



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Überarbeitete Fassung

ANHANG

NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2012

2. ÜBERARBEITETER ENTWURF DER
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

INHALTSVERZEICHNIS ANHANG

9 ANHANG	190
9.1 Darstellung der Maßnahmen	190
9.1.1 Startnetz	190
9.1.1.1 Startnetzmaßnahmen 50Hertz	191
9.1.1.2 Startnetzmaßnahmen Amprion	205
9.1.1.3 Startnetzmaßnahmen TenneT.	251
9.1.1.4 Startnetzmaßnahmen TransnetBW.	267
9.1.2 Ergebnismaßnahmen	280
9.2 Vorgehensweise zur Bestimmung der Korridorlängen	382
9.3 Kostenschätzungen	384
9.4 Glossar	385
9.5 Abkürzungsverzeichnis	396
9.6 Literaturverzeichnis	399

9 ANHANG

9.1 DARSTELLUNG DER MASSNAHMEN

Die in den folgenden Karten dargestellten Neubaumaßnahmen entsprechen nicht den in öffentlich-rechtlichen Verfahren festgestellten Trassenverlaufvarianten, sondern geben die Übertragungsbedarfe zwischen zwei Netzknoten an. Sie dienen lediglich einer Orientierung.

9.1.1 Startnetz

Im Folgenden werden die Startnetzmaßnahmen der vier Übertragungsnetzbetreiber, gegliedert nach den Unternehmen, einzeln dargestellt. Die Maßnahmen, die in den folgenden Karten eingezeichnet sind, werden farblich sowie durch Schraffuren bzw. vollflächige Linien nach Optimierung/Verstärkung und Neubau unterschieden. Die nachfolgende Legende gilt für alle Startnetzmaßnahmen:

LEGENDE



Trassenoptimierung



Anlagenverstärkung



Trassenneubau



Anlagenneubau

50HzT-001: Trassenneubau: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Lauchstädt-Redwitz (Südwestkuppelleitung, Systeme 1 und 2)

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität von Thüringen nach Bayern. Die Maßnahme wird in Zusammenarbeit von der 50Hertz und der TenneT TSO (TenneT) als neue 380-kV-Doppelleitung Lauchstädt – Redwitz inklusive erforderlicher Nebenanlagen realisiert (Südwestkuppelleitung, Systeme 1 und 2).

Die Notwendigkeit der Maßnahme wurde bereits in der dena-Netzstudie I ermittelt und in der dena-Netzstudie II bestätigt. Die Maßnahme ist ein europäisches Vorrangprojekt nach EU-Entscheidung Nr. 1364/2006 (Anhang I Nr. EL:7 und Anhang III Nr. 3.49), wurde im Rahmen der EU Initiative „North-South-Energy Interconnections“ als europäisches Vorrangprojekt 2011 nochmals bestätigt und wurde zudem im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG Nr. 4 der Anlage zu § 1 Abs. 1) als Pilotstrecke und als vordringlicher Bedarf gesetzlich festgeschrieben.

Die Maßnahme steht in engem Zusammenhang mit den Maßnahmen 50HzT-019 („Netzverstärkung Remptendorf – Redwitz“) und P55 („Blindleistungsanlagen Südwestraum“). Alle diese Maßnahmen dienen der Reduktion bestehender und erwarteter Engpässe zwischen 50Hertz und TenneT bzw. der Einhaltung der Spannungsbänder auch unter einem durch die höheren Lastflüsse hervorgerufenen erhöhten Blindleistungsbedarf in der Region.

Der 380-kV-Leitungsabschnitt Lauchstädt – Vieselbach ist bereits abgeschlossen, für den Abschnitt Vieselbach – Altenfeld liegt der Planfeststellungsbeschluss vor. Mit dem Bau der Leitung wurde begonnen. Für den Abschnitt Altenfeld – Redwitz ist das Raumordnungsverfahren abgeschlossen und das Planfeststellungsverfahren in der Vorbereitung. Der vollständige Abschluss der Maßnahme wird für 2015 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Auf Grund des Zubaus von EEG-Anlagen (insbesondere Windenergieanlagen) in der Regelzone der 50Hertz bei gleichzeitig tendenziell stagnierendem Verbrauch, insbesondere in den ostdeutschen Bundesländern, ist es zur Integration des Ferntransports der Energie aus erneuerbaren Energiequellen notwendig, die horizontale Übertragungskapazität im Netz der 50Hertz und regelzonenüberschreitend zum benachbarten Übertragungsnetzbetreiber TenneT zu erhöhen. Mit der Leitung Lauchstädt – Vieselbach – Altenfeld – Redwitz (TenneT) besteht die Möglichkeit, die Kapazität des Übertragungsnetzes in der betreffenden Region wesentlich zu erhöhen.

Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der beantragten Leitung bestünden zu bestimmten Zeiten zunehmende Übertragungseinschränkungen in der südöstlichen Region der Übertragungsnetze zwischen 50Hertz und TenneT. Dies hätte zur Folge, dass in dieser und in angrenzenden Regionen wiederholt Eingriffe in das Marktgeschehen notwendig sind und Strom aus Windenergieanlagen sowie Strom aus thermischen Kraftwerken daraufhin zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen werden müssten. Diese Anlagen würden in Konsequenz wirtschaftlich entwertet bzw. wären nicht gemäß den ausdrücklichen Zielstellungen von Politik und Gesetzgeber einsetzbar.

Durch die hohe Auslastung der bestehenden Leitungen in der Netzregion ist die (n-1)-Sicherheit dieser Verbindungen gefährdet. Netzberechnungen hierzu wurden bereits im Rahmen der Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (dena-Netzstudie I) durchgeführt. Die Ergebnisse sind in der Studie dokumentiert und werden dort im Kapitel 8.252 (52 dena (2005): dena-Netzstudie I, S.106 ff.) begründet und ausführlich dargestellt. Aus den damaligen Untersuchungen folgt, dass ohne die Trasse Lauchstädt – Vieselbach – Altenfeld – Redwitz (TenneT) für den Abschnitt Lauchstädt – Vieselbach, bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Wahle-Grohnde der verbleibende Stromkreis überlastet wird. Zudem wird bei Ausfall des Stromkreises 380-kV-Stromkreises Pulgar – Vieselbach der 2. Stromkreis Pulgar – Vieselbach überlastet. Auch für den Abschnitt Vieselbach-Altenfeld folgt, dass bei Ausfall des Stromkreises Röhrsdorf – Streumen der zweite Stromkreis Röhrsdorf – Streumen überlastet wird.

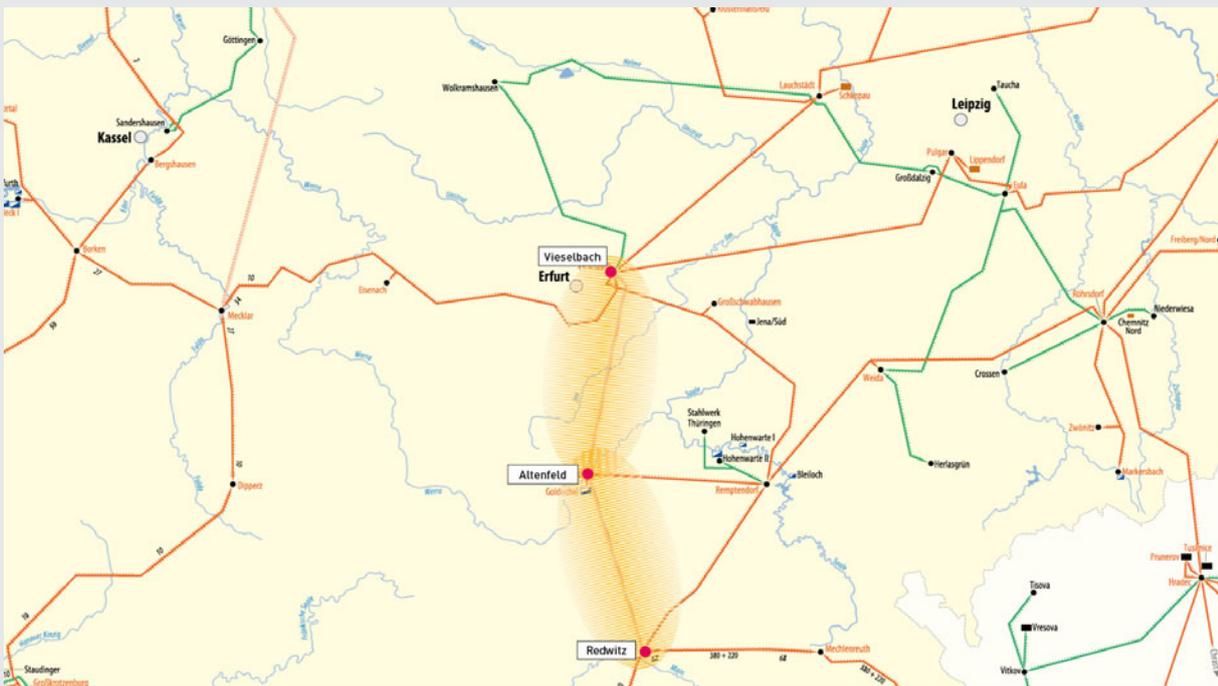
Für den Abschnitt Vieselbach – Altenfeld ergibt sich, dass bei Ausfall des Stromkreises Remptendorf – Kriegenbrunn der Stromkreis Remptendorf – Oberhaid mit überlastet wird.

Zusätzlich zur dena-Netzstudie I wurden im Genehmigungsverfahren Netzberechnungen durch die Fa. Consentec durchgeführt, welche den dringenden Bedarf der Südwestkuppelleitung bestätigen.

Die geplante Leitung zwischen den Umspannwerken Lauchstädt – Vieselbach – Altenfeld – Redwitz (TenneT) wird eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten und die Einspeisungen von regenerativen und konventionellen Kraftwerken schaffen. Die Untersuchungen zeigen, dass sie

STARTNETZMASSNAHMEN 50HERTZ

als Basismaßnahme in einer der Hauptlastflussrichtungen von Nordost-Südwest für die zukünftige Energieversorgung erforderlich ist. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Optimierungen im vorhandenen Netz, oder Neubauten außerhalb des Untersuchungsraumes kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck nicht sinnvoll erreicht werden, über die Südwestkuppelleitung hinaus sind noch weitere Maßnahmen zur Erfüllung der Übertragungsaufgaben notwendig. Die Verstärkung der parallel verlaufenden Leitung Remptendorf – Redwitz wird im Rahmen der Maßnahme 50HzT-019 bereits realisiert und ist bei den zugrundeliegenden Netzberechnungen bereits berücksichtigt. Das Vorhaben ist somit erforderlich.



50HzT-002: Trassenneubau: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Schwerin – Hamburg

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein. Die Maßnahme wird durch 50Hertz als neue 380-kV-Doppelleitung zwischen den Umspannwerken Görries und Krümmel realisiert.

Das Projekt ist ein europäisches Vorrangprojekt nach EU-Entscheidung Nr. 1364/2006 (Anhang I Nr. EL:7 und Anhang III Nr. 3.48) und ist zudem im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG Nr. 9 der Anlage zu § 1 Abs. 1) als Projekt vordringlichen Bedarfs festgestellt.

Der Teilabschnitt in Mecklenburg-Vorpommern ist abgeschlossen, für den Teilabschnitt in Schleswig-Holstein wurde der Planfeststellungsbeschluss am 20.04.2012 erlassen. Die Inbetriebnahme der 380-kV-Verbindung wird für Winter 2012/13 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

In der dena-Netzstudie I wird der Nutzen der Leitung Görries-Krümmel zur Vermeidung kritischer Netzzustände für den Zeitpunkt 2007 dokumentiert. Das Vorhaben dient der Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität im Norden der Regelzone der 50Hertz, insbesondere für den Ferntransport von erneuerbaren Energien.

Des Weiteren leistet die 380-kV-Neubauleitung einen wichtigen Beitrag einerseits zur Stabilisierung der Netzregion um Hamburg. Dies ist insbesondere nach der dauerhaften Abschaltung der Kernkraftwerke Krümmel und Brunsbüttel in Verbindung mit aktuellen Verzögerungen beim Ausbau konventioneller Kraftwerkskapazität in der Region von zentraler Bedeutung. Andererseits leistet die Leitung auch für den Nordraum der Regelzone von 50Hertz einen notwendigen Beitrag zur Stabilisierung, da sie u. a. mit der Erhöhung der Übertragungskapazität das Netz in dieser Region entlastet und zu einem schnelleren Netzwiederaufbau bei Störungen beiträgt.

Durch 50Hertz wurde ebenfalls untersucht, inwieweit andere Maßnahmen wie der Ausbau des 110-kV- oder 220-kV-Netzes zu einem vergleichbaren Ergebnis führen könnten. Jedoch können diese Netzausbaumaßnahmen nur in Verbindung mit deutlich höheren Kosten und einem deutlich umfangreicheren Raumeingriff zu einem nach den Kriterien des Leistungsflusses ansatzweise vergleichbaren Ergebnis führen. Sie stellen damit keine wirtschaftliche bzw. realisierbare Alternative dar.

Die 380-kV-Verbindung Schwerin-Hamburg (zwischen den Umspannwerken Görries und Krümmel) stellt die wirtschaftlichste Lösung für die erforderliche Netzverstärkung im Nordraum des Übertragungsnetzes von 50Hertz dar, die zugleich eine Verstärkung der Übertragungskapazität zu TenneT TSO in Schleswig-Holstein bewirkt.

Die Vollendung der 380-kV-Höchstspannungsleitung von Hamburg/Krümmel nach Schwerin muss höchste Priorität haben. Bereits im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurde durch den Gesetzgeber ein vordringlicher Bedarf für diese Leitung festgestellt. Insbesondere im Szenario „Starklast ohne Erzeugung aus Windenergieanlagen“ muss mit einem sehr niedrigen Spannungsniveau in Hamburg, Niedersachsen und Schleswig-Holstein gerechnet werden. Die für den Winter 2011/12 abgestimmten netztopologischen und HGÜ-Sondermaßnahmen sind nur als Übergangslösung zu sehen, die für den Winter 2012/13 ohne anderweitige Einschränkungen nicht verfügbar sein werden.⁶⁴

⁶⁴ Bundesnetzagentur (2011): Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekraftwerks im Sinne der Neuregelung des Atomgesetzes. Zusammenfassung

STARTNETZMASSNAHMEN 50HERTZ



50HzT-003: Trassenoptimierung und -neubau: 380-kV-Netzumstellung Uckermark Süd (Uckermarkleitung)**Beschreibung der geplanten Maßnahmen**

Das netztechnische Ziel der Maßnahmen ist die horizontale Übertragungskapazität im Netz der 50Hertz und regelzonenüberschreitend zum benachbarten Übertragungsnetzbetreiber PSE-O zu erhöhen.

Hierzu ist im Leitungsabschnitt Neuenhagen – Vierraden – Bertikow eine neue 380-kV-Doppelleitung auf neuer Trasse zu errichten. Die derzeit mit 220kV betriebene Leitung Vierraden – Krajnik ist auf deutscher Seite bereits überwiegend für den 380-kV-Betrieb gebaut und genehmigt worden. Lediglich der ca. drei Kilometer lange Leitungsabschnitt unmittelbar vor dem UW Vierraden ist dafür noch nicht entsprechend ausgelegt und muss deshalb neu errichtet werden. Somit sind im Einzelnen die folgenden Maßnahmen erforderlich:

- Erweiterung 380-kV-Anlage Neuenhagen um zwei Leitungsschaltfelder
- Errichtung 380-kV-Freileitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow (Vierraden als Einfacheinschleifung eingebunden)
- Neubau 380-kV-Anlage Vierraden
- Umrüstung der 220-kV-betriebenen Anlage Bertikow auf 380 kV (Anlage wurde für 380-kV-Betrieb vorbereitet)
- Neubau in bestehender Trasse 380-kV-Freileitung Vierraden – Krajnik.

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). Der Leitungsabschnitt Vierraden – Krajnik ist weiterhin in der EU-Liste der TEN-E-Projekte enthalten. Perspektivisch ist die Verlängerung des Leitungsabschnittes Neuenhagen – Vierraden – Bertikow bis Pasewalk und weiter bis nach Lubmin geplant. Hierdurch wird die Transportkapazität für die im Norden der Regelzone der 50Hertz eingespeisten EEG-Leistung (insbesondere On- und Offshore-Windenergie) geschaffen. Das Raumordnungsverfahren für diese Maßnahme ist abgeschlossen. Das Planfeststellungsverfahren läuft noch, so dass mit einem Abschluss der Maßnahme bis 2016 zu rechnen ist. Der Neubau in bestehender Trasse zwischen Vierraden und Krajnik kann voraussichtlich früher abgeschlossen werden, angestrebt wird hier ein Inbetriebnahmezeitraum um 2014.

Die Maßnahme ist ein europäisches Vorrangprojekt nach EU-Entscheidung Nr. 1364/2006 (Anhang I Nr. EL: 8 und Anhang II Nr. 2), wurde im Rahmen der EU Initiative „North-South-Energy Interconnections“ als europäisches Vorrangprojekt 2011 nochmals bestätigt und wurde zudem im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG Nr. 3 der Anlage zu § 1 Abs. 1) als vordringlicher Bedarf gesetzlich festgeschrieben.

Begründung der geplanten Maßnahme

Aufgrund der strukturellen Besonderheiten der Regelzone der 50Hertz, d.h. anwachsender Leistungsüberschuss aus regenerativer und konventioneller Erzeugung, kommt es zu ausgeprägten Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüssen, verbunden mit hohen Leistungstransporten in Richtung Südwest, aber auch zu hohen Belastungen des polnischen Übertragungsnetzes durch sogenannte Ringflüsse, weshalb auf polnischer Seite der Einsatz von Querregeltransformatoren beschlossen wurde.

Netzberechnungen wurden im Rahmen der dena-Netzstudie I durchgeführt. Die Ergebnisse sind in der Studie dokumentiert, und im Kapitel 8 dargelegt.

Dabei werden u. a. erhebliche Überlastungen der bestehenden 220-kV-Leitung Pasewalk – Vierraden ermittelt, die zeigen, dass die Spannungsebene 220kV für die Übertragungsaufgaben in dieser Region nicht mehr ausreicht und ein Strukturwechsel notwendig ist.

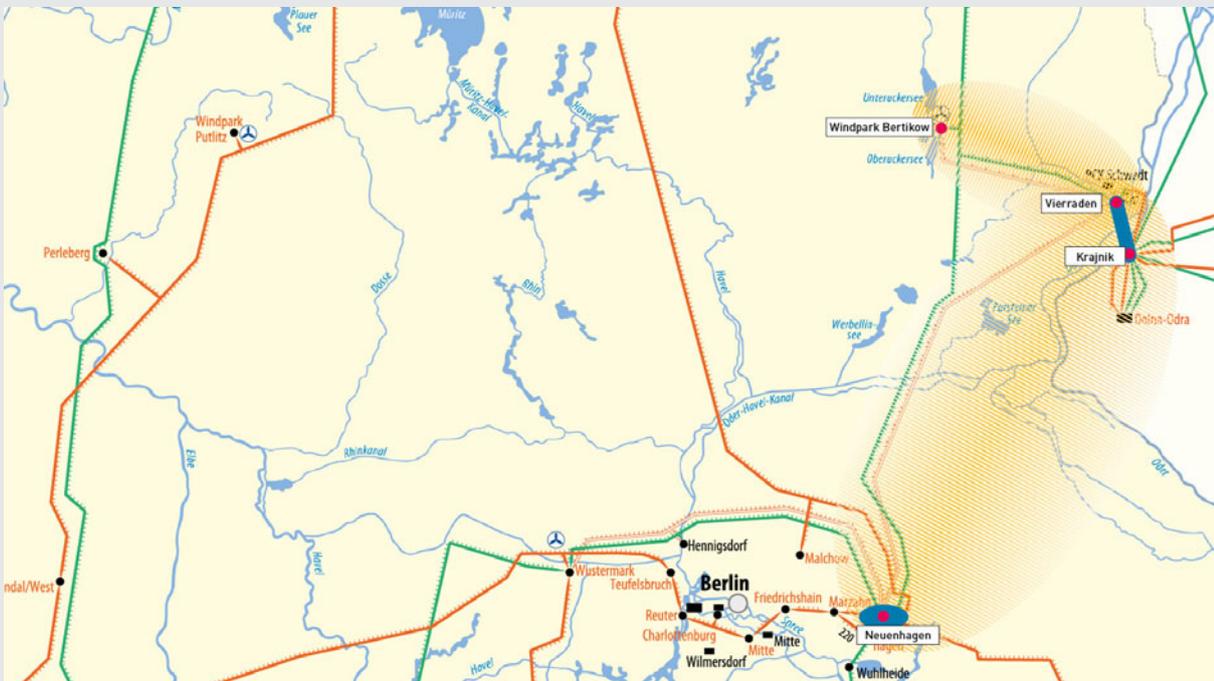
Zusätzlich wurden Netzberechnungen zum Netzausbau im Bereich Vierraden – Krajnik im Auftrag von 50Hertz durch die Fa. KEMA IEV durchgeführt. Aus dieser ist ersichtlich, dass sowohl der Bau der 380-kV-Freileitung Neuenhagen – Vierraden – Bertikow, als auch die 380-kV-Umstellung des derzeit mit 220 kV betriebenen Abschnittes Vierraden – Krajnik zur Vermeidung von Überlastungen erforderlich sind.

Mittels der gegenständlichen Maßnahmen wird die Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität im Bereich Uckermark Süd erreicht und so das Höchstspannungsnetz an die neuen Anforderungen angepasst.

STARTNETZMASSNAHMEN 50HERTZ

Die Notwendigkeit der Uckermarkleitung wurde durch zahlreiche Untersuchungen nachgewiesen. Auch die im Rahmen des NEP durchgeführten Untersuchungen zeigen die Notwendigkeit eines Leitungsneubaus deutlich auf. Dies kann durch entsprechende Plotts gezeigt werden.

Die Einspeiseleistung der in der Region Uckermark bereits heute schon vorhandenen Windparks sowie die Prognosezahlen der zukünftig geplanten Anlagen übersteigt die Übertragungskapazität der vorhandenen 220-kV-Leitung Neuenhagen – Bertikow – Vierraden um ein Vielfaches. Auch Netzoptimierungsmaßnahmen, wie Leiterseilmonitoring oder Beseilung mit Hochtemperaturseilen, ergeben bei einer 220-kV-Leitung kein ausreichendes Erhöhungspotential um die Einspeiseleistung der Windenergieanlagen abtransportieren zu können. Dies ist nur durch eine leistungsstarke 380-kV-Leitung möglich, da die Erhöhung der Spannungsebene eine höhere Übertragungsleistung ermöglicht. Zur Vermeidung der Eingriffe in die Landschaft und die Natur wurde die am Besten geeignete Trassenführung ermittelt.



50HzT-005: Erhöhung der Kapazität im Umspannwerk Wolmirstedt

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität in der Regelzone von 50Hertz, insbesondere für die Integration von Einspeisung aus EEG-Anlagen und den Leistungsferntransport.

Die Maßnahme umfasst die Erhöhung der Stromtragfähigkeit der 380-kV-Anlage und die EEG-bedingte Erhöhung der Umspannkapazität im Umspannwerk (UW) Wolmirstedt (Sachsen-Anhalt) der 50Hertz. Die höhere Stromtragfähigkeit der Anlage in Wolmirstedt ist eine Voraussetzung für die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Doppelleitung Wolmirstedt – Helmstedt. Hierfür sind folgende Maßnahmen notwendig:

Neubau in der bestehenden 380-kV-Anlage als Sammelschienenanlage mit

- zehn 380-kV-Schaltfeldern Leitung
- vier 380-kV-Schaltfeldern Transformator
- zwei 380-kV-Kupplungen
- zwei 380/110-kV-Transformatoren mit je 300 MVA
- Anpassung an die 380-kV-Freileitungsanschlüsse

Das Projekt dient u. a. der Umsetzung von Ergebnissen der dena-Netzstudie I. Die Maßnahme steht in engem inhaltlichem Zusammenhang mit der Maßnahme „EEG-bedingte Erweiterung des UW Wolmirstedt“ (3. Transformator), einschließlich Errichtung 110-kV-Anlage (BK4-11-263).

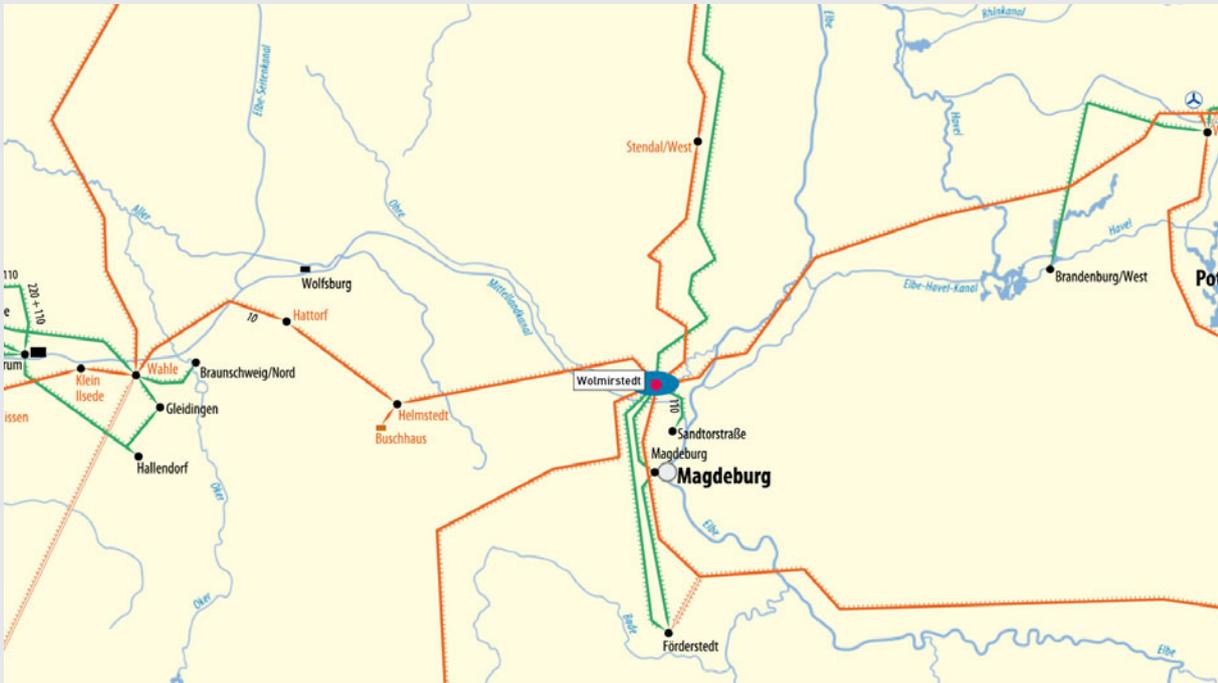
Die Anlagen befinden sich in der Errichtung, so dass der Abschluss des Vorhabens in 2015/2016 angestrebt wird.

Begründung der geplanten Maßnahme

Infolge des starken Ausbaus von EE-Erzeugungsanlagen, insbesondere Windenergieanlagen, in der Regelzone der 50Hertz steigt der Übertragungsbedarf in den Hauptlastflussrichtungen. Die Stromtragfähigkeit der 380-kV-Anlage in Wolmirstedt reicht unter diesen Bedingungen nicht mehr aus, um die eingespeisten Strommengen aufzunehmen und über die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt (TenneT) in Richtung TenneT weiterzuleiten.

Es bestehen unter Berücksichtigung der gesetzlichen Verpflichtungen zum Netzausbau, sowie aus wirtschaftlicher Sicht keine alternativen Lösungsmöglichkeiten, durch die der Netzausbau vermieden oder reduziert werden kann. Dies resultiert im Wesentlichen aus der zentralen Lage des UW Wolmirstedt auf halbem Weg auf der Nord-Süd-Achse und seiner Nähe zu der Regelzone von TenneT. Eine Verlagerung des UW oder die Errichtung eines alternativen UW kommt deshalb nicht in Betracht.

STARTNETZMASSNAHMEN 50HERTZ



50HzT-007: Trassenoptimierung: Neubau einer 380-kV-Freileitung im Raum Berlin und Erweiterung von Umspannwerken

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität für die im Nord-Osten der Regelzone von 50Hertz erzeugte Einspeiseleistung (EEG-Anlagen – insbesondere Onshore- und Offshore-Windkraftanlagen (WEA), konventionelle Kraftwerke) in den Berliner Raum.

Ein Teil der übertragenen Leistung dient der Versorgung des Berliner Raums, insbesondere zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Berlin und zur nachhaltigen Berücksichtigung von Kundenbelangen (zukunftsicherer Anschluss von direkt angeschlossenen Abnehmern der stromintensiven Industrie). Die Maßnahme wurde zudem im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG Nr. 11 der Anlage zu § 1 Abs. 1) als vordringlicher Bedarf gesetzlich festgeschrieben.

Hierfür ist der Neubau von 70 km 380-kV-Freileitung, davon, im Zuge des Ausbaus der BAB 10 (Berliner Ring) ca. 2,5 km Trassenbündelung mit der 380-kV-Leitung Lubmin – Neuenhagen/Malchow im Bereich Berlin-Buch, erforderlich. Des Weiteren sind die Umspannwerke (UW) Wustermark, Hennigsdorf, Neuenhagen und Malchow zu erweitern. Für das UW Malchow ist eine Doppeleinschleifung erforderlich. Die 4-systemige Anbindung des UW Malchow an den 380-kV-Nordring Berlin schafft die Voraussetzungen für eine netztechnische flexible Betriebsführung und eine erhöhte Versorgungssicherheit, die zudem zukunftsorientiert und nachhaltig ist.

In den UW sind die folgenden Maßnahmen geplant:

Erweiterung im UW Wustermark:

- zwei 380-kV-Schaltfelder Leitung (1 x Hennigsdorf, 1 x Neuenhagen)
- ein 380-kV-Schaltfeld 380/220-kV-Transformator
- ein 220-kV-Schaltfeld 380/220-kV-Transformator
- ein 380/220-kV-Transformator 400MVA inklusive Transformatorfundament

Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage UW Hennigsdorf:

- zwei 380-kV-Schaltfelder Leitung (1 x Wustermark, 1 x Neuenhagen)
- zwei 380-kV-Schaltfelder 380/220-kV-Transformator
- zwei 220-kV-Schaltfelder 380/220-kV-Transformator
- zwei 380/220-kV-Transformatoren 400MVA inklusive Transformatorfundament
- eine 380-kV-Kupplung

Erweiterung im UW Neuenhagen:

- zwei 380-kV-Schaltfelder Leitung (1 x Hennigsdorf, 1 x Malchow)

Erweiterung im UW Malchow:

- zwei 380-kV-Schaltfelder Leitung (1 x Neuenhagen 1 x Wustermark)

Die Maßnahmen stehen in Zusammenhang mit der Maßnahme 50HzT-003 („380-kV-Netzumstellung Uckermark Süd (Uckermarkleitung)“), welche dem Transport von Einspeiseleistung, insbesondere aus WEA, in die Netzregion Berlin dient.

Für die Maßnahme ist das Raumordnungsverfahren abgeschlossen. Der Abschluss der Maßnahme wird zwischen 2016-2018 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die vorhandene 380-kV-Doppelleitung Neuenhagen – Malchow – Lubmin und die geplante Uckermarkleitung (50HzT-003) werden an die 380-kV-Anlage in Neuenhagen, am östlichen Stadtrand von Berlin, angeschlossen. Von Neuenhagen führen dann eine Leitung in die Stadt Berlin hinein und eine nach Preilack in die Lausitz.

Die Leitungsverbindung in die Stadt Berlin hinein ist auf dem Abschnitt Neuenhagen – Marzahn als Freileitung ausgeführt. Von Marzahn verlaufen durch das Berliner Stadtgebiet 380-kV-Doppelkabelanlagen bis Teufelsbruch (Spandau am westlichen Stadtrand). Die 380-kV-Kabel-Diagonale in Berlin wurde ausschließlich zur Versorgung der Bundeshauptstadt Berlin errichtet und dafür ausgelegt. Die 380-kV-Kabel-Diagonale ist bereits heute durch

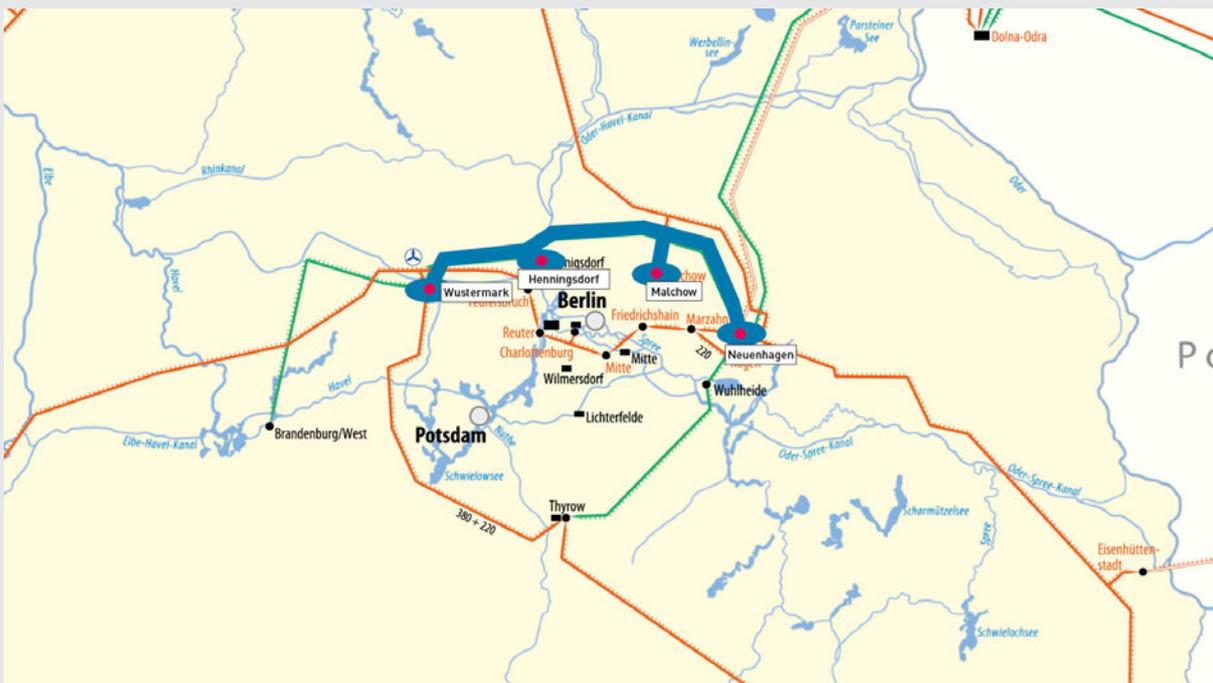
STARTNETZMASSNAHMEN 50HERTZ

sogenannte Transitlastflüsse zum Teil bis zur Belastungsgrenze ausgelastet.

Aufgrund der geänderten Anforderungen an das Übertragungsnetz durch die allgemeine Marktentwicklung für den Stromhandel und Ferntransport von Energie aus erneuerbaren Quellen haben sich veränderte Lastflussbedingungen eingestellt. Damit und auf Grund der technischen Parameter von Kabeln (wesentlich kleinere Impedanz als eine Freileitung) stellen sich verstärkte Transitlastflüsse auf der sogenannten 380-kV-Kabel-Diagonale in Berlin ein, die zu Auslastungen > 100 % auf der 380-kV-Kabel-Diagonale führen. Daher ist eine Erhöhung der Übertragungskapazität erforderlich.

Dies soll mittelfristig durch die Umstrukturierung des vorhandenen 220-kV-Nord- und perspektivisch auch des Südringes Berlin realisiert werden. Diese Maßnahmen werden auch unter Berücksichtigung der Systemsicherheit in der Bauphase in zwei Teilen durchgeführt. Zunächst wird in einem ersten Teil die 380-kV-Doppelleitung von Wustermark bei Nauen, über Hennigsdorf nach Neuenhagen realisiert. Perspektivisch, bei weiter steigenden Einspeisungen aus EEG-Anlagen und konventionellen Kraftwerken, wird die 380-kV-Netzumstellung im Süden Berlins realisiert. Hierfür werden Vorbereitungen einschließlich der öffentlich-rechtlichen Genehmigungen durchgeführt. Eine theoretische Alternative zu der vorgesehenen Lösung wäre der bedarfsgerechte Ausbau der 380-kV-Kabel-diagonale. Die zulässige Dauerstrombelastbarkeit der 380-kV-Kabelabschnitte beträgt ca. 1.600 A – zum Vergleich: die zulässige Dauerstrombelastbarkeit einer 380-kV-Freileitung mit einer typischen Beseilung von 4 x 265/35 Al/St je Phase beträgt 2.700 A, von Neubauleitungen wie der Südwestkuppelleitung mit einer Beseilung von 4 x 435/55 Al/St je Phase beträgt 3.600 A. Unter Berücksichtigung der heute verfügbaren max. Kabelquerschnitte von 2.500 mm² und der Verlegung als Einleiterkabel könnte ein Zuwachs an Übertragungskapazität von etwa 25 % erreicht werden. Es ist zu berücksichtigen, dass bei einem Tausch eines Kabelsystems das parallele System aus Sicherheitsgründen mit abzuschalten ist. Dieses würde in der Bauzeit zu einer erheblich eingeschränkten Versorgungssicherheit in Berlin und zur Gefährdung der Systemsicherheit des Übertragungsnetzes führen. Eine Störung in der Bauzeit könnte zu einer flächenhaften Nichtversorgung von Kunden in der Bundeshauptstadt Berlin führen.

Die notwendige Absicherung in Ausfallsituationen und im Betrieb des Großraums Berlin und seiner Kabeldiagonale zusammen mit der notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität kann nur durch den Zubau der o.g. 380-kV-Freileitungen und der damit verbundenen Maßnahmen erfolgen.



50HzT-011: Trassenneubau: Errichtung eines Interkonnektors zwischen Polen und Deutschland

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Errichtung eines dritten Interkonnektors und damit zusätzlicher horizontaler Übertragungskapazität zwischen Deutschland (50Hertz) und Polen (PSE-O S.A.). Hierfür ist die Errichtung von ca. 10 km 380-kV-Doppelleitungsneubau von Eisenhüttenstadt zur deutsch-polnischen Staatsgrenze sowie die Erweiterung der 380-kV-Anlage Eisenhüttenstadt um zwei 380-kV-Leitungsschaltfelder erforderlich. Voraussetzung für das Projekt „380-kV-Interkonnektor Eisenhüttenstadt – Baczyzna zu PSE Operator (TEN-E-Projekt)“ ist, dass in Eisenhüttenstadt die 380-kV-Doppelstichanlage zu einer 380-kV-Sammelschienenanlage umgebaut ist.

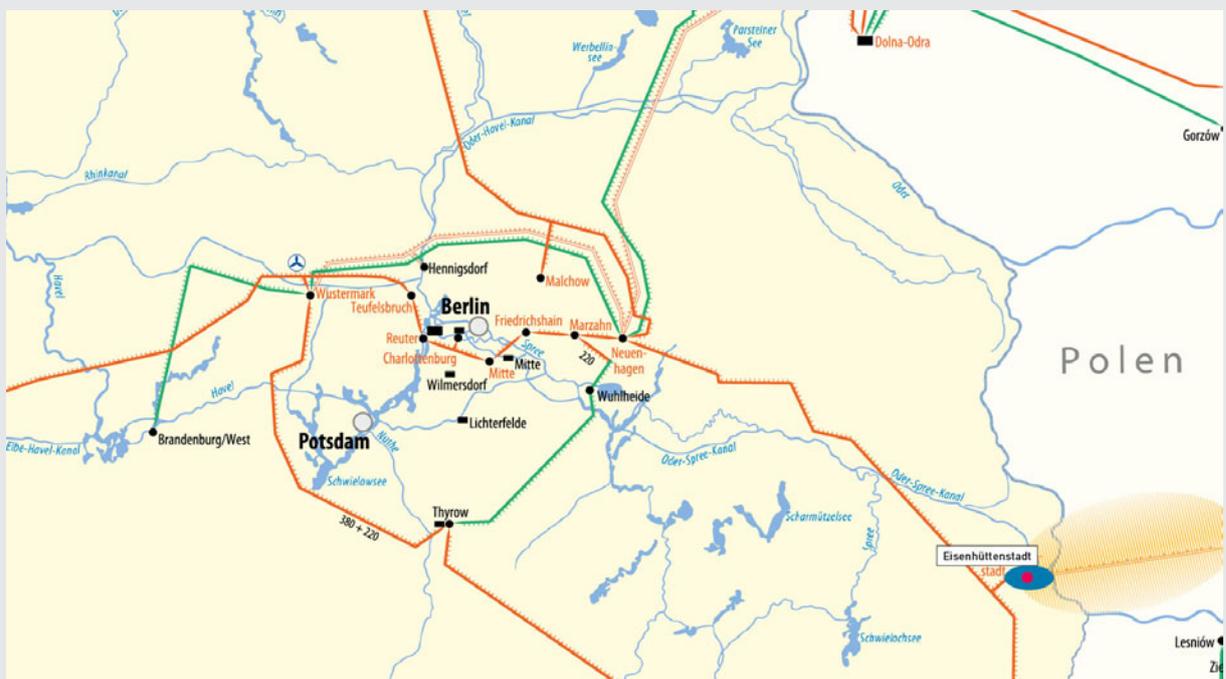
Das Projekt ist in der EU-Liste der TEN-E-Projekte (EL7 2.32) im vorrangigen Verbundplan der EU sowie im EnLAG enthalten.

Der Projektabschluss wird zwischen 2021-2022 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Aufgrund der strukturellen Besonderheiten der Regelzone von 50Hertz (anwachsender Leistungsüberschuss aus regenerativer und konventioneller Erzeugung) kommt es zu ausgeprägten Nord-Süd- und Ost-West-Leistungsflüssen verbunden mit hohen Leistungstransporten zur Regelzone der TenneT TSO GmbH, aber auch zu hohen Belastungen des polnischen Übertragungsnetzes durch sogenannte Ringflüsse. Insbesondere an Starkwindtagen führt dies zu regional hohen Belastungen von Betriebsmitteln (Leitungen). Darüber hinaus kommt es an diesen Tagen zunehmend zu anwachsenden Rückspeisungen aus den unterlagerten 110-kV-Netzen in das Übertragungsnetz, da aktuell in der Regelzone mehr als 90 % aller Windkraftwerke in den Netzen bis 110 kV installiert sind. Zur Entlastung der bestehenden Betriebsmittel und damit zur Abführung der in der Regelzone der 50Hertz eingespeisten Überschussleistung dient der gegenständliche Interkonnektor.

Als Alternative zu der gewählten Maßnahme käme lediglich die Errichtung eines Interkonnektors an anderer Stelle in Betracht. Der gewählte Standort ist aufgrund seiner Nähe zur deutsch-polnischen Grenze und seiner relativen Nähe zu der Zielregion um Baczyzna jedoch bereits sehr günstig gelegen, so dass für eine abweichende Lösung mit deutlich mehr Leitungsbau zu rechnen wäre. Die gewählte Variante stellt somit aus genehmigungsrechtlichen und wirtschaftlichen Gründen die Vorzugsvariante dar.



50HzT-016: Errichtung einer 380-kV-Netzanschlussanlage für das Neubaukraftwerk Calbe

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Schaffung der Voraussetzungen für die Errichtung des Anschlusses für das Neubau Kraftwerk Calbe an das 380-kV-Netz der 50Hertz.

Es ist geplant, die neu zu errichtende 380-kV-Netzanschlussanlage in die vorhandene 380-kV-Leitung Ragow – Wolmirstedt als Doppelseitigeinbindung einzubinden.

Die Maßnahme befindet sich derzeit in der Vorbereitungsphase. Der Maßnahmenfortschritt wird derzeit von dem Anschlusspetenten bestimmt. Es wird derzeit von einem Abschluss der Maßnahme zwischen 2020-2021 ausgegangen.

Begründung der geplanten Maßnahme

Bei 50Hertz liegt ein Antrag zum Netzanschluss eines Neubaukraftwerkes im Raum Calbe vor. In einer abgeschlossenen Machbarkeitsstudie wurden die Errichtung einer 380-kV-Netzschaltanlage bei Calbe und die Einbindung dieser in die vorhandene 380-kV-Leitung Ragow – Wolmirstedt als netztechnische und wirtschaftlichste Lösung ermittelt.

50Hertz hat eine Netzanschlusszusage erteilt. Der Netzanschlusskunde hat eine Reservierungsgebühr nach Kraft-NAV entrichtet. 50Hertz ist zur Herstellung des Netzanschlusses verpflichtet.



50HzT-019: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Remptendorf – Redwitz

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität von Thüringen nach Bayern. Die Maßnahme wird in Zusammenarbeit von der 50Hertz und der TenneT TSO (TenneT) durchgeführt. Im Rahmen der Maßnahme wird die bestehende 380-kV-Trasse Remptendorf – Redwitz mit Hochtemperaturseilen ausgerüstet.

Die Notwendigkeit der Maßnahme wurde bereits in der dena-Netzstudie I ermittelt. Die Maßnahme steht in engem Zusammenhang mit den Maßnahmen 50HzT-001 („380-kV-Verbindung Lauchstädt – Redwitz“) und P55 („Blindleistungsanlagen im Südwestraum“). Diese Maßnahmen dienen der Reduktion bestehender und erwarteter Engpässe in der Netzkupplung zwischen 50Hertz und TenneT.

Die Neubeseilung ist in einem Teilabschnitt abgeschlossen (Weitspannfeld). Der Abschluss der Maßnahme wird zum Jahresende 2012 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die geplante Maßnahme steht in direkter Verbindung mit der geplanten Errichtung der 380-kV-Verbindung Halle-Schweinfurt (Südwestkuppelleitung). Die Begründung des technischen Bedarfs einer erhöhten Übertragungskapazität ist schon in der Studie „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020“ (so genannte dena-Netzstudie I) aus dem Jahr 2005 dargelegt worden. Der Neubau der Südwestkuppelleitung ist eine der wesentlichen dena-I-Maßnahmen und sowohl in der EU-Liste der TEN-E-Projekte als auch im vordringlichen Bedarfsplan des EnLAG enthalten. Aufgrund des Zubaus von EEG-Anlagen, durch die geplanten konventionellen Neubaukraftwerke und Handelsaktivitäten müssen zusätzliche Transportkapazitäten vor allem an den Kuppelstellen der Regelzone von 50Hertz geschaffen werden. Wegen der Höhe der notwendigen Transportkapazitäten ist der Neubau von zusätzlichen Kuppelleitungen (siehe auch 50HzT-001 „Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Lauchstädt – Redwitz“) zwingend erforderlich. Die grundsätzliche Notwendigkeit dieser Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität im Netz der 50Hertz und regelzonenüberschreitend zum benachbarten Übertragungsnetzbetreiber TenneT in der Hauptlastflussrichtung bleibt nach wie vor bestehen.

Dabei ist eine der am höchsten belasteten Leitungen die vorhandene Kuppelleitung Remptendorf – Redwitz. Bereits heute ist ein (n-1)-sicherer Betrieb der Leitungsverbindung Remptendorf – Redwitz in angespannten Netzsituationen nur mit Anwendungen von Maßnahmen gemäß § 13 EnWG möglich. Durch die Errichtung der 380-kV-Verbindungen Vieselbach – Altenfeld und Altenfeld – Redwitz würde sich die Situation zwischen Remptendorf und Redwitz verbessern, allerdings nicht vollständig auflösen. Des Weiteren kann die Erhöhung der Transportkapazität mittels der gegenständlichen Maßnahme voraussichtlich schneller realisiert werden, als das für die Maßnahme 50HzT-001 der Fall ist. Somit kann mittels der Maßnahme 50HzT-019 auf absehbare Zeit zur Milderung der angespannten Netzsituation beigetragen werden. Damit ist die weitere Erhöhung der Stromtragfähigkeit auf der zweisystemigen 380-kV-Verbindung Remptendorf – Redwitz notwendig.

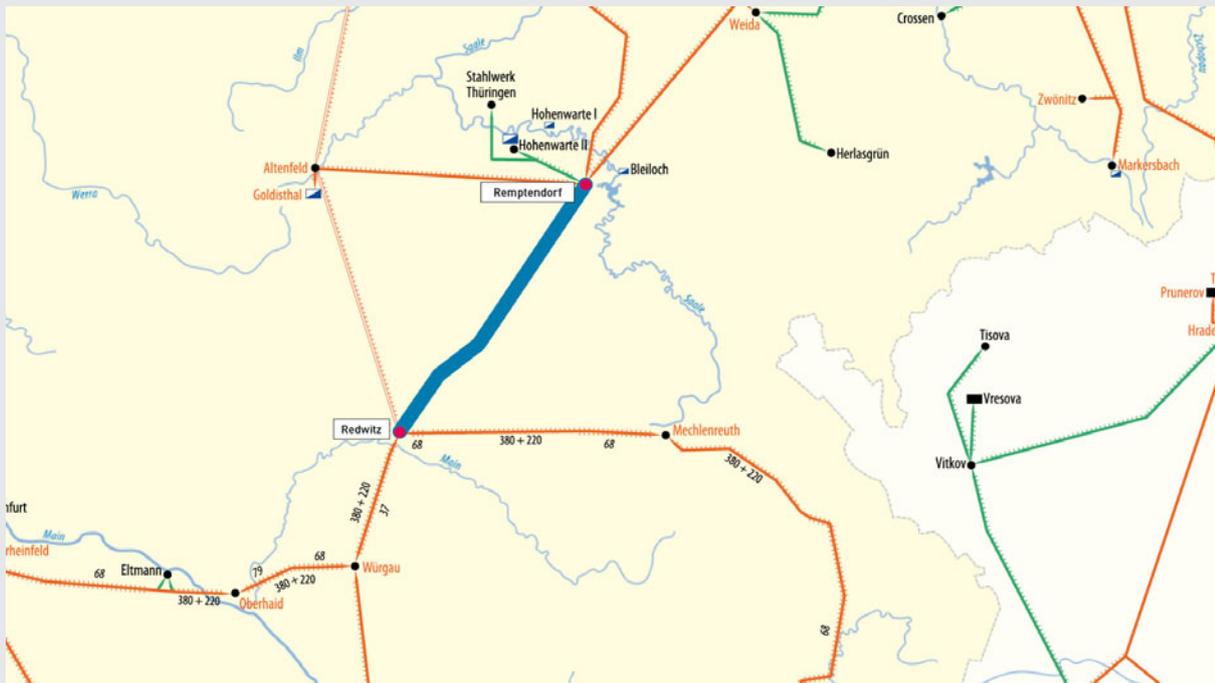
Zusätzlich zu den Berechnungen der dena-Netzstudie I wurden Untersuchungen durch die Fa. Consentec zur Notwendigkeit der Südwestkuppelleitung durchgeführt. In der Studie wurden die Belastungen der Kuppelleitungen in Abhängigkeit verschiedener Parameter untersucht und eine Überlastung auf der bestehenden 380-kV-Verbindung Remptendorf – Redwitz konstatiert, wenn nicht durch Maßnahmen gemäß § 13 EnWG eingegriffen werden würde. Die Ergebnisse der Consentec-Studie zeigen, dass ohne Südwestkuppelleitung die Auslastung der 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz im worst-case-Szenario Stark-wind/Schwachlast im (n-1)-Fall 121 % betragen würde. Allerdings wird schon mit Zeithorizont 2012 in kritischen Netzsituationen eine verbleibende Überlastung von > 100 % bei Vorhandensein der Südwestkuppelleitung ermittelt.

Der aktuell weiter ansteigende Übertragungsbedarf in der Hauptlastflussrichtung zu TenneT verschärft diese Überlastung und macht es notwendig, auch die bestehenden Leitungen zu verstärken. Damit wird die Systemsicherheit erhöht und die Anwendungen von Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG müssen, aufgrund der begrenzten Stromtragfähigkeit der 380-kV-Leitung Remptendorf – Redwitz, wesentlich seltener angewendet werden.

STARTNETZMASSNAHMEN 50HERTZ

Die thermische Stromtragfähigkeit der Leitung Remptendorf – Redwitz beträgt derzeit noch 2.520 A und wird durch den Einsatz von Hochtemperaturseilen gesteigert.

Die Maßnahmen dienen der generellen Verbesserung der Netzsituation. Es bestehen unter Berücksichtigung der gesetzlichen Verpflichtungen sowie aus wirtschaftlicher Sicht keine alternativen Lösungsmöglichkeiten, durch die der Netzausbau aus Südwestkuppelleitung und weiterer Engpassbeseitigung auf der 380-kV-Verbindung Remptendorf – Redwitz vermieden oder reduziert werden kann, um die Übertragungsaufgaben in der erwarteten Größenordnung erfüllen zu können.



AMP-001: Trassenoptimierung: Netzerweiterung Wehrendorf – St. Hülfe

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Die neue Leitung ist ein Teilstück der neuen Verbindung zwischen der Anlage Ganderkese (Raum Bremen) im Netzgebiet der TenneT TSO und der Anlage Wehrendorf im Netzgebiet der Amprion. Der nördliche Teilabschnitt dieser neuen Verbindungsleitung, der Abschnitt zwischen Ganderkese und St. Hülfe, wird von TenneT errichtet. Zwischen St. Hülfe und Wehrendorf wird die neue Leitung von Amprion gebaut.

Amprion plant den Neubau im Wesentlichen in bestehender Trasse einer 380-kV-Leitung zwischen St. Hülfe (Raum Diepholz) und Wehrendorf (Raum Osnabrück). Mit dieser neuen Verbindung wird der Abtransport von Windenergie aus dem Norden Deutschlands in die südlich gelegenen Verbrauchszentren ermöglicht.

Eine zeitgerechte und raumsparende Umsetzung des Neubaus der 380-kV-Leitung kann aus genehmigungstechnischen Gründen nur in der Trasse der heutigen 220-kV-Leitung St. Hülfe – Punkt Lemförde bzw. der heutigen 380/220-kV-Leitung Punkt Lemförde – Wehrendorf erfolgen. Durch die Inanspruchnahme der 220-kV-Leitungs-trasse entfällt die Möglichkeit der Versorgung der Station 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:

- Erweiterung der 380-kV-Station Wehrendorf
- Neubau einer 380/110-kV-Station St. Hülfe
- 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

Nach jetzigem Planungsstand wird die Inbetriebnahme für das Jahr 2014 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die deutschen Kernkraftwerke werden bis spätestens Ende 2022 vollständig abgeschaltet. Im Vergleich mit den bisherigen Szenarien wird die zukünftig aus den Kernkraftwerken nicht mehr zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung durch einen noch stärkeren und beschleunigten Zubau von erneuerbaren Energien kompensiert.

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2012 weist einen hohen additiven Zubau von bis zu 60 GW Windenergieerzeugung aus. Die Schwerpunkte der Windenergieerzeugung liegen im Norden Deutschlands. Diese Energie ist auf diesem Nord-Süd-Korridor zu transportieren.

Bereits im Rahmen der dena-Netzstudie I wurde dieses Projekt als notwendige Maßnahme ermittelt, um die im Norden Deutschlands on- und offshore erzeugte Windenergie in Richtung der im Westen und Süden gelegenen Verbrauchszentren transportieren zu können. Insbesondere der Netzausbau in den Nord-Süd-Korridoren stellt mit der damit verbundenen stärkeren Integration erneuerbarer Energien eine wichtige Voraussetzung für den Kernenergieausstieg dar.

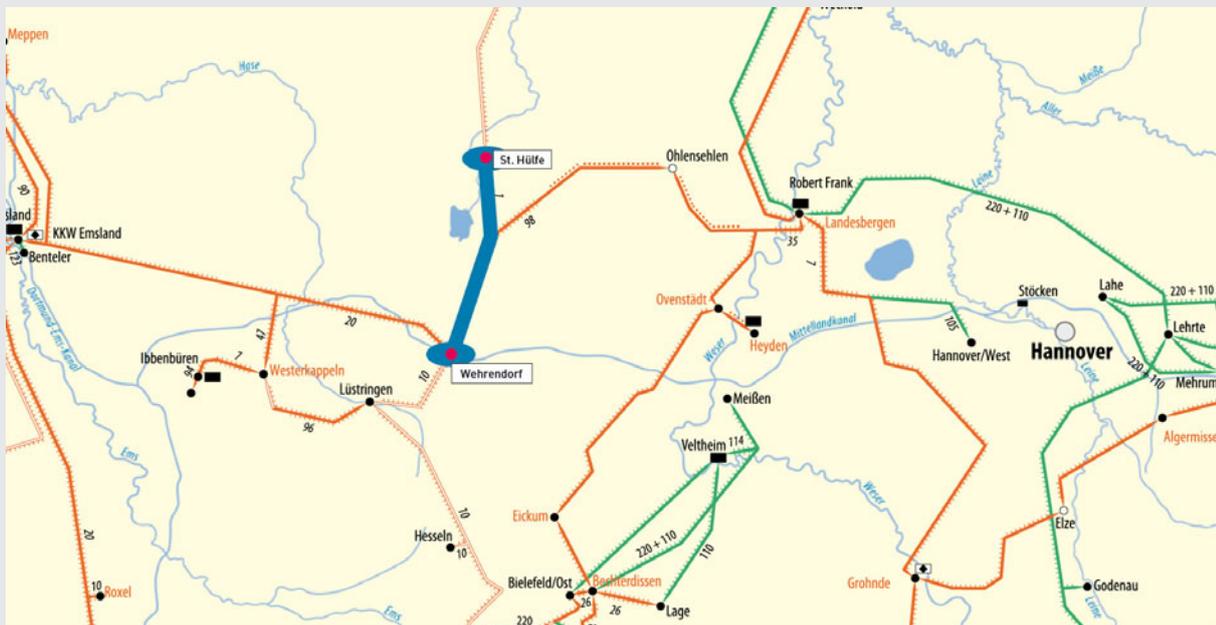
Die Einführung von zwei leistungsstarken Zubringerstromkreisen in die Anlage Wehrendorf macht einen dauerhaften gekuppelten Zwei-Sammelschienen-Betrieb in dieser 380-kV-Anlage erforderlich. Zur Sicherstellung dieses Betriebes auch bei betriebsbedingten Abschaltungen wird die Anlage Wehrendorf um eine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

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION

Der Neubau der 380-kV-Anlage St. Hülfe ist eine notwendige Folge des windbedingten Netzausbaus. Mit dem Neubau der 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.

Das Projekt ist Bestandteil des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG). In der Anlage zum EnLAG ist die Maßnahme unter Vorhaben Nr. 2 aufgeführt.

Für die hier geplanten Maßnahmen ergeben sich keine alternative Netzausbauvarianten. Nur durch die Nutzung bestehender Trassenräume kann eine rechtzeitige Bereitstellung der zusätzlichen Transportkapazität gewährleistet werden.



AMP-002: Trassenoptimierung: Erweiterung und Umstrukturierung des HöS-Netzes im westlichen Ruhrgebiet**Beschreibung der geplanten Maßnahme**

Mit der von Amprion durchgeführten Netzverstärkung Punkt Ackerstraße – Punkt Mattlerbusch (im Verlauf der Strecke Walsum – Hamborn) wird durch die Zubeseilung eines zusätzlichen 220-kV-Stromkreises die Übertragungsfähigkeit des 220-kV-Netzes zwischen den 220-kV-Schaltanlagen Walsum und Hamborn deutlich erhöht. Zwischen Hamborn und Büscherhof werden zwei Einfachseile durch zwei Zweierbündel ersetzt.

Zudem ist es erforderlich, die 220-kV-Anlagen Spellen und Niederrhein zu verstärken. Diese Anlagen sorgen gleichzeitig durch die vorhandenen 220/110-kV-Abspannungen auf dieser Trasse für erzeugungsnahe Lastsenken.

Einzelmaßnahmen (Abschnitt Walsum – Hamborn):

- Zubeseilung eines Stromkreises auf einer bestehenden Leitung von Punkt Ackerstraße bis Punkt Mattlerbusch (ca. 3 km)
- Anlagenaus- und -umbau in der 220-kV-Schaltanlage Schwelgern

Einzelmaßnahmen (Abschnitt Hamborn – Büscherhof):

- Leistungserhöhung auf der 220-kV-Emscherleitung von Hamborn bis Punkt Ripshorst (8,5 km) durch Doppelbündel-Beseilung (Ersatz für bestehendes Einfachseil)
- Umbau der 380/220-kV-Anlage Büscherhof

Einzelmaßnahmen (Abschnitt Niederrhein – Spellen):

- Erweiterung der 380/220-kV-Anlage Niederrhein
- Umbau der 220-kV-Anlage Spellen

Wesentliche Teile der beschriebenen Maßnahmen sind bereits umgesetzt. Die restlichen Arbeiten werden bis 2013 ausgeführt. Der Abschnitt Punkt Ackerstraße - Punkt Mattlerbusch muss nur noch naturschutzrechtlich genehmigt werden, dieses Verfahren läuft. Ein Abschluss wird bis zum Sommer 2012 erwartet. Die ursprüngliche Genehmigung aus dem Jahr 1987 deckt das Vorhaben ab, so dass ein Verfahren gemäß § 43 f EnWG entfällt (siehe Mitteilung der Bezirksregierung Düsseldorf mit dem Aktenzeichen 25.05.01.03 – 08/11)

Begründung der geplanten Maßnahme

Aufgrund von heutigen und zukünftig gewünschten erhöhten Netzeinspeisungen von bis zu 240 MW durch ein Stahlwerk (UA Beeck und UA Schwelgern in Duisburg) sowie dem Kraftwerk Walsum treten hohe Lastflüsse von Walsum und Schwelgern in östliche Richtung auf. Die erhöhten Lastflüsse führen zu (n-1)-Verletzungen auf den beiden heute bestehenden 220-kV-Stromkreisen von Walsum nach Hamborn. Jeder der beiden 220-kV-Stromkreise hat eine Übertragungskapazität von rund 520 MVA.

Durch die Zubeseilung eines Stromkreises auf dem freien Gestängeplatz zwischen dem Punkt Ackerstraße und Punkt Mattlerbusch und die Verschaltung am Punkt Mattlerbusch zu einem Dreibein wird die Transportkapazität zwischen den 220-kV-Schaltanlagen Walsum, Hamborn und Niederrhein um rund 520 MVA erhöht. In Folge dessen verdoppelt sich für den (n-1)-Fall der Übertragungsquerschnitt. Die Beseitigung der Engpässe in der Anlage Spellen zur Gewährleistung eines Betriebes bis zum Leitungsengpass wird durch den Einsatz leistungsstärkerer Schaltgeräte und erhöhten Übertragungsquerschnitt gewährleistet. Die Inbetriebnahme der starken Stromkreise aus Diele (TenneT TSO) in die 380-kV-Anlage Niederrhein verursacht eine stärkere Einspeisung über die Transformatorbank (380/220 kV) in die 220-kV-Spannungsebene der Anlage Niederrhein. Aus diesem Grunde müssen in der 220-kV-Anlage Niederrhein leistungsstärkere Schaltgeräte eingebaut werden.

Die Verstärkung der beiden 220-kV-Stromkreise zwischen Hamborn und Büscherhof ist erforderlich, um den Netzengpässen auf diesen Leitungsabschnitten geeignet zu begegnen.

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION



AMP-003: Trassenoptimierung: Netzerweiterung zwischen Punkt Neuenahr und Weißenthurm

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Amprion plant die Transportkapazität der auf der sogenannten Rheinschiene zwischen den Regionen Köln und Koblenz/Frankfurt zu erhöhen. Das hier dargestellte Projekt ist ein Teilstück der Netzerweiterung von Rommerskirchen über Sechtem und Punkt Neuenahr nach Weißenthurm.

Zur Realisierung der zusätzlichen Transportkapazität wird zwischen Punkt Neuenahr und Weißenthurm bei Koblenz in den vorhandenen Trassen einer 220-kV- und einer 110-kV-Leitung eine neue 380/110-kV-Leitung errichtet. Einer der neuen 380-kV-Stromkreise wird zunächst mit 220 kV betrieben, da die 220-kV-Anlage Meckenheim auch zukünftig an das 220-kV-Netz angebunden wird. Der zweite Gestängeplatz auf dieser 380-kV-Freileitung wird für die Einrichtung eines neuen 380-kV-Stromkreises zwischen Sechtem und Weißenthurm genutzt. Der Neubau wird in dem Trassenraum bestehender 220-kV- und 110-kV-Freileitungen erfolgen. In diesem Teilabschnitt ist auch zukünftig die Versorgung der 110-kV-Anlagen zu gewährleisten. Die 380-kV-Station Weißenthurm wird für den Anschluss des neuen 380-kV-Stromkreises erweitert.

Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung voraussichtlich erforderlich:

- Neubau in bestehender Trasse einer 380/110-kV-Freileitung von Punkt Neuenahr nach Weißenthurm
- Erweiterung der Station der 380-kV-Station Weißenthurm

Der Neubau der Freileitung in bestehender Trasse ist bereits abgeschlossen. Die Anlagenerweiterung in Weißenthurm wird nach jetzigem Planungsstand für das Jahr 2012 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die deutschen Kernkraftwerke werden bis spätestens Ende 2022 vollständig abgeschaltet. Im Vergleich mit den bisherigen Szenarien wird die zukünftig aus den Kernkraftwerken nicht mehr zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung durch einen noch stärkeren und beschleunigten Zubau von erneuerbaren Energien kompensiert.

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2012 weist einen hohen additiven Zubau von bis zu 60 GW Windenergieerzeugung aus. Die Schwerpunkte der Windenergieerzeugung liegen im Norden Deutschlands. Diese Energie ist auf dem Nord-Süd-Korridor zu transportieren.

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

Zur Sicherstellung einer bedarfsgerechten Transportkapazität und zur Gewährleistung der Systemsicherheit ist der Ausbau der Rheinschiene erforderlich. Mit der hier dargestellten Maßnahme wird die Transportkapazität zwischen Punkt Neuenahr und Weißenthurm erhöht.

Das Projekt ist Bestandteil des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG). In der Anlage zum EnLAG ist die Maßnahme unter Vorhaben Nr. 15 aufgeführt.

Für die hier geplanten Maßnahmen ergeben sich keine alternative Netzausbauvarianten. Nur durch die Nutzung bestehender Trassenräume kann eine rechtzeitige Bereitstellung der zusätzlichen Transportkapazität gewährleistet werden. Der Neubau in einer vollständig neuen Trasse stellt keine Alternative dar, da sich das Projekt erheblich verzögern würde.

AMP-004: Trassenoptimierung und -neubau: Netzerweiterung zur Kapazitätserhöhung der Nord-Süd-Achse zwischen Dauersberg und Punkt Fehl-Ritzhausen

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das Projekt Dauersberg – Punkt Fehl-Ritzhausen ist Bestandteil der EnLAG-Maßnahme Nr. 20. (Dauersberg – Hünfelden). Mit der Netzerweiterung zur Kapazitätserhöhung der Nord-Süd-Achse zwischen Dauersberg und Hünfelden wird das Ziel der Kapazitätsanhebung in der Nord-Süd-Richtung zwischen dem Kölner und dem Frankfurter Raum verfolgt. Dabei ist es aus genehmigungstechnischen Gründen nur möglich, das Projekt größtenteils in der Trasse der heutigen 220-kV-Leitung zu realisieren. Die kapazitätsbedingte Umstellung der Nord-Süd-Transportachse auf 380 kV erfordert die Umstrukturierung der regionalen Versorgungsaufgabe in der Region Taunus/Westerwald (Verlagerung der Abspannpunkte für die regionale Versorgung aus dem 220-kV- in das 380-kV-Netz).

Das Projekt Dauersberg – Punkt Fehl-Ritzhausen beinhaltet folgende Einzelmaßnahmen:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung von Dauersberg zum Punkt Fehl-Ritzhausen (Länge: ca. 20 km).
- Erweiterung der Station Dauersberg

Zwischen Punkt Fehl-Ritzhausen und dem Punkt Hünfelden (via Limburg) wurde bereits die 380-kV-Leitung überwiegend in einer neuen Trasse errichtet und trifft am Punkt Hünfelden auf die bestehende 220/380-kV-Leitung Weißenthurm – Marxheim (– Kriftel/Kelsterbach). Durch die neue Verbindung wird der Übertragungsquerschnitt zwischen dem Siegerland (Station Dauersberg), dem Rhein-Main-Gebiet (Station Kriftel) und dem Raum Koblenz – Neuwied (Station Weißenthurm) erhöht. Der aufstrebende Wirtschaftsraum Westerwald und die Einspeisestation Limburg für die DB-Neubaustrecke Köln – Frankfurt werden bedarfsgerecht in das Transportnetz eingebunden. Es handelt sich im Wesentlichen um eine Kapazitätserweiterungsmaßnahme, wobei speziell im Bereich südlich von Limburg durch den Übergang von der 220-kV-Verbindung nach Kelsterbach zur 380-kV-Anbindung nach Kriftel auch Umstrukturierungsaspekte mit einfließen.

Die Fertigstellung des Projektes wird bis Ende 2012 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die Maßnahme wird im Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG unter der Nr. 20 der Anlage 1 als notwendiger Netzausbau klassifiziert.

