

NETZAUSBAU STROM

# *Bedarfsermittlung 2023-2037/2045*

---

Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom



Bundesnetzagentur

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

[www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de)

Folgen Sie uns auf [twitter.com/netzausbau](https://twitter.com/netzausbau)

Besuchen Sie uns auf [youtube.com/netzausbau](https://youtube.com/netzausbau)

Besuchen Sie uns auf [facebook.com/netzausbau](https://facebook.com/netzausbau)

Abonnieren Sie den [netzausbau.de/newsletter](http://netzausbau.de/newsletter)

Bedarfsermittlung 2023-2037/2045

# **Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045**

März 2024



# I Bestätigung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 gemäß § 12c Abs. 4 Satz 1 und Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG, Az.: 4.14.01.02/001#4,

gegenüber

1. der 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Heidestraße 2, 10557 Berlin,
2. der Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund,
3. der TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth,
4. der TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,  
Osloer Straße 15-17, 70173 Stuttgart,

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

am 01.03.2024

den Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 auf Grundlage der Fassung des zweiten Entwurfs vom 12.06.2023 wie folgt bestätigt:

1. Die nachfolgenden Maßnahmen im Übertragungsnetz werden als erforderlich bestätigt:

<b>Projekt</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Bezeichnung</b>
DC21	DC21b	Wilhelmshaven/Landkreis Friesland – Lippetal/Welver/Hamm
DC25	DC25	Heide/West – Polsum
DC31	DC31	Gemeinden Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin
DC32	DC32	Gemeinden Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin
DC34	DC34	Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Bürstadt
DC35	DC35	Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Marxheim
DC40	DC40	Suchraum Nüttermoor – Streumen
DC40	DC40plus	Dörpen/West – Klostermansfeld
DC41	DC41	Alfstedt – Hüffenhardt
DC42	DC42	Sahms/Nord – südlicher Landkreis Böblingen
DC42	DC42plus	Sahms/Nord – Trennfeld
P22	M80	Elsfleth/West – Hunte/Ochtum (Suchraum Ganderkesee/Lemwerder/Berne) – Ganderkesee
P22	M82	Conneforde – Unterweser
P23	M20	Dollern – Alfstedt – Schwanewede/Hagen im Bremischen – Elsfleth/West
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel
P26	M76	Büttel – Wilster/West
P26	M89	Wilster/West – Stade/West
P27	M52a	Wehrendorf – Ohlensehlen
P33	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt/Ost – Twieflingen/Schöningen – Liebenburg/Schladen-Werla – Bleckenstedt/Süd
P43	M74a	Mecklar – Dipperz
P43	M74b	Dipperz – Bergheinfeld/West
P51	M37	Großgartach – Endersbach
P52	M94a	Herbertingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermoeweiler
P53	M54	Raitersaich/West – Ludersheim/West (Altdorf b. Nürnberg/Winkelhaid)
P53	M350	Ludersheim/West (Altdorf b. Nürnberg/Winkelhaid) – Sittling – Altheim
P71	M46	Audorf/Süd – Stadt Kiel, Gemeinden Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek
P71	M47	Stadt Kiel, Gemeinden Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek – Göhl/West
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)

P84	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost
P84	M368 mod	Hamburg/Ost – Sahms/Nord
P90		Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve in der Regelzone TransnetBW GmbH
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze DE/AT
P112	M212	Abzweig Pirach
P113	M779	Sahms – Punkt Geesthacht/Amt Lüttau/Lauenburg/Elbe
P113	M777	Punkt Geesthacht/Amt Lüttau/Lauenburg/Elbe – Lüneburg/Samtgemeinde Gellersen/Samtgemeinde Ilmenau – Stadorf
P113	M778	Stadorf – Wahle
P116	M206	Dollern – Samtgemeinde Sottrum – Punkt Landesbergen (Steyerberg)
P116	M494	Punkt Landesbergen (Steyerberg) – Ovenstädt
P119	M90	Conneforde – Ovelgönne/Rastede/Wiedelstede/Westerstede – Elsfleth/West mit Anschluss Huntorf
P119	M535	Elsfleth/West – Stadtbezirke Bremen-West/Mitte – Samtgemeinde Sottrum
P124	M209a	Wolmirstedt – Schwanebek/Huy – Klostermansfeld
P124	M209b	Klostermansfeld – Suchraum Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen – Lauchstädt
P133	M253	Borken – Gießen/Nord
P135	M255	Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen
P161	M91	Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach
P171	M381	Hanekenfähr – Merzen
P175	M385	Sengwarden – Fedderwarden
P175	M466	Sengwarden – Sande –Conneforde
P200	M425	Punkt Blatzheim – Oberzier
P203	M429	Umstrukturierung Punkt Walstedde
P206	M417	Herbertingen – Waldshut-Tiengen – Waldshut-Tiengen/Weilheim mit Abzweig Pfullendorf/Wald und Abzweig Beuren
P211	M434	Gießen/Nord – Suchraum Dorheim – Karben
P212	M797	Landesbergen – Grohnde
P212	M435	Grohnde – Vörden – Würgassen
P212	M472	Würgassen – Sandershausen/Ost – Bergshausen
P212	M473	Bergshausen – Borken
P214	M214	Gnewitz– Lüdershagen – Gemeinden Brünzow/Kemnitz – Lubmin
P215	M454	Güstrow – Bentwisch – Gnewitz
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow

P216	M523	Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen
P223	M462a	Güstrow – Wessin – Görries – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/ Schossin –Sahms/Nord – Krümmel
P223	M224a	Sahms/Nord – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Güstrow
P223	M224b	Leistungsflusssteuerung
P225	M464a	Altheim – Isar
P227	M468	Lübeck/West – Sahms
P228	M469a	Landesbergen – Ahlten – Mehrum/Nord
P228	M799	Mehrum/Nord – Liedingen
P230	M802	Dipperz – Großkrotzenburg
P252	M534a	(Marzahn -) Punkt Biesdorf/Süd – Wuhlheide
P302	M511	Höpfingen – Hüffenhardt
P303	M513	Großgartach – Hüffenhardt
P303	M857	Großgartach – Hüffenhardt
P304	M514	Kupferzell – Goldshöfe 1 (Ad-hoc-Maßnahme)
P304	M850	Kupferzell – Goldshöfe 2
P309	M484	Ried – Bürstadt – Hoheneck
P314	M489	Phasenschiebertransformatoren in Ens Dorf
P315	M491	Hanekenfähr – Gronau
P329	M533	Niederlangen – Großbritannien
P353	M532	Querregeltransformatoren (PST) Abzweig Waldeck2 (ehemals Twistetal) (Ad-hoc-Maßnahme)
P359	M571	Stendal/West – Wolmirstedt
P360		Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH
P366	M969	Großkrotzenburg – Großkrotzenburg2
P400		Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve in der Regelzone der TenneT TSO GmbH
P402	M602	Westerkappeln – Gersteinwerk
P403	M603	Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)
P406	M606	Aach – Bofferdange (LU)
P408	M621	Punkt Günnigfeld – Bochum
P408	M622	Bochum – Hattingen
P408	M744	Emscherbruch – Hüllen – Eiberg
P410	M624	Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen (Ad-hoc-Maßnahme)



P412		Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve in der Regelzone der Amprion GmbH
P420	M630	Punkt Reicheneck – Punkt Rommelsbach (Ad-hoc-Maßnahme)
P421	M702	Einführungen UW Trossingen
P426	M645	Leistungsflusssteuerung in Philippsburg (Ad-hoc-Maßnahme)
P450	M678	Pulitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West
P450	M786	Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd
P462	M689	Siersdorf – Zukunft – Zukunft – Verlautenheide
P464	M691	Punkt Fraulautern – Saarwellingen/Saarlouis/Dillingen (Saar)
P470	M813	Emden/Ost – Suchraum Nüttermoor
P470	M814	Suchraum Nüttermoor – Dörpen/West
P471	M815	Großkrotzenburg 2 – Fechenheim
P471	M816	Fechenheim – Frankfurt/Südwest
P472	M817	Schwandorf – Regensburg
P473	M818	Schwandorf – Rettenbach
P473	M819	Rettenbach – Straubing/Parkstetten – Plattling
P473	M820	Plattling – Pleinting
P474	M822	Suchraum Burghausen – Simbach2
P475	M823	Frankfurt/Südwest – Schwanheim
P476	M824	Hochwöhrden – Gemeinden Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agenthorst/Mehlbek
P477	M812	Landesbergen – Ohlensehlen
P478	M828	Gemeinden Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agenthorst/Mehlbek - Alfstedt
P480	M844	Wahle – Klein Ilsede – Mehrum/Nord – Algermissen – Grohnde
P480	M845	3./4. Querregeltransformator (PST) Diele
P480	M847	Karben – Großkrotzenburg
P481	M830	Großkrotzenburg 2 – Trennfeld
P481	M831	Trennfeld – Raitersaich/West
P482	M832	Ludersheim/West (Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid) – Schwandorf
P484	M834	Querregeltransformator Suchraum Gambach
P485	M485a	Eula – Weida – Herlasgrün
P485	M835	Herlasgrün – Marktleuthen/Kirchenlamitz
P486	M836	Großkrotzenburg 2 – Frankfurt/Nord
P486	M837	Frankfurt/Nord – Suchraum Bommersheim
P486	M837a	Volleinschleifung Suchraum Bommersheim und Eschborn in Karben – Frankfurt/Südwest
P487	M838	Raitersaich/West – Vohburg
P487	M839	Vohburg – Sittling

P488	M841	Oberbachern - Neufinsing
P488	M482	Ottenhofen - Neufinsing
P488	M843	Neufinsing – Marienberg
P489	M810	Inhausen/neu – Sengwarden
P489	M811	Maade/neu – Sengwarden
P490	M840	Suchraum Petersgmünd – Goldshöfe
P491	M902	Emden/Ost – Emden/West (Rysum)
P492	M998	Audorf/Süd – Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek
P492	M999	Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek – Wilster/West
P500	M737	Aschaffenburg – Urberach
P501	M740	Gersteinwerk – Lippe – Mengede
P502	M741	Walsum – Beeck
P503	M742	Niederrhein – Wehofen/Aldenrade/Hamborn/Holten/Schmachtendorf – Walsum
P504	M743	Sechtem – Ließem – Weissenthurm
P505	M754	Bauler – Bundesgrenze (LU)
P509	M784	Limburg – Bommersheim – Eschborn – Kriftel
P510	M787	Dezentraler Netzbooster-Pilotanlage in der Region Bayerisch Schwaben
P528	M750	Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels/Braunsbedra – Pulgar
P531	M531a	Thyrow – Suchraum Großbeeren/Blankenfelde – Mahlow – Berlin/Südost/Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf – Suchraum Stadtbezirke Mitte/Friedrichshain – Kreuzberg
P531	M531b	Malchow – Suchraum Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf – Reuter
P532	M536a	Verstärkung 380 kV-Anlage UW Streumen
P540	M1000	Vieselbach – Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)
P540	M1001	Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Münnersstadt – Grafenrheinfeld
P601	M903	Niederstedem – Bundesgrenze (LU)
P602	M904	Bollenacker – Punkt Brühl
P606	M909	Oberottmarshausen – Suchraum Honsolgen
P608	M911	Leistungsflusssteuerung in der Region Bergisches Land
P609	M809	Dezentraler Netzbooster in Nordrhein-Westfalen
P612	M111	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Gersteinwerk
P612	M112	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Kriftel
P612	M113	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Sechtem
P612	M114	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Osterath
P612	M115	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Paffendorf

P612	M116	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Kruckel
P612	M117	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bischofsheim
P612	M118	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Eiberg
P612	M119	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Witten
P612	M120	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Kusenhorst
P613	M970	Polsum – Niederrhein
P614	M989	Niederrhein – Zensenbusch – Walsum
P615	M990	Weißenthurm - Wengerohr – Punkt Metternich
P625	M625	Streumen– Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Stadtbezirk Klotzsche – Schmölln
P627	M627a	Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Perleberg
P628	M628	Lubmin – Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd – Gransee – Malchow
P630	M630a	Wolmirstedt – Eulenberg – Förderstedt (Ad-hoc-Maßnahme)
P631	M631a	Marke – Suchraum Hohenthurm – Lauchstädt
P634	M634a	Klostermansfeld – Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen
P635	M635a	Suchraum Gemeinde Grabowhöfe – Suchraum Einheitsgemeinde Stadt Jerichow – Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt – Marke
P636	M636a	Stadt Delitzsch – Eula
P637	M637a	Leistungsflusssteuerung Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow (Ad-hoc- Maßnahme)
P639	M639a	Leistungsflusssteuerung Eisenach (Ad-hoc-Maßnahme)
P640	M901a	BEI: HGÜ-Verbindung von Bornholm nach Mecklenburg- Vorpommern
P640	M901b	BEI: BEI grid infrastructure on Bornholm
P640	M901c	BEI: HGÜ-Verbindung von Seeland nach Bornholm
P641	M641a	Stadt Wanzleben - Börde/Gemeinde Hohe Börde –Eulenberg
P675	M854	Trennfeld – Höpfingen
P676	M858	Großgartach – Hoheneck – Hochberg – Pkt. Rommelsbach
P676	M859	Pkt. Rommelsbach – Metzingen
P677	M860	Rheinau – Neurott
P677	M861	Neurott – Hüffenhardt
P678	M862	Südlicher Landkreis Böblingen – Mettlen (CH)
P680	M917	Leistungsflusssteuerung in Höpfingen
P681	M918	Leistungsflusssteuerung in Goldshöfe 1
P681	M919	Leistungsflusssteuerung in Goldshöfe 2

- a) Das Projekt P510 mit der Maßnahme M787 wird bestätigt, soweit seine auf die Funktion des Netzboosters entfallenden, regulatorisch in die Netzentgelte eingehenden Gesamtkosten zum Zeitpunkt der vollständigen Beauftragung durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber einen Betrag von 317,8 Mio. € nicht überschreiten.
- b) Das Projekt P609 mit der Maßnahme M809 wird bestätigt, soweit ihre auf die Funktion des Netzboosters entfallenden, regulatorisch in die Netzentgelte eingehenden Gesamtkosten zum Zeitpunkt der vollständigen Beauftragung durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber einen Betrag von 274,5 Mio. € nicht überschreiten.
- c) Das Projekt P90 wird mit Budgets von 0,75 Gvar statisch induktiver Blindleistung, 3,25 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung und 1,7 Gvar dynamischer Blindleistung sowie eines Momentanreservebeitrags von insgesamt 14 GJ bestätigt. Letzterer ist durch Anlagen zu stellen, die auch innerhalb des Blindleistungsbudgets benötigt werden.
- d) Das Projekt P360 wird mit Budgets von 7,1 Gvar statisch induktiver Blindleistung, 5,1 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung und 3,9 Gvar dynamischer Blindleistung sowie eines Momentanreservebeitrags von insgesamt 25,375 GJ bestätigt. Letzterer ist durch Anlagen zu stellen, die auch innerhalb des Blindleistungsbudgets benötigt werden.
- e) Das Projekt P400 wird mit Budgets von 3,72 Gvar statisch induktiver Blindleistung, 5,4 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung und 6,3 Gvar dynamischer Blindleistung sowie eines Momentanreservebeitrags von insgesamt 107,875 GJ bestätigt. Letzterer ist durch Anlagen zu stellen, die auch innerhalb des Blindleistungsbudgets benötigt werden.
- f) Das Projekt P412 wird mit Budgets von 3,2 Gvar statisch induktiver Blindleistung, 5,7 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung und 2,4 Gvar dynamischer Blindleistung sowie einem Momentanreservebeitrags von insgesamt 30,75 GJ bestätigt. Letzterer ist durch Anlagen zu stellen, die auch innerhalb des Blindleistungsbudgets benötigt werden.
2. Die nachfolgenden Offshore-Anbindungssysteme werden einschließlich des geplanten Zeitpunkts ihrer Fertigstellung und ihres landseitigen Netzverknüpfungspunkts als erforderlich bestätigt:

<b>Anbindungssystem</b>	<b>geplanter Zeitpunkt der Inbetriebnahme</b>	<b>Netzverknüpfungspunkt</b>	<b>Übertragungskapazität [MW]</b>
NOR-9-1	2030	Wehrendorf	2000
NOR-9-2	2031	Wilhelmshaven 2	2000
NOR-9-3	2029	Unterweser	2000
NOR-10-1	2030	Westerkappeln	2000
NOR-11-1	2030	Heide/West	2000
NOR-12-1	2030	Unterweser	2000
NOR-12-2	2030	Heide/West	2000
OST-2-4	2030	Brünzow/Kemnitz	2000
NOR-11-2	2031	Wilhelmshaven 2	2000
NOR-13-1	2031	Rastede	2000
NOR-6-4	2032	Niederrhein	2000

NOR-9-4	2032	Blockland/neu	2000
NOR-9-5	2033	Kusenhorst	2000
NOR-12-3	2033	Suchraum der Gemeinden Pöschendorf	2000
NOR-12-4	2034	Suchraum der Gemeinden Pöschendorf	2000
NOR-x-1*	2034	Rommerskirchen	2000
NOR-x-2*	2035	Kusenhorst	2000
NOR-x-3*	2035	Sahms/Nord	2000
NOR-x-4*	2036	Kriffel	2000
NOR-x-5*	2036	Oberzier	2000
NOR-x-6*	2036	Hardebek	2000
NOR-x-7*	2037	Suchraum Nüttermoor	2000
NOR-x-8*	2037	Suchraum Ried	2000
NOR-x-9*	2038	Sahms/Nord	2000
NOR-x-10*	2038	Suchraum Rastede	2000
NOR-x-11*	2039	Lippe	2000
NOR-x-12*	2039	Brunsbüttel	2000
OST-x-1*	2039	Gnewitz	300
OST-x-2*	2039	Gnewitz	300
OST-x-3*	2040	Suchraum der Gemeinden Kemnitz	300
OST-x-4*	2040	Suchraum der Gemeinden Kemnitz	300
NOR-x-13*	2040	Samtgemeinde Sottrum	2000
NOR-x-14*	2040	Rommerskirchen	2000
NOR-x-15*	2041	Suchraum Nüttermoor	2000
NOR-x-16*	2041	Sechtem	2000

Die Beauftragung der in der Tabelle mit einem Sternchen (\*) gekennzeichneten Offshore-Anbindungssysteme, deren Bezeichnung mit NOR-x bzw. mit OST-x beginnt, steht unter dem Vorbehalt, dass zugehörige anzuschließende Flächen zur Erzeugung von Windenergie auf See in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans beziehungsweise des Landesraumentwicklungsprogramms Mecklenburg-Vorpommern festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

- Das Projekt NOR-OV-1 mit den Maßnahmen M272\_neu und M273\_neu wird als DC-Offshore-Vernetzung bestätigt.
- Soweit die Übertragungsnetzbetreiber im Verfahren gemeinsame Vorhabenträgerschaften in Abweichung der gesetzlichen Bestimmungen nach § 12c Abs. 8 EnWG vorgeschlagen haben, werden diese durch die Bundesnetzagentur wie beantragt bestätigt.

5. Die nachfolgenden Maßnahmen werden nicht bestätigt:

<b>Projekt</b>	<b>Maßnahme</b>	<b>Bezeichnung</b>
P50	M852	Pulverdingen – Hochberg – Oberjettingen
P50	M853	Oberjettingen – Engstlatt
P231	M966	Mecklar – Philippsthal – Dipperz
P305	M515	Niederstotzingen – Dellmensingen
P305	M517	Rotensohl – Niederstotzingen
P305	M851	Goldshöfe – Rotensohl
P311	M486	Weißenthurm – Bürstadt
P366	M433	DKs/VKs Großkrotzenburg
P483	M833	QRT Suchraum Nüttermoor
P604	M906	Uchtelfangen – Lambsheim
P605	M907	Punkt Meckel – Aach
P605	M908	Aach – Ensdorf
P607	M910	Dellmensingen – Vöhringen
P610	M922	Meppen – Hanekenfähr (Ad-hoc-Maßnahme)
P611	M923	Mengede – Emscherbruch (Ad-hoc-Maßnahme)
P630	M630b	Förderstedt – Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt
P632	M632a	Hamburg/Ost – Hamburg/Süd – Dollern
P679	M863	Deutschland – Frankreich
P682	M920	Netzbooster-Anlage Höpfigen

## II Kostenentscheidung

Für die Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2023-2037/2045 wird eine Gebühr in Höhe von 1.000.000 € festgesetzt. Die Beteiligten zu 1., 2., 3. und 4. haben bis zum 02.04.2024 jeweils einen Betrag von 250.000 € unter Angabe des Verwendungszwecks auf das Konto der Bundeskasse zu zahlen.

## Inhaltsverzeichnis

<b>I</b>	<b>BESTÄTIGUNG</b> .....	<b>3</b>
<b>II</b>	<b>KOSTENENTSCHEIDUNG</b> .....	<b>13</b>
<b>III</b>	<b>SACHVERHALT</b> .....	<b>20</b>
<b>A</b>	<b>Verfahren</b> .....	<b>21</b>
<b>B</b>	<b>Grundlagen des Prüfprozesses</b> .....	<b>22</b>
	1. Szenariorahmen.....	22
	2. Regionalisierung.....	24
	3. Marktmodellierung.....	26
	4. Netzberechnung und -planung.....	29
	5. Praktische Umsetzung und Prüfung.....	35
<b>C</b>	<b>Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung</b> .....	<b>48</b>
<b>IV</b>	<b>RECHTLICHE WÜRDIGUNG</b> .....	<b>49</b>
<b>A</b>	<b>Ermächtigungsgrundlage und formelle Voraussetzungen der Bestätigung</b> .....	<b>50</b>
<b>B</b>	<b>Materielle Voraussetzungen der Bestätigung</b> .....	<b>51</b>
	1. Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans.....	51
	2. Geeignetheit der verwendeten Modellierungen.....	51
	3. Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten.....	52
	4. Angaben zu Pilotprojekten und neuen Technologien.....	52
	5. Bedarf im landseitigen Übertragungsnetz.....	53
	DC21: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (Korridor B).....	66
	DC25: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen (Korridor B).....	69
	DC31: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern (NordOstLink) 72	
	DC32: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern (NordOstLink) 75	
	DC34: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen (Rhein-Main-Link).....	78
	DC35: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen (Rhein-Main-Link).....	81
	DC40: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Sachsen.....	84
	DC41: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Baden-Württemberg.....	90
	DC42: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern.....	93
	P22: Netzoptimierung und -verstärkung Conneforde – Unterweser und Elsfleth/West – Ganderkesee.....	99
	P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West.....	103
	P26: Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel, Büttel, Wilster/West und Stade/West.....	106
	P27: Netzverstärkung zwischen Wehrendorf und Ohlensehlen.....	109
	P33: Netzverstärkung zwischen Wolmirstedt und Salzgitter.....	112



P43: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar, Dipperz und Bergrheinfeld/West.....	115
P51: Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum.....	118
P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg.....	121
P53: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich/West und Altheim.....	124
P71: Netzverstärkung und -ausbau Audorf/Süd – Kiel/neu – Trent – Göhl/West.....	127
P74: Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben.....	130
P84: Netzverstärkung und -ausbau: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Sahms/Nord.....	133
P90: Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve in der Regelzone der TransnetBW GmbH.....	136
P112: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter (Pirach – Pleinting).....	137
P113: Netzausbau und -verstärkung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen .....	139
P116: Netzverstärkung zwischen Dollern und Ovenstädt.....	142
P119: Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum.....	145
P124: Netzverstärkung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt.....	149
P133: Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord.....	152
P135: Netzverstärkung zwischen Ovenstädt und Bechterdissen.....	154
P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt .....	157
P171: Netzverstärkung Hanekenfähr – Merzen (Ad-hoc-Maßnahme).....	160
P175: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Sengwarden (ehemals Wilhelmshaven) und Conneforde .....	162
P200: Punkt Blatzheim – Oberzier .....	165
P203: Umstrukturierung Punkt Walstedde.....	168
P206: Hochrhein .....	169
P211: Netzverstärkung zwischen Gießen/Nord und Karben .....	172
P212: Netzverstärkung Landesbergen – Grohnde – Würgassen – Bergshausen – Borken.....	175
P214: Netzverstärkung Gnewitz – Lüdershagen – Gemeinden Brünzow/Kemnitz – Lubmin .....	178
P215: Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Gnewitz .....	180
P216: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/ Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk .....	183
P222: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen.....	186
P223: Netzverstärkung Krümmel – Sahms – Gemeinden Klein Rogahn/ Stralendorf/Warsow/Holhusen/Schossin – Güstrow .....	188
P225: Netzverstärkung zwischen Altheim und Isar.....	192
P227: Netzausbau: Lübeck/West – Sahms .....	195
P228: Netzverstärkung zwischen Landesbergen, Mehrum/Nord und Salzgitter .....	198
P230: Netzverstärkung zwischen Dipperz und Großkrotzenburg.....	201
P252: Netzverstärkung Marzahn – Wuhlheide.....	204
P302: Netzverstärkung zwischen Höpfingen und Hüffenhardt .....	206
P303: Netzverstärkung Heilbronn.....	208
P304: Netzverstärkung Ost-Württemberg.....	212

P309: Netzverstärkung Bürstadt – Hoheneck (Ad-hoc-Maßnahme).....	215
P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy .....	217
P315: Netzausbau Hanekenfähr – Gronau .....	218
P329: Zweiter DC-Interkonnektor zwischen Deutschland und Großbritannien (DE – UK) .....	220
P353: Querregeltransformatoren (PST) am Abzweig Waldeck (ehemals Twistetal) (Ad-hoc-Maßnahme).....	222
P359: Netzverstärkung und -ausbau: Stendal/West – Wolmirstedt .....	224
P360: Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH .....	226
P366: Umstrukturierung Großraum Frankfurt.....	228
P400: Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve in der Regelzone der TenneT TSO GmbH .....	230
P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk .....	232
P403: Netzverstärkung Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal) .....	235
P406: Netzverstärkung Aach – Bofferdange .....	238
P408: Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet (Ad-hoc-Maßnahme).....	240
P410: Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen .....	243
P412: Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve in der Regelzone der Amprion GmbH .....	245
P420: Netzverstärkung Reicheneck – Rommelsbach (Ad-hoc-Maßnahme) .....	247
P421: Netzverstärkung Trossingen.....	249
P426: Leistungsflusssteuerung Philippsburg (Ad-hoc-Maßnahme).....	251
P450: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West.....	253
P462: Netzerweiterung Siersdorf – Zukunft – Verlautenheide .....	256
P464: Netzerweiterung im Saarland .....	258
P470: Netzausbau Emden/Ost – Suchraum Nüttermoor – Dörpen/West .....	260
P471: Netzausbau Großkrotzenburg 2 – Fechenheim – Frankfurt/Südwest.....	263
P472: Netzverstärkung zwischen Schwandorf und Regensburg.....	265
P473: Netzverstärkung zwischen Schwandorf und Pleinting.....	267
P474: Netzausbau zwischen Zeilarn, Burghausen und Simbach.....	269
P475: Netzausbau zwischen Frankfurt/Südwest und Schwanheim.....	271
P476: Netzausbau zwischen Hochwöhrden und Pöschendorf .....	273
P477: Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Ohlensehlen.....	276
P478: Netzausbau zwischen Suchraum Pöschendorf, Hemmoor und Alfstedt .....	279
P480: Ad-hoc-Maßnahmen in der TenneT-Regelzone.....	282
P481: Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg 2, Suchraum Markt Triefenstein und Raitersaich .....	287
P482: Netzverstärkung zwischen Ludersheim/West und Schwandorf .....	290
P484: Querregeltransformatoren (PST) und Umspannwerk Suchraum Gambach.....	293
P485: Netzverstärkung und -ausbau: Eula – Weida – Herlasgrün – Marktleuthen.....	295

