2030 zu erreichen





NOR-7-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-7-2 (BorWin6)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 7 (Zone 2) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Büttel in Schleswig-Holstein. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans für eine Übertragungsleistung von 900 MW¹ ausgelegt.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Büttel sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor IV bzw. V durch das Küstenmeer im Raum Büsum zum NVP Büttel geführt.

In Gebiet 7 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 1.800 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt durch zwei Netzanbindungssysteme: die beiden DC-Netzanbindungssysteme NOR-7-1 und NOR-7-2.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-7-2 an den NVP Büttel steht im Zusammenhang mit der landseitigen *Netzausbaumaßnahmen (TTG-P25 und P25) an der Westküste Schleswig-Holsteins zwischen Süderdorn - Heide/West - Husum/Nord* (Westküstenleitung) und den HGÜ-Maßnahmen DC3 (HGÜ-Verbindung Brunsbüttel - Großgartach) und DC4 (HGÜ-Verbindung Wilster/West - Bergheinfeld/West).

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	ca. 230 km	2022/2027	2022/2027	2022/2027	2022/2027	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Das Netzanbindungssystem NOR-7-2 wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans (FEP) als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des Offshore-Windparks befinden.

Die Leistung der Flächen im Gebiet 7, die durch das Netzanbindungssystem NOR-7-2 angeschlossen wird, wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Jahr 2022 von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben.

¹ Diese Übertragungsleistung entspricht dem Entwurf des FEP vom 26.10.2018. In den Netzanalysen des NEP wurden gemäß dem Vorentwurf des FEP abweichend 932 MW zu Grunde gelegt, da der Entwurf des FEP zum Zeitpunkt der Analysen noch nicht vorlag.



Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 7 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 900 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor IV bzw. V gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird Büttel als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-7-2 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Büttel als NVP für Offshore-Netzanbindungssysteme sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen von Brunsbüttel über Büttel und Wilster nach Dollern sowie die HGÜ-Maßnahme SuedLink notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

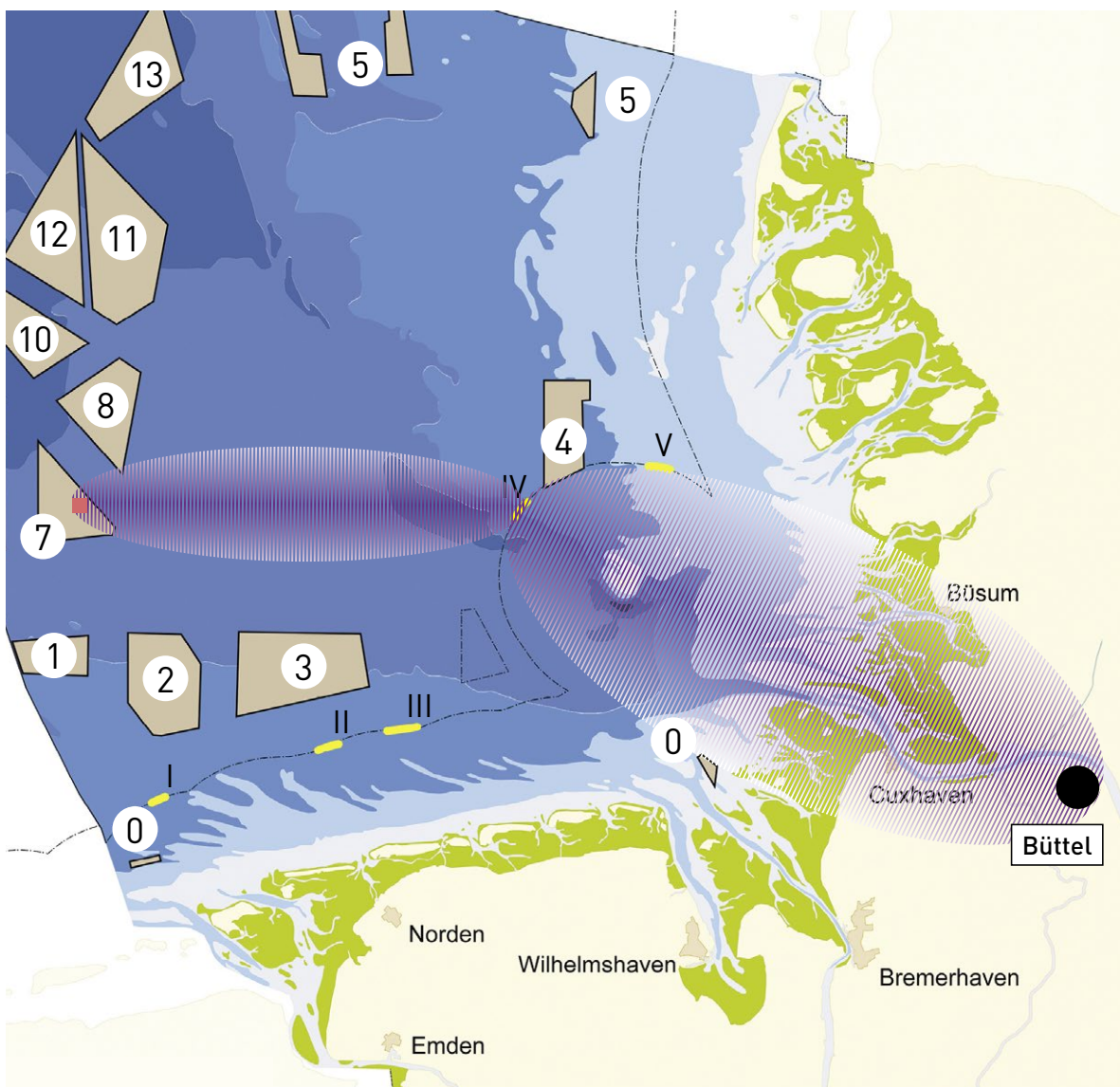
Als alternativer Netzverknüpfungspunkt wäre das Umspannwerk Brunsbüttel grundsätzlich geeignet. Im Umspannwerk Brunsbüttel ist bereits eine HGÜ-Verbindung mit 2 GW vorgesehen (DC3). Diese HGÜ-Verbindung ist notwendig, um die entlang der Westküstenleitung eingespeiste Windenergie und teilweise Offshore-Windenergie aus der Nordsee (NVP Büttel) nach Süden abzutransportieren. Der Anschluss von Offshore-Netzanbindungssystemen im Umspannwerk Brunsbüttel erfordert jedoch mehr DC-Übertragungskapazität. Eine zusätzliche HGÜ-Verbindung wäre erforderlich.



Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-7-2 an die NVP Heide/West oder Kreis Segeberg an. Da die Voraussetzungen der vorbehaltenlichen Bestätigung des Netzanbindungssystems NOR-5-2 durch die Ergebnisse der Offshore-Auktionen in den Jahren 2017 und 2018 nicht erfüllt worden sind, ist der Anschluss am NVP Büttel zur Nutzung der vorhandenen Kapazitäten im Umspannwerk Büttel jedoch zu bevorzugen. Bei einem Anschluss an den NVP Kreis Segeberg ist zusätzlich eine deutlich längere landseitige Kabeltrasse (ca. 80 km) mit entsprechenden Kosten zu berücksichtigen.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-7-2 wurde bereits im O-NEP 2013, 2014, 2025 und 2030 (2017) identifiziert.



NOR-9-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-9-1 (BalWin1)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 9 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Unterweser in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans (FEP) für eine Übertragungsleistung von 1.000 MW ausgelegt.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Unterweser sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer über die Insel Norderney zum NVP Unterweser geführt.

In Gebiet 9 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 2.000 MW bis max. 2.300 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch zwei Netzanbindungssysteme: die beiden geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-9-2.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-9-1 an den NVP Unterweser steht im Zusammenhang mit der landseitigen Maßnahme P22 Netzverstärkung Conneforde-Unterweser-Elsfleth/West-Ganderkesee.