Die 220-kV-Doppelleitung Dauersberg – Limburg ist im Normalbetrieb (Leistungsflussrechnung für den Starklastfall 2008) hoch ausgelastet. Sie hat einen zulässigen Übertragungsquerschnitt von 2 x 280 MVA. Im Normalbetrieb (Leistungsflussrechnung für den Starklastfall 2008) sind die Stromkreise mit 190 MW bzw. 204 MW zu ca. 65 % bzw. zu ca. 70 % ausgelastet. Damit ist die Grenze der (n-1)-Sicherheit bereits erreicht. Bei zusätzlichen Nord-Süd-Transiten zur Versorgung des Rhein-Main-Gebietes (z.B. wegen Windkraft oder bei Entfall des Kernkraftwerkes Biblis) sind im (n-1)-Fall Überlastungen und Folgeauslösungen möglich.

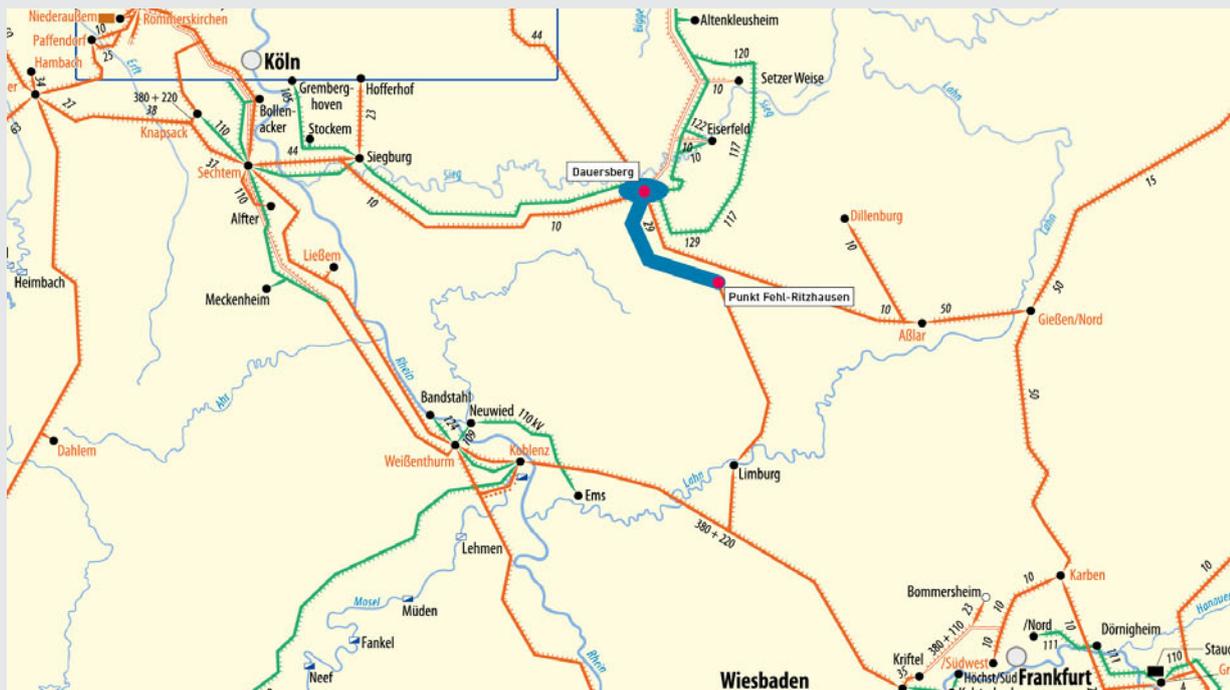
Neuere Untersuchungen, die in den letzten 5–7 Jahren seitens Amprion durchgeführt wurden, zeigen, dass zunächst für den dringendsten Bedarf zwischen Dauersberg und dem Punkt Fehl-Ritzhausen eine Mitbenutzung der 380-kV-Leitung Dauersberg – Gießen (TenneT) möglich ist. Infolgedessen wird in den ersten Bauabschnitten zunächst nur eine 380-kV-Doppelleitung zwischen den Punkten Fehl-Ritzhausen (Leitungsverbindung Dauersberg – Gießen (TenneT) und Hünfelden (Leitungsverbindung Weißenthurm – Kriftel) errichtet. Diese neue Doppelleitung wird über vier voll ausgebaute 380-kV-Schaltfelder in die zwischen den Punkten liegende Schaltanlage Limburg eingeführt.

Die neu entstehende 380-kV-Verbindung Dauersberg – Kriftel hat eine Übertragungskapazität von ca. 1.800 MVA. Bedingt durch die Umstellung der Transportleitung von 220 kV auf 380 kV, ohne die die notwendige Kapazitätserhöhung nicht erzielbar ist, kann in der bestehenden Station Limburg die 220-kV-Spannungsebene nicht mehr gespeist werden. Die 110-kV-Anlage Limburg ist zentraler Einspeisepunkt für die 110-kV-Netze der Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH und der Syna GmbH. Ferner wird aus dieser Anlage die Umrichteranlage der DB Energie zur Versorgung der ICE-Schnellfahrstrecke Köln – Frankfurt versorgt. Da das unterlagerte 110-kV-Netz nicht ausreichend dimensioniert ist, um bei einem Totalausfall der Einspeisung Limburg Netzgruppenaushilfe aus anderen Einspeisepunkten der 110-kV-Plaidt-Gruppe oder der 110-kV-Taunus-Gruppe zu gewährleisten, müssen auch nach der Ertüchtigung der Umspannung in Limburg drei schutztechnisch unabhängige Transformatoren erhalten bleiben. Somit führt

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION

auch der zufällige Ausfall eines 380/110-kV-Transformators bei gleichzeitiger determinierter Ausschaltung eines zweiten Transformators nicht zu Versorgungsunterbrechungen.

Als Fazit der vorstehenden Überlegungen ergibt sich, dass in der Station Limburg drei 380/110-kV-Transformatoren mit je 250 MVA Übertragungsleistung zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit aufgestellt werden müssen. Die neu entstehende 380-kV-Verbindung Dauersberg – Kriftel hat eine Übertragungskapazität von ca. 1.800 MVA. Bedingt durch die Umstellung der Transportleitung von 220 kV auf 380 kV, ohne die die notwendige Kapazitätserhöhung nicht erzielbar ist, kann in der bestehenden Station Limburg die 220-kV-Spannungsebene nicht mehr gespeist werden. Die 110-kV-Anlage Limburg ist zentraler Einspeisepunkt für die 110-kV-Netze der Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH und der Syna GmbH. Ferner wird aus dieser Anlage die Umrichteranlage der DB Energie zur Versorgung der ICE-Schnellfahrstrecke Köln – Frankfurt versorgt. Da das unterlagerte 110-kV-Netz nicht ausreichend dimensioniert ist, um bei einem Totalausfall der Einspeisung Limburg Netzgruppenaushilfe aus anderen Einspeisepunkten der 110-kV-Plaidt-Gruppe oder der 110-kV-Taunus-Gruppe zu gewährleisten, müssen auch nach der Ertüchtigung der Umspannung in Limburg drei schutztechnisch unabhängige Transformatoren erhalten bleiben. Somit führt auch der zufällige Ausfall eines 380/110-kV-Transformators bei gleichzeitiger determinierter Ausschaltung eines zweiten Transformators nicht zu Versorgungsunterbrechungen.



AMP-005: Netzerweiterung in der Region Trier – Luxemburg – Saar

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Es wird eine 380/110-kV-Anlage in Osburg neu errichtet und das 220-kV-Netz der Region Trier-Luxemburg erweitert. Dies umfasst im Wesentlichen den Neubau von 220-kV-Kupplungen in Bauler und Wengerohr und die Kapazitätserhöhung der 220-kV-Leitung Vianden – Niederstedem.

Im Saarland werden eine neue 380-kV-Anlage Ensdorf errichtet, ein 380/220-kV-Transformator aufgestellt und die 220-kV-Anlage Ensdorf um einen 220/220-kV-Querregler und leistungsstärkere Geräte erweitert. Zusätzlich wird eine 380/110-kV-Leitung Fraulautern – Saarwellingen neu errichtet.

Das Projekt beinhaltet folgende Einzelmaßnahmen:

- Neubau einer 380/110-kV-Station Osburg (4 Schaltfelder, 2 x 380/110-kV-Transformator 250 MVA)
- Neubau einer 380-kV-Station in der bestehenden Station Ensdorf (7 Schaltfelder)
- Erweiterung der 220-kV-Anlage Ensdorf (1 Schaltfeld, 220/220-kV-Queregeltransformator 600 MVA, 380/220-kV-Transformator 600 MVA sowie leistungsstärkere Geräte)
- Neubau einer 380/110-kV-Freileitung zwischen dem Punkt Fraulautern und Saarwellingen (3,5 km)
- Erweiterung der 220-kV-Anlage Bauler um eine Kupplung

Die beschriebenen Maßnahmen werden bis zum Jahr 2012 ausgeführt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Für Luxemburg wird für die kommenden Jahre ein kontinuierlich steigender Lastbedarf prognostiziert. Da zur Zeit keine netztechnischen Alternativen zur Versorgung Luxemburgs aus dem 220-kV-Netz bestehen, sind zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit unter Einhaltung des (n-1)-Kriteriums Maßnahmen zur Entlastung des 220-kV-Netzes durch Verlagerung der regionalen Versorgungsfunktion in das 380-kV-Netz notwendig. Der Querregler dient der Steuerung der Leistungsflüsse auf der St. Avold-Leitung Richtung Frankreich, um die gesamten Leistungsflüsse in diesem Raum zu vergleichmäßigen und zu maximieren. Darüber hinaus wird im Saarland die 220-kV-Kraftwerkseinspeisung kurz- bis mittelfristig entfallen, so dass hier die Anbindung des 220-kV-Netzes an die 380-kV-Ebene verstärkt werden muss. Aus den genannten Aspekten ergibt sich konkret der nachstehende Handlungsbedarf.

Erhöhung der Versorgungssicherheit Luxemburgs durch Erweiterung der SA Bauler

Die aus Niederstedem gespeiste 220-kV-Anlage Bauler dient der Versorgung von Luxemburg über zwei 220-kV-Stromkreise und ist Anschlusspunkt von Generatoren des Pumpspeicherkraftwerks Vianden.

Abgeleitet aus der Versorgungsaufgabe der 220-kV-Anlage Bauler ist diese Anlage als Schwerpunktanlage einzustufen und als eine Doppelsammelschienenanlage mit Kupplung auszuführen. Mit der Errichtung der Kupplung kann dann in Normalschaltung ein gekuppelter 2-Sammelschienenbetrieb eingerichtet werden.

Neubau der 380/110-kV-Station Osburg

Die 220-kV-Station Trier ist zurzeit über zwei 220-kV-Stromkreise redundant an die 220-kV-Stationen Niederstedem und Diefflen der Amprion angebunden. Der Stromkreis Trier – Diefflen ist zustandsbedingt nicht langfristig nutzbar. Damit steht die 220-kV-Station Trier als redundant eingebundener Einspeisepunkt aus dem Höchstspannungsnetz nicht mehr zur Verfügung. Das alternative Versorgungskonzept der 110-kV-Netzgruppe sieht vor, die Versorgungsfunktion der Einspeisepunkte Trier und Quint auf den redundant eingebundenen Einspeisepunkt Osburg zu verlagern.

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION

Netzeinbindung der 220-kV-Station Diefflen

Die Station Diefflen ist über drei 220-kV-Stromkreise in das 220-kV-Netz eingebunden. Da der Stromkreis Trier – Diefflen langfristig nicht nutzbar ist, können bei gleichzeitiger Nichtverfügbarkeit der Stromkreise Uchtelfangen – Diefflen – Ens Dorf insgesamt 8 Transformatoren (2 Netz- und 6 Industrietransformatoren), die an die Station Diefflen angeschlossen sind, nicht weiter versorgt werden. Als Abhilfe hierzu wird zwischen dem Punkt Fraulautern und der Station Saarwellingen eine neue 3,5 km lange 380/110-kV-Leitung parallel zu der vorhandenen 220-kV-Leitung gebaut und in Ens Dorf ein neuer 380/220-kV-Transformator zur Einspeisung in das 220-kV-Netz aufgestellt. Damit ist die (n-1)-Sicherheit der Versorgung der Station Diefflen wieder hergestellt. Für den Anschluss des 380/220-kV-Transformators ist die Errichtung einer neuen 380-kV-Schaltanlage am Standort Ens Dorf erforderlich. Die 380-kV-Anlage wird in die beiden 380-kV-Stromkreise zwischen Vigy (Frankreich) und Uchtelfangen eingeschleift.



AMP-006: Netzerweiterung in der Region Pfalz

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Am Standort der heutigen 220-kV-Anlage Otterbach wird eine neue leistungsfähigere 380-kV-Anlage mit zwei 380/110-kV-Transformatoren (2 x 350 MVA) errichtet. Die neue 380-kV-Anlage wird als Schaltanlage mit fünf Schaltfeldern und zwei Sammelschienen ohne Kupplung errichtet. Die Einbindung in das 380-kV-Netz erfolgt mittels Neubau von zwei 380-kV-Leitungen in vorhandener Trasse mit je ca. 0,5 km Länge und Einschleifung in den 380-kV-Stromkreis zwischen Mittelbexbach und Daxlanden sowie einem Stichabzweig an den 380-kV-Stromkreis zwischen Uchtelfangen und Bürstadt.

Die Versorgungsaufgabe für die Nahe-Gruppe wird vom 220/110-kV-Einspeisepunkt Niederhausen in eine neue leistungsfähigere 380/110-kV-Einspeisung am Standort Waldlaubersheim umstrukturiert.

Die neue 380-kV-Anlage Waldlaubersheim wird als Schaltanlage mit fünf Schaltfeldern und zwei Sammelschienen ohne Kupplung errichtet. Des Weiteren werden zwei neue 380/110-kV-Transformatoren (2 x 350 MVA) aufgestellt. Die Einbindung in das 380-kV-Netz erfolgt mittels Einschleifung in den vorbeiführenden 380-kV-Stromkreis zwischen Weißenthurm und Bürstadt. Die 110-kV-Anlage wird als Doppelsammelschienenanlage mit zehn Schaltfeldern konzipiert. Die heutigen 220-kV-Stromkreise zwischen Niederhausen und Bürstadt bzw. Otterbach können zukünftig als 110-kV-Stromkreise zur besseren Vermaschung und Erhöhung der Versorgungsqualität des 110-kV-Netzes genutzt werden.

Der 220-kV-Stromkreis Goldgrund zwischen den Umspannanlagen Maximiliansau und Daxlanden (TransnetBW) soll zu Erhöhung der Übertragungskapazität umbeseilt werden. Hierzu kann im Wesentlichen ein freier 380-kV-Stromkreisplatz auf gleichem Gestänge zubeseilt werden, welcher dann in der 220-kV-Spannungsebene betrieben wird.

Am Standort St. Barbara wird für die Pfalzwerke Netzgesellschaft mbH ein 380/110-kV-Transformator (350 MVA) errichtet. Ein weiterer 380/110-kV-Transformator mit gleichem Leistungsquerschnitt wird am Standort St. Barbara für die dortige Einspeisung in das Netz der Rhein-Ruhr-Verteilnetz GmbH errichtet. Diese Maßnahme ist erforderlich, weil in St. Barbara das Konzept zur (n-1)-sicheren Versorgung der beiden Verteilungsnetze vorsieht, dass bei Ausfall eines Transformators der jeweils verbleibende die Versorgungsaufgabe des ausgefallenen Transformators zusätzlich übernimmt. Die Transformatoren werden als ausgelagerte Transformatoren an die 380-kV-Anlage Mittelbexbach, in der die Platzverhältnisse für eine Aufstellung von Transformatoren nicht ausreichen, angeschlossen. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Mittelbexbach um zwei 380-kV-Schaltfelder zu erweitern und die im Eigentum des Kraftwerkes Bexbach stehende 380-kV-Leitung durch eine neue ca. 1,3 km lange 380-kV-Vierfachleitung zu erweitern. Zum Anschluss der beiden 380/110-kV-Transformatoren wird die 110-kV-Schaltanlage St. Barbara um zwei 110-kV-Schaltfelder erweitert.

Als Voraussetzung für die im Netzbereich der Pfalz beabsichtigten Umbaumaßnahmen ist zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und zur Absicherung der Einspeisung des Kraftwerkes Bexbach die Einschleifung des 380-kV-Stromkreises Bürstadt in Mittelbexbach erforderlich. Hierzu ist die 380-kV-Anlage Mittelbexbach um zwei 380-kV-Schaltfelder zu erweitern.

Die Fertigstellung der Maßnahme wird bis Ende 2014 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Das Versorgungsgebiet der Pfalzwerke wird zurzeit aus dem 220-kV-Netz der Amprion gespeist. Auf Grund des in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegenen Leistungsbedarfs im westlichen Netzgebiet der Pfalzwerke ist zur Bereitstellung einer bedarfsgerechten Netzanschlusskapazität für die Pfalzwerke Netzgesellschaft mbH am Übergabepunkt Otterbach die Umstellung auf 380/110-kV-Umspannung vorgesehen. Daraus resultiert eine Erweiterung des vorgelagerten Transportnetzes, hier die Umstellung der bestehenden 220-kV-Anlage Otterbach auf 380 kV, um den gestiegenen Anforderungen gerecht zu werden.

Zur Bereitstellung einer bedarfsgerechten Netzanschlusskapazität für die 110-kV-Nahe-Gruppe ist der schritt-

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION

weise Übergang von der heutigen 220/110-kV-Umspannung mit zwei 300-MVA-Transformatoren in Niederhausen auf eine 380/110-kV-Umspannung mit zwei 350-MVA-Transformatoren am benachbarten Standort Waldlaubersheim vorgesehen. Gleichzeitig können die bisherigen 220-kV-Stromkreise zur Umspannanlage Niederhausen als 110-kV-Stromkreise zur besseren Vermaschung und Erhöhung der Versorgungsqualität des 110-kV-Netzes genutzt werden. Gleichzeitig werden betriebliche Einschränkungen bei Schaltungsmaßnahmen bedingt durch die Anlagenbauform des heutigen Einspeisepunkts Niederhausen beseitigt. Dadurch wird zusätzlich die Versorgungssicherheit der Nahe-Gruppe verbessert.

Der Leistungstransport zwischen den Stationen Bürstadt und Daxlanden hat sich unter anderem durch zunehmende Windenergieeinspeisung in Norddeutschland und handelsbedingte Leistungstransite erhöht. Dies führt auf der Leitungstrasse Bürstadt – Daxlanden zu einer hohen Auslastung des 220-kV-Stromkreises „Goldgrund“ mit temporären Netzengpässen. Die hohen Auslastungen treten gleichermaßen in beiden Leitungsflussrichtungen auf und haben bereits zur Vermeidung der Überlast zu Redispatchmaßnahmen im Netzbereich der Goldgrund-Leitung geführt. Ausfälle von 380-kV-Stromkreisen im Großraum Bürstadt führen außerdem zu einer erheblichen Leistungsverlagerung in das 220-kV-Netz und betreffen insbesondere den 220-kV-Stromkreis Goldgrund.

Am Standort St. Barbara ist für die Pfalzwerke Netzgesellschaft mbH auf Grund von bevorstehenden Leistungssteigerungen eine Erhöhung des Einspeisequerschnittes erforderlich, da der prognostizierte Leistungsbedarf aus den bestehenden Transformatoren nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Hierzu wird ein 380/110-kV-Transformator (350 MVA) errichtet. Gleichzeitig ist die zwischen Rhein-Ruhr-Verteilnetz und Pfalzwerke Netzgesellschaft praktizierte gegenseitige Reservestellung von Einspeisequerschnitt in gleicher Höhe zu gewährleisten. Hierzu beabsichtigt Amprion zur Angleichung des Leistungsquerschnittes in St. Barbara, den bestehenden Transformator durch einen leistungsstärkeren 380/110-kV-Transformator (350 MVA) zu ersetzen.

Als Voraussetzung für die im Netzbereich der Pfalz beabsichtigten Umbaumaßnahmen ist zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und zur Absicherung der Einspeisung des Kraftwerkes Bexbach die Einschleifung des 380-kV-Stromkreises Bürstadt in Mittelbexbach erforderlich. Hierzu ist die Schaltanlage Mittelbexbach um zwei 380-kV-Schaltfelder zu erweitern.



AMP-009: Trassenoptimierung und -neubau: Netzerweiterung Dörpen/West – Niederrhein**Beschreibung der geplanten Maßnahme**

Zum Abtransport der in Norddeutschland eingespeisten Windenergie wird das Transportnetz zwischen den Anlagen Dörpen/West (ehemals Diele) in Niedersachsen (TenneT TSO) und Niederrhein (Wesel) in Nordrhein-Westfalen (Amprion) erweitert.

Im Verantwortungsbereich von Amprion liegt der Neubau der Leitung (ca. 130 km) zwischen der Anlage Niederrhein (Wesel) und der Übergabestelle zu TenneT westlich von Meppen.

Folgende Maßnahmen sind für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau und Zubeseilung einer 380-kV-Freileitung
- Neubau von 380-kV-Teilverkabelungen
- Erweiterung der 380-kV-Station Niederrhein
- Erwerb von Grundstücken zur Erweiterung der Station Niederrhein sowie Erwerb von Grundstücken zum Bau der Kabelübergabestationen auf der Leitung

Die Leitung Diele – Niederrhein wird abschnittsweise in Trassenräumen bestehender Freileitungen errichtet. Das Projekt ist im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) als Pilotvorhaben zum Einsatz von Erdkabeln ausgewiesen. Abschnittsweise wird die neue Verbindung als Teilverkabelung ausgeführt. Zum Übergang zwischen Freileitung und Erdkabel dienen jeweils sogenannte Kabelübergabestationen.

Nach jetzigem Planungsstand wird die Inbetriebnahme für das Jahr 2016 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die deutschen Kernkraftwerke werden bis spätestens Ende 2022 vollständig abgeschaltet. Im Vergleich mit den bisherigen Szenarien wird die zukünftig aus den Kernkraftwerken nicht mehr zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung durch einen noch stärkeren und beschleunigten Zubau von erneuerbaren Energien kompensiert.

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2012 weist einen hohen additiven Zubau von bis zu 60 GW Windenergieerzeugung aus. Die Schwerpunkte der Windenergieerzeugung liegen im Norden Deutschlands. Diese Energie ist auf dem Nord-Süd-Korridor zu transportieren.

Bereits im Rahmen der dena-Netzstudie I wurde dieses Projekt als notwendige Maßnahme ermittelt, um die im Norden Deutschlands on- und offshore erzeugte Windenergie in Richtung der im Westen und Süden gelegenen Verbrauchszentren transportieren zu können. Insbesondere der Netzausbau in den Nord-Süd-Korridoren stellt mit der damit verbundenen stärkeren Integration erneuerbarer Energien eine wichtige Voraussetzung für den Kernenergieausstieg dar.

Das Projekt ist Bestandteil des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG). In der Anlage zum EnLAG ist die Maßnahme unter Vorhaben Nr. 5 aufgeführt.

Für die hier geplanten Maßnahmen ergeben sich keine alternative Netzausbauvarianten. Nur durch die vorwiegende Nutzung bestehender Trassenräume kann eine rechtzeitige Bereitstellung der zusätzlichen Transportkapazität gewährleistet werden.

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION



AMP-010: Trassenoptimierung: Netzerweiterung in der Region Münsterland – Westfalen

Beschreibung der geplanten Maßnahme

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 Netzausbaumaßnahmen geplant.

Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Erweiterung 380/110-kV-Station Westerkappeln
- Erweiterung 380-kV-Station Hanekenfähr
- Erweiterung 380-kV-Station Wehrendorf
- Erweiterung 380-kV-Station Gütersloh
- Neubau der 380-kV-Station KW Ibbenbüren für Einspeisung KW Ibbenbüren
- Erweiterung der 380-kV-Station Westerkappeln für Einspeisung KW Ibbenbüren
- Neubau einer 380/110-kV-Station in der bestehenden Station Hesseln
- Neubau einer 380/110-kV-Station in der bestehenden Station Lüstringen
- Neubau in bestehender Trasse 380-kV-Freileitung Lüstringen – Wehrendorf
- Neubau in bestehender Trasse (Zubeseilung) 380-kV-Freileitung Ibbenbüren – Punkt Hagedorn – Westerkappeln
- Zubeseilung 380-kV-Stromkreis Enniger – Gütersloh
- Neubau einer 380/110-kV-Station in der bestehenden Station Ibbenbüren
- Zubeseilung 380-kV-Stromkreis Hanekenfähr – Punkt Walstedde - Uentrop
- Neubau in bestehender Trasse 380 kV-Freileitung Lüstringen – Gütersloh
- Neubau in bestehender Trasse (Umbeseilung) 380-kV-Freileitung Westerkappeln – Lüstringen
- Neubau in bestehender Trasse 380-kV-Leitung Westerkappeln – KW Ibbenbüren

Nach jetzigem Planungsstand wird die Inbetriebnahme des Gesamtprojektes für das Jahr 2017 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die deutschen Kernkraftwerke werden bis spätestens Ende 2022 vollständig abgeschaltet. Im Vergleich mit den bisherigen Szenarien wird die zukünftig aus den Kernkraftwerken nicht mehr zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung durch einen noch stärkeren und beschleunigten Zubau von erneuerbaren Energien kompensiert.

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2012 weist einen hohen additiven Zubau von bis zu 60 GW Windenergieerzeugung aus. Die Schwerpunkte der Windenergieerzeugung liegen im Norden Deutschlands. Diese Energie ist auf dem Nord-Süd-Korridor zu transportieren.

Zur Bereitstellung von ausreichenden Transportkapazitäten für den Weitertransport der in Norddeutschland on- und offshore erzeugten Windenergieleistung ist das 380-kV-Netz im nördlichen und nordöstlichen Netzbereich von Amprion zu erweitern. Das bestehende 220-kV-Netz ist nicht in der Lage die notwendige Transportkapazität für den Energietransport sicherzustellen. Die Minimierung des Eingriffs in den öffentlichen Raum und der begrenzte Trassenraum führen dazu, die erforderlichen neuen 380-kV-Leitungen in den Trassen der heutigen 220-kV-Leitungen zu errichten. Im vorliegenden Projekt muss daher der Ausbau des 380-kV-Netzes zwischen den Stationen Wehrendorf, Westerkappeln und Gütersloh in den Trassen der bestehenden 220-kV-Versorgung erfolgen.

Somit ist auch die Versorgung der unterlagerten Verteilungsnetze, 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 bzw. kurzfristig vorbereitet.

Im Rahmen des Gesamtprojektes wird die Station Ibbenbüren umstrukturiert und auf die spätere 380/110-kV-Umspannung durch Schaffung der Transformatorinfrastruktur vorbereitet.

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION

Zwischen Ibbenbüren und der nächstgelegenen 380-kV-Station Westerkappeln wird durch abschnittsweisen 380-kV-Leitungsneubau die Möglichkeit geschaffen, einen 380-kV-Stromkreis nach Ibbenbüren zum Anschluss des dortigen Transformators zu führen. Abgestimmt hierauf wird die 110-kV-Station Ibbenbüren umstrukturiert. Im Rahmen der Umstellung des nördlichen Netzbereiches auf 380 kV werden auch Maßnahmen umgesetzt, die Bestandteil des Maßnahmenbündels der dena-Netzstudie I sind.

Nach Fertigstellung der 380-kV-Verbindung Wehrendorf – Lüstringen – Gütersloh treffen in Gütersloh die in das Netz von Amprion eingeleiteten Windenergieeinspeisungen aus der Regelzone der TenneT TSO aus nördlicher und nordöstlicher Richtung zusammen. Mit hoher Korrelation werden dann im Transportnetz von Amprion durch dezentrale Windenergieeinspeisungen die vertikalen Lasten reduziert, was zu einer weiteren Erhöhung von Transitleistungsflüssen und Transitdistanzen führt.

Für die Leistungsabfuhr in Richtung Westen muss zur Vermeidung von Netzengpässen zusätzlich zum bestehenden Stromkreis Gütersloh – Uentrop ein Parallelstromkreis bereitgestellt werden. Hierfür muss zwischen Enniger und Gütersloh auf dem vorhandenen Gestänge ein 380-kV-Stromkreis zubeseilt und im Raum Enniger mit dem bestehenden Stromkreis Enniger – Uentrop verbunden werden.

In der Station Hessel, die bis zur Fertigstellung der o.g. 380-kV-Verbindung Wehrendorf – Lüstringen – Gütersloh noch in 220 kV betrieben wird, wird der spätere 380-kV-Betrieb vorbereitet.

Die Zubeseilung des 380-kV-Stromkreises zwischen Hanekenfähr und Uentrop erfolgt zum weiteren Abtransport der Leistung in Richtung Süden.

Teile des Projektes sind Bestandteil des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG). In der Anlage zum EnLAG sind die Maßnahmen unter Vorhaben Nr. 16 und 18 aufgeführt.

Für die hier geplanten Maßnahmen ergeben sich keine alternative Netzausbauvarianten. Nur durch die Nutzung bestehender Trassenräume kann eine rechtzeitige Bereitstellung der zusätzlichen Transportkapazität gewährleistet werden.



AMP-011: Trassenoptimierung: Netzerweiterung Uentrop – Bechterdissen

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Zum Weitertransport der in Norddeutschland eingespeisten Windenergie errichtet Amprion zwischen Ost-Westfalen und dem östlichen Ruhrgebiet eine neue 380-kV-Verbundkuppelleitung zum Netz von TenneT. Im Netzgebiet von Amprion reicht die Verbindung von Bechterdissen/Bielefeld Ost über Gütersloh bis nach Uentrop.

Zwischen den Stationen Gütersloh und Uentrop ist die Errichtung der 380-kV-Leitung bereits abgeschlossen.

Zwischen Gütersloh und Bechterdissen wird eine 380-kV-Leitung, abschnittsweise als 380 /110 kV Leitung, neu errichtet bzw. weitere Stromkreise werden auf vorhandenem Gestänge zubeseilt.

In der Station Gütersloh wird eine 380-kV-Anlage errichtet und die Versorgungsfunktion des unterlagerten 110-kV-Netzes in die 380-kV-Spannungsebene verlagert.

Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen ausgeführt:

- Neubau in bestehender Anlage der 380-kV-Anlage Gütersloh
- Erweiterung 380/110-kV-Anlage Gütersloh
- Neubau in bestehender Trasse (Zubeseilung) und abschnittsweise Netzausbau 380-kV-Leitung Gütersloh – Bechterdissen
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Bechterdissen (TenneT)

Nach jetzigem Planungsstand wird die Inbetriebnahme für das Jahr 2014 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die deutschen Kernkraftwerke werden bis spätestens Ende 2022 vollständig abgeschaltet. Im Vergleich mit den bisherigen Szenarien wird die zukünftig aus den Kernkraftwerken nicht mehr zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung durch einen noch stärkeren und beschleunigten Zubau von erneuerbaren Energien kompensiert.

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2012 weist einen hohen additiven Zubau von bis zu 60 GW Windenergieerzeugung aus. Die Schwerpunkte der Windenergieerzeugung liegen im Norden Deutschlands. Diese Energie ist auf dem Nord-Süd-Korridor zu transportieren.

Bereits im Rahmen der dena-Netzstudie I wurde dieses Projekt als notwendige Maßnahme ermittelt, um die im Norden Deutschlands on- und offshore erzeugte Windenergie in Richtung der im Westen und Süden gelegenen Verbrauchszentren transportieren zu können. Insbesondere der Netzausbau in den Nord-Süd-Korridoren stellt mit der damit verbundenen stärkeren Integration erneuerbarer Energien eine wichtige Voraussetzung für den Kernenergieausstieg dar.

Die neue 380-kV-Verbindung wird die Transportkapazität zwischen den Netzen deutlich erhöhen. Mit dem Neubau der Verbundkupplung ist eine Umstellung der Versorgung der Region auf 380 kV erforderlich.

Das Projekt ist Bestandteil des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG). In der Anlage zum EnLAG ist die Maßnahme unter Vorhaben Nr. 17 aufgeführt.

Für die hier geplanten Maßnahmen ergeben sich keine alternativen Netzausbauvarianten. Nur durch die Nutzung bestehender Trassenräume kann eine rechtzeitige Bereitstellung der zusätzlichen Transportkapazität gewährleistet werden.

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION



AMP-012: Trassenoptimierung: Netzerweiterung östliches Ruhrgebiet

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das technische Ziel der von Amprion geplanten Maßnahme ist die Steigerung der Transportkapazität im östlichen Ruhrgebiet. Zur Umsetzung des Projektes wird ein zusätzlicher Stromkreis zwischen der Station Mengede und dem Punkt Wanne mit dem bestehenden Stromkreis zwischen Kusenhorst und Hüllen zu einem Dreibein-Stromkreis verschaltet.

Zusätzlich wird ein 380-kV-Stromkreis von der Anlage Mengede bis zum Bereich Herne zubeseilt. Im weiteren Verlauf der Trasse ist in zwei Abschnitten der Neubau einer 380-kV-Freileitung für zwei 380-kV-Stromkreise und der Neubau einer Vierfachleitung für zwei 380-kV- und zwei 220-kV-Stromkreise bis zum Punkt Wanne erforderlich. In der Schaltanlage Hüllen werden für den Betrieb des Dreibein-Stromkreises zwei Leitungsfelder ausgebaut. Die Schaltanlage Mengede wird um ein Freileitungsschaltfeld zur Einbindung des Stromkreises Mengede – Punkt Wanne und um ein Umgehungsschaltfeld zur Gewährleistung eines Umgehungsschienenbetriebes ergänzt.

Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung voraussichtlich erforderlich:

- Mengede – Punkt Wanne: Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises, Neubau einer 380-kV-Freileitung und Neubau einer 380/220-kV-Freileitung
- Erweiterung der 380-kV-Station Mengede
- Erweiterung der 380-kV-Station Hüllen

Nach jetzigem Planungsstand wird die Inbetriebnahme für das Jahr 2013 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

In Folge des Zubaus von Kraftwerken im östlichen Ruhrgebiet muss die Transportkapazität in dieser Region erhöht werden. Hierzu wird die Zubeseilung eines neuen 380-kV-Stromkreises von der Station Mengede bis zum Punkt Wanne vorgenommen und dieser am Punkt Wanne zu einer Dreibein-Leitung Kusenhorst – Mengede – Hüllen verschaltet. Auf einem Teilabschnitt werden auf einem 380/110-kV-Gestänge gegenwärtig zwei 220-kV-Stromkreise und ein 110-kV-Stromkreis geführt. Die Zubeseilung eines zusätzlichen 380-kV-Stromkreises für die Dreibein-Leitung Kusenhorst – Mengede – Hüllen ist auf dem vorhandenen Gestänge dort nicht möglich. Daher wird in diesem Abschnitt ein Leitungsneubau erforderlich.

Für den Betrieb der Dreibein-Leitung ist es erforderlich, die Station Hüllen durch Komplettierung zweier 380-kV-Schaltfelder zu erweitern.

Die Station Mengede wird für die Einbindung der neuen 380-kV-Dreibein-Leitung um ein Leitungsschaltfeld erweitert.

Mit Einbindung des zusätzlichen Stromkreises Mengede – Punkt Wanne sowie der neuen Kraftwerksanschlüsse in der Region gewinnt die Anlage Mengede eine deutlich erhöhte betriebliche Bedeutung, die einen gekuppelten Zwei-Sammelschienen-Betrieb erforderlich macht. Um auch bei betrieblich bedingten Freischaltungen den erforderlichen Zwei-Sammelschienen-Betrieb zu gewährleisten, wird die Anlage entsprechend erweitert.

AMP-013: Trassenneubau: Netzerweiterung Niederrhein – Doetinchem (NL) zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Durch die Entwicklung des europäischen Energiemarktes besteht der Bedarf an zusätzlicher grenzüberschreitender Transportkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden. Im Rahmen des gemeinsamen Projektes der TenneT B.V. und der Amprion wird ein neuer Interkonnektor zwischen den 380-kV-Anlagen Niederrhein (Wesel) und Doetinchem (Niederlande) errichtet. Amprion ist für den Neubau zwischen der Anlage Niederrhein und der Bundesgrenze verantwortlich.

Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- Neubau in bestehender Trasse einer 380/110-kV-Freileitung zwischen Niederrhein und Punkt Lackhausen
- Neubau in bestehender Trasse einer 380/110-kV-Freileitung zwischen Punkt Wittenhorst und Millingen-Isselburg und Neubau einer 380-kV-Freileitung zwischen Isselburg und Bundesgrenze (NL)
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Niederrhein
- Umbeseilung von zwei 380-kV-Stromkreisen auf bestehendem Gestänge von Punkt Lackhausen bis Punkt Wittenhorst mit HTLS-Beseilung

Nach jetzigem Planungsstand wird die Inbetriebnahme für das Jahr 2016 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Aufgrund der Entwicklung der Erzeugungsstruktur Deutschlands und der Niederlande treten bereits heute signifikante Leistungsflüsse zwischen den beiden Ländern auf. Zukünftig wird sich der Transportbedarf zur Marktintegration neuer konventioneller Kraftwerksprojekte sowie insbesondere durch den Ausbau von Windenergieanlagen weiter erhöhen. Grenzüberschreitende Transite im Bereich Central West Europe (CWE) von Deutschland durch die Niederlande bis nach Frankreich führen seit dem Jahr 2000 zu einer Auktionierung der Übertragungskapazität an der deutsch-niederländischen Grenze. Wegen des existierenden Engpasses zwischen den beiden Ländern wurden in einer Machbarkeitsstudie die Möglichkeiten einer Erweiterung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität untersucht. Als Ergebnis der Machbarkeitsstudie stellte sich als beste Ausbauoption eine neue Kuppelleitung zwischen Doetinchem (NL) und Niederrhein bei Wesel heraus.

Das Projekt umfasst die Erstellung einer neuen 380-kV-Verbindung zwischen Doetinchem (NL) und Niederrhein. Im Rahmen des Projektes wird die Bündelung der neuen 380-kV-Verbindung mit bestehenden 110-kV-Trassen berücksichtigt. Amprion nimmt diese vor, um den Eingriff in den öffentlichen Raum zu minimieren. Für die neue Leitung wird zwischen Niederrhein und dem Punkt Lackhausen ein neues 380/110-kV-Gestänge errichtet. Im weiteren Verlauf der Leitung von Punkt Lackhausen bis Punkt Wittenhorst wird bestehendes Gestänge verwendet. Hierzu sind verschiedene Um- und Zubeseilungsmaßnahmen erforderlich. Von Punkt Wittenhorst bis Millingen ist ein neues 380/110-kV-Gestänge geplant. Von dort aus bis zur Landesgrenze beabsichtigt Amprion ein 380-kV-Gestänge zu errichten. Zur Einbindung der neuen 380-kV-Stromkreise in die Station Niederrhein wird die Anlage entsprechend erweitert.

Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie wurden verschiedene Netzausbauoptionen zwischen den Übertragungsnetzen von TenneT und Amprion hinsichtlich deren Auswirkungen auf die Übertragungskapazität genehmigungsbezogene Realisierbarkeit bewertet. Im Rahmen der Studie wurden folgende Netzausbaualternativen zwischen den Netzen von Amprion und TenneT aus technischer Sicht sowie aus Genehmigungssicht bewertet:

- Doetinchem (NL) – Niederrhein
- Boxmeer (NL) – Niederrhein
- Maasbracht (NL) – Dülken
- Maasbracht (NL) – Dülken (HVDC-connection)

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION

Die Ergebnisse zeigen, dass die Ausbauposition zwischen Doetinchem (NL) und Niederrhein die verfügbare Kapazität um etwa 1.000 MW bis 2.000 MW steigert. Diese Verbindung sorgt für eine gleichmäßigere Belastung der Gesamtkuppelstellen zwischen Deutschland und den Niederlanden und führt zu einer Erhöhung der Systemsicherheit. Des Weiteren hat die Ausbauposition zwischen Doetinchem und Niederrhein bzgl. der notwendigen Genehmigungen für die Trassierung die günstigsten Voraussetzungen sowohl auf der niederländischen als auch auf der deutschen Seite.

Das Projekt ist Bestandteil des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG). In der Anlage zum EnLAG ist die Maßnahme unter Vorhaben Nr. 13 aufgeführt. Darüber hinaus liegt die Verbindung Doetinchem-Niederrhein in der Achse vorrangiger Vorhaben (Anhang I der TEN – E Leitlinien EL.1.) und ist somit von europäischem Interesse.



AMP-014: Trassenoptimierung: Netzerweiterung in der Region Westliches Rheinland

Beschreibung der geplanten Maßnahme

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 Transportnetzes der Amprion ab. Diese Änderung wird u. a. auch durch vier zusätzliche 380-kV-Stromkreise in der UA Niederrhein aus Doetinchem und Diele hervorgerufen. Es sind daher Maßnahmen erforderlich, die eine bedarfsgerechte Erweiterung des Transportnetzes in dem Netzgebiet Westliches Rheinland sicherstellen und insbesondere dem Entstehen von Netzengpässen in diesem Netzgebiet entgegenwirken.

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

Zur Entlastung des 220-kV-Netzes muss an mehreren Standorten die Versorgung sowohl der unterlagerten 110-kV-Spannungsebene als auch der Endkunden sukzessiv auf eine 380-kV-Direktumspannung umgestellt werden.

Folgende wesentliche Maßnahmen sind für die Umsetzung erforderlich:

- Neubau je einer 380-kV-Anlage in den bestehenden Anlagen Dülken, Osterath, Selbeck, Gellep, Mündelheim
- Erweiterung 380-kV-Anlage Rommerskirchen inkl. Trafoverlagerung aus Frimmersdorf
- Erweiterung 380-kV-Anlage Uftort inkl. Trafoersatz
- Neubau 380-kV-Freileitung von Punkt Fellerhöfe bis Punkt St. Tönis
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Osterath bis Gohrpunkt
- Neubau einer 380-kV-Freileitung von Gohrpunkt bis Rommerskirchen
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Uftort bis Punkt Hüls-West
- Rückbaumaßnahmen Rheinhausen
- Stromkreisertüchtigung Mündelheim-Nord und Meerbusch-Ost auf 380 kV

Nach jetzigem Planungsstand wird die Inbetriebnahme des Gesamtkonzeptes für das Jahr 2017 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Das Netzgebiet Westliches Rheinland ist charakterisiert durch folgende Aufgabenstellungen:

- Durchleitung der Nord-Süd-Transite
- Netzintegration des Kraftwerkes Frimmersdorf in die 220-kV-Spannungsebene
- Sicherstellung der regionalen Versorgung über die Umspannanlagen Uftort, Mündelheim, Osterath, Dülken und Norf

Bei der Überplanung des Bereiches Westliches Rheinland muss eine sichere Versorgung folgender 220-kV-Zwangspunkte berücksichtigt werden:

- Uerdingen (Versorgung Chemiepark)
- Mündelheim (Einspeisung Kraftwerke, Versorgung Stahlwerk)
- Rheinhausen (Versorgung Weiterverteiler)
- Edelstahl (Versorgung Stahlwerk)
- Norf (Versorgung Aluminiumindustrie)
- Frimmersdorf (Einspeisung Kraftwerke)

Die o. g. Einspeisungen und Kundenanschlusspunkte erfordern es, in diesem Bereich einen Teil des 220-kV-Netzes aufrecht zu erhalten. Das verbleibende 220-kV-Teilnetz muss die Anforderungen gemäß den Planungsgrundsätzen hinsichtlich sowohl der Gewährleistung einer sicheren Kundenversorgung als auch eines stabilen Netz- und Kraftwerksbetriebes erfüllen.

Eine Veränderung der Übertragungsaufgabe ergibt sich aus der Zunahme der wind- und handelsbedingten Transite, insbesondere aus dem nördlichen Bundesgebiet. Entsprechend der dena-Netzstudie I ist sowohl die windbedingte Einspeisekapazität als auch der resultierende notwendige Netzausbau berücksichtigt.

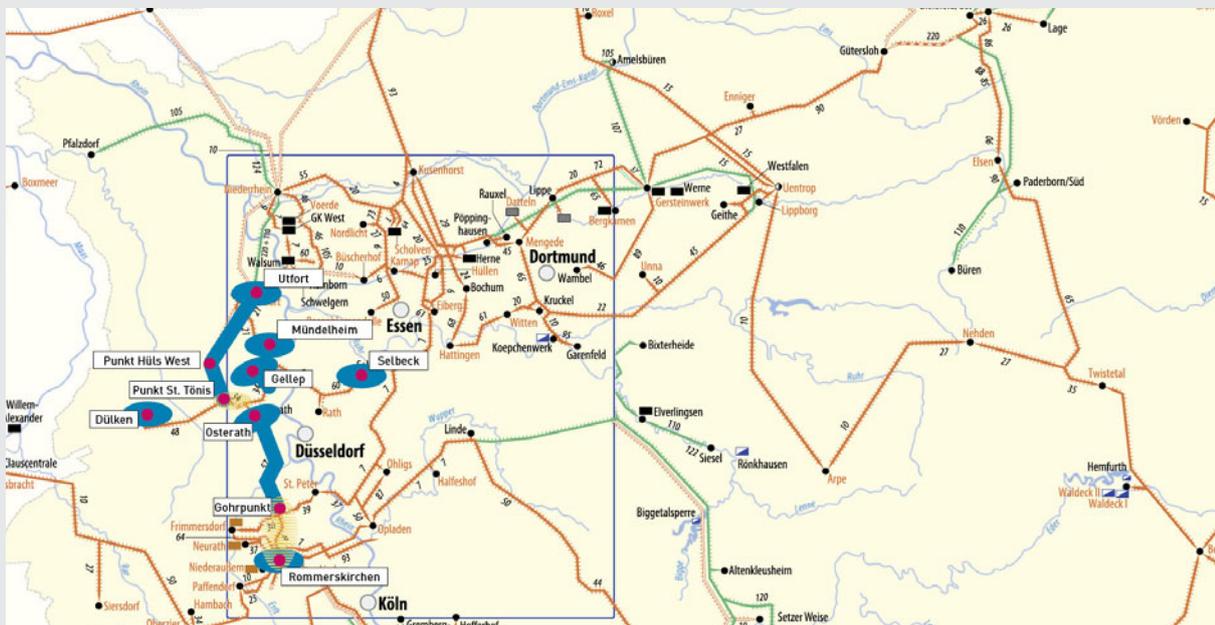
STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION

Die Maßnahme wird im Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG unter der Nr. 14 der Anlage 1 als notwendiger Netzausbau klassifiziert.

Des Weiteren sind die geplanten und zum Teil in der Umsetzungsphase befindlichen neuen Kraftwerkseinspeisungen im nördlichen Rheinland sowie im Ruhrgebiet und im ostwestfälischen Raum angemessen zu berücksichtigen. Auf Grund der Einspeisekapazität der einzelnen Kraftwerksblöcke ist ein Anschluss nur in der 380-kV-Spannungsebene möglich. 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 möglichen Entstehung von Übertragungsengpässen.

Durch den geplanten und terminierten Rückbau von 220- und 110-kV-Blöcken am Kraftwerksstandort Frimmersdorf entfällt mittelfristig ersatzlos eine Einspeiseleistung von ca. 1.500 MW in die 220-kV-Ebene und ca. 300 MW in die unterlagerte 110-kV-Ebene. Die am Kraftwerksstandort Neurath geplanten BoA-Blöcke (Braunkohlenblöcke mit optimierter Anlagentechnik) F und G, welche die stillgelegten Blöcke in Frimmersdorf ersetzen sollen, müssen auf Grund ihrer Einspeiseleistung (2 x 1.100 MW) in der 380-kV-Anlage Rommerskirchen angeschlossen werden.

Das vorliegende Netzkonzept stellt sicher, dass die Transportkapazität die gestiegenen Anforderungen deckt. Im Zuge der kapazitätsbedingten Umstellung des Netzgebietes von 220 kV auf 380 kV muss die Versorgungsaufgabe aus der 220-kV-Ebene im Bereich des Westlichen Rheinlandes in die 380-kV-Ebene verlagert werden. Damit wird nach der Inbetriebnahme neuer Kraftwerke und der Stilllegung von 220/110-kV-Einspeisungen weiterhin eine sichere Versorgung der Region gewährleistet.



AMP-015: Netzerweiterung Großgartach / Hoheneck

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Amprion und TransnetBW planen zur Erhöhung der Transportkapazität das Übertragungsnetz in Baden-Württemberg von 220 kV auf 380 kV umzustellen. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit des unterlagerten 110-kV-Verteilnetzes der Rhein-Ruhr-Verteilnetz GmbH und des Versorgungsbereiches der Syna GmbH wird im Rahmen des Projektes „Netzerweiterung Großgartach / Hoheneck“ die notwendige Verlagerung der 110-kV-Netzübergabepunkte aus der 220-kV-Ebene in die 380-kV-Ebene umgesetzt. In den 380-kV-Stationen Großgartach und Hoheneck wird dafür je ein zusätzlicher 380/110-kV-Transformator benötigt.

Die Fertigstellung der Maßnahme wird für 2013 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahme in den Stationen Großgartach und Hoheneck ist eine konsequente Folge der in Abstimmung mit TransnetBW abzuschließenden kapazitätsbedingten Umstellung der 220-kV-Spannungsebene auf 380 kV in Baden-Württemberg. Bei der Verlagerung der Transportfunktion aus der 220- in die 380-kV-Ebene entsteht die Notwendigkeit, die regionale Versorgung umzustrukturieren. Die Transformatorquerschnitte für die Versorgung der unterlagerten 110-kV-Verteilungsebene werden daher sukzessive aus der 220- in die 380-kV-Spannungsebene verlagert.

Neben der Schalt- und Umspannanlage Hoheneck betreibt Amprion im Raum Württemberg keine weitere 380-kV-Schaltanlage. Als weiterer räumlich redundanter Einspeisepunkt in das unterlagerte 110-kV-Netz der Rhein-Ruhr-Verteilnetz GmbH zur Versorgung des nachgeschalteten Versorgungsbereiches der Syna GmbH in Altwürttemberg (ehemals Versorgungsgebiet der KAWAG mit Sitz in Ludwigsburg) bietet sich die bestehende 110/20-kV-Schalt- und Umspannanlage Großgartach an, da diese nur ca. 500 m von der 380/220/110-kV-Station Großgartach der TransnetBW entfernt liegt.

Die 110-kV-KAWAG-Gruppe wurde ursprünglich aus vier 150-MVA-Transformatoren, welche in den 220/110-kV-Umspannanlagen Hoheneck und Winnenden aufgestellt waren, versorgt. Der maximale Leistungsbedarf der 110-kV-Netzgruppe liegt bei ca. 300 MW. Inzwischen wurde einer der 150-MVA-Transformatoren in Hoheneck durch einen 250-MVA-Transformator (380/110 kV) ersetzt und die beiden 150-MVA-Transformatoren in Winnenden gegen einen 200-MVA-Transformator getauscht.

Mit der hier beschriebenen Erweiterungs- und Umstrukturierungsmaßnahme muss der 200-MVA-Transformator in Winnenden (220/110 kV) durch den neuen 350-MVA-Transformator in Großgartach (380/110 kV) ersetzt und der 150-MVA-Transformator in Hoheneck (220/110 kV) gegen einen 350-MVA-Transformator (380/110 kV) getauscht werden. Damit ist die KAWAG-Gruppe komplett auf Direktumspannung 380/110 kV umgestellt und der 660-MVA-Netzkuppeltransformator (380/220 kV) in Hoheneck wird für die Versorgung der KAWAG-Gruppe nicht mehr benötigt. Nach Abschluss des entsprechenden 220-kV-Rückbauprogramms der TransnetBW kann der Netzkuppeltransformator entfallen.

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION



AMP-016: Netzerweiterung zum Anschluss von Kraftwerken am Standort Westfalen

Beschreibung der geplanten Maßnahmen

Am Standort Kraftwerk Westfalen werden zwei Steinkohlekraftwerksblöcke mit einer installierten Leistung von jeweils ca. 750 MW errichtet. Diese Kraftwerksblöcke werden an das Netz von Amprion angeschlossen. Das Netzanschlusskonzept und somit die Maßnahmen zur Herstellung des Netzanschlusses beinhalten:

- Erweiterung der 380-kV-Schaltanlage Uentrop für den Anschluss der Kraftwerksblöcke und wegen der erforderlichen Erweiterungen im 380-kV-Netz
- Umstrukturierung des 380-kV-Netzes im Bereich Walstedde für den Anschluss der Kraftwerksblöcke und zur Umsetzung des Stromkreises Hanekenfähr – Uentrop (gemäß dena-Netzstudie I)

Die beschriebenen Maßnahmen werden bis 2013 umgesetzt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Das Projekt dient der Herstellung des unmittelbaren 380-kV-Netzanschlusses für die beiden Steinkohleblöcke in der Schaltanlage Uentrop. Des Weiteren werden zum stabilen Betrieb der Blöcke erforderliche Erweiterungen im 380-kV-Netz von Amprion umgesetzt. Das Projekt resultiert aus der gesetzlichen Verpflichtung gemäß den Bestimmungen des § 17 Abs. 1 EnWG zum Anschluss von Erzeugungsanlagen und beinhaltet auch Maßnahmen zur Erweiterung des vorgelagerten Netzes, die vom Netzbetreiber zu tragen sind.

In der 380-kV-Schaltanlage Uentrop werden zwei Einspeiseschaltfelder für die beiden Kraftwerksblöcke neu errichtet.

Für einen stabilen Betrieb der Kraftwerksblöcke ist eine Anhebung der netzseitigen Kurzschlussleistung am 380-kV-Netzknoten Uentrop erforderlich. Deshalb erfolgt ein entsprechender Ausbau des 380-kV-Netzes zur Anhebung der Kurzschlussleistung: Im zeitlichen Vorgriff auf die in der dena-Netzstudie I ausgewiesene Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises zwischen Hanekenfähr und Uentrop wird die Leitungskreuzung am Punkt Walstedde umgebaut und durch eine entsprechende Verschaltung im Punkt Walstedde eine Dreibein-Schaltung Gersteinwerk – Roxel – Uentrop sowie eine Dreibein-Schaltung Gersteinwerk-Enniger – Uentrop geschaffen.

Mit diesen Maßnahmen wird ein zusätzlicher Kurzschlussleistungszubringer in die Anlage Uentrop eingeführt und das Niveau ausreichend angehoben.

Nach Neubau der beiden Kraftwerksblöcke ist in der 380-kV-Anlage Uentrop unter Einbeziehung des Kraftwerks Hamm – Uentrop Kraftwerksleistung von rund 2.300 MW angebunden. Damit wird die nach den Vorgaben des TransmissionCode 2007 auf einer Sammelschiene zulässige Einspeiseleistung deutlich überschritten. In der Anlage Uentrop wird deshalb ein dauerhafter Zwei-Sammelschienen-Betrieb erforderlich. Zur Sicherstellung dieses Betriebes wird die Anlage Uentrop um eine dritte Sammelschiene und eine zusätzliche Kupplung erweitert.

AMP-017: Trassenoptimierung: Netzerweiterung im Bereich Mengede – Kruckel**Beschreibung der geplanten Maßnahme**

Mit der von Amprion geplanten Maßnahme im Raum Dortmund wird Transportkapazität zwischen der 380-kV-Anlage Mengede und der südlich gelegenen Anlage Kruckel erhöht. Zwischen Mengede und Kruckel wird ein zweiter 380-kV-Stromkreis auf bestehendem Gestänge zubeseilt und mit dem bestehenden Stromkreis Witten – Unna zu einer Dreibein-Leitung Mengede – Witten – Unna verknüpft. Mit dieser Netzerweiterung wird zusätzlich die Vorhaltung der erforderlichen Netzkurzschlussleistung für den stabilen Betrieb der in der Region nordöstliches Ruhrgebiet angeschlossenen Kraftwerke gewährleistet. Der zusätzliche Stromkreisabschnitt wird langfristig Bestandteil einer weiträumigen Netzverstärkung, die den Ausbau des 380-kV-Netzes von Kruckel über Garenfeld bis Dauersberg vorsieht.

Abschnittsweise sind bestehende 110-kV-Stromkreise auf andere Gestängeplätze zu verlegen. Zum Teil ist hierfür die Montage von zusätzlichen Traversen erforderlich. Die 380-kV-Schaltanlage Mengede wird zur Einbindung des neuen Stromkreises erweitert.

Im Einzelnen werden folgende Maßnahmen ausgeführt:

- Erweiterung 380-kV-Station Mengede
- Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises zwischen Mengede und Punkt Kruckel Nord

Nach jetzigem Planungsstand wird die Inbetriebnahme für das Jahr 2013 angestrebt.

Abschnittsweise ist der zusätzliche Stromkreis bereits im Jahr 2011 aufgelegt worden.

Das Anzeigeverfahren gemäß § 43 EnWG bei der Bezirksregierung Arnsberg hat das Aktenzeichen 64.21.3.4.

Begründung der geplanten Maßnahme

Zur Vermeidung von absehbaren strukturellen Netzengpässen wird ein 380-kV-Stromkreis durch Zubeseilung auf vorhandenem Gestänge zwischen Kruckel und Mengede errichtet und mit dem bestehenden Stromkreis Unna – Witten zu einer Dreibein-Leitung Unna – Mengede – Witten verschaltet.

Auslöser hierfür ist der erhebliche Bedarf an zusätzlichen Netzkapazitäten wegen des Anschlusses neuer Kraftwerke im Raum Westfalen – Ruhrgebiet, speziell im nordöstlichen Ruhrgebiet an das 380-kV-Netz. Insbesondere die starke lokale Konzentration der in der Realisierung befindlichen und geplanten Kraftwerksprojekte erfordert entsprechend den gesetzlichen Vorgaben den Ausbau der Netzkapazität zum Abtransport der regional überschüssigen Leistung.

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION



AMP-018: Trassenoptimierung: Netzerweiterung zwischen Rommerskirchen und Punkt Neuenahr

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Amprion plant die Transportkapazität der auf der Rheinschiene zwischen den Regionen Köln und Koblenz/Frankfurt zu erhöhen. Das hier dargestellte Projekt ist ein Teilstück der Netzerweiterung von Rommerskirchen über Sechtem und Punkt Neuenahr nach Weißenthurm.

Zwischen Rommerskirchen und Sechtem werden drei zusätzliche 380-kV-Stromkreise und im weiteren Verlauf zwischen Sechtem und Punkt Neuenahr zwei neue 380-kV-Stromkreise benötigt. Im Einzelnen werden folgende Teilabschnitte umgesetzt: Zwischen Rommerskirchen und Punkt Stommeln Süd wird ein 380-kV-Gestänge neugebaut. Im weiteren Verlauf wird auf dem Abschnitt Punkt Stommeln Süd – Kalscheuren nach dem Gebot der Trassenbündelung ein 380-/110-kV-Gestänge errichtet. In den sich daran anschließenden Streckenabschnitten Punkt Kalscheuren – Sechtem und Sechtem – Punkt Alfter erstellt Amprion ein neues 380-kV-Gestänge. Zwischen Punkt Alfter und Punkt Neuenahr wird ebenfalls unter Berücksichtigung von Trassenbündelungen und dem damit verbundenen minimierten Eingriff in den öffentlichen Raum ein 380/110-kV-Gestänge neugebaut. Für die Realisierung eines der Stromkreise wird darüber hinaus auf dem Abschnitt Brauweiler – Sechtem ein bestehender Stromkreis auf 380-kV-Betrieb umgestellt.

Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung voraussichtlich erforderlich:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse Rommerskirchen – Punkt Stommeln Süd
- Neubau einer 380/110-kV-Freileitung in bestehender Trasse Punkt Stommeln Süd – Kalscheuren
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse Kalscheuren – Sechtem
- 380 kV-Stromkreisumstellung Brauweiler – Sechtem
- Erweiterung der 380-kV-Station Sechtem
- Erweiterung der 380-kV-Station Rommerskirchen
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Sechtem nach Punkt Alfter
- Neubau einer 380-/110-kV-Freileitung in bestehender Trasse von Punkt Alfter nach Punkt Neuenahr

Nach jetzigem Planungsstand wird die Inbetriebnahme für das Jahr 2015 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die deutschen Kernkraftwerke werden bis spätestens Ende 2022 vollständig abgeschaltet. Im Vergleich mit den bisherigen Szenarien wird die zukünftig aus den Kernkraftwerken nicht mehr zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung durch einen noch stärkeren und beschleunigten Zubau von erneuerbaren Energien kompensiert.

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2012 weist einen hohen additiven Zubau von bis zu 60 GW Windenergieerzeugung aus. Die Schwerpunkte der Windenergieerzeugung liegen im Norden Deutschlands. Diese Energie ist auf dem Nord-Süd-Korridor zu transportieren.

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

Zur Sicherstellung einer bedarfsgerechten Transportkapazität und zur Gewährleistung der Systemsicherheit ist der Ausbau der Rheinschiene erforderlich. Mit der hier dargestellten Maßnahme wird die Transportkapazität zwischen Rommerskirchen und Punkt Neuenahr erhöht.

Das Projekt ist Bestandteil des Gesetzes zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG). In der Anlage zum EnLAG ist die Maßnahme unter Vorhaben Nr. 15 aufgeführt.

Für die hier geplanten Maßnahmen ergeben sich keine alternativen Netzausbauplätze. Nur durch die Nutzung bestehender Trassenräume kann eine rechtzeitige Bereitstellung der zusätzlichen Transportkapazität gewährleistet werden.

AMP-019: Trassenoptimierung: Netzanschluss der Kraftwerke am Standort Lünen und Netzausbau Gersteinwerk-Mengede

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Am Standort Lünen wird die Errichtung von zwei Steinkohlekraftwerksblöcken mit je ca. 800 MW Leistung geplant. Für diese Kraftwerksblöcke hat Amprion Anschlusszusagen gem. § 4 Abs. 1 KraftNAV erteilt. Gemäß Anschlusskonzept erfolgt die Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage am Standort Lippe als Netzanschlusspunkt für die beiden Kraftwerke vor.

Darüber hinaus wird zwischen den Anlagen Gersteinwerk und Mengede das 380-kV-Netz in Umsetzung der Ergebnisse der dena-Netzstudie I durch Schaffung eines zweiten Stromkreises bedarfsgerecht ausgebaut.

Das Netzanschlusskonzept und somit die Maßnahmen zur Herstellung der Netzanschlüsse beinhalten:

- Neubau einer 380-kV-Schaltanlage am Standort Lippe
- Zubeseilung zweier 380-kV-Stromkreise auf der 380-kV-Leitung zwischen Punkt Schmintrup und Gersteinwerk sowie Ausbau zweier Schaltfelder in der 380-kV-Schaltanlage Gersteinwerk
- Umbau der 380-kV-Freileitung Bl. 4301 im Bereich des Standorts der zukünftigen 380-kV-Schaltanlage Lippe, um dort zwei 380-kV-Stromkreise zwischen Gersteinwerk und Mengede in diese Schaltanlage als zukünftige Stromkreise Gersteinwerk – Lippe und Mengede – Lippe einführen zu können.

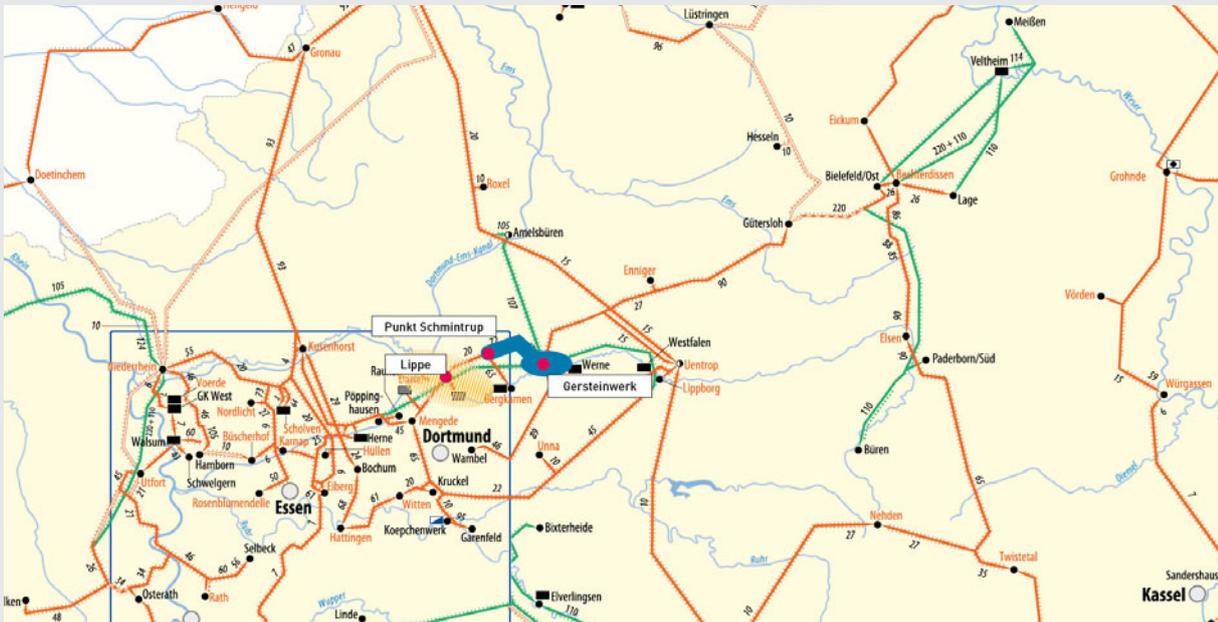
Das Projekt wurde bereits umgesetzt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die Maßnahmen dienen der Herstellung der 380-kV-Netzanschlüsse der neuen Steinkohlekraftwerksblöcke in der neu zu errichtenden 380-kV-Schaltanlage Lippe. Sie resultieren aus der gesetzlichen Verpflichtung gemäß den Bestimmungen des § 17 Abs. 1 EnWG zum Anschluss von Erzeugungsanlagen. Gleichzeitig dienen sie auch zum bedarfsgerechten Ausbau des 380-kV-Netzes der Amprion entsprechend den Ergebnissen der dena-Netzstudie I. Der durchzuführende Netzausbau zwischen Punkt Schmintrup und Gersteinwerk ist Bestandteil des EnLAG (Nr. 7) zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze.

Die Schaffung eines zweiten 380-kV-Stromkreises Gersteinwerk – Mengede ist entsprechend den Ergebnissen der dena-Netzstudie I ein erforderlicher Netzausbau zum Weitertransport der in Norddeutschland erzeugten Windenergieleistung im Netz der Amprion. Die dena-Netzstudie I sieht in diesem Zusammenhang vor, den Kraftwerksblock Bergkamen A als Voraussetzung zur Schaffung dieses Stromkreises vom heutigen Netzanschlusspunkt in der 380-kV-Anlage Mengede in die 380-kV-Anlage Gersteinwerk umzuschließen. Dieser zweite 380-kV-Stromkreis zwischen Gersteinwerk und Mengede ist aber auch Voraussetzung für die Schaffung des Netzanschlusspunkts für die beiden Kraftwerke am Standort Lünen. Er wird zusammen mit dem bereits bestehenden Stromkreis Gersteinwerk – Mengede in eine am Standort Lippe neu zu errichtende Schaltanlage Lippe eingeschleift, in der die beiden geplanten Kraftwerke an das Netz der Amprion angeschlossen werden.

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION



AMP-020: Trassenoptimierung: 380-kV-Netzerweiterung zwischen Kriftel (Amprion) und Punkt Eschborn (TenneT)

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Mit diesem Konzept wird die im EnLAG Anlage 1 Nr. 8 ausgewiesene 380-kV-Stromkreisverbindung zwischen Kriftel und Punkt Eschborn realisiert. Gleichzeitig werden die netztechnischen Belange des unterlagerten Verteilnetzbetreibers Syna GmbH berücksichtigt. Durch die Nutzung des Gestänges der Syna GmbH zwischen Kriftel und dem Punkt Eschborn durch Amprion sind Stromkreisführungen von 110-kV- und Mittelspannungstromkreisen anzupassen.

Zur Schaffung der 380-kV-Stromkreisverbindung zwischen Kriftel und Punkt Eschborn ist die Nutzung der bestehenden Trasse des BB-25-Gestänges der Syna GmbH in diesem Abschnitt vorgesehen. Hierzu erfolgt ein anteiliger Eigentumserwerb des Gestänges durch Amprion. In Folge der durch den 380-kV-Stromkreis beanspruchten Gestängeplätze ist zur notwendigen Beibehaltung der betrieblichen Unabhängigkeit der auf diesem Gestänge aufliegenden 110-kV-Stromkreise der Syna GmbH die Verkabelung der beiden Mittelspannungstromkreise und eines 110-kV-Stromkreises zwischen den 110-kV-Anlagen Kriftel und Westerbach der Syna GmbH (ca. 9,5 km) erforderlich.

Zur Weiterführung des 380-kV-Stromkreises in die 380-kV-Anlage Kriftel ist auf dem letzten Abschnitt vor Kriftel der Neubau einer 380-kV-Freileitung (ca. 1,0 km) notwendig. Dieser neue 380-kV-Stromkreis ist dann an ein neues 380-kV-Schaltfeld in Kriftel anzuschließen.