P486: Netzverstärkung und -ausbau Großkrotzenburg 2 – Frankfurt/Nord – Suchraum Bommersheim .....	298
P487: Netzverstärkung zwischen Raitersaich, Vohburg und Sittling .....	301
P488: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Marienberg.....	303
P489: Netzverstärkung Raum Wilhelmshaven.....	305
P490: Netzausbau zwischen Suchraum Petersgmünd und Goldshöfe.....	307
P491: Netzausbau im Raum Emden .....	310
P492: Netzverstärkung zwischen Audorf/Süd und Wilster/West.....	312
P500: Netzverstärkung und -ausbau Aschaffenburg – Urberach .....	315
P501: Netzverstärkung Gersteinwerk – Lippe – Mengede.....	318
P502: Netzverstärkung Walsum – Beeck.....	321
P503: Netzverstärkung Niederrhein – Wehofen/Aldenrade/Hamborn/ Holten/Schmachtendorf – Walsum .....	323
P504: Netzverstärkung Sechtem – Ließem – Weißenthurm.....	326
P505: Netzverstärkung Bauler – Bundesgrenze (LU) .....	328
P509: Netzausbau und -verstärkung Limburg – Bommersheim – Eschborn – Kriftel .....	330
P510: Dezentraler Netzbooster in der Region Bayerisch Schwaben .....	333
P528: Netzverstärkung Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels/ Braunsbedra – Pulgar .....	336
P531: Netzverstärkung und -ausbau: Berlin .....	339
P532: Netzverstärkung Umspannwerk Streumen.....	341
P540: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Vieselbach und Grafenrheinfeld .....	342
P601: Netzverstärkung Niederstedem – Bundesgrenze (LU).....	345
P602: Netzverstärkung Bollenacker – Punkt Brühl.....	347
P606: Netzverstärkung Oberottmarshausen – Suchraum Honsolgen .....	349
P608: Leistungsflusssteuerung in der Region Bergisches Land .....	351
P609: Dezentraler Netzbooster im Rheinland.....	353
P612: Sammelprojekt für Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in der Regelzone Amprions .....	356
P613: Netzverstärkung Polsum – Niederrhein .....	366
P614: Netzverstärkung Niederrhein – Zensenbusch – Walsum.....	369
P615: Netzverstärkung Weißenthurm – Wengerohr – Niederstedem.....	372
P625: Netzausbau Streumen – Gemeinde Großenhain – Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Stadtbezirk Klotzsche – Schmölln .....	374
P627: Netzausbau Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/ Holthusen/Schossin – Perleberg .....	376
P628: Netzverstärkung Lubmin – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/ Werder/Bartow – Malchow 379	
P630: Netzverstärkung Wolmirstedt – Eulenberg – Förderstedt – Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt 382	
P631: Netzverstärkung Marke – Hohenthurm – Lauchstädt .....	386
P634: Netzverstärkung Klostermansfeld – Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen.....	388

P635: Netzausbau Gemeinde Grabowhöfe – Einheitsgemeinde Stadt Jerichow – Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt – Marke.....	390
P636: Netzausbau Delitzsch – Eula .....	393
P637: Leistungsflusssteuerung Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/ Werder/Bartow (Ad-hoc-Maßnahme).....	396
P639: Leistungsflusssteuerung Eisenach (Ad-hoc-Maßnahme).....	397
P640: Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI).....	398
P641: Netzausbau Gemeinde Erxleben/Ingersleben/Emden – Stadt Wanzleben-Börde/Gemeinde Hohe Börde – Eulenberg.....	400
P675: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Suchraum Markt Triefenstein und Großgartach...	402
P676: Netzverstärkung Stuttgart West-/Ostumfahrung.....	405
P677: Netzverstärkung zwischen Rheinau und Hüffenhardt.....	408
P678: DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz.....	411
P679: DC-Interkonnektor Deutschland – Frankreich.....	413
P680: Leistungsflusssteuerung Höpfingen.....	415
P681: Leistungsflusssteuerung Goldshöfe .....	417
P682: Netzbooster Höpfingen.....	419
6. Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen und Offshore-Vernetzung.....	421
Projekt NOR-6-4 .....	433
Projekt NOR-9-1 .....	435
Projekt NOR-9-2 .....	437
Projekt NOR-9-3 .....	439
Projekt NOR-9-4 .....	441
Projekt NOR-9-5 .....	443
Projekt NOR-10-1.....	445
Projekt NOR-11-1.....	447
Projekt NOR-11-2.....	449
Projekt NOR-12-1.....	451
Projekt NOR-12-2.....	453
Projekt NOR-12-3.....	455
Projekt NOR-12-4.....	457
Projekt NOR-13-1.....	459
Projekt NOR-x-1 .....	461
Projekt NOR-x-2 .....	463
Projekt NOR-x-3 .....	465
Projekt NOR-x-4 .....	467
Projekt NOR-x-5 .....	469
Projekt NOR-x-6 .....	471
Projekt NOR-x-7 .....	473
Projekt NOR-x-8 .....	475

Projekt NOR-x-9 .....	477
Projekt NOR-x-10.....	479
Projekt NOR-x-11.....	481
Projekt NOR-x-12.....	483
Projekt NOR-x-13.....	485
Projekt NOR-x-14.....	487
Projekt NOR-x-15.....	489
Projekt NOR-x-16.....	491
Projekt NOR-OV-1 (DC-Offshore-Vernetzung).....	493
Projekt OST-2-4.....	497
Projekt OST-x-1.....	499
Projekt OST-x-2.....	501
Projekt OST-x-3.....	503
Projekt OST-x-4.....	505
<b>V KOSTEN .....</b>	<b>507</b>
<b>RECHTSBEHELFSBELEHRUNG .....</b>	<b>508</b>
<b>ANHANG .....</b>	<b>509</b>
<b>Karten Übertragungsnetz .....</b>	<b>510</b>
<b>Karten Offshore.....</b>	<b>515</b>
<b>Statistik.....</b>	<b>517</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>519</b>
<b>IMPRESSUM.....</b>	<b>523</b>

# III Sachverhalt

# A Verfahren

Der erste Entwurf des NEP 2023-2037/2045 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern am 24.03.2023 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Den anschließend von ihnen überarbeiteten zweiten Entwurf hat die Bundesnetzagentur am 12.06.2023 erhalten und seitdem geprüft.

Die Bundesnetzagentur beteiligte die Behörden, deren Aufgabenbereich berührt wird, und die Öffentlichkeit gemäß § 12c Abs. 3 EnWG in Verbindung mit maßgeblichen Bestimmungen des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) zum zweiten Entwurf des NEP 2023-2037/2045.

Dazu stellte die Bundesnetzagentur der Öffentlichkeit und allen Beteiligten ein Konsultationsdokument mit den vorläufigen Prüfungsergebnissen des NEP 2023-2037/2045 zur Verfügung. Die Prüfungsergebnisse und mögliche Ergänzungen der Übertragungsnetzbetreiber während oder aufgrund der ersten Konsultationsrunde flossen zusammen mit den Inhalten und Erkenntnissen aus den Stellungnahmen der zweiten Konsultationsrunde in die abschließende Prüfung und Bestätigung des NEP 2023-2037/2045 ein.

Die vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur zum NEP 2023-2037/2045 wurden vom 08.09.2023 bis zum 20.10.2023 am Sitz der Bundesnetzagentur (Tulpenfeld 4, 53111 Bonn) ausgelegt und auf der Internetseite [www.netzausbau.de](http://www.netzausbau.de) veröffentlicht. Behörden und Öffentlichkeit konnten sich zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans bis zum 20.11.2023 äußern.

Insgesamt gingen 162 Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur ein. Jedes Schreiben wurde einzeln gezählt, auch solche, die eine gemeinsame Vorlage nutzten oder sich auf eine Ablehnung bestimmter Teile des Netzentwicklungsplans beschränkten, ohne dies näher auszuführen.

Auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur werden die Stellungnahmen von Behörden, sofern diese einer Veröffentlichung nicht widersprochen haben, sowie sonstige Eingaben, deren Verfasser einer vollständigen Veröffentlichung ausdrücklich zugestimmt haben.

Im Nachgang zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans haben die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahmen DC40plus, DC42plus und P27 M52a, sowie die Projekte P491, P492, P540, P613, P614, P615 nachgereicht, welche ebenfalls durch die Bundesnetzagentur geprüft wurden.

Zurückgezogen aus der Prüfung im Netzentwicklungsplan haben die Übertragungsnetzbetreiber während des Verfahrens die Projekte P626, P633, P638 sowie die Maßnahme P641 M641b.

Mit E-Mail vom 26.02.2024 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern Gelegenheit, sich zum Entscheidungstenor der beabsichtigten Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 bis zum 28.02.2024 zu äußern. Die Stellungnahmen der Übertragungsnetzbetreiber hat sie in der abschließenden Bestätigung angemessen berücksichtigt.

## B Grundlagen des Prüfprozesses

Der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz wird im Wege eines mehrstufigen Prozesses ermittelt, der sich in regelmäßigen Abständen wiederholt. Der NEP Strom 2023-2037/2045 soll festlegen, welcher Netzausbau erforderlich sein wird, um Treibhausgasneutralität zu erreichen, das Gesamtsystem auf erneuerbare Energien umzustellen, vollständig aus der Kohle- und Kernenergie auszusteigen und der Stärkung des europäischen Strommarkts für eine solidarische Energieversorgung Rechnung zu tragen.

Das Netz muss so ausgelegt werden, dass es die zukünftig zu erwartenden Transport- und Versorgungsaufgaben erfüllen kann. Der nötige Netzausbau hängt entscheidend von der künftig zu erwartenden Netzbelastung ab. Netzbereiche mit gleichbleibender oder sinkender Netzbelastung müssen nicht erweitert werden, da hier die vorhandene Transportkapazität ausreicht. Netzbereiche, in denen Netzbelastung und Transportbedarf steigen, so dass die bestehenden Kapazitäten überschritten werden, müssen dagegen optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden.

Ausgangspunkt für die Netzentwicklungsplanung ist der sogenannte Szenariorahmen. Dieser dient wiederum als Grundlage für die darauffolgenden Schritte der Regionalisierung und der Marktmodellierung sowie der eigentlichen Netzberechnungen.

### 1. Szenariorahmen

Der Szenariorahmen beschreibt mit verschiedenen Annahmen zu Erzeugung, Last und Verbrauch, wie sich die Energieversorgung Deutschlands zukünftig entwickeln könnte. Er zeigt dabei unterschiedliche mögliche Entwicklungspfade (Szenarien) auf.

Den für den NEP 2023-2037/2045 maßgeblichen Szenariorahmen 2023-2037/2045 hat die Bundesnetzagentur am 08.07.2022 genehmigt. Er enthält sechs Szenarien, jeweils drei beschreiben Entwicklungspfade bis zum Jahr 2037 bzw. erstmals bis zum Jahr 2045 mit vollständiger Klimaneutralität.

Übergeordnetes Ziel ist in allen Szenarien das gesetzlich vorgeschriebene Erreichen der Klimaneutralität in allen Sektoren bis zum Jahr 2045. Dafür muss der Stromsektor in jedem Fall zur Gänze dekarbonisiert sein. Das bedeutet, dass alle Gaskraftwerke spätestens im Jahr 2045 mit grünem Wasserstoff oder Folgeprodukten betrieben werden müssen. Bereits für das Jahr 2037 muss davon ausgegangen werden, dass nur noch sehr geringe Restemissionen von Gaskraftwerken ausgehen.

Die angehobenen Ausbauziele für die erneuerbaren Energien sind in allen Szenarien abgebildet. So sollen laut Gesetz bis zum Jahr 2045 Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 400 GW Photovoltaik und 160 GW Wind an Land errichtet sein. Für die Windenergienutzung auf See ist bis zum Jahr 2045 eine Leistung von 70 GW vorgesehen. Ebenfalls tragen alle Szenarien dem Ausstieg aus der Kernenergie sowie aus der Kohleverstromung Rechnung.

Im Szenariopfad A (Dekarbonisierung durch höheren Anteil heimischen Wasserstoffs) setzt sich in vielen Bereichen die direkte Elektrifizierung durch. Dies betrifft beispielsweise Wärmepumpen und E-Mobilität. In einigen industriellen Bereichen, in denen heute die Unsicherheit bezüglich einer potenziellen Elektrifizierung noch groß erscheint, kommt verstärkt Wasserstoff zum Einsatz. Der dafür benötigte Wasserstoff wird



überwiegend durch heimische Elektrolyse hergestellt. Dies resultiert in einem Bruttostromverbrauch von rund 1050 TWh. Der Ausbau der erneuerbaren Energien folgt dem Pfad des novellierten EEG.

Im Szenariopfad B (Dekarbonisierung durch intensive Elektrifizierung) ist maßgebliche Transformationsstrategie in allen Bereichen die direkte Elektrifizierung. Wasserstoff kommt nur in Bereichen zum Einsatz, in denen aus heutiger Sicht eine solche Direktelektrifizierung unwahrscheinlich erscheint. Effizienz auf der Nachfrageseite wirkt einem starken Anstieg des Stromverbrauchs entgegen. Der Anstieg des Stromverbrauchs wird so auf knapp 1100 TWh begrenzt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien folgt dem Pfad des novellierten EEG.

Im Szenariopfad C (Dekarbonisierung trotz geringerer Effizienz) ist maßgebliche Transformationsstrategie in allen Bereichen ebenfalls die direkte Elektrifizierung. Wasserstoff kommt nur in Bereichen zum Einsatz, in denen aus heutiger Sicht eine Direktelektrifizierung unwahrscheinlich erscheint. Eine geringere Effizienz als im Szenariopfad B sorgt für einen höheren Stromverbrauch von knapp 1300 TWh.

Nachfolgende Tabelle zeigt die im Szenariorahmen 2023-2037/2045 genehmigten Annahmen.

**Installierte Leistung [GW]**

Energieträger	Referenz 2020*/2021	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Kernenergie	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	18,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaskraftwerke (zzgl. endogenem Zubau)	32,1	> 38,4	> 38,4	> 38,4	> 34,6	> 34,6	> 34,6
Öl	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	9,8	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
sonstige konv. Erzeugung	4,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe konventionelle Erzeugung	92,9	> 50,5	> 50,5	> 50,5	> 46,7	> 46,7	> 46,7
Wind Onshore	56,1	158,2	158,2	161,6	160,0	160,0	180,0
Wind Offshore	7,8	50,5	58,5	58,5	70,0	70,0	70,0
Photovoltaik	59,3	345,4	345,4	345,4	400,0	400,0	445,0
Biomasse	9,5	4,5	4,5	4,5	2,0	2,0	2,0
Wasserkraft	4,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
sonstige regenerative	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative	138,7	564,9	572,9	576,3	638,3	638,3	703,3
Summe Erzeugung	231,6	615,7	623,7	627,1	685,3	685,3	750,3

**Stromverbrauch [TWh]**

Nettostromverbrauch	478*	828	891	982	999	1025	1222
Bruttostromverbrauch	533*	899	961	1053	1079	1106	1303

**Treiber Sektorenkopplung**

Elektromobilität [Anzahl in	1,2	25,2	31,7	31,7	34,8	37,3	37,3
Power-to-Heat [GW]	0,8*	12,6	16,1	22,0	14,9	20,4	27,0
Wärmepumpen (HH und GHD)	1,2	14,3	14,3	14,3	16,3	16,3	16,3
Elektrolyse [GW]	<0,1*	40,0	26,0	28,0	80,0	50,0	55,0

**Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]**

PV-Batteriespeicher	1,3*	67,4	67,4	67,4	97,7	97,7	113,4
Großbatteriespeicher	0,5*	23,7	23,7	24,2	43,3	43,3	54,5
DSM (Industrie und GHD)	1,2*	5,0	7,2	7,2	8,9	12,0	12,0

## 2. Regionalisierung

Um beurteilen zu können, welche konkreten Aufgaben das Übertragungsnetz für den Transport von Strom zwischen Erzeugern und Verbrauchern erfüllen muss, reicht es nicht aus, die Energiebilanzen beispielsweise auf Ebene der Bundesländer heranzuziehen. Im deutschen Übertragungsnetz gibt es ca. 450 Netzknoten, an denen Strom in das Höchstspannungsnetz aufgenommen oder ausgespeist wird. Für die Planung des Netzes ist zu ergründen, wieviel Erzeugung bzw. Verbrauch an elektrischer Energie über jeden einzelnen dieser

Netzknoten läuft. Dazu werden Erzeugung und Verbrauch regional so genau wie möglich aufgeschlüsselt. Dieser Schritt wird mit dem Begriff „Regionalisierung“ bezeichnet.

## 2.1 Regionalisierung der Erzeugung

Die Leistung einer bereits existierenden Erzeugungsanlage kann im Regionalisierungsmodell ohne weiteres einem Netzknoten zugeordnet werden. Schwieriger ist es, beispielsweise den Standort und die Leistung von Windparks oder neuen konventionellen Kraftwerken, die bis zum Jahr 2037 bzw. 2045 gebaut werden, vorherzusagen. Abhängig von den verwendeten Erzeugungstechnologien kommen unterschiedliche Herangehensweisen zum Einsatz, um auch für derartige Anlagen eine Prognose erstellen zu können.

Für die erneuerbaren Energien werden deren regionalplanerisch ausgewiesenen Flächen berücksichtigt. Wenn diese Flächen nicht ausreichen oder beispielsweise für kleine PV-Anlagen keine regionalplanerische Ausweisung vorliegt, werden weitere Flächen auf Grundlage des regionalen Potenzials angenommen. Dabei werden die Flächen auf ihre Eignung untersucht, u.a. unter Berücksichtigung von Nutzungsart, Abstandsvorgaben, Schutzgebieten und Ertragspotenzial. Auf Grundlage dessen werden wahrscheinliche Standorte für zukünftig zu errichtende erneuerbare Erzeugungsanlagen ermittelt. Ergänzend werden die Daten aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur ausgewertet und so belastbare Informationen über Lage und Leistung der bereits errichteten sowie der in den nächsten Jahren geplanten neuen EE-Anlagen gewonnen. Beantragt beispielsweise der Betreiber eines in Planung befindlichen Windparks eine Anschlussleitung mit einer Kapazität von mehreren Megawatt, muss dies im Marktstammdatenregister gemeldet werden und es können Rückschlüsse gezogen werden, wo und wieviel Strom dieser Windpark zukünftig in das Netz einspeisen wird. Auch Anlagen, deren Erzeugung weniger volatil ist, wie z. B. Biomasse- oder Laufwasserkraftwerke werden in den Modellierungen berücksichtigt. Die Standorte dieser Anlagen ergeben sich dabei aus den schon heute vorhandenen Bestandsanlagen.

Für die Regionalisierung der Offshore-Windenergie werden die Angaben und die regionale Aufteilung aus dem Szenariorahmen berücksichtigt, welcher wiederum die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans zur Ausschreibung zukünftiger Flächen in Nord- und Ostsee zugrunde liegen. Es wird also analysiert, über welche Anbindungsleitung wieviel Leistung wohin an Land transportiert wird. Die Netzverknüpfungspunkte zwischen Offshore-Anbindungsleitung und Übergang zum landseitigen Hochspannungsnetz sind dabei synchronisiert, damit die Einspeisung der Offshore-Windenergie räumlich und mengenmäßig korrekt in das Übertragungsnetz an Land übernommen wird.

## 2.2 Regionalisierung der Last

Die Lastzeitreihen (stündlich aufgelöster Bedarf an elektrischer Energie des betrachteten Jahres an einem Netzverknüpfungspunkt) für den NEP 2023–2037/2045 werden wie in den vorangegangenen Prozessen auf der Grundlage eines modellgestützten Ansatzes ermittelt.

Zunächst wird die nationale Stromnachfrage in allen Sektoren modelliert. Dabei werden auf Grundlage der Genehmigung des Szenariorahmens Annahmen zur technologischen Entwicklung berücksichtigt und sektorenspezifische Aktivitätsgrößen in die Zukunft projiziert. Das Ergebnis ist eine Veränderung der historischen Stromnachfragekurven der Sektoren. In der Summe ergibt sich die gesamt-nationale Nachfragekurve, die die vorgegebene Jahresenergiemenge aus der Genehmigung des Szenariorahmens erfüllen muss. Diese wird mit sektoralen Verteilungsschlüsseln auf die Landkreise verteilt. In diesem Schritt werden

zahlreiche landkreisscharfe Parameter wie die Anzahl der Haushalte, die regionale Bevölkerungsentwicklung, die Anzahl von Beschäftigten je Region und Sektor oder klimatische Faktoren berücksichtigt.

Um eine Berechnung der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz zu ermöglichen, ist es im letzten Schritt erforderlich, die Landkreise bestimmten Netzknoten des Übertragungsnetzes zuzuordnen. Durch das Vorgehen entstehen regionale Lastzeitreihen, die nur noch begrenzt auf historischen Profilen basieren, sondern modellbasierte Prognosen darstellen. Für neue Verbraucher, die sich in den historischen Lastkurven nur in geringem Maße widerspiegeln, werden ebenfalls modellbasierte Prognosen nach dem beschriebenen Verfahren erstellt. Dazu zählen neben Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen auch Speicher, die durch die Möglichkeit der Ein- und Ausspeicherung eine Sonderrolle einnehmen. Dies gilt ebenfalls für die Regionalisierung, welche sich am Aufkommen von PV-Aufdachanlagen für PV-Heimbatteriespeicher sowie am Aufkommen von Freiflächen-PV und Windenergieanlagen für Großbatteriespeicher orientiert. Die Modellierung des Ein- und Ausspeicherverhaltens folgt der Annahme, dass sich ein je nach Szenario unterschiedlicher prozentualer Anteil der Speicherkapazität marktorientiert verhält und damit insbesondere die Marktintegration von erneuerbaren Energien unterstützt.

Auch in diesem Prozess wurde der Strombedarf neuer geplanter Großverbraucher in Industrie, Gewerbe sowie von Elektrolyseurprojekten abgefragt. Die Bundesnetzagentur hat dazu eine eigene Abfrage bei Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt. Dabei wurden in erster Linie neue Stromverbraucher zur Dekarbonisierung der Industrie sowie neue Rechenzentren und Elektrolyseurprojekte gemeldet. Die Projekte wurden anschließend validiert und in den Szenarien in Abhängigkeit der Datenlage mit einer unterschiedlichen Realisierungswahrscheinlichkeit berücksichtigt.

In den betrachteten Zieljahren entsteht über die durch die Abfrage bekannten Projekten hinaus weiterer Strombedarf. Daher wird das Ergebnis der Abfrage vorrangig dazu genutzt, die oben beschriebene regionale Zuordnung des Stromverbrauchs zu verbessern. Zur Regionalisierung des Verbrauchs von Elektrolyseuren wurden die aus der Abfrage bekannten Projekte, welche auch die geförderten „Important Projects of Common European Interest“ (IPCEI)-Projekte enthalten, als „Onsite-Elektrolyse“ an den konkret bekannten Standorten angenommen. In den betrachteten Zieljahren ist darüber hinaus eine nicht unerhebliche Menge an „Offsite-Elektrolyse“ angenommen, bei welchen kein direkter räumlicher Zusammenhang mit einem Wasserstoffverbraucher vorhanden ist. Diese wurden so verortet, dass sie möglichst keine zusätzlichen Netzengpässe im Stromnetz verursachen. In Bezug auf den Netzausbaubedarf entspricht dies einer konservativen Annahme, da eine solche netzdienliche Verortung von „Offsite-Elektrolyseuren“ bisher nicht durch Maßnahmen des Gesetzgebers sichergestellt wird. Das Endergebnis dieser Methodik steht dabei in Einklang mit der als Grundlage des geplanten Wasserstoff-Kernnetzes angenommenen Regionalisierung der Elektrolyseure. Die berücksichtigte Gesamtleistung ist sogar noch höher, was auch auf die weiter in der Zukunft liegenden Betrachtungsjahre (2037 und 2045 statt 2032) zurückzuführen ist.

### 3. Marktmodellierung

Sowohl die Produktion als auch der Verbrauch von Strom unterliegen gewissen Schwankungen. Das gilt insbesondere für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, die stark wetterabhängig sind. Erzeugung und Verbrauch müssen also in Einklang gebracht werden. Daraus entsteht eine Vielzahl von Situationen, die ein Übertragungsnetz bewältigen können muss. Zugleich ist dies der Grund dafür, dass eine einzelne Leitung mal stärker, mal schwächer ausgelastet wird.

Die Netzentwicklungsplanung muss also neben der regionalen Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch auch eine zeitliche Dimension berücksichtigen. Zur Berechnung der zukünftigen Transportaufgabe in Rahmen des Netzentwicklungsplans muss für jede Stunde der Szenariojahre die Ein- und Ausspeisung an den Netzknoten im europäischen Stromübertragungsnetz bekannt sein. Die Bestimmung erfolgt mittels einer Marktsimulation durch ein Optimierungsmodell. Die Annahmen aus dem Szenariorahmen zur Regionalisierung der Last und erneuerbaren Erzeugung sowie Informationen über den zukünftigen Kraftwerkspark werden dem Modell dabei als exogene Eingangsdaten zur Verfügung gestellt. Das Modell berechnet den optimalen blockscharfen Einsatz des disponiblen Kraftwerksparks, den Einsatz von Speichertechnologien und Flexibilitäten, sowie den resultierenden Handel zwischen den Marktgebieten. Das Ergebnis zeigt für jede Stunde ein kostenoptimales System, wobei Angebot und Nachfrage jederzeit ausgeglichen sind. Im Folgenden werden die Eingangsdaten, der Modellansatz und die Handelskapazitätsberechnungen näher beschrieben, um die Modellierungskette zu erläutern.

Bei den Eingangsdaten muss zwischen Deutschland und dem europäischen Ausland unterschieden werden. Für das Inland werden die Annahmen aus dem Szenariorahmen entnommen. Dadurch ergeben sich sechs verschiedene Eingangsdatensätze, welche zu unterschiedlichen Marktergebnissen führen. Die Daten für das europäische Ausland werden für alle Szenarien dem TYNDP Szenario „Distributed Energy“ entnommen.

Die regionalisierten Erzeugungs- und Verbrauchsleistungen werden zu Zeitreihen transformiert, um stundenscharfe Daten an den Netzverknüpfungspunkten zu erhalten. Bei der dargebotsabhängigen Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik wird zur Berechnung das Wetterjahr 2012 herangezogen, welches sich durch ein ausgewogenes Wetterprofil ohne überlagerte Extremwetterlagen auszeichnet. Für Windenergie- und PV-Anlagen lassen sich anhand der erwarteten Windgeschwindigkeiten bzw. der solaren Strahlungsstärken mit Hilfe der Anlagendaten (Masthöhen, Gleichzeitigkeitsfaktor durch ungünstige Ausrichtungswinkel, Abschattungseffekte) die volatilen Erzeugungszeitreihen berechnen. Aufgrund sehr geringer Grenzkosten folgt eine Einspeisung durch diese Erzeugungsanlagen, wann immer das Wetter dies ermöglicht und der Strom nachgefragt wird. Stellen die erneuerbaren Energien mehr Strom zur Verfügung als gerade nachgefragt wird, wird ihre Einspeisung im Modell entsprechend der geringeren Nachfrage anteilig reduziert. Die Eingangsdaten enthalten Angaben über den Kraftwerkspark inklusive der kraftwerkstechnischen Restriktionen (z.B. An- und Abfahrrampen, Mindesteinsatz- und Stillstandzeiten und Mindestleistungen) und zugehöriger ökonomischer Parameter (z.B. variable Kosten, Anfahrkosten, Teillastwirkungsgrad). Außerdem umfassen die Eingangsdaten zeitscharfe Informationen zu den Flexibilitäten, den Handelskapazitäten und den Zuflüssen.

Das Marktmodell simuliert auf Basis dieser Eingangsdaten den Kraftwerkseinsatz, und Speichereinsatz, die Flexibilitäten und die Handelsflüsse, damit das Angebot die Nachfrage zu jeder Stunde kostenoptimal deckt. Zu diesem Zweck wird ein Optimierungsmodell aufgebaut, welches eine systemweite Minimierung der Kostenfunktion unter Beachtung sämtlicher Randbedingungen verfolgt. Eine stets geltende Randbedingung ist dabei die Ausgeglichenheit zwischen Erzeugung und Verbrauch. Das Optimierungsproblem wird aufgrund der Komplexität in sequenzielle Zeitscheiben aufgeteilt, welche jeweils 168 Stunden – also eine Woche – umfassen. Die Werte der letzten Stunde (z.B. die Speicherfüllstände) werden dann an die folgende Zeitscheibe als Startwerte übergeben.

Das Modell ermittelt den optimalen Kraftwerkseinsatz hinsichtlich möglichst geringer Systemkosten. Durch die Betrachtung der wirtschaftlichen Kennzahlen aller verfügbaren Anlagen ergibt sich zu jeder Stunde eine

Einsatzreihenfolge entlang der Grenzkostenkurve ("Merit-Order"). Grundsätzlich kommen zwar die Erzeuger mit den günstigsten Kosten bis zur Deckung der Last zum Einsatz, allerdings wird die Reihenfolge unter fortschreitendem EE-Ausbau zunehmend dadurch geprägt, dass zum einen vermehrt Situationen auftreten können, in denen die erneuerbaren Energien bereits mehr produzieren könnten als gerade nachgefragt wird. Zum anderen werden die verbliebenen konventionellen Kraftwerke auf CO<sub>2</sub>-neutrale Brennstoffe umgestellt. Diese Kraftwerke weisen dann im Modell sehr ähnliche bzw. gleiche Grenzkosten auf, so dass teilweise eine sehr flache Grenzkostenkurve entsteht.

Die Optimierung der Flexibilitäten erfolgt ebenfalls über einen kostenminimalen Einsatz unter Beachtung technischer Restriktionen. Es wird unterschieden zwischen abschaltbaren, zuschaltbaren und verschiebbaren Lasten. Der Einsatz der Speicher folgt einer möglichst großen Kostenminimierung unter der Beachtung von Zuflussmengen und Speicherfüllständen. Zur Ermittlung der Speicherwasserfüllstände wird ein vorgelagerter vereinfachter Marktlauf über ein ganzes Jahr durchgeführt, um saisonale Effekte zu berücksichtigen.