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	ca. 265 km	2023/2028	2024/2029	2024/2029	2024/2029	

Das Netzanbindungssystem NOR-9-1 wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des Offshore-Windparks befinden.

Die Leistung der ersten Teilfläche im Gebiet 9, die durch das Netzanbindungssystem NOR-9-1 angeschlossen wird, wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Jahr 2025 von der Bundesnetzagentur ausgeschrieben.



Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 9 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 1.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor II gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Unterweser als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-9-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Unterweser als NVP für Offshore-Netzanbindungssysteme sind Netzverstärkungsmaßnahmen von Conneforde über Unterweser nach Ganderkesee notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

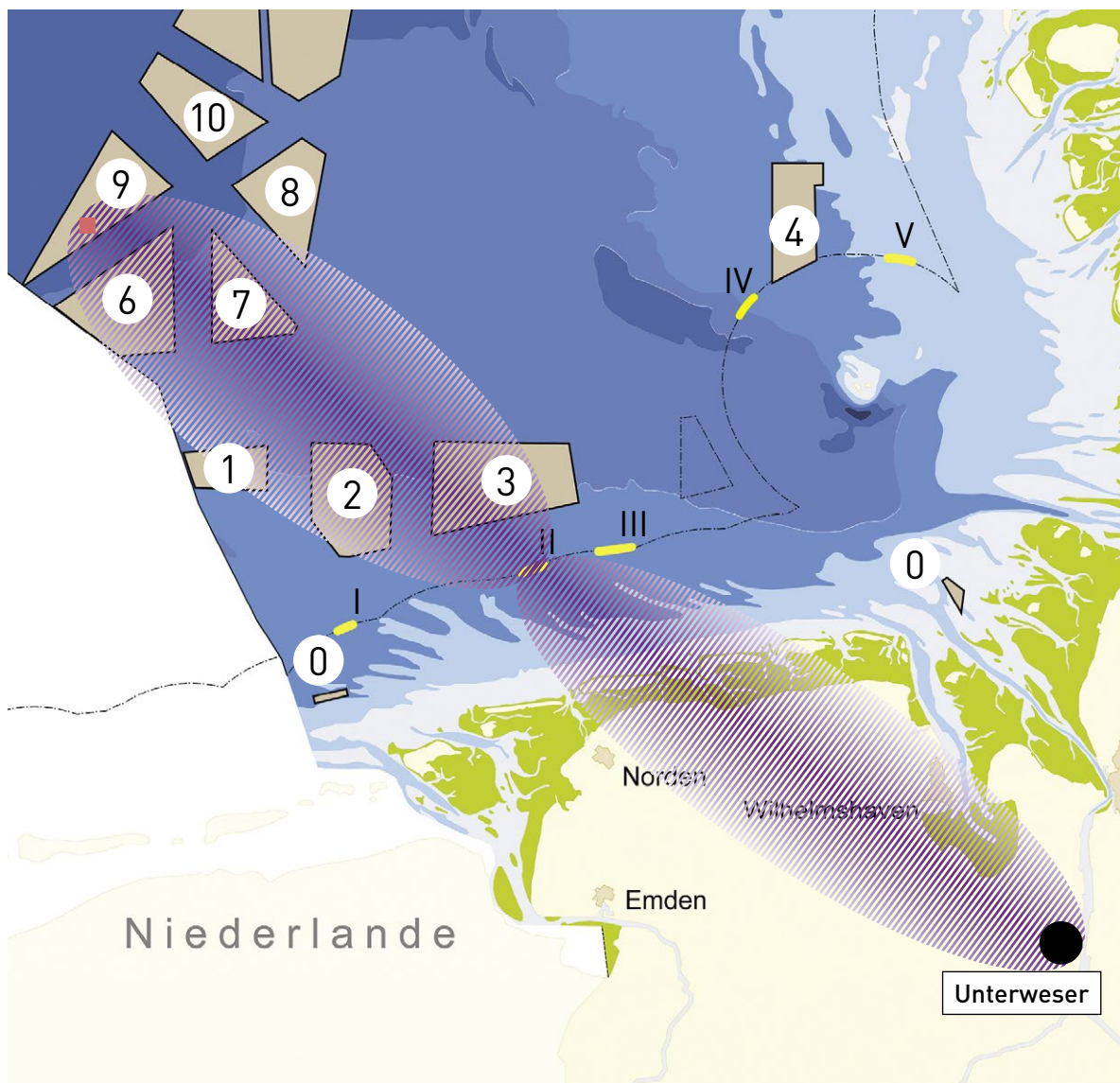
Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 in Betracht kommen, an dem bereits die beiden DC-Netzanbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-12-1 vorgesehen sind. Der zusätzliche Anschluss von NOR-9-1 mit 1.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Zudem kann das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 erst ab dem Jahr 2030 in Betracht gezogen werden.



Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-9-1 an die NVP Halbmond oder Emden/Ost an. Bei einem Anschluss am NVP Halbmond ist die Trassenlänge kürzer. Aufgrund der im NEP 2030 (2017) beschriebenen erwarteten Verzögerung des Leitungsprojekts P20, Netzausbau Emden – Halbmond wird diese Alternative zum jetzigen Zeitpunkt verworfen. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei DC-Netzanbindungssystemen mit jeweils 900 MW geplant ist. Der zusätzliche Anschluss von NOR-9-1 mit 1.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekoppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-9-1 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.



NOR-9-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-9-2 (BalWin2)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 9 (Zone 3). *Der Netzverknüpfungspunkt (NVP) befindet sich im Bereich Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln (entweder Erweiterung des bestehenden NVP Westerkappeln oder Errichtung eines neuen NVP im Suchraum der Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln) in Nordrhein-Westfalen.*

Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von 1.000 MW ausgelegt. Die Übertragungsleistung ist eine Annahme der Übertragungsnetzbetreiber, die im Flächenentwicklungsplan (FEP) zukünftig festgelegt werden muss.

Das Projekt wurde zur Erreichung der installierten Offshore-Leistung bereits in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 berücksichtigt. Mit Blick auf die lange landseitige Trasse und damit verbundenen Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten ist eine Inbetriebnahme des Offshore-Anbindungssystem allerdings erst nach 2030 realistisch.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Diese Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer zum NVP geführt.

In Gebiet 9 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 2.000 MW bis max. 2.300 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch die beiden geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-9-2.

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin2)	ca. 360 km	nach 2025 / nach 2030	nach 2025 / nach 2030	nach 2025 / nach 2030	nach 2025 / nach 2030	

Das Netzanbindungssystem NOR-9-2 wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des Offshore-Windparks befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-9-2 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans noch keine Ausschreibungstermine bekannt.



Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windparks im Gebiet 9 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 1.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor II gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

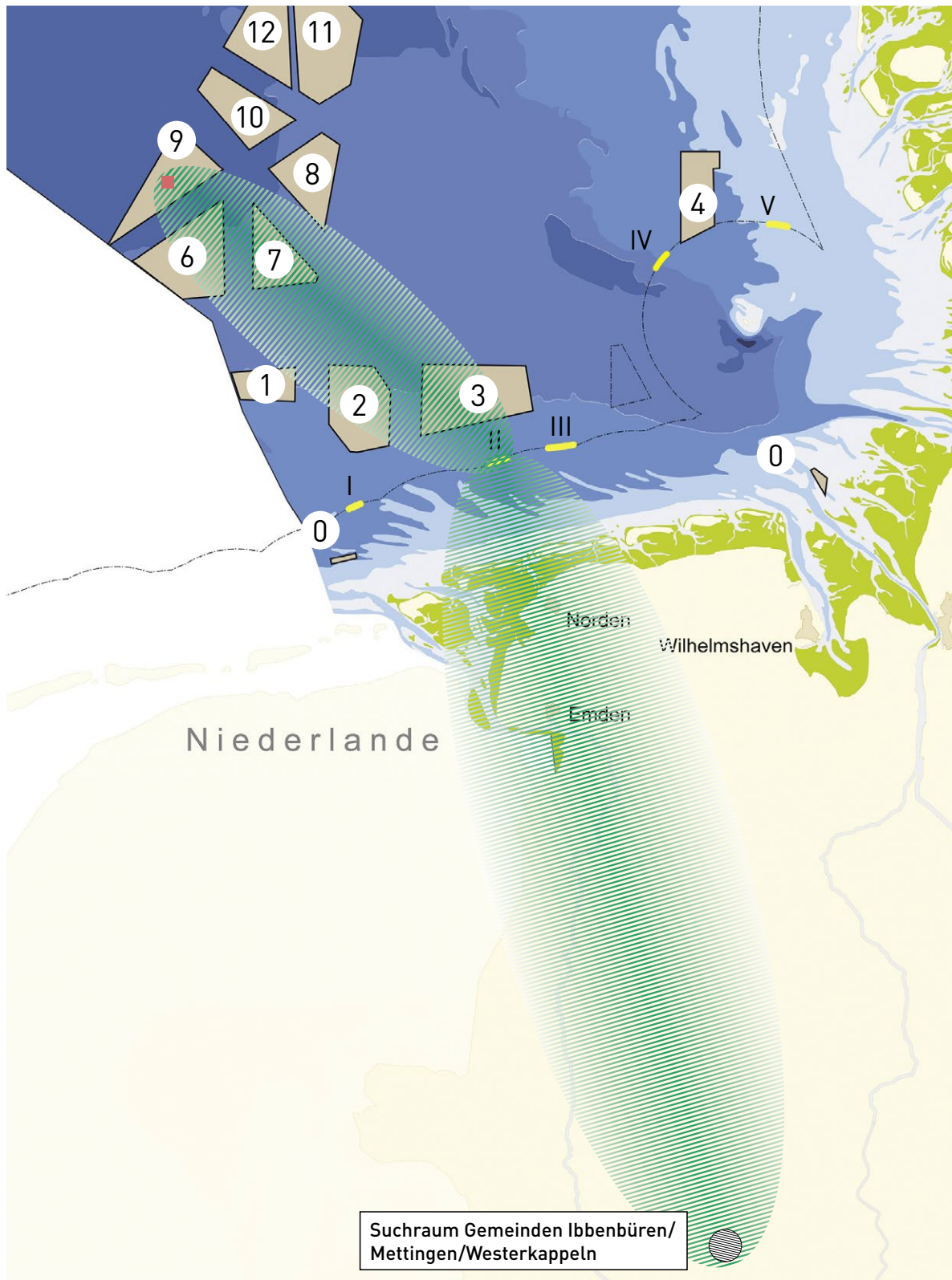
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene existierende Netzverknüpfungspunkte sind bereits durch den Anschluss anderer DC-Netzanbindungssysteme hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher Restriktionen für den geplanten Inbetriebnahme-Zeitpunkt des Projekts nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene Netzverknüpfungspunkte hätten eine längere landseitige Kabeltrasse. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einem möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP vorzuziehen. In den Netzanalysen wurde das Offshore-Netzanbindungssystem in die Umspannanlage (UA) Westerkappeln eingebunden. *Zum zweiten Entwurf wurde als NVP der Suchraum der Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln festgelegt. Es wird weiter geprüft, ob eine Integration in die bestehende UA Westerkappeln möglich oder der Neubau einer UA mit Einbindung in die bestehende 380 kV-Leitung zwischen Ibbenbüren und Westerkappeln erforderlich ist. Der Einfluss im Falle des Neubaus einer UA auf den überregionalen Leistungsfluss ist vernachlässigbar. Beide Varianten sind aus elektrotechnischer Sicht gut geeignet.*



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-9-2 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.



NOR-10-1
DC-Netzanbindungssystem NOR-10-1 (BalWin4)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 10 (Zone 3). *Der Netzverknüpfungspunkt (NVP) befindet sich im Bereich Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln (entweder Erweiterung des bestehenden NVP Westerkappeln oder Errichtung eines neuen NVP im Suchraum der Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / in Westerkappeln) in Nordrhein-Westfalen.*

Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von 1.000 MW ausgelegt. Die Übertragungsleistung ist eine Annahme der Übertragungsnetzbetreiber, die im Flächenentwicklungsplan (FEP) zukünftig festgelegt werden muss.

Das Projekt wurde zur Erreichung der installierten Offshore-Leistung bereits im Szenario A 2030 berücksichtigt. Mit Blick auf die lange landseitige Trasse und damit verbundenen Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten ist eine Inbetriebnahme des Offshore-Anbindungssystem allerdings erst nach 2030 realistisch.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor II durch das Küstenmeer zum NVP geführt.

In Gebiet 10 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 1.600 MW bis max. 1.900 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch die beiden geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-10-1 und NOR-10-2.

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M231	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin4)	ca. 370 km	nach 2025 / nach 2030			nach 2025 / nach 2030	

Das Netzanbindungssystem NOR-10-1 wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des Offshore-Windparks befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-10-1 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans noch keine Ausschreibungstermine bekannt.



Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windparks im Gebiet 10 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 1.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor II gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

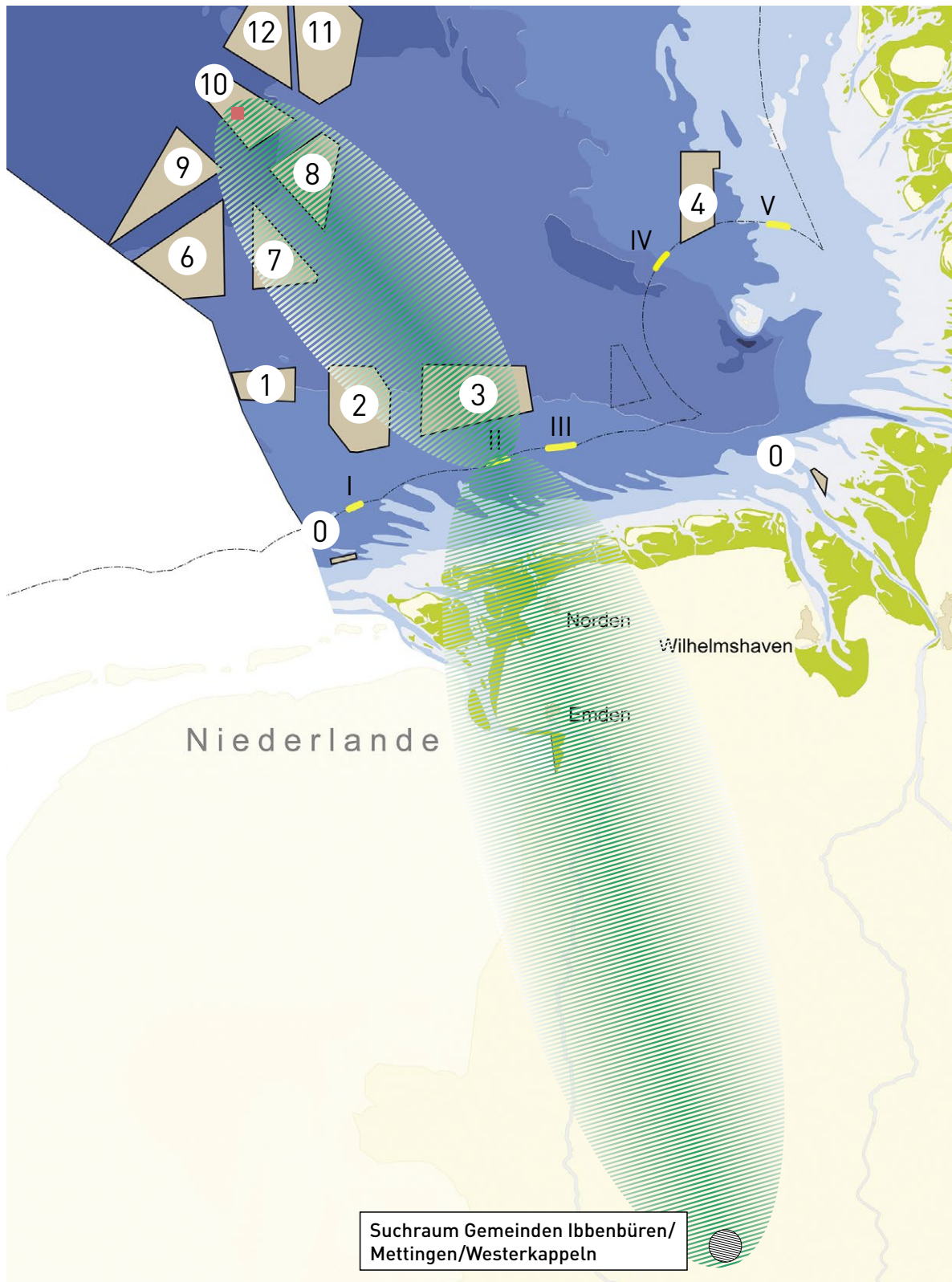
Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene existierende Netzverknüpfungspunkte sind bereits durch den Anschluss anderer DC-Netzanbindungssysteme hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher Restriktionen für den geplanten Inbetriebnahme-Zeitpunkt des Projekts nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene Netzverknüpfungspunkte hätten eine längere landseitige Kabeltrasse. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einem möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP vorzuziehen. In den Netzanalysen wurde das Offshore-Netzanbindungssystem in die Umspannanlage (UA) Westerkappeln eingebunden. *Zum zweiten Entwurf wurde als NVP der Suchraum der Gemeinden Ibbenbüren / Mettingen / Westerkappeln festgelegt. Es wird weiter geprüft, ob eine Integration in die bestehende UA Westerkappeln möglich oder der Neubau einer UA mit Einbindung in die bestehende 380 kV-Leitung zwischen Ibbenbüren und Westerkappeln erforderlich ist. Der Einfluss im Falle des Neubaus einer UA auf den überregionalen Leistungsfluss ist vernachlässigbar. Beide Varianten sind aus elektrotechnischer Sicht gut geeignet.*