Folgende Maßnahmen sind für die Umsetzung des Projektes erforderlich:

- Erweiterung der 380-kV-Anlage Kriftel
- Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises auf dem Gestänge zwischen Kriftel – Punkt Eschborn (ca. 9 km)
- Neubau einer 380-kV-Freileitung in bestehender Trasse vor Kriftel (ca. 1,0 km) und Beseilung mit einem 380-kV-Stromkreis

Die Inbetriebnahme der neuen Stromkreisverbindung wird für das Jahr 2013 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Diese Leitungsverbindung ist zur Aufnahme und zum Abtransport der zukünftigen on- und offshore erzeugten Windenergieleistung in Norddeutschland erforderlich.

Im Rahmen der dena-Netzstudie I wurde die Notwendigkeit von Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz identifiziert. Diese Netzerweiterungen sind in Umfang und mit entsprechenden zeitlichen Vorstellungen in der Studie beschrieben. Eine der Maßnahmen ist gemäß EnLAG Anlage 1 Nr. 8 die Errichtung einer 380-kV-Freileitung Kriftel – Punkt Eschborn.

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION



AMP-021: Blindleistungskompensation Bürstadt / Wehrendorf**Beschreibung der geplanten Maßnahme**

Im Rahmen dieses Projektes errichtet Amprion Blindleistungserzeugungsanlagen. Mit diesen Anlagen wird das Ziel verfolgt ausreichend Blindleistung zur Verfügung zu stellen, um so die Spannungsgrenzen einzuhalten sowie die Spannungsstabilität zu gewährleisten. Damit wird ein sicherer Netzbetrieb bei hohen Leistungstransiten sichergestellt. Es werden Kondensatorbänke an den Standorten Bürstadt und Wehrendorf errichtet. In Bürstadt muss für den Anschluss der Kondensatorbank mit einer Kapazität von 2 x 300 Mvar (kapazitiv) die 380-kV-Schaltanlage um zwei Schaltfelder erweitert werden. Für die Kondensatorbank mit einer Kapazität von 300 MVar (kapazitiv) in Wehrendorf muss die dortige 380-kV-Schaltanlage um ein Schaltfeld erweitert werden.

Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung voraussichtlich erforderlich:

- Neubau von zwei Blindleistungskompensationsanlage mit jeweils 300 MVar, Neubau von 380-kV-Schaltfeldern in der Station Bürstadt
- Neubau einer Blindleistungskompensationsanlage mit 300 MVar, Neubau eines 380-kV-Schaltfeldes in der Station Wehrendorf

Nach jetzigem Planungsstand ist die Inbetriebnahme für das Jahr 2012 (Bürstadt) und 2013 (Wehrendorf) geplant.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die deutschen Kernkraftwerke werden bis spätestens Ende 2022 vollständig abgeschaltet. Im Vergleich mit den bisherigen Szenarien wird die zukünftig aus den Kernkraftwerken nicht mehr zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung durch einen noch stärkeren und beschleunigten Zubau von erneuerbaren Energien kompensiert.

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2012 weist einen hohen additiven Zubau von bis zu 60 GW Windenergieerzeugung aus. Die Schwerpunkte der Windenergieerzeugung liegen im Norden Deutschlands. Diese Energie ist auf dem Nord-Süd-Korridor zu transportieren.

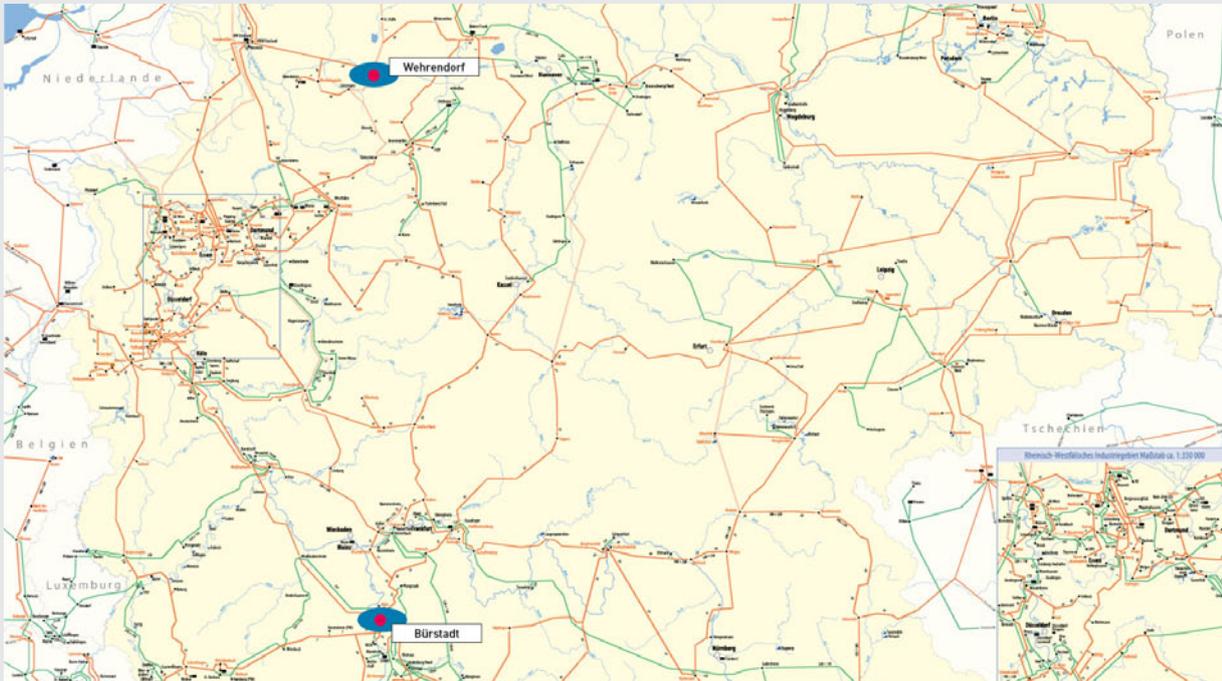
Durch die veränderte Erzeugungsstruktur können insbesondere in den Nord-Süd-Korridoren hohe Auslastungen der Leitungen auftreten. In diesen Situationen werden die Leitungen oberhalb der natürlichen Leistung der Freileitungsstromkreise betrieben. Dieser Netzzustand führt zu einem hohen Bedarf an induktiver 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. Bedingt durch die windbedingte Verdrängung und die Stilllegung konventioneller Kraftwerksleistung, insbesondere in Mittel- und Süddeutschland, 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.

Am Standort Wehrendorf wird insbesondere durch die Anbindung der neuen Leitung Ganderkesee – St. Hülfe – Wehrendorf und die hierdurch entstehende hohe Windleistungsübertragung via Wehrendorf eine Blindleistungskompensation erforderlich. Am Standort Bürstadt ist die Bereitstellung von Blindleistung erforderlich, um fehlende Einspeisung aus Kernkraftwerken zu kompensieren und so die Spannungshaltung zu gewährleisten.

Bereits in der dena-Netzstudie I wurde der Bedarf an Blindleistungsbereitstellung durch Blindleistungskompensationsmaßnahmen ermittelt.

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION

Zur Minimierung des Bedarfs zusätzlicher 380-kV-Schaltfelder und der Flächennutzung wurde die Blindleistungsbereitstellung möglichst konzentriert an jeweils einem Standort im Raum Darmstadt (Bürstadt) und im Raum Osnabrück (Wehrendorf) geplant.



AMP-022: Trassenoptimierung: Kapazitätserhöhung der Nord-Süd-Achse zwischen Kruckel und Dauersberg**Beschreibung der geplanten Maßnahme**

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 im Korridor Kruckel – Dauersberg erforderlich. Mit diesen Maßnahmen ist eine Erhöhung der Übertragungskapazität im 380-kV-Netz von Amprion verbunden, so dass nach erfolgreicher Umsetzung entsprechend dem absehbaren Bedarf zusätzlicher Übertragungsquerschnitt zur Verfügung stehen wird.

Der Zwang zur Nutzung von Trassen heutiger 220-kV- und 110-kV-Freileitungen für neue, leistungsstärkere 380-kV-Freileitungen zieht eine Verlagerung auch der Versorgungsfunktion von der 220- in die 380-kV-Netzebene mit sich. Das Netzgebiet Kruckel – Dauersberg umfasst im Wesentlichen das Transportnetz im Bereich Kruckel, Garenfeld, Altenkleusheim, Setzer Wiese und Dauersberg.

Diese Netzerweiterung wird die Übertragungsfähigkeit auf der Nord-Süd-Achse durch Schaffung eines zusätzlichen Korridors signifikant steigern, um den absehbaren Bedarf an Transportkapazität decken zu können.

Die Fertigstellung der gesamten Maßnahme wird für 2022 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Durch zunehmende Windeinspeisung, Stromhandelstransite und aktuelle und prognostizierte Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark zeichnet sich eine Änderung der weitläufigen Leistungsflusssituation im Transportnetz ab.

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 Übertragungsengpässen.

Es werden daher Maßnahmen in die Wege geleitet, die eine bedarfsgerechte Erweiterung des Transportnetzes in dem Netzgebiet von Kruckel bis Dauersberg sicherstellen und insbesondere dem Entstehen von Netzengpässen in diesem Netzgebiet entgegenwirken.

Um den beschriebenen neuen Randbedingungen ein adäquates Höchstspannungsnetz für die bedarfsgerechte Erfüllung der neuen Anforderungen bereitzustellen, ist eine Erweiterung des 380-kV-Netzes zwingend erforderlich. Die Maßnahme wird im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) unter der Nr. 19 der Anlage 1 als notwendiger Netzausbau klassifiziert.

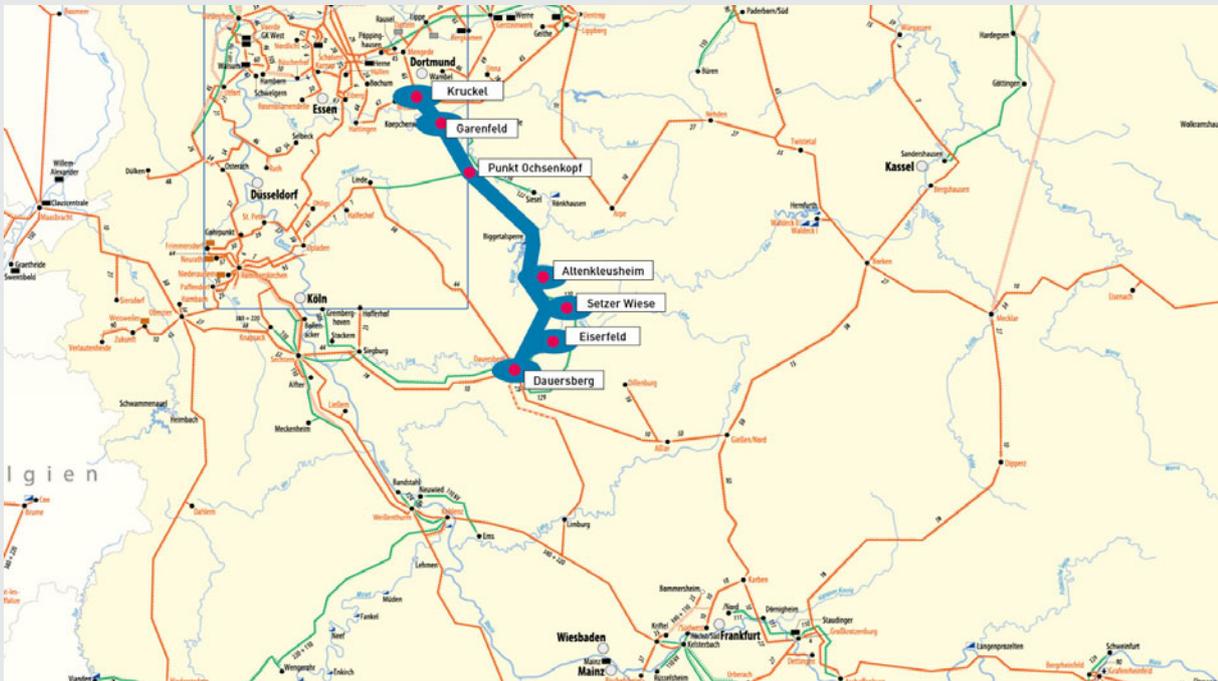
Des Weiteren muss bei der Überplanung des Bereiches von Kruckel bis Dauersberg berücksichtigt werden, dass heute in Garenfeld eine Übergabestelle zwischen den 220-kV-Netzen der Amprion GmbH und der Enervie AssetNetWork GmbH existiert. Die 220-kV-Spannungsebene bleibt im Netz der Enervie AssetNetWork GmbH nach deren Aussagen langfristig erhalten, so dass zukünftig eine 380/220-kV-Übergabestelle vorgehalten werden muss.

Zusätzlich speist das Pumpspeicherkraftwerk Koepchenwerk der RWE Power in die 220-kV-Netzebene in Garenfeld ein und muss als Zwangspunkt berücksichtigt werden.

Aufgrund der für die unterlagerten Verteilungsnetzbetreiber an den verschiedenen Abspannpunkten vorzuhaltenden Einspeisequerschnitte ist zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe in der Region die Verlagerung der Umspannung aus der 220- in die 380-kV-Spannungsebene erforderlich.

Für das Investitionsprojekt bestehen keine sinnvollen und unter genehmigungsrechtlichen Aspekten zeitgerecht realisierbaren alternativen Lösungsmöglichkeiten zur Erfüllung des technischen Bedarfs.

STARTNETZMASSNAHMEN AMPRION



AMP-024: Erhöhung der Übertragungskapazität von HÖS-Stromkreisen

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Durch die Zunahme der wind- und handelsbedingten Leistungstransite reichen die vorhandenen Übertragungskapazitäten im Höchstspannungsnetz von Amprion nicht aus. Die bedarfsgerechte Erhöhung der Übertragungskapazität erfolgt dabei neben dem Netzausbau durch die Optimierung und Verstärkung bestehender Freileitungen und Anlagen.

Im Rahmen des Projektes wird die 380-kV-Beseilung in der Anlage Gohrpunkt für die Durchleitung des zukünftigen Stromkreises Osterath – Rommerskirchen verstärkt, so dass eine höhere Transportkapazität zur Verfügung steht.

Folgende Maßnahmen sind nach derzeitigem Planungsstand für die Umsetzung voraussichtlich erforderlich:

- Erhöhung der Übertragungskapazität der Anlagenbeseilung in Gohrpunkt

Die vorgenannte Maßnahme wurde in 2012 umgesetzt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Im Investitionsprojekt „Netzerweiterung in der Region Westliches Rheinland [040]“ vom 30.06.2008 ist der Neubau einer Freileitung in zwei Abschnitten Osterath – Gohrpunkt und Gohrpunkt – Rommerskirchen beantragt. Die geplante neue 380-kV-Freileitung Osterath – Rommerskirchen durchquert die Anlage Gohrpunkt. Durch die bestehende Beseilung in der Anlage entsteht ein Engpass für die neue Verbindung. Mit dieser Maßnahme wird der Engpass beseitigt. Die Auflösung dieses Engpasses ist notwendiger Bestandteil der Kapazitätserhöhung der Rhein-schiene hier auf dem Abschnitt Osterath – Rommerskirchen (vgl. Energieleitungsausbaugesetz Vorhaben Nr. 15).



AMP-026: Netzanschluss des Kraftwerks von Statkraft am Standort Hürth – Knapsack

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Am Standort Hürth – Knapsack wird ein GuD-Kraftwerk errichtet. Für den Anschluss des Kraftwerksblockes an das Netz der Amprion muss die 380-kV-Anlage Knapsack erweitert werden.

Für die Erweiterung des Netzanschlusspunktes sind folgende Maßnahmen notwendig:

- Einschleifung der 380-kV-Leitung von Rommerskirchen nach Sechtem
- Erweiterung der Anlage Knapsack um ein 380-kV-Leitungsschaltfeld
- Erweiterung der Anlage Knapsack um eine 380-kV-SF6-Querkupplung
- Errichtung eines 380-kV-Schaltfeld für die Maschinenleitung des Kraftwerks

Die Inbetriebnahme wird voraussichtlich 2012 erfolgen.

Begründung der geplanten Maßnahme

Am Standort Hürth – Knapsack wird ein GuD-Kraftwerk mit ca. 450 MW Leistung errichtet. Der Netzanschlussvertrag sieht als Netzanschlusspunkt bei einer Erweiterung des Kraftwerks die 380-kV-Schaltanlage Knapsack von Amprion vor.

Die 380-kV-Schaltanlage Knapsack ist derzeit nur über einen Stichanschluss an einen Stromkreis zwischen den 380-kV-Anlagen Rommerskirchen und Sechtem in das Netz von Amprion eingebunden. Sie ist demnach mit der aktuellen Netzeinbindung kein geeigneter Netzanschlusspunkt für das geplante Kraftwerk entsprechend den Kriterien der KraftNAV, da kein ausreichender Querschnitt zum Abtransport der Kraftwerksleistung im Sinne des (n-1)-Kriteriums besteht.

Aufgrund der starken Belastung des 380-kV-Stromkreises zwischen Rommerskirchen und Sechtem gibt es hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit dieser Leitung. Auch durch die zusätzlich eingespeiste Kraftwerksleistung besteht ein gesteigener Anspruch an die Verfügbarkeit des Netzanschlusspunktes. Daher wird im Rahmen der Erweiterung eine 380-kV-SF6-Querkupplung errichtet.

Die 380-kV-SF6-Querkupplung ermöglicht es, die 380-kV-Verbindung zwischen Rommerskirchen und Sechtem auch dann nutzen zu können, wenn ein SF6-Leitungsfeld in der Anlage Knapsack nicht zur Verfügung steht.



AMP-028: Trassenoptimierung; Netzerweiterung und Netzanschluss des Kraftwerks am Standort Herne

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Am Standort Herne ist die Errichtung eines Kohle-Kraftwerks geplant. Für den Anschluss des Kraftwerksblockes muss eine neue 380-kV-Anlage Emscherbruch errichtet und die 380-kV-Anlage Eiberg erweitert werden. Zudem werden zwischen dem Punkt Wanne und dem Punkt Günnigfeld zwei zusätzliche 380-kV-Stromkreise zubeseilt.

Das für den NEP berücksichtigte Konzept für den Anschluss der geplanten Kraftwerks sieht folgende Maßnahmen vor:

- Neubau der 380-kV-Anlage Emscherbruch
- Erweiterung der 380-kV-Anlage Eiberg
- Zubeseilung eines 380-kV-Stromkreises zwischen dem Punkt Wanne und dem Punkt Günnigfeld auf einer Länge von ca. 6,5 km

Die beschriebenen Maßnahmen werden voraussichtlich bis zum Jahr 2018 umgesetzt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Am Standort Herne ist die Errichtung eines neuen Kraftwerks (Block 5) mit einer installierten elektrischen Leistung von 817 MVA 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.

Bei diesem Projekt handelt es sich um eine Erweiterungsinvestition, mit der das Kraftwerk Herne 5 durch eine neue und erweiterte Infrastruktur in das Netz eingebunden wird.

Das Projekt ist für den bedarfsgerechten Netzausbau nach § 11 EnWG notwendig, um das Kraftwerk ins Verbundnetz einzubinden, und erfüllt damit die Voraussetzungen nach § 23 Abs. 1 Satz 1. Darüber hinaus entspricht das Projekt dem Regelbeispiel gemäß § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 ARegV als Netzausbaumaßnahme, die dem Anschluss von Stromerzeugungsanlagen nach § 17 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes dient.



AMP-029: Trassenneubau: Netzanschluss eines Kraftwerkes am Standort Krefeld-Uerdingen

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Am Standort Krefeld-Uerdingen wird die Errichtung eines Kraftwerks geplant. Für den Anschluss des Kraftwerksblockes an das Netz der Amprion muss eine neue 380-kV-Anlage Uerdingen errichtet werden.

Das für den NEP berücksichtigte Konzept für die neuen 380-kV-Anlage Uerdingen sieht folgende Maßnahmen vor:

- Errichtung von zwei 380-kV-Leitungsschaltfeldern
- Errichtung einer 380-kV-Sammelschienen-Querkupplung

Die beschriebenen Maßnahmen werden voraussichtlich bis zum Jahr 2014 umgesetzt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Für das geplante Kraftwerk am Standort Krefeld-Uerdingen sieht der Netzanschlussvertrag 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.

Bei diesem Projekt handelt es sich um eine Erweiterungsinvestition, mit der das Kraftwerk durch eine neue und erweiterte Infrastruktur in das Netz eingebunden wird.

Das Projekt ist für den bedarfsgerechten Netzausbau nach § 11 EnWG notwendig, um das Kraftwerk ins Verbundnetz einzubinden, und erfüllt damit die Voraussetzungen nach § 23 Abs. 1 Satz 1. Darüber hinaus entspricht das Projekt dem Regelbeispiel gemäß § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 ARegV als Netzausbaumaßnahme, die dem Anschluss von Stromerzeugungsanlagen nach § 17 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes dient.



AMP-030: Trassenneubau: Verlagerung 380-kV-Freileitung Bl. 4514 zwischen Punkt Mönchskaul und Punkt Blatzheim

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Amprion betreibt zwischen den 380-kV-Schaltanlagen Paffendorf und Oberzier eine 380-kV Freileitung (Bl. 4178 und Bl. 4514). Auf den Freileitungen Bl. 4178 und Bl. 4514 werden in diesem Abschnitt zwei 380-kV-Stromkreise als Verbindungen Rommerskirchen – Maasbracht (Stromkreis Selfkant – Weiß) und Paffendorf – Oberzier (Oberzier-Süd) geführt.

In Folge des Fortschritts und der Erweiterung des Braunkohletagebaus Hambach wird die Leitungstrasse der Bl. 4514 im Abschnitt von Punkt Mönchskaul bis Oberzier voraussichtlich im Jahr 2015 abgebaut werden müssen. Als Ersatzmaßnahme erfolgt im Wesentlichen der Neubau einer 380-kV-Freileitung zwischen Punkt Mönchskaul und Punkt Blatzheim sowie eine Erweiterung der 380-kV-Anlage Paffendorf.

Das Projekt soll in den Jahren 2014 bis 2015 ausgeführt werden. Die Maßnahmen werden durch den Betreiber des Braunkohletagebaus initiiert. Daher werden auch die Kosten der Maßnahme von dem Betreiber des Braunkohletagebaus Hambach als Verursacher getragen.

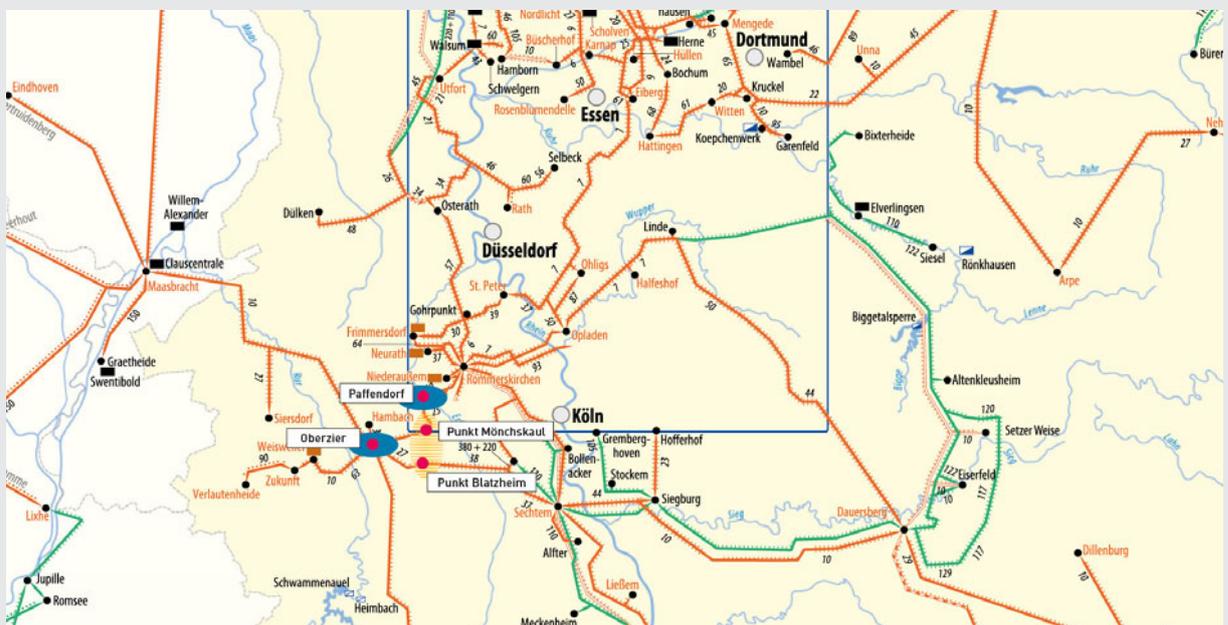
Für diese Maßnahme ist die raumordnerische Beurteilung der Bezirksregierung Köln mit Verzicht auf ein Raumordnungsverfahren im Februar 2012 abgeschlossen worden (Aktenzeichen 32.01.02).

Die Feintrassierung der Trasse hat begonnen, der Beginn des Planfeststellungsverfahrens ist für das 2. Quartal 2013 geplant.

Begründung der geplanten Maßnahme

Als Ersatz für den abschnittswise Entfall der Freileitung Bl. 4514 wird von Amprion der Bau einer 380-kV-Freileitung zwischen Punkt Mönchskaul und Punkt Blatzheim konzipiert. Über die neu errichtete Freileitung zwischen Punkt Mönchskaul und Punkt Blatzheim werden zukünftig zwei 380-kV-Stromkreise geführt und am Punkt Blatzheim mit den 380-kV-Stromkreisen Sechtem – Oberzier verbunden.

Für eine symmetrische Gestaltung der Leistungsflüsse von Rommerskirchen über Paffendorf zum Punkt Blatzheim werden die beiden neuen Stromkreise in Richtung Punkt Blatzheim und das Teilstück des bisherigen Stromkreises Rommerskirchen – Maasbracht unter Verwendung des Schaltfeldes des heutigen Stromkreises Oberzier-Süd und dem Neubau von zwei Schaltfeldern in die 380-kV-Schaltanlage Paffendorf eingeführt.



AMP-032: Trassenoptimierung: Netzverstärkung im nördlichen Rheinland

Beschreibung der geplanten Maßnahme

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

Für die Netzverstärkung im nördlichen Rheinland sind folgende Maßnahmen notwendig:

- Neubau einer 380-kV-Freileitung in einer bestehenden 220-kV-Trasse (Länge: ca. 24 km) zwischen Niederrhein und Uftort
- Erweiterung der 380-kV-Anlagen Niederrhein und Uftort

Nach jetzigem Planungsstand wird die Inbetriebnahme des Projektes für das Jahr 2017 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die Netzerweiterung zwischen Niederrhein und Uftort ist Bestandteil der EnLAG-Maßnahme Nr. 14 (Niederrhein – Uftort – Osterath). Sie 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 regionaler Einspeisung von Kraftwerksleistung zurück zu führen.



TTG-001: Erhöhung Umspannkapazität nordwestliches Niedersachsen aufgrund EEG-Einspeiseleistung

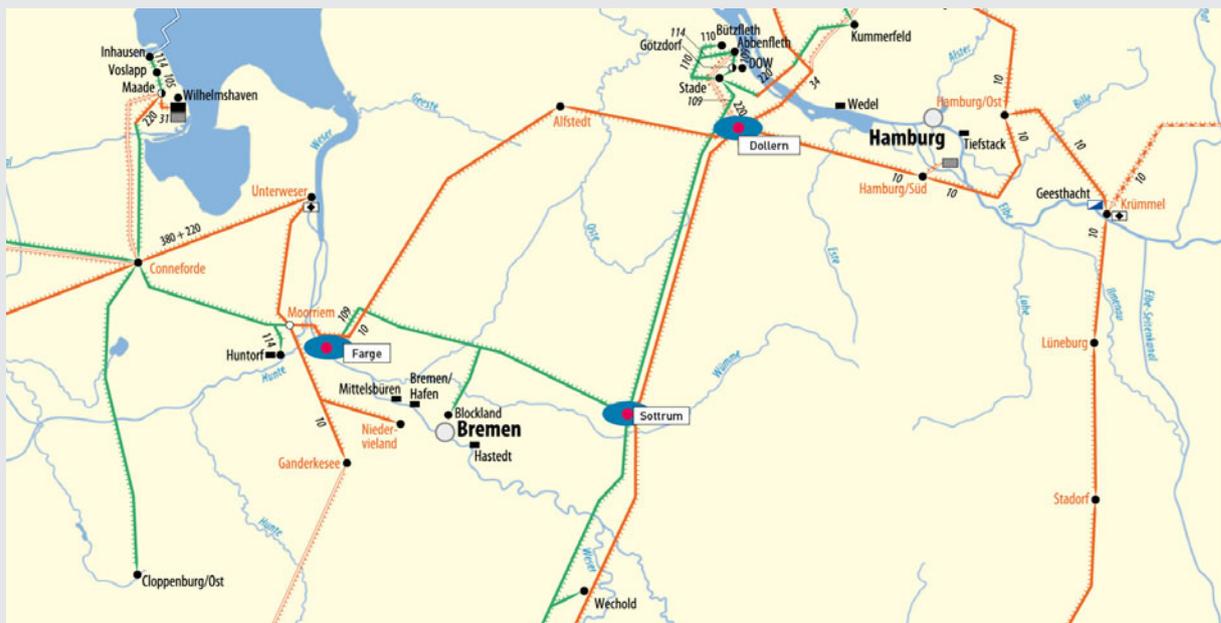
Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das technische Ziel dieses Maßnahmenpaketes ist die Erhöhung der Umspannkapazität im nordwestlichen Niedersachsen zur Integration von EEG-Einspeiseleistung. Hierzu werden die Umspannwerke Dollern, Farge um jeweils einen 380/110-kV-Transformator sowie das UW Sottrum um zwei 380/110-kV-Transformatoren und einen 380/220-kV-Transformator erweitert. In Farge und Sottrum wird hierfür eine neue 380-kV-Schaltanlage errichtet. Der erste 380/110-kV-Transformator in Sottrum ist bereits in Betrieb.

Für die Maßnahmen wurden Investitionsbudgetanträge als Erweiterungsinvestitionen nach § 23 ARegV für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Diese befinden sich in unterschiedlichen Stadien des Genehmigungsprozesses.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die installierte EEG-Einspeiseleistung im nordwestlichen Niedersachsen, überwiegend aus Windenergie, hat sich in den letzten Jahren stark erhöht. Für die nächsten Jahre gehen alle Szenarien von einem weiteren Anstieg der EEG-Einspeisung aus. Hierfür sind die vorhandenen Umspannkapazitäten nicht ausreichend. Die in diesem Maßnahmenpaket aufgeführten Maßnahmen sind für alle Szenarien des NEP nicht ausreichend.



TTG-002: Neubau der 380/110-kV-Schaltanlagen Aschaffenburg mit zwei 380/110-kV-Transformatoren

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Die technischen Ziele dieses Maßnahmenpaketes sind zum einen die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem 110-kV-Netz des unterlagerten Verteilungsnetzbetreibers im Bereich Aschaffenburg und dem Höchstspannungsnetz der TenneT und zum anderen eine Reduzierung der Belastung der 220-kV-Leitung Großkrotzenburg – Aschaffenburg. Dazu wird das Umspannwerk Aschaffenburg mit einer 380-kV-Schaltanlage und zwei 380/110-kV-Transformatoren erweitert und an die 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Grafenrheinfeld angebunden. Die Maßnahmen befinden sich bereits in einer fortgeschrittenen Phase der bautechnischen Umsetzung.

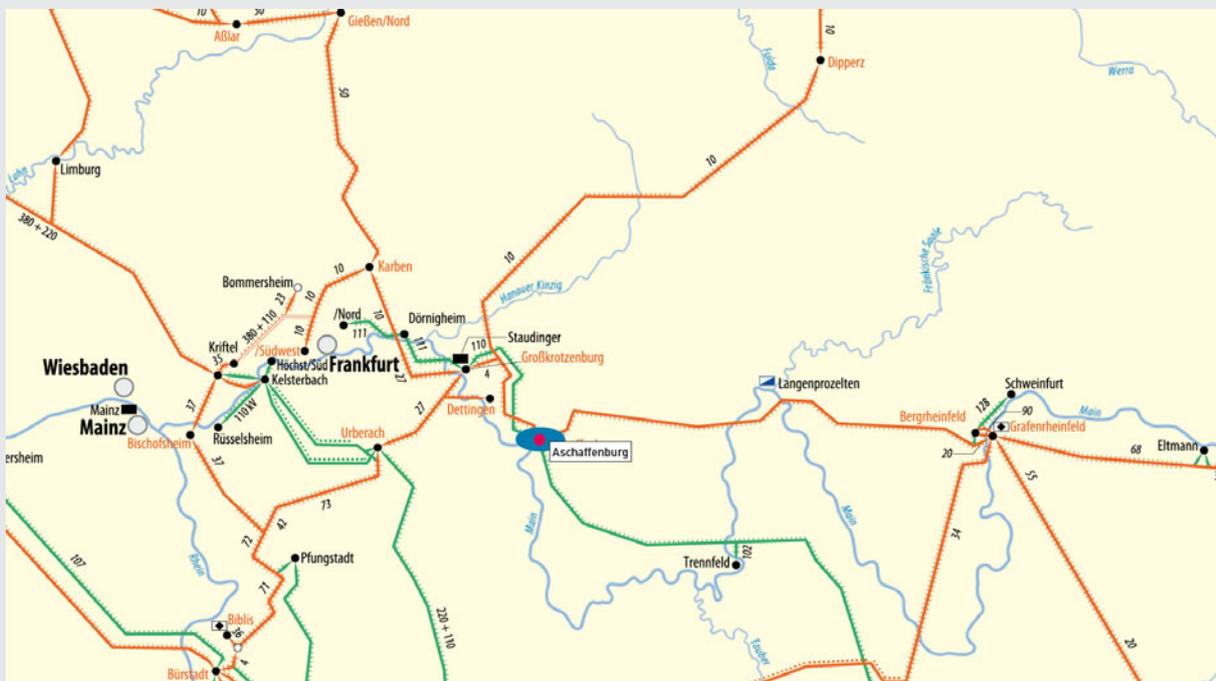
Für die Maßnahme wurde ein Investitionsbudgetantrag als Erweiterungsinvestitionen nach § 23 ARegV für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Dieser Antrag (BK4-08-177) wurde von der Bundesnetzagentur positiv beschieden.

Begründung der geplanten Maßnahme

Der unterlagerte Verteilungsnetzbetreiber im Raum Aschaffenburg benötigt zusätzliche Umspannleistung aufgrund einer Erhöhung der Abnahmeleistung eines einzelnen Kunden.

Die Auslastung der 220-kV-Leitung Aschaffenburg – Großkrotzenburg steigt durch steigende Nord-Süd-Transite an. Netzberechnungen haben ergeben, dass ohne Netzausbaumaßnahmen im Starklast/Starkwind Fall 2012 die (n-1)-Sicherheit nicht mehr gegeben wäre. Bei Ausfall eines 220 kV Stromkreises Aschaffenburg – Großkrotzenburg kommt es zu Überlastungen des verbleibenden.

Daher wird in zwei Bauabschnitten das UW Aschaffenburg mit einer 380 kV Schaltanlage und zwei 380/110 kV Transformatoren erweitert und an die 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Grafenrheinfeld angebunden.



TTG-004: Trassenoptimierung und -neubau: Erhöhung Transitzkapazitäten zwischen Thüringen und Bayern (Südwestkuppelleitung)

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das technische Ziel dieser Investition ist die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern und innerhalb des 380-kV-Netzes in der Netzregion Franken. Die Notwendigkeit der Maßnahmen wurde in der dena-Netzstudie von 2005 nachgewiesen. Die geplante Maßnahme ist Bestandteil der EG-Transeuropäische Netze-Leitlinie von 2006. Die Maßnahme wird im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) von 2009 als vordringlicher Bedarf eingestuft.

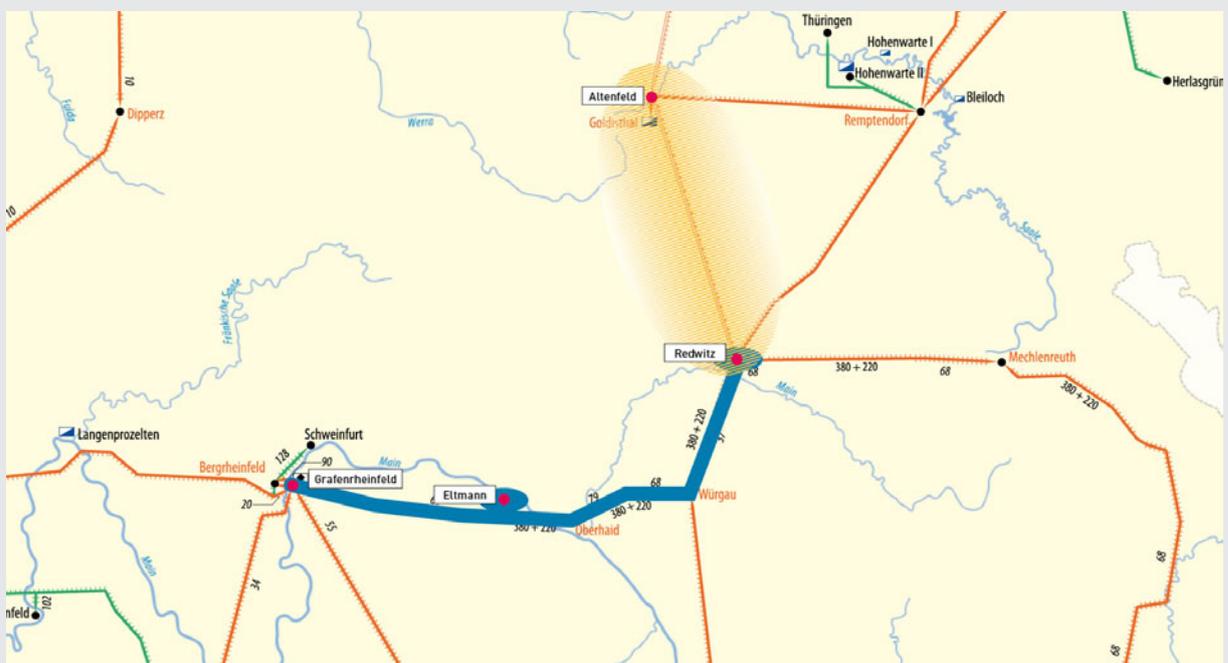
Um das technische Ziel effizient und wirtschaftlich zu erreichen wurde folgendes Gesamtkonzept erarbeitet: Zur Erhöhung der Übertragungskapazitäten wird eine neue 380-kV-Verbindung Altenfeld (50Hertz) – Redwitz (TenneT TSO) errichtet. Die 220-kV-Verbindung von Redwitz über das Umspannwerk Eltmann nach Grafenrheinfeld wird auf 380 kV umgestellt. Das Umspannwerk Redwitz wird mit einem 380/110-kV-Transformator erweitert. Das Umspannwerk Eltmann wird mit einer 380-kV-Schaltanlage und einem 380/110-kV-Transformator erweitert.

Für die Maßnahme wurde 2009 ein Investitionsbudgetantrag als Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 ARegV für die Einbindung in das nationale und internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Dieser Antrag (BK4-09-108) wurde von der Bundesnetzagentur positiv beschieden.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die Notwendigkeit einer neuen 380-kV-Leitung zwischen Altenfeld (50Hertz) und Redwitz (TenneT TSO) sowie die Erhöhungen der Übertragungskapazitäten zwischen Redwitz und Grafenrheinfeld bzw. Raitersaich wurden in dena-Netzstudie von 2005 nachgewiesen und werden in der EG-TEN-Leitlinie (Anhang 1, EL 7, Verbindungsleitung Halle/Saale (DE) – Schweinfurt (DE)) von 2006 gefordert.

Die Umstellung der 220-kV-Verbindung zwischen Redwitz und Grafenrheinfeld hat zur Folge, dass die vorhandenen 220/110-kV-Umspannungen in den Umspannwerken Eltmann und Würgau nicht weiter genutzt werden können. Um die Versorgung der Region um das Umspannwerk Eltmann weiterhin gewährleisten zu können, wird die 220/110-kV-Umspannung durch eine 380/110-kV-Umspannung abgelöst. Hierzu besteht die Notwendigkeit in Eltmann eine neue 380-kV-Schaltanlage zu errichten und einen 380/110-kV-Transformator aufzustellen. Zur Ablösung der 220/110-kV-Umspannung im Umspannwerk Würgau muss ein 380/110-kV-Transformator im Umspannwerk Redwitz aufgestellt werden.



TTG-005: Trassenoptimierung: Neubau 380-kV-Leitung Kassø – Hamburg/Nord – Dollern**Beschreibung der geplanten Maßnahme**

Das technische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazitäten von Dänemark und Schleswig-Holstein nach Niedersachsen zur Abführung von EEG-Einspeiseleistung sowie der Erhöhung der Kuppelkapazität zu Dänemark. Die Maßnahme ist teilweise Bestandteil der dena-Netzstudie von 2005 und der Transeuropäischen Netze-Leitlinie der Europäischen Kommission von 2006. Das Maßnahmenpaket wird im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) als vordringlicher Bedarf eingestuft.

Das Gesamtkonzept umfasst die Errichtung der neuen 380-kV-Doppelleitung Kassø – Audorf – Hamburg/Nord – Dollern. Der Neubau dieser 380-kV-Leitung erfolgt größtenteils auf der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung. In Audorf werden zwei 380/220-kV-Transformatoren aufgestellt. Das Umspannwerk Flensburg muss erweitert werden.

Das Umspannwerk Kummerfeld wird mit einer 380-kV-Schaltanlage und einem 380/110-kV-Transformator erweitert.

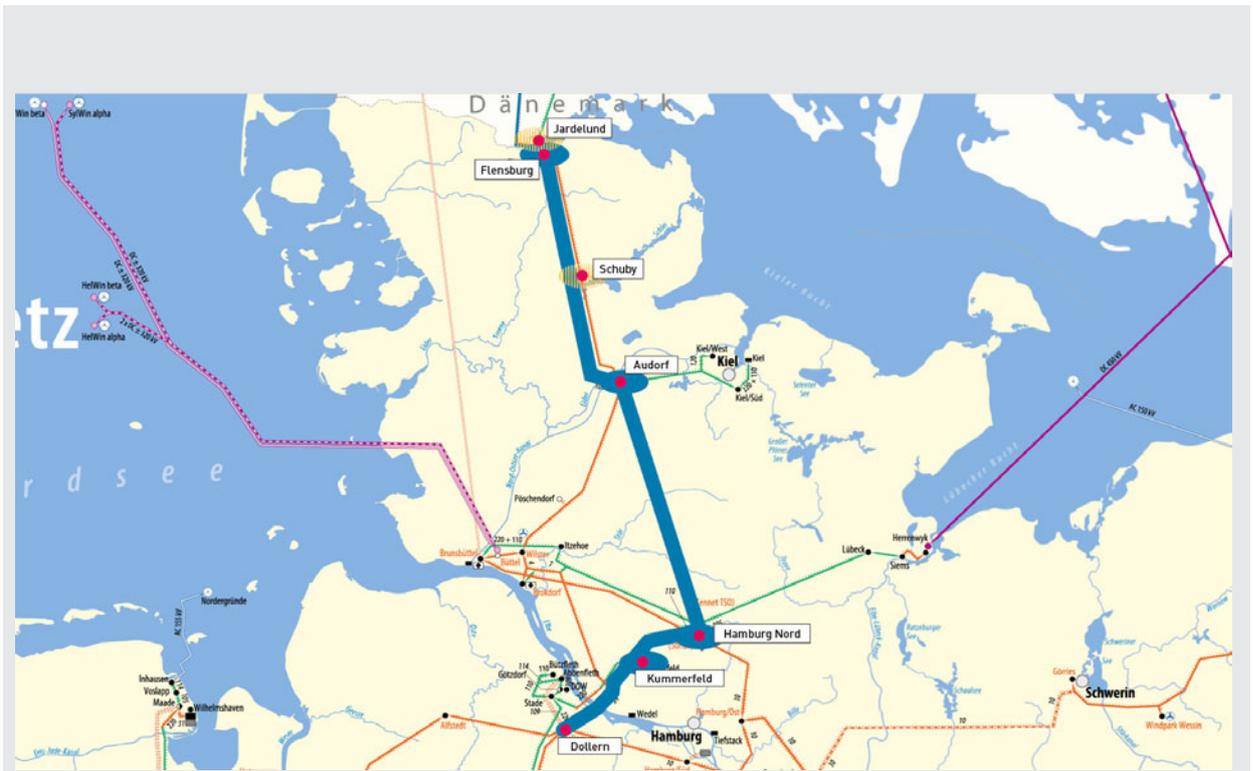
Für den Abschnitt Audorf – Hamburg/Nord – Dollern wurde 2009 ein Investitionsbudgetantrag als Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 ARegV für die Einbindung in das nationale und internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Dieser Antrag (BK4-09-109) wurde von der Bundesnetzagentur positiv beschieden.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die Notwendigkeit einer 380-kV-Doppelleitung zwischen Hamburg/Nord und Dollern wurde in der dena-Netzstudie von 2005 nachgewiesen. Die Errichtung der gesamten 380-kV-Doppelleitung Kassø – Audorf – Hamburg/Nord – Dollern wird in der EG-TEN Leitlinie (Anhang 1, EL 7, Verbindungsleitung Kassø (DK) – Raum Hamburg) sowie im EnLAG gefordert.

Die Nutzung der bestehenden 220-kV-Trasse und die damit verbundene Ablösung der 220-kV-Leitungen Audorf – Hamburg/Nord und Hamburg/Nord – Dollern 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, wird die 220/110-kV-Umspannung durch eine 380/110-kV-Umspannung abgelöst. Hierzu wird eine neue 380-kV-Schaltanlage Kummerfeld errichtet und ein 380/110-kV-Transformator im Umspannwerk Kummerfeld aufgestellt.

Die Errichtung der 380-kV-Leitung erfolgt in mehreren Abschnitten. Der Abschnitt Kassø – Audorf wird hierbei als letzter errichtet. Daher sind bis zur vollständigen Umsetzung des Maßnahmenpaketes und bis zu einer Ablösung der 220-kV-Leitung Audorf – Kiel durch 380 kV in Audorf zwei 380/220-kV-Transformatoren notwendig, um die (n-1)-sichere Versorgung der 220-/110-kV-Umspannwerke Flensburg sowie der Umspannwerke Kiel-Süd und Kiel-West und des bestehenden Kraftwerks Kiel sicher zu stellen.



TTG-006: Trassenneubau: Erhöhung Nord-Süd-Transitkapazitäten zwischen Raum Wahle und Raum Mecklar

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das technische Ziel dieser Investition ist die Erhöhung der Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes aus dem Raum Braunschweig nach Fulda.

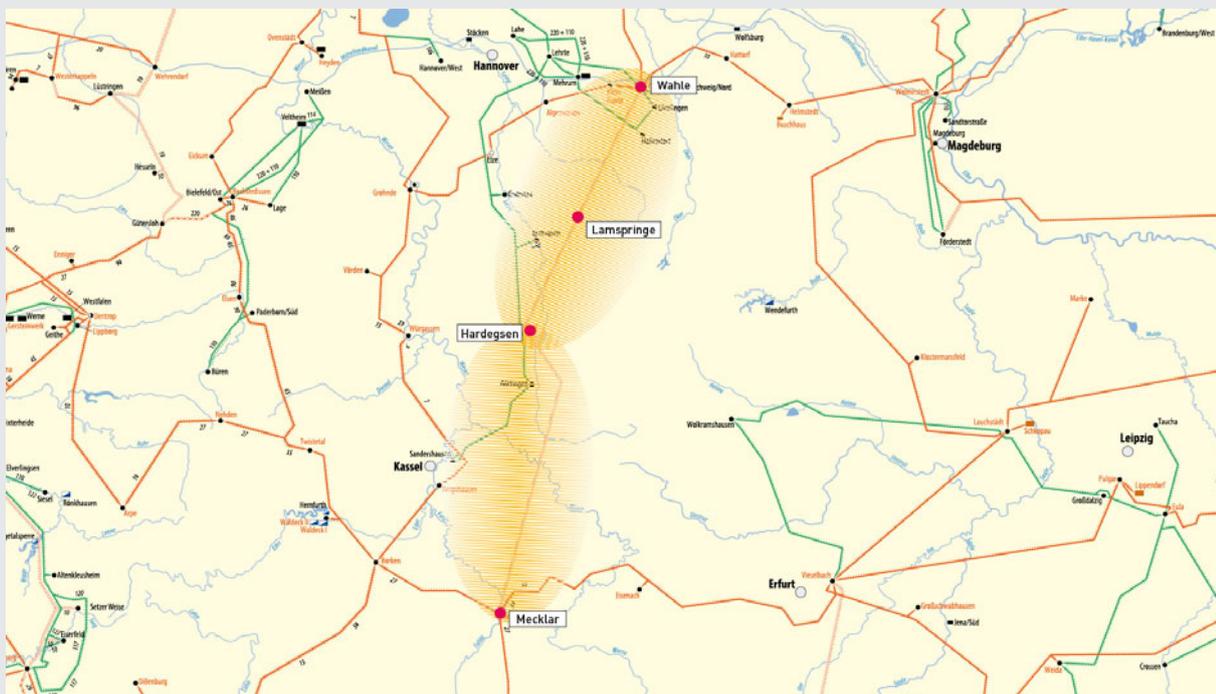
Es wird eine 380-kV-Verbindung mit zwei Stromkreisen zwischen den Umspannwerken Wahle und Mecklar errichtet. Nach derzeitigem Planungsstand wird für die Errichtung der 380-kV-Leitung zumindest teilweise die Trasse der heutigen 220-kV-Leitung Lehrte – Hardeggen – Sandershausen genutzt. Um diese 220-kV-Leitung abzulösen, werden zur Einspeisung der regionalen 110-kV-Netze in den Bereichen Hildesheim und Göttingen zwei Umspannwerke (Hardeggen und Lamspringe) mit insgesamt drei 380/110-kV-Transformatoren an der 380-kV-Leitung Wahle – Mecklar errichtet und die regionalen 110-kV-Netze erweitert.

Für die Maßnahme wurde 2009 ein Investitionsbudgetantrag als eine Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 AREgV für die Einbindung in das nationale und internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Dieser Antrag (BK4-09-110) wurde von der Bundesnetzagentur positiv beschieden.

Begründung der geplanten Maßnahme

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 beibehalten zu können. Die derzeit bestehenden Übertragungskanäle sind nicht ausreichend um die Übertragungsaufgabe erfüllen zu können.

Die Notwendigkeit der 380-kV-Verbindung Wahle – Mecklar wurde in der dena-Netzstudie von 2005 nachgewiesen und wird im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) in Maßnahme 6 als vordringlicher Bedarf eingestuft.



TTG-007: Trassenneubau: Erhöhung Nord-Süd-Transitkapazitäten zwischen Dörpen/West und Niederrhein

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen der nordwestlichen Küstenregion (Raum Diele) und der Region Niederrhein.

Zur Erhöhung der Übertragungskapazität wird zwischen dem derzeit im Raum Diele im Bau befindlichen Umspannwerk Dörpen/West (TenneT TSO) und dem Umspannwerk Niederrhein (Amprion) eine 380-kV-Verbindung errichtet und an die Umspannwerke angeschlossen. Die TenneT errichtet die Leitung von Dörpen/West bis zur Anschlussstelle westlich von Meppen. Für die Leitung Dörpen/West – Niederrhein müssen in der Schaltanlage Dörpen/West zwei Schaltfelder bereit gestellt werden.

Für die Maßnahme wurde 2009 ein Investitionsbudgetantrag als Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 ARegV für die Einbindung in das nationale und internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Dieser Antrag (BK4-09-113) wurde von der Bundesnetzagentur positiv beschieden.

Begründung der geplanten Maßnahme

Diese Maßnahme wird im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) in Maßnahme 5 als vordringlicher Bedarf eingestuft. Die Notwendigkeit eines 380-kV-Neubaus zwischen dem Raum Diele und dem Raum Niederrhein wurde bereits in der dena-Netzstudie von 2005 nachgewiesen. Sie dient vor allem dem Abtransport der Energie aus Offshore-Windparks und Onshore-Erzeugungseinheiten, die im Raum Diele/Dörpen angeschlossen werden bzw. worden sind.



TTG-008: Trassenoptimierung: Neubau 380-kV-Leitung Stade – Dollern

Beschreibung der geplanten Maßnahme

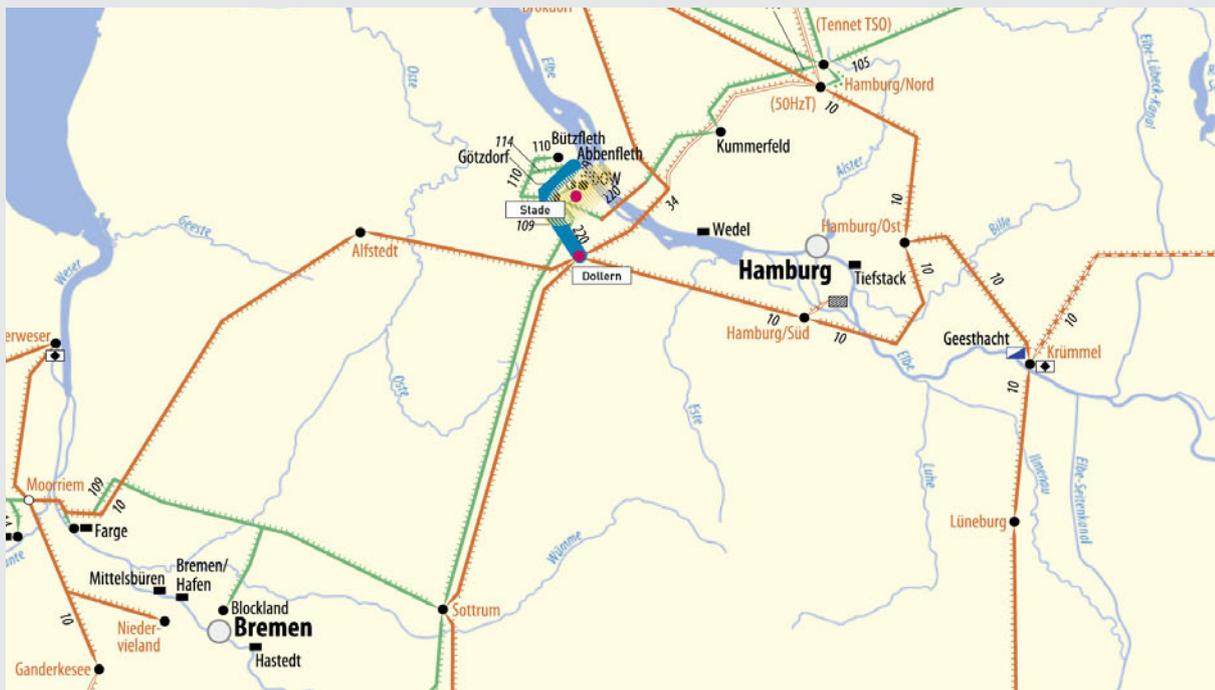
Das technische Ziel der Maßnahme ist der Anschluss eines geplanten Kraftwerkes an den nächstgelegenen bestehenden 380-kV-Netzknoten Dollern. Für den Raum Stade besteht für ein geplantes Kraftwerk eine Anschlusszusage nach KraftNAV. Für die Bereitstellung der benötigten Übertragungskapazität soll eine neue 380-kV-Schaltanlage sowie eine neue 380-kV-Leitung aus dem Raum Stade bis Dollern errichtet werden.

Für die Maßnahme wurde 2009 ein Investitionsbudgetantrag als Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 ARegV für die Einbindung in das nationale und internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Dieser Antrag (BK4-09-117) wurde von der Bundesnetzagentur positiv beschieden.

Begründung der geplanten Maßnahme

Für den Raum Stade liegt ein Anschlussbegehren für ein geplantes Steinkohlekraftwerk mit 1.055 MW vor. Der Antragsteller hat von TenneT eine Anschlusszusage gemäß KraftNAV erhalten. Das Kraftwerk wird in Szenario A des NEP berücksichtigt. Die geplante Kraftwerksleistung übersteigt die Übertragungsfähigkeit der bestehenden 220-kV-Leitung Stade – Dollern deutlich. Daher besteht die Notwendigkeit des Neubaus auf bestehender Trasse einer neuen 380-kV-Leitung zum Anschluss der geplanten Kraftwerke.

Nur wenn in Stade ein neues Kraftwerk in Betrieb geht, ein dort ansässiger Industriekunde einen Anschluss an die 380-kV-Ebene fordert oder eine HGÜ für den weiträumigen Transport angeschlossen werden muss, ist die Errichtung der 380-kV-Leitung zwischen Stade und Dollern derzeit notwendig. Sollte diese Maßnahme nicht umgesetzt werden, hat dies Einfluss auf die Ergebnismaßnahmen Nr. 71. Die 380-kV-Leitung zwischen Dollern und Sottrum, die eine Verlängerung der aus Stade kommenden Leitung darstellt und an Dollern vorbeigeführt werden soll, müsste dann direkt an Dollern angeschlossen werden.



TTG-009: Trassenneubau: Erhöhung der Nord-Süd-Transitkapazitäten zwischen Raum Ganderkesee und Raum St. Hülfe

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen. Die Maßnahme wird in Zusammenarbeit von Amprion und TenneT TSO als neue 380-kV-Verbindung Ganderkesee – St. Hülfe realisiert.

Die Maßnahme umfasst die Errichtung einer 380-kV-Leitung mit zwei Systemen vom Umspannwerk Ganderkesee bis zum Umspannwerk St. Hülfe einschließlich der Erweiterung der 380-kV-Schaltanlage Ganderkesee.

Das Raumordnungsverfahren für diese Maßnahme ist abgeschlossen und der Trassenkorridor ist bekannt. Der genaue Trassenverlauf wird im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens unter Berücksichtigung der gesetzlichen Rahmenbedingungen festgelegt.

Die Inbetriebnahme der geplanten 380-kV-Verbindung wird für das Jahr 2014 angestrebt.

Für die Maßnahme wurde 2009 ein Investitionsbudgetantrag als Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 ARegV für die Einbindung in das nationale und internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Dieser Antrag (BK4-09-118) wurde von der Bundesnetzagentur positiv beschieden.

Begründung der geplanten Maßnahme

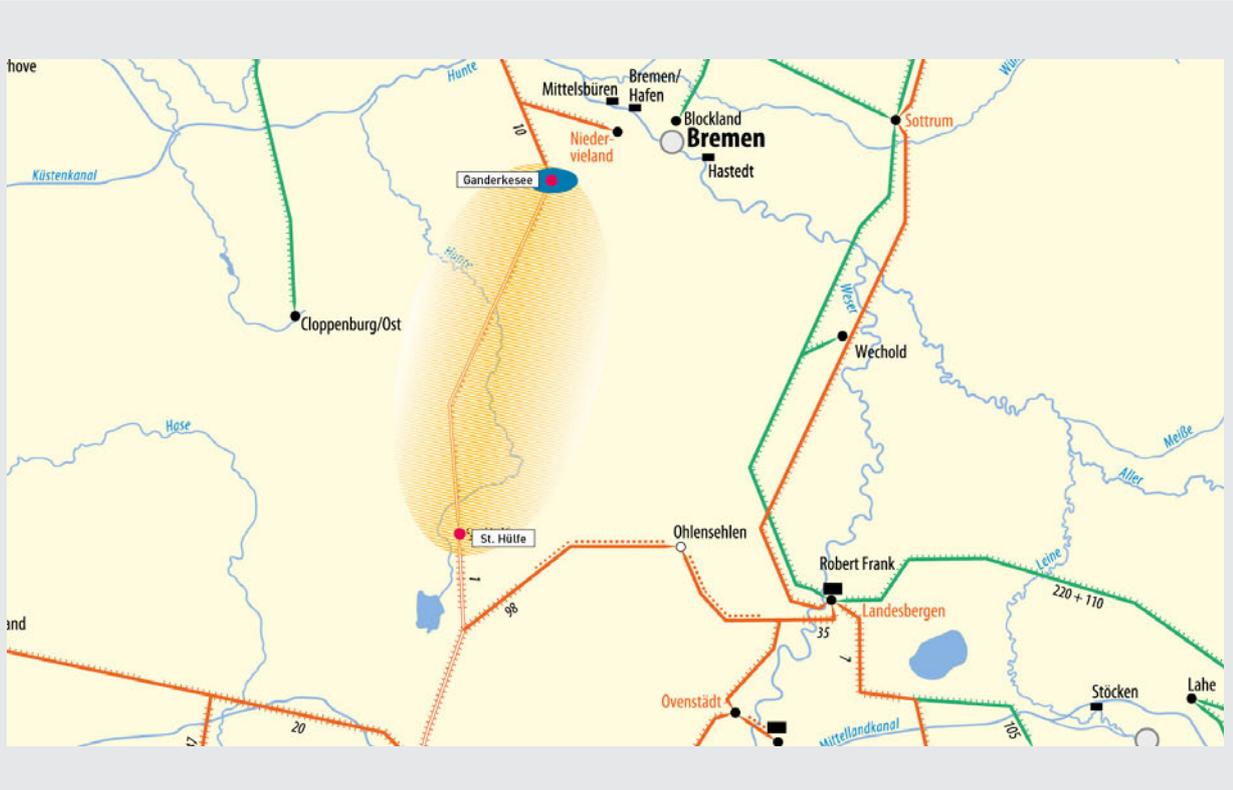
Die Notwendigkeit der Maßnahme wurde in der dena-Netzstudie von 2005 ermittelt. Die Maßnahme wurde im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) in Projekt Nummer 2 zusammen mit der Verbindung von St. Hülfe zum Umspannwerk Wehrendorf als Pilotstrecke und als vordringlicher Bedarf gesetzlich festgeschrieben. Die in der Studie ermittelten notwendigen Übertragungskapazitäten können nur durch Umsetzung aller dena-Maßnahmen erreicht werden.

Aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativer und thermischer Einspeiseleistung ergibt sich eine zusätzliche Überschussleistung aus der Region in der Größenordnung von mehreren tausend Megawatt. Mit der Leitung Ganderkesee – St. Hülfe – Wehrendorf besteht die Möglichkeit, die Kapazität des Übertragungsnetzes in der betreffenden Region wesentlich zu erhöhen.

Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der beantragten Leitung bestünden zu bestimmten Zeiten zunehmende Übertragungseinschränkungen in der norddeutschen Region des Verbundnetzes. Die hätte zur Folge, dass in dieser Region Strom aus Windenergieanlagen sowie Strom aus thermischen Kraftwerken zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wären. Diese Anlagen würden in Konsequenz wirtschaftlich entwertet bzw. wären nicht gemäß den ausdrücklichen Zielstellungen von Politik und Gesetzgeber einsetzbar. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung würde zudem behindert.

Die geplante Leitung zwischen den Umspannwerken Ganderkesee und Diepholz/St. Hülfe und ihre Weiterführung zum Umspannwerk Wehrendorf wird eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von regenerativen und konventionellen Kraftwerken schaffen. Sie ist für die zukünftige Energieversorgung erforderlich. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Optimierungen im vorhandenen Netz oder Neubauten außerhalb des Untersuchungsraumes, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck nicht sinnvoll erreicht werden. Das Vorhaben ist somit erforderlich und entspricht hinsichtlich des Belangs Energie den Erfordernissen der Raumordnung.

STARTNETZMASSNAHMEN TENNET



TTG-010: Erhöhung Umspannkapazität Raum Diepholz-Nienburg (Niedersachsen) aufgrund EEG-Einspeiseleistung Netzausbau

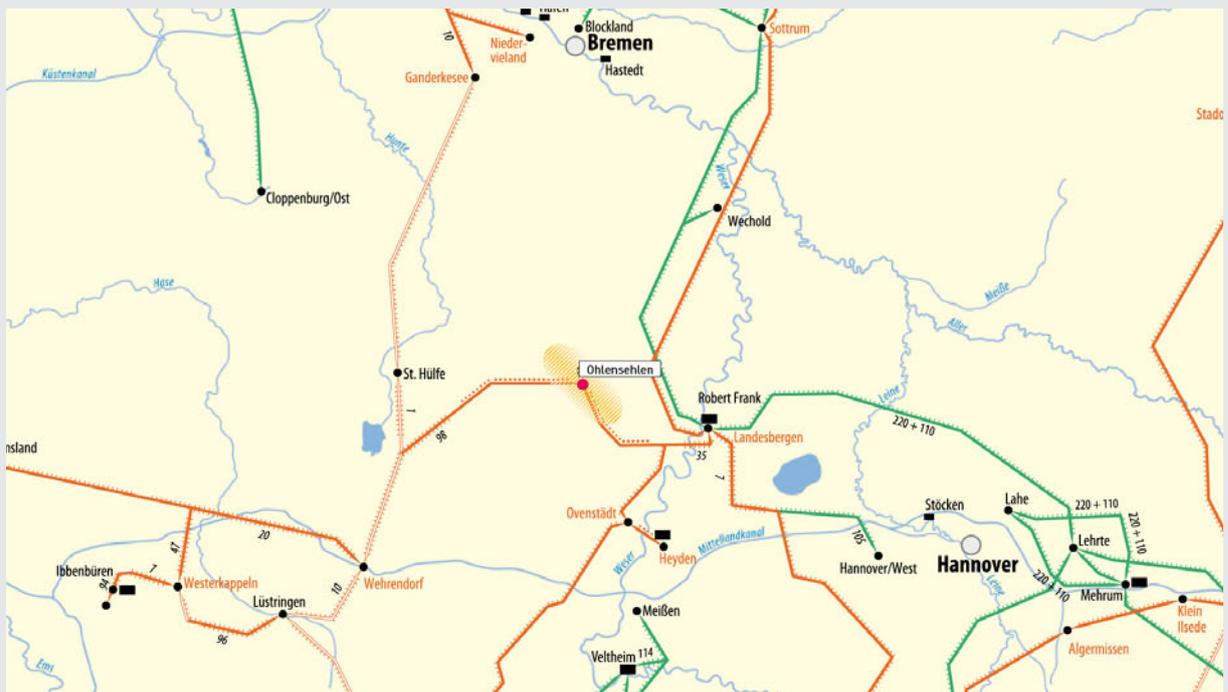
Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das technische Ziel dieses Maßnahmenpaketes ist die Erhöhung der Umspannkapazität im Raum Diepholz-Nienburg (Niedersachsen) zur Integration von EEG-Einspeiseleistung. Hierzu wird ein neues Umspannwerk Ohlensehlen mit einer 380-kV-Schaltanlage und zwei 380/110-kV-Transformatoren errichtet.

Für die Maßnahmen wurden Investitionsbudgetanträge als Erweiterungsinvestitionen nach § 23 ARegV für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Diese befinden sich in unterschiedlichen Stadien des Genehmigungsprozesses.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die installierte EEG-Einspeiseleistung im Raum Diepholz-Nienburg (Niedersachsen), überwiegend aus Windenergie, hat sich in den letzten Jahren stark erhöht. Für die nächsten Jahre gehen alle Szenarien von einem weiteren Anstieg der EEG-Einspeisung aus. Hierfür sind die vorhandenen Umspannkapazitäten nicht ausreichend. Auch die in diesem Maßnahmenpaket aufgeführten Maßnahmen sind für alle Szenarien im NEP nicht ausreichend.



TTG-012: Spannungshaltung

Beschreibung der geplanten Maßnahme

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

Die TenneT TSO (beziehungsweise ihre Rechtsvorgängerinnen) haben für Maßnahmen zur Spannungshaltung Investitionsbudgetanträge bei der Bundesnetzagentur gestellt.

Im Jahr 2009 wurden für die Standorte Redwitz und Raitersaich jeweils ein SVC mit einer Leistung von +300 bis -200 Mvar beantragt. Dieser Investitionsbudgetantrag (BK4-09-116) wurde bereits von der Bundesnetzagentur genehmigt. Die Kompensationsleistung wurde daher vollumfänglich im Startnetz des Netzentwicklungsplanes berücksichtigt.

Im Jahr 2010 wurden für 8 verschiedene Standorte insgesamt zehn Kompensationsspulen mit einer Leistung von je 120 Mvar beantragt. Dieser Investitionsbudgetantrag (BK4-10-065) wurde bisher noch nicht entschieden. TenneT liegt jedoch ein Anhörungsschreiben der Bundesnetzagentur vor, in dem die Bundesnetzagentur TenneT mitteilt, dass sie den Antrag positiv bescheiden will. Im Startnetz wurden nur die Maßnahmen berücksichtigt, die sich bereits in der bautechnischen Umsetzung befinden. Dies sind jeweils eine Spule in den Umspannwerken Stadorf, Grohnde und Bechterdissen sowie jeweils zwei Spulen in den Umspannwerken Dipperz, Grafenrheinfeld und Raitersaich.

Im Jahr 2011 wurden für vier Standorte insgesamt fünf MSCDN (Mechanically Switched Capacitor with Damping Network) mit jeweils einer Leistung von 300 Mvar beantragt. Auch dieser Investitionsbudgetantrag wurde bisher noch nicht beschieden. Im Startnetz wurden daher nur die MSCDN berücksichtigt, die sich bereits in der bautechnischen Umsetzung befinden. Dies ist jeweils ein MSCDN in den Umspannwerken Borken und Raitersaich.