Sollte es dem Modell zu einer Stunde nicht möglich sein, den Verbrauch zu decken, wird auf sogenannte lastnahe Reserven zurückgegriffen, welche die notwendige Leistung bereitstellen. Gegenteilig kann es zu nicht integrierbarer Leistung aus erneuerbaren Energien kommen. Wenn alle Möglichkeiten zur Integration ausgeschöpft sind, wird die Einspeiseleistung reduziert.

Zur Deckung der Nachfrage bildet sich für jedes Marktgebiet ein Preis, der aus den Flexibilitäten sowie Speicher- und Kraftwerkseinsätzen resultiert. Im europäischen Strombinnenmarkt kann diese Nachfrage ebenso durch grenzüberschreitenden Handel über Marktgebiete hinweg gedeckt werden. Unter Beschränkung einer Handelskapazität führt der Austausch zu konvergierenden Preisen und einer effizienten Nutzung der Erzeugungstechnologien.

Zur Berechnung der verfügbaren Handelskapazität setzt das Marktmodell auf die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung (FBMC) an den Grenzen zu allen synchron verbundenen Marktgebieten Deutschlands. Der wesentliche Unterschied zu der Verwendung von NTCs besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sog. „kritischen Zweigen“ vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch den Handel besonders stark belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse auf diesen Leitungen dürfen die vorgegebenen Kapazitätswerte nicht übersteigen. Es handelt sich daher um eine leitungsscharfe Vorgabe von Kapazitäten für den Handel. Als kritische Zweige im FBMC werden dabei im NEP, analog zur Core-Methodik, ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) berücksichtigt.

Nach dem europäischen Rechtsrahmen müssen mindestens 70 % der thermischen Kapazität der Leitung dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden. Bei DC-Leitungen kann dagegen die volle Kapazität für die Netzplanung angenommen werden, da hier keine Ringflüsse auftreten.

Durch die Ergebnisse der Regionalisierung und der Marktsimulation entstehen stunden- und netzknoten-scharfe Modelle, an welchen Orten in den Jahren 2037 bzw. 2045 zu welchen Zeitpunkten wie viel Strom produziert und verbraucht bzw. importiert oder exportiert wird. Im Ergebnis definiert die Marktmodellierung damit für alle 8760 Stunden der modellierten Jahre die Transportaufgabe, deren Auswirkung auf das Netz in der Netzberechnung ermittelt werden kann.

## 4. Netzberechnung und -planung

Aus den Ergebnissen der Marktmodellierung ergibt sich die Übertragungsaufgabe für das Stromnetz. Während die Marktmodellierung Einspeisung und Verbrauch vorgibt, wird im nächsten Schritt berechnet, welchen Einfluss die Marktergebnisse auf das Netz haben. Es ist ein physikalischer Grundsatz, dass die Menge an in das Netz eingespeistem Strom (durch Einspeisung) zu jedem Zeitpunkt genauso groß sein muss, wie die Menge an aus dem Netz entnommenen Strom (durch Verbrauch). Dies gilt für den Betrieb eines jeden Stromnetzes und muss daher auch in der Planung von Stromnetzen berücksichtigt werden.

Ein weiterer physikalischer Grundsatz ist, dass Strom immer den Weg des geringsten Widerstandes geht. Das bedeutet, dass bei zwei parallelen Leitungen mit unterschiedlichen Widerständen mehr Strom über die Leitung fließt, die den niedrigeren Widerstand hat. Der Stromfluss in einem großen Netz wie dem deutschen Übertragungsnetz kann dadurch also in der Regel auch nicht gesteuert werden. Der Strom fließt entsprechend der physikalischen Gegebenheiten der einzelnen Leitungen von den Erzeugern zu den Verbrauchern und zwar so, dass zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen sind.

Bei der Planung eines Stromnetzes wird das beschriebene reale Verhalten des Stromflusses mit Hilfe eines Simulationsprogramms abgebildet. In dem eingesetzten Simulationsprogramm wird das Netz mit seinen Betriebsmitteln, wie den unterschiedlichen Leitungen und den Knotenpunkten der Leitungen (Schaltanlagen und Umspannwerke) simuliert. Außerdem sind im simulierten Netz Einspeisepunkte und Verbrauchspunkte dargestellt. Um auf dem simulierten Netz nun Berechnungen durchführen zu können, werden noch Werte für die Einspeise- und Verbrauchspunkte benötigt. Diese Werte ergeben sich aus der vorher durchlaufenen Regionalisierung und Marktmodellierung. Es handelt sich um stundenscharfe Werte für jeden Einspeise- und Verbrauchsknoten des simulierten Netzes. Nach dem Einlesen der Einspeise- und Verbrauchswerte in das Simulationsprogramm können anschließend sogenannte Lastflussberechnungen durchgeführt werden.

Im Marktmodell werden alle 8760 Stunden des jeweiligen Zieljahres berechnet. Das Ergebnis des Marktmodells ist vergleichbar mit einer großen Tabelle, bei der in den Spaltenüberschriften alle Einspeise- und Lastpunkte des Netzes stehen und in den Zeilenüberschriften alle 8760 Stunden. Dem Tabelleninhalt ist demnach die Einspeisung und der Verbrauch für jede Stunde des Jahres den Knoten des Netzes zugeordnet. Für das simulierte Netz ergeben sich durch Einlesen dieser Markttabellen und anschließender Lastflussberechnung (also dem simulierten Ausgleich von allen Erzeugungen und Verbrauchern) ebenfalls 8760 Zustände, sogenannte Netznutzungsfälle (NNF). Die Gesamtheit dieser Betriebszustände muss in die Prüfung einbezogen werden.

Der Lastflussberechnung liegt ein mathematischer Algorithmus zugrunde, durch den die Stromflüsse im Übertragungsnetz, die sich aus den in der Marktmodellierung ermittelten Ein- und Ausspeisungen an den über 5000 Netzknoten (gesamteuropäisches Netz) resultieren, berechnet werden können. Diese Berechnungen ergeben für jede Leitung des Übertragungsnetzes für jede berechnete Stunde einen Belastungswert, angegeben in einem prozentualen Verhältnis zu der maximalen thermischen Stromtragfähigkeit der Leitung.

### 4.1 Netzbezogene Begriffe und ihre Bedeutung

In der Netzentwicklungsplanung wird zwischen dem sogenannten Startnetz und dem sogenannten Zubaunetz unterschieden, die zusammen ein Zielnetz bilden.

#### 4.1.1 Startnetz

Die Netzentwicklungsplanung muss an einem bestimmten Ausgangspunkt ansetzen, dem sogenannten Startnetz. Dieses Startnetz bildet das Netzmodell, von dem ausgehend alle weiteren Prüfungen durchgeführt werden.

Dem Startnetz zugeordnet werden das zum Zeitpunkt der Prüfung tatsächlich vorhandene Übertragungsnetz, die im Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) vorgesehenen Leitungen, für die der Gesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf bereits vor der Schaffung der Netzentwicklungsplanung festgestellt hatte, sowie die in vorhergegangenen Netzentwicklungsplänen bestätigten und in das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) aufgenommenen Maßnahmen, sobald für sie ein Antrag auf Planfeststellung vorliegt. Bisher haben sich Vorhaben des Bundesbedarfsplans, für die eine notwendige Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren durchlaufen haben und für die bereits Anträge auf Planfeststellung vorliegen, selbst nach mehrmaliger Prüfung über die verschiedenen Netzentwicklungspläne hinweg als robust auch gegenüber mitunter merklich veränderten Rahmenbedingungen erwiesen.

Maßgeblicher Zeitpunkt für die Zuordnung einer Verbindung zum Startnetz ist die Vorlage des zweiten Entwurfs des NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Offshore-Anbindungsleitungen werden erst mit der Beauftragung des Anbindungssystems zu einem Teil des Startnetzes. Der Unterschied zu den landseitigen Streckenmaßnahmen liegt darin begründet, dass die Planfeststellungsverfahren noch vor der Feststellung der Eignung der Offshore-Flächen für die Gewinnung von Windenergie beginnen, welche durch die jeweilige Anbindung erschlossen werden sollen. Bis zur Feststellung der Eignung der Flächen ist noch nicht sicher, ob und in welcher Form eine Offshore-Anbindungsleitung erforderlich ist.

Die folgenden Tabellen enthalten informatorisch die Streckenmaßnahmen bzw. die Offshore-Anbindungsleitungen, die für den NEP 2023-2037 von der Bundesnetzagentur als Startnetz identifiziert wurden:



### Startnetz onshore

P52	M94b	Punkt Neuravensburg – Bundesgrenze (AT)
P170	M380	Uchtelfangen – Ens Dorf – Bundesgrenze (FR)
P204	M430	Kühmoos – Waldshut-Tiengen – Bundesgrenze (CH)
P221	M461a	DC-Kabel Hansa PowerBridge 2
P228	M800	Liedingen – Bleckenstedt/Süd
P313	M488	Raum Dahlem – Bundesgrenze (BE)
P328	M534	Fedderwarden – Großbritannien
P367	M714	Emden/Ost – Eemshaven (Grenze DE/NL)
P367	M716	PST in Emden/Ost

### Startnetz offshore

Bezeichnung	Netzverknüpfungspunkt	Kapazität [MW]	Inbetriebnahmedatum
NOR-3-3	Emden/Ost	900	2023
OST-2-1	Lubmin	250	2023
OST-2-2	Lubmin	250	2023
OST-2-3	Lubmin	250	2024
NOR-1-1	Emden/Ost	900	2025
NOR-7-1	Garrel/Ost	900	2025
OST-1-4	Lubmin	300	2026
NOR-7-2	Büttel	980	2027
NOR-3-2	Hanekenfähr	900	2028
NOR-6-3	Hanekenfähr	900	2028

#### 4.1.2 Zubaunetz und Zielnetz

Alle übrigen Maßnahmen im Sinne des § 12b EnWG, die nicht Teil des Startnetzes sind, werden im NEP als Zubaumaßnahmen bezeichnet und bilden ein sogenanntes Zubaunetz.

Das Startnetz und das jeweils betrachtete Zubaunetz (also die Summe bestimmter Zubaumaßnahmen) ergeben zusammen ein Zielnetz. Betrachtet man ein bestimmtes Szenario, ergibt sich ein Zielnetz mit allen von den Übertragungsnetzbetreibern für dieses Szenario vorgeschlagenen Maßnahmen (z.B. das Zielnetz B 2037).

#### 4.1.3 Anschlussleitungen

Bei Anschlussleitungen handelt es sich um Maßnahmen im Zusammenhang mit der Herstellung des Netzanschlusses eines Stromeinspeisers oder eines Verbrauchers. Solche Maßnahmen werden nicht im NEP geprüft und bestätigt. Die Rechtslage für Anschlüsse richtet sich alleine nach § 17 EnWG und darauf

aufbauenden Verordnungen wie der Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV).

## 4.2 Planungsgrundsätze und Vorgehensweise in der Netzmodellierung

Die von den Übertragungsnetzbetreibern angewandten „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ berücksichtigen die derzeit geltenden gesetzlichen und anerkannten fachlichen Anforderungen an den Netzbetrieb und die Netzplanung in Deutschland.

### 4.2.1 (n-1)-Sicherheit

Ein wichtiger netzplanerischer Grundsatz ist die sogenannte (n-1)-Sicherheit. Er besagt, dass es bei Ausfall eines Betriebsmittels (z.B. einer Leitung) nicht zu Überlastungen im Netz kommen darf. Da dieser Grundsatz beim Betrieb des Übertragungsnetzes immer eingehalten werden muss, wird dies auch bei der Planung der Stromnetze und damit auch im NEP berücksichtigt. Die maximale Belastung sämtlicher Betriebsmittel muss also auch bei Ausfall eines Betriebsmittels unter 100 % bleiben. Wenn nicht, hätte der Ausfall eines Betriebsmittels die Überlastung eines weiteren zur Folge, so dass auch dieses ausfiele. So könnten Kettenreaktionen entstehen, die großräumige Stromunterbrechungen nach sich zögen.

### 4.2.2 NOVA-Prinzip

Welche Maßnahmen zum Beheben von Überlastungen erforderlich sind, wird abgestuft nach dem NOVA-Prinzip ermittelt. Es besagt, dass im Grundsatz erst Maßnahmen zur Netzoptimierung ausgeschöpft werden müssen, bevor Netzverstärkungsmaßnahmen oder – falls erforderlich – der Ausbau des Netzes in Betracht kommt.

Unter den Begriff Netzoptimierung fallen eine Reihe verschiedener Maßnahmen, die im bestehenden Netz durchgeführt werden können. Eine Optimierung kann beispielsweise darin bestehen, die Spannung einer technisch bereits entsprechend ausgerüsteten, aber lediglich mit 220 kV betriebenen Freileitung auf 380 kV zu erhöhen. Auch das sogenannte Freileitungsmonitoring (FLM) wirkt optimierend, indem bestehende Leitungen abhängig von der herrschenden Witterung ausgelastet werden. Bei Wind oder kühlen Außentemperaturen können Leiterseile mehr Strom übertragen. Weiterhin können lastflusssteuernde Elemente zur optimalen Ausnutzung der Bestandsnetze eingesetzt werden.

Netzverstärkungen sind der (bauliche) Austausch oder die Erweiterung bestehender Betriebsmittel: in Anlagen, durch Umbeseilung einer bisher nur auf 220 kV ausgelegten Leitung auf 380 kV, ferner durch Umbeseilung mit bzw. Seiltausch hin zu Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseilen (HTL- und HTLS-Seile), durch Installation zusätzlicher Stromkreise auf bestehenden Masten oder durch Neubau von Leitungen mit höherer Übertragungskapazität in bestehenden Trassen. Für den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen plant die Bundesregierung mit dem "Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften" eine weitest mögliche Beschleunigung und Vereinfachung. Mit dem Ende Dezember 2023 in Kraft getretenen „Gesetz zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften" wurde der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen in Form der neuen Kategorie des „Seiltauschs“ rechtlich erheblich erleichtert und deutlich beschleunigt.

Unter Netzausbau im engeren Sinn wird die Erweiterung des Netzes durch zusätzliche Umspannwerke und Schaltanlagen bzw. durch zusätzliche Leitungen in neuen Trassen verstanden.

Einen solchen Ausbau schlagen die Übertragungsnetzbetreiber dann vor, wenn Optimierungen bzw. Verstärkungen nicht ausreichen oder aus anderen Gründen nicht in Betracht kommen. Bestehende Leitungen lassen sich schon wegen immissionsschutzrechtlicher Grenzwerte nicht überall durch Hochstrom-, oder Hochtemperaturleiterseile ersetzen. Ebenso sind einer Netzverstärkung durch Bündelung Grenzen gesetzt, wenn anschließend zu viel Leistung über eine einzige Trasse transportiert würde oder eine Überbeanspruchung der räumlichen Umgebung droht.

Netzoptimierungen, welche nicht explizit als Maßnahmen beantragt werden müssen, wie beispielsweise FLM, werden, soweit sie technisch möglich und rechtlich zulässig sind, in der NEP-Prüfung als durchgeführt vorausgesetzt. So wird beispielsweise durch entsprechende Konfiguration der Datensätze unterstellt, dass im Zieljahr flächendeckend FLM stattfindet. Auch lastflusststeuernde Maßnahmen zur optimalen Ausnutzung der Bestandsnetze werden bereits in der Planung ebenso wie eine optimale Netztopologie vorausgesetzt. Gleichwohl sind neu zu errichtende Maßnahmen wie beispielsweise Phasenschiebertransformatoren grundsätzlich Teil des NEP und unterliegen einer Prüfung durch die Bundesnetzagentur.

#### **4.2.3 Lastflusststeuernde Maßnahmen**

In einem vermaschten Übertragungsnetz nimmt Strom physikalisch bedingt grundsätzlich immer den Weg des geringsten Widerstands. Dieser Effekt lässt sich durch technische Maßnahmen kompensieren, so dass der Lastfluss über die einzelnen Leitungen bis zu einem gewissen Grad beeinflusst und gesteuert werden kann. Die Wirkung dieser Maßnahmen ist gedanklich vergleichbar mit der eines Ventils. Sie können die Übertragungsfähigkeit der einzelnen Leitungen nicht vergrößern, aber die Belastungen im Netz so „verschieben“, dass es insgesamt besser genutzt wird und damit die Transportkapazität insgesamt erhöht werden kann. Die gleichmäßigere und effektivere Nutzung kann dann im Einzelfall einen Verzicht auf zusätzliche Ausbaumaßnahmen ermöglichen.

Die wesentlichen von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP 2023-2037/2045 vorgeschlagenen lastflusststeuernden Betriebsmittel sind sog. Phasenschiebertransformatoren (PST), es sind jedoch auch andere technische Möglichkeiten denkbar, beispielsweise Betriebsmittel basierend auf Leistungselektronik.

Je größer der Wirkleistungsfluss über einer Leitung, desto größer ist die sogenannte Phasenwinkeldifferenz. Die Wechselspannung erreicht an einem Ende der Leitung etwas später (Millisekunden) ihr Maximum als am anderen Ende. Wäre sie genau gleichphasig und hätten den gleichen Betrag, wäre die Differenzspannung zwischen beiden Enden Null, über die Leitung würde also keine Spannung abfallen und somit auch kein Strom bzw. keine Leistung fließen. Dieser Phasenwinkel und damit die Auslastung der Leitung lässt sich beeinflussen. Genau hier setzt die Funktionalität eines PST an. Er verfügt zusätzlich zu Ober- und Unterspannungswicklung (Kupferspulen innerhalb des Transformators) über eine dritte, sogenannte Erregerwicklung. Mittels dieser Wicklung kann die Differenz zwischen den Phasenwinkeln an Anfangs- und Endknoten in gewissem Maß beeinflusst werden. Wird diese Phasenwinkeldifferenz verringert, kann weniger Leistung über den Transformator fließen, wird sie erhöht, mehr. Im Einsatz befinden sich PST bereits heute, beispielsweise an der Grenze zwischen Deutschland und Polen, um unerwünschte Ringflüsse von Norddeutschland über Polen nach Süddeutschland und Österreich weitestgehend zu vermeiden.

Da die Änderung des Spannungswinkels mechanisch geschieht, und zwar durch Änderung der sogenannten Anzapfungsstellung am Erregertransformator, sind die Einsatzmöglichkeiten von PST verschleißbedingt beschränkt.

#### 4.2.4 Engpassfreiheit und Redispatch

Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen auf der ersten Stufe der Netzplanung keinen Redispatch von Kraftwerken und keine Lastabschaltungen zur Vermeidung von Netzausbaubedarf. Solche Instrumente müssen dem späteren tatsächlichen Netzbetrieb als Sonder- bzw. Notfallinstrumente vorbehalten bleiben. Planerisch gesehen ist daher das Netz im Einklang mit den bisherigen Planungsgrundsätzen im ersten Schritt durch die Übertragungsnetzbetreiber zunächst weitgehend engpassfrei auszulegen, weil es später in der Lage sein muss, den erzeugten Strom aufzunehmen und nachfragegerecht zum Verbraucher zu transportieren. Denn wenn die genannten Sonder- bzw. Notfallinstrumente bereits bei der Planung des Netzes generell einbezogen würden, würde man sie als „ergriffen“ voraussetzen bzw. aufzehren, so dass sie später im laufenden Betrieb nicht mehr zur Vermeidung tatsächlicher Stör- oder Gefährdungsfälle im Elektrizitätsversorgungssystem zur Verfügung stünden.

Seit dem NEP 2019-2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber das Netz bewusst nicht vollständig engpassfrei geplant, um Raum für mögliche Innovationen bei Betriebsmitteln oder in der Betriebsführung zu lassen, die mittel- bis langfristig Netzausbau ersetzen könnten. Das richtige Maß an Engpassfreiheit in der Netzplanung ist dabei jedoch sehr schwer zu bestimmen. Sollten die erhofften Innovationen nicht eintreten, führt ein dadurch unterdimensioniertes Netz zu erheblichen Engpassmanagementkosten.

Das Ergebnis der Überprüfung und Bestätigung der vorgeschlagenen Maßnahmen kann daher durch eine andere Einschätzung der Bundesnetzagentur durchaus von dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber abweichen, ist aber ebenso wenig ein im dargestellten Sinne engpassfreies Netz.

Die Bundesnetzagentur lässt bei ihrer Prüfung in zweierlei Hinsicht Raum für Innovationen: Zum einen werden innovative Technologien, deren Umsetzung bereits heute realistisch erscheint, allen Netzanalysen zugrunde gelegt. Davon umfasst sind die Anwendung des Freileitungsmonitorings (FLM), die Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen (HTL), der optimale Einsatz von Phasenschiebertransformatoren und HGÜ-Konvertern, die es ermöglichen, das bestehende Netz optimal auszunutzen, und die Erhöhung der maximalen Stromtragfähigkeit von 3600 auf 4000 A, soweit es nach aktuellem Stand möglich erscheint. Folglich sollten diese Technologien schnellstmöglich umgesetzt werden, da sie bereits in der Planung vorausgesetzt sind. Andernfalls wäre das Netz für die Herausforderungen der Zieljahre unterdimensioniert.

Zum anderen geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass ein bestimmtes Maß an verbleibenden Engpässen durch zukünftige Innovationen behoben werden könnte. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass es nicht sinnvoll ist, solche Engpässe, die nach dem NOVA-Prinzip verhältnismäßig leicht behebbar sind (bspw. durch Umbeseilung auf HTL), mit der Erwartung zukünftiger Innovationen bestehen zu lassen. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund der in Abschnitt 4.2.2 dargestellten gesetzlichen Erleichterung für den Seiltausch.

Ferner muss davon ausgegangen werden, dass im realen Netzbetrieb Engpässe auftreten, die in der Planung nicht berücksichtigt werden können. Durch Bau- und Wartungsmaßnahmen sowie beim Auftreten von Mehrfachfehlern (gleichzeitiger Ausfall mehrerer Betriebsmittel) stehen die Übertragungsnetzbetreiber in der Praxis vor Situationen, die über die Netzauslegung in der Planung hinausgehen. Es kann dann später zu einem Engpass kommen, sofern nicht zuvor in einem weiteren Zyklus der Netzentwicklungsplanung entweder eine bereits vorgeschlagene Maßnahme doch noch bestätigt werden kann oder eine innovative Maßnahme zur Behebung des Engpasses identifiziert wird. Ist dies nicht der Fall, müsste der Engpass durch Redispatch

behalten werden. Für den Fall, dass keine innovativen Maßnahmen identifiziert werden können, darf das Maß an verbleibenden Engpässen im Zieljahr deshalb nicht zu groß werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass einerseits der Netzausbau auf das erforderliche Maß begrenzt wird und andererseits ein sicherer Netzbetrieb nicht gefährdet wird. Insofern wird bei der Netzplanung zwar Redispatch nicht als Planungsinstrument eingesetzt, jedoch im Rahmen der beschriebenen Grenzen bewusst in Kauf genommen.

## 5. Praktische Umsetzung und Prüfung

Die Bundesnetzagentur prüft für die Bestätigung des Netzentwicklungsplans jeden einzelnen Schritt, der sich an die Genehmigung des Szenariorahmens anschließt, nach. In den folgenden Unterabschnitten wird die generelle Vorgehensweise zur Überprüfung der unterschiedlichen Eingangsgrößen und der eingereichten Projekte durch die Bundesnetzagentur vorab beschrieben. Besonderheiten bei der Prüfung von Blindleistungskompensation und Momentanreserve werden zwecks besserer Nachvollziehbarkeit im Zusammenhang mit den jeweiligen Projekten erläutert.

Neben den eigenen Berechnungen schreibt die Bundesnetzagentur zusätzlich unabhängige wissenschaftliche Gutachten aus, deren Ergebnisse in die Abwägungsentscheidung zum NEP einfließen. Für die Prüfung des NEP 2023-2037/2045 erhielten im Rahmen eines öffentlichen Ausschreibungsverfahrens die ef.RUHR GmbH und die DIGSILENT GmbH die Zuschläge als Gutachter.

Wie in Abschnitt III B 4 erläutert werden die Netzberechnungen im Rahmen des NEP mithilfe eines simulierten Netzes durchgeführt. Für die Netzmodellierung nutzen die Übertragungsnetzbetreiber ein vollständiges Modell des deutschen Übertragungsnetzes. Die Kopplungen mit den angrenzenden Netzen werden mittels geeigneter und mit den anderen europäischen Übertragungsnetzbetreibern abgestimmter Parameter abgebildet. Die Übertragungsnetze der unmittelbar an Deutschland grenzenden Länder sind ebenfalls so weit wie möglich netzknotenscharf abgebildet. Für die elektrotechnische Überprüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen nutzt die Bundesnetzagentur wie bisher INTEGRAL und andere fachlich anerkannte Software. Die Datenbasis, d.h. die Informationen über das vorhandene oder im Bau befindliche Netz und dessen Leistungsvermögen, also der technischen Eigenschaften der Leitungen, Schaltanlagen, Umspannwerke und sonstigen Betriebsmittel, ist grundsätzlich die gleiche wie die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendete. Das schließt leichte Abweichungen im Detail nicht aus, die beispielsweise vorkommen können, wenn einzelne Anlagen zwischenzeitlich geändert und die Datensätze noch nicht entsprechend angepasst wurden. Die Bundesnetzagentur überprüft die von den Übertragungsnetzbetreibern eingereichten Datensätze, klärt Unstimmigkeiten, stellt Rückfragen zu Auffälligkeiten und korrigiert nichtzutreffende Daten oder Eingangsparameter. Auf dieser Grundlage erstellt sie einen Prüfungsdatensatz, anhand dessen sie Ausbaumaßnahmen beurteilt.

### 5.1 Prüfung der Regionalisierung und Marktmodellierung

Für ihre Prüfungen des NEP 2023-2037/2045 hat die Bundesnetzagentur die Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber mit der gutachterlichen Marktmodellierung der ef.RUHR GmbH verglichen. Die beiden Modellergebnisse stimmen in ihren Aussagen zu dem Kraftwerks- und Speichereinsatz, den Flexibilitäten und dem grenzüberschreitenden Handel grundsätzlich überein. Dadurch liegen für alle drei Szenarien und die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 verlässliche und robuste Annahmen zu den Ein- und Ausspeisungen an sämtlichen Netzknotenpunkten vor. Die unterschiedlichen Modellstrukturen lassen sich dem Bericht „NEMO IX Los 2 Marktmodellierung“ sowie dem Kapitel „Marktmodellierung“ des zweiten

Entwurfs des NEP 2023-2037/2045 entnehmen. Die Differenzen der Ergebnisse lassen nicht auf die Überlegenheit eines der Modelle schließen. Durch den Vergleich der Ergebnisse aus verschiedenen Modellen lassen sich dennoch wichtige Rückschlüsse auf die Belastbarkeit der Ergebnisse ziehen.

Aufgrund der ausgeprägten Übereinstimmung der Ergebnisse beider Marktsimulationen können die Daten der Übertragungsnetzbetreiber als plausibel und valide für die folgenden Netzberechnungen herangezogen werden. Die Transportaufgabe wird somit über den gleichen Marktdatensatz für die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur abgebildet. Dadurch erhöht sich die Vergleichbarkeit zwischen den Prüfungsergebnissen und es wird eine Konsistenz zwischen den Szenarien sichergestellt.

## 5.2 Überlastungsindizes

Wichtig für die Prüfung des NEP und von Zubaumaßnahmen ist stets, wie sich das Übertragungsnetz und seine einzelnen Bestandteile in den jeweils betrachteten Konstellationen verhalten. Um dies bewerten und vergleichen zu können, benötigt man ein einheitliches Maß für die Aus- bzw. Überlastung des Übertragungsnetzes und seiner Leitungen.

Die bloße Anzahl an Überlastungen ist als Maß nur bedingt geeignet, da es qualitativ einen Unterschied macht, ob eine Leitung beispielsweise in 100 Stunden eines Jahres im Schnitt „nur“ mit 101 % überlastet wäre oder aber mit 110 %. Die Höhe der Überlastung muss im Zusammenhang mit der Häufigkeit gesehen werden.

Bereits im Gutachten zum NEP 2014 mit dem Zieljahr 2024 wurde zu diesem Zweck ein sogenannter Überlastungsindex verwendet. Dabei wird zunächst die Leistung einer Leitung, die aufgrund einer Überlastung nicht übertragen werden könnte, für ein Jahr aufsummiert. Eine stark überlastete Leitung fällt deutlich mehr ins Gewicht als eine nur schwach überlastete Leitung.

Um anschließend einen Index auch für das gesamte Übertragungsnetz zu erhalten, können die einzelnen Jahreswerte aller Leitungen aufsummiert werden und ergeben damit den deutschlandweiten Überlastungsindex.