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-10-1 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.



NOR-10-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-10-2 (BalWin3)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 10 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Heide/West in Schleswig-Holstein. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von 1.000 MW ausgelegt. Die Übertragungsleistung ist eine Annahme der Übertragungsnetzbetreiber, die im Flächenentwicklungsplan (FEP) festgelegt werden muss.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch das vorgesehene 155-kV-Anbindungskonzept durch mehrere Maßnahmen. Die erste Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Heide/West sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor IV bzw. V durch das Küstenmeer zum NVP Heide/West geführt. Die weiteren Maßnahmen umfassen die Realisierung von gebietsübergreifenden AC-Anschlüssen für im nördlichen Teil von Gebiet 8 gelegene OWP und die Realisierung von AC-Anschlüssen für im Gebiet 10 gelegene OWP.

In Gebiet 10 wird insgesamt eine installierte Erzeugungleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 1.600 MW bis max. 1.900 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch zwei Netzanbindungssysteme: die beiden geplante DC-Netzanbindungssysteme NOR-10-1 und NOR-10-2.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-10-2 an den NVP Heide/West steht im Zusammenhang mit den landseitigen *Netzausbaumaßnahmen (TTG-P25 und P25) an der Westküste Schleswig-Holsteins (sog. Westküstenleitung) zwischen Süderdonn – Heide/West – Husum/Nord* und der HGÜ-Maßnahme DC21 (HGÜ-Verbindung Heide/West-Wilhelmshaven2-Uentrop).

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M232	HGÜ-Verbindung NOR-10-2 (BalWin3)	ca. 230 km	2024/2029	2025/2030	2025/2030	2025/2030	
M237	AC-Anschluss	ca. 13 km	x	x	x	x	
M238	AC-Anschluss	ca. 13 km	x	x	x	x	
M239	AC-Anschluss	ca. 13 km	x	x	x	x	
M240	AC-Anschluss	ca. 13 km	x	x	x	x	
M241	AC-Anschluss	ca. 13 km	x	x	x	x	



Das Netzanbindungssystem NOR-10-2 wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans als 155-kV-Anbindungskonzept ausgeführt. Für die Trassenlänge der AC-Anschlüsse in der Nordsee werden *vorbehaltlich der Angaben im FEP* durchschnittlich 13 km angenommen. Je nach Aufteilung der Übertragungskapazität auf einzelne OWP sind 5 bis 6 AC-Anschlüsse erforderlich. Die tatsächliche Anzahl der AC-Anschlüsse, die Termine und die exakte Trassenlänge können erst angegeben werden, wenn die *Festlegungen im FEP und die Zuweisung der Netzanschlusskapazität an OWP* durch die Bundesnetzagentur erfolgt ist. Bis zu diesem Zeitpunkt sind die AC-Anschlüsse hier nur nachrichtlich dargestellt.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-10-2 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans noch keine Ausschreibungstermine bekannt.

Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen in den Gebieten 8 und 10 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 1.000 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor IV bzw. V gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans ergibt sich eine Anlandung in Schleswig-Holstein. Es wird Heide/West als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-10-2 freie Kapazität zur Verfügung steht. Des Weiteren ist, sofern eine Trassenführung im Schleswig-Holsteinischen Küstenmeer möglich ist, aus räumlichen Gesichtspunkten die Anbindung des Netzanbindungssystems NOR-10-2 in Schleswig-Holstein gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans am vorzugswürdigsten. Unabhängig von der Wahl von Heide/West als NVP für Offshore-Netzanbindungssysteme sind Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen in der Region Heide/West notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend den technischen Planungsgrundsätzen des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).



Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore-Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-10-2 an den NVP Kreis Segeberg an. Bei einem Anschluss an den NVP Kreis Segeberg ist allerdings eine deutlich längere landseitige Kabeltrasse (ca. 100 km) mit entsprechenden Kosten zu berücksichtigen.