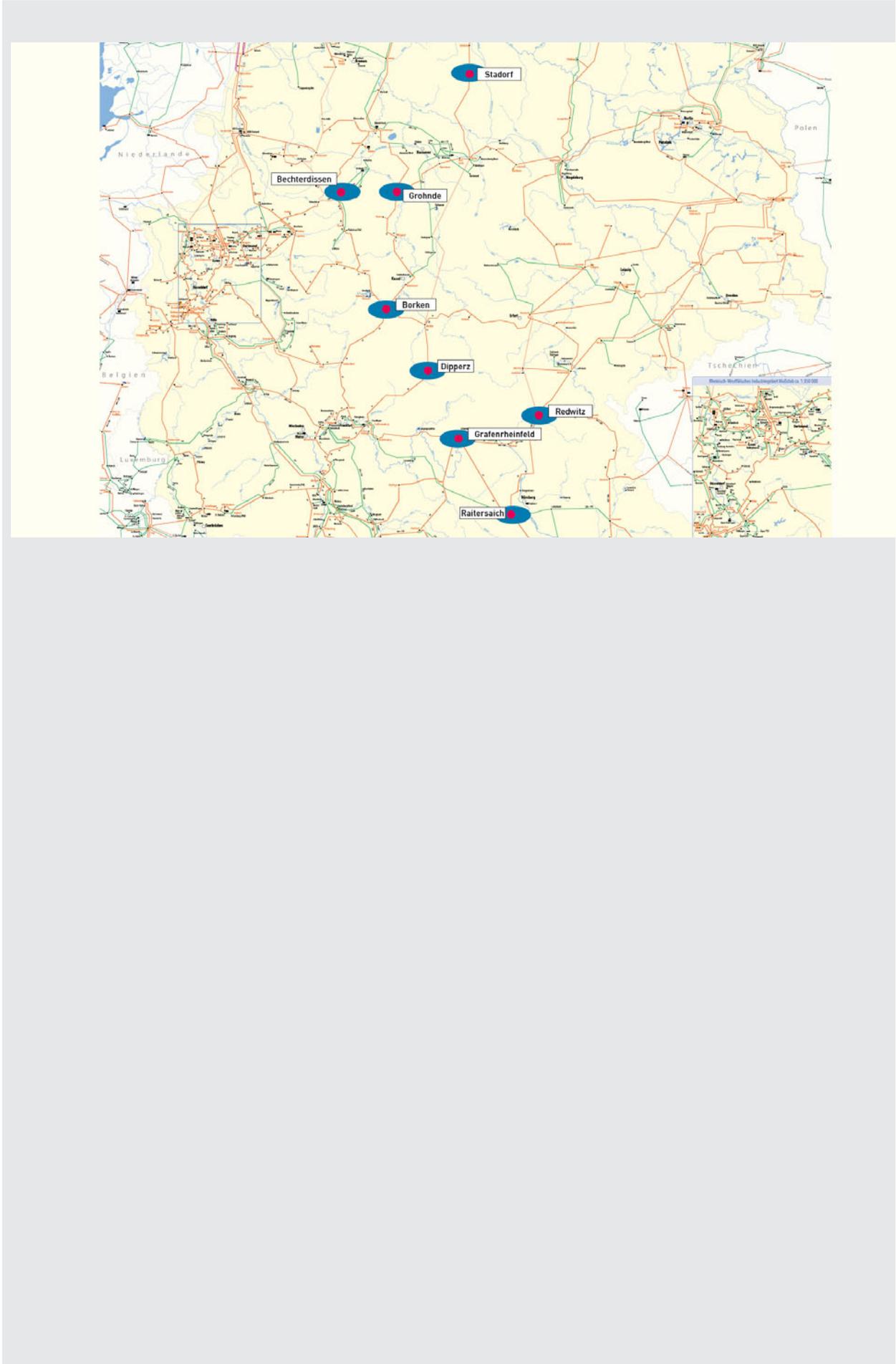
Begründung der geplanten Maßnahme

Zu Schwachlastzeiten und bei gleichzeitig geringen Transiten ist das Hoch- und Höchstspannungsnetz nur gering ausgelastet. Die Integration der Erneuerbaren 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 mit hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen, welche insbesondere in den nördlichen Regionen und Küstenregionen installiert sind, ergeben sich besonders hohe Transite auf den Nord-Süd-Trassen mit einem deutlichen (induktiven) Blindleistungsverbrauch der hoch belasteten Übertragungswege, wodurch ein Bedarf an zusätzlicher kapazitiver Blindleistungskompensation entsteht.

Durch den Zuwachs an EEG-Erzeugung sinkt zudem die Anzahl der Kraftwerke, die sich an der Blindleistungskompensation (sowohl induktiv als auch kapazitiv) beteiligen können. Besonders in Starkwindzeiten speisen aufgrund der Bevorzugung von EEG-Anlagen nur wenige Kraftwerke in das Netz ein, die sich an der Blindleistungsregelung beteiligen können. Durch diese Effekte erhöht sich der Bedarf an Kompensationsmitteln wie z. B. Kompensationsspulen oder MSCDN im Höchstspannungsnetz noch weiter.

Das Übertragungsnetz muss deshalb regional unterstützt werden, indem regional die Blindleistung kompensiert wird.



TTG-013: Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Hamburg in Brunsbüttel

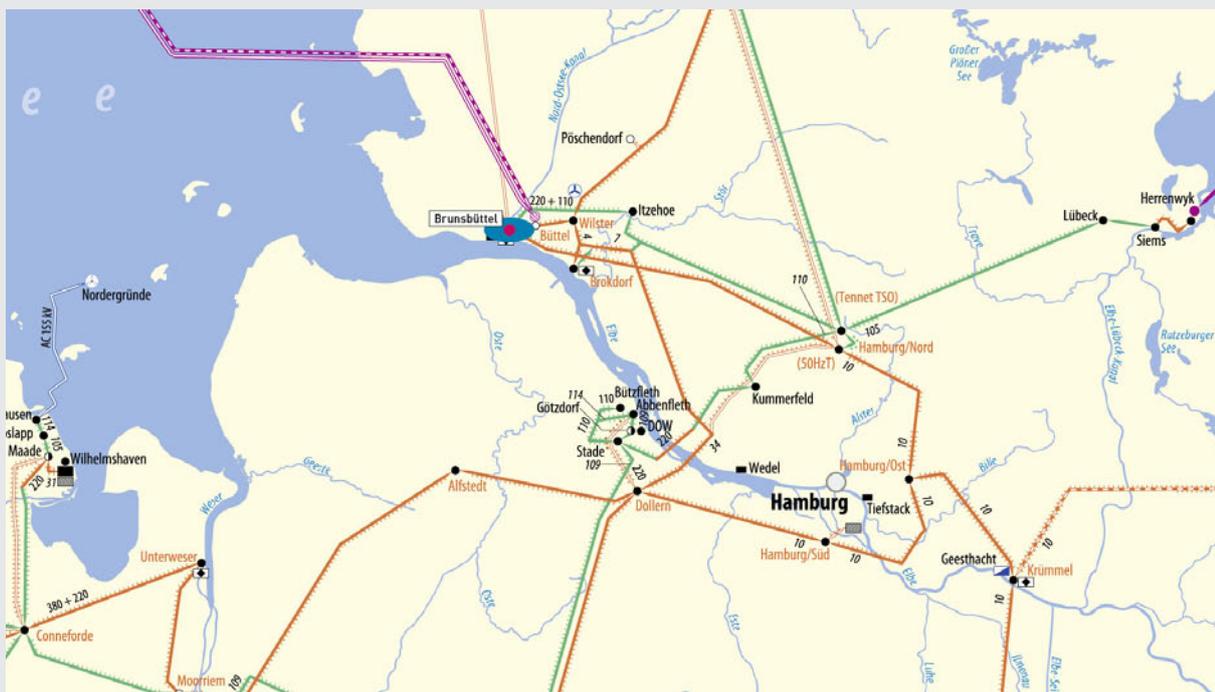
Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das technische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazitäten zwischen Schleswig-Holstein und Hamburg in Brunsbüttel. Diese Erhöhung der Übertragungskapazität ist insbesondere aufgrund des Zuwachses von EEG-Einspeisungen in Schleswig-Holstein notwendig. In Brunsbüttel existieren derzeit eine 380-kV-Schaltanlage von 50Hertz und eine von TenneT TSO. Diese beiden Schaltanlagen sind über eine 380-kV-Kupplung verbunden. Zur Erhöhung der Übertragungskapazität wird eine zusätzliche 380-kV-Kupplung zwischen den beiden Schaltanlagen errichtet.

Für die Maßnahme wurde 2010 ein Investitionsbudgetantrag als eine Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 AREgV für die Einbindung in das nationale und internationale Verbundnetz sowie für den bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Dieser Investitionsbudgetantrag (BK4-10-066) wurde bisher noch nicht entschieden. TenneT liegt jedoch ein Anhörungsschreiben der Bundesnetzagentur vor, in dem die Bundesnetzagentur TenneT mitteilt, dass sie den Antrag positiv bescheiden will.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die Notwendigkeit der Maßnahme wurde in der dena-Netzstudie von 2005 nachgewiesen.



TTG-014: Erhöhung der Übertragungskapazität im Großraum Frankfurt/Main

Beschreibung der geplanten Maßnahme

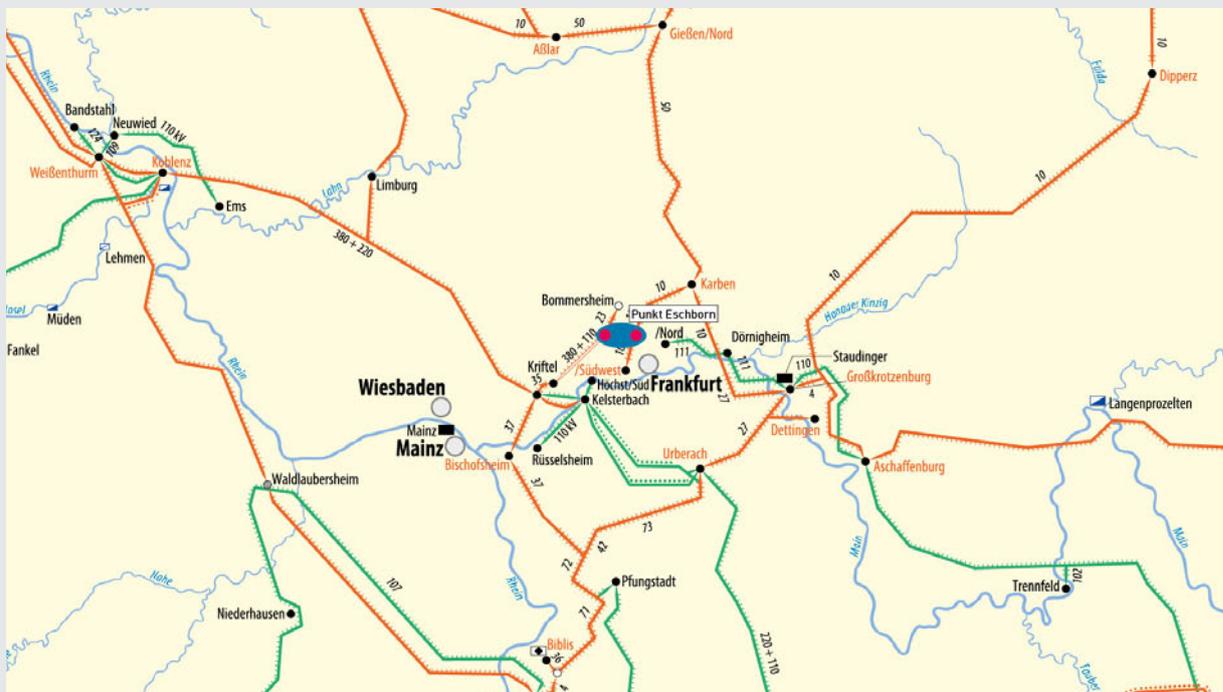
Die Maßnahme umfasst die Installation eines Stromkreises zwischen dem Punkt Eschborn der 380-kV-Leitung Karben-Frankfurt/Südwest und der 380-kV-Schaltanlage Kriftel. Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität des 380-kV-Netzes zwischen den Regelzonen der TenneT TSO und Amprion im Großraum Frankfurt/Main für die künftigen Aufgaben des Übertragungsnetzes, die vor allem aus dem starken Anstieg von EEG-Einspeiseleistung, überwiegend aus Windenergie, resultieren.

Die TenneT TSO ist für den Anschluss des neuen 380-kV-Stromkreises Kriftel – Punkt Eschborn an die bestehende 380-kV-Leitung Karben – Frankfurt/Südwest zuständig.

Für die Maßnahme wurde 2010 ein Investitionsbudgetantrag als eine Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 ARegV für die Einbindung in das nationale und internationale Verbundnetz sowie für den bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Dieser Investitionsbudgetantrag (BK4-10-067) wurde bisher noch nicht entschieden. TenneT liegt jedoch ein Anhörungsschreiben der Bundesnetzagentur vor, in dem die Bundesnetzagentur TenneT mitteilt, dass sie den Antrag positiv bescheiden will.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die Notwendigkeit eines 380-kV-Stromkreises Kriftel – Punkt Eschborn wurde in der dena-Netzstudie von 2005 nachgewiesen und im EnLAG (Maßnahme 8) als vordringlicher Bedarf gesetzlich festgeschrieben.



TTG-017: Erhöhung der Übertragungsfähigkeit zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen durch Beeinflussung von Leistungsflüssen in Elsfleth-West

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sowie der Integration von EEG-Einspeiseleistung.

Derzeit bestehen 380-kV-Stromkreise zwischen Umspannwerk Unterweser und Umspannwerk Ganderkesee, Umspannwerk Ganderkesee und Umspannwerk Dollern sowie Umspannwerk Unterweser und Umspannwerk Dollern. In der geplanten 380-kV-Schaltanlage Elsfleth/West (ehemaliger Name des Projektes: Moorriem) werden diese Stromkreise so angeschlossen, dass jeweils zwei parallele Verbindungen Elsfleth/West – Unterweser, Elsfleth/West – Ganderkesee und Elsfleth/West – Dollern entstehen.

Für die Maßnahme wurde 2010 ein Investitionsbudgetantrag bei der Bundesnetzagentur als eine Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 ARegV für die Einbindung in das nationale und internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG eingereicht. Dieser Investitionsbudgetantrag (BK4-10-066) wurde bisher noch nicht beschieden. TenneT legt jedoch ein Anhörungsschreiben der Bundesnetzagentur vor, in dem die Bundesnetzagentur TenneT mitteilt, dass sie den Antrag positiv bescheiden will.

Begründung der geplanten Maßnahme

Die Notwendigkeit der Errichtung einer 380-kV-Schaltanlage in Moorriem wurde bereits in der dena-Netzstudie von 2005 nachgewiesen. Im Zuge der Standortsuche für das Umspannwerk wurde der Name von Moorriem in Elsfleth-West geändert.

Durch die geplante Maßnahme und die dadurch ermöglichte Variation der Schaltzustände im Umspannwerk Elsfleth-West kann die Aufteilung der Lastflüsse zwischen den drei Nord-Süd-Leitungen Dollern – Landesbergen, Krümmel – Wahle und der geplanten Leitung Ganderkesee – St. Hülfe – Wehrendorf so beeinflusst werden, dass sie gleichmäßiger belastet werden. Mit dieser Optimierung können diese drei Leitungen insgesamt höher ausgelastet werden. Darüber hinaus ist Elsfleth-West in den Szenarien B 2022, B 2032 und C 2022 auch als Anschlusspunkt von Offshore-Windanlagen vorgesehen.



TNG-001: Trassenoptimierung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Auf der bestehenden 380-kV-Doppelleitung der TransnetBW zwischen den Umspannwerken Goldshöfe und Niederstotzingen soll ein weiterer 380-kV-Stromkreis in Betrieb genommen werden (Länge ca. 47 km).

Weiterhin soll auf der bestehenden 380-kV-Doppelleitung der TransnetBW Dellmensingen – Niederstotzingen ein weiterer 380-kV-Stromkreis in Betrieb genommen werden (Länge ca. 41 km). Da diese Leitung statisch nur für 2er-Bündel mit entsprechenden Geräuscentwicklungen ausgelegt ist, muss abschnittsweise ein Leitungsneubau (15 km) mit geänderter Beseilung erfolgen.

Diese Maßnahmen sind Teil der Gesamtmaßnahme „Netzumstrukturierung Ostring“, welche den Umbau des ostwürttembergischen Übertragungsnetzes von der 220-kV- auf die 380-kV-Netzebene beschreibt. Die Gesamtmaßnahme wurde von der Bundesnetzagentur genehmigt und wird unter BK4-08-170 geführt.

Der neue 380-kV-Stromkreis Goldshöfe – Niederstotzingen wird für 2.500 A Sommerengpassstrom ausgeführt. Der neue 380-kV-Stromkreis Dellmensingen – Niederstotzingen ist aufgrund der bestehenden Beseilung auf 1.800 A Sommerengpassstrom beschränkt. Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Anlagen sind erforderlich. Das NOVA-Prinzip wird insofern beachtet, dass durch die Stromkreisaufgabe auf bestehender Leitung überwiegend kein zusätzlicher Trassenraum benötigt wird. Eine Ausnahme stellt das Gebiet der Stadt Senden dar, auf dem die Leitung Dellmensingen-Niederstotzingen aufgrund der Annäherung an die Bebauung abgerückt wird.

Die Baumaßnahme erfolgt aktuell und soll 2013 abgeschlossen werden.

Begründung der geplanten Maßnahme

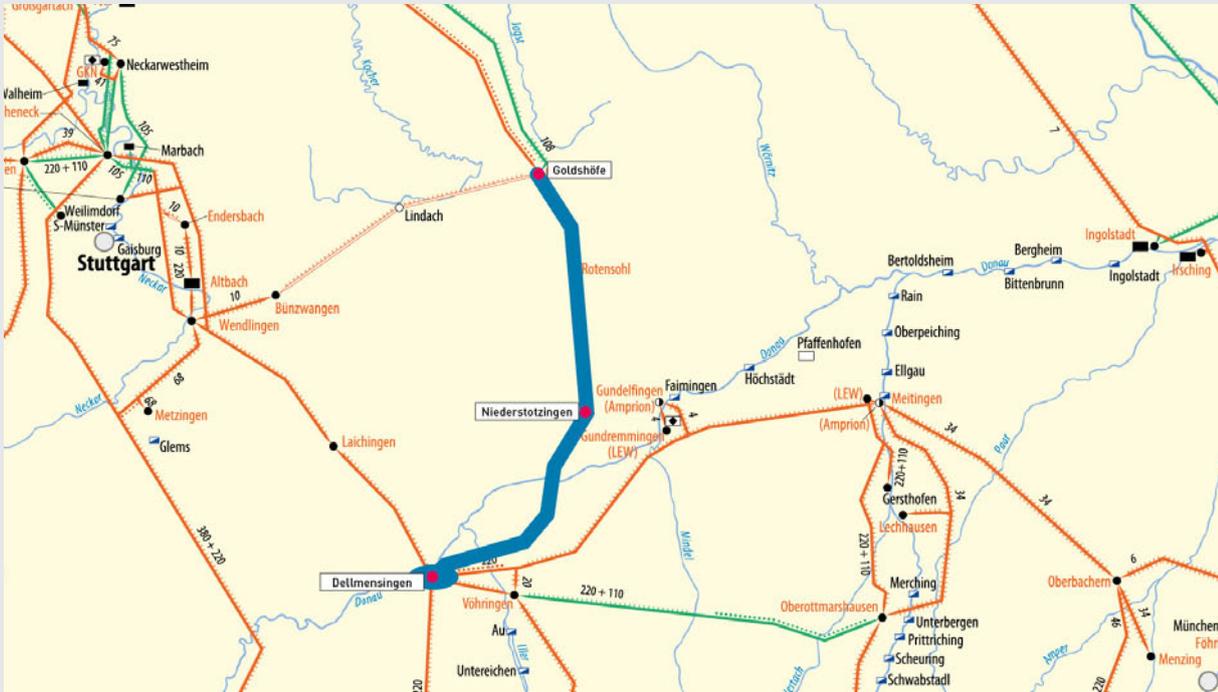
Der Wegfall von 220-kV-Erzeugungseinheiten führt zu einer Unterversorgung (Spannungshaltungsproblem) in Teilen von Baden-Württemberg. Speziell der Raum von Ost-Württemberg wird durch den so genannten Ostring über die Umspannwerke Kupferzell, Goldshöfe, Rotensohl, Niederstotzingen und Dellmensingen versorgt.

Die lastdeckende Versorgung kann ohne Bau von neuen Erzeugungseinheiten auf der 220-kV-Ebene nur durch Ausbau des 380-kV-Netzes erfolgen, da die überwiegende Anzahl der verbleibenden großen Erzeugungseinheiten in das 380-kV-Netz einspeist.

Weiterhin muss auch während späterer planmäßiger Leitungsabschaltungen im 380-kV-Netz sowie bei störungsbedingten Ausfällen einzelner Betriebsmittel die Versorgung gewährleistet bleiben. Hierzu soll der in Teilen noch halbseitig in 220 kV betriebene Leitungszug der oben beschriebenen Leitungsanlage vollständig auf 380 kV umgestellt und die beiden 220/110-kV Umspannwerke Goldshöfe und Niederstotzingen auf 380/110 kV ertüchtigt werden. Ohne den geplanten Neubau würde bei Wegfall des 220-kV-Netzes der komplette 380-kV-Verbundnetzanschluss nur über eine einzige Leitungseinführung erfolgen. Bei Schäden an dieser Leitungseinführung oder Ausfall eines der beiden Stromkreise besteht das Risiko von großräumigen Versorgungsunterbrechungen in Ost-Württemberg. Die Notwendigkeit der Maßnahme wurde im Rahmen des Investitionsbudgetantrages BK4-08-170 im Rahmen von netzplanerischen Berechnungen nachgewiesen.

Die Alternative, anstelle des Ausbaus auf der Übertragungsnetzebene das 110-kV-Netz auszubauen, stellt aufgrund der großen Entfernungen (>200 km) netzplanerisch keine Lösung dar.

STARTNETZMASSNAHMEN TRANSNETBW



TNG-002: Erweiterung der 380-kV-Anlage Goldshöfe um einen 250 MVar-Kondensator zur Blindleistungskompensation

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Die bestehende 380-kV-Anlage der TransnetBW wird um ein 380-kV-Schaltfeld und einen daran angeschlossenen statischen 250 MVar-Kondensator zur Blindleistungskompensation mit Dämpfungsnetzwerk erweitert. Die Baumaßnahme wird 2012 bis 2013 durchgeführt. Die Investitionsmaßnahme wurde bei der Bundesnetzagentur beantragt und wird dort zusammen mit weiteren Maßnahmen unter BK4-11-256 geführt.

Die punktuelle Maßnahme in einem bestehenden Umspannwerk stellt gemäß dem NOVA-Prinzip eine Optimierungsmaßnahme dar.

Begründung der geplanten Maßnahme

Durch die ansteigende Zunahme von Energieeinspeisung aus regenerativer Energie und Änderungen im angeschlossenen Kraftwerkspark am Netz der TransnetBW treten weiterhin Betriebszustände auf, bei denen sich sehr niedrige Netzknotenspannungen einstellen.

Nachfolgend werden detailliert Gründe für den verstärkt zunehmenden Mangel an induktiver Blindleistung aufgeführt:

- Der Blindleistungsbedarf des Transportnetzes ist durch die zunehmende horizontale Belastung erheblich angestiegen (Betrieb immer mehr in Richtung übernatürliche Belastung des Netzes). Folgende Sachverhalte führen dazu:
 - höherer Transportbedarf durch freien Energiehandel im liberalisierten Markt
 - Transite durch verstärkte Einspeisung von Windkraftanlagen im Norden Deutschlands
- Die Blindleistungsbereitstellung aus Kraftwerken ist in der TransnetBW Regelzone rückläufig. Ursachen dafür sind:
 - die aktuell im Netz befindlichen Photovoltaikanlagen, die keine Blindleistung liefern;
 - die dadurch verdrängte konventionelle Kraftwerksleistung, die heute Blindleistung liefert;
 - die Abschaltung von Kraftwerken, die in der Grundleistungslieferung eingesetzt wurden (Ausstieg aus der Kernenergie, dadurch bereits erfolgte Abschaltung von Kernkraftwerken in Süddeutschland).

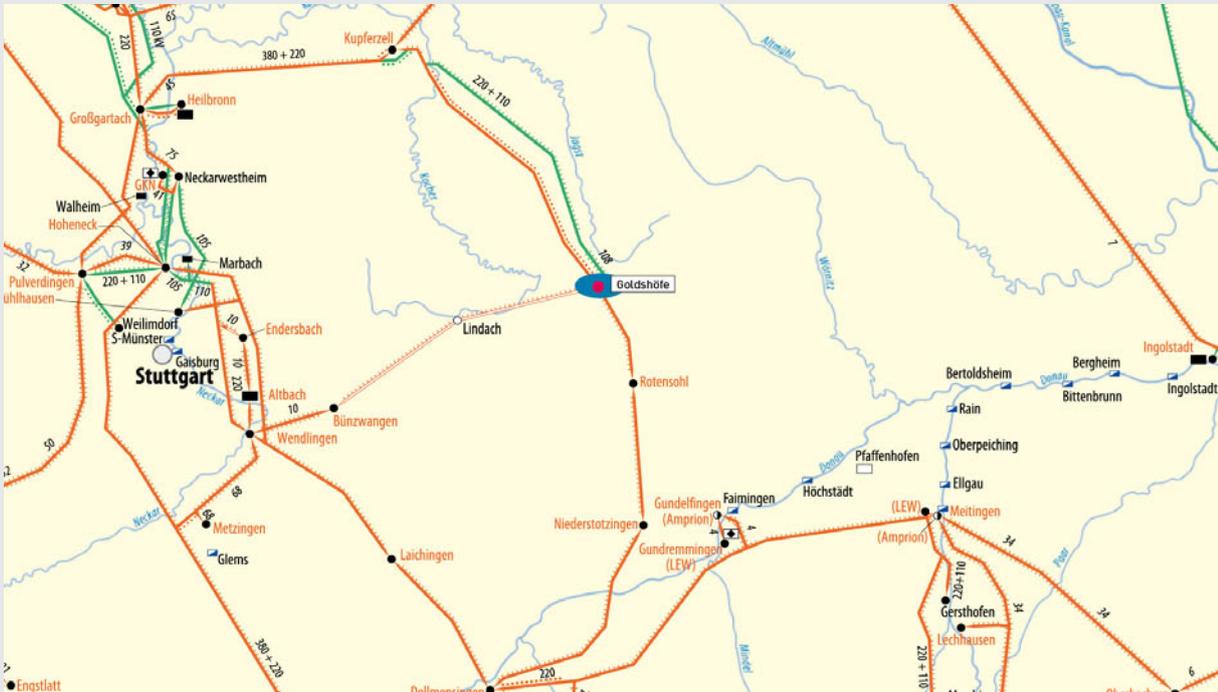
Da sehr niedrige Spannungen im Übertragungsnetz die Wahrscheinlichkeit eines Spannungskollapses erhöhen und damit die Systemsicherheit gefährden, muss die TransnetBW dafür Sorge tragen, die bereitgestellte Blindleistung zu vergrößern und damit rechtzeitig an die o. g. Rahmenbedingungen und Notwendigkeiten anzupassen.

Durch den Wegfall der Kraftwerke kann nur noch durch massiven Eingriff in den Wettbewerb (Redispatch) ausreichend kapazitive Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsbänder bereitgestellt werden. Dieser Umstand hat die TransnetBW veranlasst, den in 2014 geplanten Aufbau von Kondensatoranlagen um ein Jahr vorzuziehen.

Über die aktuelle Situation aufgrund der Kernkraftwerksabschaltung hinaus ist auf die dena-Netzstudie II zu verweisen, welche im Kapitel 13.3.3 einen möglichen Ausbaubedarf von Blindleistung von ca. 36.000 MVar erkennt. Daraus sind für Baden-Württemberg Blindleistungskompensationsmittel mit ca. 3.000 MVar bis 2020 abzuleiten.

Aus den oben genannten Gründen müssen entlang den Transitstrecken der TransnetBW Kompensationsmittel aufgebaut werden, die spannungsstützend wirken.

STARTNETZMASSNAHMEN TRANSNETBW



TNG-003: Trassenneubau: Neubau der 380-kV-Verbindung Bünzwangen – Goldshöhe mit Umspannwerkserweiterungen in Bünzwangen und Goldshöhe

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Zwischen den bestehenden Umspannwerken Bünzwangen und Goldshöhe der TransnetBW wird eine neue 380-kV-Verbindung geschaffen (Länge ca. 60 km). Diese Verbindung wird etwa hälftig aus einem 380-kV-Leitungsneubau (Bünzwangen – Punkt Lindach) und hälftig aus dem Neubau einer 380/110-kV-Leitung überwiegend in einer bestehenden 110-kV-Trasse bestehen.

Die Leitung wird 380-kV-seitig als Doppelleitung, belegt mit zwei Stromkreisen mit je 2.700 A Sommerengpassstrom, ausgeführt werden. In den bestehenden Umspannwerken Goldshöhe und Bünzwangen müssen die zugehörigen neuen Schaltfelder errichtet werden.

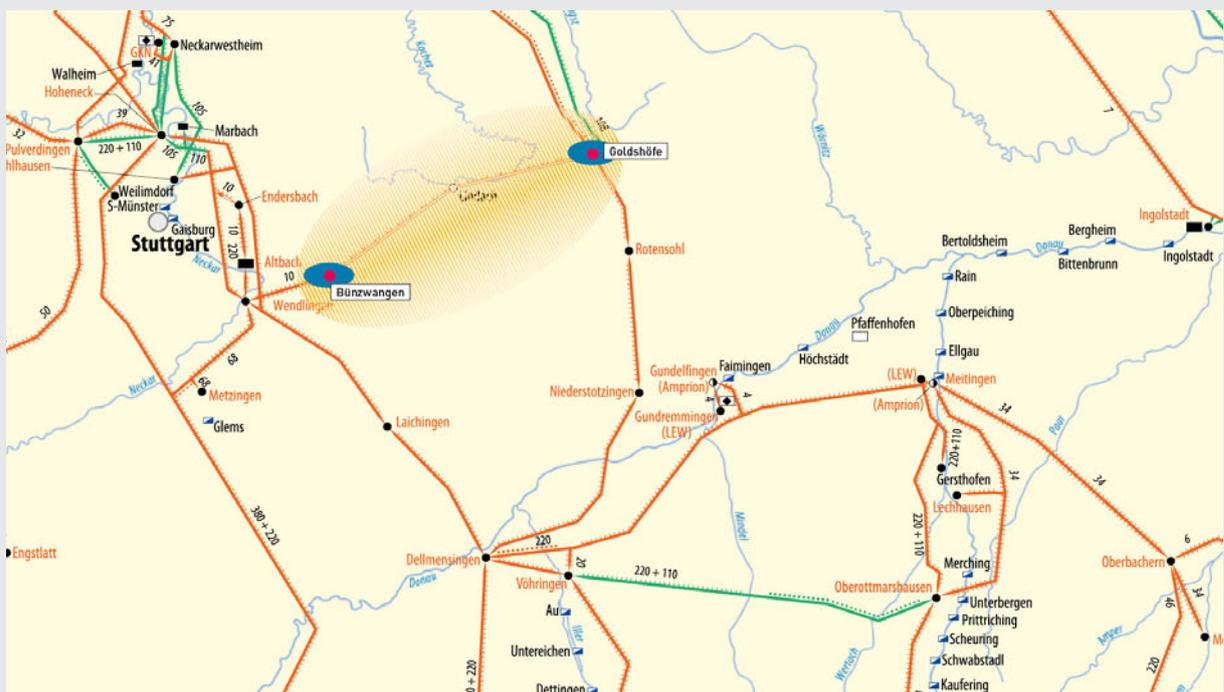
Aktuell wird im Rahmen einer Vorab-Machbarkeitsstudie die freileitungstechnische Machbarkeit solch einer Trasse untersucht: Aufgrund der Überquerung der schwäbischen Alb kommt es einerseits zu Reibungen mit natur- und landschaftsschutzrechtlichen Anforderungen, andererseits kommt es aufgrund der hohen Besiedlungsdichte entlang des Trassenverlaufes zu Reibungen mit dem Schutzgut Mensch.

Da derzeit noch keine netztechnischen Lösungsvorschläge für Trassenraumvarianten vorliegen, kann noch kein Raumordnungsverfahren eröffnet werden. Bei der Bundesnetzagentur wurde noch keine diesbezügliche Investitionsmaßnahme beantragt.

Die Inbetriebnahme wird für das Jahr 2020 angestrebt.

Begründung der geplanten Maßnahme

Eine weitere Transitrichtung des Energieflusses durch das Netz der TransnetBW ist von Nordost kommend (aus Richtung TenneT TSO) Richtung Süden (Schweiz, Österreich). Um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energien im Raum Kupferzell-Goldshöhe⁶⁵ aufnehmen zu können, muss ein weiterer Transportpfad geschaffen werden. Durch die Verbindung Goldshöhe – Bünzwangen wird eine wichtige Verknüpfung zu den vorhandenen Transitachsen geschaffen. Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen sind im mittleren Neckarraum (siehe die Projekte TNG-005 und TNG-006) bereits ausgeschöpft worden. Da auch durch diese Ausbaumaßnahme die erneuerbaren Energien besser integriert werden können, wurde dieses Projekt im Maßnahmenkatalog des EnLAG mit der Nummer 24 aufgenommen.



⁶⁵ Landesanstalt für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft: Windatlas Baden-Württemberg

TNG-004: Trassenoptimierung: Erweiterung der 380-kV-Leitung Großgartach – Hüffenhardt um den ersten 380-kV-Stromkreis mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Hüffenhardt

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Auf der bestehenden 380-kV-Doppelleitung der TransnetBW zwischen den Umspannwerken Großgartach und Hüffenhardt soll ein erster 380-kV-Stromkreis in Betrieb genommen werden (Länge ca. 20 km). Die Leitung wurde bisher in 220 kV betrieben. In Großgartach wurde das zugehörige Schaltfeld bereits errichtet.

Diese Maßnahmen sind Teil der Gesamtmaßnahme „Netzumstrukturierung Rhein-Neckar-Nordring“, welche den Umbau des nordbadischen Übertragungsnetzes von der 220- auf die 380-kV-Netzebene beschreibt. Die Gesamtmaßnahme wurde von der Bundesnetzagentur genehmigt und wird unter BK4-08-171 geführt.

Der neue 380-kV-Stromkreis wird für 2.500 A Sommerengpassstrom ausgeführt. Das NOVA-Prinzip wird insofern beachtet, dass durch die Stromkreisaufgabe auf bestehender Leitung überwiegend kein zusätzlicher Trassenraum benötigt wird. Eine Ausnahme stellen die Leitungseinführungen in die bestehenden Umspannwerke dar, die als Leitungsneubau (2 km) erst errichtet werden müssen.

Die Baumaßnahme erfolgt aktuell und soll 2013 abgeschlossen werden.

Begründung der geplanten Maßnahme

Der Wegfall von 220-kV-Erzeugungseinheiten führt zu einer Unterversorgung (Spannungshaltungsproblem) in Teilen von Baden-Württemberg.

Auch hier gilt, wie bei Maßnahme TNG-001 beschrieben, dass die lastdeckende Versorgung ohne Bau von neuen Erzeugungseinheiten auf der 220-kV-Ebene nur durch Ausbau des 380-kV-Netzes erfolgen kann, da die überwiegende Anzahl der verbleibenden großen Erzeugungseinheiten in das 380-kV-Netz einspeist.

Die Erweiterung und Umstrukturierung von der bestehenden 220-kV- auf eine 380-kV-Spannungsebene in der Netzregion Rhein-Neckar-Nordbaden beginnt mit dem Errichten eines 380-kV-Umspannwerks in Hüffenhardt. Das Umspannwerk wird in den vorbeiführenden 380-kV-Stromkreis Neurott – Höpfingen eingeschleift.

Es muss ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aus Richtung Umspannwerk Großgartach in Hüffenhardt eingeführt werden, um den kompletten nordbadischen Raum, der bei betrieblichen Abschaltungen sonst nur durch einen einzigen Stromkreis versorgt wird, sicher anzubinden.

Durch diese Baumaßnahme werden die im Rahmen der dena-Netzstudie I erarbeiteten Ergebnisse berücksichtigt und entsprechend den Erfordernissen umgesetzt.



TNG-005: Trassenoptimierung: Neubau der 380-kV-Verbindung Großgartach-Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Zwischen den bestehenden Umspannwerken Großgartach und Mühlhausen der TransnetBW wird eine neue 380-kV-Verbindung geschaffen (Länge ca. 37 km).

Diese Verbindung wird zu ca. 12 km aus einer 380-kV-Stromkreisaufgabe auf der bestehenden 380-kV-Leitung Großgartach – Neckarwestheim bestehen. Auf ca. 25 km wird die bestehende 220-kV-Trasse Neckarwestheim – Mühlhausen zur 380-kV-Leitung erweitert. Diese Erweiterung besteht aus abschnittsweise trassengleichen Neubau, teilweise aus Verstärkung und Umbeseilung der bestehenden 220-kV-Leitung und geringfügigen Trassenabrückungen im Bereich der Stadt Aldingen zur Einhaltung der Anforderungen der TA Lärm.

Der Abschnitt Neckarwestheim – Mühlhausen wird aufgrund der teilweise bestehenden Beseilung 380-kV-seitig als Doppelleitung, belegt mit zwei Stromkreisen mit je 2.000 A Sommerengpassstrom ausgeführt werden. Diese werden im ersten Schritt parallelgeschaltet, sodass sich der Engpass aus dem Abschnitt Großgartach – Neckarwestheim mit 2.700 A ergibt.

In den bestehenden Umspannwerken Mühlhausen und Großgartach müssen die zugehörigen neuen Schaltfelder errichtet werden. Durch eine Verschaltungsänderung an einem bestehenden Leitungsmast wird ein Abzweig zum bestehenden Umspannwerk Endersbach errichtet, um dieses durch einen zweiten 380-kV-Stromkreis einzubinden. Hierfür sind keine Leitungsbaumaßnahmen notwendig.

Die Gesamtmaßnahme wurde bei der Bundesnetzagentur beantragt und wird unter BK4-10-181 geführt. Die Baumaßnahme erfolgt aktuell, die Inbetriebnahme wird für 2013 angestrebt.

Hinsichtlich des NOVA-Prinzips handelt es sich um eine Optimierung und Verstärkung einer bestehenden Trasse ohne Inanspruchnahme zusätzlichen Trassenraumes.

Begründung der geplanten Maßnahme

Eine Haupttransitrichtung des Energieflusses durch das Netz der TransnetBW besteht von Nordost kommend (aus Richtung TenneT TSO) Richtung Südwest (Schweiz, Frankreich) durch den mittleren Neckarraum. Durch den Rückbau der 220-kV-Ebene in diesem Raum und Zunahme der Transitleistung bei gleichzeitigen Außerbetriebnahmen von Kraftwerkseinheiten muss die Transportachse verstärkt werden. Um die Systemsicherheit schon heute nicht zu gefährden, muss von der Netzführung in das Marktgeschehen durch Redispatchmaßnahmen eingegriffen werden. Es wurden verschiedene Lösungsalternativen zur Erhöhung der Übertragungsleistung untersucht und wirtschaftlich bewertet.

Das Ergebnis dieser Untersuchung ist die Schaffung einer neuen 380-kV-Verbindung von Großgartach über Mühlhausen nach Endersbach, um den mittleren Neckarraum großräumig zu entlasten.

Da durch diese Ausbaumaßnahme die erneuerbaren Energien besser integriert werden, wurde dieses Projekt im Maßnahmenkatalog des EnLAG mit der Nummer 23 aufgenommen.

STARTNETZMASSNAHMEN TRANSNETBW



TNG-006: Trassenoptimierung: Neubau der 380-kV-Verbindung Hoheneck – Punkt Rommelsbach (Amprion-Leitung Hoheneck – Herbertingen, Mast 224A)

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Zwischen dem bestehenden Umspannwerk Hoheneck der Amprion und dem Leitungspunkt Rommelsbach wird durch die TransnetBW ein neuer 380-kV-Stromkreis hergestellt (Länge ca. 60 km). Die Herstellung dieses Stromkreises erfolgt bis auf wenige Ausnahmen (Einführung Umspannungsbereich Hoheneck, Auskreuzungen), die weniger als 1 km lang sind, durch Verschaltungsänderungen, Stromkreisaufgaben (5 km) auf bestehenden Leitungsanlagen und Optimierungen der Netztopologie.

Der Stromkreis wird für 2.500 A Sommerengpassstrom ausgelegt.

Die Gesamtmaßnahme wurde bei der Bundesnetzagentur beantragt und wird unter BK4-11-255 geführt. Die Baumaßnahme erfolgt aktuell, die Inbetriebnahme wird für 2013 angestrebt.

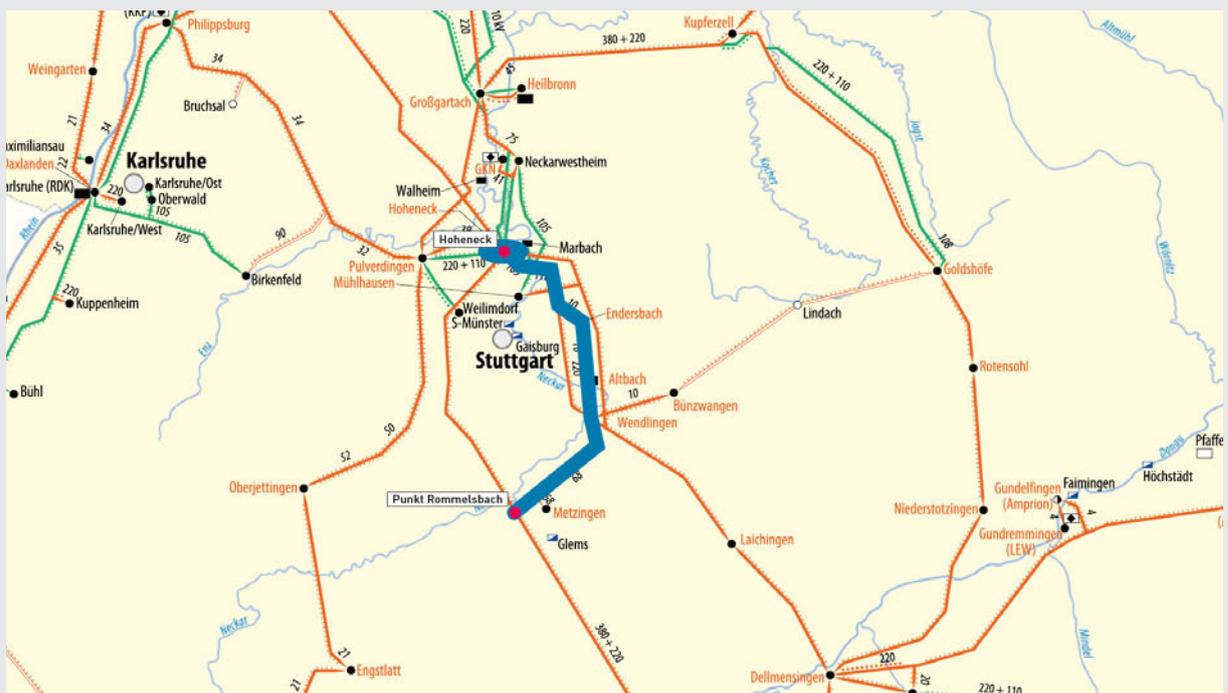
Hinsichtlich des NOVA-Prinzips handelt es sich um eine Optimierung und Verstärkung von bestehenden Trassen ohne Inanspruchnahme zusätzlichen Trassenraumes.

Begründung der geplanten Maßnahme

Der 380-kV-Stromkreis Hoheneck (Amprion) – Punkt Rommelsbach (TransnetBW) erfüllt zwei Aufgaben: Zum einen sichert dieser Stromkreis die Versorgung und damit Absicherung des dicht besiedelten mittleren Neckarraums, zum anderen stellt er eine wichtige Verbindung im europäischen Verbundnetz dar. Aufgrund der sich ändernden Energieerzeugung muss die Übertragungskapazität erweitert werden. Die Übertragungskapazität des bestehenden 380-kV-Stromkreises Hoheneck – Herbertingen der Amprion kann aber zwischen den o.g. Leitungspunkten nicht mehr erhöht werden, da die Leitung hierfür statisch nicht geeignet ist (Baujahr 1926-1930).

Netzplanerische Untersuchungen, die ausführlich im Investitionsantrag BK4-11-255 beschrieben sind, haben gezeigt, dass hier eine Erhöhung des Engpassstroms auf 2.500 A zukünftig notwendig ist.

Bei der Maßnahme der TransnetBW handelt es sich um die Ertüchtigung des Stromkreises vom Umspannwerk Hoheneck (Amprion) bis zum Punkt Rommelsbach. Der Abschnitt von Punkt Rommelsbach bis Herbertingen liegt im Zuständigkeitsbereich von Amprion und wird dort beschrieben.



TNG-007: Trassenneubau des 380/110-kV-Umspannwerkes Bruchsal – Kändelweg und dessen 380-kV-Anbindung

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Das 380/110-kV-Umspannwerk Bruchsal-Kändelweg wird von der TransnetBW gemeinsam mit dem unterlagerten Verteilungsnetzbetreiber EnBW Regional AG im Industriegebiet Bruchsal (380 kV in GIS-Bauweise) errichtet.

Die 380-kV-Anbindung erfolgt über die Herstellung eines neuen 6 km langen 380-kV-Stromkreises. Ca. 4 km dieses Stromkreises können auf eine bestehende, derzeit mit 110 kV betriebene 380-kV-Leitung aufgelegt werden, 2 km sind als Leitungsneubau zu errichten. Der Stromkreis wird an einen der zwei bestehenden 380-kV-Stromkreise Philippsburg – Pulverdingen angeschlossen.

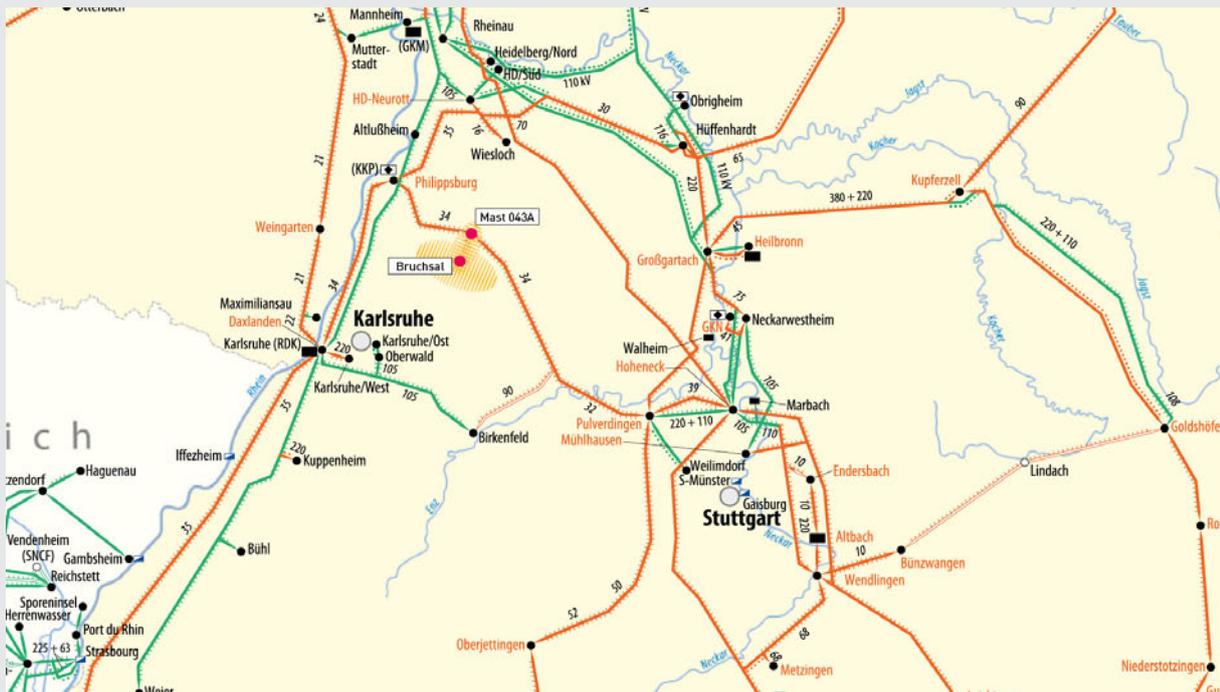
Der Stromkreis wird für 3.000 A Sommerengpassstrom ausgelegt.

Die Gesamtmaßnahme wurde bei der Bundesnetzagentur beantragt und wird unter BK4-10-082 geführt. Die Baumaßnahme erfolgt aktuell, die Inbetriebnahme wird für 2013 angestrebt.

Hinsichtlich des NOVA-Prinzips handelt es sich bei 4 km um Optimierung durch Nutzung einer bestehenden Trasse und bei 2 km um Neubau auf neuer Trasse.

Begründung der geplanten Maßnahme

In den letzten zehn Jahren ist die Versorgungslast im Netzgebiet Karlsruhe beim unterlagerten Netzbetreiber EnBW Regional AG kontinuierlich gestiegen. Bei den gemeinsam mit der EnBW Regional AG durchgeführten Untersuchungen wurden mehrere mögliche Varianten untersucht. Da es in diesem Raum auch eine strukturelle Schwachstelle zu beseitigen galt – Ausfall einer kompletten 110-kV-Netzgruppe bei Wartungsarbeiten oder bei Eintreten eines Common-Mode-Ausfalls⁶⁶ war eine Lösung der Versorgungsaufgabe in der 220-kV-Netzebene wirtschaftlich nicht möglich. Im ersten Schritt – zum Erreichen des Zielnetzes – wird ein neuer Einspeisepunkt in die unterlagerte 110-kV-Netzgruppe in der Nähe von Bruchsal aufgebaut. Um dieses neue Netzkonzept umsetzen zu können, werden heutige 220-kV-Stromkreise im Bereich Oberwald, Birkenfeld und Daxlanden zukünftig in 110 kV betrieben.



⁶⁶ ÜNB (2012): Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes

TNG-010: Erweiterung der 110-kV-Anlage Höpfingen um eine 100 MVar-Drosselspule zur Blindleistungskompensation

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Die bestehende 110-kV-Anlage (Netzteil Umspannung) der TransnetBW wird um ein 110-kV-Schaltfeld und eine daran angeschlossene, statische 100 MVar-Drosselspule zur Blindleistungskompensation erweitert. Die Baumaßnahme wird 2012 – 2013 durchgeführt. Die Investitionsmaßnahme wurde bei der Bundesnetzagentur beantragt und dort unter BK4-11-254 geführt.

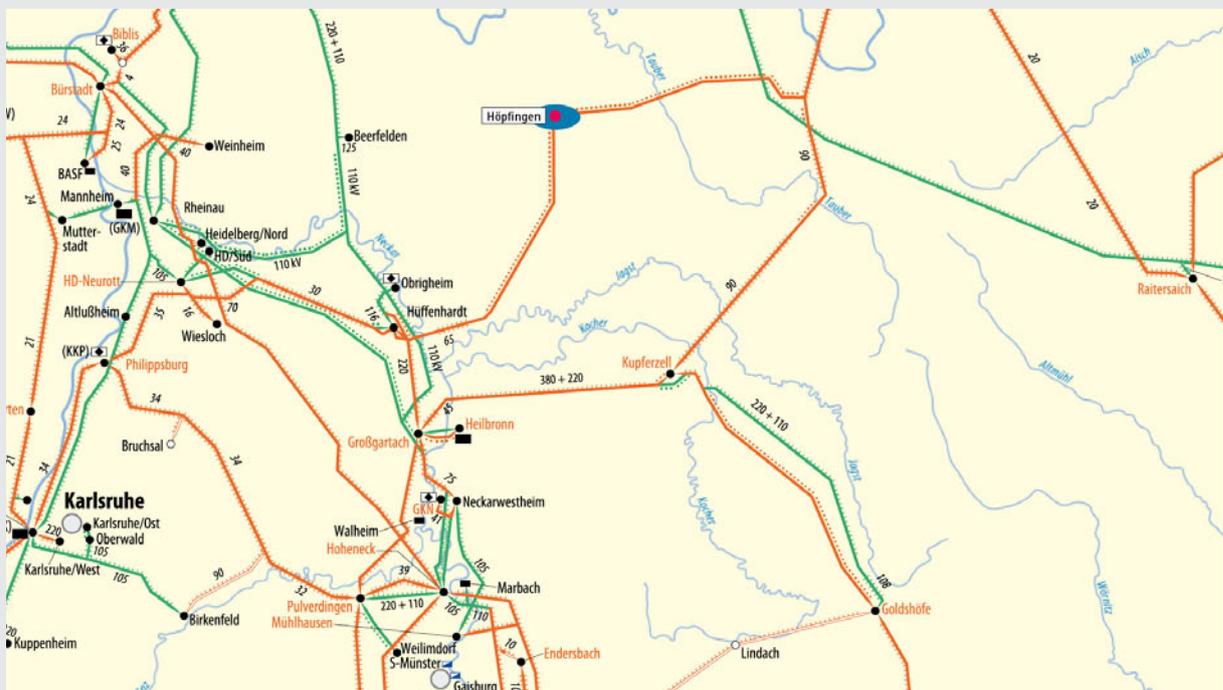
Die punktuelle Maßnahme in einem bestehenden Umspannwerk stellt gemäß dem NOVA-Prinzip eine Optimierungsmaßnahme dar.

Begründung der geplanten Maßnahme

Für den Bedarf der Kompensationsdrossel kommen zwei Aspekte zum Tragen:

Erstens wird es im Rahmen des massiven Ausbaus der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik, in Zeiten schwacher Last und starker Sonneneinstrahlung zu verstärkten Rückspeisungen aus dem unterlagerten Verteilungsnetz kommen. Durch diese Rückspeisung wird das 380-kV-Netz entlastet und in einen Betriebszustand gebracht, der eine Spannungserhöhung zur Folge hat. Durch den Einsatz von Kompensationsdrosseln kann dieser Spannungserhöhung entgegengewirkt werden.

Der zweite Aspekt kommt durch die Notwendigkeit eines möglicherweise notwendig werdenden Netzwiederaufbaus zum Tragen. Durch den Neubau des 380-kV-Stromkreises Großgartach – Hüffenhardt (siehe Projekt TNG-004) wird der Blindleistungsbedarf in diesem Raum zusätzlich erhöht. Das 380-kV-Spannungsniveau im Netz Nordbaden wird bei einem Netzwiederaufbau dadurch über das zulässige Maß hinaus erhöht. Im Rahmen des Netzwiederaufbaukonzeptes ist das Netz Nordbaden somit erheblich unterkompensiert. Dieser Zustand verschärft sich durch den Ausfall der Kompensationsdrossel in Neurott und kann zu Netzschäden führen.



TNG-011: Erweiterung der 380-kV-Anlage Engstlatt um einen 250 MVar-Kondensator zur Blindleistungskompensation

Beschreibung der geplanten Maßnahme

Die bestehende 380-kV-Anlage der TransnetBW wird um ein 380-kV-Schaltfeld und einen daran angeschlossenen statischen 250 MVar-Kondensator zur Blindleistungskompensation mit Dämpfungsnetzwerk erweitert. Die Baumaßnahme wird 2012 – 2013 durchgeführt. Die Investitionsmaßnahme wurde bei der Bundesnetzagentur beantragt und dort zusammen mit weiteren Maßnahmen unter BK4-11-256 geführt.

Die punktuelle Maßnahme in einem bestehenden Umspannwerk stellt gemäß dem NOVA-Prinzip eine Optimierungsmaßnahme dar.

Begründung der geplanten Maßnahme

Durch die Zunahme von Energieeinspeisung aus regenerativer Energie und Änderungen im angeschlossenen Kraftwerkspark am Netz der TransnetBW treten weiterhin Betriebszustände auf, bei denen sich sehr niedrige Netzknottenspannungen einstellen.

Nachfolgend werden Gründen für den verstärkt zunehmenden Mangel an induktiver Blindleistung detailliert dargestellt:

- Der Blindleistungsbedarf des Transportnetzes ist durch die zunehmende horizontale Belastung erheblich angestiegen (Betrieb immer mehr in Richtung übernatürliche Belastung des Netzes).

Ursachen dafür sind:

- freier Energiehandel im liberalisierten Markt und
- Transite durch verstärkte Einspeisung von Windkraftanlagen im Norden Deutschlands.

Die Blindleistungsbereitstellung aus Kraftwerken ist in der TransnetBW Regelzone rückläufig. Ursachen dafür sind:

- die aktuell im Netz befindlichen Photovoltaikanlagen, die keine Blindleistung liefern;
- die dadurch verdrängte konventionelle Kraftwerksleistung, die heute Blindleistung liefert;
- die Abschaltung von Kraftwerken, die in der Grundleistungslieferung eingesetzt wurden (Ausstieg aus der Kernenergie, dadurch bereits erfolgte Abschaltung von Kernkraftwerken in Süddeutschland).

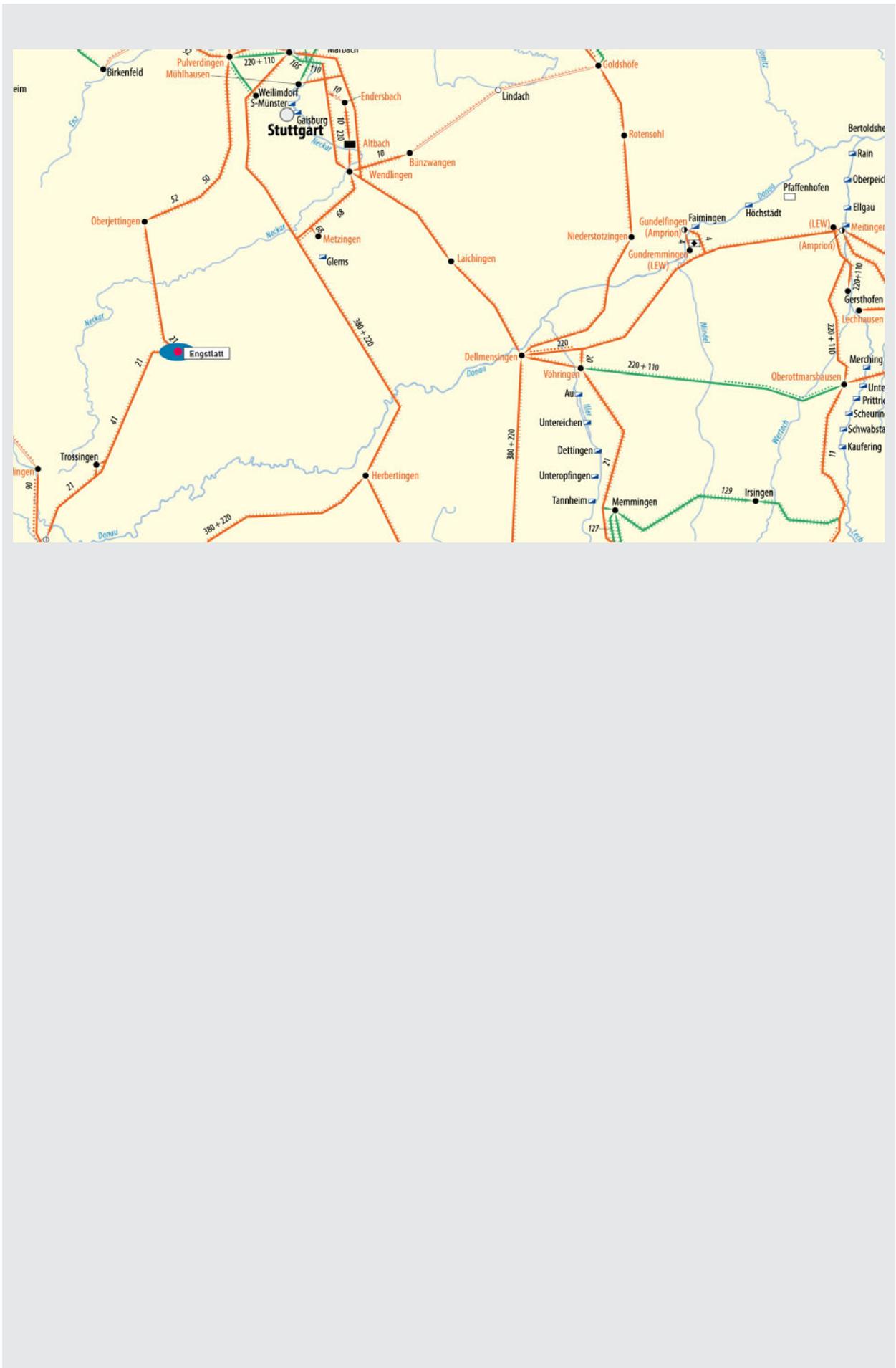
Da sehr niedrige Spannungen im Übertragungsnetz die Wahrscheinlichkeit eines Spannungskollapses erhöhen und damit die Systemsicherheit gefährden, muss die TransnetBW dafür Sorge tragen, die bereitgestellte Blindleistung zu vergrößern und damit rechtzeitig an die o.g. Rahmenbedingungen und Notwendigkeiten anzupassen.

Durch den Wegfall der Kraftwerke kann nur noch durch massiven Eingriff in den Wettbewerb (Redispatch) ausreichend kapazitive Blindleistung zur Einhaltung der Spannungsbänder bereitgestellt werden. Dieser Umstand hat die TransnetBW veranlasst, den in 2014 geplanten Aufbau von Kondensatorenanlagen um ein Jahr vorzuziehen.

Über die aktuelle Situation aufgrund der Kernkraftwerksabschaltung hinaus wird auf die dena-Netzstudie II⁶⁷ verwiesen, welche im einen möglichen Ausbaubedarf von Blindleistung von ca. 36.000 MVar erkennt. Daraus lassen sich für Baden-Württemberg Blindleistungskompensationsmittel von ca. 3.000 MVar bis 2020 ableiten.

Aus den oben genannten Gründen müssen entlang den Transitstrecken der TransnetBW Kompensationsmittel aufgebaut werden, die spannungsstützend wirken.

⁶⁷ dena (2010): dena-Netzstudie II, Kapitel 13.3.3



9.1.2 Ergebnismaßnahmen

Im Folgenden werden die Ergebnismaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber, gegliedert nach Projektnummern, einzeln dargestellt.

Übersicht der Maßnahmen (HGÜ-Verbindungen)

- Korridor A: DC-Trassenneubau: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein-Westfalen – Baden-Württemberg
 - Maßnahme Nr. 01: Emden/Borßum – Osterath
 - Maßnahme Nr. 02: Osterath – Philippsburg
 - Maßnahme Nr. 11: Emden/Borßum – Oberzier
 - Maßnahme Nr. 15: Conneforde – Rommerskirchen

- Korridor B: DC-Trassenneubau: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Hessen – Baden-Württemberg
 - Maßnahme Nr. 03: Cloppenburg/Ost – Bürstadt
 - Maßnahme Nr. 04: Wehrendorf – Urberach
 - Maßnahme Nr. 12: Elsfleth/West – Philippsburg

- Korridor C: DC-Trassenneubau: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Baden-Württemberg und Bayern
 - Maßnahme Nr. 05: Brunsbüttel – Großgartach
 - Maßnahme Nr. 06: Wilster – Goldshöfe
 - Maßnahme Nr. 07: Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld
 - Maßnahme Nr. 08: Kaltenkirchen – Raitersaich
 - Maßnahme Nr. 13: Stade – Raitersaich
 - Maßnahme Nr. 14: Alfstedt – Vöhringen

- Korridor D: DC-Trassenneubau: HGÜ-Verbindung Mecklenburg-Vorpommern – Sachsen Anhalt – Bayern
 - Maßnahme Nr. 09: Lauchstädt – Meitingen
 - Maßnahme Nr. 10: Güstrow – Meitingen

Übersicht der Projekte und Maßnahmen (380-kV-Maßnahmen):

- P 20: Trassenneubau: Netzverstärkung nordwestliches Niedersachsen (Raum Emden)
 - Maßnahme Nr. 69: Emden/Ost – Halbemond

- P 21: Trassenoptimierung und -neubau: Netzverstärkung Raum Cloppenburg/Osnabrück
 - Maßnahme Nr. 51: Conneforde – Cloppenburg – Westerkappeln

- P 22: Trassenoptimierung: Netzverstärkung zwischen Conneforde und Ganderkesee (im Bereich nordwestliches Niedersachsen)
 - Maßnahme Nr. 70: Conneforde – Unterweser
 - Maßnahme Nr. 80: Elsfleth/West – Niedervieland – Ganderkesee
 - Maßnahme Nr. 82: Conneforde – Unterweser
 - Maßnahme Nr. 87: Unterweser – Elsfleth/West

- P 23: Trassenoptimierung: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth
 - Maßnahme Nr. 20: Dollern – Elsfleth/West
 - Maßnahme Nr. 83: Dollern – Alfstedt

- P 24: Trassenoptimierung: Netzverstärkung zwischen Dollern und Landesbergen
 - Maßnahme Nr. 71: Dollern – Sottrum
 - Maßnahme Nr. 72: Sottrum – Wechold
 - Maßnahme Nr. 73: Wechold – Landesbergen

- P 25: Trassenneubau: Netzausbau zwischen Brunsbüttel und der dänischen Grenze
 - Maßnahme Nr. 42: Barlt – Heide
 - Maßnahme Nr. 42a: Brunsbüttel – Barlt
 - Maßnahme Nr. 43: Heide – Husum
 - Maßnahme Nr. 44: Husum – Niebüll
 - Maßnahme Nr. 45: Niebüll – Grenze DK

- P 26: Trassenoptimierung: Netzverstärkung in Schleswig-Holstein zwischen Büttel, Wilster und Dollern sowie zwischen Hamburg/Nord und Dollern
 - Maßnahme Nr. 76: Büttel – Wilster
 - Maßnahme Nr. 89: Wilster – Dollern
 - Maßnahme Nr. 79: Hamburg Nord – Dollern (Elbe Kreuzung)

- P 27: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Landesbergen – Wehrendorf
 - Maßnahme Nr. 52: Landesbergen-Ohlensehlen – Wehrendorf

- P 30: Trassenoptimierung: Netzverstärkung in Westfalen
 - Maßnahme Nr. 61: Hamm/Uentrop – Kruckel

- P 31: Trassenneubau: Netzverstärkung in der Region Köln/Aachen
 - Maßnahme Nr. 58: Punkt Blatzheim – Oberzier

- P 33: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle
 - Maßnahme 24a: Verstärkung der Verbindung Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle
 - Maßnahme 24b: Neubau der Verbindung Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle

- P 34: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt
 - Maßnahme Nr. 22: Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt

- P 35: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow
 - Maßnahme Nr. 78: Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow

- P 36: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Lubmin – Pasewalk – Bertikow
 - Maßnahme Nr. 21: Bertikow – Pasewalk
 - Maßnahme Nr. 84: Lubmin – Iven – Pasewalk

- P 37: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Vieselbach – Eisenach – Mecklar
 - Maßnahme Nr. 25: Vieselbach – Eisenach – Mecklar

- P 38: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Pulgar – Vieselbach
 - Maßnahme Nr. 27: Pulgar – Vieselbach

- P 39: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Röhrsdorf – Remptendorf
 - Maßnahme Nr. 29: Röhrsdorf – Remptendorf

- P 40: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Graustein – Bärwalde
 - Maßnahme Nr. 26: Graustein – Bärwalde

ERGEBNISMASSNAHMEN

- P 41: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Region Koblenz und Trier
 - Maßnahme Nr. 57: Punkt Metternich – Niederstedem
- P 42: Trassenoptimierung: Netzverstärkung im Frankfurter Raum
 - Maßnahme Nr. 53: Kriftel – Obererlenbach
 - Maßnahme Nr. 91: Großkrotzenburg – Urberach
- P 43: Trassenneubau: Netzverstärkung zwischen Mecklar und Grafenrheinfeld
 - Maßnahme Nr. 74: Mecklar – Grafenrheinfeld
- P 44: Trassenneubau: Neubau Altenfeld – Grafenrheinfeld
 - Maßnahme Nr. 28: Altenfeld – Grafenrheinfeld
- P 46: Trassenoptimierung: Netzverstärkung zwischen Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf
 - Maßnahme Nr. 56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf
- P 47: Trassenoptimierung und -neubau: Netzverstärkung im der Region Frankfurt – Karlsruhe
 - Maßnahme Nr. 31: Weinheim – Daxlanden
 - Maßnahme Nr. 32: Weinheim – Punkt G380
 - Maßnahme Nr. 33: G380 – Altlußheim
 - Maßnahme Nr. 34: Altlußheim – Daxlanden
 - Maßnahme Nr. 35: Weinheim – Neurott
 - Maßnahme Nr. 60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim
 - Maßnahme Nr. 61: Kriftel – Farbwerke Höchst Süd
 - Maßnahme Nr. 62: Bürstadt – BASF
 - Maßnahme Nr. 63: Lamsheim – Daxlanden
 - Maßnahme Nr. 65: Bürstadt – BASF – Lamsheim
- P 48: Trassenoptimierung: Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern
 - Maßnahme Nr. 38: Kupferzell – Goldshöfe
 - Maßnahme Nr. 38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell
 - Maßnahme Nr. 39: Großgartach – Kupferzell
- P 49: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Badische Rheinschiene
 - Maßnahme Nr. 90: Daxlanden – Eichstetten
 - Maßnahme Nr. 41a: Daxlanden – Bühl/Kumra – Eichstetten
- P 50: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Schwäbische Alb
 - Maßnahme Nr. 40: Metzingen – Oberjettingen
 - Maßnahme Nr. 41: Oberjettingen – Engstlatt
- P 51: Trassenoptimierung: Südaleitung, Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum
 - Maßnahme Nr. 37: Großgartach – Endersbach
- P 52: Trassenoptimierung: Süden Baden-Württemberg
 - Maßnahme Nr. 59: Herbertingen – Tiengen
 - Maßnahme Nr. 93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen
 - Maßnahme Nr. 94: Herbertingen – Punkt Bundesgrenze
 - Maßnahme Nr. 95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen
- P 53: Trassenoptimierung: Netzverstärkung zwischen Redwitz, Etzenricht und Schwandorf
 - Maßnahme Nr. 54: Raitersaich – Ludersheim
 - Maßnahme Nr. 55: Ludersheim – Sittling – Isar

- P 54: Trassenoptimierung: Netzverstärkung zwischen Irsching, Zolling und Ottenhofen
– Maßnahme Nr. 81: Irsching – Zolling – Ottenhofen
- P 55: Blindleistungsanlagen Südwestraum
- P 56: Erhöhung der Übertragungsfähigkeit im Raum Hamburg
- P 57: Erhöhung der Transportkapazität und Erweiterung der 380-kV-Anlage Hamburg-Nord
- P 58: Erhöhung der Netzanschlusskapazität in Perleberg
- P 59: Trassenoptimierung: Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Bärwalde – Schmölln
- P 60: Trassenneubau: Umstrukturierung und Verstärkung des 380-kV-Netzes südlich von Magdeburg
- P 61: Erhöhung der Übertragungskapazität im 380-kV-Netz zwischen Görries und Parchim/Lübz
- P 62: Erhöhung der Kapazität der Netzschnittstelle Siedenbrünzow
- P 63: Erweiterung der 380/110-kV-Transformation im Umspannwerk Pulgar
- P 64: Trassenneubau: Combined Grid Solution, bilaterale Offshore-Anbindung DE – DK
- P 65: DC-Trassenneubau: Netzerweiterung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Raum Aachen/Düren und Belgien, Lixhe
- P 66: Trassenneubau: Netzausbau im Raum Wilhelmshaven (380-kV-Leitung Wilhelmshaven-Conneforde)
- P 67: Trassenoptimierung und –neubau: Erhöhung Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich
- P 68: DC-Trassenneubau: Errichtung eines Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen (NORD.LINK)
- P 69: Trassenoptimierung: Neubau 380-kV-Schaltanlage Emden und 380-kV-Leitung Emden – Conneforde
- P 70: Trassenneubau: Neubau der 380-kV-Schaltanlage Birkenfeld und deren 380-kV-Neuanbindung
- P 71: Trassenoptimierung und –neubau: Netzerweiterung zwischen Audorf und Göhl
– Maßnahme Nr. 46: Audorf – Kiel
– Maßnahme Nr. 47: Kiel – Göhl
- P 72: Trassenoptimierung und –neubau: Netzerweiterung zwischen Göhl und Kaltenkirchen
– Maßnahme Nr. 48: Göhl – Siems
– Maßnahme Nr. 49: Siems – Lübeck
– Maßnahme Nr. 50: Lübeck – Kaltenkirchen
- P 73: Trassenoptimierung und –neubau: Netzerweiterung zwischen Brunsbüttel und Kaltenkirchen
– Maßnahme Nr. 67: Brunsbüttel – Itzehoe
– Maßnahme Nr. 68: Itzehoe – Kaltenkirchen
- P 74: Trassenoptimierung: Bayerisch-Schwaben
– Maßnahme Nr. 96: Vöhringen – Bundesgrenze
– Maßnahme Nr. 97: Punkt Woringen – Memmingen

ERGEBNISMASSNAHMEN

Die Maßnahmen, die in den folgenden Karten eingezeichnet sind, werden farblich sowie durch Schraffuren bzw. vollflächige Linien nach Optimierung/Verstärkung und Neubau unterschieden. Die nachfolgende Legende gilt für alle Ergebnismaßnahmen:

LEGENDE



Trassenoptimierung



Anlagenverstärkung



Trassenneubau



Anlagenneubau



DC-Trassenneubau*

Korridor A: DC-Trassenneubau: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein-Westfalen – Baden-Württemberg**Beschreibung des geplanten Korridors**

Der Korridor A des Fernübertragungsnetzes enthält folgende HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung Nr. 1: Emden/Borßum – Osterath
Die HGÜ-Strecke Emden/Borßum – Osterath hat eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik.
- HGÜ-Verbindung Nr. 2: Osterath – Philippsburg
Die HGÜ-Strecke Osterath – Philippsburg hat eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik und wird auf einer bestehenden Trasse durch Umstellung von AC- auf DC-Technologie realisiert.
- HGÜ-Verbindung Nr. 11: Emden/Borßum – Oberzier
Die HGÜ-Strecke Emden/Borßum – Oberzier hat eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik und verläuft weitgehend auf der Trasse der HGÜ-Verbindung Nr. 1 (Emden/Borßum – Osterath).
- HGÜ-Verbindung Nr. 15: Conneforde – Rommerskirchen
Die HGÜ-Strecke Conneforde – Rommerskirchen hat eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik und verläuft weitgehend auf der Trasse der HGÜ-Verbindung Nr. 1 und 11 (Emden/Borßum – Osterath).