Die so erhaltenen Werte dürfen jedoch nicht mit den im Netzbetrieb tatsächlich anfallenden Redispatch-Mengen gleichgesetzt werden. Denn die tatsächlichen Redispatch-Mengen können sowohl geringer sein, wenn für die Überlastungen mehrerer Leitungen die gleichen Redispatch-Maßnahmen wirken, als auch höher, wenn es regional keine gut geeigneten Kraftwerke gibt, um eine Überlastung wirksam zu beheben. Insofern erweist sich der Überlastungsindex als Maß für die Überlastungen auch regelmäßig als robuster und aussagekräftiger als Redispatch-Mengen. Denn während der Überlastungsindex eine rein netzbezogene Größe ist, fließen in Redispatch-Berechnungen zusätzlich noch die Annahmen und Prognosen für genaue Kraftwerksstandorte sowie deren Einsatzkosten ein, sowie das genaue Redispatch-Verfahren, welches einer stetigen Weiterentwicklung unterliegt und kaum robust vorhersehbar ist. Zwar werden manche dieser Annahmen auch in die Marktmodellierung und Netzberechnung berücksichtigt, jedoch mit einer deutlich geringeren Auswirkung auf die Ergebnisse. Daher verwendet die Bundesnetzagentur zur Bewertung von Streckenmaßnahmen regelmäßig den Überlastungsindex und greift nur in wenigen Ausnahmefällen (Netzbooster, Interkonnektoren), die sich mittels des Überlastungsindex nicht in geeigneter Weise beurteilen lassen, auf Redispatch-Berechnungen zurück.

Die Bundesnetzagentur unterscheidet in ihrer Prüfung im NEP 2023-2037/2045 erstmals zwischen Maßnahmen, die als Netzverstärkungsmaßnahmen auszuführen sind, und solchen Maßnahmen, welche einen Neubau in einer neuen Trasse auslösen würden.

Grundsätzlich sind Netzverstärkungsmaßnahmen technisch einfacher umzusetzen, schneller zu realisieren, von wesentlich geringerer Eingriffsintensität, teilweise auch deutlich kostengünstiger als Neubaumaßnahmen und insoweit grundsätzlich vorzuzugswürdig. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt diesen Umstand, indem für Netzverstärkungsmaßnahmen ein Überlastungsindex von 15 GWh angesetzt wird. Damit wird ebenfalls dem Umstand Rechnung getragen, dass Netzverstärkungsmaßnahmen in ihrer Wirkungsweise in der Regel lokal auf Netzüberlastungen wirken, wohingegen Neubauten von Trassen deutlich weiträumigere, teils deutschlandweite, Auswirkungen auf das Netz aufweisen müssen, um gerechtfertigt zu sein.

Bei einer Neubaumaßnahme signalisiert dagegen erst ein Überlastungsindex von mindestens 30 GWh, was als Energiemenge in etwa dem Jahresstromverbrauch von 10.000 Haushalten entspricht, dass Netzausbau in dieser Region erfolgen muss, um bestehende Überlastungen zu reduzieren. Dieser Wert entspricht ungefähr einer durchschnittlichen Überlastung mit 110 % in 100 Stunden. Insofern geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass eine Reduktion des Überlastungsindex durch eine Neubaumaßnahme um diesen Wert zu einer erheblichen Entlastung des Übertragungsnetzes führt. Dieses Indiz löst daher eine weitere tiefergehende Prüfung aus.

### 5.3 Wirksamkeit

Eine von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Maßnahme ist wirksam, wenn sie eine drohende Überlastung im Übertragungsnetz reduziert. Berücksichtigt werden dabei (n-0)- und (n-1)-Überlastungen, also nur solche, die entweder schon im Grundzustand des Übertragungsnetzes (n-0) oder aber bei Ausfall eines Betriebsmittels (z. B. einer Leitung, eines Transformators usw.) auftreten.

Eine Ausbaumaßnahme kann aus Effizienzgründen auf der Ebene des Übertragungsnetzes auch wirksam sein, wenn dadurch die unterlagerten Spannungsebenen entlastet werden. So kann es z.B. effizienter sein, eine neue Leitung auf Übertragungsebene zu errichten, als einen massiven oder nicht nachhaltigen Ausbau auf der 110 kV-Ebene zu betreiben.

Ein Interkonnektor, also eine Maßnahme, die das deutsche Übertragungsnetz mit einem Nachbarstaat verbindet, wird dann als wirksam eingestuft, wenn der resultierende Nutzen die Kosten des Interkonnektors übersteigt.

Zur Überprüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme wird der Betriebszustand des Übertragungsnetzes ohne und dann unter Einbeziehung dieser Maßnahme verglichen. Dazu wird die Maßnahme im berechneten Netzmodell zunächst entfernt bzw. „abgeschaltet“ und der Lastfluss im Normalbetrieb (Grundlastfluss) berechnet. Anschließend wird die zu überprüfende Maßnahme hinzugenommen bzw. „eingeschaltet“ und der Grundlastfluss im Netz mit der Maßnahme berechnet. Beide Situationen im Grundlastfluss werden auf unzulässige Betriebszustände und Überlastungen hin überprüft und miteinander verglichen. Ebenso werden in beiden Netzmodellen (ohne und mit der Maßnahme) Ausfallrechnungen durchgeführt, bei denen jeweils ein Betriebsmittel abgeschaltet wird, um die (n-1)-Sicherheit des Netzes zu untersuchen.

Ergeben diese Vergleiche, dass die zu überprüfende Maßnahme Überlastungen und unzulässige Betriebszustände reduziert oder sogar komplett behebt, ist die Maßnahme wirksam.

Für das Kriterium der Wirksamkeit reicht es nach den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber aus, wenn die überlastvermeidende Wirkung nur in einer spezifischen Belastungs- oder Nutzungssituation, d.h. in einem einzigen sogenannten Netznutzungsfall, auftritt. Für die Prüfung stehen die 8760 modellierten Stunden des betrachteten Jahres als Netznutzungsfälle zur Verfügung. Die Bundesnetzagentur bestätigt jedoch nur Maßnahmen, die nicht nur in einer einzelnen, sondern in einer Vielzahl von Stunden Überlastungen verringern oder verhindern und so zu einer angemessenen Senkung des Überlastungsindex führen. Daher wertet die Bundesnetzagentur auch die deutschlandweite Verbesserung des Überlastungsindex durch die einzelnen Maßnahmen aus und gibt diese in den jeweiligen Steckbriefen an. In der Regel werden lediglich Maßnahmen, die über die reine Wirksamkeitsbetrachtung hinaus eine Verbesserung des Überlastungsindex von mindestens 30 GWh bzw. 15 GWh bei Netzverstärkungsmaßnahmen (vgl. Abschnitt III B 5.2) bieten, bestätigt.

Einige Maßnahmen begründen sich dadurch, dass sie Überlastungen der unterlagerten Netzebenen beseitigen oder für eine betriebliche (n-1)-sichere Anbindung der unterlagerten Netzebenen sorgen. Zur Prüfung solcher Maßnahmen wurden Netzdaten der unterlagerten 110 kV-Netze untersucht oder weitere Indikatoren zur Bewertung herangezogen. Geprüft wird zum einen, ob eine Maßnahme Überlastungen der unterlagerten Netze behebt, die ohne Ausbau des Übertragungsnetzes nur mit unverhältnismäßig großem Aufwand behoben werden könnten, und zum anderen, ob die Versorgungssicherheit der unterlagerten Netzebenen durch mögliche Ausfälle im Höchstspannungsnetz oder durch betriebliche Freischaltungen gefährdet ist, sodass eine versorgungssichere Anbindung der unterlagerten Netzebenen nicht mehr gegeben wäre. Eine detailliertere Betrachtung der Verteilernetze ist nur in Einzelfällen erforderlich und sinnvoll, da es die Aufgabe des NEP ist, den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz und nicht im Verteilernetz festzustellen. Grundsätzlich werden die Verteilernetze im NEP daher als reduzierte Modelle betrachtet.

#### **5.4 Erforderlichkeit**

Eine wirksame Maßnahme muss darüber hinaus auch erforderlich sein.

Dies bedeutet, dass Maßnahmen auch gegenüber Veränderungen von gesetzlichen oder sonstigen Rahmenbedingungen stabil und zukunftsfest sein sollten, um keine unnötigen Ressourcen zu verbrauchen. Eine Maßnahme ist in diesem Sinne erst dann erforderlich, wenn sie auch gegenüber Veränderungen der Netzentwicklungsplanung in einem gewissen Maße widerstandsfähig und damit robust ist. Dies wird einerseits schon dadurch erreicht, dass eine Maßnahme in allen betrachteten Szenarien in mehreren Stunden wirksam sein muss und andererseits durch Einhaltung des Erforderlichkeitskriteriums.

Um die Erforderlichkeit im Rahmen einer Prüfung quantifizierbar zu machen, ist die maximale Auslastung von Leitungen ein sinnvolles Kriterium. Die Auslastung zeigt, in welchem Umfang die Leitung beansprucht wird. Je höher die Beanspruchung einer Leitung ist, umso stärker ist die Entlastung anderer Leitungen. Ist die Auslastung dagegen niedrig, so könnte die Transportaufgabe u. U. auch auf niedrigerer Spannungsebene bewältigt werden. Je stärker das Netz durch eine Maßnahme entlastet wird, desto höher ist ihr Nutzen für das Gesamtsystem. Dabei ist zwischen Wechselstrommaßnahmen und Gleichstrommaßnahmen zu unterscheiden. Bei einer Gleichstromleitung kann im Gegensatz zu einer Wechselstromleitung die Auslastung gezielt eingestellt werden. Gleichstromleitungen werden in der Regel so eingestellt, dass eine möglichst hohe



Auslastung zur Entlastung der umgebenden Wechselstrommaßnahmen erreicht wird. Bei den Wechselstrommaßnahmen hingegen ergeben sich die Auslastungen aus den physikalischen und elektrotechnischen Gesetzmäßigkeiten im vermaschten Netz. Der Lastfluss verteilt sich nach physikalischen Gesetzmäßigkeiten auf das Netz und ist ohne zusätzliche, mitunter aufwändige technische Einrichtungen nicht beeinflussbar.

Zur Bestimmung der Auslastung einer Leitung betrachtet die Bundesnetzagentur die zugehörigen Jahresauslastungskurven. Eine Maßnahme gilt in der Regel dann als erforderlich, wenn sie zu einem Zeitpunkt des jeweils betrachteten Jahres zu mindestens 20 % ausgelastet ist. In der Regel würde eine Auslastung von 20 % bei einer typischen Netzausbaumaßnahme (380 kV-Doppelleitung mit 4000 A) einem Lastfluss von gut 1000 MW entsprechen. Ein solcher Lastfluss würde bei einer niedrigeren Spannungsebene wie beispielsweise 110 kV je nach Ausführung schon Auslastungen im Grundfall von deutlich über 100 % erreichen und wäre dementsprechend nicht mehr sinnvoll in dieser Spannungsebene realisierbar.

Im Gegensatz zu Maßnahmen im Wechselstromnetz verliert die Auslastung bei Gleichstromverbindungen insbesondere im NEP 2023-2037/2045 stark an Bedeutung. Anders als im Wechselstromnetz stellen sich die Ströme und damit auch die Auslastungen bei Gleichstromverbindung nicht nach physikalischen Gesetzmäßigkeiten ein, sondern können mittels Leistungselektronik gezielt gesteuert werden. Die Gleichstromverbindungen werden in den zugrundeliegenden Netzmodellen und Netzberechnungen, aber auch im späteren Netzbetrieb so eingesetzt, dass sie das Wechselstromnetz optimal entlasten. Die Auslastung der Gleichstromverbindungen ist damit maßgeblich abhängig von der zugrunde gelegten Betriebsweise. Insbesondere die für die oben beschriebene Anforderlichkeit relevante maximale Auslastung liegt daher regelmäßig bei allen Gleichstromverbindungen bei 100 %.

Dieser Effekt verstärkt sich im aktuellen NEP-Prozess noch, da durch eine immer stärkere Vernetzung der Gleichstromverbindungen die Auslastung eines einzelnen Abschnitts deutlich weniger Aussagekraft über die Notwendigkeit der Projekte hat als in der Vergangenheit. Dies gilt insbesondere für Vernetzungen mit Offshore-Anbindungssystemen, bei denen sich die Auslastung auf einzelnen Abschnitten vor allem durch die Einspeisung der Offshore-Windparks ergibt und nicht mehr nur aus der Entlastung des landseitigen Netzes. Hinzu kommt die geänderte Prüfmethodik bei Streckenmaßnahmen (siehe folgender Abschnitt), so dass im Ergebnis weder eine Vergleichbarkeit mit den bisherigen NEP-Prozessen noch zwischen den einzelnen Maßnahmen dieses Prozesses gegeben ist.

## **5.5 Prüfung von Streckenmaßnahmen**

Bei der technischen Prüfung von Streckenmaßnahmen durch die Bundesnetzagentur werden für jede zu prüfende Streckenmaßnahme umfangreiche Netzberechnungen durchgeführt. Grundsätzlich werden dabei zwei Netzausbauzustände miteinander verglichen. Sie bilden das Netz einmal ohne und einmal mit der zu prüfenden Maßnahme ab. So lässt sich die Wirkung, welche die zu prüfende Maßnahme auf das Netz hat, individuell für jede Maßnahme bestimmen. Als Vergleichskriterium wird dabei der Überlastungsindex (vgl. Abschnitt III B 5.2) herangezogen.

Mit der beschriebenen Vorgehensweise werden auch diejenigen Maßnahmen überprüft, für die der Gesetzgeber im Bundesbedarfsplan bereits die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf festgestellt hat. Damit kommt die Bundesnetzagentur ihrem Auftrag nach, Öffentlichkeit und Gesetzgeber darüber zu informieren, ob die energiewirtschaftliche Notwendigkeit dieser Maßnahmen aus

fachlicher Sicht weiterhin gegeben ist, auch wenn sich zwischenzeitlich bestimmte Rahmenbedingungen oder Prognosen geändert haben.

Bei der Prüfung der Streckenmaßnahmen durch die Bundesnetzagentur ändert sich im Vergleich zum vorhergehenden Prüfprozess zum Netzentwicklungsplan 2021-2035 die Vorgehensweise. Diese ergibt sich aus Untersuchungen, die zunächst auf Basis des eingereichten Zielnetzes der Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt wurden. Dieses Zielnetz enthält alle von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen. Bei zunächst durchgeführten Netzberechnungen, die initial dieses Zielnetz untersuchten, wurde festgestellt, dass dieses Zielnetz bereits einen vergleichsweise hohen Überlastungsindex aufweist.

In einem ersten Prüfschritt werden daher zunächst alle Maßnahmen einzeln aus dem Zielnetz herausgeschaltet (TOOT – take one out at a time) und somit deren Wirkung auf das Zielnetz untersucht ("0. Iteration"). Es werden mit dieser Vorgehensweise diejenigen Maßnahmen ermittelt, die mit Blick auf das Zielnetz keine ausreichende Wirkung auf die verbleibenden Engpässe besitzen. Denn obwohl das untersuchte Zielnetz auch mit allen Maßnahmen weiterhin Überlastungen aufweist, ist dies kein Anhaltspunkt dafür, dass alle eingereichten Maßnahmen auch tatsächlich notwendig sind bzw. in ausreichendem Maße zur Senkung der verbleibenden Überlastungen beitragen. So ist es beispielsweise denkbar, dass sich Maßnahmen gegenseitig beeinflussen und einzelne Maßnahmen andere Maßnahmen, die räumlich und netztechnisch gesehen ähnlich verortet sind, obsolet machen. Das einfachste denkbare Beispiel dafür wären zwei Maßnahmen, die zwischen den gleichen Netzverknüpfungspunkten parallel verlaufen. Möglich sind in einem vermaschten Netz jedoch auch Beeinflussungen zwischen Maßnahmen, die nicht exakt parallel verlaufen, netztechnisch jedoch ähnliche Wirkungen auf das Gesamtsystem aufweisen. Genau diese Maßnahmen gilt es in diesem ersten Prüfungsschritt zu ermitteln.

In einem zweiten Schritt werden nun diese ermittelten Maßnahmen zusammen aus dem Zielnetz herausgenommen, und es ergibt sich damit sozusagen ein „neues“ Zielnetz (1. Iterationsnetz). Dieses Netz enthält nunmehr nur noch diejenigen Maßnahmen, die eine ausreichend gute Wirkung auf Basis des ersten Prüfschrittes auf die Engpässe im Netz aufweisen und die Prüfkriterien der Bundesnetzagentur erfüllen.

Aufgrund von möglichen Wechselwirkungen zwischen Maßnahmen kann es dennoch vorkommen, dass herausgenommene Maßnahmen eine ausreichend gute Wirkung auf die verbleibenden Netzengpässe aufweisen. Im Beispiel der beiden parallel verlaufenden Maßnahmen würden im ersten Prüfschritt beide Maßnahmen aus dem Netz herausgenommen, weil die jeweils andere Maßnahme ausreichend wäre, um die Netzengpässe zu beseitigen. Dadurch entsteht möglicherweise jedoch genau an der Stelle des Netzes nun ein Engpass, da beide Maßnahmen aus dem Netz entfernt wurden.

Im nächsten Schritt werden daher die zuvor ermittelten Maßnahmen einzeln (PINT – put one in at a time) wieder auf des „neue“ Zielnetz (1. Iterationsnetz) zugeschaltet. Falls zuvor Abhängigkeiten zwischen Maßnahmen bestanden haben, ergeben sich nun Ergebnisse anhand derer die Maßnahmen nun einzelnen bewertet und miteinander verglichen werden können. Die Maßnahmen, die die Prüfkriterien in diesem Schritt erfüllen, können dem Netz wieder zugeschaltet werden und es ergibt sich im Zuge der Prüfung das nächste „neue“ Zielnetz (2. Iterationsnetz). Bei der Hinzunahme von Maßnahmen gilt es jedoch bei möglichen Abhängigkeiten darauf zu achten, nicht zu viele Maßnahmen wieder hinzuzunehmen. Bei besagtem fiktiven Beispiel zweier paralleler Maßnahmen ist also nur diejenige Maßnahme hinzuzunehmen, die eine bessere Wirkung auf die Netzengpässe aufweist.

Mit diesem iterativen Prüfverfahren kann ein robustes Zielnetz identifiziert werden, welches letztendlich nur diejenigen Maßnahmen enthält, die zu einer ausreichenden Reduzierung der Überlastungen beitragen und dabei die Prüfkriterien der Bundesnetzagentur erfüllen. Dabei ist festzuhalten, dass das ermittelte Netz keinesfalls frei von Engpässen ist und stattdessen auch nach Netzausbau Engpässe im Netz verbleiben.

Aufgrund des hohen Überlastungsindex bereits auf dem Zielnetz wäre mit einer Vorgehensweise analog zum Prüfprozess zum Netzentwicklungsplan 2021-2035 ein Identifizieren derjenigen Maßnahmen ohne ausreichend gute Wirkung auf das Zielnetz nicht möglich. Vielmehr würden sich alle bzw. der Großteil der Maßnahmen als wirksam herausstellen. Ausgehend von einer Prüfung auf Basis eines Zielnetzes und dem einzelnen Herausschalten der Maßnahmen lassen sich aus den vorgeschlagenen Maßnahmen diejenigen ermitteln, die eben keine ausreichende Wirkung aufweisen und sich so nicht als robust gegenüber dem betrachteten Zieljahr und den untersuchten Szenarien erweisen.

## 5.6 Prüfung von Interkonnektoren

Interkonnektoren sind Streckenmaßnahmen, welche zwei Übertragungsnetze gebotszonenübergreifend miteinander verbinden. Bis auf wenige Ausnahmen entsprechen diese Gebotszongrenzen den Staatsgrenzen. In einigen wenigen Fällen gibt es mehrere Gebotszonen innerhalb eines Staats (z.B. Schweden oder Italien), oder aber eine Gebotszone umfasst mehrere Staaten (z.B. Deutschland und Luxemburg).

Obwohl die technische Ausführung in aller Regel identisch mit derjenigen innerdeutscher Streckenmaßnahmen ist, erfüllen Interkonnektoren einen grundlegend anderen Zweck und müssen daher anders bewertet werden. Dies liegt an den historisch gewachsenen, strukturellen Unterschieden der Netze innerhalb und zwischen den Staaten, am Zuschnitt der einzelnen europäischen Gebotszonen und an der daraus resultierenden Funktionsweise des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes.

Die Übertragungsnetze innerhalb der jeweiligen Staaten sind in der Regel gut vermascht, d.h. es gibt immer mehrere Verbindungen zwischen einzelnen Netzknoten. In der Folge ist die Impedanz (der Widerstand) gering und der Strom kann überwiegend ungehindert und verlustarm von den Erzeugern zum Verbraucher fließen. Dies wird auch an den Strommärkten abgebildet, indem innerhalb der für den Markt relevanten Gebotszonen gilt, dass Marktteilnehmer uneingeschränkt handeln dürfen.

Im Vergleich zu den gut vermaschten internen Netzen gibt es an den jeweiligen Grenzen verhältnismäßig wenige Interkonnektoren und damit eine geringere Vermaschung, was die Fähigkeit des gesamten Netzes zwischen den Gebotszonen Strom zu transportieren begrenzt. Gäbe es nur eine einzige Gebotszone – wäre also der Strommarkt vollständig gekoppelt – wären genau diese Interkonnektoren ständig überlastet und würden zu tiefgreifenden Eingriffen der Netzbetreiber führen, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Aus diesem Grund gilt für den Handel zwischen den Gebotszonen, dass zunächst Kapazität zur Verfügung stehen muss, welche die interessierten Handelsparteien sich im Rahmen von Auktionen der Netzbetreiber beschaffen. Diese Handelskapazität wird im Wesentlichen durch die physikalischen Grenzen der Interkonnektoren und die generelle Auslastung der Netze bestimmt.

Der Bewertung von Interkonnektoren wohnt daher das unionsweite energiepolitische Ziel inne, durch Erhöhung der Kapazitäten an den Grenzen nach und nach die Einschränkungen im grenzüberschreitenden Stromhandel zu senken, um durch einen integrierten Elektrizitätsbinnenmarkt die Gesamtwohlfahrt zu steigern. Da sich durch ein neuen Interkonnektor die Kapazität an den Grenzen erhöht, verändert sich mit

ihm insbesondere auch das Marktergebnis, das seinerseits Grundlage der Prüfung innerdeutscher Maßnahmen ist. Dies bedeutet, dass eine Bewertung des Nutzens nicht analog zu den innerdeutschen Maßnahmen erfolgen kann.

Für die Bewertung von Interkonnektoren wird deshalb anhand gutachterlicher Wirtschaftlichkeitsberechnungen der ef.RUHR GmbH analysiert, welche Effekte auf das Geschehen am Strommarkt und in direkter Folge auch auf die Netze zu erwarten sind. Als Grundlage der Bewertungsmethodik wird auf eine CBA („cost benefit analysis“, Kosten-Nutzen-Analyse) abgestellt, welche im europäischen Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) durch den Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber, ENTSO-E, zur Anwendung kommt. In den Anwendungsrichtlinien der Methodik werden diverse aus Netzmodellierungen ableitbare und monetarisierbare Parameter des Nutzens aufgeführt. Hier finden sich sowohl naheliegende Kriterien wie vermiedene Abregelung von EE, veränderter Redispatch-Einsatz, veränderte CO<sub>2</sub>-Emissionen als auch abstraktere Parameter wie Systemstabilität, Flexibilität und Versorgungssicherheit.

Zur Bewertung wurden folgende Parameter herangezogen:

- Der gesamteuropäische, wie der rein auf Deutschland bezogene volkswirtschaftliche Nutzen, in Summe bestehend aus Konsumenten-, Produzenten-, und Engpassrenten.
- Der monetarisierte Einfluss von verringertem oder vermehrtem Redispatch-Einsatz sowie von sinkenden oder zusätzlichen Netzverlusten
- Die Veränderung von CO<sub>2</sub>-Ausstoß durch gesteigerte Integration erneuerbarer Energien oder gesteigerten Redispatch, zumindest in den 2037er Szenarien.
- Die Verringerung des Bedarfs an lastnaher Reserve. Dieser ist ein Maß für nötigen Kraftwerkseinsatz, welcher über die Möglichkeiten der im Marktmodell existierenden Marktkraftwerke hinausgeht. Er ist ein Indiz für ohne den zu bewertenden Interkonnektor zusätzlich zu errichtende, steuerbare Erzeugungsleistung.

Basierend auf der Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 werden Interkonnektoren, welche noch nicht Teil des Bundesbedarfsplangesetzes sind, geprüft. Analysiert werden die Auswirkungen sowohl für das Jahr 2037 als auch für das Jahr 2045. Die anschließende Bewertung basiert auf dem sich ergebenden Mehrwert sowie auf den Umweltauswirkungen der grenzüberschreitenden Leitungen.

Eingebracht und geprüft wurden folgende Interkonnektorprojekte:

Projektnr.	Beschreibung/ Start- und Endpunkte	Von	Nach	AC/DC	Geplante IBN
P74	Vöhringen – Westtirol	DE	AT	AC	2030
P329	Niederlangen – Großbritannien	DE	UK	DC	2030
P678	Südlicher Landkreis Böblingen – Mettlen	DE	CH	DC	2037
P679	Deutschland – Frankreich	DE	FR	DC	2037

## Konsultation

Im Rahmen der Konsultation wurde angemerkt, dass eigentlich zu wenig Interkonnektoren von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen worden seien. So müssten die angenommenen Steigerungen der installierten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten mit einer wesentlichen Steigerung der Interkonnektorkapazitäten einhergehen. Ebenso sollten gesteigerte Interkonnektorkapazitäten passend zu den Ausbauplänen der benachbarten Staaten dimensioniert und die Möglichkeit geprüft werden, bestehende Interkonnektorprojekte präventiv mit Leerrohren zu versehen. Ebenfalls wird angeregt, künftig die Angabe der bereits aktuell verfügbaren Interkonnektorkapazität anzugeben, um den nötigen Ausbau zu den jeweiligen Anrainern besser bewerten zu können.

*Der vom Konsultationsteilnehmer geforderte Prozess existiert in dieser Form bereits auf europäischer Ebene innerhalb des Prozesses zur Erstellung des TYNDP und kann daher im NEP berücksichtigt werden. Die dort erarbeiteten Szenarien umfassen unter anderem die von den EU-Mitgliedstaaten in den jeweiligen nationalen Energie- und Klimaplänen festgelegten Ausbaupläne. Im Prozess „Identification of System Needs“ werden die sich unter der Annahme der Szenarien ergebenden Bedarfe an Kapazitätserhöhungen an den jeweiligen Gebotszonengrenzen ermittelt, auf denen in der Folge Interkonnektorprojekte von Netzbetreibern oder Dritten vorgeschlagen werden können. Interkonnektorprojekte aus dem TYNDP haben die Übertragungsnetzbetreiber gemäß Szenariorahmen in den NEP eingebracht*

Ein Konsultationsteilnehmer thematisierte die Kennzeichnung einiger Projekte im NEP als Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI). Der Konsultationsteilnehmer gab an, dass diese Projekte „angeblich durch Beschlüsse auf europäischer Ebene festgesetzt“ und im NEP deshalb nicht mehr veränderbar wären. Die Erstellung des TYNDP und die darauf basierende Verleihung des Status PCI geschähe durch die europäischen Übertragungsnetzbetreiber bzw. deren Verband ENTSO-E jeweils ohne Rechtsbehelfe, strategische Umweltprüfung, Alternativen Prüfung und Kosten-Nutzen-Analysen. Aus diesem Grund fehle es den Projekten an demokratischer Legitimierung und sie dürften keine Sonderstellung im NEP einnehmen.

*Die Bundesnetzagentur kann offenlassen, ob diese Meinung zutrifft. Die Bundesnetzagentur unterzieht seit je her grundsätzlich alle Vorhaben, auch solche mit PCI-Status, einer ergebnisoffenen Prüfung im NEP.*

### 5.7 Prüfung von Offshore-Anbindungssystemen

Im Gegensatz zu den landseitigen Maßnahmen, die einem sicheren, zuverlässigen und bedarfsgerechten Netz dienen, bezweckt die Planung der Offshore-Anbindungssysteme allein den Ausbau von dafür geeigneten Anbindungen zur Erschließung von Erzeugungsanlagen in Gestalt von Offshore-Windparks bis zum Netzverknüpfungspunkt an Land. Daher unterscheidet sich auch die Prüfung der seeseitigen von der Prüfung der allein landseitigen Maßnahmen. Insoweit wird eine Anbindungsplanung für Erzeugungseinheiten vorgegeben, deren erzeugte elektrische Energie an Land transportiert werden muss. Es entsteht somit eine Planung, ab welchem Zeitpunkt eine bestimmte Erzeugung aus Offshore-Windenergie in den Küstenregionen Deutschlands an welchen Orten eingespeist werden soll. Der auf See erzeugte Strom muss zu nahezu 100 % an Land transportiert werden.