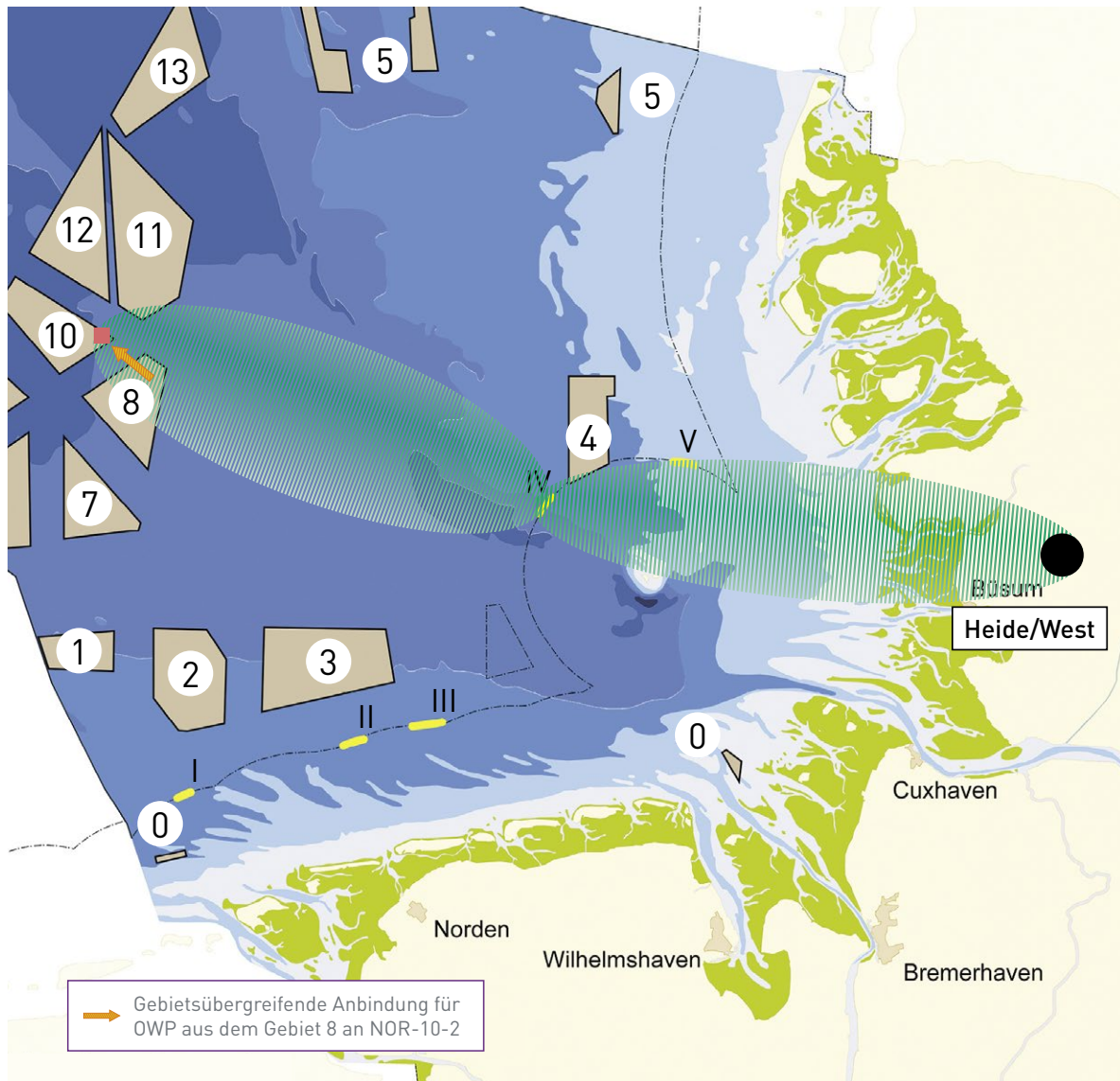
Als alternativer Netzverknüpfungspunkt wäre das Umspannwerk Büttel theoretisch geeignet. Das Umspannwerk Büttel wurde im Jahr 2012 als Schaltanlage zur Netzanbindung von Offshore-Windparks errichtet. Es sind bisher die drei DC-Netzanbindungssysteme NOR-4-1 (HelWin1), NOR-4-2 (HelWin2) und NOR-5-1 (SylWin1) in der Anlage angeschlossen. Langfristig ist die Anbindung eines vierten DC-Netzanbindungssystems NOR-7-2 (BorWin6) vorgesehen. Der zusätzliche Anschluss von NOR-10-2 mit 1.000 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf.

Als alternativer Netzverknüpfungspunkt wäre zudem das Umspannwerk Brunsbüttel grundsätzlich geeignet. Im UW Brunsbüttel ist bereits eine HGÜ-Verbindung mit 2 GW vorgesehen (DC3). Diese HGÜ-Verbindung ist notwendig, um die entlang der Westküstenleitung eingespeiste Windenergie und teilweise Offshore-Windenergie aus der Nordsee (NVP Büttel) nach Süden abzutransportieren. Der Anschluss von Offshore-Netzanbindungssystemen im UW Brunsbüttel erfordert jedoch mehr DC-Übertragungskapazität. Eine zusätzliche HGÜ-Verbindung wäre erforderlich.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-10-2 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.



NOR-11-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-11-1 (LanWin3)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 11 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Wilhelmshaven 2 in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von 1.100 MW vorbehaltlich der technologischen Weiterentwicklung ausgelegt. Die Übertragungsleistung ist eine Annahme der Übertragungsnetzbetreiber, die im Flächenentwicklungsplan (FEP) festgelegt werden muss.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Wilhelmshaven 2 sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor III durch das Küstenmeer zum NVP Wilhelmshaven 2 geführt.

In Gebiet 11 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 3.500 MW bis max. 4.100 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch drei Netzanbindungssysteme: die beiden geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-11-2, sowie das *im aktuellen Stand des Flächenentwicklungsplan informatorisch enthaltene, im NEP 2030 (2019) jedoch noch nicht vorgesehene* DC-Netzanbindungssystem NOR-11-3.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-11-1 an den NVP Wilhelmshaven 2 steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P66 Netzausbau Wilhelmshaven-Conneforde und P175 Wilhelmshaven2-Fedderwarden-Conneforde/Ost sowie der *HGÜ-Maßnahme DC25 (HGÜ-Verbindung Wilhelmshaven 2 - Polsum) und der HGÜ-Maßnahme DC21 (HGÜ-Verbindung Heide/West - Wilhelmshaven 2 - Uentrop).*

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M39	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	ca. 245 km				2029/2034	

Das Netzanbindungssystem NOR-11-1 wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des Offshore-Windparks befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-11-1 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans noch keine Ausschreibungstermine bekannt.



Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 11 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 1.100 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor III gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Wilhelmshaven 2 als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-11-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Wilhelmshaven 2 als NVP für Offshore-Netzanbindungssysteme sind zusätzliche Netzausbaumaßnahmen aus der Region nordwestliches Niedersachsen in Richtung der Lastschwerpunkte im Süden notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend den technischen Planungsgrundsätzen des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 ist für die Anbindung von mindestens zwei DC-Netzanbindungssystemen geplant. NOR-11-1 ist das zweite der in Wilhelmshaven 2 geplanten DC-Netzanbindungssysteme. Weiterhin ist es vorgesehen, mit der Errichtung des Umspannwerks Wilhelmshaven 2 die noch bestehende 220-kV-Netzstruktur im Raum Wilhelmshaven abzulösen und durch 380 kV zu ersetzen. Dies stellt eine Verbesserung der Netzstruktur im Raum Wilhelmshaven dar.