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus dem Nordwesten Niedersachsens in das Rheinland und den Nordwesten Baden-Württembergs. Der HGÜ-Korridor wird in Abhängigkeit der Szenarien mit einer Übertragungsleistung von 2 GW bis 6 GW in VSC-Technik realisiert.

Für den HGÜ-Korridor ist je nach Szenario ein Trassenneubau von rund 40 bis 500 km notwendig. Der südliche Abschnitt des HGÜ-Korridors von Osterath nach Philippsburg wird auf bestehendem Gestänge realisiert.

Begründung des geplanten Korridors

Aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an Offshore-Windleistung in der Nordsee ergibt sich ein zusätzlich abzuführender Leistungsüberschuss aus dem nordwestlichen Niedersachsen. Mit dem HGÜ-Korridor Emden/Borßum – Osterath – Philippsburg wird die Kapazität des Übertragungsnetzes in der betreffenden Region wesentlich erhöht.

Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft des HGÜ-Korridors bestünden Übertragungseinschränkungen im 380/220-kV-Netz im Bereich des Korridors. Dies hätte zur Folge, dass die vorrangig zu integrierende erneuerbare Energie zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wären. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung in Nordwesten Deutschlands würde zudem behindert.

Der geplante HGÜ-Korridor wird eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von v. a. Offshore-Windenergieanlagen schaffen. Sie ist für die zukünftige Energieversorgung ein wesentlicher Baustein. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Optimierungen im vorhandenen Netz oder Neubauten außerhalb des Untersuchungsraumes, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck nicht sinnvoll erreicht werden.

ERGEBNISMASSNAHMEN



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Korridorbedarf	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 01: Emden/Borßum – Osterath HGÜ-Verbindung	Netzausbau	320 km	320 km		2 GW	2 GW	2 GW
Nr. 02: Osterath – Philippsburg HGÜ-Verbindung	Netzausbau	340 km	40 km	2 GW	2 GW	2 GW	2 GW
Nr. 11: Emden/Borßum – Oberzier HGÜ-Verbindung	Netzausbau	360 km	50 km			2 GW	
Nr. 15: Conneforde – Rommerskirchen HGÜ-Verbindung	Netzausbau	430 km	90 km			2 GW	

Korridor B: DC-Trassenneubau: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Hessen – Baden-Württemberg

Beschreibung des geplanten Korridors

Der Korridor B des Fernübertragungsnetzes enthält folgende HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung Nr. 04: Wehrendorf – Urberach
Die HGÜ-Verbindung Wehrendorf – Urberach hat eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik.
- HGÜ-Verbindung Nr. 03: Cloppenburg – Bürstadt
Die HGÜ-Verbindung Cloppenburg – Bürstadt hat eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik und kann weitgehend auf der Trasse der HGÜ-Verbindung Nr. 04 (Wehrendorf – Urberach) realisiert werden.
- HGÜ-Verbindung Nr. 12: Elsfleth/West – Philippsburg
Die HGÜ-Verbindung Elsfleth/West – Philippsburg hat eine Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik und kann weitgehend auf der Trasse der HGÜ-Strecke Cloppenburg – Bürstadt realisiert werden.

Das netztechnische Ziel des Korridors ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Niedersachsen nach Südhessen und in den Nordwesten Baden-Württembergs. Der HGÜ-Korridor kann in Abhängigkeit der Szenarien mit einer Übertragungsleistung von 2 GW bis 6 GW in VSC-Technik realisiert werden.

Für den HGÜ-Korridor ist ein Trassenneubau von rund 380 bis 650 km notwendig.

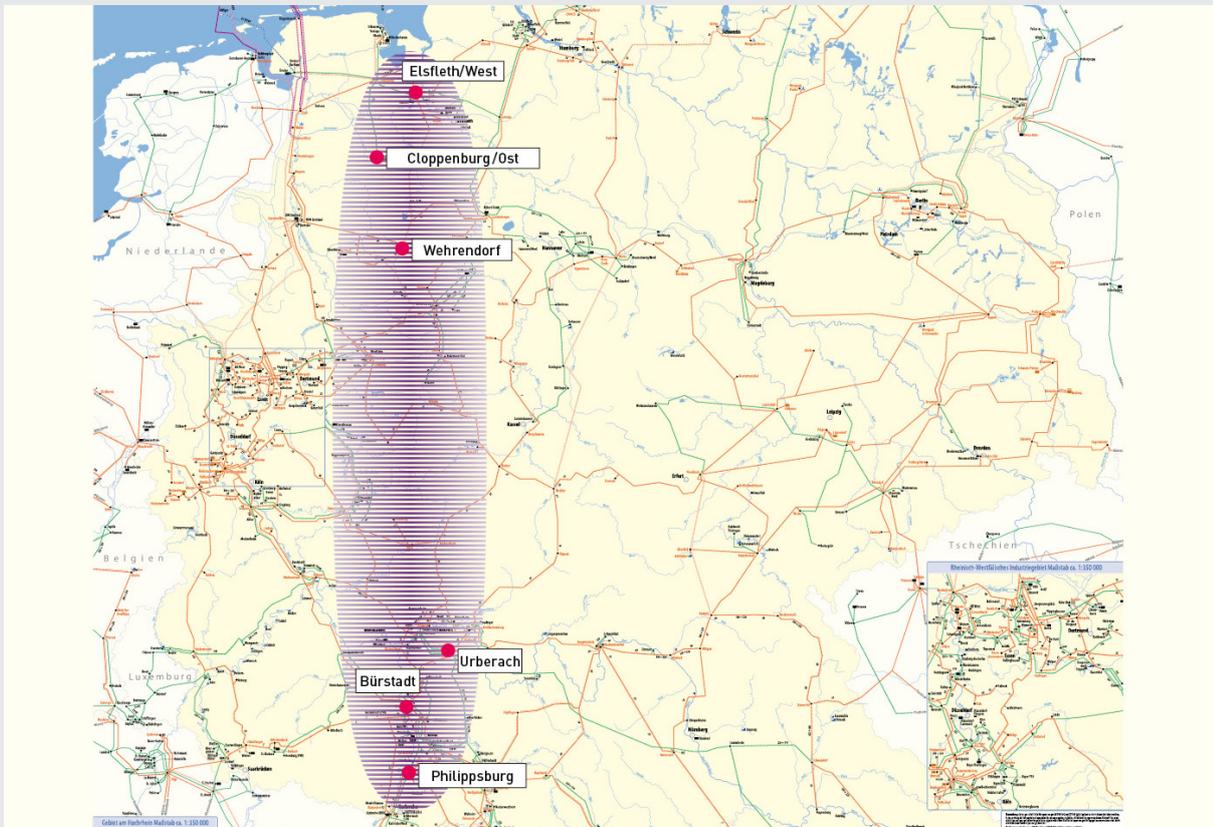
Begründung des geplanten Korridors

Aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an On- und Offshore-Windleistung in der Nordsee und der niedersächsischen Tiefebene ergibt sich ein zusätzlich abzuführender Leistungsüberschuss aus dem mittleren Niedersachsen. Mit dem hier beschriebenen HGÜ-Korridor wird die Kapazität des Übertragungsnetzes in der betreffenden Region wesentlich erhöht.

Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft des HGÜ-Korridors bestünden Übertragungseinschränkungen im 380/220-kV-Netz im Bereich des Korridors. Dies hätte zur Folge, dass die vorrangig zu integrierende erneuerbare Energie zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wäre. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung in Nordwesten Deutschlands würde zudem behindert.

Der geplante HGÜ-Korridor wird eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von v. a. Offshore-Windenergieanlagen schaffen. Sie ist für die zukünftige Energieversorgung ein wesentlicher Baustein. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Optimierungen im vorhandenen Netz oder Neubauten außerhalb des Untersuchungsraumes, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck nicht sinnvoll erreicht werden.

ERGEBNISMASSNAHMEN



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Korridorbedarf	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 03: Cloppenburg – Bürstadt HGÜ-Verbindung	Netzausbau	500 km	160 km			2 GW	2 GW
Nr. 04: Wehrendorf – Urberach HGÜ-Verbindung	Netzausbau	380 km	380 km	2 GW	2 GW	2 GW	2 GW
Nr. 12: Elsfleth/West – Philippsburg HGÜ-Verbindung	Netzausbau	580 km	110 km			2 GW	

Korridor C: DC-Trassenneubau: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Baden-Württemberg und Bayern

Beschreibung des geplanten Korridors

Der Korridor C des Fernübertragungsnetzes enthält folgende HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung Nr. 05: Brunsbüttel – Großgartach
Die HGÜ-Strecke Brunsbüttel – Großgartach ist als Trassenneubau mit einer Übertragungsleistung von je nach Szenario 1 x oder 2 x 1,3 GW in VSC-Technik vorgesehen.
- HGÜ-Verbindung Nr. 06: Wilster – Goldshöfe
Die HGÜ-Strecke Wilster – Goldshöfe kann weitgehend im Korridor der HGÜ-Strecke Brunsbüttel – Großgartach mit einer Übertragungsleistung von je nach Szenario 1 x oder 2 x 1,3 GW ausgeführt werden.
- HGÜ-Verbindung Nr. 07: Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld
Die HGÜ-Strecke Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld kann weitgehend im Korridor der HGÜ-Strecke Brunsbüttel – Großgartach mit einer Übertragungsleistung von 1,3 GW ausgeführt werden.
- HGÜ-Verbindung Nr. 08: Kaltenkirchen – Raitersaich
Die HGÜ-Strecke Kaltenkirchen – Raitersaich kann weitgehend im Korridor der HGÜ-Strecke Brunsbüttel – Großgartach mit einer Übertragungsleistung von 1,3 GW ausgeführt werden.
- HGÜ-Verbindung Nr. 13: Stade – Raitersaich
Die HGÜ-Strecke Stade – Raitersaich kann weitgehend im Korridor der HGÜ-Strecke Brunsbüttel – Großgartach mit einer Übertragungsleistung von 2 GW ausgeführt werden.
- HGÜ-Verbindung Nr. 14: Alfstedt – Vöhringen
Die HGÜ-Strecke Alfstedt – Vöhringen kann weitgehend im Korridor der HGÜ-Strecke Brunsbüttel – Großgartach mit einer Übertragungsleistung von 2 GW ausgeführt werden.

Das netztechnische Ziel des Korridors ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Schleswig-Holstein und Niedersachsen nach Baden-Württemberg und Bayern. Der HGÜ-Korridor wird in Abhängigkeit des in den Szenarien identifizierten Bedarfs mit einer Übertragungsleistung von 4 bis 12 GW in VSC-Technik ausgestaltet.

Für den HGÜ-Korridor mit einer Länge von 930 bis 1150 km ist ein Leitungsneubau von rund 930 bis 2050 km notwendig.

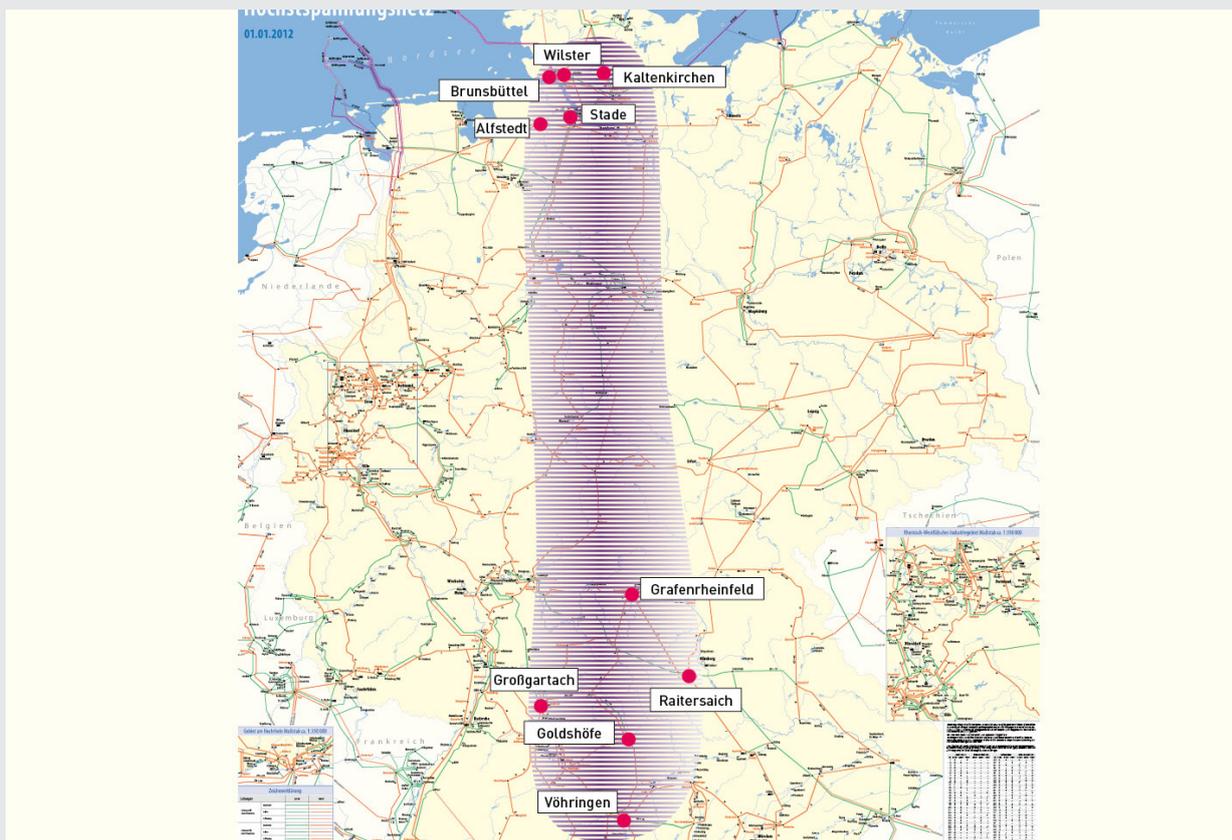
Begründung des geplanten Korridors

Aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an regenerativen Erzeugungseinheiten in Schleswig-Holstein und an Offshore-Windleistung in der Nordsee ergibt sich eine zusätzliche Überschussleistung aus der Region abhängig von einem speziellen Szenario in der Größenordnung von 4 bis 12 GW. Zusätzlich soll die Austauschkapazität mit Norwegen, Dänemark und Schweden auf bis zu 4,5 GW gesteigert werden. Mit dem HGÜ-Korridor von Schleswig-Holstein und dem nördlichen Niedersachsen nach Baden-Württemberg und Bayern wird die Kapazität des Übertragungsnetzes in den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großräumig und verlustarm nach Süden transportiert.

Die Anschlusspunkte des HGÜ-Korridors wurden sowohl im Norden als auch im Süden so gewählt, dass der lokale Ausbaubedarf des 380-kV-Netzes minimiert wird. Zudem reduziert die räumliche Verteilung der Anschlusspunkte für die einzelnen HGÜ-Strecken die Auswirkungen von Störungen.

Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der beantragten HGÜ-Verbindung beständen zu bestimmten Zeiten zunehmende Übertragungseinschränkungen aus Schleswig-Holstein. Dies hätte zur Folge, dass in dieser Region Strom aus EEG-Anlagen zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wäre. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung würde zudem behindert.

Der geplante HGÜ-Korridor wird eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von On- und Offshore-Windenergieanlagen schaffen. Darüber hinaus schaffen die in Schleswig-Holstein geplanten HGÜ-Strecken die Voraussetzung zum freizügigen marktgetriebenen Energieaustausch mit Skandinavien. Der Korridor ist für die zukünftige Energieversorgung erforderlich. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Optimierungen im vorhandenen Netz, oder Neubauten außerhalb des Untersuchungsraumes kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck nicht sinnvoll erreicht werden.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Korridorbedarf	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 05: Brunsbüttel – Großgartach HGÜ-Verbindung	Netzausbau	770 km	770 km	1,3 GW	1,3 GW	2,6 GW	2,6 GW
Nr. 06: Wilster – Goldshöfe HGÜ-Verbindung	Netzausbau	760 km	70 km	1,3 GW	1,3 GW	2,6 GW	2,6 GW
Nr. 07: Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld HGÜ-Verbindung	Netzausbau	670 km	90 km	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW	1,3 GW
Nr. 08: Kaltenkirchen – Raitersaich HGÜ-Verbindung	Netzausbau	820 km	90 km			1,3 GW	1,3 GW
Nr. 13: Stade – Raitersaich HGÜ-Verbindung	Netzausbau	730 km	20 km			2 GW	
Nr. 14: Alfstedt – Vöhringen HGÜ-Verbindung	Netzausbau	800 km	110 km			2 GW	

Korridor D: DC-Trassenneubau: HGÜ-Verbindung Mecklenburg-Vorpommern – Sachsen-Anhalt – Bayern

Beschreibung des geplanten Korridors

Der Korridor D des Fernübertragungsnetzes enthält folgende HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung Maßnahme Nr. 09: Lauchstädt – Meitingen
Die HGÜ-Strecke Lauchstädt – Meitingen wird als Trassenneubau mit einer Übertragungsleistung von 2 GW in VSC-Technik ausgestaltet.
- HGÜ-Verbindung Nr. 10: Güstrow – Meitingen
Die HGÜ-Strecke Güstrow – Meitingen kann teilweise auf der Trasse der HGÜ-Strecke Lauchstädt – Meitingen ausgeführt werden.

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist eine Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität aus Sachsen-Anhalt nach Bayern. Der nördliche Teil des HGÜ-Korridors wird mit einer Übertragungsleistung von 2 GW, der südliche Teil in Abhängigkeit der Szenarien mit 2 bis 4 GW in VSC-Technik ausgestaltet.

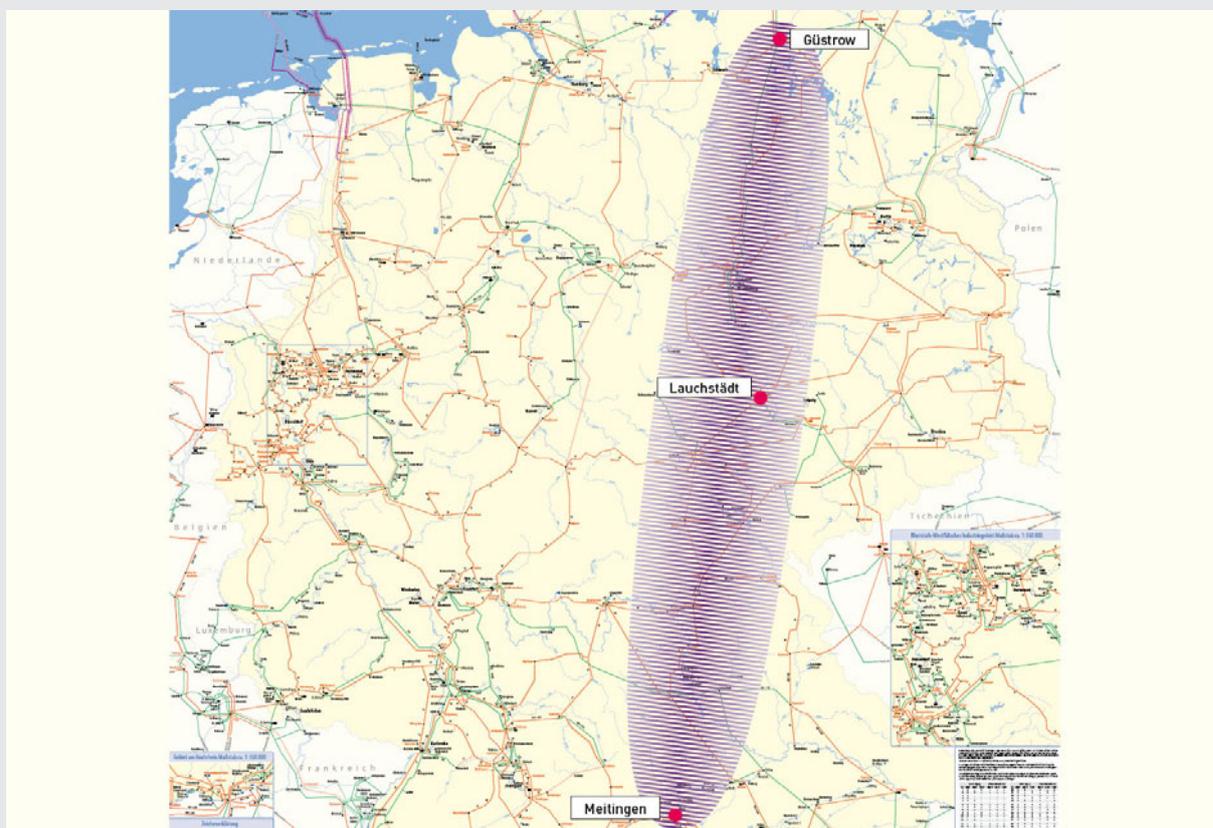
Für den HGÜ-Korridor ist ein Trassenneubau von rund 450 bis 800 km notwendig.

Begründung des geplanten Korridors

Aufgrund des absehbaren massiven Zubaus an Onshore-Windleistung sowie eines weiteren Ausbaus von Photovoltaikanlagen in Thüringen und Sachsen-Anhalt ergibt sich eine zusätzliche Überschussleistung aus den Regionen Thüringen und Sachsen-Anhalt in der Größenordnung von 12 GW. Aus der Region Mecklenburg-Vorpommern ist darüber hinaus bis 2032 von einer zusätzlichen Überschussleistung von 7 GW durch einen massiven Zubau an Offshore-Windleistung in der Ostsee und Onshore-Windleistung auszugehen. Mit dem HGÜ-Korridor Mecklenburg-Vorpommern – Sachsen-Anhalt – Bayern wird die Kapazität des Übertragungsnetzes in den betreffenden Regionen wesentlich erhöht und die Energie großflächig nach Bayern transportiert. Durch den Einsatz von DC-Technologie wird eine zusätzliche Belastung des AC-Netzes, vor allem im Raum Sachsen-Anhalt, Thüringen, Hessen und Bayern, vermieden. Damit kann ein ansonsten erforderlicher weiterer AC-Ausbau verhindert werden.

Ohne die Errichtung und Betriebsbereitschaft der beantragten HGÜ-Verbindung beständen zu bestimmten Zeiten zunehmende Übertragungseinschränkungen in Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen und Sachsen-Anhalt. Dies hätte zur Folge, dass Onshore-Windenergieanlagen in dieser Region zum Teil erheblichen Einspeiseeinschränkungen unterworfen wären. Diese Anlagen würden in Konsequenz wirtschaftlich entwertet bzw. wären nicht gemäß den ausdrücklichen Zielstellungen von Politik und Gesetzgeber einsetzbar. Der weitere Ausbau regenerativer Energieerzeugung würde zudem behindert.

Die geplante HGÜ-Verbindung wird eine wesentliche netztechnische Voraussetzung für die Übertragung der erwarteten Leistungszubauten von Onshore-Windenergieanlagen schaffen. Der Korridor ist für die zukünftige Energieversorgung erforderlich. Mit anderen Maßnahmen, insbesondere Optimierungen im vorhandenen Netz oder Neubauten außerhalb des Untersuchungsraumes, kann der mit dem Vorhaben verfolgte Zweck nicht sinnvoll erreicht werden.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Korridorbedarf	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 09: Lauchstädt – Meitingen HGÜ-Verbindung	Netzausbau	450 km	450 km	2 GW	2 GW	2 GW	4 GW
Nr. 10: Güstrow – Meitingen HGÜ-Verbindung	Netzausbau	770 km	350 km			2 GW	

P20: Trassenneubau: Netzverstärkung nordwestliches Niedersachsen (Raum Emden)

Tennet TSO

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum nordwestliches Niedersachsen enthält folgende Maßnahme:

- Maßnahme Nr. 69: Emden/Ost – Halbmond
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die 380-kV-Schaltanlage Emden/Ost erweitert und eine neue 380-kV-Schaltanlage Halbmond errichtet werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum nordwestliches Niedersachsen sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Bereits jetzt kommt es zu Engpässen im Netz. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und zukunftsorientiert. Ohne den Neubau werden das 110-kV-Netz und die Transformatoren bereits im Grundfall überlastet werden.

Eine Alternative zum Bau einer 380 kV-Trasse von Emden/Ost nach Halbmond würde die Entsorgung der Leistung über sechs 110-kV-Systeme aus dem Raum Halbmond nach Emden/Ost darstellen. Diese Option beraubt den ÜNB jedoch der Option mit einer weiteren 380 kV-Leitung den Ring nach Wilhelmshaven zu schließen. Zugleich würde die benötigte Umspannleistung im Umspannwerk Emden/Ost zu im Fehlerfall zu zu großen Kurzschlussströmen führen.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 69: Emden/Ost-Halbmond 380-kV-Neubau	Netzausbau	25 km	25 km	X	X	X	X

P21: Trassenoptimierung und -neubau: Netzerweiterung zwischen Raum Cloppenburg und Osnabrück

Amprion und TenneT TSO

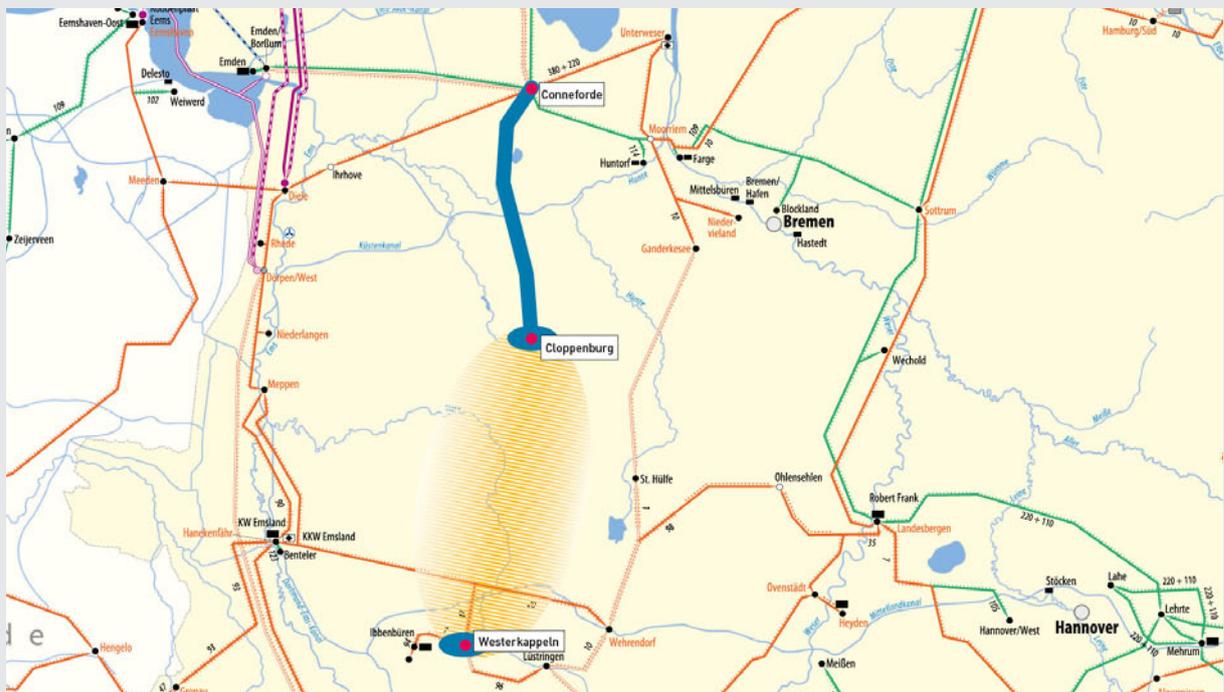
Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität aus dem Raum nordwestliches Niedersachsen in den Osnabrücker Raum und enthält folgende Maßnahme:

- Maßnahme Nr. 51: Conneforde – Cloppenburg – Westerkappeln
Im Rahmen dieser Maßnahme sind ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg und ein Neubau einer 380-kV-Leitung in neuer Trasse zwischen Cloppenburg und Westerkappeln erforderlich. Zur Einbindung der Leitung muss die Schaltanlage Cloppenburg neu errichtet und die Schaltanlage Westerkappeln erweitert werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs vor allem der On- und Offshore-Windenergieleistung 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. Ohne den Neubau in bestehender Trasse bzw. Neubau werden die Stromkreise der 380-kV-Leitungen Diele – Dörpen/West, Elsflth/West – Ganderkesee sowie Gronau – Hanekenfähr bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 51: Conneforde-Cloppenburg-Westerkappeln 380-kV-Neubau in bestehender Trasse/Neubau	Netzverstärkung/ Netzausbau	135 km	75 km	X	X	X	X

P22: Trassenoptimierung: Netzverstärkung zwischen Conneforde und Ganderkese (Bereich nordwestliches Niedersachsen)

TenneT TSO

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem Raum Conneforde und der Region Ganderkese und enthält folgende Maßnahmen:

- **Maßnahme Nr. 70: Conneforde – Unterweser**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist eine Spannungsumstellung des derzeit in der 220-kV-Ebene integrierten Stromkreises zwischen Conneforde und Unterweser auf 380 kV notwendig. Zur Integration des Stromkreises in die 380-kV-Ebene müssen die 380-kV-Schaltanlagen Conneforde und Unterweser erweitert werden.
- **Maßnahme Nr. 80: Elsfleth/West-Niedervieland – Ganderkese**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau der bestehenden Leitung zwischen Elsfleth/West, Niedervieland und Ganderkese erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehenden bzw. gerade im Bau befindlichen 380-kV-Schaltanlagen Elsfleth/West, Niedervieland und Ganderkese ertüchtigt werden.
- **Maßnahme Nr. 82: Conneforde – Unterweser**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau der bestehenden Leitung zwischen Conneforde und Unterweser erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehenden 380-kV-Schaltanlagen Conneforde und Unterweser ertüchtigt werden.
- **Maßnahme Nr. 87: Unterweser – Elsfleth/West**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Unterweser und Elsfleth/West erforderlich. Zum Anschluss der 380-kV-Leitung muss die bestehende 380-kV-Schaltanlage Unterweser ertüchtigt werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien vor allem offshore im Raum nordwestliches Niedersachsen ist die vorhandene Netzstruktur aus dem Raum nordwestliches Niedersachsen in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die Überschussleistung abtransportieren zu können. Ohne den Neubau in bestehender Trasse bzw. die Stromkreisauflage werden die bestehenden 380-kV-Leitungen Conneforde -Unterweser bzw. Elsfleth/West – Niedervieland - Ganderkese bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 70: Conneforde-Unterweser 380-kV-Stromkreis	Netzverstärkung	32 km	0 km		X		
Nr. 80: Elsflth/West-Niedervieland-Ganderkesee 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	35 km	0 km			X	
Nr. 82: Conneforde-Unterweser 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	33 km	0 km			X	
Nr. 87: Unterweser-Elsflth/West 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	30 km	0 km			X	

P23: Trassenoptimierung: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth

TenneT TSO

Beschreibung des geplanten Projekts

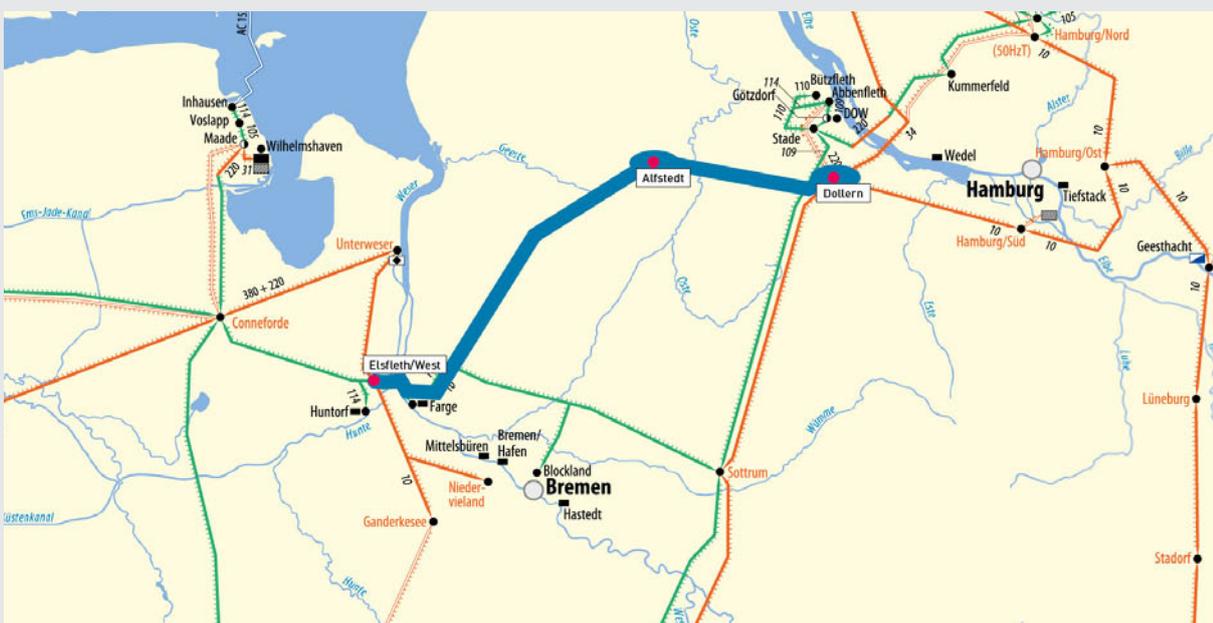
Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem Raum Dollern und der Region Elsfleth in Niedersachsen und enthält folgende Maßnahmen:

- Maßnahme Nr. 20: Dollern – Elsfleth/West
Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Dollern und Elsfleth/West erforderlich. Zum Anschluss der Leitung muss die bestehende 380-kV-Schaltanlage Dollern ertüchtigt werden.
- Maßnahme Nr. 83: Dollern – Alfstedt
Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 380-kV-Leitung zwischen Dollern und Alfstedt erforderlich. Im Zusammenhang mit Maßnahme Nr. 20 ist der Abschnitt zwischen Dollern und Alfstedt so zu errichten, dass 3 Stromkreise zwischen Dollern und Alfstedt aufgelegt werden können. Zum Anschluss der 380-kV-Leitung müssen die bestehenden Schaltanlagen Dollern und Alfstedt ertüchtigt bzw. erweitert werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien vor allem offshore und im Wesentlichen im Raum Schleswig-Holstein ist die vorhandene Netzstruktur ausgehend von Dollern in Richtung Westen nicht mehr ausreichend, um die Überschussleistung abtransportieren zu können. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Dollern – Elsfleth/West bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet.

Als Alternative zur dargestellten Netzverstärkung wurde der Neubau einer zusätzlichen Trasse von Dollern nach Elsfleth in Erwägung gezogen. Vorteil dieser Option wäre eine abschaltungsfreie Umbauphase. Aufgrund der Bestrebung Trassenneubau zu vermeiden, wurde die Alternative verworfen.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 20: Dollern – Elsfleth/West 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	100 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 83: Dollern – Alfstedt 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	30 km	0 km			X	

P24: Trassenoptimierung: Netzverstärkung zwischen Dollern und Landesbergen

TenneT TSO

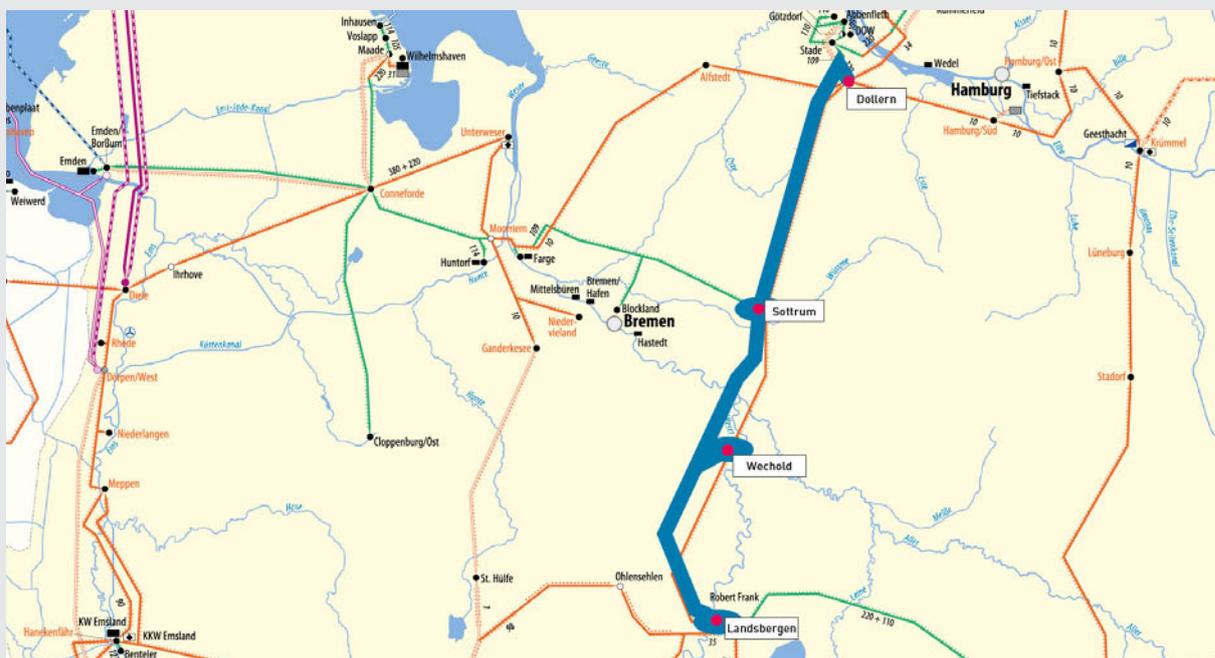
Beschreibung des geplanten Projekts

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

- **Maßnahme Nr. 71: Dollern – Sottrum**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Dollern und Sottrum erforderlich. Zum Anschluss wird diese Leitung an der bestehenden 380-kV-Schaltanlage Dollern vorbei geführt und weiter nördlich in Stade angeschlossen. Die Errichtung einer neuen 380-kV-Leitung zwischen Stade und Dollern ist eine Kraftwerksanschlussleitung und bereits weit vorangeschritten. Die Errichtung dieser 380-kV-Leitung ist als 4-Systemleitung geplant. Zwei dieser Systeme sollen genutzt werden um die 380-kV-Leitung von Stade an Dollern vorbei bis Sottrum weiterzuführen zu können. Aus Platzgründen ist es nicht möglich die 380-kV-Leitung direkt in Dollern einzuführen.
- **Maßnahme Nr. 72: Sottrum – Wechold**
Im Rahmen dieser Maßnahme sind ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Sottrum und Wechold und eine Umstellung auf 380 kV erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehenden Schaltanlagen Sottrum erweitert bzw. Wechold neu errichtet werden.
- **Maßnahme Nr. 73: Wechold – Landesbergen**
Im Rahmen dieser Maßnahme sind ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Wechold und Landesbergen und eine Umstellung auf 380 kV erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehenden Schaltanlagen Landesbergen ertüchtigt bzw. Wechold neu errichtet werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien vor allem offshore im Raum Schleswig-Holstein ist die vorhandene Netzstruktur ausgehend von Dollern in Richtung Süden nicht mehr ausreichend, um die Überschussleistung abtransportieren zu können. Ohne den Neubau in bestehender Trasse werden die Leitungen Dollern – Sottrum – Landesbergen und Lüneburg – Stadorf bei Ausfall eines 380 kV-Stromkreises überlastet.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 71: Dollern-Sottrum 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	52 km	0 km	X	X		X
Nr. 72: Sottrum-Wechold 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	35 km	0 km	X	X		X
Nr. 73: Wechold-Landsbergen 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	45 km	0 km	X	X		X

P25: Trassenneubau: Netzausbau zwischen Brunsbüttel und der dänischen Grenze**TenneT TSO****Beschreibung des geplanten Projekts**

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält folgende Maßnahmen:

- **Maßnahme Nr. 42: Barlt – Heide**
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Heide und Barlt erforderlich. Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen die 380-kV-Schaltanlagen Heide und Barlt neu errichtet werden.
- **Maßnahme Nr. 42a: Brunsbüttel – Barlt**
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Brunsbüttel und Barlt erforderlich. Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen die 380-kV-Schaltanlagen Brunsbüttel erweitert und Barlt neu errichtet werden.
- **Maßnahme Nr. 43: Heide – Husum**
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Heide und Husum erforderlich. Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen die 380-kV-Schaltanlagen Heide und Husum neu errichtet werden.
- **Maßnahme Nr. 44: Husum – Niebüll**
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Husum und Niebüll erforderlich. Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen die 380-kV-Schaltanlagen Husum und Niebüll neu errichtet werden.
- **Maßnahme Nr. 45: Niebüll – Grenze Dänemark (DK)**
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Niebüll und der dänischen Grenze erforderlich. Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren muss die 380-kV-Schaltanlage Niebüll neu errichtet werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum Schleswig-Holstein sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Bereits jetzt kommt es zu Engpässen im Netz. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und zukunftsorientiert. Ohne den Neubau werden das 110-kV-Netz und die Transformatoren bereits im Grundfall überlastet werden. Die aktuell vorhandene 380-kV-Netzstruktur wäre ohne den hier aufgeführten Zubau nicht mehr (n-1)-sicher.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 42: Barlt – Heide 380-kV-Neubau	Netzausbau	30 km	30 km	X	X	X	X
Nr. 42a: Brunsbüttel – Barlt 380-kV-Neubau	Netzausbau	20 km	20 km	X	X	X	X
Nr. 43: Heide – Husum 380-kV-Neubau	Netzausbau	40 km	40 km	X	X	X	X
Nr. 44: Husum – Niebüll 380-kV-Neubau	Netzausbau	45 km	45 km	X	X	X	X
Nr. 45: Niebüll – Grenze DK 380-kV-Neubau	Netzausbau	12 km	12 km	X	X	X	X

P26: Trassenoptimierung: Netzverstärkung in Schleswig-Holstein zwischen Büttel, Wilster und Dollern sowie zwischen Hamburg/Nord und Dollern

TenneT TSO

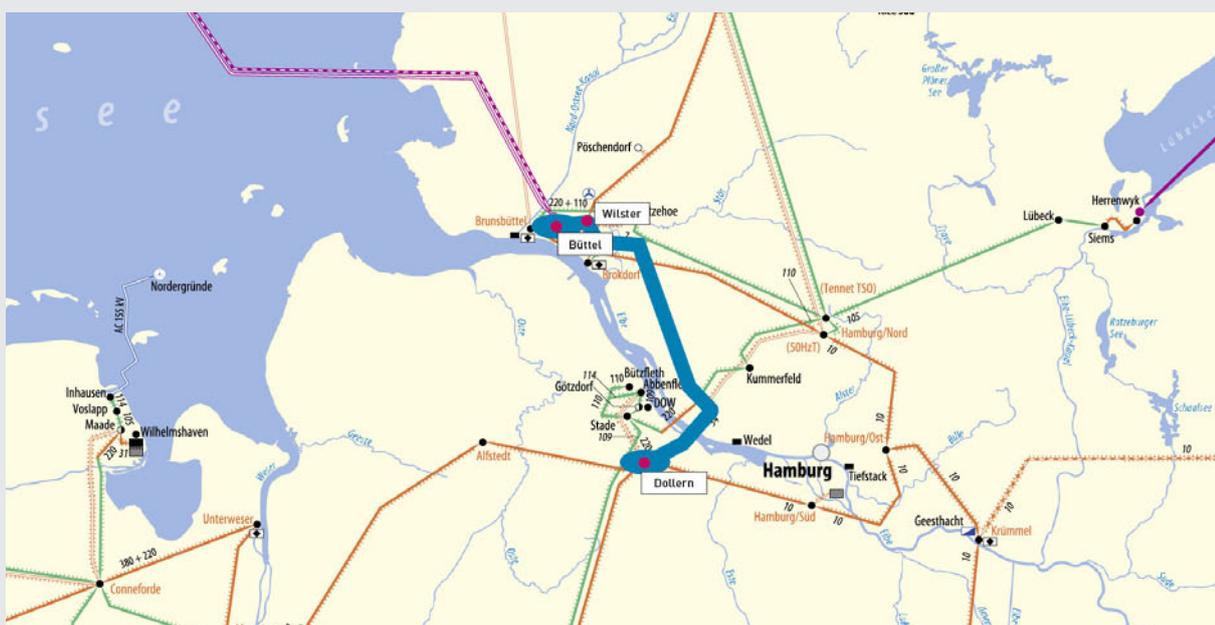
Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält folgende Maßnahmen:

- Maßnahme Nr. 76: Büttel – Wilster
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau in bestehender Trasse der 380-kV-Leitung zwischen Büttel und Wilster erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die 380-kV-Schaltanlagen Büttel und Wilster ertüchtigt werden.
- Maßnahme Nr. 89: Wilster – Dollern
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau in bestehender Trasse der 380-kV-Leitung zwischen Wilster und Dollern erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die 380-kV-Schaltanlagen Wilster und Dollern ertüchtigt werden.
- Maßnahme Nr. 79: Hamburg/Nord – Dollern (Elbe Kreuzung)
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau in bestehender Trasse der 380-kV-Leitung zwischen der Elbekreuzung und der 380-kV-Schaltanlage Dollern erforderlich. Die Elbekreuzung wird neu beseit. Zum Anschluss der Leitung muss die 380-kV-Schaltanlage Dollern ertüchtigt werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum Schleswig-Holstein ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Die aktuell vorhandene 380-kV-Netzstruktur wäre ohne den hier aufgeführten Zubau nicht mehr (n-1)-sicher.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 76: Büttel – Wilster 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	10 km	0 km				X
Nr. 79: Hamburg-Nord – Dollern (Elbe Kreuzung) 380-kV-Umbeseilung/ Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	10 km	0 km	X	X		
Nr. 89: Wilster – Dollern 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	55 km	0 km	X			

P27: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Landesbergen – Wehrendorf

Amprion und Tennet TSO

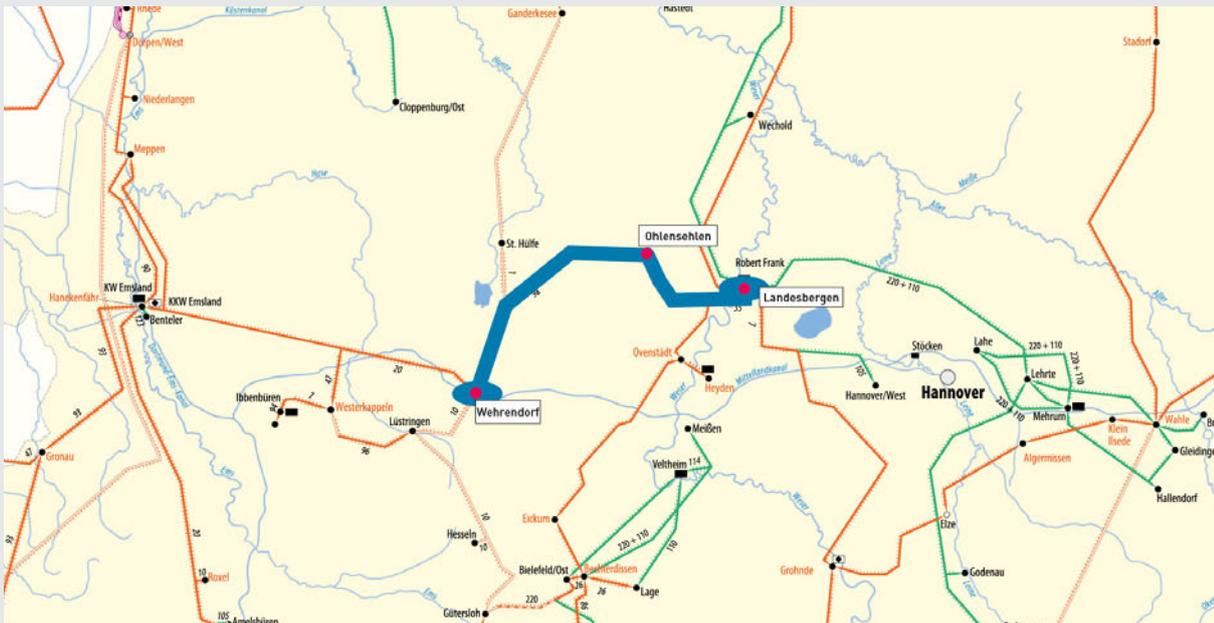
Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Landesbergen und Wehrendorf enthält folgende Maßnahme:

- Maßnahme Nr. 52: Landesbergen – Ohlensehlen – Wehrendorf
Auf dem bestehenden Gestänge Landesbergen – Ohlensehlen – Wehrendorf wird ein zusätzlicher 380-kV-Stromkreis aufgelegt. Zur Einbindung des zusätzlichen Stromkreises müssen die 380-kV-Schaltanlagen Wehrendorf und Landesbergen erweitert werden. Abschnittsweise werden heute 110-kV-Stromkreise auf dem betroffenen Gestängeplätzen mitgeführt. Für diese 110-kV-Stromkreise muss eine Ersatzlösung geschaffen werden.

Begründung des geplanten Projekts

Durch die Zubeseilung des 380-kV-Stromkreises wird die von Landesbergen in südlicher Richtung verlaufende Leitung Ovenstädt – Bechterdissen entlastet und damit eine Überlastung vermieden.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 52: Landesbergen – Ohlensehlen – Wehrendorf 380-kV-Zubeseilung	Netzverstärkung	80 km	0 km	X			X

P30: Trassenoptimierung: Netzverstärkung in Westfalen

Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

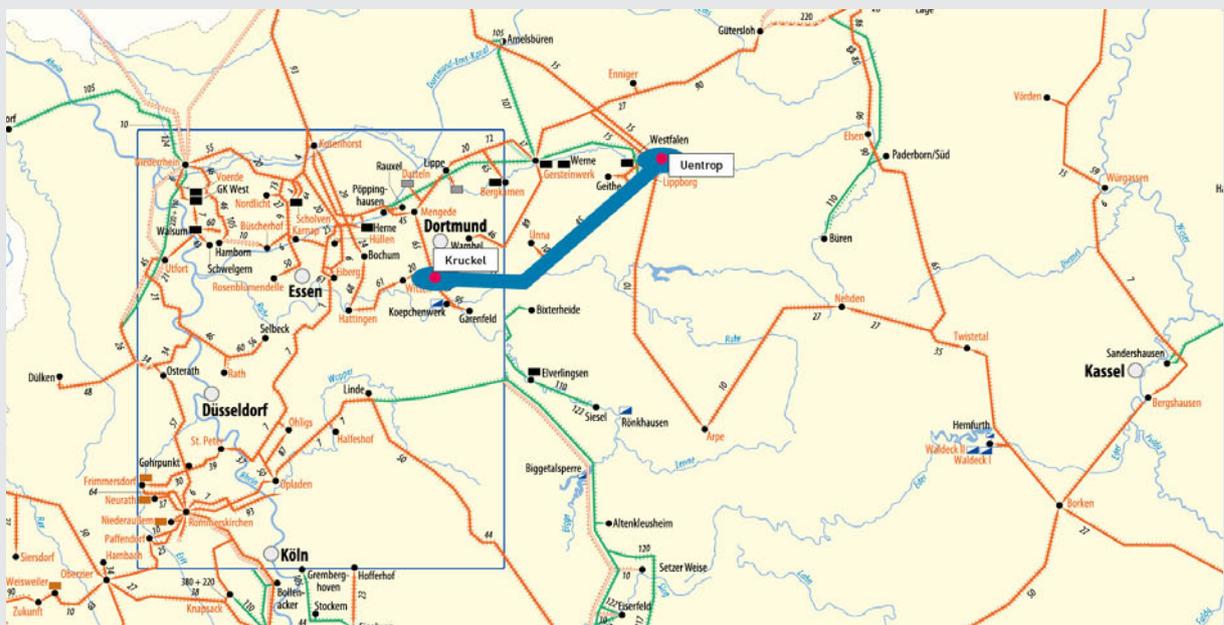
Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität in Westfalen enthält die folgende Maßnahme:

- Maßnahme Nr. 61: Hamm/Uentrop – Kruckel
Auf einer bestehenden Leitung von Uentrop nach Kruckel wird ein 220-kV-Stromkreis durch einen 380-kV-Stromkreis ersetzt.

Zur Einbindung des 380-kV-Stromkreises müssen die Schaltanlagen Kruckel und Uentrop erweitert werden.

Begründung des geplanten Projekts

Die Leitung Lippe - Mengede ist auf Grund regionaler Einspeisung von Kraftwerksleistung verbunden mit überregionalen Leistungstransiten bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises Lippe – Mengede überlastet. Auf den Neubau der unmittelbar betroffenen Leitung zwischen Lippe und Mengede kann verzichtet werden, da als alternative Maßnahme auf der bestehenden Leitung von Uentrop nach Kruckel ein 220-kV-Stromkreis durch einen 380-kV-Stromkreis ersetzt werden kann.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 61: Hamm/Uentrop – Kruckel Stromkreisaufgabe/Um-beseilung	Netzverstärkung	60 km	0 km	X	X		X

P31: Trassenneubau: Netzerweiterung in der Region Köln – Aachen

Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Köln/Aachen enthält folgende Maßnahme:

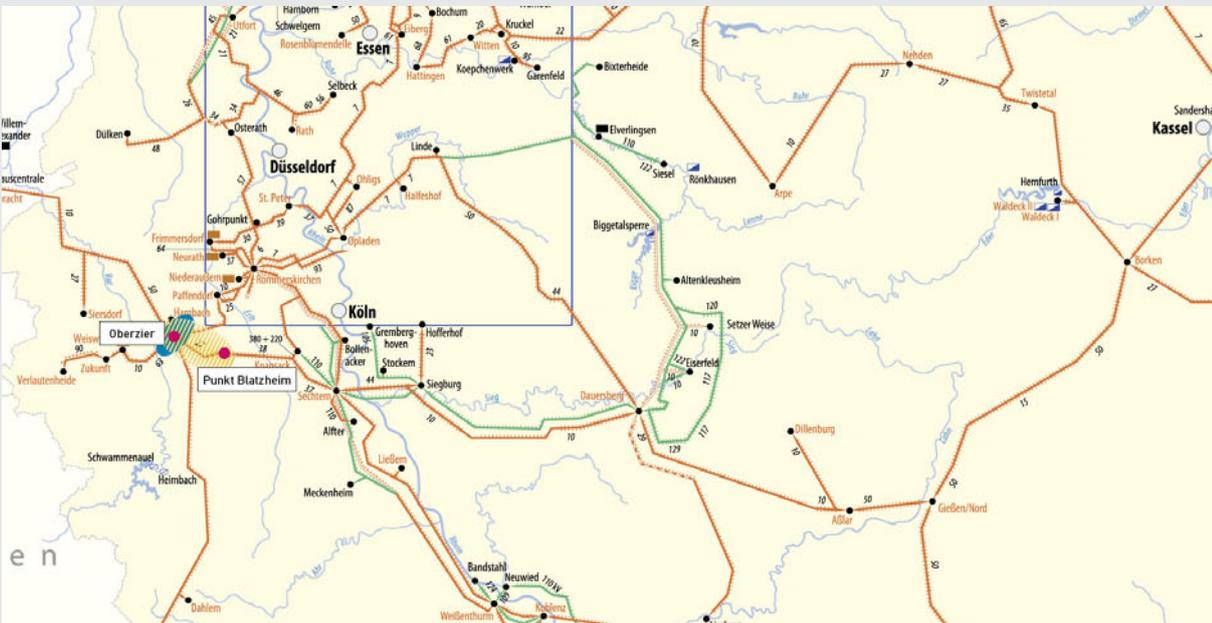
- Maßnahme Nr. 58: Punkt Blatzheim-Oberzier
 Vom Punkt Blatzheim wird in Richtung Oberzier ein neuer Leitungsabschnitt errichtet. Das bisher geplante Leitungsdreibein Oberzier – Paffendorf – Sechtem wird aufgelöst und zusammen mit den bestehenden Leitungsabschnitten werden die Leitungen Oberzier – Paffendorf und Oberzier – Sechtem geschaffen.

Zur Einbindung der 380-kV-Stromkreise muss die Schaltanlagen Oberzier erweitert werden.

Das Projekt steht in engem Zusammenhang mit der Startnetzmaßnahme AMP-030, in deren Rahmen eine neue Verbindung zwischen dem Punkt Mönchskaul und Punkt Blatzheim geschaffen wird.

Begründung des geplanten Projekts

Ohne den Neubau wird der Leitungsabschnitt zwischen Punkt Blatzheim und Oberzier des bisher geplanten Dreibeins Oberzier – Paffendorf – Sechtem bei Ausfall eines 380 kV-Stromkreises überlastet. Mit dem Netzausbau wird die Überlastung behoben.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 58: Punkt Blatzheim – Oberzier 380-kV-Neubau	Netzausbau	16 km	16 km	X	X	X	X

P33: Trassenneubau: Netzausbau Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle

50Hertz und TenneT TSO

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen enthält folgende Maßnahmen:

- Maßnahme 24a: Verstärkung der Verbindung Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle
Für die Szenarien A 2022 und B 2022 ist im Rahmen der Maßnahme 24a eine Verstärkung der 380-kV-Leitung erforderlich.
- Maßnahme 24b: Neubau der Verbindung Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle
In den Szenarien B 2032 und C 2022 ist es notwendig, das Netz an dieser Stelle zusätzlich durch einen Neubau (Maßnahme 24b) auszubauen.

Ein Realisierungszeitraum von 2021 – 2022 wird angestrebt.

Begründung des geplanten Projekts

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

Ohne den Neubau wird die 380-kV-Leitung Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle in den Szenarien B 2032 und C 2022 bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung überlastet. In den Szenarien A 2022 und B 2022 ist in diesem Falle eine Verstärkung ausreichend.

Alternativ wurde eine zusätzliche Doppelleitung von Stendal/West (50Hertz) nach Wahle (TenneT) untersucht. Mit Hilfe dieser Doppelleitung kann eine Erweiterung der Doppelleitung Wolmirstedt – Helmstedt vermieden werden. Nachteil der Alternative wäre die Inanspruchnahme einer zusätzlichen Trasse, so dass hier einer Trassenbündelung der Vorzug gegeben wurde.



ERGEBNISMASSNAHMEN

Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	111 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 24b: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle 380-kV-Neubau	Netzausbau	111 km	111 km			X	X

P34: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

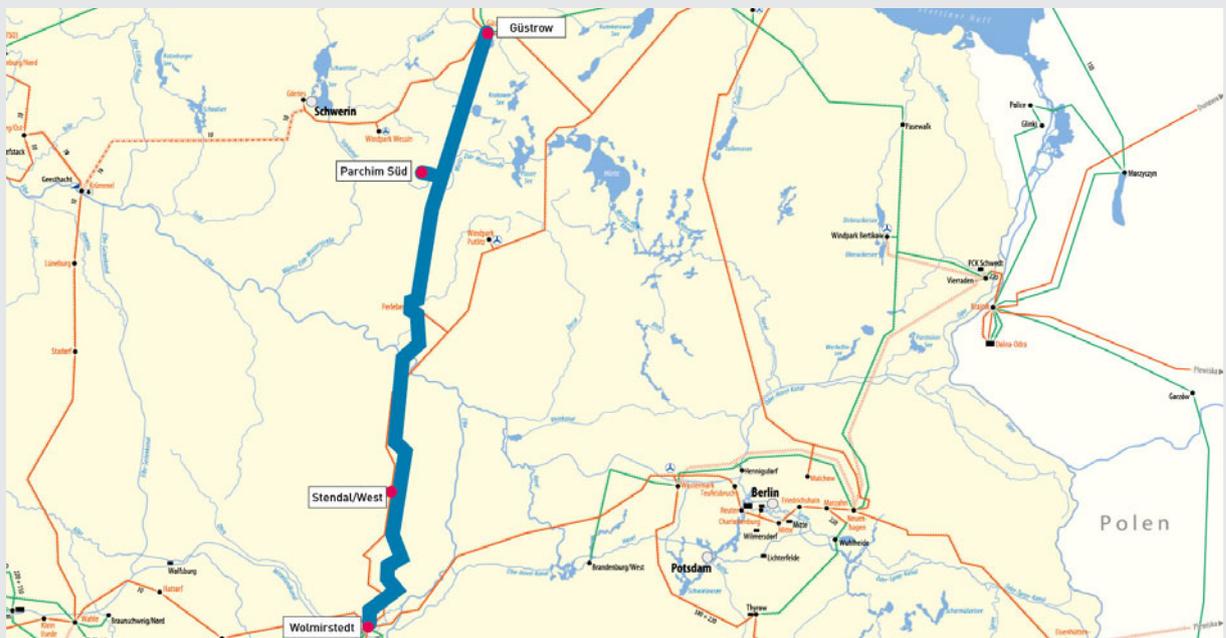
Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt enthält die folgende Maßnahme:

- Maßnahme Nr. 22: Güstrow – Stendal-West – Wolmirstedt
Im Rahmen der Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Die bestehende 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt besitzt eine geringe Übertragungskapazität. Es ist vorgesehen, eine neue Anlage, das 220/110 kV-Umspannwerk Parchim-Süd, zur Aufnahme von Onshore-Windenergie in diese Leitung einzubinden. Für die gemäß dem Szenariorahmen zu erwartenden On- und Offshore-Windeinspeisungen übersteigt der Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der 220-kV-Leitung deutlich.

Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 220-kV-Leitung Güstrow – Parchim-Süd – Wolmirstedt bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung bzw. bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet. Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2019-2020 angestrebt.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 22: Güstrow-Stendal/West – Wolmirstedt 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	195 km	0 km	X	X	X	X

P35: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zum Transport der in der Ostsee installierten Offshore-Windenergie enthält folgende Maßnahme:

- Maßnahme Nr. 78: Lubmin-Lüdershagen-Bentwisch-Güstrow
Im Rahmen der Maßnahme ist ein Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse in Mecklenburg-Vorpommern für den Zeithorizont des Szenarios B 2032 erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Die bestehende 220-kV-Leitung Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow besitzt eine geringe Übertragungskapazität. Für die gemäß dem Szenariorahmen für B 2032 zu erwartenden On- und Offshore-Windeinspeisungen übersteigt der Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der 220-kV-Leitung deutlich.

Ohne den Neubau in bestehender Trasse werden die 220-kV-Stromkreise Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitungen bzw. bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 78: Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	163 km	0 km			X	

P36: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Lubmin – Pasewalk – Bertikow

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern enthält folgende Maßnahmen:

- Maßnahme Nr. 21: Bertikow – Pasewalk:
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender 220-kV-Trasse erforderlich.
- Maßnahme Nr. 84: Lubmin – Iven – Pasewalk:
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung in der ehemaligen 220-kV-Trasse erforderlich.

Begründung der geplanten Projekte

Die 220-kV-Leitungen Bertikow – Pasewalk und Güstrow – Iven – Pasewalk besitzen geringe Übertragungskapazitäten.

Für die gemäß dem Szenariorahmen zu erwartenden On- und Offshore-Windeinspeisungen übersteigt der Übertragungsbedarf die Übertragungskapazität der 220-kV-Leitungen deutlich.

Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 220-kV-Leitung Bertikow – Pasewalk bzw. die 220-kV-Leitung Güstrow – Iven – Pasewalk bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitungen oder bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet. Als Inbetriebnahmezeitraum für die Maßnahme Nr. 21 Bertikow-Pasewalk wird 2018 angestrebt, die Maßnahme Nr. 84 Lubmin-Iven-Pasewalk könnte 2022 abgeschlossen sein.