Im landseitigen Übertragungsnetz wird untersucht, ob das Netz auch ohne eine Maßnahme sicher wäre und weiterhin zuverlässig betrieben werden könnte. Im Unterschied dazu hat der Ausfall eines Anbindungssystems zur Folge, dass die daran angeschlossenen Offshore-Windparks nicht mehr ins Übertragungsnetz

einspeisen können. Im Ergebnis läge also nur die gleiche Situation wie bei einer Windflaute vor, so dass der Ausfall einer Offshore-Anbindungsleitung grundsätzlich keinen Einfluss auf die Stabilität des Stromnetzes hat. Das Kriterium der Wirksamkeit, wie es bei anderen Maßnahmen geprüft wird, hat demnach für die Prüfung der Offshore-Anbindungssysteme grundsätzlich keine Relevanz.

Laut § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG muss der NEP alle Maßnahmen – einschließlich der Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung sowie der landseitigen Netzverknüpfungspunkte – enthalten, die für einen bedarfsgerechten Ausbau an Offshore-Anbindungssystemen erforderlich sind.

Aus diesen Gründen ist für die Prüfung von Offshore-Anbindungssystemen ein anderes Vorgehen nötig als für die Prüfung von landseitigen Maßnahmen im Übertragungsnetz. Die Details werden gemeinsam mit den Ergebnissen in Abschnitt 0 dargestellt und erläutert.

### **5.8 Prüfung Offshore-Vernetzung**

Die Übertragungsnetzbetreiber planen seeseitig zwischen reinen Offshore-Anbindungen eine DC-Vernetzung vorzusehen. Hierbei soll die Möglichkeit geschaffen werden, zwei Offshore-Plattformen in der deutschen AWZ miteinander zu vernetzen. Dies kann bei geeigneter Auswahl der landseitigen Netzverknüpfungspunkte zur Entlastung des landseitigen Netzes beitragen, da durch diese zusätzliche Flexibilität die Offshore-Einspeisung netzverträglicher erfolgen kann. Über die Offshore-Verbindung kann das landseitige Netz zwischen den Netzverknüpfungspunkten gezielt entlastet werden, solange die Anbindungen durch die Windeinspeisung nicht vollständig ausgelastet sind. In geeigneten Situationen kann eine Offshore-Vernetzung in ihrer Wirkungsweise wie ein landseitiger HGÜ-Korridor funktionieren, indem zwei Anbindungsleitungen über eine Querverbindung auf See „zusammengeschaltet“ werden, so dass bspw. Strom von einem küstennahen Netzverknüpfungspunkt aus über die zusammenschalteten Offshore-Anbindungen zu einem weiter südlich gelegenen lastnahen Netzverknüpfungspunkt transportiert werden könnte. Weiterhin werden mögliche Reserven für die Offshore-Einspeisung geschaffen, da bei Ausfall eines Anbindungssystems der angeschlossene Windpark nicht zwangsläufig vollständig abgeregelt werden muss. Die Bundesnetzagentur prüft solche Offshore-Verbindungen wie eine entsprechende landseitige HGÜ-Maßnahme auf ihre netzentlastende Wirkung.

### **5.9 Prüfung von Punktmaßnahmen**

Bei sogenannten Punktmaßnahmen handelt es sich rein technisch betrachtet um den Neubau oder die Erweiterung von singulären Anlagen wie Umspannwerken und Schaltanlagen, die Einbindung neuer Transformatoren, die Installation von Phasenschiebertransformatoren oder die Aufstellung von Kondensatoren. Im Gegensatz zu den linienförmigen Streckenmaßnahmen betreffen Punktmaßnahmen also lediglich den Neubau oder die Erweiterung einzelner Netzbestandteile an einem bestimmten Ort.

Unterscheiden lässt sich zwischen horizontalen Punktmaßnahmen, die Folge des Ausbaubedarfs im Übertragungsnetz sind, und vertikalen Punktmaßnahmen, die ihre Ursache in Bedarfen oder Rückspeisungen des unterlagerten Verteilernetzes und der sinnvollen und bedarfsgerechten Verknüpfung dieser beiden Netzebenen haben. Vertikale Punktmaßnahmen beruhen zumeist auf Anschlussverpflichtungen oder auf Annahmen der Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zur Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch in einzelnen Regionen. Zwar bezieht die Bundesnetzagentur im Interesse einer integrierten und ganzheitlichen Netzentwicklungsplanung auch die nachgelagerten Netzebenen in ihre Betrachtungen mit ein, dennoch unterliegen vertikale Punktmaßnahmen keiner Prüfung und Bestätigung im NEP.

Im NEP Strom werden daher nur die horizontalen Punktmaßnahmen erfasst. Der überwiegende Teil dieser Maßnahmen verbindet Elemente der Höchstspannungsebene. Dies kann z. B. das Aufstellen von sogenannten Kuppeltransformatoren sein, die verschiedene Spannungsebenen (220 kV und 380 kV) miteinander verbinden, oder auch die Erweiterung bestehender Anlagen um zusätzliche Schaltfelder. Da es sich hierbei um Maßnahmen handelt, die direkt die Leistungsflüsse innerhalb des Übertragungsnetzes betreffen, können sie ebenso wie Streckenmaßnahmen durch die Bundesnetzagentur berechnet und netztechnisch überprüft werden. Hierfür stellen die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende Datensätze zur Verfügung.

Eine Besonderheit ergibt sich für die Prüfung horizontaler Punktmaßnahmen daraus, dass das Kriterium der Erforderlichkeit (vgl. Abschnitt III B 5.4) auf sie nicht sinnvoll anwendbar ist. Mit diesem Kriterium wird bei Streckenmaßnahmen abgeschätzt, ob alternativ zu einem Ausbau des Übertragungsnetzes nicht auch ein Ausbau des Verteilernetzes zur Bewältigung der prognostizierten Transportaufgaben ausreichend sein könnte. Bei horizontalen Punktmaßnahmen im Übertragungsnetz stellt sich diese Frage nicht, da ihre Funktion nicht durch einen Ausbau im Verteilernetz ersetzt werden kann.

### 5.10 Prüfung von Netzbooster-Pilotanlagen

Die beantragten Netzbooster sollen der Errichtung von Pilotanlagen zur Erprobung eines innovativen Konzeptes zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes dienen. Im Gegensatz zur klassischen präventiven Auslegung des (n-1)-Kriteriums, bei der das Übertragungsnetz nach Ausfall eines Betriebsmittels keine Überlastungen aufweisen darf, sollen reaktive Betriebsführungsansätze wie das Netzbooster-Konzept eine kurzfristige Überlastung im Fehlerfall zulassen. Die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit soll dabei reaktiv durch schnell aktivierbare Anlagen (u.a. Batteriespeicher) erfolgen und somit eine höhere Auslastung im Normalbetrieb ermöglichen. Dabei soll die nach dem Ausfall eines Netzbetriebsmittels entstehende Überlastung durch steuerbare Lasten vor dem Engpass und Einspeisungen hinter dem Engpass behoben werden. Die Idee ist, langfristig die Lasten und Einspeisungen so zu platzieren, dass ein großer Teil des Übertragungsnetzes durch die Anlagen entlastet werden könnte. Dadurch soll das Übertragungsnetz dauerhaft näher an seiner Belastungsgrenze (Dauerbetriebsstrom) betrieben werden können.

Insgesamt würde die großflächige Anwendung des Konzeptes eine Weiterentwicklung des (n-1)-Prinzips bedeuten und damit eine neue Form der Netzbetriebsführung erforderlich machen. Dieses Konzept ist noch nicht Stand der Technik und seine Umsetzung noch mit einer Vielzahl von Fragen verbunden. Insbesondere ist derzeit nicht erkennbar, dass das Konzept einer reaktiven Netzbetriebsführung und damit auch des Einsatzes von Netzboostern langfristig überhaupt Sinn ergibt. Denn durch fortschreitenden Einsatz von Leitungen mit einer höheren Stromtragfähigkeit (entweder infolge des Austauschs alter Leitungen oder durch Netzausbau) werden sich zukünftig die temporär zulässigen Betriebsströme kaum oder nur in einem deutlich geringeren Maße als heute von den dauerhaft zulässigen Betriebsströmen unterscheiden. Ein kurzfristiges Überlasten der Leitungen auf Basis einer reaktiven Betriebsführung ist damit nicht mehr möglich, da sonst im (kurzen) Zeitraum zwischen Auftreten eines (n-1)-Falles und der Reaktion durch Netzbooster oder andere Betriebsmittel Auslastungen bzw. Ströme erreicht werden, die nicht mehr sicher beherrschbar wären und damit die Systemstabilität gefährden würden.

Aktuell geht die Bundesnetzagentur daher davon aus, dass die großflächige Anwendung des Konzeptes mittel- bis langfristig keinen signifikanten Mehrwert bieten kann. Unter der Annahme, dass weiterhin sowohl im Rahmen von gezielten Netzverstärkungen als auch von altersbedingten Ertüchtigungen das Höchstspannungsnetz insgesamt mittelfristig auf den aktuellen Stand der Technik gebracht wird, kann durch

die reaktive Betriebsführung grundsätzlich auch kein Netzausbau eingespart werden. Denn dann würde es schlicht an Leitungen fehlen, die noch kurzfristig überlastet werden könnten, ohne die Systemstabilität insgesamt zu gefährden.

Insofern beschränkt sich die Bundesnetzagentur bei der Prüfung der Netzbooster-Pilotanlagen auf den Nutzen im kurz bis mittelfristigen Übergangszeitraum, in dem die Anlagen potenziell einen Mehrwert liefern können. Obwohl der NEP selbst nicht dazu dient, Forschungsvorhaben und deren Pilotprojekte durch eine Bestätigung zu fördern, sind für die Bundesnetzagentur dennoch zwei Wege der Prüfung denkbar. Entweder können die beantragten Pilotanlagen selbst wirtschaftlich sein. Dazu muss ein Nutzen erkennbar sein, der die Kosten übersteigt. Gleichzeitig muss mit ausreichender Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden können, dass die Projekte umsetzbar sind und ihren Nutzen auch tatsächlich erbringen können. Alternativ müsste ein klares Zielkonzept vorgelegt werden, in dem die reaktive Netzbetriebsführung unter Einsatz der Netzbooster entgegen der vorgenannten Bedenken hinreichend beschrieben werden kann und eine Wirtschaftlichkeit nachgewiesen wird. Weiterhin muss aufgezeigt werden, welche konkreten Erkenntnisse nur durch die beantragten Pilotanlagen gewonnen werden können, ohne die eine Umsetzung des Zielkonzeptes nicht möglich ist. Die Übertragungsnetzbetreiber sind wie schon im NEP 2019-2030 der ersten Variante gefolgt und haben Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit vorgelegt.

Mit den Projekten P510, P609 und P682 haben die Übertragungsnetzbetreiber im NEP 2023-2037/2045 drei weitere Netzbooster-Anlagen vorgeschlagen. Wie bereits im NEP 2019-2030 und im NEP 2021-2035 prüft die Bundesnetzagentur die Angaben der Übertragungsnetzbetreiber und führt insbesondere eigene Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit der Anlagen durch. Die Wirtschaftlichkeit einer nur temporär wirkenden Anlage wird grundsätzlich mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt. Den Investitions-, Kapital- und Betriebskosten stehen dabei mögliche Einsparungen beim Redispatch gegenüber.

Allerdings sind die Investitionskosten für die Anlagen mit extrem großen Unsicherheiten behaftet, da es sich einerseits um neuartige Anlagen handelt, für die es wenig Erfahrungswerte gibt, und andererseits die Kosten für Batteriespeicher sich aktuell sehr dynamisch entwickeln. Diese Einschätzung wird auch von einigen Konsultationsteilnehmern geteilt.

Insofern liegen der Bundesnetzagentur schon alleine von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber sehr unterschiedliche Angaben zu den entsprechenden Investitionskosten vor, die von den Standardkosten des NEP-Entwurfs erheblich abweichen.

Da die mit Unsicherheiten behafteten Kostenannahmen entscheidenden Einfluss auf das Ergebnis der Kosten-Nutzen-Analyse haben können, legt die Bundesnetzagentur in der NEP-Bestätigung eine Obergrenze für jeden ansonsten bestätigungsfähigen Netzbooster fest.

Zur Bewertung des Nutzens werden neben den Szenarien aus dem Netzentwicklungsplan auch zwei Szenarien aus der Bedarfsanalyse und der Langfristanalyse herangezogen. Mit diesen zusätzlichen Datensätzen können die Jahre 2026/2027 und die Jahre 2030/2031 abgebildet bzw. untersucht werden. Da die Netzbooster-Projekte nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber teilweise schon im Jahr 2025 in Betrieb gehen sollen, wäre eine Betrachtung nur auf Basis der Szenarien aus dem Netzentwicklungsplan unzureichend.

Ab dem Jahr 2030 werden laut Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber auch die HGÜ-Konverter und Phasenschiebertransformatoren reaktiv betrieben werden und damit den Nutzen der Netzbooster-Anlagen



potenziell senken. Die reaktive Betriebsweise der HGÜ-Konverter und der Phasenschiebertransformatoren unterstellt die Bundesnetzagentur daher in ihren Untersuchungen ab dem Jahr 2031. Da die Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan selbst nur einen geringen Nutzen der reaktiven Betriebsführung im Jahr 2037 ausweisen (0,3 TWh im Szenario B 2037), schreibt die Bundesnetzagentur in ihrer Prüfung den Nutzen der Netzbooster-Anlagen ab dem Jahr 2031 bis zum Jahr 2037 linear bis nahe Null fort.

Für die Jahre bis 2031 hat die Bundesnetzagentur in ihren Untersuchungen jeweils einen Nutzen durch eingesparten Redispatch untersucht. Berücksichtigt wird dabei auf der Nutzen-Seite auch eine vermiedene Abregelung von EE-Anlagen durch den reaktiven Einsatz der Netzbooster. Dies wird mit 100 €/MWh in den Modellen berücksichtigt. Außerdem werden in den Jahren 2025 bis 2031 der bis dato erfolgte Netzausbau der HGÜ-Korridore berücksichtigt. Als Ergebnis ergibt sich ein Nutzen durch vermiedenen Redispatch in den Jahren 2025 bzw. ab Inbetriebnahme der jeweiligen Netzbooster-Anlage bis zum Jahr 2037. Bei allen Berechnungen wird eine ganzjährige Verfügbarkeit der Netzbooster unterstellt.

Für die Gesamtkostenprognose sind hinsichtlich der Anlagen neben den reinen Investitionskosten auch Kapital- sowie Betriebskosten angemessen zu berücksichtigen. Zur Abschätzung der Kapitalkosten hat die Bundesnetzagentur einen konservativen Zinssatz von 4 % p.a. bei einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren unterstellt, um die Kosten nicht zu überschätzen. Als Betriebskosten unterstellt die Bundesnetzagentur wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen auch pauschal 0,8 % der Investitionskosten p.a. über die genannte Abschreibungsdauer.

Einige Konsultationsteilnehmer hatten aus diesem Vorgehen allem Anschein nach geschlossen, dass nicht die gesamte Lebensdauer der Netzboosteranlagen berücksichtigt wäre. Dies ist nicht der Fall, es wird grundsätzlich der gesamte Zeitraum betrachtet, in dem die Anlagen in Betrieb sein könnten. Es zeigt sich jedoch entsprechend der eingangs dargestellten Umstände, dass der Nutzen der Anlagen spätestens ab dem Jahr 2037 weitestgehend entfällt.

Von einigen Konsultationsteilnehmern wurde hinterfragt, ob bei den Berechnungen schon die neuesten EE-Ausbauziele berücksichtigt seien. Die aktuellen Ziele der Bundesregierung sind entsprechend des Szenariorahmens und der oben genannten Vorgehensweise berücksichtigt. Neuere konkrete Ziele liegen einerseits nicht vor und könnten auch nicht ohne weiteres im laufenden Prozess berücksichtigt werden. Sollte es neue Erkenntnisse geben, können diese regelmäßig erst im Folgeprozess berücksichtigt werden. Dies liegt in der Natur des wiederkehrenden Netzplanungsprozesses. Es sind jedoch keine konkret berücksichtigungsfähigen Erkenntnisse absehbar, die einen Einfluss auf die Prüfung hätten.

Einige der Anlagen sollen laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber zudem so spezifiziert werden, dass sie Blindleistung und Momentanreserve bereitstellen können. Ebenso fordern auch einige Konsultationsteilnehmer, diesen Nutzen mit in der Bewertung zu berücksichtigen. Da der Nutzen hiervon jedoch extrem schwer zu monetarisieren ist, hat sich die Bundesnetzagentur wie in der Vergangenheit auch entschlossen, bei der Bewertung stattdessen auf der Kostenseite die Investitionskosten einer vergleichbar ausgelegten STATCOM-Anlage anzurechnen. Dies erfolgt jedoch nur bei den Anlagen, die laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber entsprechend ausgelegt werden sollen. Gleichzeitig ist die durch die Netzboosteranlagen bereitgestellte Blindleistung und Momentanreserve beim entsprechenden Budget zu berücksichtigen (siehe Abschnitte IV B 5.2 und IV B 5.3).

## C Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Stellungnahmen zum überarbeiteten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 thematisierten eine Bandbreite verschiedenster Aspekte. Vordringlicher Zweck der Beteiligung ist es, Hinweise zu sammeln, die innerhalb der Netzentwicklungsplanung und des dabei rechtlich abgesteckten Entscheidungsspielraums der Bundesnetzagentur sachlich von Belang sind.

Ein erheblicher Anteil der eingegangenen Stellungnahmen beschäftigte sich demgegenüber entweder weit grundsätzlicher mit dem gesamten Energieversorgungssystem (einschließlich dessen Finanzierung, des Strommarktdesigns und Entflechtungsfragen) oder führte – beispielsweise umwelt- oder naturschutzfachliche – Gesichtspunkte an, die nach dem geltenden abgestuften planerischen System anderen Schritten des Gesamtprozesses Netzausbau zuzuordnen und dort zu diskutieren sind (Szenariorahmen, Umweltbericht, Bundesfachplanung, Raumordnung, Planfeststellung). Bisweilen beschränkten sich Stellungnahmen auf die Ablehnung bestimmter Vorhaben. Es gingen auch Hinweise zu Sachverhalten sowie Forderungen zu regulatorischen oder politischen Aspekten ein, die zwar im weitesten Sinne im Zusammenhang mit dem Übertragungsnetz stehen, aber nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplans sind.

Solche Beiträge können bei der Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans daher keine Rolle spielen, gleichwohl aber wichtig für den Gesamtprozess und für die Akzeptanz des Netzausbaus sowie für die Energiewende an sich sein. Allerdings gehört es nicht zur Aufgabe des Netzentwicklungsplans und dem damit verbundenen Konsultationsverfahren, die geltenden Rahmenbedingungen der Energiewende zu verändern. Dies ist Sache der Politik und bedarf stets einer demokratisch legitimierten Entscheidungsfindung auf parlamentarischer Basis. Einen solchen Prozess kann die Konsultation des Netzentwicklungsplans allenfalls anstoßen oder flankieren, aber nicht ersetzen. Erst recht hat sie nicht die Funktion einer basisdemokratischen Abstimmung über die Energiewende insgesamt oder über deren einzelne Gesichtspunkte.

Selbstverständlich geht die förmliche Bestätigung des Netzentwicklungsplans aber an jeweils geeigneter Stelle auf solche Konsultationsbeiträge ein, die sich auf in der Prüfung maßgebliche Aspekte und Sachverhalte beziehen. Sofern dies einen bestimmten Aspekt des Prüfprozesses oder der grundsätzlichen Prüfungsergebnisse betrifft, wird darauf in den jeweiligen Punkten in den Abschnitten III B (Prüfprozess) oder IV B (Materielle Voraussetzungen der Bestätigung) eingegangen. Auf der Ebene der Netzentwicklungsplanung für einzelne Maßnahmen relevante spezifische Hinweise aus der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung werden in den Abschnitten IV B 5 und in den jeweiligen Steckbriefen dargestellt.

# **IV                    Rechtliche Würdigung**

# A Ermächtigungsgrundlage und formelle Voraussetzungen der Bestätigung

Der Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 wird gemäß § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG bestätigt. Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ergibt sich aus den §§ 54 Abs. 1 Halbsatz 1, 59 Abs. 1 Satz 2 EnWG.

Nach Vorlage des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 durch die Übertragungsnetzbetreiber beteiligte die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit und die zuständigen Behörden gemäß § 12c Abs. 3 EnWG. Sie machte den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber auf ihrer Internetseite bekannt und gab der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Äußerung. Die Bestätigung des Netzentwicklungsplans erfolgt unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung gemäß § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG.

## B Materielle Voraussetzungen der Bestätigung

Neben den Strecken- und Punktmaßnahmen, die zur bedarfsgerechten Entwicklung des Netzes bis zum Jahr 2035 erforderlich sind, muss der Entwurf des NEP gemäß § 12b EnWG einige weitere Angaben enthalten.

### 1. Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans

Die Übertragungsnetzbetreiber geben in den Steckbriefen der einzelnen Startnetz- und Zubaumaßnahmen jeweils an, ob es sich um ein Projekt aus dem TYNDP 2022 handelt, also dem zum Zeitpunkt der Planung einschlägigen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Art. 8 Abs. 3b der Verordnung (EG) Nr. 2019/943. Darunter sind auch Projekte, die im TYNDP mit dem Status „Under Consideration“ versehen sind, auf die sich also die europäischen Übertragungsnetzbetreiber bisher noch nicht festgelegt haben.

Gemeinschaftsweit vereinbart sind zudem Austauschkapazitäten für den Stromhandel zwischen einzelnen Ländern. Auch diese Werte haben die Übertragungsnetzbetreiber bei ihren Planungen zu berücksichtigen. Das deutsche Übertragungsnetz kann im europäischen Binnenmarkt nicht als abgeschottetes „Inselnetz“ betrieben werden. Ganz abgesehen davon ist Deutschland bis auf Weiteres auf zeitweise Stromimporte angewiesen. Umgekehrt hat es ein Interesse daran, selbst erzeugten Strom ins Ausland zu liefern. Langfristig wird es sich dabei zunehmend um regenerativ erzeugten Strom handeln, der im Ausland konventionell erzeugten Strom vom Markt verdrängt.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind angehalten, eine größtmögliche Konsistenz zwischen dem nationalen sowie dem europäischen Netzentwicklungsplan zu gewährleisten. Insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Zieljahre ist dies jedoch nicht immer möglich. Dies führt dazu, dass im TYNDP einige Vorhaben enthalten sind, welche nicht Teil des nationalen Netzentwicklungsplans sind. Der TYNDP hat jedoch nur eine indikative Funktion und ist sowohl für die deutschen Übertragungsnetzbetreiber bei der Erstellung des nationalen Netzentwicklungsplans als auch für die Bestätigung des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur nicht bindend.

Die einzige Ausnahme ergibt sich aus der Verordnung (EU) 2022/869, der so genannten TEN-E-Verordnung. Diese sieht vor, dass Projekte aus dem TYNDP sich um Aufnahme in die Unionsliste von Projekten besonderen gemeinsamen Interesses bewerben können. Projekte, die auf diese Liste aufgenommen sind, müssen nach dem Verordnungstext in die nationalen Netzentwicklungspläne aufgenommen werden. Dies betrifft im deutschen NEP ganz überwiegend Projekte der Übertragungsnetzbetreiber, wie etwa die HGÜ-Verbindungen, aber auch Interkonnektorenprojekte Dritter. Selbstverständlich werden aber auch Projekte der Unionsliste einer regulären Prüfung im NEP unterzogen.

### 2. Geeignetheit der verwendeten Modellierungen

Anhand der von ihr in Auftrag gegebenen gutachterlichen Untersuchungen hat die Bundesnetzagentur die von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Erzeugungs- und Verbrauchsmengen als plausibel nachvollziehen können. Das Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber ist daher grundsätzlich sachgerecht. Die daraus für die Netzplanung abgeleiteten Ergebnisse können insofern als valide und realistisch gelten.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrer Regionalisierung und ihrer Marktmodellierung die auf die einzelnen Energieträger und Standorte entfallende Stromerzeugung und die Stromverbräuche ermittelt. Um diese Ergebnisse und die von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Modelle bewerten und überprüfen zu können, erstellte der von der Bundesnetzagentur beauftragte Gutachter, der Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen, ein eigenes Marktmodell nach den Vorgaben des Szenariorahmens. Die Ergebnisse dieses Gutachter-Modells konnten anschließend mit denen des von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Modells verglichen werden. Anhand dieses Vergleichs zeigte sich, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihren Netzberechnungen realistische Marktergebnisse zugrunde gelegt haben.

### **3. Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten**

Der zweite Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber enthält im Abschnitt 5.1.5 die gesetzlich geforderte zusammenfassende Erklärung, aus welchen Gründen sie den vorgeschlagenen NEP nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt haben.

Die Übertragungsnetzbetreiber setzen sich in den Steckbriefen der von ihnen vorgeschlagenen Projekte bzw. Maßnahmen auch mit der Frage möglicher Alternativen auseinander. Abhängig davon, ob es ernsthaft in Betracht kommende Alternativen gibt, stellt der Entwurf alternative Netzverknüpfungspunkte in Verbindung mit einer entsprechenden Abwägung beschreibend dar. In manchen Fällen lassen sich auch verschiedene Maßnahmenbündel bilden, die sich dann gegenüberstellen und netztechnisch vergleichen lassen. Dass die Veränderung einer einzelnen Maßnahme im Netz jeweils Auswirkungen auf das gesamte Übertragungsnetz haben kann, spricht nicht gegen die Darstellung solcher Alternativen, sondern lediglich für eine sinnvolle Begrenzung der Suche. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt daher naheliegende Alternativen bei der Prüfung. In Fällen, in denen in der Vergangenheit bereits eine Abwägung der Alternativen stattgefunden hat und nicht von abweichenden Ergebnissen ausgegangen werden muss, ist eine erneute Alternativenprüfung aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht notwendig.

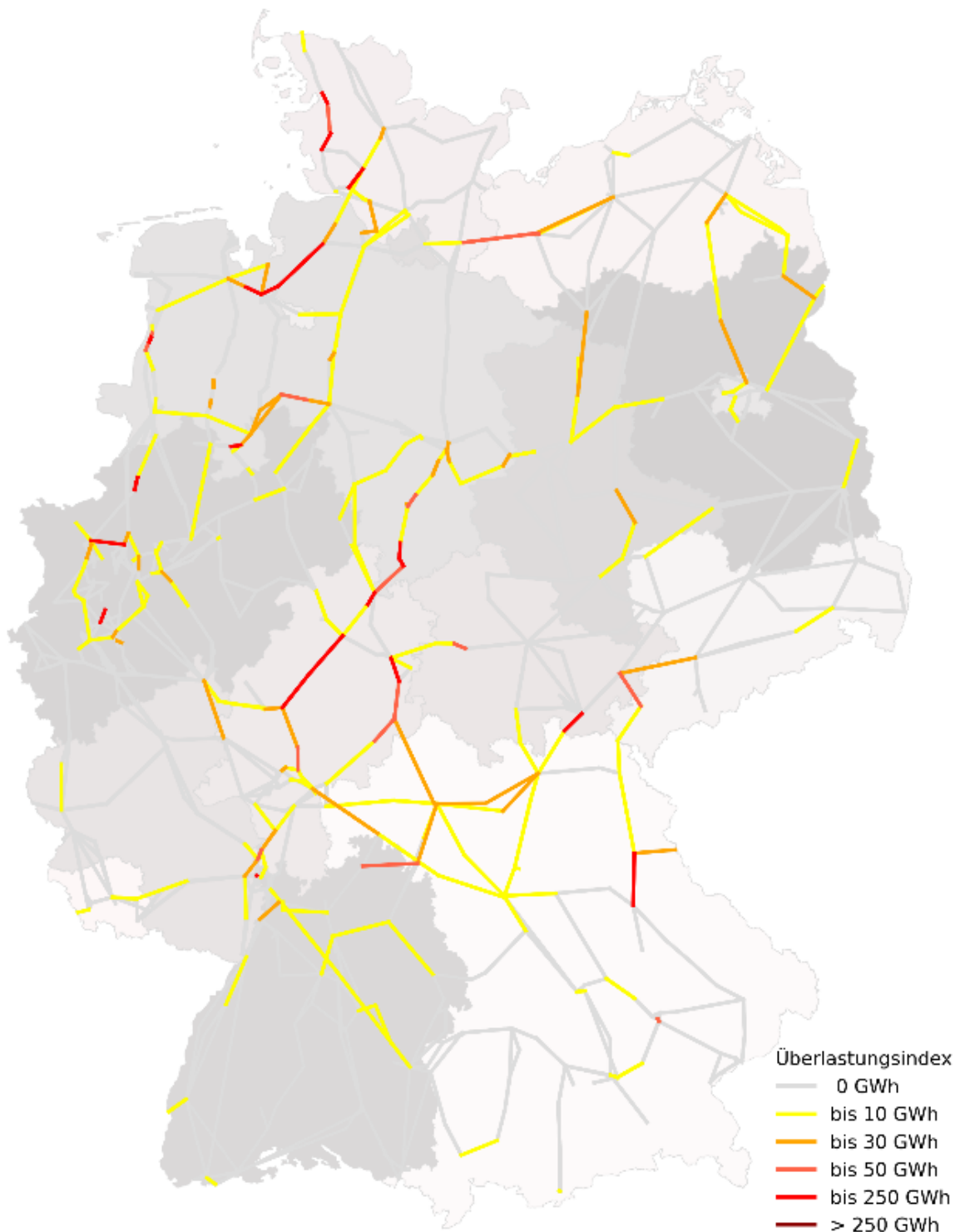
### **4. Angaben zu Pilotprojekten und neuen Technologien**

Durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen kann die Transportkapazität bestehender Leitungen erhöht werden, ohne die Leitung neu bauen zu müssen. Bei einzelnen Maßnahmen geben die Übertragungsnetzbetreiber an, inwieweit der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen in Betracht kommt. Der zweite Entwurf des NEP der Übertragungsnetzbetreiber enthält darüber hinaus allgemeine Hinweise zu Hochtemperaturleiterseilen, herkömmlichen Leiterseilen und Hochstrombeseilung und zu als sinnvoll erachteten Einsatzbereichen.