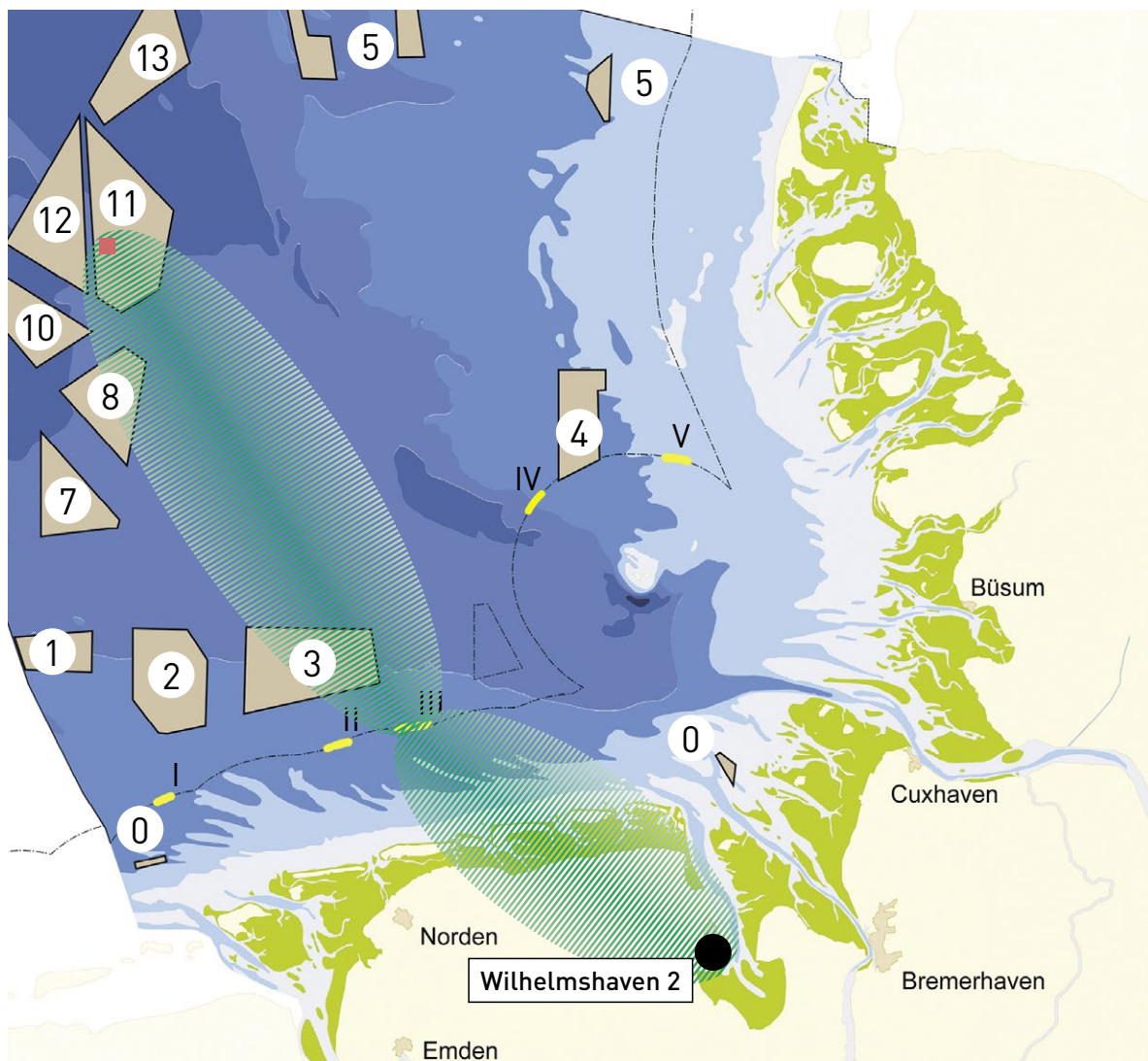


Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Unterweser in Betracht kommen, an dem bereits die beiden DC-Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-11-2 vorgesehen sind. Der zusätzliche Anschluss von NOR-11-1 mit 1.100 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf.

Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-11-1 an die NVP Halbmond oder Emden/Ost an. Bei einem Anschluss am NVP Halbmond ist die Trassenlänge kürzer. Aufgrund der im NEP 2030 (2017) beschriebenen erwarteten Verzögerung des Leitungsprojekts P20, Netzausbau Emden – Halbmond wird diese Alternative zum jetzigen Zeitpunkt verworfen. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei DC-Netzanbindungssystemen mit jeweils 900 MW geplant ist. Der zusätzliche Anschluss von NOR-11-1 mit 1.100 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-11-1 wurde bereits im O-NEP 2013, 2014, 2025 und 2030 (2017) identifiziert.



NOR-11-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-11-2 (LanWin4)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 11 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Unterweser in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von 1.200 MW vorbehaltlich der technologischen Weiterentwicklung ausgelegt. Die Übertragungsleistung ist eine Annahme der Übertragungsnetzbetreiber, die im Flächenentwicklungsplan (FEP) festgelegt werden muss.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Unterweser sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor III durch das Küstenmeer zum NVP Unterweser geführt.

In Gebiet 11 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 3.500 MW bis max. 4.100 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch drei Netzanbindungssysteme: die beiden geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-11-2, sowie das *im aktuellen Stand des Flächenentwicklungsplan informatorisch enthaltene, im NEP 2030 (2019) jedoch noch nicht vorgesehene* DC-Netzanbindungssystem NOR-11-3.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-11-2 an den NVP Unterweser steht im Zusammenhang mit der landseitigen Maßnahme P22 Netzverstärkung Conneforde-Unterweser-Elsfleth/West-Ganderkesee.

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M242	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	ca. 275 km				2030/2035	

Das Netzanbindungssystem NOR-11-2 wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des Offshore-Windparks befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-11-2 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans noch keine Ausschreibungstermine bekannt.



Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 11 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 1.200 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor III gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Unterweser als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-11-2 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Unterweser als NVP für Offshore-Netzanbindungssysteme sind Netzverstärkungsmaßnahmen von Conneforde über Unterweser nach Ganderkesee notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend den technischen Planungsgrundsätzen des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 in Betracht kommen, an dem bereits die beiden DC-Netzanbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-12-1 vorgesehen sind. Der zusätzliche Anschluss von NOR-11-2 mit 1.200 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf. Zudem kann das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 erst ab dem Jahr 2030 in Betracht gezogen werden.

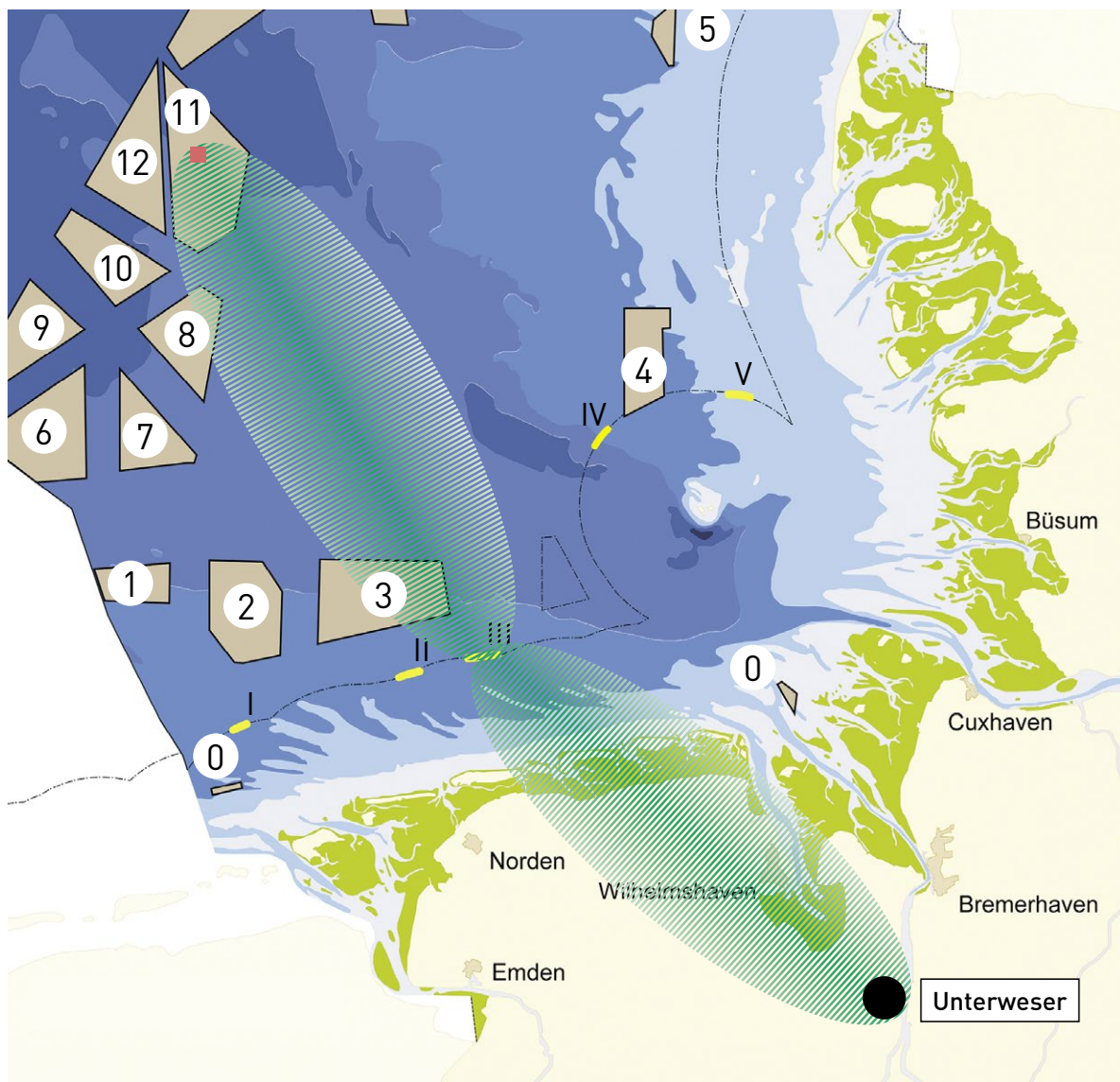
Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-11-2 an die NVP Halbmond oder Emden/Ost an. Bei einem Anschluss am NVP Halbmond ist die Trassenlänge kürzer. Aufgrund der im NEP 2030 (2017), beschriebenen erwarteten Verzögerung des Leitungsprojekts P20, Netzausbau Emden – Halbmond wird diese Alternative zum jetzigen Zeitpunkt verworfen. Der Anschluss am



NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei DC-Netzanbindungssystemen mit jeweils 900 MW geplant ist. Der zusätzliche Anschluss von NOR-11-2 mit 1.200 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-11-2 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.



NOR-12-1 DC-Netzanbindungssystem NOR-12-1 (LanWin1)

Übertragungsnetzbetreiber: TenneT

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 12 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) Wilhelmshaven 2 in Niedersachsen. Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von 1.200 MW vorbehaltlich der technologischen Weiterentwicklung ausgelegt. Die Übertragungsleistung ist eine Annahme der Übertragungsnetzbetreiber, die im Flächenentwicklungsplan (FEP) festgelegt werden muss.

Die Umsetzung des Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP Wilhelmshaven 2 sowie der landseitigen Konverterstation. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor III durch das Küstenmeer zum NVP Wilhelmshaven 2 geführt.

In Gebiet 12 wird insgesamt eine installierte Erzeugungleistung durch Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von ca. 2.400 MW bis max. 2.800 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch zwei Netzanbindungssysteme: die beiden geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-12-1 und NOR-12-2.

Der Anschluss des Netzanbindungssystems NOR-12-1 an den NVP Wilhelmshaven 2 steht im Zusammenhang mit den landseitigen Maßnahmen P66 Netzausbau Wilhelmshaven-Conneforde und P175 Netzausbau Wilhelmshaven2-Fedderwarden-Conneforde/Ost sowie der HGÜ-Maßnahme DC25 (HGÜ-Verbindung Wilhelmshaven 2 - Polsum) und der HGÜ-Maßnahme DC21 (HGÜ-Verbindung Heide/West-Wilhelmshaven2-Uentrop).

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M243	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	ca. 245 km	2025/2030			2027/2032	

Das Netzanbindungssystem NOR-12-1 wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des Offshore-Windparks befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-12-1 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans noch keine Ausschreibungstermine bekannt.



Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windenergieanlagen im Gebiet 12 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 1.200 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor III gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen. Es wird Wilhelmshaven 2 als NVP gewählt, weil es das nächstgelegene Umspannwerk ist, an dem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems NOR-12-1 freie Kapazität zur Verfügung steht. Unabhängig von der Wahl von Wilhelmshaven 2 als NVP für Offshore-Netzanbindungssysteme sind zusätzliche Netzausbaumaßnahmen aus der Region nordwestliches Niedersachsen in Richtung der Lastschwerpunkte im Süden notwendig.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend den technischen Planungsgrundsätzen des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnisnetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Das Umspannwerk Wilhelmshaven 2 ist für die Anbindung von mindestens zwei DC-Netzanbindungssystemen geplant. NOR-12-1 ist das erste der in Wilhelmshaven 2 geplanten DC-Netzanbindungssysteme. Weiterhin ist es vorgesehen, mit der Errichtung des Umspannwerks Wilhelmshaven 2 die noch bestehende 220-kV-Netzstruktur im Raum Wilhelmshaven abzulösen und durch 380 kV zu ersetzen. Dies stellt eine Verbesserung der Netzstruktur im Raum Wilhelmshaven dar.

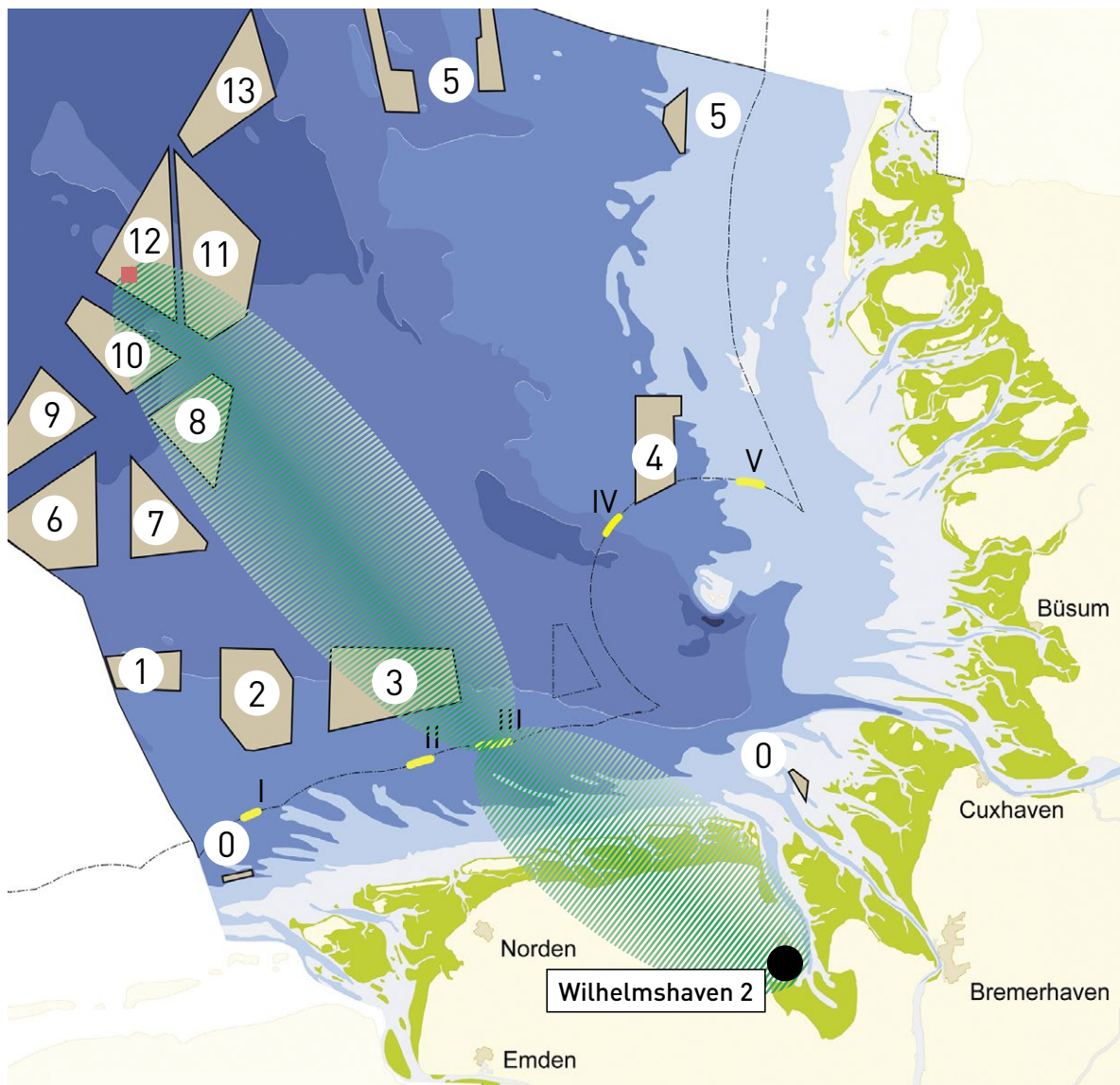
Als alternativer NVP würde das Umspannwerk Unterweser in Betracht kommen, an dem bereits die beiden DC-Netzanbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-11-2 vorgesehen sind. Der zusätzliche Anschluss von NOR-12-1 mit 1.200 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf.