ERGEBNISMASSNAHMEN

Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 21: Bertikow – Pasewalk 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	30 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 84: Lubmin – Iven – Pasewalk 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	105 km	0 km			X	

P37: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Vieselbach – Eisenach – Mecklar

50Hertz und TenneT TSO

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Hessen enthält die folgende Maßnahme:

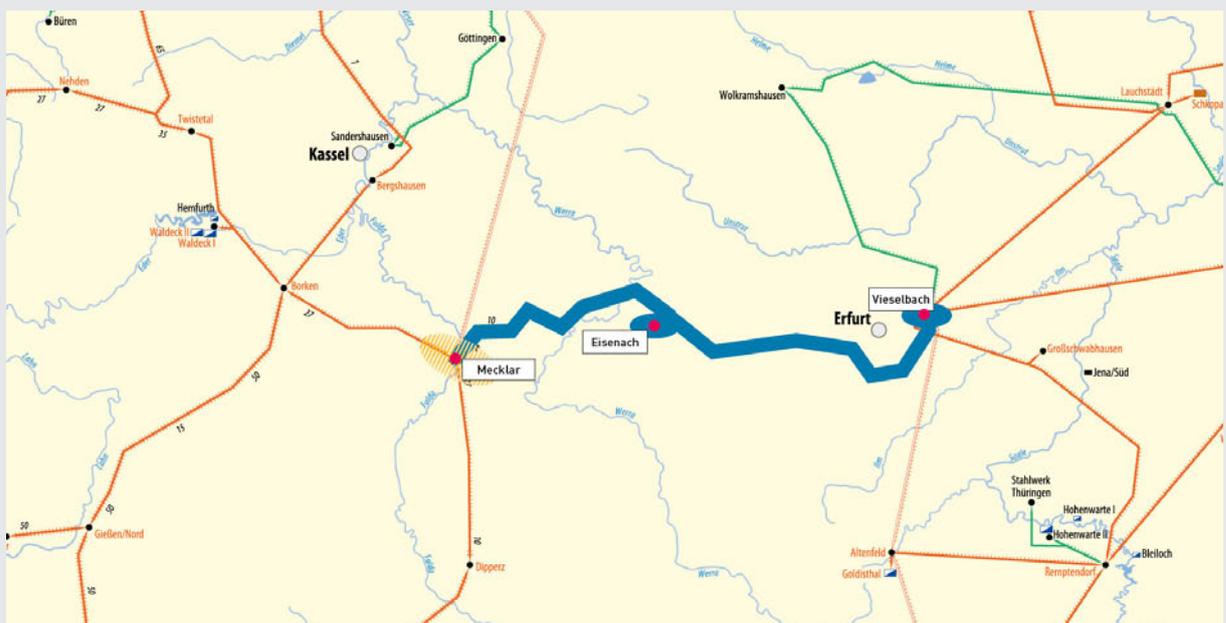
- Maßnahme Nr. 25: Vieselbach – Eisenach – Mecklar
Im Rahmen der Maßnahme ist eine Umbeseilung der bestehenden 380-kV-Freileitung erforderlich. Die betroffenen Schaltfelder und Schaltanlagen müssen angepasst werden. Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2021-2022 angestrebt.

Begründung der geplanten Projekts

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

Ohne die Verstärkung der Leitung durch Umbeseilung wird die 380-kV-Leitung Vieselbach – Eisenach – Mecklar bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung überlastet.

Alternativ ist der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung in bestehender 220-kV-Trasse zwischen Lauchstädt – Wolframshausen – Vieselbach und eine Weiterführung Richtung Niedersachsen mit einem zusätzlichen Trassenneubau von Wolframshausen (50Hertz) zum Anschluss an die geplante 380-kV-Doppelleitung Wahle – Mecklar (TenneT) möglich. Nachteilig ist bei dieser Alternative u.a. die Inanspruchnahme einer zusätzlichen neuen Trasse.



ERGEBNISMASSNAHMEN

Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 25: Vieselbach – Eisenach-Mecklar 380-kV-Netzverstärkung/Umbeseilung	Netzverstärkung	129 km	0 km		X	X	X

P38: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Pulgar – Vieselbach

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Thüringen enthält folgende Maßnahme:

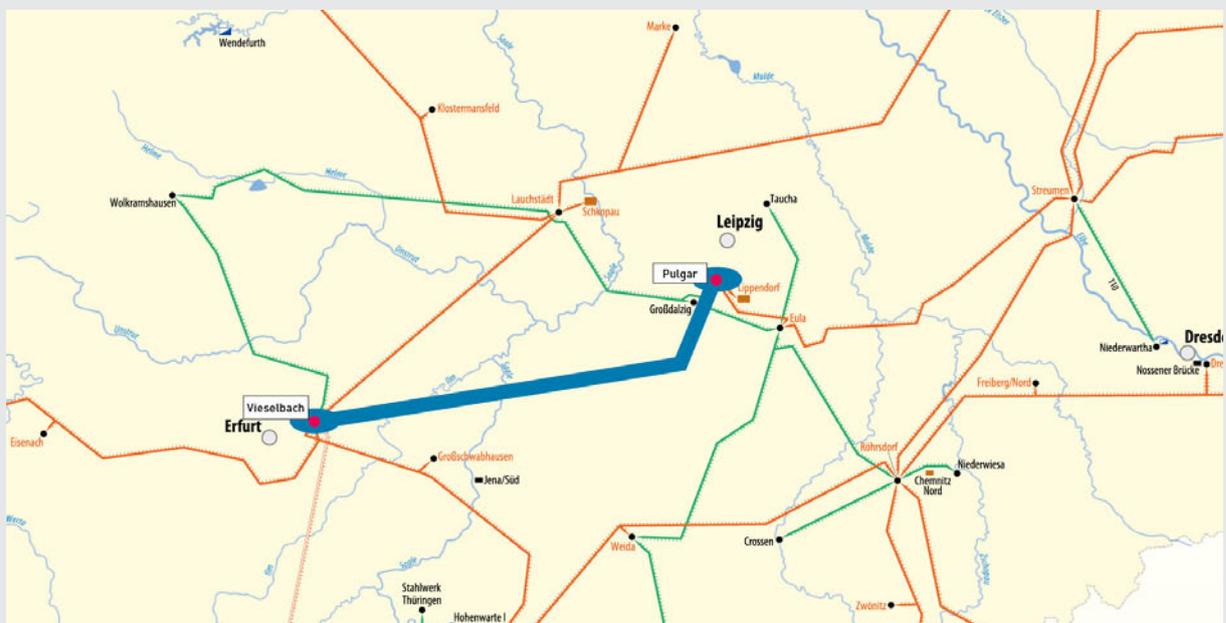
- Maßnahme Nr. 27: Pulgar – Vieselbach
Im Rahmen der Maßnahme ist ein Neubau der bestehenden 380-kV-Freileitung mit zwei Stromkreisen auf bestehender Trasse erforderlich. Die betroffenen Schaltfelder und Schaltanlagen müssen angepasst werden. Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2019-2020 angestrebt.

Begründung des geplanten Projekts

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Pulgar – Vieselbach bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung überlastet.

Als Alternative wäre eine weitere Vermaschung durch den Neubau einer 380-kV-Leitung Eula – Weida in bestehender 220-kV-Trasse und einem zusätzlichen Trassenneubau von Weida nach Remptendorf denkbar. Nachteil dieser Variante ist die weitere Verstärkung des Lastflusses Richtung Remptendorf/Altenfeld und die etwas größere Trassenlänge für den Leitungsneubau.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 27: Pulgar-Vieselbach 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	103 km	0 km	X	X	X	X

P39: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Röhrsdorf – Remptendorf

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität in Sachsen und Thüringen enthält folgende Maßnahme:

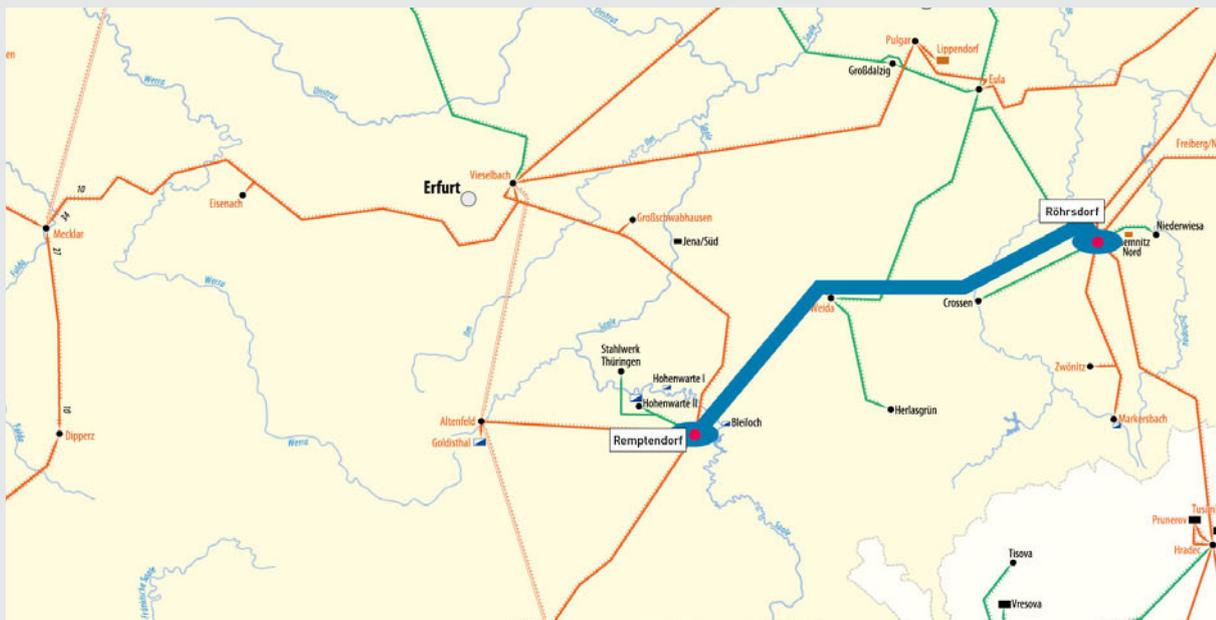
- Maßnahme Nr. 29: Röhrsdorf – Remptendorf
Im Rahmen der Maßnahme ist ein Neubau der bestehenden 380-kV-Freileitung mit zwei Stromkreisen auf bestehender Trasse erforderlich. Die betroffenen Schaltfelder und Schaltanlagen müssen angepasst werden. Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2020-2021 angestrebt.

Begründung der geplanten Projekts

Die Übertragungskapazität der 380 kV-Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf ist für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend.

Alternativ wurde der Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Röhrsdorf – Eula – Weida in der bestehenden 220-kV-Trasse untersucht. Diese Maßnahme ist als Alternative zur Netzverstärkung Röhrsdorf – Remptendorf geeignet. Nachteilig wäre die größere Trassenlänge der Trasse Röhrsdorf – Eula – Weida gegenüber der Trasse Röhrsdorf – Remptendorf und die (n-1)-sichere Speisung verbleibender 220-kV-Stichleitungen.

Eine weitere Alternative ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Röhrsdorf – Crossen – Herlasgrün (50Hertz) – Mechlenreuth (TenneT). Diese Variante umfasst den Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Röhrsdorf und Crossen in der bestehenden 220-kV-Trasse sowie den Trassenneubau von Crossen über Herlasgrün nach Mechlenreuth und vermeidet die Überlastung der Leitung Röhrsdorf – Weida – Remptendorf beim Ausfall eines Stromkreises. Nachteilig wäre u.a. die starke Inanspruchnahme neuer Trassen.



Maßnahme		Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 29: Röhrsdorf – Remptendorf 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	103 km	0 km	X	X	X	X

P40: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Graustein – Bärwalde

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

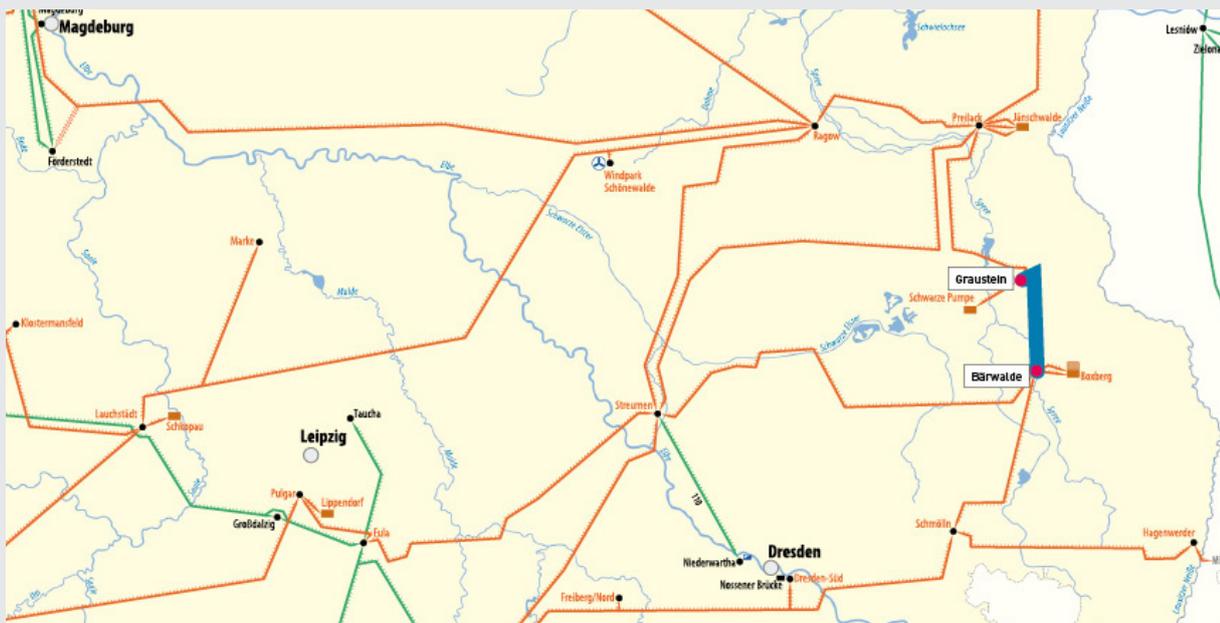
Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Brandenburg und Sachsen enthält folgende Maßnahme:

- Maßnahme Nr. 26: Graustein – Bärwalde
Im Rahmen der Maßnahme ist ein Neubau der bestehenden 380-kV-Freileitung mit zwei Stromkreisen auf bestehender Trasse erforderlich. Die betroffenen Schaltfelder und Schaltanlagen müssen angepasst werden. Als Inbetriebnahmezeitraum wird 2017-2018 angestrebt.

Begründung des geplanten Projekts

Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitung Graustein – Bärwalde ist für die gemäß Szenariorahmen im Szenario C 2022 zu erwartenden Übertragungsaufgaben nicht ausreichend. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die 380-kV-Leitung Graustein – Bärwalde bei Ausfall eines Stromkreises dieser Leitung überlastet.

Alternative netzgebundene Maßnahmen zur Beherrschung der erwarteten Netzsituationen in dieser Netzregion stehen nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung: Zur Anwendung von Freileitungsmonitorings ist die bestehende 380-kV-Leitung Bärwalde – Graustein aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet, eine Umbeseilung mit Hochtemperaturseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus. Eine Alternative wäre der Neubau einer parallelen, zusätzlichen 380-kV-Verbindung, die allerdings den Bau weiterer zusätzlicher Schaltfelder in den 380-kV-Anlagen Bärwalde und Graustein notwendig machen würde und zudem genehmigungsseitig eher nicht darstellbar ist. Eine genehmigungsfähige, nachhaltige und wirtschaftliche Lösung zur Beherrschung der Übertragungsaufgaben stellt somit nur der Neubau einer 380-kV-Freileitung mit erhöhter Stromtragfähigkeit auf bestehender Trasse dar.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 26: Graustein – Bärwalde 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	22 km	0 km				X

P41: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Region Koblenz und Trier

Amprion

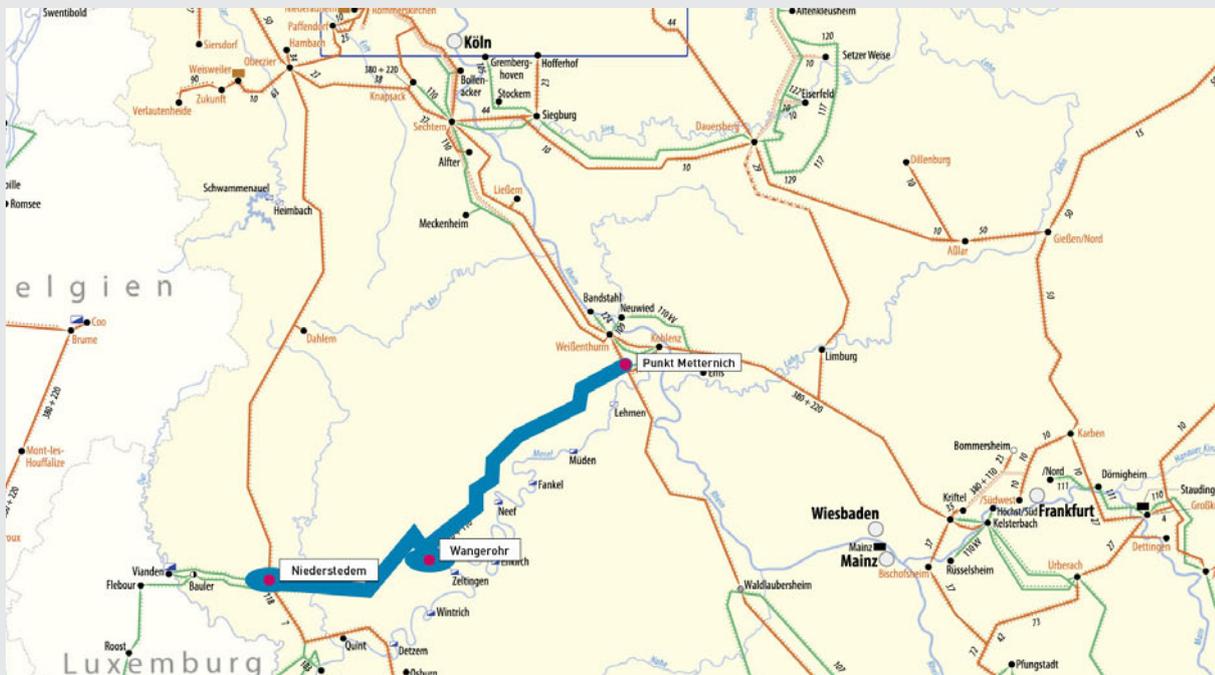
Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen den Regionen Koblenz und Trier enthält die folgende Maßnahme:

- Maßnahme Nr. 57: Punkt Metternich – Niederstedem
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 müssen die Schaltanlagen Niederstedem und Wangerohr erweitert und umstrukturiert werden.

Begründung des geplanten Projekts

Die Netzverstärkung entlastet insbesondere die 380-kV-Leitung Oberzier – Dahlem – Niederstedem. Statt einer Verstärkung der unmittelbar betroffenen 380-kV-Leitung Oberzier – Dahlem – Niederstedem wird alternativ die bestehende und rd. 20 km kürzere Leitung zwischen Punkt Metternich und Niederstedem verstärkt. 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.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 57: Punkt Metternich – Niederstedem 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	108 km	0 km	X	X	X	X

P42: Trassenoptimierung: Netzverstärkung im Frankfurter Raum

Amprion und TenneT TSO

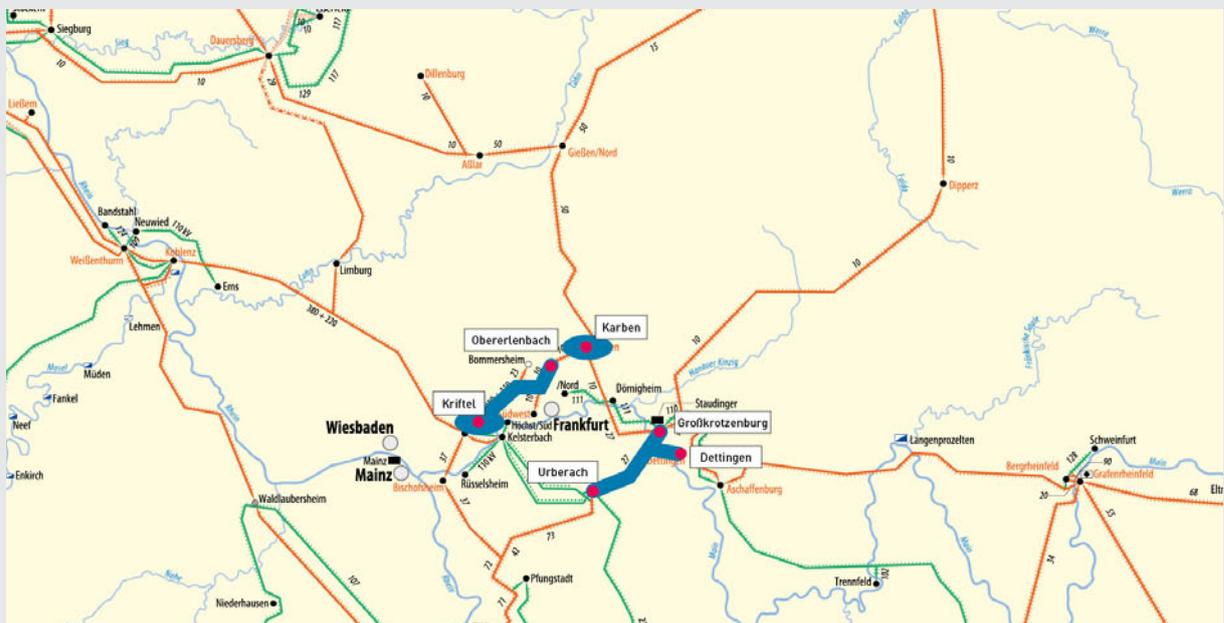
Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Frankfurter Raum enthält folgende Maßnahmen:

- Maßnahme Nr. 53: Kriftel – Obererlenbach
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung in bestehender Trasse erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die Schaltanlagen Kriftel (Amprion) und Karben (TenneT) erweitert werden.
- Maßnahme Nr. 91: Großkrotzenburg – Urberach
Zur weiteren Kapazitätserhöhung ist der Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 380-kV-Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach geplant.

Begründung des geplanten Projekts

Die Netzerweiterungen zwischen Kriftel und Obererlenbach sowie zwischen Großkrotzenburg und Urberach erhöhen jeweils die Übertragungskapazität aus dem Raum nordöstlich von Frankfurt in südwestliche Richtung. Die beschriebenen Maßnahmen vermeiden Überlastungen der Leitung Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach.



ERGEBNISMASSNAHMEN

Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 53: Kriftel – Obererlenbach 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	11 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 91: Großkrotzenburg – Urberach 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	24 km	0 km	X			

P43: Trassenneubau: Netzverstärkung zwischen Mecklar und Grafenrheinfeld

TenneT TSO

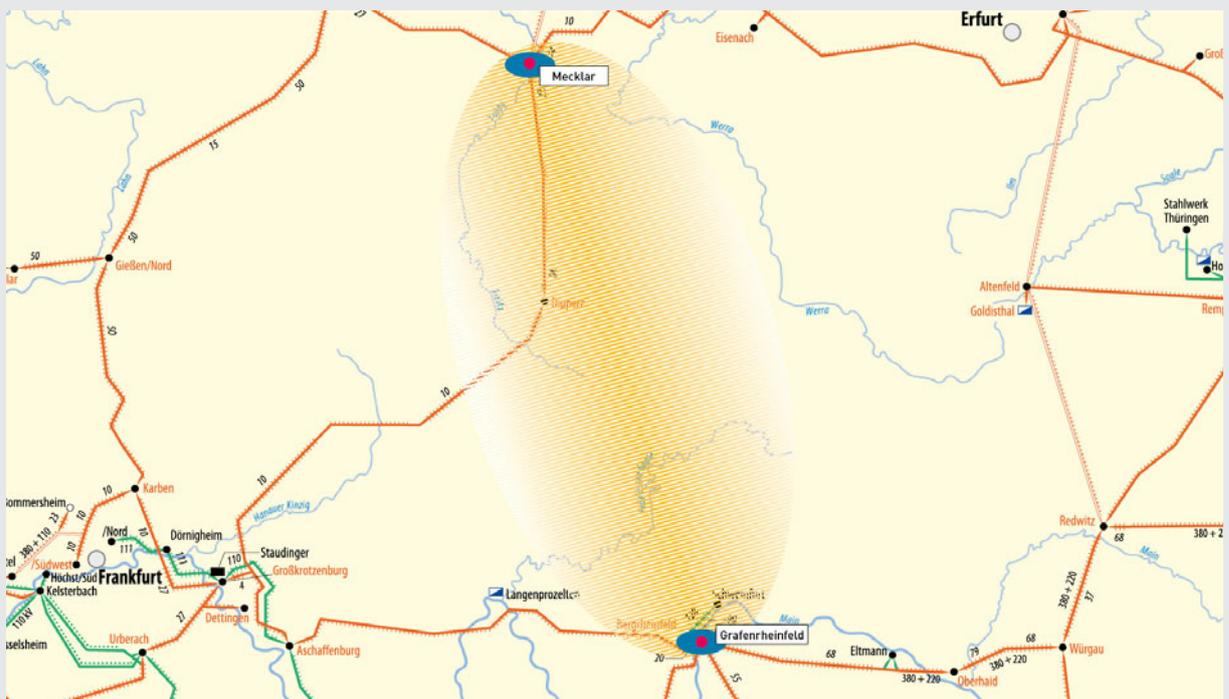
Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern und enthält die folgende Maßnahme:

- Maßnahme Nr. 74: Mecklar – Grafenrheinfeld
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Mecklar und Grafenrheinfeld erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die 380-kV-Schaltanlagen Mecklar und Grafenrheinfeld ertüchtigt werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Ohne den Neubau werden die Leitungen Borken – Gießen/Nord bzw. Mecklar – Dipperz bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 74: Mecklar – Grafenrheinfeld 380-kV-Neubau	Netzausbau	130 km	130 km	X	X		X

P44: Trassenneubau: Neubau Altenfeld – Grafenrheinfeld

50Hertz und TenneT TSO

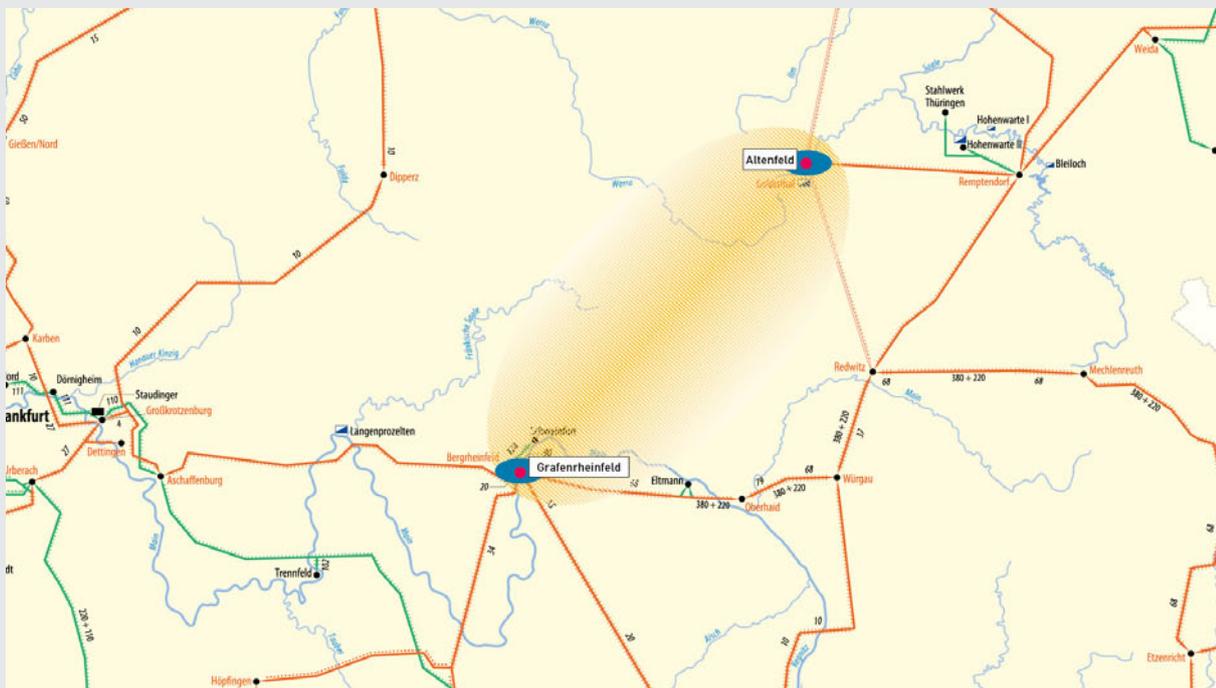
Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern enthält folgende Maßnahme:

- Maßnahme Nr. 28: Altenfeld – Grafenrheinfeld
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen in einer neuen Trasse notwendig. Die betroffenen Schaltanlagen sind zu erweitern. Als Realisierungszeitraum wird 2018-2019 angestrebt.

Begründung des geplanten Projekts

Für die gemäß Szenariorahmen zu erwartenden Übertragungsaufgaben ist ein zusätzlicher Transportkanal zwischen Thüringen und Bayern erforderlich. Die Übertragungskapazität der 380-kV-Leitungen Remptendorf – Redwitz und Altenfeld – Redwitz ist nicht ausreichend, um die erforderlichen Übertragungsaufgaben zu realisieren. Die bereits in der Startnetztopologie enthaltene 380-kV-Doppelleitung von Vieselbach über Altenfeld nach Redwitz ist um 2 weitere Stromkreise von Altenfeld nach Grafenrheinfeld zu erweitern da die Übertragungskapazität der bestehenden Leitung Redwitz – Oberhaid – Grafenrheinfeld überschritten wird. Ohne den Neubau werden die 380-kV-Leitungen Altenfeld – Redwitz bzw. Remptendorf – Redwitz bei Einzelausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet. Eine Einbindung dieser Stromkreise 3 und 4 in das UW Redwitz ist aus Gründen der Übertragungskapazität der von Redwitz abgehenden Leitungen nicht möglich. Deshalb müssen diese Stromkreise direkt bis Grafenrheinfeld geführt werden. Dabei kann teilweise die Trasse für die geplante Leitung Altenfeld – Redwitz genutzt werden. Zusätzlich ergibt sich die Notwendigkeit, eine HGÜ-Verbindung zwischen Lauchstädt und Meitingen (HGÜ-Projekt 9 / Korridor D) zu errichten, da die Übertragungskapazität der 4 AC-Stromkreise zwischen Altenfeld und Redwitz bzw. Grafenrheinfeld nicht ausreicht, die sich aus dem Szenariorahmen ergebenden Übertragungsaufgaben zu realisieren. Für diese HGÜ-Verbindung erfolgt eine gesonderte Trassenfindung. Die Trassenfindung für die ermittelten neuen AC- und DC-Verbindungen erfolgt nicht im Rahmen dieses Netzentwicklungsplans. Die grafischen Darstellungen als Ellipsen zwischen den Anfangs- und Endpunkten stellt keine vorrangig zu nutzende Trasse dar. Der genaue Trassenverlauf wird im Rahmen des Planungs- und Raumordnungsverfahrens ermittelt.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 28: Altenfeld – Grafenrheinfeld 380-kV-Neubau	Netzausbau	108 km	108 km	X	X	X	X

P46: Trassenoptimierung: Netzverstärkung zwischen Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf

TenneT TSO

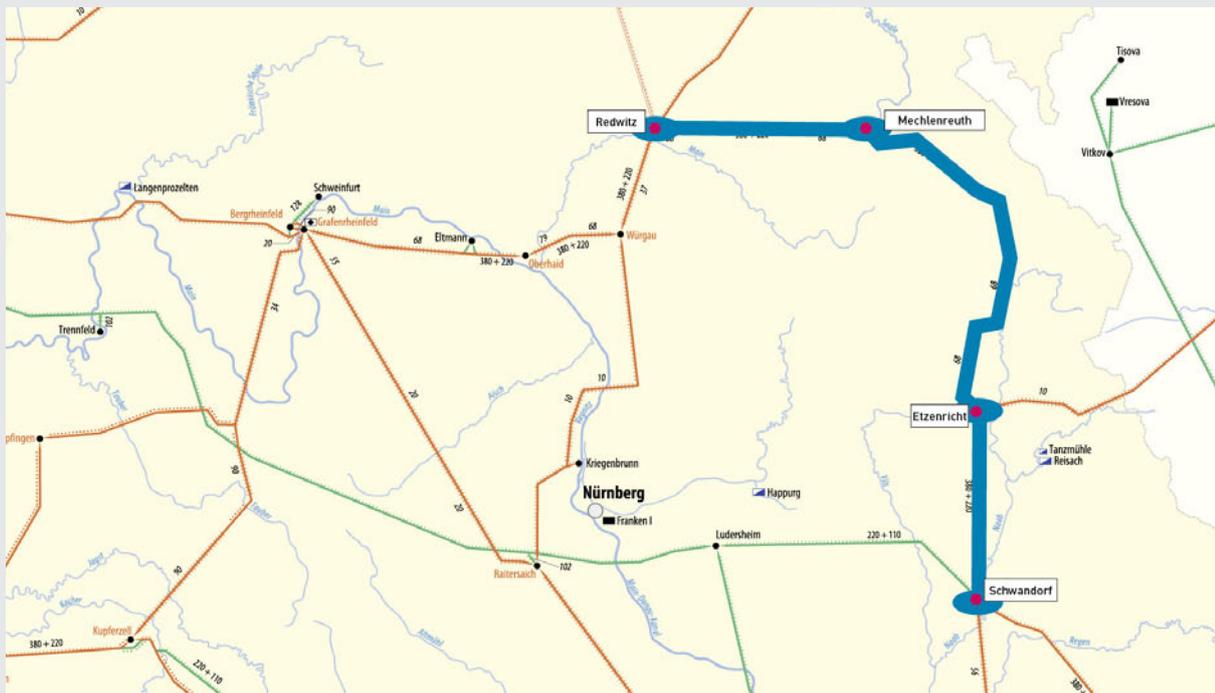
Beschreibung des geplanten Projekts

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

- Maßnahme Nr. 56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau in bestehender Trasse der 380-kV-Leitung zwischen Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die 380-kV-Schaltanlagen Redwitz, Mechlenreuth, Etzenricht und Schwandorf ertüchtigt werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands sowie die Stilllegung von Kraftwerkseinheiten in Bayern ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Ohne den Neubau in bestehender Trasse werden der 380/220-kV-Transformator Redwitz und der 220-kV-Stromkreis Redwitz – Mechlenreuth bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	185 km	0 km	X	X	X	X

P47: Trassenoptimierung und -neubau: Netzerweiterung in der Region Frankfurt – Karlsruhe**Amprion und TransnetBW****Beschreibung des geplanten Projekts**

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität in der Region Frankfurt – Karlsruhe enthält im Netzgebiet von Amprion folgende Maßnahmen:

- Maßnahme Nr. 65: Bürstadt – BASF – Lambsheim
Von Bürstadt über BASF nach Lambsheim wird ein 220-kV-Stromkreis durch einen 380-kV-Stromkreis ersetzt.
- Maßnahme Nr. 62: Bürstadt – BASF
Von Bürstadt bis BASF wird eine neue 380-kV-Leitung in bestehender 220-kV-Trasse errichtet.
- Maßnahme Nr. 63: Lambsheim – Daxlanden
Zwischen Lambsheim und Daxlanden wird auf bestehendem Gestänge ein 220-kV-Stromkreis durch einen neuen 380-kV-Stromkreis ersetzt.

Im Rahmen der Maßnahmen 62, 63 und 65 wird eine neue 380/110-kV-Umspannstation Lambsheim errichtet und über die v. g. Leitungsbaumaßnahmen in das 380-kV-Netz integriert. Zudem wird die Versorgung des BASF-Werks von 220 kV auf 380 kV umgestellt. Im Rahmen der 380-kV-Erweiterung in der Region entfällt das 220-kV-Netz zwischen Urberach, Farbwerke Höchst Süd, Pfungstadt, Rheinau, Bürstadt und BASF. Entsprechend muss in diesen Umspannanlagen die Umstellung von 220 kV auf 380 kV berücksichtigt werden.

- Maßnahme Nr. 64: Farbwerke Höchst Süd – Kriftel
Auf Grund des Entfalls der 220-kV-Ebene in der Region wird die Umspannanlage Farbwerke Süd an das 380-kV-Netz in Kriftel angeschlossen
- Maßnahme Nr. 60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim
Von Urberach über Pfungstadt nach Weinheim wird eine neue 380-kV-Leitung zwischen Amprion und Transnet-BW errichtet.

Zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Bereich von Weinheim bis Daxlanden sind in dem weiteren Trassenverlauf folgende Maßnahmen bei TransnetBW umzusetzen:

- Maßnahme Nr. 31: Weinheim – Daxlanden
- Maßnahme Nr. 32: Weinheim – Punkt G380
- Maßnahme Nr. 33: Punkt G380 – Altlußheim
- Maßnahme Nr. 34: Altlußheim – Daxlanden
- Maßnahme Nr. 35: Weinheim – Neurott

Es erfolgt jeweils eine Umstellung der Beseilung von 220- auf 380-kV-Betrieb. Dazu sind auch Umstrukturierungen und Erweiterungen in den Schaltanlagen Weinheim, Altlußheim, Neurott und Daxlanden erforderlich. Die Trassenabschnitte der Maßnahmen 31 bis 35 von Weinheim bis Daxlanden sind bereits heute weitestgehend für eine Nutzung in 380 kV gebaut.

Die v. g. Maßnahmen sind eng miteinander verknüpft und müssen in der Umsetzung gemeinsam betrachtet werden. Denn heute sind die 380/220-kV-Schaltanlagen Bürstadt und Urberach über eine 220-kV-Leitung miteinander verbunden und geben sich in Störungsfällen wechselseitig Redundanz. Wenn nur der Maßnahmenteil im Bereich Bürstadt – BASF – Lambsheim umgesetzt wird, entfällt in Bürstadt die 220-kV-Ebene und damit die Redundanz für Urberach. Wenn nur der Maßnahmenteil Urberach – Pfungstadt – Weinheim umgesetzt würde, entfällt in Urberach die 220-kV-Ebene und damit die Redundanz für Bürstadt. Erst die gesamthafte Betrachtung der Region mit dem

ERGEBNISMASSNAHMEN

einhergehenden Entfall der 220-kV-Spannungsebene im Bereich Urberach – Pfungstadt – Rheinau – Bürstadt zu Gunsten der leistungstärkeren 380-kV-Ebene ermöglicht das v. g. nachhaltige Gesamtkonzept.

Begründung des geplanten Projekts

Mit dem Projektteil Bürstadt – BASF – Lamsheim – Daxlanden wird die Transportkapazität von Bürstadt in Richtung Süden (Daxlanden/Baden-Württemberg) und Westen (Uchtelfangen/Saarland) gestärkt. Am Standort Lamsheim werden die 380-kV-Leitungen verschaltet. Die bestehende Leitung Bürstadt – Hoheneck wird entlastet.

Die neue Verbindung Urberach – Pfungstadt – Weinheim bis Daxlanden entlastet die bestehenden Leitungen Urberach – Bürstadt und Bürstadt – Hoheneck. Der beschriebene Netzausbau bedeutet eine deutliche Verstärkung der Nord-Süd-Achse südlich von Frankfurt bis Karlsruhe. Ohne diese Netzverstärkung kommt es in dieser Region zu Überlastungen.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 31: Weinheim – Daxlanden 380-kV-Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	Netzverstärkung	68 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 32: Weinheim – G380 380-kV-Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	Netzverstärkung	16 km	0 km	X	X	X	X

Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 33: G380 – Altlußheim 380-kV-Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	Netzverstärkung	22 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 34: Altlußheim – Daxlanden 380-kV-Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	Netzverstärkung	38 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 35: Weinheim – Neurott 380-kV-Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	Netzverstärkung	26 km	0 km				X
Nr. 64: Farbwerke Höchst Süd - Kriftel 380-kV-Netzverstärkung Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	5 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 65: Bürstadt – BASF – Lamsheim 380-kV-Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	Netzverstärkung	25 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 62: Bürstadt – BASF 380-kV-Netzverstärkung Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	13 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 63: Lamsheim – Daxlanden 380-kV-Netzverstärkung Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	Netzverstärkung	96 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim 380-kV-Neubau	Netzausbau	75 km	75 km	X	X	X	X

P48: Trassenoptimierung: Netzverstärkung im Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern**TenneT TSO und TransnetBW****Beschreibung des geplanten Projekts**

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg enthält folgende Maßnahmen:

- Maßnahme Nr. 38: Kupferzell – Goldshöfe
Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung (Stromkreisauflage/Umbeseilung) der 380-kV-Leitung Kupferzell – Goldshöfe in bestehender Trasse. Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen sind erforderlich.
- Maßnahme Nr. 38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell
Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung (Stromkreisauflage/Umbeseilung) für einen zusätzlichen 380-kV-Stromkreis Grafenrheinfeld-Kupferzell einschließlich Ausbau der betroffenen Schaltanlagen.
- Maßnahme Nr. 39: Kupferzell – Großgartach
Die Maßnahme ist ein Neubau der Leitung Großgartach – Kupferzell in bestehender Trasse.

Begründung des geplanten Projekts

Die Netzverstärkung ist notwendig, damit es nicht zu Überlastungen im genannten Bereich kommt.

Bei Nord-Süd-Transiten kommt es auf der Achse Grafenrheinfeld – Großgartach – Goldshöfe zu hohen Auslastungen und sogar Überlastungen. Betroffen ist der gesamte Bereich im Nordosten von Baden-Württemberg. Durch diesen Maßnahmenkatalog/Projekt (3 Maßnahmen) kann auch der Bereich von Grafenrheinfeld Richtung Höpfingen und Hüffenhardt beherrscht werden.

Weiterhin muss das Transportnetz zwischen Grafenrheinfeld, Kupferzell und Goldshöfe verstärkt werden, um die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs (z. B. Raum Hohenlohe⁶⁴) aufnehmen zu können. Netzverstärkungsmaßnahmen in den bestehenden Anlagen, also Verstärkungen in den Umspannanlagen sowie neue Windsammelanlagen sind für diese Maßnahmen erforderlich. Ohne diese Maßnahmen werden die 380-kV-Leitungen Grafenrheinfeld – Höpfingen, Grafenrheinfeld – Kupferzell und Kupferzell – Großgartach bei Ausfall eines Stromkreises überlastet. Die Einzelmaßnahmen wurden zu einem Projekt zusammengefasst, weil eine wechselseitige Beeinflussung besteht.

⁶⁴ Landesanstalt für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft: Windatlas Baden-Württemberg



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 38: Kupferzell – Goldshöfe 380-kV-Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	Netzverstärkung	55 km	0 km	X			
Nr. 38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell 380-kV-Stromkreisauf- lage/Umbeseilung	Netzverstärkung	110 km	0 km	X	X		
Nr. 39: Großgartach – Kupferzell 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	48 km	0 km	X	X	X	

P49: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Badische Rheinschiene

TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität der Badischen Rheinschiene enthält folgende Maßnahmen:

- Maßnahme Nr. 90: Daxlanden – Eichstetten:
Die Maßnahme ist ein Neubau der 380-kV-Leitung Daxlanden – Eichstetten in bestehender Trasse. Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen sind erforderlich.
- Maßnahme Nr. 41a: Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten
Ein Teil der Maßnahme wird als Pilotstrecke als Hochtemperaturleiterseil (HTLS-Beseilung) gemäß Energiewirtschaftsgesetz auf dieser 220-kV-Leitung realisiert.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund der Anlandung der Fernübertragungsleitungen im Norden von Baden-Württemberg sind die Transittfade in Richtung Frankreich und Schweiz zu verstärken. Weiterhin sind die Stromkreise zur Versorgung der Verbraucher zu verstärken. Die Maßnahme erfolgt mit einer Netzverstärkung im 220-kV- und 380-kV-Netz sowie eine Verstärkung der betroffenen Schaltanlagen. Ohne diese Maßnahmen werden die 380-kV-Leitungen Daxlanden – Eichstetten und die 220-kV-Leitungen Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten bei Ausfall eines Stromkreises überlastet.

Betroffen sind dabei sowohl die 380-kV-Ebene, als auch die 220-kV-Ebene, die in diesem Bereich parallel verläuft. Bei einer Verstärkung paralleler Stromkreise muß die Umsetzbarkeit erarbeitet werden. Zeitgleiche Freischaltungen von 220- und 380-kV für den Umbau ist nicht möglich. Aus diesem Grund macht es Sinn, diese zwei parallelen Trassen gemeinsam in einem Projekt zu betrachten.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 90: Daxlanden – Eichstetten 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	121 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 41a: Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten Stromkreisaufgabe/Um-beseilung	Netzverstärkung	70 km	0 km	X	X	X	X

P50: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Schwäbische Alb

TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Bereich Schwäbische Alb enthält folgende Maßnahmen:

- Maßnahme Nr. 40: Metzingen – Oberjettingen
Im Rahmen der Maßnahme ist ein neuer Stromkreis notwendig, der als Neubau in bestehenden Trassen realisiert werden kann. Zum Anschluss der Leitung müssen die Schaltanlagen in Metzingen und Oberjettingen erweitert werden.
- Maßnahme Nr. 41: Oberjettingen – Engstlatt
Zur weiteren Kapazitätserhöhung ist der Neubau der bestehenden 380-kV-Leitung Oberjettingen – Engstlatt als mindestens Dreifachgestänge vorzusehen. Erweiterungen sind in beiden o.g. Schaltanlagen notwendig.

Von den Maßnahmen ist überwiegend TransnetBW, teilweise Amprion betroffen.

Begründung des geplanten Projekts

Ohne den Neubau in bestehender Trasse der genannten Maßnahmen kommt es zu Überlastungen der bestehenden Stromkreise Pulverdingen – Oberjettingen – Engstlatt, sowie Oberjettingen – Engstlatt.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 40: Metzingen – Oberjettingen 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	32 km	0 km			X	X
Nr. 41: Oberjettingen – Engstlatt 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	34 km	0 km			X	

P51: Trassenoptimierung: Südableitung, Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum

TransnetBW

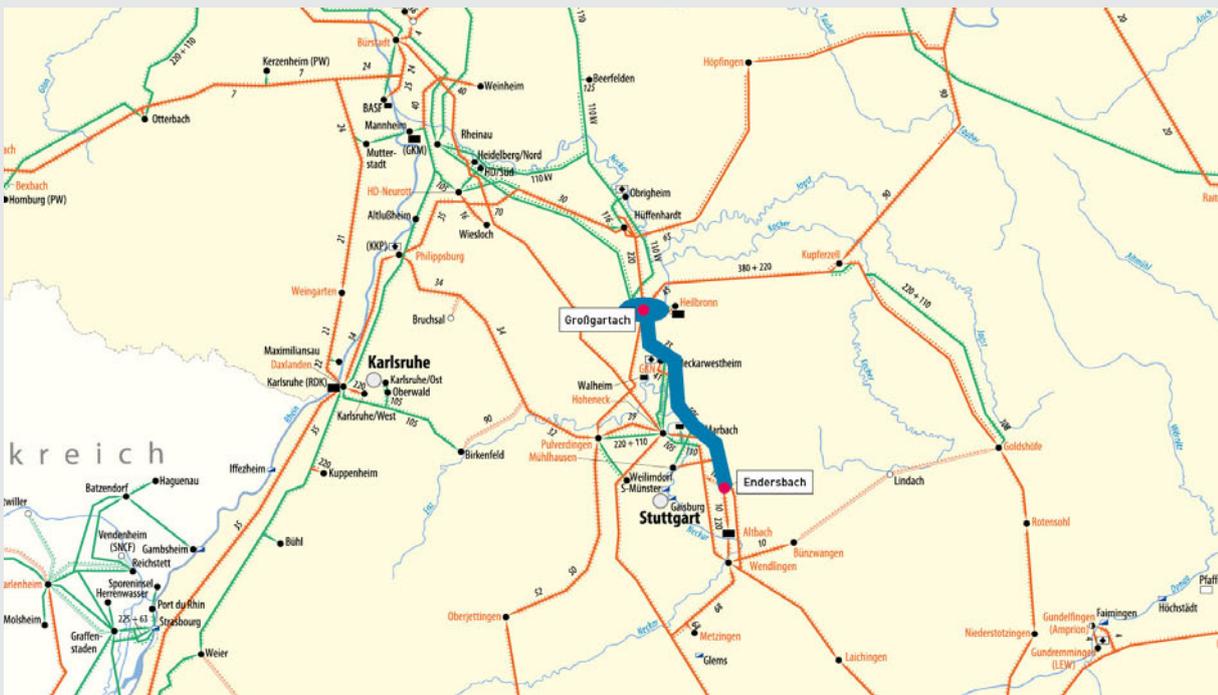
Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Mittleren Neckarraum enthält folgende Maßnahme:

- Maßnahme Nr. 37: Großgartach – Endersbach
Die Maßnahme ist eine Netzverstärkung (Stromkreisaufgabe/Umbeseilung) der 380-kV-Leitung Großgartach – Endersbach in bestehender Trasse. Netzverstärkungsmaßnahmen in den betroffenen Schaltanlagen sind erforderlich.

Begründung des geplanten Projekts

Ohne die Stromkreisaufgabe/Umbeseilung werden die 380-kV-Leitungen Großgartach in Richtung Endersbach und Mühlhausen sowie Großgartach – Pulverdingen bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 37: Großgartach – Endersbach 380-kV-Stromkreisaufgabe/Umbeseilung	Netzverstärkung	32 km	0 km	X	X	X	X

P52: Trassenoptimierung: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg

Amprion und TransnetBW

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum südliches Baden-Württemberg enthält folgende Maßnahmen:

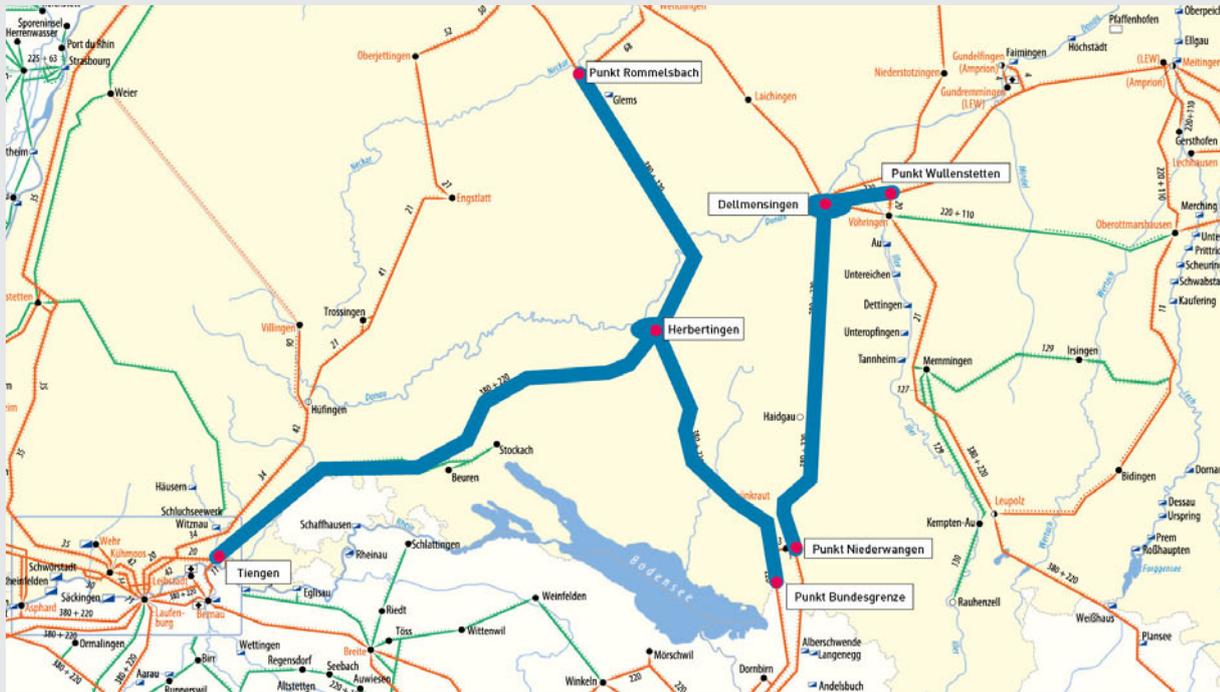
- Maßnahme Nr. 93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen
Zwischen dem Punkt Rommelsbach und der 380-kV-Anlage Herbertingen wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet.
- Maßnahme Nr. 94: Herbertingen – Punkt Bundesgrenze
Zwischen der 380-kV-Anlage Herbertingen und der Grenze zu Österreich (Punkt Bundesgrenze) wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet.
- Maßnahme Nr. 59: Herbertingen – Tiengen
Zwischen den 380-kV-Anlagen Herbertingen und Tiengen wird in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet.
- Maßnahme Nr. 95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen
Zwischen dem Punkt Wullenstetten und dem Punkt Niederwangen wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Stromkreisauflage/Umbeseilung mit Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV durchgeführt. Hierdurch wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert.

Wesentliche Teile des 220-kV-Netzes im Süden Baden-Württembergs werden auf 380 kV umgestellt. Die heutigen 380-kV-Anlagen Hoheneck, Herbertingen, Vöhringen und Dellmensingen werden bedarfsgerecht erweitert.

Begründung des geplanten Projekts

Das in diesem Netzgebiet bestehende 380-kV-Netz und insbesondere die grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich werden durch dieses Projekt wesentlich entlastet und somit die Verbindung des deutschen mit dem österreichischen Transportnetz gestärkt. Die Netzerweiterungen wurden mit den betroffenen Netzbetreibern (VNB, ÜNB) bereits weitgehend abgestimmt. Im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) wurden die Maßnahmen dokumentiert.

ERGEBNISMASSNAHMEN



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 59: Herbertingen – Tiengen 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	115 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	62 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 94: Herbertingen – Punkt Bundesgrenze 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	62 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen Stromkreisaufgabe/Umbeseilung	Netzverstärkung	88 km	0 km	X	X	X	X

P53: Trassenoptimierung: Netzverstärkung zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Isar

TenneT TSO

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Isar und enthält folgende Maßnahmen:

- Maßnahme Nr. 54: Raitersaich – Ludersheim
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau in bestehender Trasse der 220-kV-Leitung zwischen Raitersaich und Ludersheim auf 380 kV erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die 380-kV-Schaltanlagen Raitersaich und Ludersheim erweitert und ertüchtigt werden.
- Maßnahme Nr. 55: Ludersheim – Sittling – Isar
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau in bestehender Trasse der 220-kV-Leitung zwischen Ludersheim, Sittling und Isar auf 380 kV erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die 380-kV-Schaltanlagen Ludersheim und Isar ertüchtigt und Sittling neu errichtet werden.

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-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Ohne den Neubau in bestehender Trasse werden die Leitungen zwischen Raitersaich, Ludersheim und Isar bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet.



ERGEBNISMASSNAHMEN

Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 54: Raitersaich – Ludersheim 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	40 km	0 km	X	X		
Nr. 55: Ludersheim – Sittling – Isar 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	120 km	0 km	X	X		

P54: Trassenoptimierung: Netzverstärkung zwischen Irsching, Zolling und Ottenhofen

TenneT TSO

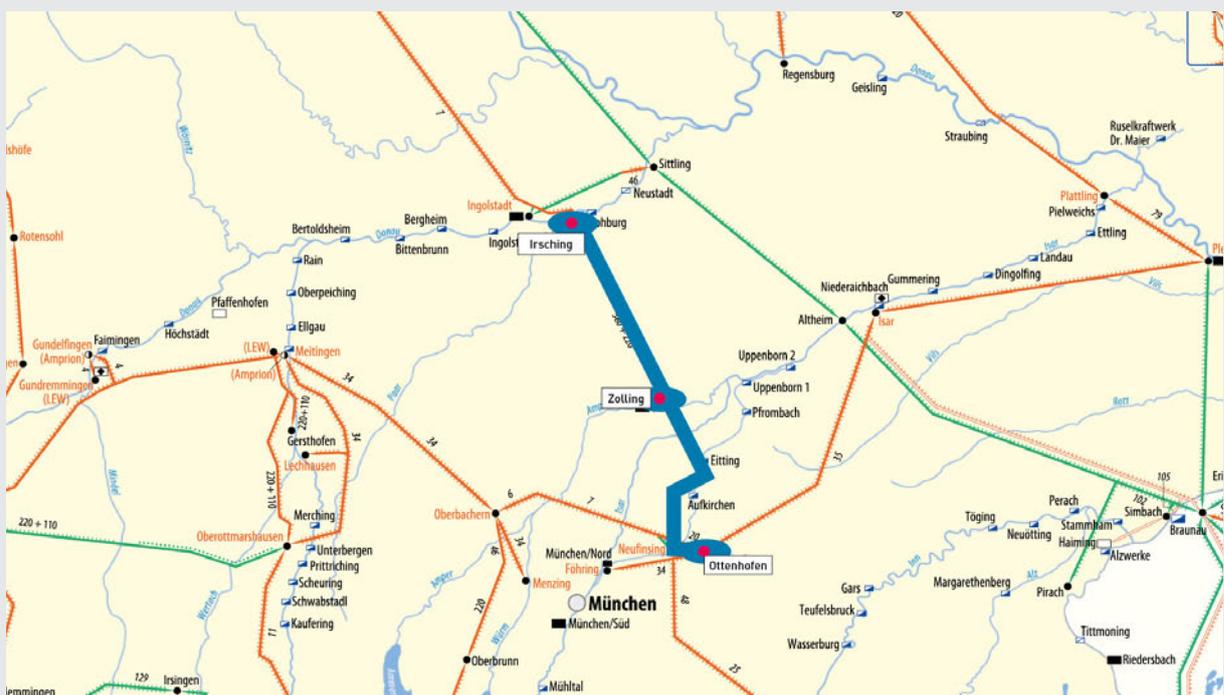
Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Irsching, Zolling und Ottenhofen und enthält folgende Maßnahme:

- Maßnahme Nr. 81: Irsching – Zolling – Ottenhofen
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau in bestehender Trasse der 380-kV-Leitung zwischen Irsching, Zolling und Ottenhofen erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die 380-kV-Schaltanlagen Irsching und Ottenhofen erweitert und Zolling an gleicher Stelle neu errichtet werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Norden Deutschlands ist die bestehende 380-kV-Netzstruktur nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Ohne den Neubau in bestehender Trasse wird die Leitung Irsching – Ottenhofen bei Ausfall eines 380-kV-Stromkreises überlastet.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 81: Irsching – Zolling – Ottenhofen 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	75 km	0 km			X	

P55: Blindleistungsanlagen Südwestraum

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Errichtung von Blindleistungskompensationsanlagen im Südwesten der Regelzone der 50Hertz.

Die Maßnahme dient insbesondere auch der Umsetzung von Ergebnissen aus der dena-Netzstudie I und ist eine Folge der Erhöhung der Übertragungskapazität auf der südlichen Regelzonengrenze zwischen 50Hertz und TenneT TSO. Die Maßnahme steht damit in inhaltlichem Zusammenhang mit den Maßnahmen 50HzT-001 („Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Lauchstädt – Redwitz“) und 50HzT-019 („Netzverstärkung Remptendorf-Redwitz“) und dient der Kompensation der durch die Erhöhung der Lastflüsse hervorgerufenen Störungen der Blindleistungsbilanz in der Region.

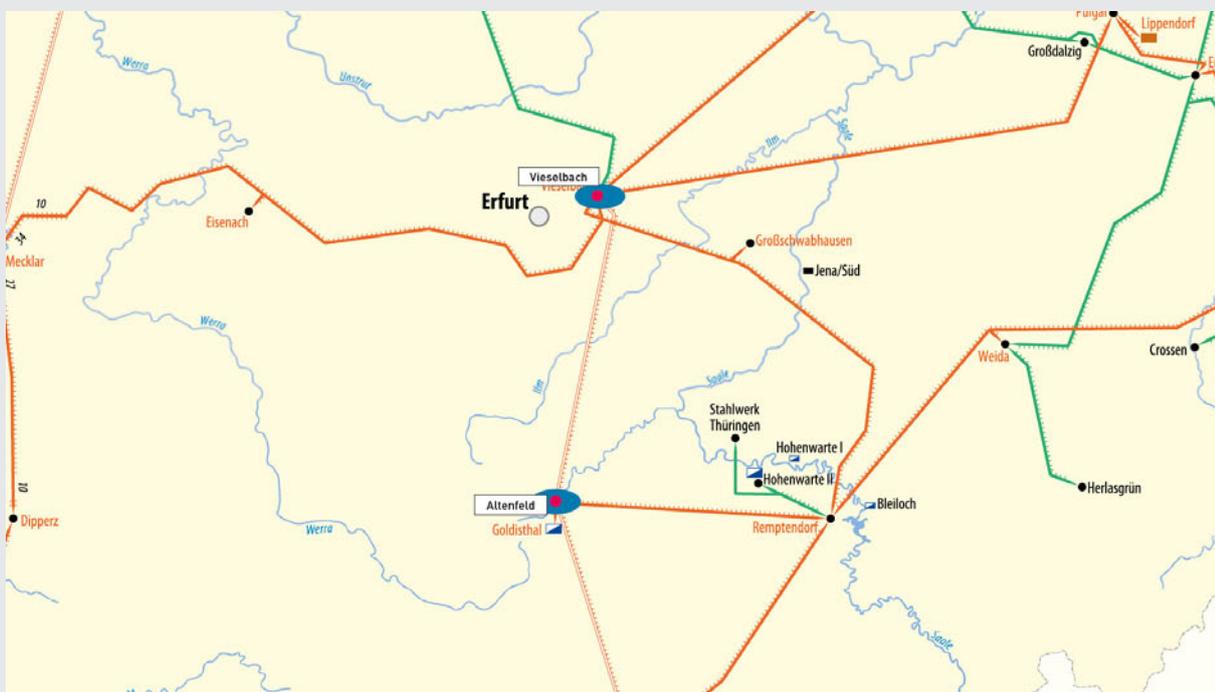
Als geplanter Inbetriebnahmezeitraum wird 2016-2017 erwartet, maßgeblich für die zeitliche Einordnung ist die Umsetzung der Maßnahmen 50HzT-019 und insbesondere 50HzT-001.

Begründung des geplanten Projekts

Es bestehen unter Berücksichtigung der gesetzlichen Verpflichtungen der Gewährleistung eines stabilen Netzbetriebs keine alternativen Lösungsmöglichkeiten, durch die diese Netzausbaumaßnahme vermieden oder reduziert werden kann, um die notwendigen Spannungsbänder zur Erfüllung der Transportaufgaben in der betreffenden Region einhalten zu können.

In der dena-Netzstudie I wurde im Zusammenhang mit der Entwicklung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und dem EEG-bedingten Netzausbaubedarf das Erfordernis der Errichtung von kapazitiven Blindleistungsanlagen im Zusammenhang mit der Südwest-Kuppelleitung im Südwestraum der Regelzone der 50Hertz ermittelt. Es werden in externen Studien Untersuchungen unter Berücksichtigung der aktuellen EEG-Entwicklungseinschätzung und unter Berücksichtigung der aktuellen Netzanschlusssuchen für konventionelle Kraftwerke (hinsichtlich dena-Netzstudie I aktualisiert) zum erforderlichen Blindleistungsbedarf durchgeführt. Im Ergebnis dieser Untersuchungen wird der in der dena-Netzstudie I ermittelte Ausbaubedarf für die dort aufgeführten Standorte im Südraum der 50Hertz Regelzone präzisiert und in den nun durchgeführten Analysen bestätigt.

Die Blindleistungskompensation im Südwestraum der 50Hertz-Regelzone ist in allen Szenarien erforderlich.



P56: Erhöhung der Übertragungsfähigkeit im Raum Hamburg

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit in der Netzregion Hamburg sowie die Errichtung eines Netzanschlusses für einen Druckluftspeicher.

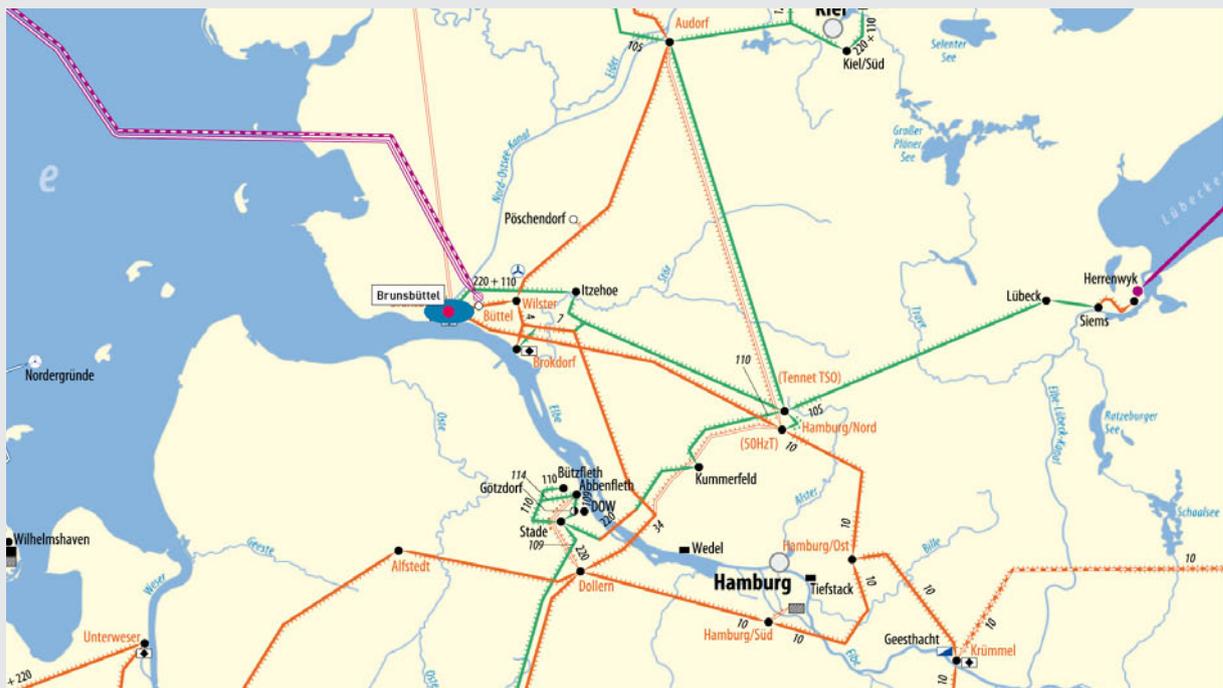
Im Einzelnen sind der Neubau und die Erweiterung der 380-kV-Schaltanlage Brunsbüttel der 50Hertz, die Erhöhung der Stromtragfähigkeit der bestehenden 380-kV-Leitungsverbindung zwischen den 380-kV-Anlagen Brunsbüttel der TenneT TSO und der 50Hertz von 2.100 A auf 3.600 A und die Errichtung einer zweiten 380-kV-Leitungsverbindung zwischen den 380-kV-Anlagen Brunsbüttel der TenneT und der 50Hertz erforderlich.

Die Maßnahmen stehen in Zusammenhang mit den Maßnahmen am Standort Hamburg-Nord P57) sowie dem Projekt BK4-08-233 „Betriebsmittelanpassung Raum Hamburg“. Des Weiteren wird an dem Standort die Maßnahme BK4-11-264 zur 380-/220-kV-Netzkupplung zu TenneT im Umspannwerk Hamburg-Nord durchgeführt. Die Inbetriebnahme der Anlagen ist nach 2015 geplant.

Begründung des geplanten Projekts

Auf Grund der wachsenden Einspeisekapazität durch den Netzanschluss von Offshore-Windparks und geplanter konventioneller Kraftwerke im Raum Brunsbüttel sowie dem Anstieg der Einspeiseleistung von Onshore-Windkraftanlagen steigt die erforderliche horizontale Übertragungskapazität, um gemäß EEG die gesamten erzeugten EEG-Einspeisungen aufnehmen und übertragen zu können, sowie einen diskriminierungsfreien Betrieb konventioneller Kraftwerke gewährleisten zu können. Die 380-kV-Anlage Brunsbüttel der 50Hertz ist für die künftigen Anforderungen (Dauerstrombelastung) nicht ausgelegt. Aus diesem Grund ist eine Verstärkung (Neubau) und Erweiterung (Netzanschluss Neubau-Kraftwerk, zweite Verbindung zur 380-kV-Anlage Brunsbüttel der TenneT) der 380-kV-Anlage Brunsbüttel der 50Hertz und eine Erhöhung der Übertragungskapazität zur 380-kV-Anlage Brunsbüttel der TenneT erforderlich.

Diese Maßnahme ist in allen Szenarien erforderlich.



P57: Erhöhung der Transportkapazität und Erweiterung der 380-kV-Anlage Hamburg-Nord**50Hertz****Beschreibung des geplanten Projekts**

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die anforderungsgerechte Erhöhung der Transportkapazität der 380-kV-Anlage Hamburg-Nord der 50Hertz und die Erweiterung dieser Anlage für den Anschluss von Netzanlagen der TenneT TSO (TenneT). Die 380-kV-Neubau-Anlage wird in Freiluftbauweise auf vorhandenem Grundstück errichtet.

Die Maßnahmen am Standort Hamburg-Nord stehen im Zusammenhang mit den im Investitionsbudgetantrag BK4-08-233 „Betriebsmittelanpassung Raum Hamburg“ enthaltenen Maßnahmen. Des Weiteren wird an dem Standort die Maßnahme BK4-11-264 zur 380/220-kV-Netzkupplung zwischen der Regelzone der 50Hertz und TenneT im Umspannwerk Hamburg-Nord durchgeführt.