Nach dem NOVA-Prinzip prüfen die Übertragungsnetzbetreiber, ob durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen ein Neubau von Leitungen vermieden werden kann. Bei der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur ist deshalb vorausgesetzt, dass an den Stellen, wo dies möglich ist, der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen erfolgt. Die finale Prüfung, wie eine konkrete Maßnahme umgesetzt wird, ist hingegen nicht Teil des NEP.

## 5. Bedarf im landseitigen Übertragungsnetz

Die Bundesnetzagentur hat zunächst in allen Szenarien der Zieljahre 2037 und 2045 das jeweilige Zielnetz, welches zunächst alle eingereichten Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber enthält, untersucht. Dabei ergab sich über alle Szenarien hinweg ein vergleichsweise hoher Überlastungsindex, in der nachfolgenden Abbildung beispielhaft dargestellt für das Szenario B 2037.



Dieser hohe Überlastungsindex auf dem Zielnetz ist zunächst ein Indiz dafür, dass bis zum Zieljahr 2037 auch dann noch Engpässe im Netz verbleiben, wenn alle eingereichten Maßnahmen umgesetzt würden. Eine allgemeingültige Aussage über die Bestätigungsfähigkeit einzelner Maßnahmen lässt dies jedoch nicht zu.

Im Zielnetz treten Überlastungen vor allem in einem Bereich von Schleswig-Holstein bis nach Süd-Hessen und Nord-Bayern sowie im Nordosten Deutschlands in den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt auf. Im übrigen Bundesgebiet sind die Überlastungen vergleichsweise moderat. Ferner wird deutlich, dass im Vergleich zu früheren NEP-Durchgängen selbst das vollständige Zielnetz deutlich mehr Überlastungen aufweist.

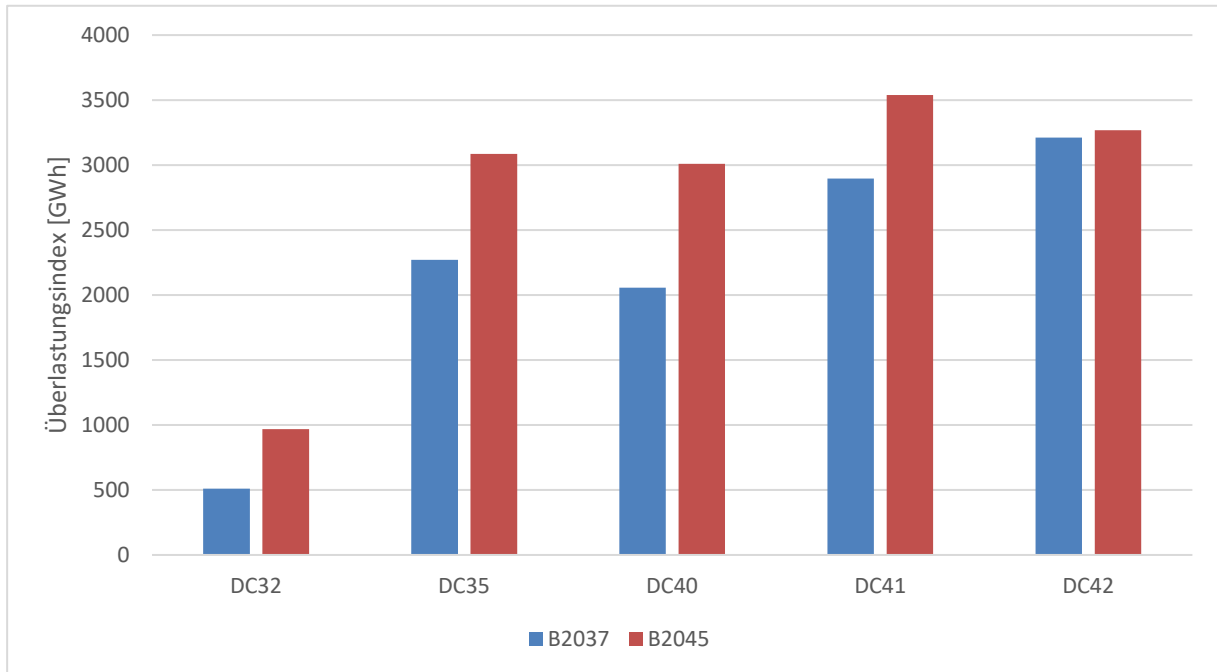
### 5.1 Weiterer HGÜ-Ausbau

Grundsätzlich gilt für die Planung und den Ausbau des Netzes das NOVA-Kriterium, so dass zunächst alle Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen an bestehenden Leitungen in Betracht gezogen werden, bevor der Ausbau weiterer neuer Maßnahmen – insbesondere von Gleichstromverbindungen – in Frage kommt. Bei den Prüfungen der Bundesnetzagentur zeigt sich allerdings immer wieder, dass bei großräumigen starken Überlastungen zusätzliche überregionale Transportmöglichkeiten mittels HGÜ ungleich wirksamer sind als regionaler Netzausbau. Dies liegt daran, dass die Verstärkung von Bestandsleitungen in der Regel inzwischen nur noch wenig zusätzliche Transportkapazität schafft, weil viele Leitungen schon verstärkt wurden bzw. im Rahmen von geplanten Maßnahmen bis zum Betrachtungszeitraum noch verstärkt werden. Das Optimierungs- und Verstärkungspotenzial ist also zu erheblichen Teilen schon gehoben bzw. wird bis zum Planungszieljahr 2037 gehoben sein. Darüber hinaus liegen viele Bestandstrassen inzwischen so dicht an herangewachsener Bebauung, dass eine Hebung von restlichem Verstärkungspotenzial raumordnerisch nicht mehr lösbare Konflikte provozieren würde. Vor allem aber überlagern sich die lokalen Engpässe mit den großräumigen Transportaufgaben, die auch nach dem Jahr 2037 bei einer angestrebten CO<sub>2</sub>-freien Wirtschaft immer weiter zunehmen werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im NEP 2023-2037/2045 – neben den bereits bekannten – fünf neue HGÜ-Projekte vorgeschlagen. Die Bundesnetzagentur hat den elektrotechnischen Bedarf der neuen HGÜ-Systeme anhand der in Abschnitt IV B 5.1 beschriebenen Vorgehensweise überprüft.

In der folgenden Abbildung sind die Untersuchungen anhand der Szenarien B 2037 und B 2045 für die fünf neu vorgeschlagenen HGÜ-Systeme dargestellt. Auf der y-Achse ist die Veränderung des Überlastungsindex abgebildet, also die Verschlechterung des Überlastungsindex ohne die jeweilige Maßnahme bezogen auf den Überlastungsindex des eingereichten Zielnetzes aus dem zweiten Entwurf. Die Bestätigungsfähigkeit einer HGÜ-Maßnahme wird von der Bundesnetzagentur ebenfalls mit Hilfe des Überlastungsindex überprüft. Allerdings müssen HGÜ-Maßnahmen dabei eine deutlich größere Wirkung auf den deutschlandweiten Überlastungsindex aufweisen um bestätigungsfähig zu sein, als Wechselstrommaßnahmen, die hinsichtlich ihrer Kosten und Rauminanspruchnahme grundsätzlich eine geringere Eingriffsintensität haben.





Wie die Abbildung zeigt, führen alle fünf neu vorgeschlagenen DC-Maßnahmen zu einer signifikanten Entlastung des Netzes. Ohne diese Maßnahmen wäre der Überlastungsindex beispielsweise sowohl im Szenario B 2037 als auch im Szenario B 2045 deutlich höher. Derselbe Befund ergibt sich aus den Untersuchungen auf Basis der übrigen Szenarien.

Im Vergleich zu den anderen vier neuen HGÜ-Systemen weist das Projekt DC32 die geringste Entlastung auf, ist jedoch auch das deutlich kürzeste Projekt, weshalb im Verhältnis zu dessen Kosten bzw. Umweltauswirkungen eine gute entlastende Wirkung vorliegt. Die vier weiteren eingereichten DC-Maßnahmen DC35, DC40, DC41 und DC42 weisen im Szenario B 2037 eine deutlich entlastende Wirkung im Bereich zwischen etwa 2200 und 3600 GWh auf, die sich im Szenario B 2045 bei den meisten Projekten sogar noch leicht verstärkt.

Insgesamt kommt die Bundesnetzagentur somit zu dem Ergebnis, dass ein weiterer DC-Ausbau in Form der fünf eingereichten Projekte notwendig ist, um die Integration von erneuerbaren Energien zu ermöglichen und hoch überlastete Regionen zu überspannen. Es ist nicht ersichtlich, dass den auftretenden Überlastungen alternativ durch einfachere Verstärkungsmaßnahmen ausreichend entgegengewirkt werden könnte, da viele der betroffenen überlasteten Leitungen bereits verstärkt wurden oder eine Verstärkung bereits in Planung ist. Die detaillierten Prüfungsergebnisse finden sich in den jeweiligen Projektsteckbriefen.

Im Zuge der Prüfung des HGÜ-Ausbaus zeigte sich auch unter Berücksichtigung der fünf neuen DC-Korridore immer noch ein verbleibender hoher Überlastungsindex auf dem Zielnetz. Dieser liegt bei ca. 8800 GWh (entspricht der Größenordnung des jährlichen Verbrauchs von ca. 3 Mio. Haushalten) im Szenario B 2037, während er auf dem bestätigten Netz des NEP 2021-2035 nur bei ca. 2200 GWh (entspricht der Größenordnung des jährlichen Verbrauchs von ca. 750.000 Haushalten) lag.

Da die Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans zusätzlich Leerrohre bei den Projekten DC 20, DC40, DC41 und DC42 vorschlugen, hat die Bundesnetzagentur diese mögliche zusätzliche Übertragungskapazität untersucht. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass schon jetzt absehbar weitere

4 GW DC-Übertragungsleistung sinnvoll sind, um die bestehenden Überlastungen weiter zu senken. Es ist sinnvoll, den jetzt schon absehbaren Bedarf direkt durch zusätzliche Übertragungskapazitäten anstelle von Leerrohren zu adressieren, um rechtzeitig die elektrotechnisch notwendige Übertragungsleistung sicherzustellen. Die Untersuchungen haben allerdings auch gezeigt, dass eine zusätzliche Übertragungsleistung über diese zusätzlichen 4 GW hinaus nicht mehr sinnvoll erscheint.

Da eine Leitung eine Übertragungskapazität von jeweils 2 GW aufweist, kommen von den durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Leerrohren daher lediglich zwei Projekte in Frage, für die dann jeweils zwei Leitungen mit einer Übertragungsleistung von insgesamt 4 GW je Projekt vorgesehen werden sollte. Zur Entscheidungsfindung, bei welchen der genannten DC-Korridore eine zusätzliche Übertragungskapazität von jeweils 2 GW in Betracht kommt, hat die Bundesnetzagentur wiederum die reduzierende Wirkung auf den Überlastungsindex betrachtet. Das Projekt DC 20 hat sich dabei für eine Kapazitätserhöhung nicht als geeignet dargestellt, da nur eine vergleichsweise geringe zusätzlich entlastende Wirkung erzielt werden konnte und diese nicht in einem Umfang entsprach, in welchem eine HGÜ-Maßnahme als bestätigungsfähig einzustufen ist.

Demgegenüber zeigten die HGÜ-Projekte DC40, DC41 und DC42 jeweils eine sehr gute Wirkung bezogen auf den deutschlandweiten Überlastungsindex. Alle drei Projekte haben eine deutlich netzentlastende Wirkung und senken den Überlastungsindex mit je 2 GW zusätzlicher Übertragungsleistung bereits in den Szenarien für das Zieljahr 2037 um bis zu 2000 GWh. In Kombination haben sich die beiden Projekte DC40 und DC42 über alle Szenarien hinweg als die vorzugswürdigste Kombination herausgestellt, sodass die Bundesnetzagentur einen zusätzlichen Bedarf für jeweils 2 GW zusätzliche Übertragungsleistung bei den Projekten DC40 und DC42 in ihren vorläufigen Prüfungsergebnissen zunächst als bestätigungsfähig ausgewiesen hat. Dadurch sinkt der Überlastungsindex in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2037 um bis zu 4000 GWh (entspricht der Größenordnung des jährlichen Verbrauchs von ca. 1,3 Mio. Haushalten) und in den Szenarien des Zieljahres 2045 um bis zu 6600 GWh (entspricht der Größenordnung des jährlichen Verbrauchs von ca. 2,2 Mio. Haushalten).

Aufgrund dieser Erkenntnisse schlug die Bundesnetzagentur bereits in den vorläufigen Prüfungsergebnissen vom 08. September 2023 die Erweiterung der HGÜ-Projekte DC40 und DC42 (DC40plus und DC42plus) vor. Infolgedessen haben die Übertragungsnetzbetreiber die betroffenen HGÜ-Projekte DC40 und DC42 angepasst und die Projekte DC40plus und DC42plus nachträglich beantragt. Abweichend zu den vorläufigen Prüfungsergebnissen der Bundesnetzagentur haben die Übertragungsnetzbetreiber jedoch die Netzverknüpfungspunkte Trennfeld in Nord-Bayern (bei DC42plus) statt Oberjettingen und Kostermansfeld in Sachsen-Anhalt (bei DC40plus) statt Streumen vorgeschlagen. Bei DC40plus sehen die Übertragungsnetzbetreiber außerdem statt Nüttermoor den Netzverknüpfungspunkt Dörpen/West (beide West-Niedersachsen) vor.

Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung diese Vorschläge mit den weiter oben genannten Ergebnissen aus den vorläufigen Prüfungsergebnissen verglichen. Der Netzverknüpfungspunkt Trennfeld für das Projekt DC42plus ist aus elektrotechnischer Sicht gleichwertig gegenüber dem Netzverknüpfungspunkt Oberjettingen. Aufgrund der um ca. 180 km kürzeren Trassenlänge ist der Netzverknüpfungspunkt Trennfeld dennoch vorzuzugswürdig gegenüber Oberjettingen. Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung weitere alternative Endpunkte der DC42plus in Bayern untersucht (siehe dazu auch den Steckbrief zu DC42plus im Abschnitt IV B 5). Die Ergebnisse zeigen, dass die Netzverknüpfungspunkte über alle Szenarien grundsätzlich

gleichwertig in Bezug auf den Überlastungsindex sind. Für den Netzverknüpfungspunkt Trennfeld ergibt sich jedoch die deutlich kürzeste Trasse. Dem Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber, als südlichen Netzverknüpfungspunkt Trennfeld statt Oberjettingen zu wählen, kann insoweit gefolgt werden. Trennfeld liegt darüber hinaus auch im Präferenzraum, der für DC42 ermittelt wurde, welcher nach gegenwärtigem Stand damit voraussichtlich auch für die DC42plus genutzt werden könnte.

Bei dem Projekt DC40plus schlagen die Übertragungsnetzbetreiber einen südwestlichen Netzverknüpfungspunkt in Klostermansfeld (Sachsen-Anhalt) vor. Aus elektrotechnischer Sicht ist der Netzverknüpfungspunkt Klostermanfeld zu Streumen gleichwertig, führt demgegenüber jedoch zu einer um ca. 170 km kürzeren Trasse. Damit ist Klostermansfeld als Netzverknüpfungspunkt grundsätzlich vorzuzugungswürdig. Nachteilig ist jedoch, dass für die DC40plus mit den Netzverknüpfungspunkten Dörpen/West und Klostermanfeld kein Präferenzraum ermittelt wurde. Eine frühzeitige Benennung des Netzverknüpfungspunktes Klostermanfeld als mögliche Alternative zu Streumen als Endpunkt der DC40 bereits im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans hätte diesen Umstand verhindern können. Stattdessen wurde seitens der Übertragungsnetzbetreiber der Netzverknüpfungspunkt Wolframshausen vorgeschlagen, der aufgrund des schlechten Vermaschungsgrades als Alternative ungeeignet ist (siehe dazu auch Steckbrief der DC40).

Die Projekte DC40plus und DC42plus senken in Kombination den deutschlandweiten Überlastungsindex in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2037 um bis zu 3540 GWh und in den Szenarien des Zieljahres 2045 um bis zu 6200 GWh.

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen zudem für die Kreuzungspunkte der Maßnahmen DC40, DC41 und DC42 vor, jeweils eine Kreuzungsschaltanlage zu errichten. Je nach Ausführung würde dies ermöglichen, die DC-Leitungen dauerhaft oder zumindest zeitweise miteinander zu koppeln und damit sowohl betriebliche Vorteile als auch eine Senkung der Redispatch-Kosten zu erreichen.

Im zweiten Entwurf des NEP haben die Übertragungsnetzbetreiber ausgeführt, dass mit einer vollständigen Kopplung der DC40 mit der DC41 ca. 20,3 Mio. € Redispatch-Kosten pro Jahr eingespart werden könnten, bzw. bei einer Kopplung der DC42 mit der DC40 ca. 15 Mio. € pro Jahr. Dem würden Investitionskosten von 516 Mio. € pro Schaltanlage gegenüberstehen. Diese hohen Investitionskosten basieren im Wesentlichen auf den angenommenen Kosten für DC-Leistungsschalter, die aktuell im Netzentwicklungsplan mit 60 Mio. € pro Stück angegeben sind.

Mit diesen Kostenannahmen sowie unter Berücksichtigung von Betriebs- und Kapitalkosten würde sich eine entsprechende Investition unter Umständen erst nach sehr langen Zeiträumen (über 50 Jahre) amortisieren.

Sowohl die Einsparungen der Redispatch-Kosten als auch die Investitionskosten für DC-Leistungsschalter unterliegen allerdings sehr großen Unsicherheiten, so dass sich zum aktuellen Zeitpunkt aus Sicht der Bundesnetzagentur noch keine seriöse Einschätzung zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit derartiger Schaltanlagen treffen lässt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben jedoch im Nachgang zum zweiten Entwurf ein modifiziertes Konzept vorgeschlagen, bei dem die Kreuzungsschaltanlagen nicht mit DC-Leistungsschaltern ausgeführt werden. Dieses Konzept würde die prognostizierten Investitionskosten auf jeweils 18 Mio. € pro Schaltanlage

reduzieren. Ohne DC-Leistungsschalter wären jedoch die betrieblich zulässigen DC-Verschaltungen deutlich eingeschränkt, beispielsweise könnten nicht dauerhaft DC40, DC41 und DC42 gekoppelt werden.

Der Vorteil dieser vorgeschlagenen Variante liegt laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber im Wesentlichen im Umgang mit Fehlern in den Kabelstrecken. Sollte ein Kurzschluss in einer der Kabelstrecken auftreten, könnte dann der nicht betroffene „gesunde“ Teil der Kabelstrecke über die Schaltanlage mit dem DC-Netz verbunden werden und so einen Teil der Übertragungskapazität weiter genutzt werden.

Mit einer detaillierten Betrachtung von Fehlerwahrscheinlichkeiten und entsprechenden Redispatch-Berechnungen haben die Übertragungsnetzbetreiber dargelegt, dass sich bereits nach spätestens 11 Jahren die entsprechende Investition lohnen würde.

Aus Sicht der Bundesnetzagentur sind die Ausführungen und Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber plausibel und nachvollziehbar, so dass grundsätzlich viel für die Errichtung der Schaltanlagen spricht. Dies gilt umso mehr, da eine Kreuzung von Erdkabelsystemen, wie sie bei der DC40 und DC41 bzw. DC42 zwangsläufig auftreten, ohnehin nicht ohne entsprechende Baumaßnahmen möglich wäre.

Nichtsdestotrotz hat die Bundesnetzagentur auch eigene Berechnungen durchgeführt, um die Ausführungen der Übertragungsnetzbetreiber überprüfen und nachvollziehen zu können.

Da eine Betrachtung aller möglichen DC-Topologien in Verbindung mit allen möglichen denkbaren bzw. relevanten Fehlerorten zu einem unverhältnismäßig hohen Aufwand geführt hätte, hat die Bundesnetzagentur sich im Kern auf zwei exemplarische Fälle beschränkt:

1. eine dauerhafte Kopplung der DC40 und DC41, entsprechend des ursprünglichen Vorschlags der Übertragungsnetzbetreiber,
2. eine temporäre Kopplung des nördlichen Abschnitts der DC41 an die DC40, nachdem ein Kurzschluss im südlichen Teil der DC41 aufgetreten ist.

Im ersten Fall (dauerhafte Kopplung DC40/DC41) ergeben sich nach den Berechnungen der Bundesnetzagentur im Szenario B 2037 Kosteneinsparungen von ca. 10 Mio. € pro Jahr. In den Berechnungen der Bundesnetzagentur sind jedoch im Gegensatz zu den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber bereits die DC40plus und DC42plus unterstellt. Damit ist der Redispatch-Bedarf insgesamt deutlich niedriger als bei den Übertragungsnetzbetreibern, so dass die Abweichung von den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber nachvollziehbar ist.

Im zweiten Fall (Umschaltung nach Fehlereintritt) liegen die Redispatch-Einsparungen je nach Zeitpunkt des Fehlers bei bis zu 4,5 Mio. €. Dies entspricht im Wesentlichen den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber.

Es kann davon ausgegangen werden, dass sich bei vergleichbaren Rechnungen mit der DC42, sowie mit den Erweiterungen DC40plus und DC42plus ähnliche Ergebnisse zeigen.

Im Anbetracht dieser Ergebnisse kommt die Bundesnetzagentur zu dem Schluss, dass die Ausführung der Kreuzungspunkte als Schaltanlagen neben rein qualitativen Vorteilen in der Umsetzung und dem Betrieb

auch deutlich nachweisbare ökonomische Vorteile bringt, die die vergleichsweise geringen Mehrkosten bei einer Ausführung der Kreuzungsschaltanlagen ohne DC-Leistungsschalter rechtfertigen.

Daher umfasst die Bestätigung der betroffenen Gleichstromprojekte (siehe Steckbriefe der DC40/DC40plus, DC41 und DC42/DC42plus im Abschnitt IV B 5) jeweils die Ausführung der Kreuzungspunkte als Schaltanlagen.

## 5.2 Blindleistungskompensation

Im Entwurf des NEP 2023-2037/2045 zeigen die Übertragungsnetzbetreiber Zubaubedarfe für neue Kompensationsanlagen zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität in Höhe von ca. 58,8 Gvar bis zum Jahr 2037 auf. Diese Zubaubedarfe setzen sich aus regelbaren und stationären Kompensationsanlagen zusammen. Die Analysen der Übertragungsnetzbetreiber benennen für Deutschland einen stationären Blindleistungszubaubedarf von 8,7 Gvar spannungssenkend und 38,5 Gvar spannungshebend. Für regelbare Kompensationsanlagen sehen die Übertragungsnetzbetreiber für das betrachtete Zieljahr 2037 einen Blindleistungszubaubedarf von 11,6 Gvar. Beispielhaft wird von den Übertragungsnetzbetreibern eine Anlagengröße von 300 Mvar für regelbare und stationäre Kompensationsanlagen angenommen. Damit ergeben sich aus den genannten Blindleistungszubaubedarfen 158 stationäre und 39 regelbare Kompensationsanlagen.

Die Blindleistungsbedarfe bestimmen die Übertragungsnetzbetreiber aus Lastflusssimulationen aller 8760 Stunden des betrachteten Zieljahres. Dabei werden die Blindleistungsbedarfe stundenscharf bilanziert. Die Bilanzierung erfolgt auf definierten Teilbereichen des Netzes. Die Übertragungsnetzbetreiber ziehen dazu zunächst die aus den Lastflusssimulationen bekannten Netzgruppen heran. Anschließend wird mittels einer Sensitivität betrachtet, ob eine weitere Unterteilung bzw. Verkleinerung der betrachteten Regionen sinnvoll ist. Dabei wird untersucht, wie sich eine Spannungsänderung an einem Netzknoten auf eine Blindleistungseinspeisung an einem anderen Netzknoten auswirkt.

Anhand dieser Untersuchungen wurden die Netzknoten, die gemäß dem oben beschriebenen Ansatz signifikante Auswirkungen aufeinander haben, zusammengefasst („geclustert“). Dadurch wird sichergestellt, dass die Blindleistung möglichst dort bereitgestellt und kompensiert wird, wo diese benötigt wird. Der Transport von Blindleistung über weite Strecken des Übertragungsnetzes beschränkt den Transport von Wirkleistung und ist nach Möglichkeit zu vermeiden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihren Untersuchungen zur Ermittlung der Zubaubedarfe auch jene Blindleistungsbedarfe herangezogen, welche sich aus den unterlagerten Verteilernetzen ergeben können. Für die Verteilernetze stehen keine detaillierten Netzmodelle zur Lastflusssimulation zur Verfügung. Daher verwenden die Übertragungsnetzbetreiber zur Ermittlung von Blindleistungsbedarfen aus den Verteilernetzen ein Prognosemodell auf Basis neuronaler Netze. Diese neuronalen Netze werden in Zusammenarbeit mit einem externen Dienstleister anhand von Messdaten aus dem Zeitraum Januar 2018 bis Dezember 2020 trainiert. Weiterhin werden Wirk- und Blindleistungszeitreihen an den Übergabestellen zwischen Verteilernetzen und Übertragungsnetzen sowie Einspeisezeitreihen insbesondere für Wind und Photovoltaik benötigt. Anschließend wurden die Blindleistungsbedarfe in Abhängigkeit der Last- und EE-Einspeisesituationen für das Zieljahr ermittelt.

Weiterhin berücksichtigten die Übertragungsnetzbetreiber in diesem NEP erstmals ein stationäres Blindleistungspotenzial der angeschlossenen EE-Anlagen, Batteriespeichern und Elektrolyseuren aus den unterlagerten Netzebenen. Dies stellt eine Weiterentwicklung gegenüber der bisherigen Methodik aus vergangenen NEP-Prozessen dar. Die Blindleistungsbereitstellung von EE-Anlagen ist in den unterlagerten Netzebenen gemäß den technischen Anschlussregeln abhängig von der eingespeisten Wirkleistung dieser Anlagen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben ein spannungssenkendes Potenzial von 0,1 Mvar je installiertem MW und ein spannungshebendes Potenzial von 0,22 Mvar je installiertem MW für eine ansteuerbare Anlage in der Hochspannungsebene ermittelt und in ihrer Methodik entsprechend berücksichtigt.

Darüberhinaus sind auch Potenziale von EE-Anlagen, Batteriespeichern und Elektrolyseuren berücksichtigt, die direkt am Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Auch dies stellt eine Weiterentwicklung der Methodik gegenüber den letzten NEP-Prozessen dar. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in Summe ein dynamisches Potenzial von 3,5 Gvar in der Höchstspannungsebene ermittelt. Das resultierende Potenzial wird wie eine dem Übertragungsnetzbetreiber verfügbare regelbare Kompensationsanlage eingesetzt und in der Bilanzierung berücksichtigt.

Aus den Lastflusssimulationen der einzelnen Netznutzungsfälle ergeben sich zunächst die stationären Blindleistungsbedarfe. Anschließend werden die regelbaren Blindleistungsbedarfe ermittelt. Dazu wird untersucht, wie sich die stationär bilanzierten Blindleistungsbedarfe von einem Netznutzungsfall auf den folgenden Netznutzungsfall ändern. Die Differenz definiert den ersten Anteil des regelbaren Blindleistungsbedarfs für die betrachtete Blindleistungsregion. Hinzu kommen die Blindleistungsbedarfe, welche sich durch Störungen, also (n-1)-Fälle, Mehrfach- sowie HGÜ-Ausfälle ergeben.