Aus räumlichen Gründen bietet sich der Anschluss des DC-Netzanbindungssystems NOR-12-1 an die NVP Halbmond oder Emden/Ost an. Bei einem Anschluss am NVP Halbmond ist die Trassenlänge kürzer. Aufgrund der im NEP 2030 (2017), beschriebenen erwarteten Verzögerung des Leitungsprojekts P20, Netzausbau Emden – Halbmond wird diese Alternative zum jetzigen Zeitpunkt verworfen. Der Anschluss am NVP Emden/Ost ist ebenfalls nicht möglich, da am dortigen Umspannwerk der Anschluss von bereits drei DC-Netzanbindungssystemen mit jeweils 900 MW geplant ist. Der zusätzliche Anschluss von NOR-12-1 mit 1.200 MW in dieser Schaltanlage würde das UCTE-Kriterium verletzen, laut dem der Ausfall von gekuppelten Sammelschienen nicht zu einem Erzeugungsausfall von mehr als 3.000 MW führen darf.

Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-12-1 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.



NOR-12-2 DC-Netzanbindungssystem NOR-12-2 (LanWin2)

Übertragungsnetzbetreiber: Amprion

Nr. TYNDP 2018: -

Beschreibung des geplanten Projekts

Ziel des Projekts ist die Anbindung von Offshore-Windparks (OWP) in der Nordsee im Gebiet 12 (Zone 3) an den Netzverknüpfungspunkt (NVP) in Wehrendorf in Niedersachsen.

Die Netzanbindung wird in HGÜ-Technik realisiert und ist für eine Übertragungsleistung von 1.200 MW vorbehaltlich der technologischen Weiterentwicklung ausgelegt. Die Übertragungsleistung ist eine Annahme der Übertragungsnetzbetreiber, die im Flächenentwicklungsplan (FEP) zukünftig festgelegt werden muss.

Das Projekt wurde zur Erreichung der installierten Offshore-Leistung bereits im Szenario A 2030 berücksichtigt. Mit Blick auf die lange landseitige Trasse und damit verbundene Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten ist eine Inbetriebnahme des Offshore-Anbindungssystem allerdings erst nach 2030 realistisch.

Die Umsetzung des gesamten Projekts erfolgt durch das vorgesehene 66-kV-Direktanbindungskonzept durch eine Maßnahme. Die Maßnahme umfasst die Realisierung der Offshore-Konverterplattform, der HGÜ-Kabelverbindung zwischen der Offshore-Konverterplattform und dem genannten NVP sowie der landseitigen Konverterstation und der Anbindungsleitung in das bestehende 380-kV-AC-Netz von Amprion. Hierbei wird das DC-Kabelsystem von der Konverterplattform in der ausschließlichen Wirtschaftszone über den Grenzkorridor III durch das Küstenmeer zum NVP geführt.

In Gebiet 12 wird insgesamt eine installierte Erzeugungsleistung an Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von etwa 2.400 MW bis max. 2.800 MW erwartet. Die Erschließung erfolgt voraussichtlich durch die beiden geplanten DC-Netzanbindungssysteme NOR-12-1 und NOR-12-2.

M-Nr.	M-Name	Trassenlänge	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung)				Umsetzungsstand (Kategorien siehe Kapitel 6)
			A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	
M233	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	ca. 380 km	nach 2025 / nach 2030			nach 2025 / nach 2030	

Das Netzanbindungssystem NOR-12-2 wird gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans als 66-kV-Direktanbindungskonzept ausgeführt. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Konverterplattform des ÜNB verbunden. Für die erforderlichen 66-kV-Kabel in diesem Konzept sind keine Maßnahmen aufgeführt, da sich diese nach den Festlegungen gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans im Eigentum des Offshore-Windparks befinden.

Für die Leistungen der Flächen, die durch das Netzanbindungssystem NOR-12-2 angeschlossen werden, sind nach aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans noch keine Ausschreibungstermine bekannt.



Begründung des geplanten Projekts

Das Projekt ist erforderlich, um die durch Offshore-Windparks im Gebiet 12 erzeugte Leistung abzuführen. Die Ausführung dieses Projekts in DC-Technologie mit einer Übertragungsleistung von 1.200 MW ermöglicht einen bedarfsgerechten Offshore-Netzausbau unter optimaler Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Trassenräume.

Durch die Führung des DC-Kabelsystems durch den Grenzkorridor III gemäß aktuellem Stand des Flächenentwicklungsplans ergibt sich eine Anlandung im nordwestlichen Niedersachsen.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Als anderweitige Planungsmöglichkeiten werden von den Übertragungsnetzbetreibern anderweitige Technologiekonzepte, die Gesamtplanalternativen, die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie alternative Netzverknüpfungspunkte betrachtet. Die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte ist projektbezogen und kann sich daher im Umfang unterscheiden.

Anderweitige Technologiekonzepte und Gesamtplanalternativen

Die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber setzen die einzelnen Maßnahmen in AC- oder DC-Technologie entsprechend der technischen Planungsgrundsätze des aktuellen Stands des Flächenentwicklungsplans um. Kapitel 3.1 des Netzentwicklungsplans (NEP) führt die diesbezüglichen Abwägungen aus.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten auch dadurch dargestellt, dass im NEP ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen unterschiedliche Szenarien und dem folgend verschiedene Ergebnismetze als Gesamtplanalternativen möglich sind. Die im Szenariorahmen definierten Szenarien führen im Ergebnis des NEP jedoch nicht zu verschiedenen Gesamtplanalternativen, da auch bei geringeren Ausbaupfaden bis 2030 davon auszugehen ist, dass der Ausbau der Offshore-Windenergieanlagen auch nach 2030 fortgesetzt wird (vgl. Kapitel 3.1).

Prüfung nach NOVA

Die im NEP erfolgende Prüfung nach NOVA ist für Offshore Maßnahmen im NEP nicht anwendbar, da es sich bei den ausgewiesenen Maßnahmen im Zubau-Offshorenetz durchgängig um Neubauten handelt. Es bestehen somit keine Möglichkeiten zur Durchführung von Netzoptimierungen bzw. Netzverstärkungen.

Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte

Weiter nördlich gelegene existierende Netzverknüpfungspunkte sind bereits durch den Anschluss anderer DC-Netzanbindungssysteme hoch ausgelastet oder kommen aufgrund baulicher Restriktionen für den geplanten Inbetriebnahme-Zeitpunkt des Projekts nicht in Betracht. Weiter südlich gelegene Netzverknüpfungspunkte hätten eine längere landseitige Kabeltrasse. Daher ist mit Blick auf eine kosteneffiziente Anbindung und einem möglichst geringen Trassenraum der gewählte NVP Wehrendorf vorzuziehen. In den Netzanalysen wurde das Offshore-Netzanbindungssystem in die Umspannanlage Wehrendorf eingebunden. Dieser Netzverknüpfungspunkt ist aus elektrotechnischer Sicht gut geeignet. Die Realisierbarkeit muss jedoch weiter geprüft werden. Alternativ käme der Neubau einer Schaltanlage im Umkreis von Wehrendorf in Betracht.



Bisherige Bestätigung des Projekts

Das Projekt NOR-12-2 wurde im NEP 2030 (2019) erstmalig identifiziert.