Der Abschluss der Maßnahme ist zwischen 2016-2017 geplant.

Begründung des geplanten Projekts

Unter Berücksichtigung des Zubaus von Einspeiseleistung steigt die erforderliche Übertragungskapazität im Raum Hamburg. Die Dauerstrombelastbarkeit der vorhandenen 380-kV-Anlage Hamburg-Nord (2.000 A) genügt den gestiegenen Anforderungen nicht mehr. Die Notwendigkeit zur Erhöhung der Übertragungskapazität der 380-kV-Anlage Hamburg-Nord wurde bereits in der dena-Netzstudie I⁶⁵ begründet. Nur durch einen Neubau der 380-kV-Anlage Hamburg-Nord kann diese nachhaltig erreicht werden.

Die netztechnisch erforderliche Übertragungskapazität des 380-kV-Übertragungsnetzes der 50Hertz im Raum Hamburg wird im Wesentlichen durch die Entwicklung der Einspeiseleistung in Hamburg und in der angrenzenden Region bestimmt.

Zum einen liegt für Hamburg eine Netzanschlusszusage für ein Steinkohle-Kraftwerk (2 x 820 MW Bruttoleistung) in Hamburg-Süd vor. Darüber hinaus liegt bei 50Hertz derzeit ein weiterer Anschlussantrag für ein Druckluftspeicher-Kraftwerk am Standort Brunsbüttel mit rund 450 MW Einspeiseleistung vor.

Für die 380-kV-Anlage Brunsbüttel der TenneT wurden Anschlusszusagen nach KraftNAV konventioneller Kraftwerksleistung erteilt. Darüber hinaus liegen derzeit bei TenneT für den Raum Brunsbüttel weitere Netzanschlussersuchen sowie für On- und Offshore-Windeinspeiseleistung vor.

Aus diesem perspektivisch zu erwartenden Einspeiseszenario für die Region Hamburg resultieren Netzausbaumaßnahmen im 220-kV- und 380-kV-Übertragungsnetz der TenneT und im 380-kV-Übertragungsnetz der 50Hertz. Unter Berücksichtigung der gesetzlichen Verpflichtungen zum Netzausbau sowie aus wirtschaftlicher Sicht existieren keine alternativen Lösungsmöglichkeiten, durch die der Netzausbau vermieden oder reduziert werden kann, da die Erweiterung der Umspannkapazität in einem bestehenden Umspannwerk genehmigungsseitig und wirtschaftlich günstiger darzustellen ist als die Errichtung eines neuen Umspannwerks.

Die Lastflussberechnungen zeigen, dass die oben beschriebende Maßnahme in sämtlichen Szenarien notwendig ist.

⁶⁵ dena (2005): dena-Netzstudie I, S.106 ff.



P58: Erhöhung der Netzanschlusskapazität in Perleberg

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der (n-1)-sicheren vertikalen Übertragungsfähigkeit für die Aufnahme und den Abtransport von überschüssigen EEG-Einspeisungen aus den 110-kV-Verteilnetzen der dem Höchstspannungsnetz der 50Hertz unterlagerten Verteilungsnetze. Des Weiteren wird die von einem Verteilungsnetzbetreiber (VNB) geplante 110-kV-Neubau-Leitung Perleberg – Wittstock an die 110-kV-Anlage in Perleberg angeschlossen, die 110-kV-Anlage Perleberg muss hierfür entsprechend erweitert werden.

Mit der Erhöhung der Netzanschlusskapazität in Perleberg um einen weiteren 380/110-kV-Transformator wird die Erhöhung der vertikalen Übertragungsfähigkeit für den Abtransport von Energie aus EEG-Anlagen, die an die unterlagerte Netzebene angeschlossen sind, erreicht.

Die Maßnahme steht in Zusammenhang mit der Maßnahme „EEG-bedingte Erweiterung des Umspannwerk Perleberg und Phase 1 der Netzverstärkung und Netzstrukturänderung Güstrow – Stendal-West – Wolmirstedt“ und ist somit Teil eines größeren Konzepts zur Integration der EEG-Anlagen in der Netzregion.

Die Inbetriebnahme der Anlagen ist für 2014 geplant.

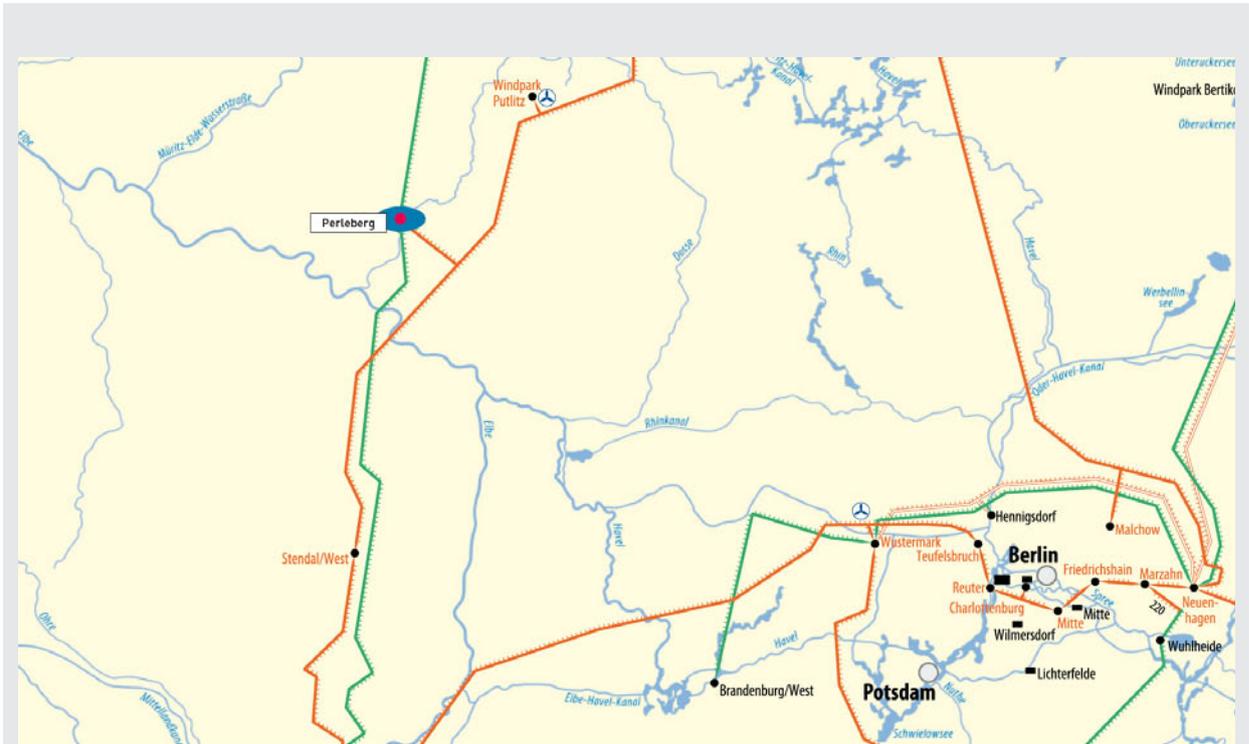
Begründung des geplanten Projekts

Bei den beiden in Perleberg angeschlossenen Verteilungsnetzbetreibern liegen Anträge zum Anschluss weiterer EEG-Anlagen vor. Diese haben teilweise eine Größenordnung erreicht, die die Errichtung einer zusätzlichen 110-kV-Leitung Perleberg – Wittstock erforderlich macht.

Untersuchungen zeigen, dass die aktuelle 380/110-kV-Transformatorkapazität in Perleberg nicht ausreicht, um bei dem angezeigten Zuwachs von Einspeiseleistung einen (n-1)-sicheren Transformatorbetrieb zu gewährleisten. Umfang und zeitliches Erfordernis für die Erweiterung werden zum einen durch den Zubau an EEG-Anlagen in den Verteilnetzen bestimmt, sowie durch den geplanten 110-kV-Netzausbau bei den VNB. In Abstimmung mit den beiden betroffenen Netzkunden wurde vereinbart, zunächst einen zusätzlichen 380/110-kV-Transformator (300 MVA) in Perleberg zu errichten. Unter Berücksichtigung des Ausbaupotenzials an EEG-Anlagen ist weiterer Ausbaubedarf erkennbar. Hierfür werden weitere Abstimmungen und Untersuchungen mit den Netzanschlusskunden durchgeführt.

Die Leitetechniken in der 380- und in der 110-kV-Schaltanlage sind entsprechend um die neu zu errichtende dritte 110-kV-Sammelschiene und um die neu zu errichtenden Schaltfelder und Kupplungen zu erweitern.

Es sind keine alternativen Netzausbaumaßnahmen möglich, die wirtschaftliche oder netztechnische Alternativen darstellen, die oben beschriebene Maßnahme ist in allen Szenarien erforderlich.



P59: Trassenoptimierung: Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Bärwalde – Schmölln**50Hertz****Beschreibung des geplanten Projekts**

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist durch die Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Bärwalde – Schmölln der 50Hertz einen Beitrag zur netztechnisch notwendigen Erhöhung der horizontalen Übertragungsfähigkeit im Südostraum der Regelzone der 50Hertz, insbesondere für den EEG-Ferntransport (inkl. regionaler EEG-Rückspeisung aus unterlagerten Verteilungsnetzen), den Abtransport bestehender und künftiger, zur Zeit im Bau befindlicher, konventioneller Kraftwerksleistung und damit insgesamt einen Beitrag zur Erhöhung der Netz- und Systemsicherheit (Security of Supply – SoS), zu erzielen. Für die geplante Stromtragfähigkeitserhöhung zwischen Bärwalde und Schmölln soll die bestehende 380-kV-Freileitungstrasse genutzt werden.

Dieses Pilotprojekt ist ein Bestandteil und ein erster Schritt des von 50Hertz geplanten Gesamtprojekts „380-kV-Südostraumverstärkung inkl. Verstärkung des Interkonnektors zu CEPS“. Darüber hinaus werden weiter ansteigende Belastungen auf der Verbindung Bärwalde – Schmölln vor dem Hintergrund des Zuwachses der Transportleistung zwischen den Übertragungsnetzen von 50Hertz und PSE-O (PL) erwartet. Diese resultieren einerseits aus dem Ausbau der Interkonnektoren (380-kV-Neubau/Umstellung Vierraden – Krajnik sowie geplanter und in Vorbereitung befindlicher 3. Interkonnektor D-PL), andererseits aus künftigen transeuropäischen Handelsaktivitäten (vgl. z. B. „Feasibility Study: Synchronous Interconnection of the IPS/UPS with the UCTE“, Dezember 2008).

Auf die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens konnte verzichtet werden. Derzeit läuft das Planfeststellungsverfahren. Der Abschluss der Maßnahme wird für 2015 angestrebt.

Begründung des geplanten Projekts

Die in Rede stehende 380-kV-Leitung Bärwalde – Schmölln weist mit ihrer aktuellen technischen Bemessung (2 x 1.660 MVA) bereits heute in entsprechenden Last- und Erzeugungsszenarien und im ungestörten (n-0)-Grundfall Belastungen von zum Teil über 70% aus. Damit befindet sich diese Leitung an der Grenze des (n-1)-sicheren Betriebes.

Es wird prognostiziert, dass die direkt am Übertragungsnetz von 50Hertz angeschlossene installierte Erzeugungslleistung weiter ansteigen wird (Wind- und konventionelle Kraftwerke). Kurzfristig schränkt die Errichtung des 670-MW-Kraftwerksblock Boxberg Block R und dessen Anschluss im UW Bärwalde die verfügbare Netzkapazität ein. Um dennoch bei vollständiger EEG-Integration auch eine möglichst uneingeschränkte (diskriminierungsfreie) Einspeisung der bestehenden und geplanten bzw. bereits im Bau befindlichen Kraftwerke zu erreichen, ist die Umsetzung der bis 2015 im primären Einflussbereich des KW Boxberg geplanten EEG-bedingten Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen notwendig. Als Ergebnis dieser Entwicklungen resultiert sowohl für den Zeitraum bis 2012 als auch für den Zeitraum 2013 bis 2017 ein erheblicher regelzoneninterner und – der Exportproblematik (deutlich anwachsender Erzeugungsüberschuss bei bestenfalls stagnierender Last) entsprechend – auch regelzonenübergreifender Netzausbaubedarf.

Können wesentliche Teile dieser Maßnahmen bis 2015 nicht realisiert werden, muss – unabhängig von bestehenden Lastverhältnissen – bei Windkrafteinspeisung, die für diese Untersuchungen exemplarisch anhand des erwarteten Starkwindszenarios untersucht wurde, mit erheblicher Einsenkung der KW-Leistung am Standort Boxberg und darüber hinaus gerechnet werden. Jedoch wäre auch bei voller Umsetzung der geplanten Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen bei gleichzeitigem Auftreten von Starklast und Starkwind und uneingeschränkter Einspeisung aller konventionellen KW in der Netzregion eine unzulässige Auslastung der 380-kV-Leitung Bärwalde – Schmölln im Auslegungsfall zu verzeichnen.

Insofern sind Maßnahmen zur Erhöhung der horizontalen Übertragungskapazität erforderlich, um temporäre Einsenkungen der Kraftwerksleistung möglichst zu vermeiden und damit eine diskriminierungsfreie Netznutzung aller Netzanschlussnehmer zu ermöglichen.

Alternative netzgebundene Maßnahmen zur Beherrschung der erwarteten Netzsituationen in dieser Netzregion stehen nur in sehr begrenztem Umfang zur Verfügung:

- Eine Reduzierung der Auslastung der Verbindung von Bärwalde nach Schmölln durch Schalthandlungen (z. B. Entmaschung von Netzknoten) führt nahezu direkt proportional zum Belastungsanstieg auf der 380-kV-Verbindung Streumen-Röhrsdorf und ist – wie auch die Einsenkung des KW Boxberg – keine nachhaltige Lösung.
- Zur Anwendung des Freileitungsmonitorings ist die bestehende 380-kV-Leitung Bärwalde – Schmölln aufgrund ihrer Bauweise nicht geeignet.
- Eine Umbeseilung mit Hochtemperaturseilen scheidet ebenfalls aufgrund der Bauweise und Maststatik aus.
- Eine Alternative wäre der Neubau einer parallelen, zusätzlichen 380-kV-Verbindung, die allerdings den Bau zusätzlicher Schaltfelder in den 380-kV-Anlagen Bärwalde und Schmölln notwendig machen würde und zudem genehmigungsseitig eher nicht darstellbar ist.

Eine genehmigungsfähige, nachhaltige und wirtschaftliche Lösung zur Beherrschung der Übertragungsaufgaben wird somit nur durch Erhöhung der Transportkapazität auf der 380-kV-Verbindung Bärwalde – Schmölln in der bestehenden Trasse ermöglicht. Die oben beschriebene Maßnahme ist in allen Szenarien erforderlich.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 59: Bärwalde – Schmölln	Netzverstärkung	46 km	0 km	X	X	X	X

P60: Trassenneubau: Umstrukturierung und Verstärkung des 380-kV-Netzes südlich von Magdeburg

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Umstrukturierung und Verstärkung des Höchstspannungsnetzes der 50Hertz im Raum südlich von Magdeburg.

Hierzu wird am Standort Förderstedt eine 380-kV-Anlage errichtet und in das 380-kV-Netz eingebunden. Dafür ist 380-kV-Leitungsneubau auf 2 x ca. 10 km Trassenlänge erforderlich.

Durch die Netzstrukturstraffung (Vermeidung der Doppelumspannung 380/220-kV plus 220/110-kV) wird gleichzeitig erreicht, dass sich die Anzahl der Transformatoren und die Längen der Leitungstrassen reduzieren. Des Weiteren wird der Standort des Umspannwerks Magdeburg künftig nicht mehr benötigt. Zusätzlich werden nach Inbetriebnahme der 380-kV-Anlage Förderstedt die 220-kV-Leitungen zwischen Förderstedt – Magdeburg und Förderstedt – Wolmirstedt mit ca. 90 km Trassenlänge frei und können nachgenutzt bzw. rückgebaut werden.

Das Projekt bettet sich in die langfristige Netzausbaukonzeption von 50Hertz ein und ist passfähig zum geplanten Ausbau des Transportkorridors von Lubmin über Magdeburg nach Erfurt mit Fortführung in den Süden/Südwesten Deutschlands (TenneT TSO GmbH). Damit steht das Projekt in inhaltlichem Zusammenhang zu den Startnetzmaßnahmen 50HzT-005 zum Standort Wolmirstedt und 50HzT-016 zum Netzanschluss Calbe.

Der Abschluss der Maßnahme wird für 2015 angestrebt.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund von vorliegenden EEG-Anschlussanträgen im Netz des dem Übertragungsnetz der 50Hertz unterlagerten Verteilungsnetzbetreiber und bei 50Hertz selbst, ist kurzfristig eine Erhöhung der vertikalen Netzanschlusskapazität in der Netzregion südlich Magdeburgs erforderlich. Darüber hinaus wird ein weiterer Zubau von EEG-Anlagen in der betreffenden Netzregion erwartet, so dass darüber hinaus eine weitere Erhöhung der Netzanschlusskapazität als erforderlich eingeschätzt wird (siehe hierzu auch die benannten Maßnahmen 50HzT-005 und 50HzT-016).

Die bestehende 380-kV-Anlage und die 380/220-kV-Transformatorenbänke in Wolmirstedt, die 220-kV-Anlagen und 220/110-kV-Transformatoren an den Standorten Wolmirstedt, Magdeburg und Förderstedt werden dann nicht mehr den Anforderungen aus dem gestiegenen Transport von EEG-Einspeisung (Dauerstrom- und Kurzschlussstrombelastbarkeit) genügen.

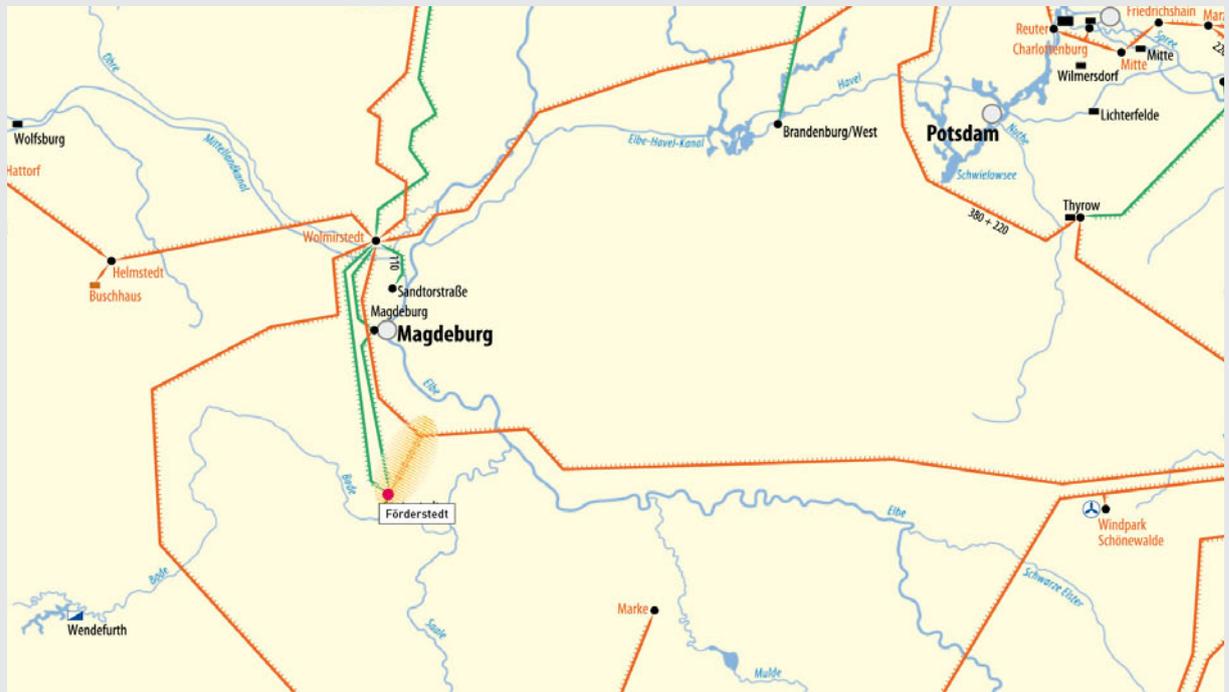
Unter Berücksichtigung der weiter steigenden Entwicklung der installierten Leistung von EEG-Anlagen und der geplanten Errichtung von konventionellen Kraftwerken in der Region und Regelzone ergibt sich als netztechnisch wirtschaftlichste und nachhaltigste Lösung eine Umstrukturierung in der Netzregion südlich von Magdeburg.

Alternativ zur Errichtung einer 380/110-kV-Umspannung in Förderstedt wurde der Transport der regenerativen Energie über das bestehende 220-kV-Netz unter der Voraussetzung eines entsprechenden Ausbaus der Netzanschlusspunkte sowie der Ersatz der beiden 220-kV-Doppelleitungen (Baujahr 1938 und Baujahr 1973) betrachtet. Damit wären Trassenlängen von ca. 2 x 45 km 220-kV-Leitungsneubau und der Neubau mit Erweiterung der bestehenden Netzanschlusspunkte in Förderstedt, in Wolmirstedt und in Magdeburg nötig, da sie den Anforderungen aus dem gestiegenen Transport von EEG-Anlagen nicht mehr genügen. Darüber hinaus wäre die 380/220-kV-Umspannkapazität entsprechend zu erhöhen.

Aufgrund der erheblich höheren Kosten für den Erhalt und Ausbau der 220-kV-Spannungsebene im Vergleich zu einer 380-kV-Umstrukturierung in diesem Netzbereich und der fehlenden Nachhaltigkeit wird diese Variante nicht weiter verfolgt.

Im Hinblick einer Gesamtoptimierung des Übertragungs- und Verteilnetzes ist als langfristiges Netzkonzept eine Versorgung konzentriert auf die zwei 380/110-kV-Standorte Förderstedt und Wolmirstedt im Raum Magdeburg technisch und wirtschaftlich unausweichlich

Bei weiter steigender Einspeisung aus EEG-Anlagen kann durch die Errichtung zusätzlicher 380/110-kV-Transformatoren in den UW Förderstedt und/oder Wolmirstedt zusätzliche Netzanschlusskapazität kostengünstig bereitgestellt werden. Die oben beschriebene Maßnahme ist in allen Szenarien erforderlich.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 60: Abzweig Förderstedt	Netzausbau	15 km	15 km	X	X	X	X

P61: Erhöhung der Übertragungskapazität im 380-kV-Netz zwischen Görries und Parchim/Lübz

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der vertikalen Übertragungskapazität im Höchstspannungsnetz von 50Hertz in Mecklenburg-Vorpommern an der bestehenden Netzchnittstelle Görries und einer neu zu errichtenden Netzchnittstelle im Raum Parchim/Lübz.

Zur Erhöhung von Netzanschlusskapazität und Versorgungssicherheit ist daher die Netzchnittstelle Görries um einen dritten 380/110-kV-Transformator mit 300 MVA zu erweitern. Zusätzlich ist ein neues 220/110-kV-Umspannwerk (Parchim Süd) im Raum Parchim/Lübz mit zwei 220/110-kV-Transformatoren zu errichten und in die 220-kV-Leitung Güstrow – Wolmirstedt einzubinden.

Die gegenständliche Maßnahme erfolgt in Vorbereitung einer perspektivisch geplanten netztechnischen Entwicklung der Region. Sollte durch weiteren Zubau von EEG-Anlagen die geplante Übertragungsfähigkeit in Parchim/Süd nicht mehr ausreichen, wäre die Erweiterung der neuen Netzchnittstelle Parchim/Süd um einen weiteren 220/110-kV-Transformator oder ein Anschluss an die in Diskussion stehende noch zu errichtende 380-kV-Leitung Güstrow – Stendal-West – Wolmirstedt möglich.

Nach heutigem Kenntnisstand ist davon auszugehen, dass mit dem 380-kV-Leitungsneubau Güstrow – Stendal-West – Wolmirstedt die vorhandene 220-kV-Leitung Güstrow – (Parchim Süd –) Wolmirstedt ersetzt werden wird (Grundsatz: Bau auf der vorhandenen Trasse). Daher wird die Schaltanlage der neuen Netzchnittstelle als 380-kV-Anlage ausgelegt. Bei entsprechendem Erfordernis kann die Anlage dann kurzfristig auf 380-kV-Betrieb umgestellt werden. Vom Grundsatz her sind Strom-/Spannungs-Wandler und die 220/110-kV-Transformatoren gegen entsprechende 380-kV-Geräte zu tauschen und die Sekundärtechnik entsprechend umzuparametrieren. Die Inbetriebnahme der Anlagen wird für 2014-2017 angestrebt.

Begründung des geplanten Projekts

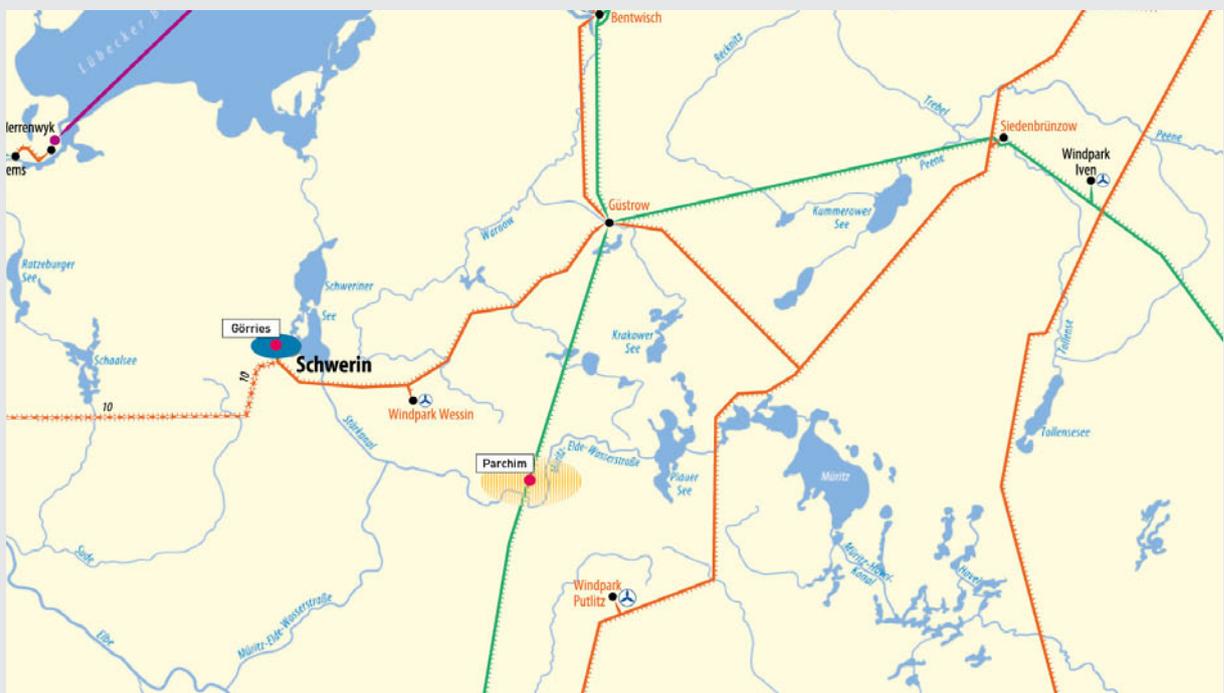
Auf Grund des Zubaus von EEG-Anlagen (vor allem Windenergie) bei einem am 380-kV-Netz der 50Hertz angeschlossenen 110-kV-Verteilungsnetzbetreiber (VNB) wird die vorhandene Umspannkapazität an der Netzstellen Görries und im Raum Parchim/Lübz künftig nicht mehr ausreichend sein, um die prognostizierte Rückspeisung jederzeit (n-1)-sicher übertragen zu können. Der relevante Zubau von EEG-Anlagen erfolgt, nach Einschätzung des VNB, insbesondere in der Netzregion Parchim/Lübz. Diese Region ist über eine 110-kV-Doppelleitung mit dem UW Görries verbunden.

Energiewirtschaftliche und netztechnische Untersuchungen in Abstimmung zwischen dem VNB und 50Hertz haben ergeben, dass die vorhandene 380/110-kV-Netzchnittstelle Görries zum Übertragungsnetz auf Grund der starken EEG-Einspeisung in das 110-kV-Verteilungsnetz künftig nicht mehr ausreichend sein wird. Zur (n-1)-sicheren Abführung der erwarteten EEG-Einspeiseleistung ist die Erhöhung der Netzanschlusskapazität an der Netzchnittstelle Görries und darüber hinaus die Errichtung eines neuen Netzanschlusses in Parchim Süd als wirtschaftlichste und nachhaltige Lösung durchzuführen.

Zur Ermittlung der netztechnisch und volkswirtschaftlich nachhaltigsten Lösung zur Aufnahme der erwarteten EEG-Leistung aus dem 110-kV-Netz in das Übertragungsnetz der 50Hertz, wurden folgende Varianten untersucht:

1. Neubau einer 110-kV-Leitung vom 110-kV-Wind UW nach Görries
2. Neubau einer 110-kV-Leitung vom 110-kV-Wind UW nach Güstrow
3. Neubau einer 110-kV-Leitung vom 110-kV-Wind UW nach Perleberg
4. Neubau eines 220/110-kV-UW Parchim Süd (Ltg. Güstrow – Wolmirstedt)
5. Erweiterung/Neubau eines 380/110-kV-UW Wessin (Ltg. Krümmel – Güstrow)
6. Neubau eines 380/110-kV-UW Meyenburg (Ltg. Lubmin – Wolmirstedt)

Ausschlaggebend für die Entscheidung zu der Variante 4 (Erweiterung des Standortes Görries und Neubau eines 220/110-kV-UW Lübz) ist, dass im Vergleich zu allen anderen Varianten der geringste Zubau an 110-kV-Leitungen erforderlich ist. In alle anderen Varianten ist zusätzlicher 110-kV-Leitungsneubau zwischen 35 km und 45 km erforderlich. Hieraus resultiert das bekannte Risiko, dass sich infolge des Zeitbedarfs für die Erlangung der Genehmigungen für den zusätzlichen 110-kV-Leitungsneubau bei den anderen Varianten unkalkulierbare Verzögerungen bei der Umsetzung ergeben, die bei den Netzbetreibern zu Ausgleichszahlungen der entgangenen Einspeisevergütung an die EEG-Anlagenbetreiber führen könnten. Darüber hinaus besteht das Risiko, dass für den zusätzlichen 110-kV-Leitungsneubau keine Genehmigungen erteilt werden, da mit der Errichtung eines UW Parchim-Süd auf diesen Leitungsneubau verzichtet werden kann, weil weniger Raum in Anspruch genommen wird. Die oben beschriebene Maßnahme ist in allen Szenarien erforderlich.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Abzweig Parchim/Süd	Netzausbau	1 km	1 km	X	X	X	X

P62: Erhöhung der Kapazität der Netzschnittstelle Siedenbrünzow

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

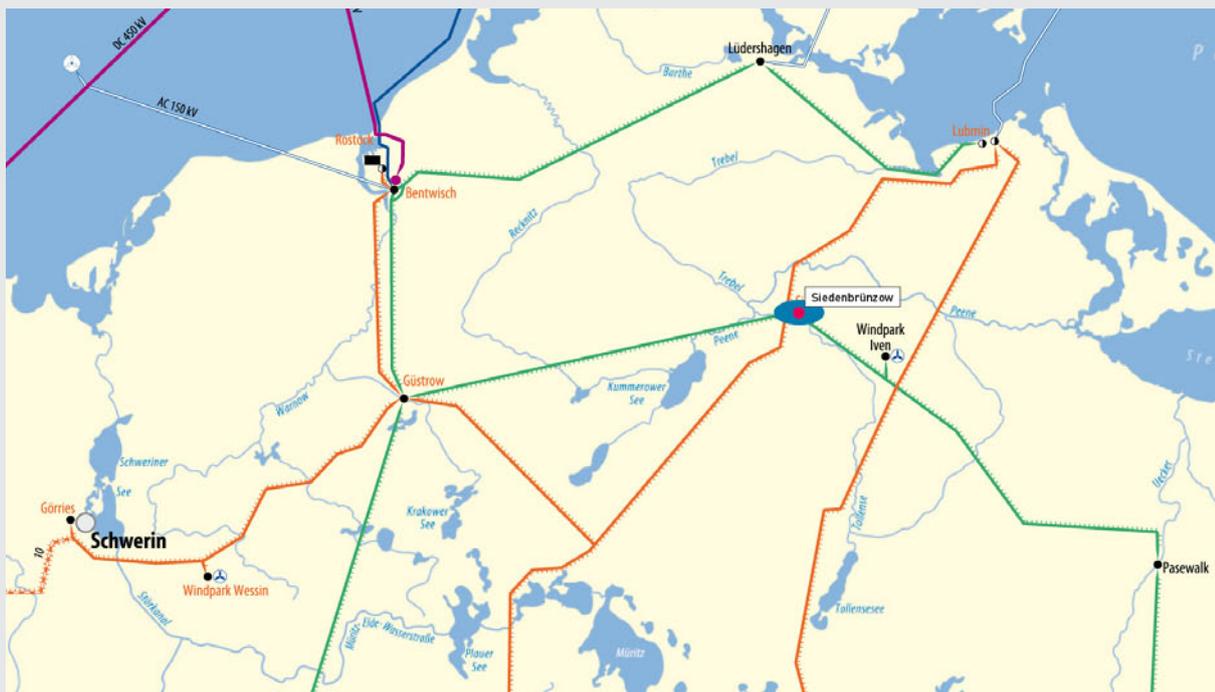
Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Umspannkapazität der Netzschnittstelle Siedenbrünzow der 50Hertz um zwei 380/110-kV-Transformatoren mit je 300 MVA.

Die Inbetriebnahme der weiteren Transformatoren wird für 2014 angestrebt.

Begründung des geplanten Projekts

Zurzeit ist am Standort Siedenbrünzow ein 380/110-kV-Transformator mit einer Bemessungsscheinleistung von 300 MVA vorhanden. Der vorhandene 380/110-kV-Transformator ist derzeit bei starker EEG-Einspeisung aus dem unterlagerten 110-kV-Verteilungsnetz teilweise bis zur Belastungsgrenze ausgelastet. Aufgrund des prognostizierten Zubaus von EEG-Anlagen im 110-kV-Verteilungsnetz wird die Umspannkapazität an der Netzschnittstelle Siedenbrünzow künftig nicht mehr ausreichend sein, um die prognostizierte Rückspeisung (n-1)-sicher übertragen zu können. Der betroffene Verteilungsnetzbetreiber geht davon aus, dass mittel- bis langfristig an der Netzschnittstelle Siedenbrünzow eine Netzanschlusskapazität von 500 MVA erforderlich sein wird.

Für die Aufnahme der prognostizierten EEG-Einspeisemengen wäre als alternative Variante die Errichtung eines neuen 380/110-kV-Netzanschlusspunktes in dieser Netzregion denkbar. Für die Errichtung eines weiteren Netzanschlusspunktes sind jedoch zusätzlich zu den Kosten für die Erweiterung einer bestehenden Netzschnittstelle auch Kosten für die Standorterschließung und die Einbindung in das Übertragungsnetz und in das 110-kV-Verteilungsnetz zu berücksichtigen. Die geplante Variante stellt somit die kosteneffizienteste Lösung dar. Die oben beschriebene Maßnahme ist in allen Szenarien erforderlich.



P63: Erweiterung der 380/110-kV-Transformation im Umspannwerk Pulgar

50Hertz

Beschreibung des geplanten Projekts

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Ablösung des 220/110-kV-Umspannwerks Großdalzig sowie die Erhöhung der Umspannkapazität im 380/110-kV-Umspannwerk Pulgar der 50Hertz.

Parallel zur Umstrukturierung der 380-kV-Anlagen werden Anpassungen im 110-kV-Netz des Verteilungsnetzbetreibers (VNB) durchgeführt.

Die Inbetriebnahme eines zusätzlichen Transformators ist für 2015 geplant.

Begründung des geplanten Projekts

Derzeit dient die 110-kV-Anlage Großdalzig des betroffenen Netzanschlusskunden als Netzverknüpfungspunkt zwischen einem 220/110-kV-Transformator in Großdalzig (250 MVA), zwei 380/110-kV-Transformatoren in Pulgar (jeweils 300 MVA) und der 110-kV-Netzgruppe Westsachsen. Der VNB plant den Neubau einer 110-kV-Anlage am Standort Zwenkau in ca. 1,5 km Entfernung des 380/110-kV-Standortes Pulgar bzw. in ca. 7 km Entfernung vom heutigen Standort Großdalzig. Die 110-kV-Anlage Großdalzig wird damit abgelöst.

Darüber hinaus werden in der 110-kV-Netzgruppe Westsachsen des VNB angeschlossene Kraftwerke außer Betrieb genommen. Infolge der Außerbetriebnahme erhöht sich der Bezug der 110-kV-Netzgruppe aus dem Übertragungsnetz.

Infolge der Verlagerung des 110-kV-Verknüpfungspunktes von Großdalzig nach Zwenkau und der Bezugssteigerung durch die Außerbetriebnahme der Kraftwerke in der 110-kV-Netzgruppe stellt sich ein veränderter Lastfluss über die Transformatoren ein, infolgedessen bei Ausfall eines Transformators in Pulgar die (n-1)-Sicherheit nicht mehr gewährleistet werden kann.

Aufgrund der parallelen Umspannung 380/110 kV und 220/110 kV und der Tatsache, dass die Netzeinspeisungen in das Übertragungsnetz in der Netzregion in die 380-kV-Spannungsebene erfolgen, übertragen die 380/110-kV-Transformatoren in Pulgar und Eula anteilig mehr Leistung als die 220/110-kV-Transformatoren in Großdalzig und Taucha. Erst durch die Errichtung eines zusätzlichen 380/110-kV-Transformators in Pulgar kann die (n-1)-Sicherheit wieder hergestellt werden. Infolge der Errichtung eines zusätzlichen 380/110-kV-Transformators werden damit die 220/110-kV-Transformatoren in Großdalzig und Taucha entlastet, so dass die Ablösung der 220/110-kV-Transformatoren in Großdalzig erfolgen kann.

Durch diese Umstrukturierungsmaßnahme im 380/220-kV-Übertragungsnetz der 50Hertz wird zum einen der Netzinfrastruktur zur Sicherstellung der technischen Sicherheit Rechnung getragen, d.h. auch künftig die (n-1)-Sicherheit (Stabilität des Gesamtsystems) gewährleistet. Zum anderen wird durch die Ablösung eines Standortes gleichzeitig eine Optimierung des Übertragungsnetzes und somit eine Optimierung von Unterhaltskosten erreicht.

Alternativ zu der vorgeschlagenen Maßnahme wäre die Errichtung eines zusätzlichen 380/110-kV-Transformators in Eula denkbar. Ein Investitionskostenvorteil wäre hierdurch nicht zu erwarten, da ein Transformator gleicher Leistung zu errichten wäre.

Aus Sicht des Netzanschlusskunden ist jedoch Pulgar zu präferieren, da in Zwenkau ohnehin Baumaßnahmen stattfinden (Vermeidung einer zweiten Baustelle) und die netztechnische Wirkung im 110-kV-Netz am Standort Pulgar als vorteilhafter eingeschätzt wird. Vor diesem Hintergrund haben der VNB und 50Hertz beschlossen, einen dritten 380/110-kV-Transformator (300 MVA) in Pulgar zu errichten. Die oben beschriebene Maßnahme ist in allen Szenarien erforderlich.

ERGEBNISMASSNAHMEN



P64: DC-Trassenneubau: Combined Grid Solution (CGS), bilaterale Offshore-Anbindung DE – DK**50Hertz****Beschreibung des geplanten Projekts**

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen der Regelzone der 50Hertz und dem dänischen Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk (ENDK).

In einem Gemeinschaftsprojekt soll hierzu ein Interkonnektor zwischen den Offshore-Windparks (OWP) Baltic 2 auf deutscher und Kriegers Flak 3 (KF 3) auf dänischer Seite errichtet werden. Dazu sollen zwei Drehstromkabel zwischen den vorgenannten Windparks verlegt werden. Zur Anbindung dieser Drehstromkabelverbindung sind auf der Plattform des OWP Baltic 2 zwei Schaltfelder notwendig. Eine Option zum späteren Anschluss von weiteren Windparks auf schwedischer Seite und einer Erweiterung der Interkonnektorverbindung nach Schweden ist gegeben. Die durch die Verbindung der beiden Windparks entstehenden Transportkapazitäten stehen dem internationalen Stromhandel zur Verfügung und erhöhen die Systemstabilität.

Mit dem Interkonnektor wird zudem die europäische Marktintegration der erneuerbaren Energien unterstützt.

Die Drehstromkabel verbinden die beiden OWP Baltic 2 und Kriegers Flak 3 über das Gebiet von Kriegers Flak, das sich im Länderdreieck Deutschland – Dänemark – Schweden in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Ostsee befindet. Die Netzanbindung auf deutscher Seite erfolgt über die Umspannplattformen der OWP EnBW Baltic 1 und 2. Die Einspeisung in das 380-kV-Netz erfolgt über die Umspannwerke Bentwisch bzw. Güstrow. Die Möglichkeit einer zusätzlichen VSC-HGÜ-Verbindung von der dänischen Konverterplattform zur deutschen Küste und/oder nach Schweden wird geprüft.

Bei der Netzanbindung von OWP handelt es sich um „Vorhaben von gemeinsamem Interesse“ im Sinne des Artikels 6/ Anhang 3 (Ziffer 3.50) der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 (TEN-E-Liste). Die Errichtung von OWP in der Ostsee und ihr Anschluss an das Übertragungsnetz der 50Hertz ist Bestandteil der dena-Netzstudie I.

Die vorgesehene Investitionsmaßnahme wurden Kooperation mit ENDK zur Erweiterung der Interkonnektorenkapazität im Rahmen des European Energy Programme for Recovery (EEPR) beantragt.

Die Inbetriebnahme ist von externen Parametern abhängig, die seitens 50Hertz nicht beeinflussbar sind. Hinsichtlich der zeitlichen Ausrichtung ist die Fertigstellung des OWP KF 3 entscheidend. Mit Inbetriebnahme des Interkonnektors ist frühestens ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der beiden Windparks, d.h. auf dänischer und deutscher Seite sowie gleichzeitiger Inbetriebnahme der Landverbindungen der Windparks zu rechnen. Die Inbetriebnahme des Interkonnektors wird zwischen 2020 – 2022 angestrebt.

Begründung des geplanten Projekts

Bei dieser Maßnahme handelt es sich um ein Netzausbauprojekt mit überwiegendem Seekabelanteil. Gegenwärtig liegt hierzu noch kein Offshore-Netzplan vor. Die Maßnahme wurde in den Netzentwicklungsplan 2012 aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend dem Szenariorahmen bis 2022 notwendig ist.

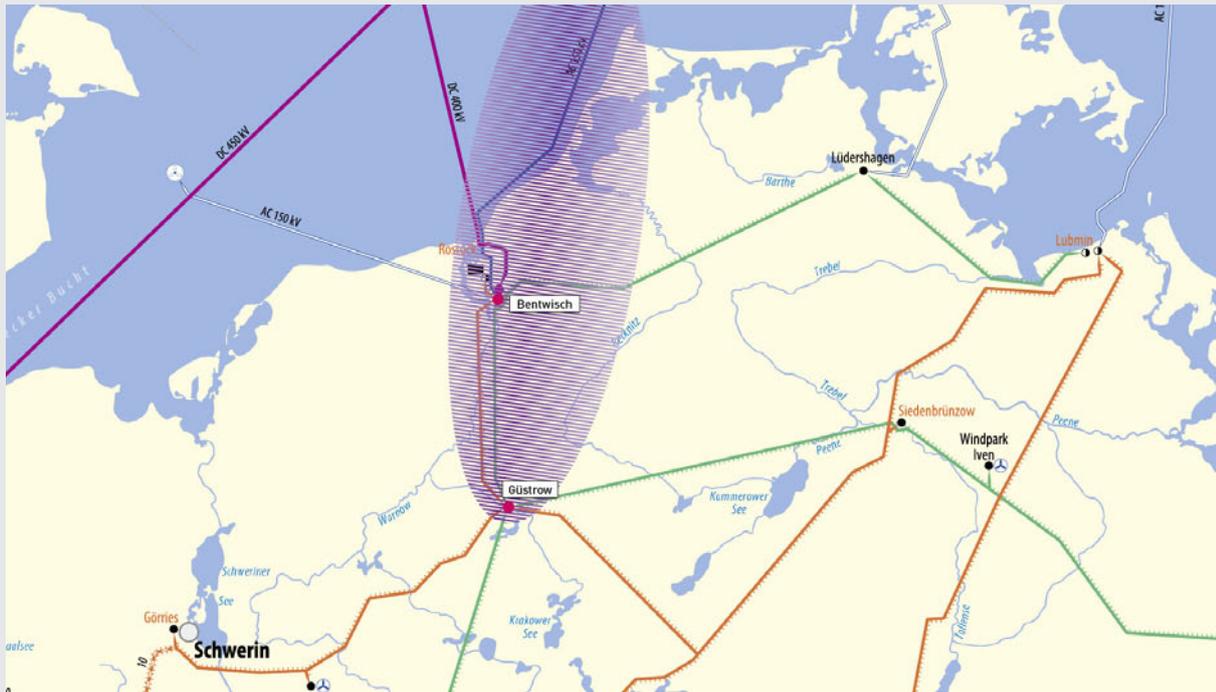
Dem Grunde nach stellt dieses Projekt ein Offshore-Projekt dar, das aufgrund von bi- und trilateralen Untersuchungen (Marktuntersuchungen und Machbarkeitsstudien) auf europäischer Ebene (u.a. ENTSO-E TYNDP2012) begründet ist.

Mit dem Anschluss von KF 3 an Baltic 2 werden die Abfuhr- bzw. Bezugsalternativen erweitert. Das ermöglicht eine effiziente Ausnutzung der gegebenen Ressourcen und reagiert auch auf die veränderliche Stromerzeugung durch den OWP. Dies verbessert die Fähigkeit grenzüberschreitenden Stromhandel auszuüben und zielt somit auf die Verwirklichung des EU-weiten Binnenmarktes.

Zudem ist es möglich, überschüssige Energie sowohl in das deutsche als auch in das dänische Netz einzuspeisen. Mit dem zusätzlichen EE-bedingten Energieaufkommen des OWP Baltic 2 kann es zu ungewollten Transportengpässen im deutschen Übertragungsnetz kommen. Um dem entgegen zu wirken, wurde in Kooperation mit ENDK eine Lösung in Form eines Interkonnektors entwickelt.

ERGEBNISMASSNAHMEN

Durch das Projekt wird ein bedeutender Beitrag zur Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels geleistet. Der Interkonnektor ermöglicht es zudem, die fluktuierende Energieeinspeisung bedarfsgerecht (sowohl nach Dänemark und/oder nach Deutschland) weiterzuleiten. Dies trägt auch zur Stabilität des Gesamtsystems bei. Durch das Projekt eröffnen sich weiterhin Optionen, weitere Voraussetzungen für das internationale Stromnetz im Ostseeraum zu schaffen. Die oben beschriebene Maßnahme ist in allen Szenarien enthalten.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Combined Grid Solution	DC-Neubau (Onshore)	60 km	60 km	X	X	X	X
	DC-Neubau (Offshore)	120 km	120 km	X	X	X	X

P65: DC-Trassenneubau: Netzerweiterung der grenzüberschreitenden Kuppelkapazität zwischen Deutschland, Raum Aachen/Düren und Belgien, Lixhe

Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

Amprion und Elia planen den Neubau einer Höchstspannungsgleichstromübertragungsverbindung (HGÜ-Verbindung) zwischen Deutschland und Belgien. Die grenzüberschreitende Transportkapazität des neuen Interkonnektors wird bei rund 1.000 MW liegen.

- Maßnahme Nr. 98: Oberzier – Punkt Bundesgrenze (BE)
Zur Umsetzung dieser HGÜ-Verbindung ist der Neubau von zwei sogenannten Konverterstationen an beiden Endpunkten erforderlich, um die Umrichtung von Drehstrom in Gleichstrom bzw. umgekehrt vorzunehmen. Die Verbindung ist als Erdkabelstrecke zwischen den bestehenden 380-kV-Anlagen in Oberzier (Amprion) und Lixhe (Elia) geplant. Die Gesamtlänge der Verbindung beträgt etwa 100 km. Auf deutscher Seite liegt die Kabellänge bei rund 45 km. Die genaue Trassenlänge wird sich durch das öffentlich-rechtliche Genehmigungsverfahren ergeben.

Bislang besteht keine direkte elektrische Verbindung zwischen den beiden Ländern.

Das Projekt ist ein Vorhaben von gemeinsamem Interesse im Rahmen der Trans-European Energy Networks (TEN-E guidelines vgl. decision no. 1364/2006/EC). 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 2012.

Die Inbetriebnahme wird für das Jahr 2017 angestrebt.

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 geht ein struktureller Wandel der elektrischen Energieversorgung in beiden Ländern einher. Das gemeinsame Hauptmerkmal liegt hierbei im verstärkten Zubau von erneuerbaren Energien, wodurch die entfallende konventionelle Erzeugungsleistung kompensiert werden soll. Infolge dieser 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. Vor diesem Hintergrund trägt die HGÜ-Verbindung durch ihre Flexibilität und den steuerbaren bidirektionalen Leistungsfluss dazu bei, den Energiemix in beiden Ländern auszubalancieren und erleichtert somit zusätzlich die Integration von volatil einspeisenden erneuerbaren Energien.

Die im Norden Deutschlands und den Niederlanden installierten Windenergieanlagen führen in Starkwind-Situationen zu erhöhten Leistungstransiten über die Niederlande und Belgien in Richtung Frankreich. Dies kann zu Engpässen auf den grenzüberschreitenden Transportleitungen (z.B. Deutschland-Niederlande, Niederlande-Belgien) führen. Die Pläne zum langfristigen Ausbau von Windenergieanlagen (on- und offshore) in dieser Region werden zu einer weiteren Steigerung grenzüberschreitender und interner Leistungsflüsse im erheblichen Umfang beitragen. Mit der Realisierung des Projektes wird zusätzliche Marktkapazität für den europäischen Energiemarkt bereitgestellt. Außerdem trägt die neue Verbindung auch vor dem Hintergrund der signifikanten Änderungen der Erzeugungsstruktur zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei.

Auf Basis von Marktuntersuchungen wurde ein positiver Einfluss des geplanten Interkonnektors auf den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt nachgewiesen. Die Analysen haben gezeigt, dass durch das Projekt ein volkswirtschaftlicher Gewinn für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt entsteht. Zudem leistet das Projekt einen Beitrag zur Angleichung der Preisniveaus von elektrischer Energie in beiden Ländern durch Primärenergiediversifikation und lokale Engpassbeseitigung in Erzeugung und Transport.

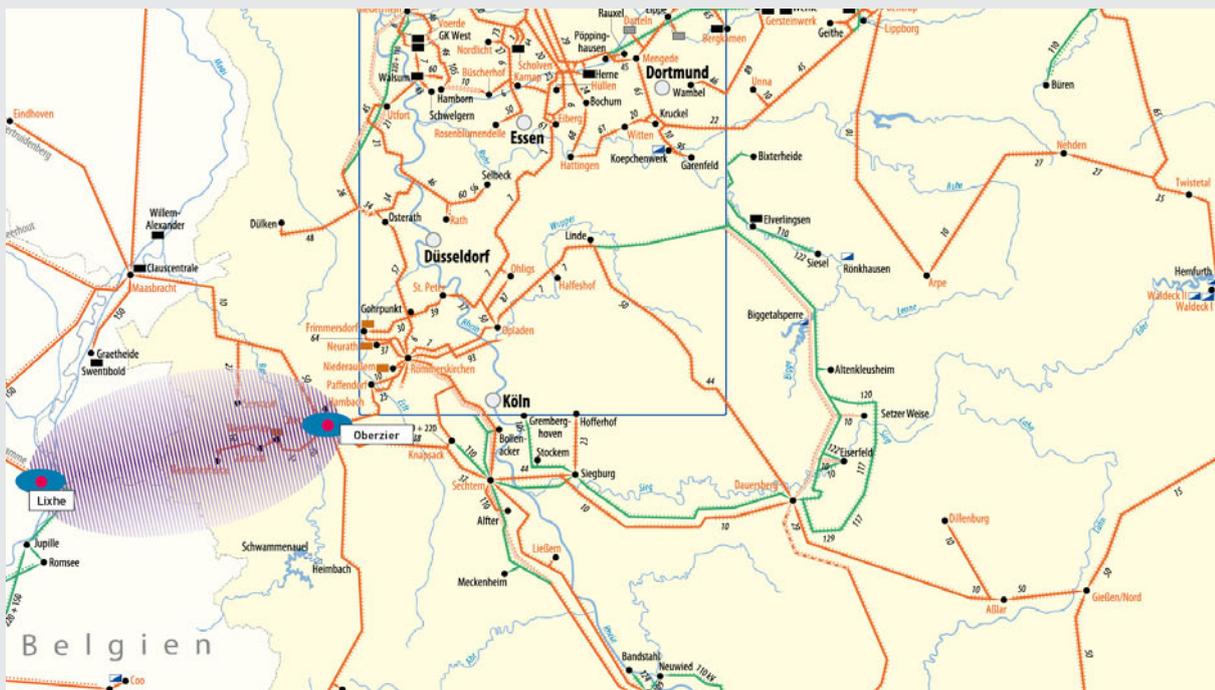
ERGEBNISSMASSNAHMEN

Für das Projekt wurden verschiedene Verbindungsalternativen aus technischer sowie genehmigungsrechtlicher Sicht untersucht.

Betrachtet wurden die Alternativen:

- Dahlem (DE) – Brume (BE),
- Verlautenheide (DE) – Lixhe (BE) und
- Oberzier (DE) – Lixhe (BE).

Die Untersuchungen ergaben, dass unter den bestehenden Rahmenbedingungen nur die Variante Oberzier (DE) – Lixhe (BE) für die Realisierung des Projektes in Frage kommt. Mit dieser Variante ist die geplante Transportkapazität realisierbar, sowie die Einbindung in das bestehende Netz in beiden Ländern möglich. Bedingt durch die projektspezifischen Randbedingungen wird die Verbindung als Erdkabel umgesetzt. In diesem Projekt entstehen dadurch entscheidende Vorteile bei der Integration in den öffentlichen Raum unter Berücksichtigung der Bündelung mit bestehender Infrastruktur.



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 98: Oberzier – Lixhe HGÜ-Verbindung	Netzausbau	ca. 45 km auf deutscher Seite (100 km insgesamt)	ca. 45 km auf deutscher Seite (100 km insgesamt)	X	X	X	X

P66: Trassenneubau: Netzausbau im Raum Wilhelmshaven (380-kV-Leitung Wilhelmshaven – Conneforde)

TenneT TSO

Beschreibung des geplanten Projekts

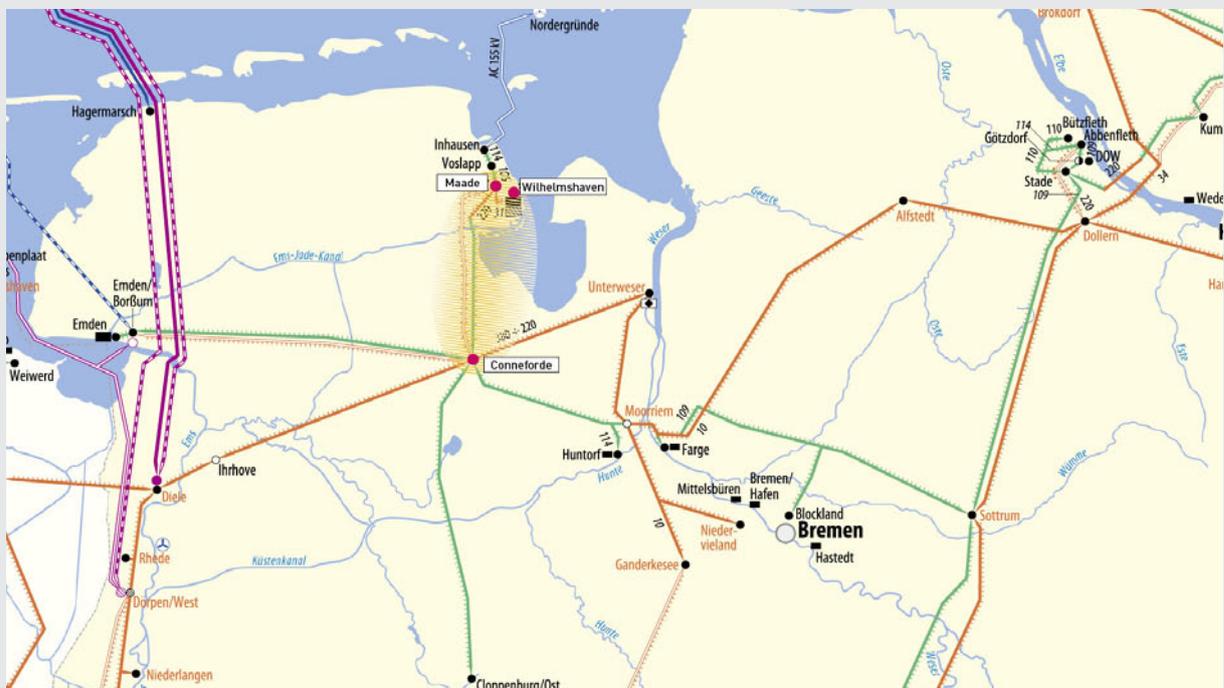
Das technische Ziel der Maßnahme ist die Anbindung eines bereits im Bau befindlichen Kraftwerksblockes im Raum Wilhelmshaven und die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Raum Wilhelmshaven und dem nächstgelegenen Netzknoten Conneforde.

Hierzu wird eine neue 380-kV-Schaltanlage im Raum Wilhelmshaven sowie eine neue 380-kV-Leitung zwischen dem Raum Wilhelmshaven und dem am nächsten gelegenen bestehenden 380-kV-Knoten in Conneforde errichtet. Im Raum Wilhelmshaven wird die neue 380-kV-Schaltanlage mittels zweier 380/220-kV-Transformatoren mit dem bestehenden 220-kV-Netz verbunden.

Für die Maßnahme wurde 2009 ein Investitionsbudgetantrag als Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 ARegV für die Einbindung in das nationale und internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Dieser Antrag (BK4-09-106) wurde von der Bundesnetzagentur positiv beschieden.

Begründung des geplanten Projekts

Die Maßnahme ist zur (n-1)-sicheren Anbindung des im Bau befindlichen Kraftwerkes notwendig. Des Weiteren kann mit Ihrer Hilfe mehr EEG-Einspeiseleistung aus dem Raum Wilhelmshaven Richtung Süden abtransportiert werden.



ERGEBNISMASSNAHMEN

Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Wilhelmshaven – Conneforde	Netzausbau	35 km	35 km	X	X	X	X

P67: Trassenoptimierung und -neubau: Erhöhung Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich**TenneT TSO****Beschreibung 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. In Bayern erfolgt der Anschluss im Netz der TenneT TSO an die bestehende 380-kV-Leitung Isar – Ottenhofen. Die Errichtung der 380-kV-Leitung Isar – St. Peter ist ein Projekt in Zusammenarbeit mit Austrian Power Grid (APG). TenneT TSO errichtet den Teilabschnitt bis zur österreichischen Grenze.

Für die Maßnahme wurde 2009 ein Investitionsbudgetantrag als Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 ARegV für die Einbindung in das nationale und internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Dieser Antrag (BK4-09-120) wurde von der Bundesnetzagentur positiv beschieden.

Begründung des geplanten Projekts

Die Übertragungskapazitäten der 220-kV-Leitungen zwischen Österreich und Deutschland sind in zunehmendem Maße komplett 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 Windenergie, sowie die Errichtung von zahlreichen neuen Pumpspeicherkraftwerken in Österreich. Das Zusammenspiel von Windenergieanlagen und Pumpspeicherkraftwerken bietet hohe energiewirtschaftliche Synergien. Dies lässt eine Zunahme der Austauschleistung zwischen Deutschland und Österreich erwarten.

Um die erhöhte Austauschleistung zu ermöglichen, wird eine neue 380-kV-Leitung vom Umspannwerk St. Peter (APG) bis zur bestehenden 380-kV-Leitung Isar – Ottenhofen errichtet. Auf der 380-kV-Leitung Isar – Ottenhofen wird ein zusätzliches 380-kV-System zubeseilt. An dieses wird die neue 380-kV-Leitung Isar – St. Peter so angeschlossen, dass jeweils eine 380-kV-Verbindung St. Peter – Isar und St. Peter – Ottenhofen entsteht. Da die neue 380-kV-Leitung Isar – St. Peter teilweise auf der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung Altheim – St. Peter errichtet wird bzw. von den Genehmigungsbehörden signalisiert wurde, dass der Rückbau der 220-kV-Leitung Voraussetzung für die Genehmigung der 380-kV-Leitung ist, müssen auch die Umspannwerke Simbach und Pirach auf 380 kV umgestellt und an die neue 380-kV-Leitung angeschlossen werden.

Das Umspannwerk Altheim verliert durch den Rückbau der 220-kV-Leitung Altheim – St. Peter die südliche Anbindung, durch die Maßnahme 380-kV-Neubau Ludersheim – Isar auf bestehender Trasse die übrig gebliebene 220-kV-Anbindung. Zur Weiteren Versorgung des Raumes Landshut wird daher eine 380-kV-Schaltanlage im Umspannwerk Altheim errichtet und an 380-kV-Netz angebunden.

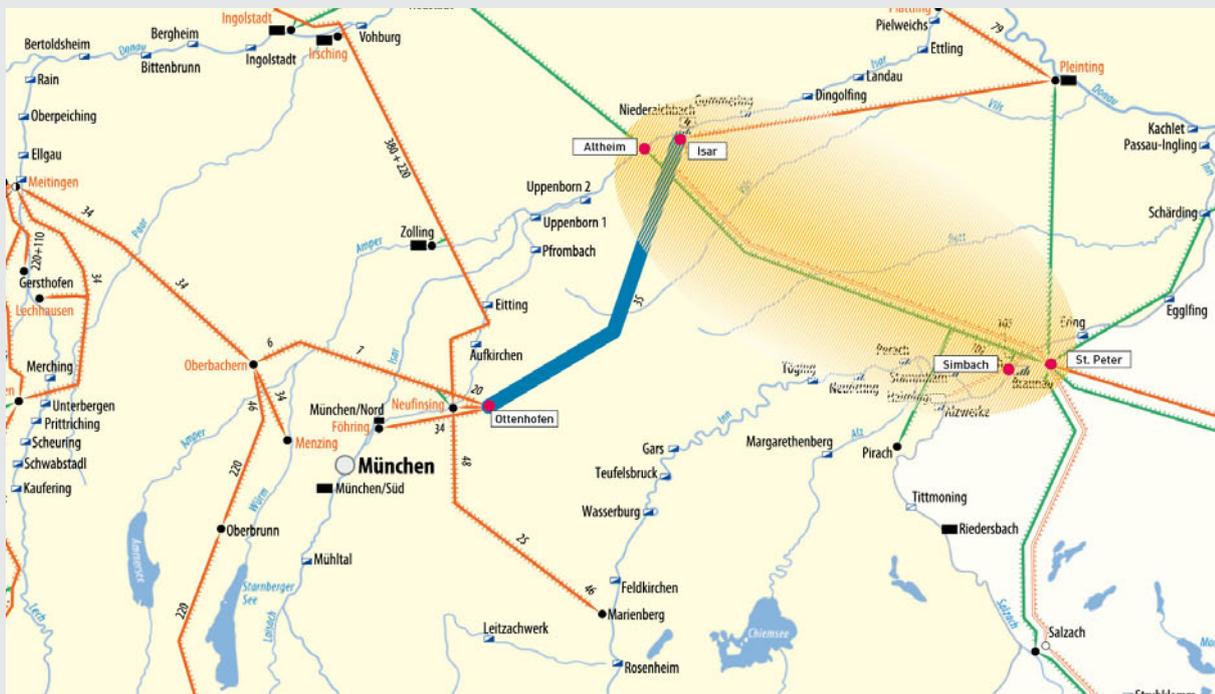
Die Notwendigkeit der 380-kV-Leitung Isar – St. Peter wird in der EWIS-Studie von 2010 nachgewiesen.⁶⁶

Diese Maßnahme wurde im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) dokumentiert.

Neben der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich ist das Maßnahmenpaket auch notwendig, um ein geplantes Erdgaskraftwerk im Raum Burghausen (Haiming) anzuschließen. Dieses Kraftwerk wird im NEP in den Szenarien B 2022, B 2032 und C 2022 berücksichtigt.

⁶⁶ European Wind Integration Study

ERGEBNISSMASSNAHMEN



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Abzweig Simbach	Netzausbau	1 km	1km	X	X	X	X
Bundesgrenze AT – Altheim	Netzausbau	78 km	78 km	X	X	X	X
Isar – Ottenhofen Zubeseilung	Netzverstärkung	60 km	0 km	X	X	X	X

P68: DC-Trassenneubau: Errichtung eines Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen(NORD.LINK)**TenneT TSO****Beschreibung des geplanten Projekts**

Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Errichtung einer direkten Verbindung zwischen Deutschland und Norwegen. Hierfür wird in Zusammenarbeit mit dem norwegischen Übertragungsnetzbetreiber Statnett eine Gleichstromverbindung zwischen Schleswig-Holstein (voraussichtlicher Netzanschlusspunkt: Umspannwerk Wilster) und Südnorwegen (voraussichtlicher Netzanschlusspunkt: Tonstad) errichtet.

Für die Maßnahme wurde 2011 ein Investitionsbudgetantrag als Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 ARegV für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG bei der Bundesnetzagentur eingereicht. Der Antrag (BK4-11-224) wurde noch nicht beschieden. Insbesondere sind die Investitionen vorgesehen für den Ausbau von Verbindungskapazitäten nach Artikel 6. Abs. 6 Buchstabe b der Verordnung (EG) NR 1228/2003 (§ 23 Abs. 1 Punkt 3 ARegV) sowie für die Errichtung von Hochspannungsgleichstrom-Übertragungssystemen zum Ausbau der Stromübertragungskapazitäten und für neue grenzüberschreitende Hochspannungsgleichstrom-Verbindungsleitungen, die im Rahmen der Ausbauplanung für einen effizienten Netzbetrieb erforderlich sind (§ 23 Abs. 1 Punkt 9 ARegV).

Die Gesamtlänge des Projekts beträgt ca. 600 km. Der erwartete Anteil auf deutscher Seite beträgt ca. 300 km.

Begründung des geplanten Projekts

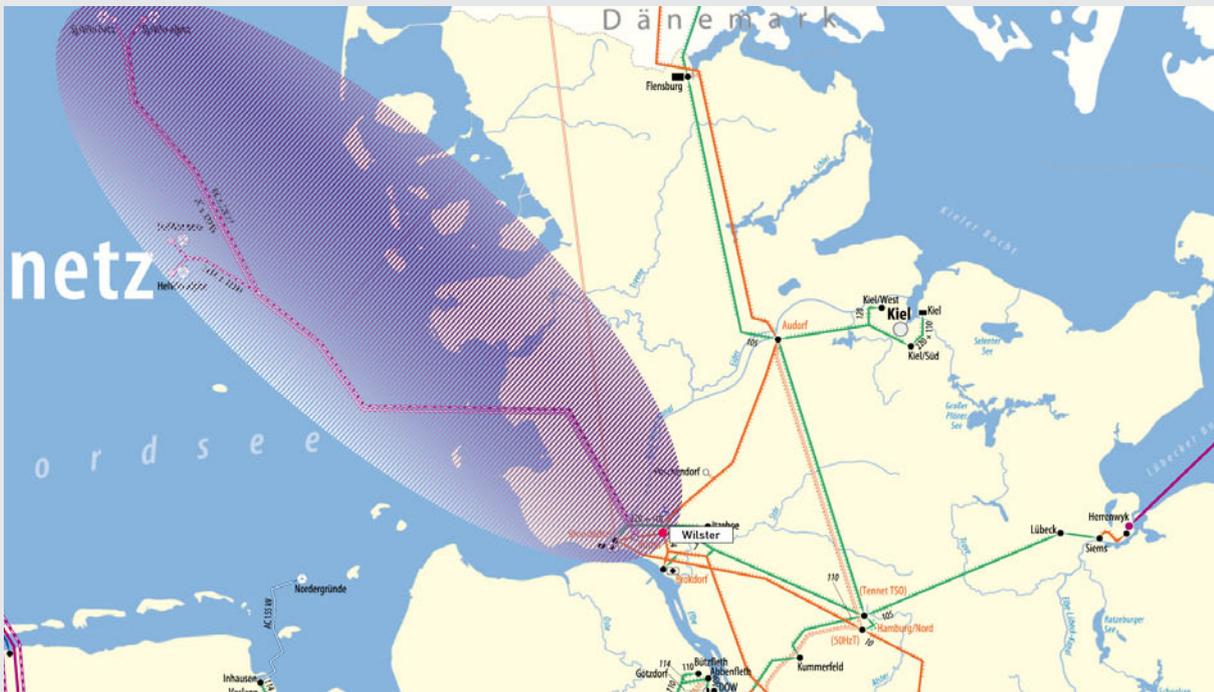
Bei dieser Maßnahme handelt es sich um ein Netzausbauprojekt mit überwiegendem Seekabelanteil. Gegenwärtig liegt hierzu noch kein Offshore-Netzplan vor. Die Maßnahme wurde in den Netzentwicklungsplan 2012 aufgenommen, da diese für die Umsetzung der Übertragungsaufgaben entsprechend dem Szenariorahmen bis 2022 notwendig ist.