Für die Ermittlung des Zubaubedarfs vergleichen die Übertragungsnetzbetreiber die ermittelten Blindleistungsbedarfe mit den verfügbaren Blindleistungspotenzialen. Neben den vorhandenen Kompensationsanlagen sind dies auch HGÜ-Konverter und Kraftwerke, die je nach betrachtetem Netznutzungsfall ebenfalls Blindleistung liefern können, wenn diese im betrachteten Netznutzungsfall in Betrieb sind. Zusätzlich berücksichtigen die Übertragungsnetzbetreiber Potenziale von Großverbrauchern wie Elektrolyseuren und Batteriespeichern. Die Potenziale der in den unterlagerten Netzebenen angeschlossenen Großverbraucher sind wirkleistungsabhängig und werden analog zu den Potenzialen aus dem Verteilernetz ermittelt und ausschließlich für stationäre Kompensation eingesetzt. Hingegen können Großverbraucher, welche im Höchstspannungsnetz angeschlossen sind, vollständig zur Kompensation der regelbaren Bedarfe eingesetzt werden.

In der von den Übertragungsnetzbetreibern angewandten Methodik werden zunächst die regelbaren Blindleistungsbedarfe bilanziert. Anschließend werden die stationären Bedarfe bilanziert und dazu auch pauschal 20 % der regelbaren Potenziale für die stationären Bedarfe herangezogen. Die restlichen 80 % des regelbaren Potenzials werden zur Deckung der dynamischen Bedarfe herangezogen. Die Übertragungsnetzbetreiber verwenden diese pauschale Aufteilung, um den Unsicherheiten bei der Ermittlung der verfügbaren regelbaren Blindleistungsreserven entgegenzuwirken.

Übersteigen in einer untersuchten Stunde die Bedarfe die zur Verfügung stehenden Potenziale, so ergibt sich für diese Region ein Zubaubedarf an Kompensationsanlagen. Der größte Wert über alle Stunden des Jahres ergibt für diese betrachtete Blindleistungsregion den ermittelten Zubaubedarf für das Zieljahr.

Die Bundesnetzagentur hat ebenfalls Lastflusssimulationen aller 8760 Stunden des Zieljahres durchgeführt. Zur Untersuchung wurden Netzsituationen nach durchgeführtem Engpassmanagement (Redispatch und Einspeisemanagement) herangezogen, wodurch unrealistisch hohe Auslastungen der Netzelemente und daraus resultierend hohe Blindleistungsbedarfe außer Betracht blieben.

Die Bundesnetzagentur kann den von den Übertragungsnetzbetreibern ausgewiesenen Bedarf, sowie die Methodik zur Ermittlung dieser Bedarfe grundsätzlich nachvollziehen. Die Bundesnetzagentur hält die Verbesserung der Methodik gegenüber dem letzten NEP-Prozess hinsichtlich der Berücksichtigung weiterer Potentiale, insbesondere auch auf der Ebene der Verteilnetze, zur Senkung der Zubaubedarfe vom Kompensationsanlagen im Höchstspannungsnetz für sachgerecht. Für die Prüfung der eingereichten Maßnahmen hat die Bundesnetzagentur eigene Berechnungen durchgeführt, um den Bedarf für das Zieljahr 2037 zu ermitteln. Hierbei wurden weitere Potenziale auch auf der Verteilnetzebene entsprechend der verbesserten Methodik der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt.

Die Bestätigung von Kompensationsanlagen erfolgt in Form eines Blindleistungsbudgets. Wie in vergangenen Prozessen bestätigt die Bundesnetzagentur damit keine konkreten Anlagen an bestimmten Standorten, sondern je Übertragungsnetzbetreiber eine Gesamtzubaumenge für dynamische und stationäre Kompensationsanlagen. Die Ermittlung dieser Budgets erfolgt auf Basis des eingereichten Zielnetzes zum zweiten Entwurf.

Die Bundesnetzagentur bestätigt nach ihren Untersuchungen insgesamt ein dynamisches Blindleistungsbudget von insgesamt 14,3 Gvar, ein stationäres spannungssenkendes Blindleistungsbudget von 14,8 Gvar und ein stationäres spannungshebendes Blindleistungsbudget von 19,5 Gvar für Kompensationsanlagen. Die detaillierte Aufteilung auf die einzelnen Regelzonen kann den Steckbriefen für die Sammelprojekte (P90, P360, P400 und P412) entnommen werden.

Die bestätigten Budgets liegen in Summe leicht unter den beantragten Budgets einzelner Übertragungsnetzbetreiber, da die durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur im NEP verwendeten Analysemethoden derzeit noch keinen Nachweis für höhere Budgets erbracht haben. Es kann allerdings grundsätzlich nicht ausgeschlossen werden, dass auch zukünftig ein höherer Bedarf bestehen könnte. Dies ist aber insofern unkritisch, als die bestätigten Budgets den Übertragungsnetzbetreibern kurzfristig vollständigen Handlungsspielraum bei den von ihnen geplanten Projekten gewährleisten. Kürzungen betreffen hier Projekte mit einem weiteren Planungshorizont, bei denen in Folgeprozessen (auch auf Grundlage weiterentwickelter Analysemethoden) ohne Weiteres nach gesteuert werden kann. Insoweit ist sichergestellt, durch die bestätigten Budgets die Systemstabilität gewährleistet ist.

### **5.3 Momentanreserve**

Die Übertragungsnetzbetreiber beantragen eigene Betriebsmittel zur Bereitstellung nicht nur von Blindleistung, sondern auch von Momentanreserve. Von besonderer Bedeutung ist die Dimensionierung der Momentanreserve bei einer störungsbedingten Netzauftrennung, einem sogenannten „System-Split“. In den nach der Netzauftrennung verbleibenden Teilnetzen stellt sich oftmals eine hohe Frequenzänderungsrate ein. Diese wird als RoCoF (Rate of Change of Frequency) bezeichnet und muss durch ausreichend Momentanreserve im Betrag auf maximal 1 Hz/s begrenzt werden, damit der Systemschutzplan der Übertragungsnetzbetreiber funktioniert und ein großflächiger Stromausfall verhindert werden kann.

Zur Begrenzung der RoCoF ist eine Kombination von vier Instrumenten absehbar:

- (1) Die Erbringung von Momentanreserve könnte erstens mittel- bis langfristig durch eine Anpassung der technischen Anschlussregeln (TAR) für neue Anlagen verpflichtend werden. Zurzeit werden die den Anschlussregeln zugrundeliegenden europäischen Verordnungen u.a. im Hinblick auf Momentanreserve entsprechend überarbeitet.
- (2) Daneben könnte zweitens ein Markt, an dem sich die Übertragungsnetzbetreiber Momentanreserve beschaffen, die Erbringung kurzfristig bis zu einer Modifikation der TAR anreizen. Auch nach Inkrafttreten angepasster TAR könnte das Bereitstellen von Momentanreserve, die über das in der TAR geforderte Mindestmaß hinausgeht, marktlich vergütet werden. Die Rahmenbedingungen für solch einen Markt werden derzeit von der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern unter Beteiligung der Stakeholder aufgesetzt.
- (3) Zusätzlich sind drittens eigene Betriebsmittel der Netzbetreiber zu errichten oder so auszulegen, dass diese weitere Momentanreserve bereitstellen können. Für Letzteres würden sich Anlagen anbieten, die schon zur Bereitstellung von Blindleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber geplant werden. Sowohl rotierende Phasenschieber, die wie die Generatoren von konventionellen Kraftwerken auch inhärent Momentanreserve bereitstellen und hierfür auch mit zusätzlicher Schwungmasse ausgestattet werden könnten, als auch STATCOM (Static Synchronous Compensator) mit einem zusätzlichen Kurzzeitspeicher, sogenannte E-STATCOM, kommen in Frage.
- (4) Weiterhin ist viertens die Umrüstung ausgedienter Kraftwerke zu rotierenden Phasenschiebern denkbar.

Die unter Kategorie (3) fallenden Betriebsmittel werden von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP beantragt und von der Bundesnetzagentur geprüft. Hierfür wird zunächst der gesamte Momentanreservebedarf für alle Kategorien ermittelt.

Zur Bestimmung des Momentanreservebedarfs wird das Jahr 2030 betrachtet. Die Grundlage bilden die Marktdaten der LA 2030. Hiervon werden die realistischen Potenziale der anderen Instrumente abgezogen. Insoweit wird der Redispatch berücksichtigt, da Kraftwerke mit Synchronmaschinen einschließlich künftiger Wasserstoffkraftwerke durch den Redispatch hochgefahren werden und so die Bedarfe an zusätzlicher Momentanreserve sinken; dies ist im Sinne einer No-regret-Prüfung. Zudem wird unterstellt, dass alle ab dem Jahr 2025 gebauten Batteriespeicher (sowohl eigenständige als auch PV-Batteriespeicher u. Ä.) Momentanreserve stellen, mit Ausnahme der in der Niederspannung angeschlossenen. Denn damit Batterien Momentanreserve stellen können, müssen sie mit netzbildender Regeltechnik versehen sein. Inwiefern der flächendeckende Einsatz von netzbildenden Stromrichtern in der Niederspannung realisierbar ist, ist aber noch nicht abschließend geklärt. Der zeitnahe Einsatz von netzbildenden Batteriespeichern in höheren Spannungsebenen erscheint hingegen plausibel. Hier ist abzusehen, dass der kommende Momentanreservemarkt Anreize schaffen wird. Demgegenüber steht die Erschließung von Momentanreservepotenzialen aus Windenergie, solange diese nicht in einer Batterie mit netzbildender Regelungstechnik zwischengespeichert wird, technologisch noch in einem früheren Entwicklungsstadium, ergo wird kein Momentanreservebeitrag aus Windenergie unterstellt. Einzige Ausnahme bilden Anlagen, die mit einer doppelt gespeisten Asynchronmaschine ("doubly-fed induction generator", DFIG) ausgestattet sind, deren direkter Beitrag zur Momentanreserve berücksichtigt wird.

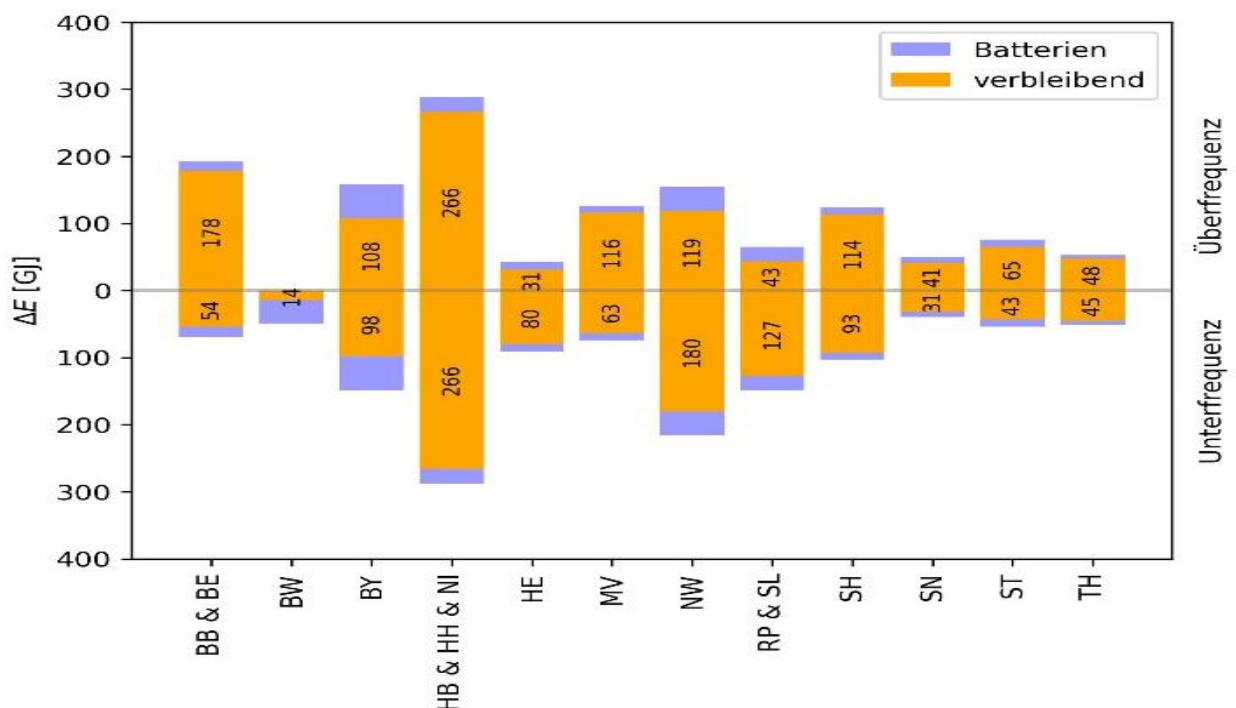


Der genaue Verlauf und das Eintreten einer Netzauftrennung lassen sich nicht verlässlich prognostizieren. Daher werden verschiedene System-Splits untersucht. Zunächst wird eine Netzauftrennung betrachtet, die entlang der Linien des im Jahr 2006 aufgetretenen Splits läuft [UCTE, Final Report – System Disturbance on 4 November 2006]. In der Nordost-Zone sind im Jahresverlauf des Jahres 2030 dabei die Stunden mit einem Leistungsüberschuss, also einem Frequenzanstieg, kritischer als jene mit einem Leistungsdefizit. In der Südwest-Zone ist die Situation umgekehrt und deutlich unkritischer, daher ist dieser System-Split nicht bedarfsdimensionierend für die Südwest-Zone. Die fehlende Momentanreserve in der Nordost-Zone beläuft sich auf die in folgender Tabelle dargestellten Werte.

Regelzone	Nordost-Zone (Überfrequenz)
50Hertz	237 GJ
TenneT	190 GJ

Diese Momentanreserve ist zuzubauen, damit bei diesem System-Split der Betrag der RoCoF 1 Hz/s nicht überschreitet. Wird sie nicht hinzugebaut, würden bei einer Netzauftrennung je nach Stunde des Jahres höhere RoCoF-Beträge auftreten, für die der Systemschutzplan der Übertragungsnetzbetreiber nicht ausgelegt ist und bei denen folglich ein großflächiger Stromausfall droht.

Zusätzlich zu dem 2006er-Split werden noch für jedes Bundesland besonders kritische Netzauftrennungen analysiert. Dabei werden die im Begleitdokument „Bewertung der Systemstabilität“ vom 6. September 2023 zum zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans von den Übertragungsnetzbetreibern definierten Netzauftrennungen herangezogen und einige Bundesländer zusammengefasst. Die Ergebnisse sind in der folgenden Abbildung dargestellt.



Der Bedarf entspricht wiederum dem Zubau an Momentanreserve, der benötigt wird, um den Betrag der RoCoF im gesamten Jahresverlauf auf maximal 1 Hz/s zu limitieren.

Aus diesen Bedarfen pro Bundesland bestimmen sich die in der folgenden Tabelle dargestellten Bedarfe pro Übertragungsnetzbetreiber. Zusätzlich dazu sind die im letzten NEP bestätigten, die in diesem NEP von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten und die davon final bestätigten Momentanreservemengen angegeben. Die von den geplanten bzw. bestätigten Netzboosteranlagen bereitgestellte Momentanreserve ist von der bestätigten Momentanreservemenge abzuziehen.

ÜNB	Momentanreservebedarf [GJ]	bestätigte Momentanreserve NEP 2021-2035 [GJ]	zusätzlich beantragte Momentanreserve [GJ]	davon bestätigte Momentanreserve [GJ]
50Hertz	448	8,5	16,875	16,875
Amprion	308	8,5	22,25	22,25
TenneT	568	8,5	99,375	99,375
TransnetBW	14	8,5	8,125	5,5

Die Übertragungsnetzbetreiber planen, die bestätigte Momentanreserve mittels rotierenden Phasenschiebern und E-STATCOMs zu decken. Dazu werden Anlagen, die zur Blindleistungsbereitstellung gedacht sind, so erweitert, dass sie auch Momentanreserve liefern. Angesichts der enormen Bedarfe reicht der Bau dieser ÜNB-Anlagen nicht aus, um die berechneten System-Splits zu beherrschen. Dazu muss der verbleibende Momentanreservebedarf durch die drei anderen eingangs erwähnten Instrumente, den Markt, die TAR und ggf. Krafwerksumrüstungen, gedeckt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Batteriespeicher in der Bedarfsausweisung bereits berücksichtigt sind. Die Höhe des verbleibenden Momentanreservebedarfs hängt stark davon ab, welche Netzauftrennungen als auslegungsrelevant angesehen werden. So fehlen für den 2006er-Split im Nordteil der TenneT-Regelzone insgesamt 190 GJ, während bei einem für Niedersachsen, Hamburg und Bremen kritischen System-Split allein auf diese Bundesländer 266 GJ entfallen.

Die bestätigten Budgets liegen in Summe leicht unter den beantragten Budgets einzelner Übertragungsnetzbetreiber, da die durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur im NEP verwendeten Analysemethoden derzeit noch keinen Nachweis für höhere Budgets erbracht haben. Es kann allerdings grundsätzlich nicht ausgeschlossen werden, dass auch zukünftig ein höherer Bedarf bestehen könnte. Dies ist aber insofern unkritisch, als die bestätigten Budgets den Übertragungsnetzbetreibern kurzfristig vollständigen Handlungsspielraum bei den von ihnen geplanten Projekten gewährleisten. Kürzungen betreffen hier Projekte mit einem weiteren Planungshorizont, bei denen in Folgeprozessen (auch auf Grundlage weiterentwickelter Analysemethoden) ohne Weiteres nach gesteuert werden kann. Insoweit ist sichergestellt, durch die bestätigten Budgets die Systemstabilität gewährleistet ist.

## Konsultation

Im Rahmen der Konsultation wurde in mehreren Beiträgen die große Relevanz des Themas Systemstabilität hervorgehoben. Ein Beitrag moniert, das Thema werde nicht in ausreichendem Umfang behandelt.

*Die Systemstabilität ist in der Tat sehr wichtig. Deshalb widmet sich die Bundesnetzagentur der Systemstabilität u.a. in den folgenden Prozessen: im NEP, bei den Festlegungen zur marktlichen Beschaffung von stabilisierenden Systemdienstleistungen, bei der Überarbeitung von EU-Verordnungen zum Netzanschluss und bei der Aktualisierung der TAR. Die parallele Adressierung der Thematik über verschiedene Ansätze trägt zur Wahrung der Systemstabilität bei. Aufgrund eines Gesetzesvorschlags laufen zudem Vorbereitungen zur Schaffung eines eigenen zweijährigen Systemstabilitätsberichts, der zusätzliche Ressourcen und eine eigene Plattform zur Bearbeitung dieses wichtigen Themas schüfe.*

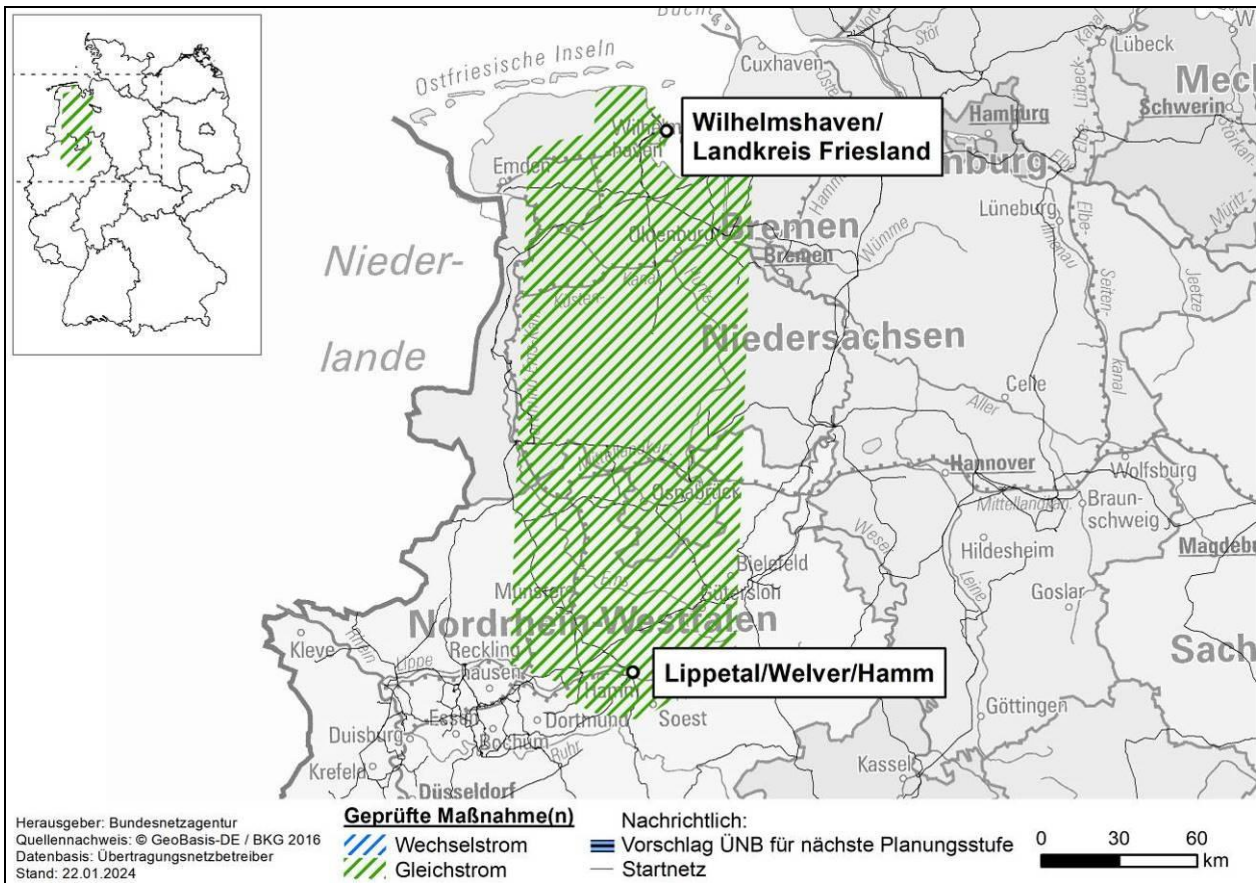
Weitere Konsultationsbeiträge befassen sich mit der marktlichen Beschaffung von Systemdienstleistungen (SDL) im Allgemeinen und Momentanreserve im Speziellen. Eine marktliche Beschaffung von SDL sei kosteneffizienter als ÜNB-eigene Anlagen, da marktlich kontrahierte Anlagen nicht ausschließlich zur Erbringung von SDL errichtet würden. Zudem sei sie kostengünstiger als eine verpflichtende Erbringung durch alle Erzeugungsanlagen. Zu prüfen sei, ob ein Markt auch eine regionale Verteilung anregen könne.

*Der – vom NEP getrennte – Festlegungsprozess zur marktlichen Beschaffung von Momentanreserve läuft zurzeit, um baldmöglichst eine möglichst effiziente Erbringung von Momentanreserve anzureizen. Die regionale Verteilung wird dabei berücksichtigt. Da die Analysen zeigen, dass die Bedarfe beispielsweise zur Deckung eines System-Splits enorm sind, werden parallel Anschlussregeln hinsichtlich Momentanreserve überarbeitet und ÜNB-Assets genehmigt. Bei Letzteren werden keine Anlagen ausschließlich zur Erbringung von Momentanreserve errichtet, stattdessen werden Anlagen zur Blindleistungserbringung um Beiträge zur Trägheit erweitert. Laut aktuellem ACER-Entwurf des „network code on the requirements for generators“ (RfG) ist nicht angedacht, dass alle Erzeugungsanlagen eine große Menge Momentanreserve stellen müssen. Stattdessen haben sie einen aus Systemsicht notwendigen Minimalbeitrag zu liefern. Hier wird anhand Spannungsebenen bzw. Anlagengrößen differenziert, wobei die Anforderungen an kleine, in der Niederspannung angeschlossenen Anlagen schwächer sind. Wie groß die Effizienzsteigerungen durch einen Markt ausfallen, kann zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht präzise quantifiziert werden.*

Zwei Konsultationsbeiträge unterstreichen, weder marktliche Anreize noch Änderungen der Netzanschlussregeln könnten sicherstellen, dass ein stabiler Netzbetrieb mit netzbildenden Anlagen in der Niederspannung und Mittelspannung überhaupt möglich sei. Dies müsse zunächst durch Feldtests und Forschung geklärt werden. Folglich sei es verfrüht zu unterstellen, dass Momentanreserve aus den Verteilernetzen erbracht wird.

*Aus diesem Grund werden keine Momentanreservepotenziale aus der Niederspannung unterstellt.*

## DC21: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen (Korridor B)



Das Projekt DC21 mit der Maßnahme DC21b ist Teil des Korridors B und steht in Zusammenhang mit dem Projekt DC25. Das Projekt dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen.

### DC21b: Wilhelmshaven/Landkreis Friesland – Lippetal/Welver/Hamm

Die Maßnahme DC21b wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme DC21b wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 49 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Die Maßnahme sieht eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Wilhelmshaven/Landkreis Friesland nach Lippetal/Welver/Hamm vor. In Wilhelmshaven/Landkreis Friesland und Lippetal/Welver/Hamm sind jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die Maßnahme als Punkt-zu-Punkt-Verbindung ausgeführt werden soll und somit kein Multiterminal-Konverter errichtet werden soll.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 1490 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Ausblick Klimaneutralitätsnetz**

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 1940 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC21b als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Bislang haben sich noch keine neuen Erkenntnisse ergeben, durch die sich eine neuerliche Prüfung von Alternativen aufdrängen würde. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

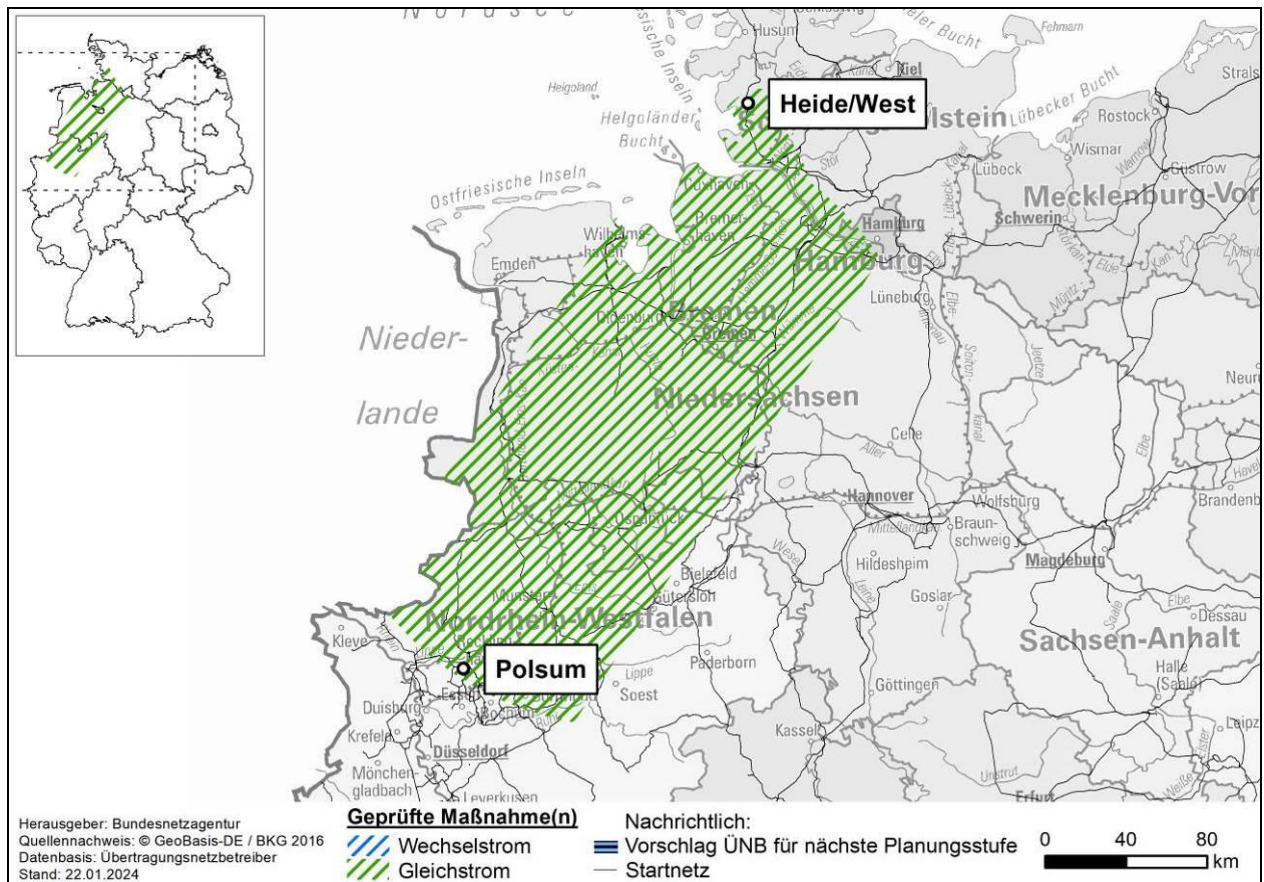
**Prüfungsergebnisse**

DC21b		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 570 GWh	- 1120 GWh	- 1490 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %
		A 2045	B 2045	C 2045
Überlastungsindex		- 610 GWh	- 1040 GWh	- 1940 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %

**Auf einen Blick**

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		A
Trassenlänge	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	270 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

## DC25: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen (Korridor B)



Das Projekt DC25 ist Teil des Korridors B und steht in Zusammenhang mit dem Projekt DC21. Das Projekt dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen.