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.

ERGEBNISMASSNAHMEN



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Interkonnektor Deutschland – Norwegen (NORD.LINK)	DC-Neubau (Offshore)	200 km	200 km	X	X	X	X
	DC-Neubau (Onshore)	100 km	100 km	X	X	X	X

P69: Trassenoptimierung: Neubau 380-kV-Schaltanlage Emden und 380-kV-Leitung Emden/Ost – Conneforde**TenneT TSO****Beschreibung des geplanten Projekts**

Das technische Ziel dieser Maßnahme ist die Schaffung eines Netzverknüpfungspunktes für den Anschluss von Offshore-Windparks in Niedersachsen.

Hierfür soll eine 380-kV-Schaltanlage im Raum Emden errichtet werden. Des Weiteren wird eine 380-kV-Leitung Emden – Conneforde errichtet. Der Leitungsneubau soll durch weitestgehende Nutzung der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung Emden/Borßum – Conneforde realisiert werden.

Die beschriebenen Maßnahmen sind Teil eines Maßnahmenpakets, für das 2011 bei der Bundesnetzagentur ein Investitionsbudgetantrag als Erweiterungsinvestition nach § 23 Abs. 1 ARegV für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG gestellt wurde. Der Antrag (BK4-11-227) wurde bisher noch nicht beschieden.

Begründung des geplanten Projekts

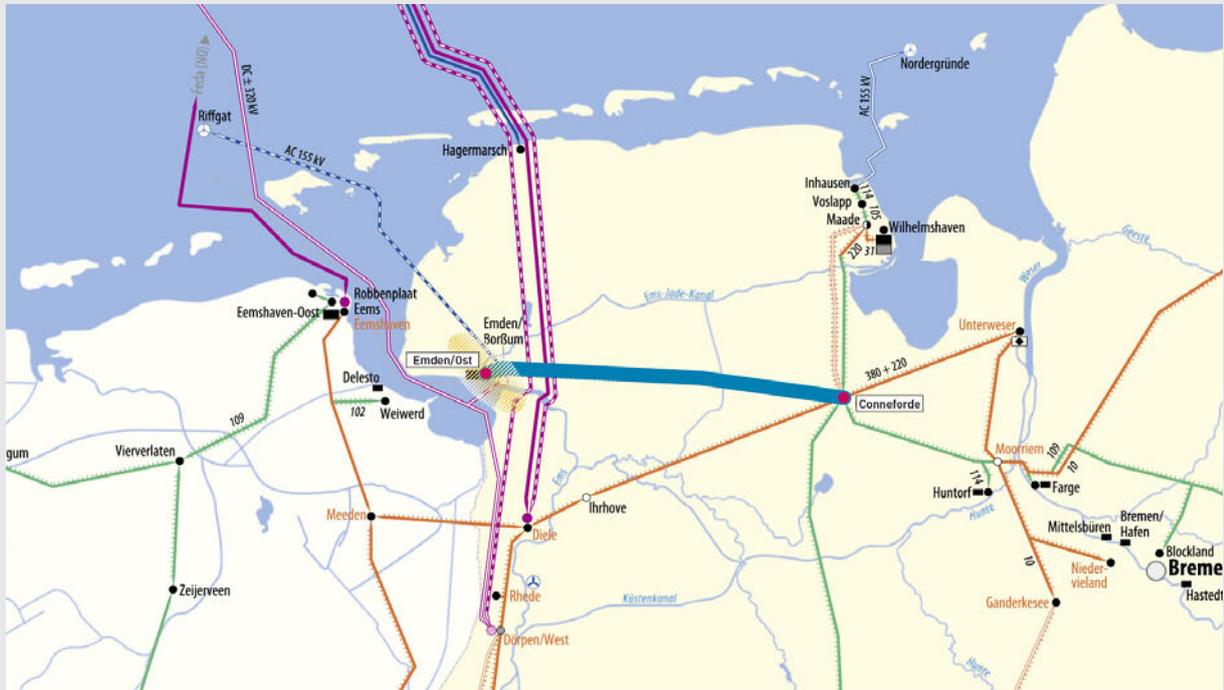
Auf Basis aller untersuchten Szenarien wird aufgrund des Zubaus von Offshore-Windenergieanlagen in der westlichen Nordsee die Schaffung eines Netzverknüpfungspunktes im nordwestlichen Niedersachsen notwendig. Mit den Umspannwerken in Diele und Dörpen/West wurden bereits an zwei Standorten Anschlussmöglichkeiten für Konverter-Anlagen zur Einspeisung von Leistungen aus Offshore-Windenergieparks geschaffen. Die Anschlusskapazitäten dieser Anlagen sind jedoch nicht ausreichend für die in den Szenarien angenommenen Leistungen für Offshore-Windparks. Daher ist die Schaffung eines weiteren Netzverknüpfungspunktes erforderlich.

Zudem wird im Raum Emden/Oldenburg ein wesentlicher Anstieg der Einspeiseleistung von Onshore-EEG-Anlagen angenommen. Dadurch wird eine Erhöhung der Transportkapazität im Höchstspannungsnetz zwischen Emden, Conneforde und weiter in die west- bzw. süddeutschen Lastschwerpunkte erforderlich. Daher werden verschiedene Möglichkeiten untersucht, die Leistung entsprechend zu transportieren.

Die Übertragungskapazität der vorhandenen 220-kV-Freileitung Emden – Conneforde ist nicht ausreichend. Die Aufnahme und Übertragung der geplanten zusätzlichen Erzeugungsleistung aus On- und Offshore-Windenergieanlagen ist technisch nicht möglich, da dadurch die Übertragungsfähigkeit der vorhandenen Leitung mehrfach überschritten wird. Daher besteht die Notwendigkeit der Schaffung von zusätzlichen Transportkapazitäten zwischen Emden und Conneforde. Diese werden durch den Neubau einer 380-kV-Leitung unter weitestgehender Nutzung der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung Emden – Conneforde realisiert. Nach derzeitigem Planungsstand bestehen in der vorhandenen 380-kV-Schaltanlage Conneforde keine ausreichenden Erweiterungsmöglichkeiten für den Anschluss zusätzlicher Leitungen. Dies macht voraussichtlich die Errichtung einer zusätzlichen 380-kV-Schaltanlage notwendig.

Die Maßnahmen zur Weiterleitung der Windenergie in die west- bzw. süddeutschen Lastschwerpunkte wurden im Rahmen der Untersuchungen zum Netzentwicklungsplan ermittelt (siehe Kapitel 6).

ERGEBNISMASSNAHMEN



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Emden/Ost - Conneforde/Süd	Netzverstärkung	60 km	0 km	X	X	X	X

ERGEBNISMASSNAHMEN

Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Birkenfeld – Mast 115A	Netzausbau	15 km	15 km	X	X	X	X

P 71: Trassenoptimierung und -neubau: Netzerweiterung zwischen Audorf und Göhl

TenneT TSO

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält folgende Maßnahmen:

- Maßnahme Nr. 46: Audorf – Kiel
Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Audorf und Kiel erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehende Schaltanlage in Audorf ertüchtigt und die beiden in Kiel an gleicher Stelle neu errichtet werden.
- Maßnahme Nr. 47: Kiel – Göhl
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Kiel und Göhl erforderlich. Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen die 380-kV-Schaltanlagen Kiel an gleicher Stelle und Göhl komplett neu errichtet werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum Schleswig-Holstein sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Bereits jetzt kommt es zu Engpässen im Netz. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und zukunftsorientiert. Ohne den Neubau werden das 110-kV-Netz und die Transformatoren bereits im Grundfall überlastet werden. Die aktuell vorhandene 380-kV-Netzstruktur wäre ohne den hier aufgeführten Zubau nicht mehr (n-1)-sicher.



ERGEBNISMASSNAHMEN

Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 46: Audorf – Kiel 380-kV-Neubau in bestehender Trasse	Netzverstärkung	35 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 47: Kiel – Göhl 380-kV-Neubau	Netzausbau	60 km	60 km	X	X	X	X

P 72: Trassenoptimierung und –neubau: Netzerweiterung zwischen Göhl und Kaltenkirchen**TenneT TSO****Beschreibung des geplanten Projekts**

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält folgende Maßnahmen:

- **Maßnahme Nr. 48: Göhl – Siems**
Im Rahmen der Maßnahme ist der Neubau einer 380-kV-Leitung zwischen Göhl und Siems erforderlich. Zum Anschluss der Leitung und der notwendigen Transformatoren müssen die 380-kV-Schaltanlagen Göhl neu errichtet und Siems erweitert werden.
- **Maßnahme Nr. 49: Siems – Lübeck**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Siems und Lübeck erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehenden Schaltanlagen Siems ertüchtigt bzw. Lübeck an gleicher Stelle neu errichtet werden.
- **Maßnahme Nr. 50: Lübeck – Kaltenkirchen**
Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Lübeck und Hamburg/Nord erforderlich. Zum Anschluss der Leitung muss die bestehenden Schaltanlagen Lübeck neu errichtet werden. Die 220-kV-Leitung Lübeck – Hamburg/Nord muss von Hamburg-Nord in den Raum Kaltenkirchen verschwenkt bzw. verlängert werden und eine 380-kV-Schaltanlage im Raum Kaltenkirchen komplett neu errichtet werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum Schleswig-Holstein sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Bereits jetzt kommt es zu Engpässen im Netz. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und zukunftsorientiert. Ohne den Neubau werden das 110-kV-Netz und die Transformatoren bereits im Grundfall überlastet werden. Die aktuell vorhandene 380-kV-Netzstruktur wäre ohne den hier aufgeführten Zubau nicht mehr (n-1)-sicher.

ERGEBNISMASSNAHMEN



Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 48: Göhl – Siems 380-kV-Neubau	Netzausbau	50 km	50 km	X	X	X	X
Nr. 49: Siems – Lübeck	Netzverstärkung	10 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 50: Lübeck – Kaltenkirchen	Netzverstärkung	50 km	0 km	X	X	X	X

P 73: Trassenoptimierung und -neubau: Netzerweiterung zwischen Brunsbüttel und Kaltenkirchen

TenneT TSO

Beschreibung des geplanten Projekts

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und von Schleswig-Holstein nach Süden und enthält folgende Maßnahmen:

- Maßnahme Nr. 67: Brunsbüttel – Itzehoe
Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Brunsbüttel und Itzehoe erforderlich. Zum Anschluss der Leitung müssen die bestehenden Schaltanlagen Brunsbüttel ertüchtigt bzw. Itzehoe an gleicher Stelle neu errichtet werden.
- Maßnahme Nr. 68: Itzehoe – Kaltenkirchen
Im Rahmen dieser Maßnahme ist ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Itzehoe und Hamburg/Nord erforderlich. Zum Anschluss der Leitung muss die bestehenden Schaltanlagen Itzehoe neu errichtet werden. Die 220-kV-Leitung Itzehoe/West – Hamburg/Nord muss von Hamburg/Nord in den Raum Kaltenkirchen verschwenkt bzw. verlängert werden und eine 380-kV-Schaltanlage im Raum Kaltenkirchen komplett neu errichtet werden. Der Abzweig nach Brokdorf muss zur (n-2)-sicheren Versorgung des Kernkraftwerkes Brokdorf mit umgestellt werden.

Begründung des geplanten Projekts

Aufgrund des prognostizierten starken Anstiegs erneuerbarer Energien im Raum Schleswig-Holstein sind die bestehende 110-kV-Netzstruktur und die vorhandenen Transformatoren nicht mehr ausreichend, um die Energie abtransportieren zu können. Bereits jetzt kommt es zu Engpässen im Netz. Die Ertüchtigung der 110-kV-Netzstruktur ist aufgrund der erwarteten Prognose nicht mehr bedarfsgerecht und zukunftsorientiert. Ohne den Neubau werden das 110-kV-Netz und die Transformatoren bereits im Grundfall überlastet werden. Die aktuell vorhandene 380-kV-Netzstruktur wäre ohne den hier aufgeführten Zubau nicht mehr (n-1)-sicher.



ERGEBNISMASSNAHMEN

Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 67: Brunsbüttel – Itzehoe	Netzverstärkung	16 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 68: Itzehoe – Kaltenkirchen	Netzverstärkung	55 km	0 km	X	X	X	X

P74: Trassenoptimierung: Netzverstärkung Bayerisch-Schwaben

Amprion

Beschreibung des geplanten Projekts

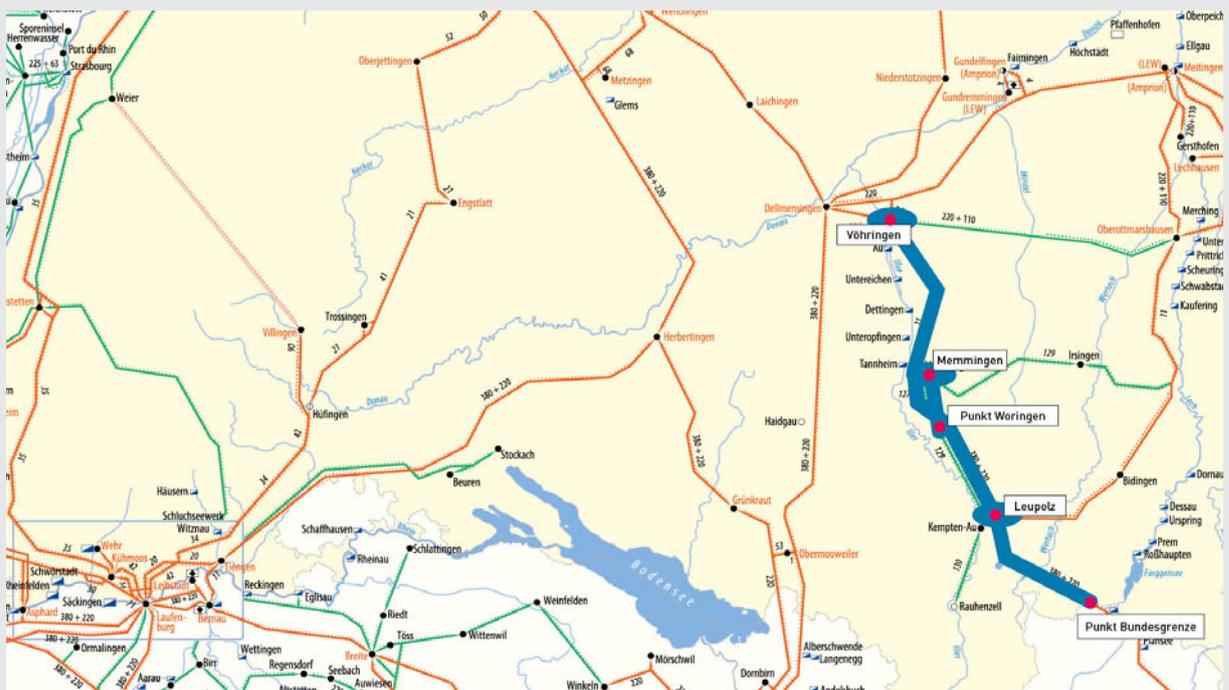
Das Projekt zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Bayerisch-Schwaben enthält folgende Maßnahmen:

- Maßnahme Nr. 96: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze
Zwischen der 380-kV-Anlage Vöhringen und der Grenze zu Österreich (Punkt Bundesgrenze) wird auf einer bestehenden 380-kV-Leitung eine Stromkreisaufgabe/Umbeseilung mit Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV durchgeführt. Hierdurch wird eine deutlich erhöhte Übertragungskapazität realisiert.
- Maßnahme Nr. 97: Punkt Woringen – Memmingen
Zwischen dem Punkt Woringen und der Anlage Memmingen wird in bestehender 220-kV-Trasse eine neue 380-kV-Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet.

Im Rahmen des Projekts wird eine neue 380-kV-Anlage Memmingen errichtet und über die Maßnahme Nr. 97 an das 380-kV-Netz angeschlossen. Das 220-kV-Netz in Bayerisch-Schwaben wird auf 380 kV umgestellt. Die heutigen 380-kV-Anlagen Leupolz werden bedarfsgerecht erweitert.

Begründung des geplanten Projekts

Das in diesem Netzgebiet bestehende 380-kV-Netz und insbesondere die grenzüberschreitenden Leitungen zwischen Deutschland und Österreich werden durch dieses Projekt wesentlich entlastet und somit die Verbindung des deutschen mit dem österreichischen Transportnetz gestärkt. Die Netzerweiterungen wurden mit den betroffenen Netzbetreibern (VNB, ÜNB) bereits weitgehend abgestimmt. Im Ten Year Network Development Plan (TYNDP) wurden die Maßnahmen dokumentiert.



ERGEBNISMASSNAHMEN

Maßnahme	NOVA	Trassenlänge	Zusätzl. Trassenneubau	Szenario			
				A 2022	B 2022	B 2032	C 2022
Nr. 96: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze Umbeseilung	Netzverstärkung	110 km	0 km	X	X	X	X
Nr. 97: Punkt Woringen – Memmingen	Netzverstärkung	4 km	0 km	X	X	X	X

Ergänzung hinsichtlich Erweiterung bestehender bzw. Neubau von Umspannwerken in der Regelzone von 50Hertz zur EE-Aufnahme

Neben den bereits im Berichtsentwurf des NEP ausgewiesenen Maßnahmen zur Erweiterung bestehender und zum Neubau von Umspannwerken wurden im Rahmen der Konsultation sowie als Ergebnis der netzplanerischen Kooperation zwischen 50Hertz und den Verteilungsnetzbetreibern der Regelzone weitere Maßnahmen zur Erhöhung der 380/110-kV-Transformatorenkapazität für die Aufnahme und den Abtransport der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien identifiziert. Im Einzelnen handelt es sich dabei um Maßnahmen des Ausbaus bzw. der Erweiterung in bestehenden Umspannwerksstandorten, die im Folgenden aufgezählt werden:

- Güstrow, Lubmin und Bentwisch in Mecklenburg-Vorpommern sowie
- Perleberg, Wustermark und Schönwalde in Brandenburg.

Zudem sind folgende Umspannwerksstandorte mit 380/110-kV-Transformatorenkapazität neu zu errichten:

- Altentreptow, Pasewalk/Nord und Jördenstorf in Mecklenburg-Vorpommern,
- Beetzsee Nord, Mildenberg/Gransee, Heinersdorf, Freyenstein/Putlitz, Grüntal, Ossendorf und Seddin in Brandenburg,
- Jessen/Nord und Querfurt in Sachsen-Anhalt,
- Ebenheim und Ebeleben in Thüringen.

9.2 VORGEHENSWEISE ZUR BESTIMMUNG DER KORRIDORLÄNGEN

Nach der netzplanerischen Festlegung der notwendigen Anfangs- und Endpunkte der ermittelten HGÜ-Strecken im Netzentwicklungsplan wurde die längste Korridorausdehnung aus allen Szenarien bestimmt. Die kürzeste Entfernung zwischen diesen Punkten wurde ermittelt. Von dieser so entstehenden virtuellen Geraden werden die Zwischenstandorte von notwendigen Konverterstationen ebenfalls mittels virtueller Geraden verbunden.

Da die Verbindung der verschiedenen Standorte in der Realität aufgrund örtlicher Gegebenheiten nicht auf der Luftlinie erfolgen kann, werden die sich so ergebenden Entfernungen mit einem sogenannten Umwegfaktor multipliziert. Im Netzentwicklungsplan beträgt dieser Faktor 1,3.

Um die Leitungslänge zu ermitteln wurde die Summe aller Abschnitte aller HGÜ eines Korridors (max. 6 GW) bestimmt.

Bei Addition der Längen z. B. für den Korridor C ergeben sich max. Leitungslängen von 1.040 km und 1.010 km. Da diese Leitungen aber größtenteils in gleicher Trasse verlaufen können, ergibt sich nach der Logik lediglich eine Korridorlänge von 1.150 km (siehe Abbildung 2). Die Korridorlänge ist die Summe aller Abschnitte der im Szenario erforderlichen HGÜ.

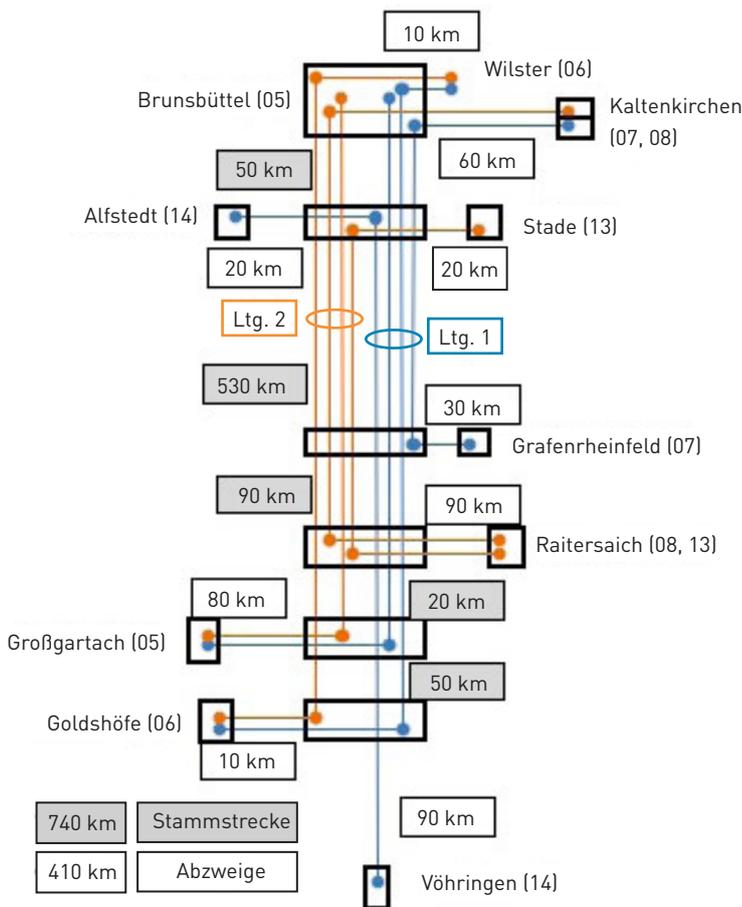


Abbildung 1

HGÜ-Korridore in Szenarien A, B und C 2022										
HGÜ 05a	HGÜ 06a	HGÜ 07	Ltg. 1	Korridor A 2022 B 2022	HGÜ 05b	HGÜ 06b	HGÜ 08	Ltg. 2	Korridor C 2022	
	10		10	10		10		10	10	
		60	60	60			60	60	60	
50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	
		30	30	30				0	30	
90	90		90	90	90	90	90	90	90	
							90	90	90	
20	20		20	20	20	20		20	20	
80	80		80	80	80	80		80	80	
	50		50	50		50		50	50	
	10		10	10		10		10	10	
770	840	670	930	930	770	830	820	990	1020	
Leitungslänge in Sz. C 2022:							1920 km			

HGÜ-Korridor in Szenario B 2032 (Längen in km)											
HGÜ 05a	HGÜ 06a	HGÜ 07	HGÜ 14	B 2032 Ltg. 1	HGÜ 05b	HGÜ 06b	HGÜ 08	HGÜ 13	B 2032 Ltg. 2	Korridor B 2032	
	10			10		10			10	10	
		60		60			60		60	60	
				0				20	20	20	
			20	20					0	20	
50	50	50		50	50	50	50		50	50	
530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	
		30		30					0	30	
90	90		90	90	90	90	90	90	90	90	
				0			90	90	90	90	
20	20			20	20	20			20	20	
80	80		80	80	80	80			80	80	
	50		50	50		50			50	50	
	10			10					0	10	
			90	90		10			10	90	
770	840	670	860	1040	770	830	820	730	1010	1150	
Leitungslänge in Sz. B 2032:							2050 km				

Abbildung 2

KOSTENSCHÄTZUNGEN

9.3 KOSTENSCHÄTZUNGEN

Anlage/Anlagenteil	Maßnahme	Investitions- kosten	Einheit	Bemerkung
AC-FREILEITUNGEN				
	220-kV-Stromkreis- aufgabe/Umbeseilung	0,15	Mio. €/km	auf Bestandsleitung pro Stromkreis
	380-kV-Stromkreis- aufgabe/Umbeseilung	0,20	Mio. €/km	auf Bestandsleitung pro Stromkreis
	380-kV-Neubau in bestehender Trasse Doppelleitung	1,40	Mio. €/km	auf Bestandstrasse 220 oder 380 kV, Hochstrom
	380-kV-Neubau Doppelleitung	1,40	Mio. €/km	Neubautrasse, Hochstrom
DC-FREILEITUNGEN				
	Neubau DC- Freileitung*	1,40	Mio. €/km	Neubautrasse mit 1,3 bzw. 2,0 GW/Stromkreis
	Umstellung Freileitung AC → DC	0,20	Mio. €/km	AC-Bestandsleitung, Stromkreisaufgabe DC (Nachbeseilung)
AC-STATIONEN				
	380-kV-Schaltfeld Leitung	4,00	Mio. €/SF	pauschal inkl. Kosten für Anlagenanpassung/-erweiterung, etc.
	380-kV-Schaltfeld Kom- pensationsanlage	2,00	Mio. €/SF	kein Ansatz von Kosten für Anlagenanpassung/-erweiterung, etc.
	380/110-kV-Transforma- tor 300 MVA	6,50	Mio. €/Trafo	pauschal inkl. Kosten für Nebenanlagen sowie H6S- u. HS-SF
DC-STATIONEN				
	DC-Konverterstation	0,13	Mio. €/MW	pro Konverterstation inkl. Kosten des/der AC-Anschluss-SF
KOMPENSATIONSANLAGEN				
	380-kV-MSCDN	1,40	Mio. €/Stück	100 Mvar schaltbarer Kondensator (ohne SF)
	380-kV-SVC	3,20	Mio. €/Stück	100 Mvar regelbare Kompensation (ohne SF)
	380-kV-Kompensati- onsspule	1,30	Mio. €/Stück	100 Mvar Drosselspule (ohne SF)
380/110-KV- TRANSFORMATOREN				
	300 MVA	6,50	Mio. €/Stück	

Hinweis:

Für die Startnetzmaßnahmen werden im Grundsatz die bewilligten Investitionsbudgets (BNetzA-Genehmigung) angesetzt.

* DC-Freileitungen werden ausführungstechnisch und kalkulatorisch wie Drehstrom-Doppelfreileitungen angesetzt. Eine solche DC-Freileitung kann je nach Ausbaustufe bis zu 3 bipolare Stromkreise mit je 1,3 bzw. 2,0 GW/ Stromkreis aufnehmen (entspricht in der Anzahl der Leiterseile 2 AC-Stromkreisen).

Alle Netzmaßnahmen wurden in Freileitungstechnik kalkuliert.

9.4 GLOSSAR

A

ACER

„Agency for the Cooperation of Energy Regulators“, ist die europäische Regulierungsagentur. Sie hat vor allem eine koordinierende und beratende Funktion. Eine ihrer Hauptaufgaben besteht in der Ausarbeitung von nicht bindenden Rahmenleitlinien, auf deren Basis -> ENTSO-E die Netzkodizes entwickelt. Die Koordination von Investitionen und Infrastrukturmaßnahmen sowie die Überwachung der Funktionsfähigkeit des europäischen Elektrizitäts- und Gassektors gehören ebenfalls zu ihren Aufgaben.

Anschluss in HGÜ-Technik

Von jedem Windpark führt ein Seekabel zu einer Plattform mit einem Umspannwerk. Von hier aus wird der in den Windkraftanlagen produzierte Strom in Gleichstrom umgewandelt und per Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung (-> HGÜ) durchs Meer und über Land zum nächstgelegenen Einspeisepunkt an Land – einem Umspannwerk – transportiert.

Asynchronmaschine

Eine Drehstrom-Asynchronmaschine, auch Drehstrom-Induktionsmaschine genannt, kann entweder als Motor oder als Generator verwendet werden. Sie besitzt einen passiven Läufer, der entweder ständig (Kurzschlussläufer, Käfigläufer) oder fallweise kurzgeschlossen wird (Schleifringläufer). Beim Einsatz als Generator kann der Läufer dieser Asynchronmaschine auch mit einer abweichenden Frequenz erregt werden (doppelt gespeiste Asynchronmaschine). Asynchronmaschinen haben einen einfachen Aufbau und können vielseitig eingesetzt werden.

Ausgleichsvorgänge

Ausgleichsvorgänge sind eine Eigenschaft des Systems. Sie treten beim Übergang von einem Systemzustand in einen neuen Systemzustand auf, etwa aufgrund von Änderungen von Lasten, Einspeisungen oder der Netztopologie. Solange hierbei keine Grenzwertverletzungen auftreten und der Ausgleichsvorgang hinreichend schnell abklingt, ist der Systembetrieb als Ganzes nicht beeinträchtigt.

B

Betriebsführung

Zur Betriebsführung als Systemdienstleistung zählen alle Aufgaben des Netzbetreibers im Rahmen des koordinierten Einsatzes der Kraftwerke (z.B. für die Frequenzhaltung) und der Netzführung sowie des nationalen/internationalen Verbundbetriebes durch zentrale, jeweils eigenverantwortliche Leitstellen. Weiterhin werden ihr alle Maßnahmen zur Schaffung und zum Unterhalt der notwendigen Voraussetzungen für Zählung und Verrechnung aller erbrachten Leistungen zugerechnet.

Bilanzkreise

Elektrische Energie ist im Allgemeinen nicht speicherbar. Deshalb muss zwischen Einspeisung und Verbrauch in jedem Augenblick eine ausgeglichene Bilanz bestehen. Ein Bilanzkreis besteht aus einer beliebigen Anzahl von Einspeise- (Kraftwerke) und Entnahmestellen (Kunden) in einer Regelzone. Der jeweilige Bilanzkreis ist für eine jederzeit ausgeglichene Leistungsbilanz verantwortlich – saldiert über all seine Einspeise- und Entnahmestellen, gegebenenfalls auch unter Berücksichtigung von Fahrplanlieferungen aus anderen Bilanzkreisen. Auftretende Differenzen zwischen Einspeisung und Entnahme werden vom Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen und dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt.

Blindleistung

Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen (z.B. in Motoren, Transformatoren) oder elektrischen Feldern (z.B. in Kondensatoren) benötigt wird, die aber nicht wie Wirkleistung nutzbar ist.

Blindleistungskompensation

Eine Anlage zur Kompensation von Blindleistung in elektrischen Energieübertragungsnetzen; die Bezeichnung „statisch“ drückt aus, dass die Kompensation ohne Einsatz von rotierenden Maschinen wie den Synchronmaschinen erfolgt. Darüber hinaus gibt es noch verschiedene Arten der Ansteuerung dieser einzusetzenden Blindleistung (schaltbare, variable und feste Blindleistungskompensation).

Brutto-Leistung

Die Brutto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die abgegebene Leistung an den Anschlussklemmen des Generators.

C

Common Mode-Fehler

Der Common Mode-Fehler ist der zeitgleiche Ausfall mehrerer Komponenten (Netzbetriebsmittel und Erzeugungseinheiten) aufgrund derselben Ursache.

D

Dauerleistung

Die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit ist die höchste Leistung, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und ihre Lebensdauer (Betriebszeit) und Sicherheit nicht beeinträchtigt. Die Dauerleistung kann beispielsweise mit den Jahreszeiten (z. B. aufgrund der Kühlwasserbedingungen) schwanken.

Drehstrom

Als Dreiphasenwechselstrom – je nach Bezug auch als Dreiphasenwechselspannung, Kraftstrom, Starkstrom oder umgangssprachlich auch als Drehstrom bezeichnet – wird in der Elektrotechnik eine Form von Mehrphasenwechselstrom benannt, die aus drei einzelnen Wechselströmen oder Wechselspannungen gleicher Frequenz besteht, welche zueinander eine feste Phasenverschiebung von 120° aufweisen.

E

Einspeise- bzw. Entnahmepunkt

Einspeise- bzw. Entnahmepunkte sind die Netzanschlusspunkte im Netz, an denen elektrische Energie eingespeist bzw. entnommen wird.

Elektrische Energie, elektrische Arbeit

Als elektrische Energie bezeichnet man Energie, die mittels der Elektrizität übertragen oder in elektrischen Feldern gespeichert wird. Bei der Übertragung von Energie mithilfe der Elektrizität spricht man auch von elektrischer Arbeit.

Elektrische Leistung

Elektrische Leistung im physikalischen Sinne als Produkt von Strom und Spannung ist ein Momentanwert. Bei Angabe von Momentanwerten ist der Zeitpunkt (Datum und Uhrzeit) anzugeben. In der Elektrizitätswirtschaft werden neben Momentanwerten auch mittlere Leistungen für definierte Zeitspannen (Messzeiten, z. B. ¼ h bzw. 1 h) verwendet. Leistung ist dann der Quotient aus der in einer Zeitspanne geleisteten Arbeit W und derselben Zeitspanne T ; $P = W/T$.

Elektrizitätsversorgungsnetz

Das Netz der Elektrizitätsversorgung ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie. Es kann zur Abgrenzung u. a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen benannt werden. Häufig werden einheitliche Nennspannung und Stromart (Gleichstrom oder Wechsel-/Drehstrom) als zusätzliche Kriterien für die Abgrenzung eines Netzes verwendet.

Elektrizitätsversorgungssystem

Ein Elektrizitätsversorgungssystem ist eine nach technischen, wirtschaftlichen oder sonstigen Kriterien abgrenzbare funktionale Einheit innerhalb der Elektrizitätswirtschaft.

Elektrizitäts-Versorgungsunternehmen (EVU)

Elektrizitäts-Versorgungsunternehmen (EVU) im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes sind ohne Rücksicht auf Rechtsform und Eigentumsverhältnisse alle Unternehmen und Betriebe, die andere mit elektrischer Energie versorgen. Unternehmen und Betriebe, welche nur teilweise oder im Nebenbetrieb allgemeine (öffentliche) Elektrizitätsversorgung betreiben, gelten insoweit als EVU.

ENTSO-E

„European Transmission System Operators for Electricity“, ist der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität. Der Verband umfasst 41 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus 34 Ländern und existiert seit Dezember 2008. Die Hauptaufgaben sind die Festlegung gemeinsamer Sicherheitsstandards und die Veröffentlichung eines Jahresplanes zur Netzentwicklung. Des Weiteren entwickelt ENTSO-E kommerzielle und technische Netzkodizes, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes zu gewährleisten und die Energieeffizienz sicherzustellen. Mitte 2009 haben die früheren Verbände ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL, UCTE und UKTSOA ihre Aktivitäten an ENTSO-E übergeben. <https://www.entsoe.eu>

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das „Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) wurde erstmals zum 1. April 2000 eingeführt. Das EEG schreibt die Aufnahme und Vergütung von regenerativ erzeugtem Strom aus Wasserkraft, Windkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Photovoltaik durch den örtlichen Netzbetreiber vor. Das EEG verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu einem Belastungsausgleich der eingespeisten Strommengen und der Vergütungen untereinander. Im Ergebnis vermarkten die ÜNB den EEG-Strom an einer Strombörse. Die daraus erzielten Einnahmen sowie die Einnahmen aus der EEG-Umlage dienen zur Deckung der Ausgaben (im Wesentlichen die Vergütungszahlungen). Die EEG-Umlage wird durch die Stromlieferanten vom Letztverbraucher erhoben und an die ÜNB weitergeleitet.

Erzeugungseinheit

Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, ein Sammelschienenkraftwerk, eine GuD-Anlage, den Maschinensatz eines Wasserkraftwerkes, einen Brennstoffzellenstapel oder um ein Solarmodul handeln.

F**Fahrplan**

Ein Fahrplan (bei Verwendung als Austauschfahrplan zwischen Bilanzkreisen) gibt für jede Viertelstunde innerhalb der Dauer einer entsprechenden Übertragung an, wie viel Leistung zwischen Bilanzkreisen ausgetauscht bzw. am Einspeise- bzw. Entnahmepunkt eingespeist/entnommen wird.

Frequenzhaltung

Die Frequenzhaltung bezeichnet die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme (Wirkleistungsregelung) und erfolgt durch die Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung von Minutenreserve in den Kraftwerken.

G

Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD)

Ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) ist eine Elektrizitätserzeugungseinheit (-> Erzeugungseinheit), bestehend aus einer Gasturbinen-Generator-Einheit, deren Abgase in einem Abhitzeessel (mit oder ohne Zusatzbrenner) Dampf erzeugen, mit dem in einer Dampfturbinen-Generatoreinheit zusätzlich Strom erzeugt wird.

Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-G)

Am 18. Mai 2000 wurde das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-G) erstmals eingeführt. Netzbetreiber sind nach dem KWK-G verpflichtet, Strom aus bestehenden KWK-Anlagen zu vergüten und unter bestimmten Bedingungen abzunehmen. Zusätzlich regelt das KWK-G die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen, indem es die Netzbetreiber zur Zuschlagszahlung für realisierte Wärmenetzprojekte verpflichtet.

Die Übertragungsnetzbetreiber führen einen finanziellen Belastungsausgleich über die vergüteten KWK-Zuschläge untereinander durch, der zu einer bundesweiten Vergleichmäßigung der Zahlungen aus dem KWK-G führt. Die Netzbetreiber können die Belastungen aus dem KWK-G auf die Netznutzungsentgelte umlegen.

GIS-Bauweise

Eine spezielle, für Schaltanlagen entwickelte gasisolierte Bauweise. Diese Bauweise reduziert das Volumen der Schaltanlage und erreicht so eine wesentlich kleinere Aufstellfläche. Dadurch ist die Schaltanlage für Installationen bei begrenztem Platz geeignet.

Gleichstrom

Als Gleichstrom wird ein elektrischer Strom bezeichnet, dessen Stärke und Richtung sich nicht ändert.

Grundlast

Grundlast ist der während einer Zeitspanne (z. B. Tag, Monat, Jahr) gleichbleibende Teil der Belastung einer Verbrauchseinrichtung oder der Gesamtbelastung eines Netzes.

H

HGÜ

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (100 – 1.000 kV) über sehr große Distanzen. Oft zu finden ist das Kürzel DC („direct current“). Für die Einspeisung ins herkömmliche Stromnetz sind Hochspannungswechselrichter erforderlich, die Umwandlung geschieht in Umspann- und Schaltanlagen.

I

Impedanz

Die Impedanz, auch Wechselstromwiderstand, gibt das Verhältnis von elektrischer Spannung an einem Verbraucher (Bauelement, Leitung usw.) zu aufgenommenem Strom an. Diese physikalische Größe wird im Allgemeinen vorteilhaft als komplexwertige Funktion der Frequenz angegeben.

Interkonnektor

Eine Höchstspannungs-Übertragungsleitung zwischen zwei Staaten wird als Interkonnektor bezeichnet.

IPP (Independent Power Producer)

Ein IPP (Independent Power Producer = unabhängiger Stromerzeuger) ist ein Kraftwerksbetreiber ohne eigenes Netz und Arbeitsgebiet.

Ist-Netz, Startnetz

Als Berechnungsgrundlage für die Netzplanung wird ein Startnetz zugrunde gelegt. Das Startnetz wurde im Anschluss an die Konsultation angepasst (siehe Kapitel 5.1) und besteht aus den folgenden Netzprojekten:

- dem heutigen Netz (Ist-Netz),
- den EnLAG-Maßnahmen,
- den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellte Vorhaben, teilweise bereits in Bau).

J

Jahreshöchstlast

Die Jahreshöchstlast ist der innerhalb eines Jahres in einem Netz auftretende maximale Bedarf an elektrischer Leistung.

K

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung spricht man von einem speziellen Wärmekraftwerk, in welchem die Dampferzeugung der Kessel mittels Turbogeneratoren zur Elektrizitätserzeugung herangezogen wird, wobei jedoch auch eine Dampfernahme an vorgesehenen Stufen und/oder an den Turbinenenden in Form von sogenanntem Gegendruckdampf zur Wärmeversorgung für industrielle Prozesse, Fernheizungen usw. möglich ist. Die Bereitstellung von Wärme und Kraft ist komplementär, die Produktion kann nach Bedarf so reguliert werden, dass der Schwerpunkt bei der Elektrizitätserzeugung oder bei der Wärmebereitstellung liegt. Gleichzeitige Kraft- und Wärmeerzeugung kann auch mittels einer Gasturbine oder einer Verbrennungsmaschine mit Generator bewerkstelligt werden, wenn die Abgase dieser Anlagen wärmetechnisch genutzt werden.

Kraftwerk

Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen.

Kraftwerksbetreiber

Ein Kraftwerksbetreiber verfügt aufgrund von Eigentum oder Vertrag über Kraftwerksleistung und bestimmt deren Einsatz.

Kraftwerksblock

Der Kraftwerksblock ist eine Erzeugungseinheit, die über eine direkte schaltungstechnische Zuordnung zwischen den Hauptanlagenteilen (z. B. in thermischen Kraftwerken zwischen Dampferzeuger, Turbine und Generator) verfügt.

Kuppelleitung

Eine Kuppelleitung ist ein Stromkreis (ggf. ein Transformator), der die Übertragungsnetze von Übertragungsnetzbetreibern verbindet.

L

Last

Die in Anspruch genommene Leistung wird im Elektrizitätswirtschaftlichen Sprachgebrauch „Last“ genannt. Sie kann die Summe der momentanen Leistungsentnahme aus einem, mehreren oder allen Netzen einer Regelzone zum Zwecke des Verbrauchs sein.

Leistungs-Frequenz-Regelung

Die Leistungs-Frequenz-Regelung bezeichnet ein Regelverfahren, womit ÜNB die zwischen ihnen vereinbarten elektrischen Größen an den Grenzen ihrer Regelzonen im Normalbetrieb und insbesondere im Störfall einhalten. Hierbei strebt jeder ÜNB an, durch einen entsprechenden Eigenbeitrag seiner Regelzone sowohl die Austauschleistung gegenüber den übrigen Regelzonen im vereinbarten Rahmen als auch die Netzfrequenz in der Nähe des Sollwertes zu halten.

M

Merit-Order

Als Merit-Order (englisch Reihenfolge der Leistung) wird die Einsatzreihenfolge von Erzeugungseinheiten bezeichnet. Diese wird durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt. Beginnend mit Erzeugungseinheiten mit den niedrigsten Grenzkosten werden solange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist.

Mindestleistung

Die Mindestleistung einer Erzeugungseinheit ist die Leistung, die aus anlagespezifischen oder betriebsmittelbedingten Gründen im Dauerbetrieb nicht unterschritten werden kann. Soll die Mindestleistung nicht auf den Dauerbetrieb, sondern auf eine kürzere Zeitspanne bezogen werden, so ist das besonders zu kennzeichnen.

Minutenreserve

Die Minutenreserve wird durch den Übertragungsnetzbetreiber zur Unterstützung der Sekundärregelung manuell aktiviert. Die Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten nach Abruf vom Anbieter erbracht werden, indem die Leistungseinspeisung von Kraftwerken oder die Leistungsentnahme von regelbaren Verbrauchslasten durch den Anbieter angepasst wird.

Mittellast

Die Mittellast ist der Teil der Leistungsaufnahme der Verbraucher, der während des Großteils eines Tages, vorwiegend von morgens bis abends, in Anspruch genommen wird.

Must-Run

Die Leistungserzeugung bestimmter Anlagen wird von anderen Determinanten als der Strom-Verbrauchslast bestimmt, sodass die Einspeisung ins Netz unabhängig vom tatsächlichen Bedarf erfolgt. Dazu gehören Anlagen, die aufgrund technischer Restriktionen zu bestimmten Zeitpunkten einspeisen müssen – insbesondere KWK-Anlagen, die wärmegeführt betrieben werden und deren Stromerzeugung in Abhängigkeit vom Wärmebedarf erfolgt. Eine Abschaltung dieser Anlagen ist nicht möglich, ohne gleichzeitig die Wärmeversorgung einzuschränken – die Anlagen „müssen laufen“. Wärmegeführte Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner 300 MWel gelten als ausschließlich wärmegeführt und werden in der Marktsimulation für den Netzentwicklungsplan vollständig als „Must-Run“-Einspeisung modelliert. Auch die im Rahmen der Wärmeerzeugung generierte elektrische Energie aus größeren Kraftwerken gilt als „Must-Run“-Erzeugung.

N

(n-1)-Kriterium

Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden. Diese allgemein anerkannte Regel der Technik gilt grundsätzlich auf allen Netzebenen. Im Verteilungsnetz werden allerdings je nach Kundenstruktur Versorgungsunterbrechungen in Grenzen toleriert, wenn

sie innerhalb eines definierten Zeitraums behoben werden können. Andererseits wird in empfindlichen Bereichen des Übertragungsnetzes sogar ein über das (n-1)-Kriterium hinausgehender Maßstab angelegt, etwa, wenn besonders sensible Kunden wie Werke der Chemie- oder Stahlindustrie versorgt werden oder wenn ein Ausfall eine großflächigere Störung oder eine Gefahrensituation nach sich ziehen würde. Hier wird das Netz so ausgelegt, dass auch bei betriebsbedingter Abschaltung eines Elements und zeitgleichem Ausfall eines weiteren ((n-2)-Fall) die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.

Nennleistung

Die Nennleistung einer Erzeugungseinheit ist die Dauerleistung, für die sie gemäß Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht eindeutig nach Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein – bei Normalbedingungen erreichbarer – Leistungswert zu bestimmen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung.

Netzanschluss

Der Netzanschluss bezeichnet die technische Anbindung von Kundenanlagen an ein Netz.

Netzbetreiber

Ein Netzbetreiber (Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilungsnetzes) ist für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des jeweiligen Netzes in einem bestimmten Gebiet und für die Verbindungen mit anderen Netzen verantwortlich. Der Betreiber eines Übertragungsnetzes regelt darüber hinaus die Übertragung über das Netz unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Übertragungsnetzen. Er sorgt für die Bereitstellung unentbehrlicher Systemdienstleistungen und stellt so die Versorgungszuverlässigkeit sicher.

Netzcodes

Netzbetreiber legen technische Mindestanforderungen für den Anschluss an ihr Netz, für die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen in ihr Netz sowie für die Benutzung von Kuppelleitungen zwischen Übertragungsnetzen fest und veröffentlichen sie. Diese Anforderungen sind transparent und diskriminierungsfrei in Hinblick auf alle Interessengruppen.

Netznutzer

Ein Netznutzer (Nutzer des Übertragungs- bzw. Verteilungsnetzes) ist jede natürliche oder juristische Person, die in einem Nutzungsverhältnis zum Netz steht und demgemäß auf vertraglicher Basis Leistungen des Netzbetreibers in Anspruch nimmt.

Netzsicherheit

Die Netzsicherheit im Sinne von „Versorgungssicherheit“ und „sicherer Systembetrieb“ bezeichnet die Fähigkeit eines elektrischen Versorgungssystems, zu einem bestimmten Zeitpunkt seine Übertragungs- und Versorgungsaufgabe zu erfüllen.

Normalbetrieb

Der Normalbetrieb ist wie folgt gekennzeichnet:

- alle Kunden sind versorgt,
- alle Grenzwerte werden eingehalten (z. B. keine Überlastungen),
- das (n-1)-Kriterium wird überall erfüllt und
- ausreichende Kraftwerks- und Übertragungsreserven sind vorhanden.

NOVA-Prinzip

NOVA steht für Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau. Laut diesem Prinzip haben Netzoptimierung und Netzverstärkung Vorrang vor dem Ausbau der Stromnetze.

O

offshore

Außerhalb von Küstengewässern liegend.

onshore

An Land.

P

Primärenergie

Energie, die mit natürlich vorkommenden Energieformen oder -quellen zur Verfügung steht, beispielsweise Kohle, Gas oder Wind. Zu unterscheiden von der Sekundärenergie, die erst durch die Umwandlung der Primärenergie zur Verfügung steht.

Primärregelung

Die Primärregelung begrenzt Frequenzschwankungen im Sekundenbereich, die durch den Ausfall von Erzeugungseinheiten oder durch plötzliche Schwankungen der Verbrauchslast entstehen. Sie wird bei einer großen Frequenzabweichung automatisch innerhalb von 30 Sekunden aktiviert. Unabhängig vom Störungsort unterstützen alle Kraftwerke im europäischen Synchronverbundnetz diese Frequenzstabilisierung.

R

Redispatch-Management

Durch das Redispatch-Management werden beim Auftreten von Engpässen in Versorgungsnetzen bestimmte Leitungen durch die Verlagerung von Einspeisungen als Erzeugungseinheiten entlastet. Redispatch-Management wird in der Betriebsplanung präventiv genutzt, um zum Beispiel Netzüberlastungen innerhalb der nächsten Stunden zu verhindern. Kuratives Redispatch wird im laufenden Netzbetrieb eingesetzt, um vorhandene oder unmittelbar bevorstehende Überlastungen zu beheben. Das Redispatch-Management ist kein marktbasierendes Verfahren, weil es die durch den Engpass hervorgerufenen Preissignale nicht an die verantwortlichen Marktteilnehmer weitergibt. Das Verfahren hilft temporär, ist aber kein Ersatz für die grundsätzliche Behebung von dauerhaften Engpässen durch Netzausbau.

Regelzone

Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist gesetzlich verpflichtet, in seiner Regelzone ständig das Leistungsgleichgewicht zwischen elektrischer Erzeugung und Verbrauch aufrechtzuhalten. Dafür setzt er eine automatische -> Leistungs-Frequenz-Regelung ein, die aus der -> Primärregelung und der -> Sekundärregelung besteht. Die Sekundärregelung kann durch den manuellen Einsatz von Minutenreserve unterstützt werden.

Repowering

Windenergieanlagen der neueren Generation bringen eine Leistung von bis zu 8 MW auf. Zudem sind die Anlagen störungsärmer, leiser und wirkungsvoller. Der Vor-Ort-Austausch von älteren gegen neue Windenergieanlagen heißt deshalb auch Repowering.

Reserveleistung

Reserveleistung ist die Leistung, die Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen den erwarteten und den tatsächlich eintretenden Verhältnissen ausgleichen soll oder die für konkret planbare Sachverhalte vorgehalten wird.

S

Scheinleistung

Die Scheinleistung ist die geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung. Sie ist u. a. für die Auslegung elektrischer Anlagen maßgebend.

Schwarzstartfähigkeit

Kommt es im Verlauf einer Störung zu einem weiträumigen Zusammenbruch des Netzes, ist es notwendig, als ersten Schritt für den Versorgungswiederaufbau über Erzeugungseinheiten zu verfügen, die ohne Eigenbedarfsversorgung „von außen“ den Betrieb selbstständig wieder aufnehmen können (Schwarzstart). Der ÜNB hat für seine Regelzone dafür Sorge zu tragen, dass eine ausreichende Anzahl von schwarzstartfähigen Erzeugungseinheiten zur Verfügung steht.

Sekundärregelung

Die Sekundärregelung regelt Leistungsungleichgewichte, die durch die Bilanzkreise in der Regelzone verursacht werden, automatisch innerhalb von fünf Minuten aus. Die verfügbare Sekundärregelleistung wird bereits nach 30 Sekunden automatisch aktiviert. Dazu wird die Leistungseinspeisung der unter der Sekundärregelung laufenden thermischen Kraftwerke und (Pump)-Speicherkraftwerke automatisch angeglichen.

Spannungshaltung

Die Spannungshaltung gehört zu den Systemdienstleistungen eines Netzbetreibers und dient der Aufrechterhaltung eines akzeptablen Spannungsprofils im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Netzkunden erreicht.

Spitzenlast

Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne (z. B. Tag, Monat, Jahr) von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.

Stakeholder

Alle Personen oder Gruppen, die ein berechtigtes Interesse am Verlauf oder Ergebnis eines Prozesses oder Projektes haben.

Startnetz

-> Ist-Netz

Strombörse

Eine Strombörse ist ein neutraler Handelsplatz mit transparenter Preisbildung und gleichen Konditionen für alle dort zugelassenen Handelsteilnehmer. Sie verfolgt keine eigene Handelsstrategie. Eine Strombörse unterliegt als Warenbörse dem deutschen Börsengesetz. Für im europäischen Ausland niedergelassene Börsen gelten ggf. andere gesetzliche Bestimmungen/Zulassungsvoraussetzungen.

Systemdienstleistungen

Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für ihre Netzkunden zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen.

T

Transite

Transite sind die Übertragung von Leistungen durch ein Netz. Transite sind das Saldo von Importen und Exporten eines Netzes.

TSO Security Cooperation

Die „TSO Security Cooperation“ (TSC) ist eine Kooperation von elf europäischen Übertragungsnetzbetreibern (englisch: Transmission System Operator, TSO). Sie haben sich zum Ziel gesetzt, die Sicherheit in den Höchstspannungsnetzen in Zentraleuropa weiter zu erhöhen. Die Partner der TSC sind für die Energieversorgung von 170 Millionen Europäern verantwortlich. Die Initiative umfasst ein ständiges Sicherheitsgremium, sie nutzt ein Echtzeitinformationssystem (Real-time Awareness and Alarm System, RAAS) und verwendet eine gemeinsame IT-Plattform. Auf dieser werden allen Teilnehmern Daten und Sicherheitsberechnungen gleichberechtigt zur Verfügung gestellt. TSC ermöglicht den Netzbetreibern, ihre Arbeit besser abzustimmen. Das hilft vor allem bei der Integration der erneuerbaren Energien, dem verstärkten länderübergreifenden Stromhandel und -transport.

www.tso-security-cooperation.eu

TYNDP

Alle zwei Jahre erarbeitet ENTSO-E einen Zehnjahresplan zur Netzentwicklung (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP). Er gilt gemeinschaftsweit, ist nicht bindend und soll eine größere Transparenz zum notwendigen Ausbau des gesamten EU-Übertragungsnetzes gewährleisten. Der TYNDP 2012 identifiziert die Notwendigkeit zur Investition von ca. 100 Mrd. Euro für Optimierung bzw. Ausbau von rund 50.000 km Höchstspannungsleitungen in 100 Investitionsprojekte in ganz Europa. Circa 80% der identifizierten Projekte unterstützen direkt oder indirekt die Integration erneuerbarer Energiequellen.

U

Übertragung

Die Übertragung im Elektrizitätswirtschaftlichen Sinn ist der technisch-physikalische Vorgang der zeitgleichen Einspeisung von elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen und einer korrespondierenden Entnahme elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen eines Netzes.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Betreiber von Übertragungsnetzen sind natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Übertragung von Elektrizität wahrnehmen und für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen verantwortlich sind.

Umspannanlage

Eine Umspannanlage ist eine elektrische Anlage zur Übertragung von elektrischer Energie zwischen Netzen mit unterschiedlichen Spannungsebenen.

V

Verbraucher

Als Verbraucher bezeichnet man Geräte und Anlagen, die elektrische Energie aufnehmen.

Vermaschung, Vermaschungsgrad

Der Vermaschungsgrad gibt an, mit wie vielen anderen Knoten einzelne Netzknoten im Übertragungsnetz verbunden sind. In einem hoch vermaschten Netz haben die Netzknoten eine große Anzahl direkter Verbindungen zu anderen Knotenpunkten. Ein hoher Vermaschungsgrad ist Grundlage für eine hohe Versorgungszuverlässigkeit im Übertragungsnetz.

Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit ist die Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, seine Versorgungsaufgabe unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen.

Verteilungsnetz

Das Verteilungsnetz dient innerhalb einer begrenzten Region der Verteilung elektrischer Energie zur Speisung von Stationen und Kundenanlagen. In Verteilungsnetzen ist der Leistungsfluss im Wesentlichen durch die Kundenbelastung bestimmt. In Deutschland werden Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze (>110 kV) als Verteilungsnetze genutzt; in besonderen Fällen kann auch ein 380- und 220-kV-Netzteil als Verteilungsnetz betrachtet werden.

Verteilungsnetzbetreiber (VNB)

Betreiber von Elektrizitätsverteilungsnetzen sind natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Verteilung von Elektrizität wahrnehmen und für den sicheren und zuverlässigen Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilungsnetzes auf der Nieder-, Mittel- bzw. Hochspannungsebene in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen verantwortlich sind.

Vertikale Last

Die vertikale Last an den Entnahmepunkten zwischen dem Übertragungsnetz und den unterlagerten Verteilungsnetzen ergibt sich aus dem Saldo der Letztverbraucherlasten und der zeitgleichen dezentralen Erzeugungen in den Verteilungsnetzen. Wenn die zeitgleichen dezentralen Einspeisungen größer als die Letztverbraucherlasten in den Verteilungsnetzen sind, führt das zu Rückspeisungen in das Übertragungsnetz.

W**Wechselstrom**

Wechselstrom bezeichnet elektrischen Strom, der seine Richtung (Polung) in regelmäßiger Wiederholung ändert und bei dem sich positive und negative Augenblickswerte so ergänzen, dass der Strom im zeitlichen Mittel null ist

Wirkleistung

Wirkleistung ist die elektrische Leistung, die für die Umsetzung in eine andere Leistung, z. B. in mechanische, thermische, chemische, optische oder akustische Leistung verfügbar ist.

9.5 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzungen und Maßeinheiten

Übertragungsnetzbetreiber

50Hertz	50Hertz Transmission GmbH, Berlin
Amprion	Amprion GmbH, Dortmund
TenneT	TenneT TSO GmbH, Bayreuth
TransnetBW	TransnetBW GmbH, Stuttgart

Abkürzungen Bundesländer

BB	Brandenburg
BE	Berlin
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
HB	Bremen
HE	Hessen
HH	Hamburg
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NI	Niedersachsen
NW	Nordrhein-Westfalen
RP	Rheinlandpfalz
SH	Schleswig-Holstein
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
TH	Thüringen

Abkürzungen Staaten

AT	Österreich
BE	Belgien
CH	Schweiz
CZ	Tschechien
DKE	Dänemark-Ost
DKW	Dänemark-West
FR	Frankreich
IT	Italien
LU	Luxemburg
NL	Niederlande
NO	Norwegen
PL	Polen
SE	Schweden

Weitere Abkürzungen

a	Jahre
A	Ampere
Abs.	Absatz
AC	Alternating current/Wechselstrom
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators/Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Regulierungsbehörden, Ljubljana
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung)

bbI	Barrel
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., Berlin
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
Cigré	Conseil International des Grand Reseaux Electriques
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DC	Direct current/Gleichstrom
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin
e. V.	Eingetragener Verein
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EG	Europäische Gemeinschaft
EMF	Elektrische und Magnetische Felder
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EU	Europäische Union
EUR/€	Euro
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
f./ff.	Folgende
FACTS	Flexible AC Transmission System
FLM	Freileitungsmonitoring
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Berlin
FRT	Fault Ride Through
GJ	Gigajoule
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt
gws	Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH, Osnabrück
h	Stunden
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HTLS	Hochtemperaturseile
Hz	Hertz
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
kA	Kiloampere
km	Kilometer
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)
kV	Kilovolt
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCC	Line Commutated Converter
mHz	Millihertz
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MS	Mittelspannung
ms	Millisekunde
MSCDN	Mechanically Switched Capacitor with Damping Network, mechanisch geschaltete Blindleistungskompensation

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

MVA	Megavoltampere
Mvar	Megavoltampere-reaktiv
MW	Megawatt
MWel	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan der Strom-Übertragungsnetzbetreiber
NEP	Gas Netzentwicklungsplan der Ferngasnetzbetreiber
NOVA	Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau
NREAP	National Renewable Energy Action Plans/Nationale Aktionspläne für erneuerbare Energien
NTC	Net Transfer Capacities/bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei Regelzonen
NVP	Netzverknüpfungspunkt
P	Leistung
p.u.	Per unit
PJ	Petajoule
PQ	Konstante Scheinleistung
PV	Photovoltaik
s	Sekunden
S.	Seite(n)
SDL	WindV Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung)
SF	Schaltfeld
SKE	Steinkohleeinheiten (nicht gesetzliche Maßeinheit für den Vergleich des Energiegehaltes von Primärenergieträgern)
SO&AF	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast/Leistungsbilanz-Vorschau der ENTSO-E
SSR	Subsynchrone Resonanzen
STATCOM	Static Synchronous Compensator/statische Blindleistungskompensation
SVC	Static var compensator/statische Blindleistungskompensation
t	Tonnen
TAL	Hochtemperaturleiterseile
TCSC	Thyristor Controlled Series Compensation/Thyristor gesteuerte Blindleistungskompensation
TSO	Transmission System Operator/Übertragungsnetzbetreiber
TWh	Terrawattstunden
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan der ENTSO-E/10-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E
U	Formelzeichen für die elektrische Spannung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USP	Umspannplattform
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, Frankfurt/Main
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter
WEA	Windenergieanlagen

9.6 LITERATURVERZEICHNIS

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2012). Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes [Online]. Verfügbar unter:

http://www.50hertz.com/de/file/2012.03.30_Planungsgrundsaeetze.pdf

http://www.amprion.net/sites/default/files/pdf/2012.03.30_U%CC%88NB-Planungsgrundsaeetze.pdf

<http://www.transnetbw.de/assets/05-ber-das-Netz/Netzentwicklung/2012-03NBPlanungsgrundstze.pdf>

http://www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/transparency/publications/reporting-service/2012-03-30_unb_planungsgrundsaeetze.pdf

(09.08.2012).

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2012). Netzentwicklungsplan Strom 2012, erster Entwurf vom 30. Mai 2012 [Online]. Verfügbar unter:

<http://www.netzentwicklungsplan.de>

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2011). Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 (Stand 18. Juli 2011) [Online]. Verfügbar unter:

http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Szenariorahmen_%20NEP_2012.pdf

(16.05.2012).

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2011). EEG Mittelfristprognose [Online]. Verfügbar unter:

<http://www.eeg-kwk.net/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm> (18.05.2012).

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2011). EEG-Umlage 2012 [Online]. Verfügbar unter:

<http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage.htm>

(18.05.2012).

AG Energiebilanzen e. V. (2012). Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland [Online]. Verfügbar unter:

<http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=1>

(16.05.2012).

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2012). Energiepolitische Informationen 01_2012. In: Newsletter Energiewende! BMWi [Online]. Verfügbar unter:

<http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Service/publikationen,did=475820.html>

(17.05.2012).

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010). Aktionsplan für erneuerbare Energien gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen [Online]. Verfügbar unter:

http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf

(17.05.2012).

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie; Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung [Online]. Verfügbar unter:

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>

(17.05.2012).

Bundesnetzagentur (2011). Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit. Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekernkraftwerks im Sinne der Neuregelung des Atomgesetzes. Zusammenfassung [Online]. Verfügbar unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/BerichtNotwRes-KKW_ZusFassungpdf.pdf;jsessionid=F61ACA4442D79E49614FA5D54FBA8644?__blob=publicationFile
(14.08.2012)

Bundesnetzagentur (2011). Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung gemäß § 12a Abs. 3 EnWG [Online]. Verfügbar unter:

http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/StromNetzEntwicklung/SzenariorahmenStrom/SzenariorahmenStrom_node.html
(18.05.2012)

Bundesnetzagentur (2011). Genehmigung in dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung für die Netzentwicklungsplanung gem. §12a Abs. 3 EnWG [Az_8121-12/Szenariorahmen 2011] [Online]. Verfügbar unter:

http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Szenariorahmen/Genehmigung%20des%20Szenariorahmens%20zum%20NEP%202012.pdf?__blob=publicationFile
(08.08.2012)

Bundesnetzagentur (2011). Informationen zur Genehmigung des Szenariorahmens [Online]. Verfügbar unter:

http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Informationen_Genehmigung_Szenariorahmen_BNetzA.pdf
(17.05.2012).

Bundesrepublik Deutschland. Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen [Online]. Verfügbar unter:

http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf
(17.05.2012).

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2012). Stromzahlen 2011. Der deutsche Strommarkt auf einen Blick. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse GmbH.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2010). Energiemarkt Deutschland. Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom und Fernwärmeversorgung. Frankfurt am Main: EW Medien und Kongresse GmbH.

Crastan, Valentin (2003). Elektrische Energieversorgung 2. Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik, alternative Stromerzeugung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung und -führung. Berlin: Springer Verlag.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010). dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2010–2020 mit Ausblick 2025 [Online]. Verfügbar unter:

http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/pressematerial/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF
(18.05.2012).

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2005). dena-Netzstudie I. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 [Online]. Verfügbar unter:

http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Erneuerbare/Dokumente/dena-Netzstudie_I.pdf
(18.05.2012).

Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber (2012). Konsultationsdokument der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber Netzentwicklungsplan Gas 2012 [Online]. Verfügbar unter:

<http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/netzentwicklungsplan/netzentwicklungsplan.html>
(18.05.2012).

Die Bundesregierung (2011). Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. Eckpunkt-paper der Bundesregierung zur Energiewende [Online]. Verfügbar unter:

http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2011/06/2011-06-06-energiekonzept-eckpunkte.pdf;jsessionid=7DF26F4C898447E330DD288C0878EA4B.s4t1?__blob=publicationFile&v=3
(17.05.2012).

DLR, IWES, IFNE (2010). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010 [Online]. Verfügbar unter:

http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2010_bf.pdf
(17.05.2012).

ENTSO-E (2012). Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators [Online]. Verfügbar unter:

<https://www.entsoe.eu/resources/network-codes/requirements-for-generators/>
(22.05.2012).

ENTSO-E (2012). The Ten-Year Network Development Plan and Regional Investment Plans [Online]. Verfügbar unter:

<https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/>
(14.08.2012).

ENTSO-E. Scenario Outlook Adequacy Forecast 2011–2025 [Online]. Verfügbar unter:

<https://www.entsoe.eu/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2011-2025/>
(17.05.2012).

ENTSO-E (2010). Ten-Year Network Development Plan 2010-2020. Non-Binding Community-Wide Ten-Year Network Development Plan-Pilot Project Final [Online]. Verfügbar unter:

<https://www.entsoe.eu/index.php?id=232>
(16.05.2012).

Europäische Kommission (2011). National Renewable Energy Action Plan (NREAP)

<http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/national-renewable-energy-action-plan>
(18.05.2012).

European Wind Integration Study [Online].

Verfügbar unter:

www.wind-integration.eu <<http://www.wind-integration.eu>>
(14.08.2012).

Hall, Marc et. al. (Hg) (2011). Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft, 118. Jahrgang. Essen: VGE Verlag.

Hüttenrauch, Jens; Müller-Seyring, Gert (2010). Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas. In: DVGW energielwasser-praxis 10/2010 [Online]. Verfügbar unter:

http://www.gat-dvgw.de/fileadmin/gat/newsletter/pdf/pdf_2010/03_2010/internet_68-71_Huettenrauch.pdf
(15.08.2012).

IE, Cigré (2003). Definition and Classification of Power System Stability; IEEE/CIGRE Joint Task Force; Technical Brochure 231; June 2003.

IER, RWI, ZEW (2010). Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009 – Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Berlin [Online]. Verfügbar unter:

ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/gutachten/Energieprognose_2009_Hauptbericht.pdf
(16.05.2012).

LITERATURVERZEICHNIS

Konstantin, Panos (2009). Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 2. Auflage. Berlin: Springer Verlag.

Landesanstalt für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft: Windatlas Baden-Württemberg [Online]. Verfügbar unter: http://brsweb.lubw.baden-wuerttemberg.de/brs-web/index.xhtml?AUTO_ANONYMOUS_LOGIN&REPOSITORY_ITEM_KEYWORD=Windatlas&pid=.Klima+und+regenerative+Energien.Windpotenzial (14.08.2012)

Mirbach, Tobias (2009) Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt, Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 128. Aachen: Klinkenberg Verlag.

Prognos AG (2011) Letztverbrauch bis 2016. Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage [Online]. Verfügbar unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/111115_Prognos_Letztverbrauch_bis_2016.pdf (17.05.2012).

Prognos AG, EWI, GWS (2010). Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie [Online]. Verfügbar unter: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszenarien_2010.pdf (16.05.2012).

Smolinka, Tom; Günter, Martin; Garcke, Jürgen (2010). Now Studie: Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien. [Online] Verfügbar unter: http://www.now-gmbh.de/fileadmin/user_upload/RE-Mediathek/RE_Publikationen_NOW/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf (15.08.2012)

Statistisches Bundesamt (2008). Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung für das Jahr 2008.

Sterner, Michael (2009). Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Kassel: Kassel University Press

Umweltbundesamt (2011). CO₂-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen [Online]. Verfügbar unter: http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/archiv/CO2_Faktoren_Brennstoffe_out.xls (17.05.2012).

VGB Powertech (2011): Analyse der Nichtverfügbarkeit von Wärmekraftwerken 2001 – 2010.

Verband der Netzbetreiber e. V. (2007). TransmissionCode 2007. Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [Online]. Verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/Transmissioncode%20_2007_UeNB.pdf (18.05.2012).

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V./Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (2012). Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“.

Wagner, Hermann-Josef et. al. (2007) CO₂-Emissionen der Stromerzeugung. Ein ganzheitlicher Vergleich verschiedener Techniken [Online]. Verfügbar unter: http://www.vdi.de/fileadmin/vdi_de/redakteur_dateien/geu_dateien/FB4-Internetseiten/CO2-Emissionen%20der%20Stromerzeugung_01.pdf (17.05.2012).