### DC25: Heide/West – Polsum

Die Maßnahme DC25 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme DC25 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 48 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Die Maßnahme sieht eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Heide/West nach Polsum vor. In Heide/West und Polsum sind jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die Maßnahme als Punkt-zu-Punkt-Verbindung ausgeführt werden soll.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 1850 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Ausblick Klimaneutralitätsnetz**

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 2360 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC25 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Bislang haben sich noch keine neuen Erkenntnisse ergeben, durch die sich eine neuerliche Prüfung von Alternativen aufdrängen würde. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.



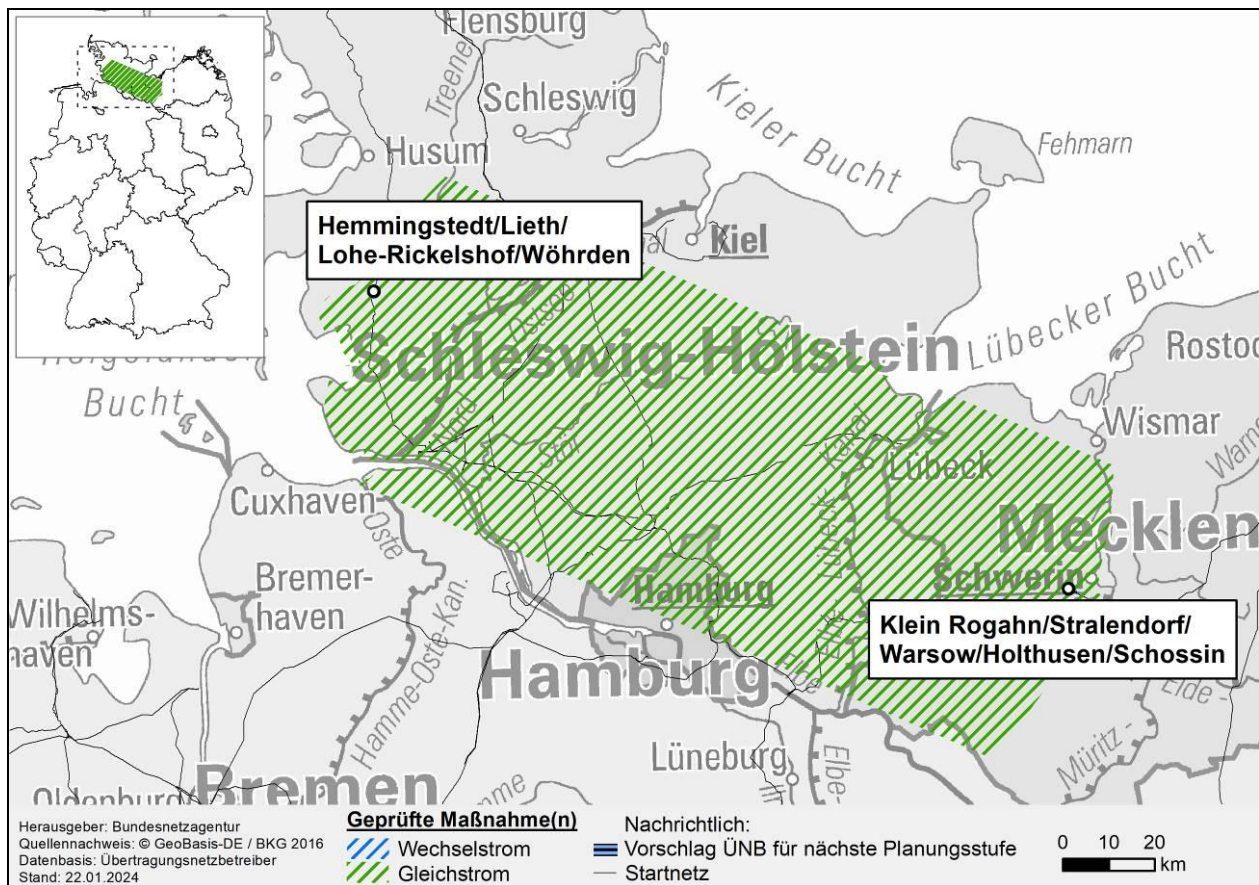
## Prüfungsergebnisse

DC25		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 810 GWh	- 1400 GWh	- 1850 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %
		A 2045	B 2045	C 2045
Überlastungsindex		- 860 GWh	- 1150 GWh	- 2360GWh
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	440 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

## DC31: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern (NordOstLink)



Das Projekt DC31 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern.

### DC31: Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin

Die Maßnahme DC31 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme DC31 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 81 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Die Maßnahme sieht eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Suchraum Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden nach Suchraum Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin vor.

Im Suchraum Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden soll die Leitung der DC31 mit einem Multiterminal-Konverter verbunden werden, welcher auch mit Offshore-Netzanbindungssystemen verbunden ist. Im Suchraum Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin ist ein DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 690 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Ausblick Klimaneutralitätsnetz**

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 1080 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC31 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Bislang haben sich noch keine neuen Erkenntnisse ergeben, durch die sich eine neuerliche Prüfung von Alternativen aufdrängen würde. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

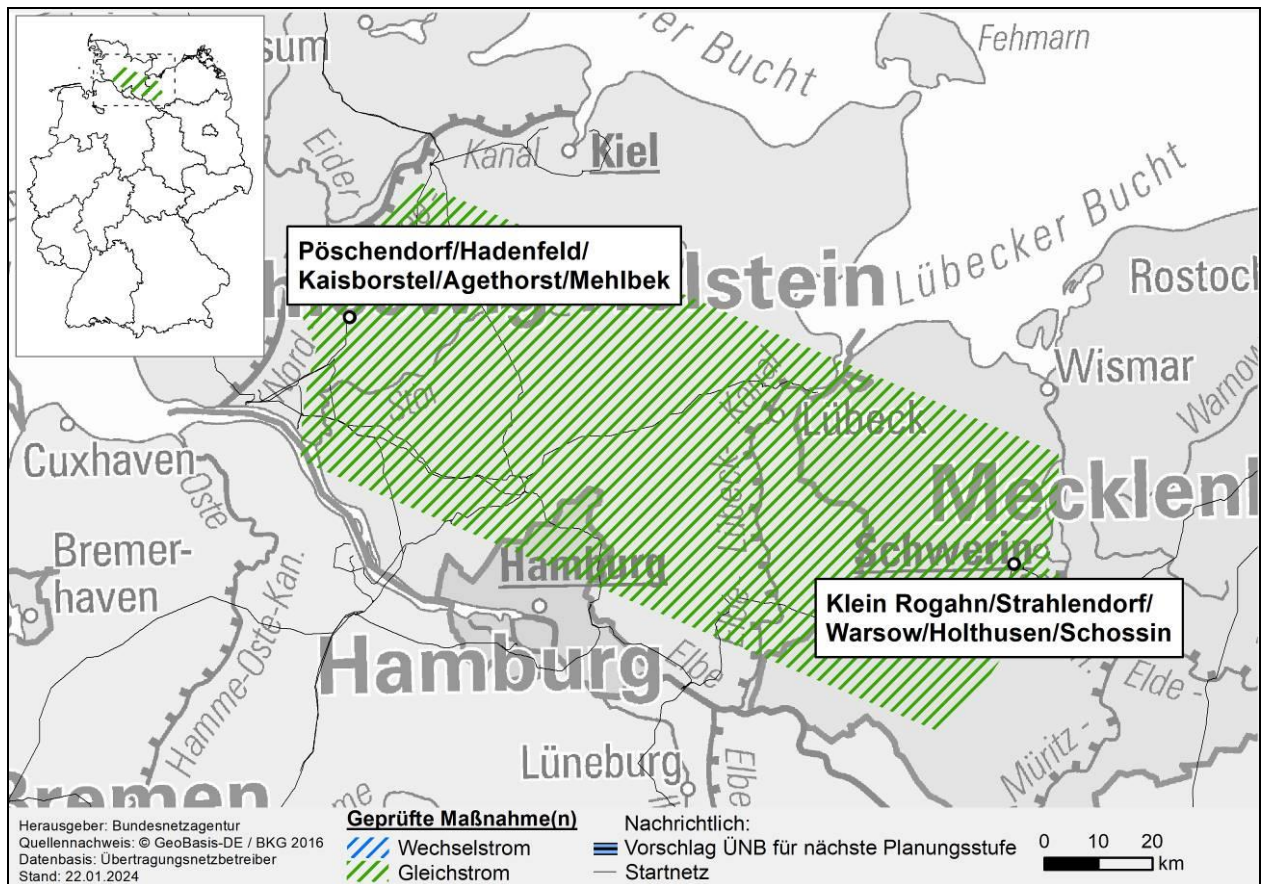
**Prüfungsergebnisse**

DC31		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 490 GWh	- 650 GWh	- 690 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %
		A 2045	B 2045	C 2045
Überlastungsindex		- 800 GWh	- 910 GWh	- 1080 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %

**Auf einen Blick**

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		A
Trassenlänge	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	212 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission, TenneT TSO

## DC32: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern (NordOstLink)



Das Projekt DC32 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern und steht im Zusammenhang mit dem Projekt DC31.

### DC32: Gemeinden Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin

Die Maßnahme DC32 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme DC32 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2034 an.

Die Maßnahme sieht eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW vom Suchraum Gemeinden Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek nach Suchraum Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin vor.

Im Suchraum Pöschendorf soll das Projekt DC32 mit einem Multiterminal-Konverter verbunden werden, welcher auch mit Offshore-Netzanbindungssystemen verbunden ist. Im Suchraum Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin ist ein DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 370 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Dies ist zwar weniger als bei anderen HGÜ-Projekten, allerdings ist die Trassenlänge deutlich kürzer, sodass die Reduktion im Vergleich nicht schlechter ist. Die Maßnahme sorgt weiterhin dafür, dass Energie aus Offshore-Anbindungen mit küstennahen Netzverknüpfungspunkten abtransportiert wird. Die Maßnahme trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Ausblick Klimaneutralitätsnetz**

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 820 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC32 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

### **Alternativen**

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 bei dem Projekt DC31 dafür entschieden eine Mitführung von Leerrohren zur späteren Nutzung vorzusehen. Diese Leerrohre können nun für das Projekt DC32 genutzt werden. Es sind darüber hinaus keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

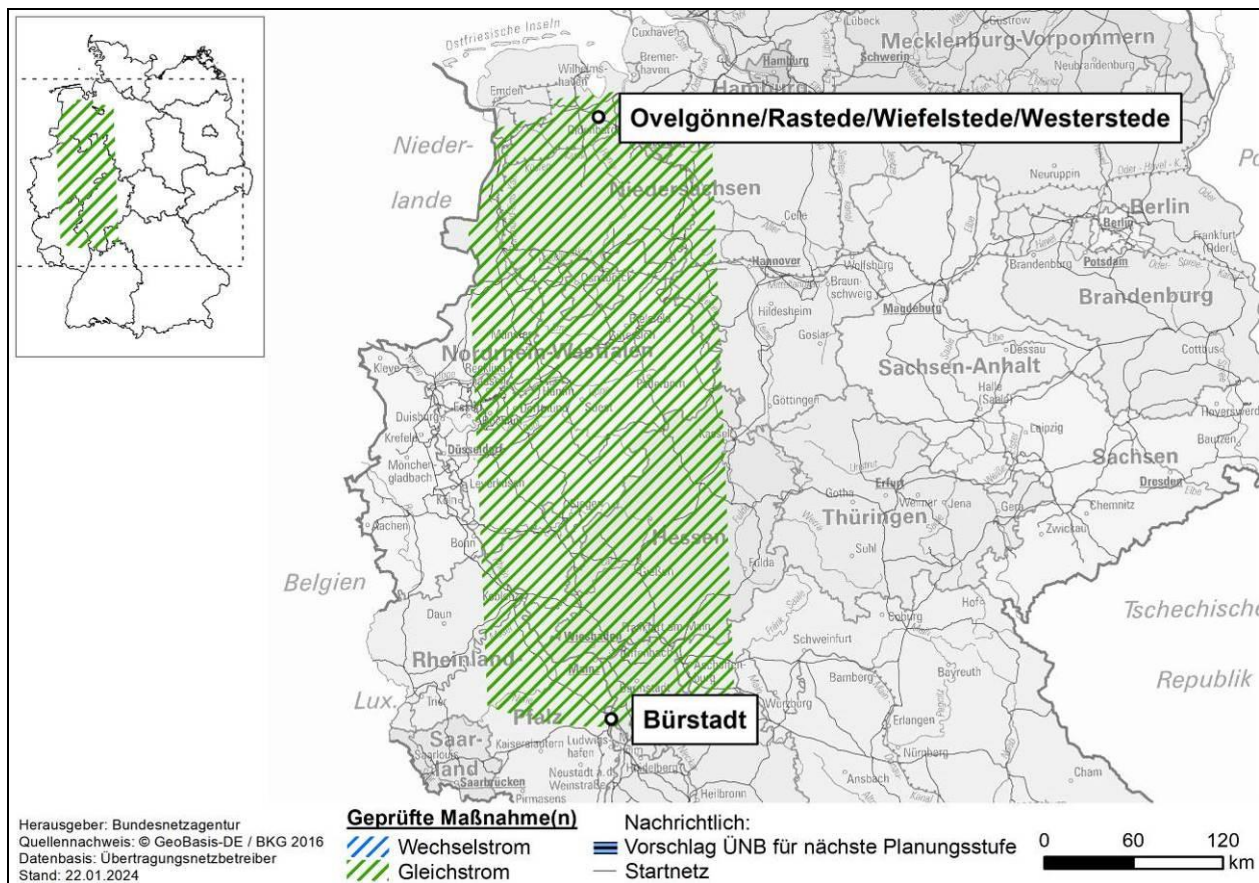
## Prüfungsergebnisse

DC32		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 250 GWh	- 380 GWh	- 370 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %
		A 2045	B 2045	C 2045
Überlastungsindex		- 590 GWh	- 700 GWh	- 820 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	170 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission, TenneT TSO

## DC34: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen (Rhein-Main-Link)



Das Projekt DC34 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen in das Rhein-Main-Gebiet. Das Projekt ist Teil des sogenannten Rhein-Main-Links und steht im Zusammenhang mit dem Projekt DC35.

### DC34: Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Bürstadt

Die Maßnahme DC34 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme DC34 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 82 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2033 an.

In Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede soll die Leitung der DC34 mit einem Multiterminal-Konverter verbunden werden, welcher auch mit Offshore-Netzanbindungssystemen verbunden ist und in Bürstadt ist ein DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.



## **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 2290 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## **Ausblick Klimaneutralitätsnetz**

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 4160 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC34 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

## **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Bislang haben sich noch keine neuen Erkenntnisse ergeben, durch die sich eine neuerliche Prüfung von Alternativen aufdrängen würde. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

## **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

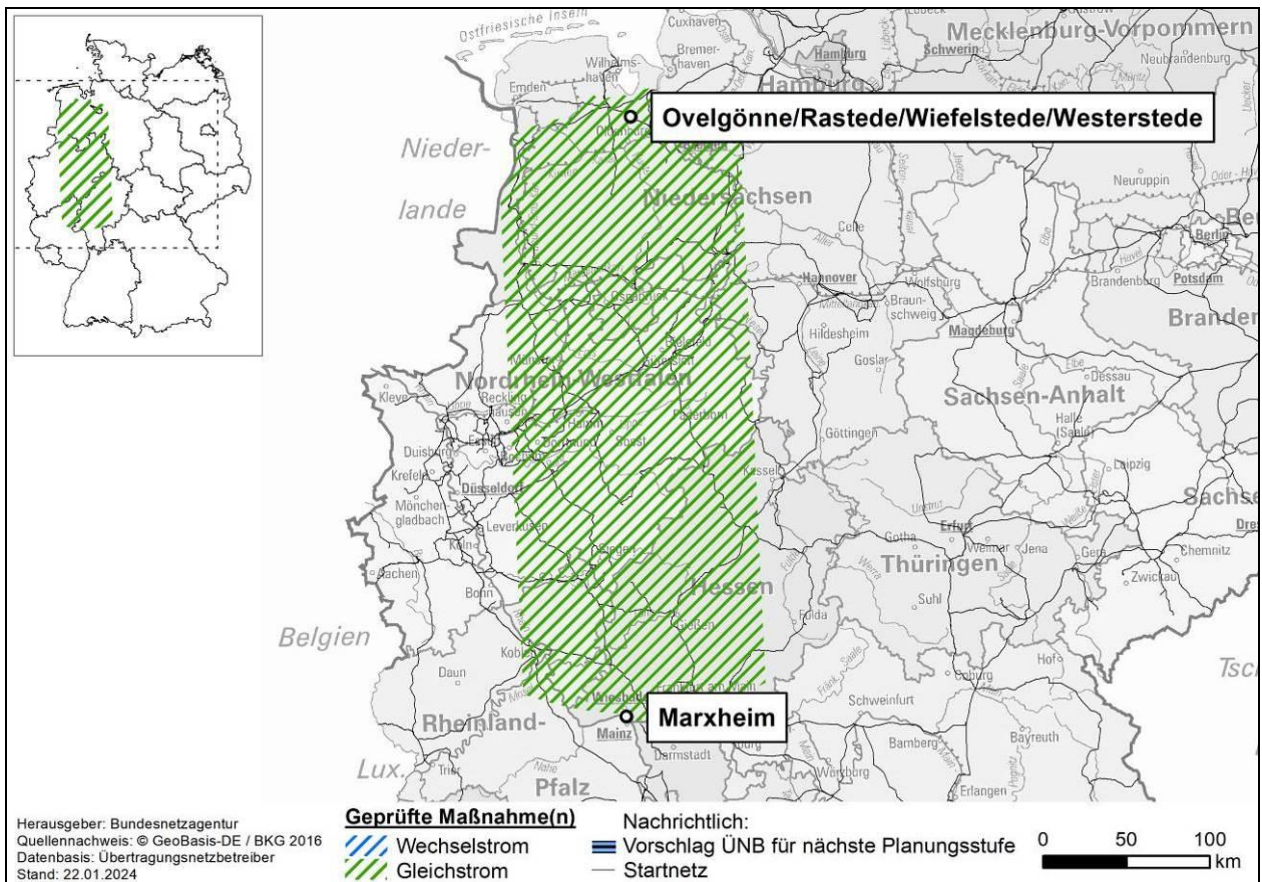
**Prüfungsergebnisse**

DC34		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 1020 GWh	- 1980 GWh	- 2290 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %
		A 2045	B 2045	C 2045
Überlastungsindex		- 1460 GWh	- 2380 GWh	- 4160 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %

**Auf einen Blick**

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		A
Trassenlänge	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	523 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

## DC35: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen (Rhein-Main-Link)



Das Projekt DC35 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und dem Rhein-Main-Gebiet. Das Projekt ist Teil des sogenannten Rhein-Main-Links und steht im Zusammenhang mit dem Projekt DC34.

### DC35: Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Marxheim (Taunus)

Die Maßnahme DC35 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme DC35 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

In Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede soll die Leitung der DC35 mit dem Multiterminal-Konverter der DC34 verbunden werden, welcher auch mit Offshore-Netzanbindungssystemen verbunden ist und in Marxheim (Taunus) ist ein DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 1640 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Ausblick Klimaneutralitätsnetz**

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 3050 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC35 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

### **Alternativen**

Die Bundesnetzagentur hat die HGÜ-Maßnahmen gesamtheitlich betrachtet und untersucht wie in Abschnitt IV B 5.1 beschrieben. Dabei wurden verschiedene alternative Netzverknüpfungspunkte für HGÜ-Projekte im Süden und der Mitte Deutschlands betrachtet und bewertet. Keine der untersuchten Alternativen brachten in der Abwägung signifikante Vorteile hinsichtlich des deutschlandweiten Überlastungsindex und einer möglichen Trassenlänge.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

## Prüfungsergebnisse

DC35		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 690 GWh	- 1240 GWh	- 1640 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %
		A 2045	B 2045	C 2045
Überlastungsindex		- 1200 GWh	- 1840 GWh	- 3050 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %

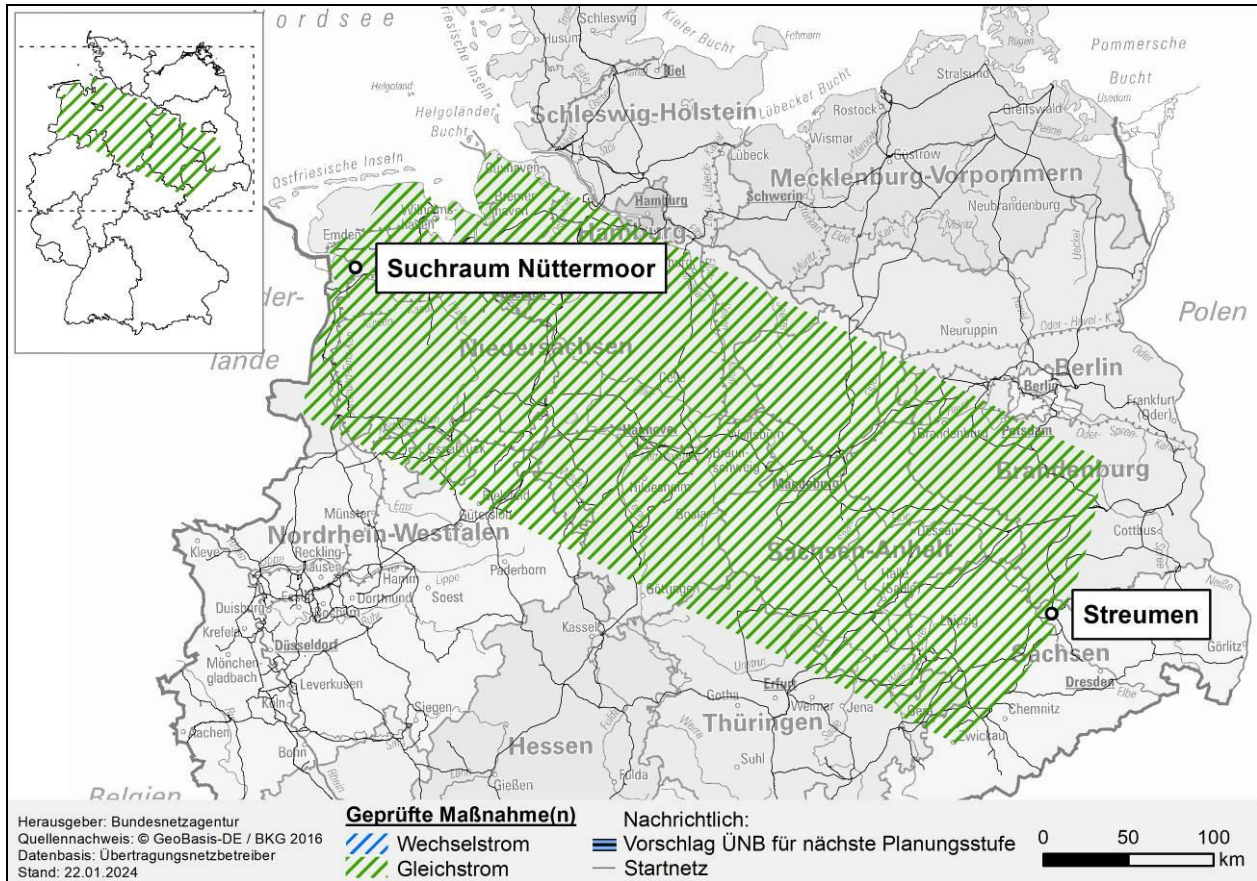
## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	461 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

## DC40: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Sachsen

Das Projekt DC40 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Sachsen.

### DC40: Suchraum Nüstermoor – Streumen



Die Maßnahme DC40 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme DC40 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Im Rahmen der Maßnahme ist eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung 2 GW vom Suchraum Nüstermoor nach Streumen vorgesehen. Dafür sind am Anfangs- und Endpunkt der Maßnahmen DC40 jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Suchraum Nüstermoor eine DC-Konverterstation zusammen mit einer Offshore-Anbindung, welche eine Kapazität von 2 GW aufweist, als Multiterminallösung zu errichten ist.

Am Kreuzungspunkt mit den Leitungen der Maßnahmen DC42/DC42plus und DC41 sollen DC-Schaltanlagen errichtet werden

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 2100 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Ausblick Klimaneutralitätsnetz**

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 2570 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC40 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

### **Alternativen**

Die Bundesnetzagentur hat mögliche Alternativen für das Projekt DC40 untersucht. Da am Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Nüttermoor bis zum Jahr 2045 zwei Offshore-Anbindungssysteme angeschlossen werden sollen, wurde zunächst untersucht, ob diese Offshore-Anbindungen alternativ weiter im Süden Deutschlands unter Verzicht auf DC40 angeschlossen werden könnten. Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur dazu haben ergeben, dass mit alternativen Netzverknüpfungspunkten der deutschlandweite Überlastungsindex deutlich ansteigt und somit ein Verzicht auf den Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Nüttermoor und damit auf das Projekt DC40 grundsätzlich nicht sinnvoll ist.

Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur weitere Untersuchungen durchgeführt und alternative Netzverknüpfungspunkte zum Netzverknüpfungspunkt Streumen untersucht. Hinsichtlich möglicher alternativer Netzverknüpfungspunkte in Bayern oder Baden-Württemberg ergaben sich keine nennenswerten Vorteile hinsichtlich des deutschlandweiten Überlastungsindex. Mögliche Trassen nach Bayern oder Baden-Württemberg wären zudem länger, als die vorgeschlagene Variante nach Streumen.

Der alternative Netzverknüpfungspunkt Wolframshausen in Thüringen, welchen auch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Entwurfs des Netzentwicklungsplans als Alternative vorstellten, weist zwar eine kürzere Trasse im Vergleich zu Streumen auf. Der Netzverknüpfungspunkt Wolframshausen ist jedoch aufgrund der deutlich schlechteren Integrierbarkeit der HGÜ-Leistung in das vorhandene

Wechselstromnetz nicht geeignet. Lokal würden im Raum Thüringen und in der Grenzregion nach Bayern durch einen Endpunkt des Projekts DC40 in Wolframshausen zusätzliche Überlastungen im Wechselstromnetz entstehen, die entsprechenden zusätzlichen Netzausbau im AC-Netz nach sich ziehen würden.

## Konsultation

Mehrere Konsultationsteilnehmer stellen die Notwendigkeit des Projekts in Frage, da das Projekt quer zu den Nord-Süd-Engpässen verlaufe. Weiterhin merken Konsultationsteilnehmer an, dass in der Regionalisierung zu wenig Elektrolyseleistung unter Annahme einer perspektivischen Anbindung an das Wasserstoffnetz im Suchraum Nüßtermoor angenommen worden sei. Die zugrunde gelegten Offshore-Netzanbindungssysteme mit Netzverknüpfungspunkt in Nüßtermoor seien außerdem mit örtlichen Bedarfen nicht voll unterlegt.

*Die Bundesnetzagentur hat in ihren Untersuchungen festgestellt, dass ohne das Projekt DC40 die Integration zweier Offshore-Anbindungssysteme in Raum Nüßtermoor ohne weiteren signifikanten Ausbau des Wechselstromnetzes nicht möglich ist. Das Projekt DC40 ermöglicht somit eine küstennahe Integration von Offshore-Windenergie in das landseitige Höchstspannungsnetz. Weiterhin zeigen die Berechnungen, dass das Projekt DC40 Netzengpässe in ganz Deutschland reduziert und durch eine Vergleichmäßigung der Leistungsflüsse somit auch auf Nord-Süd-Engpässe wirkt. Zudem wurden alle bislang hinreichend konkrete Elektrolyseprojekte im Rahmen des Szenariorahmens 2023-2037/2045 und damit auch im Rahmen der vorliegenden Prüfung berücksichtigt. Dass weitere zukünftige Projekte etwas an dieser Einschätzung ändern, ist unwahrscheinlich, zumal auch in der Südhälfte Deutschlands zukünftig weitere Elektrolyseprojekte nicht ausgeschlossen werden können.*

## Bewertung

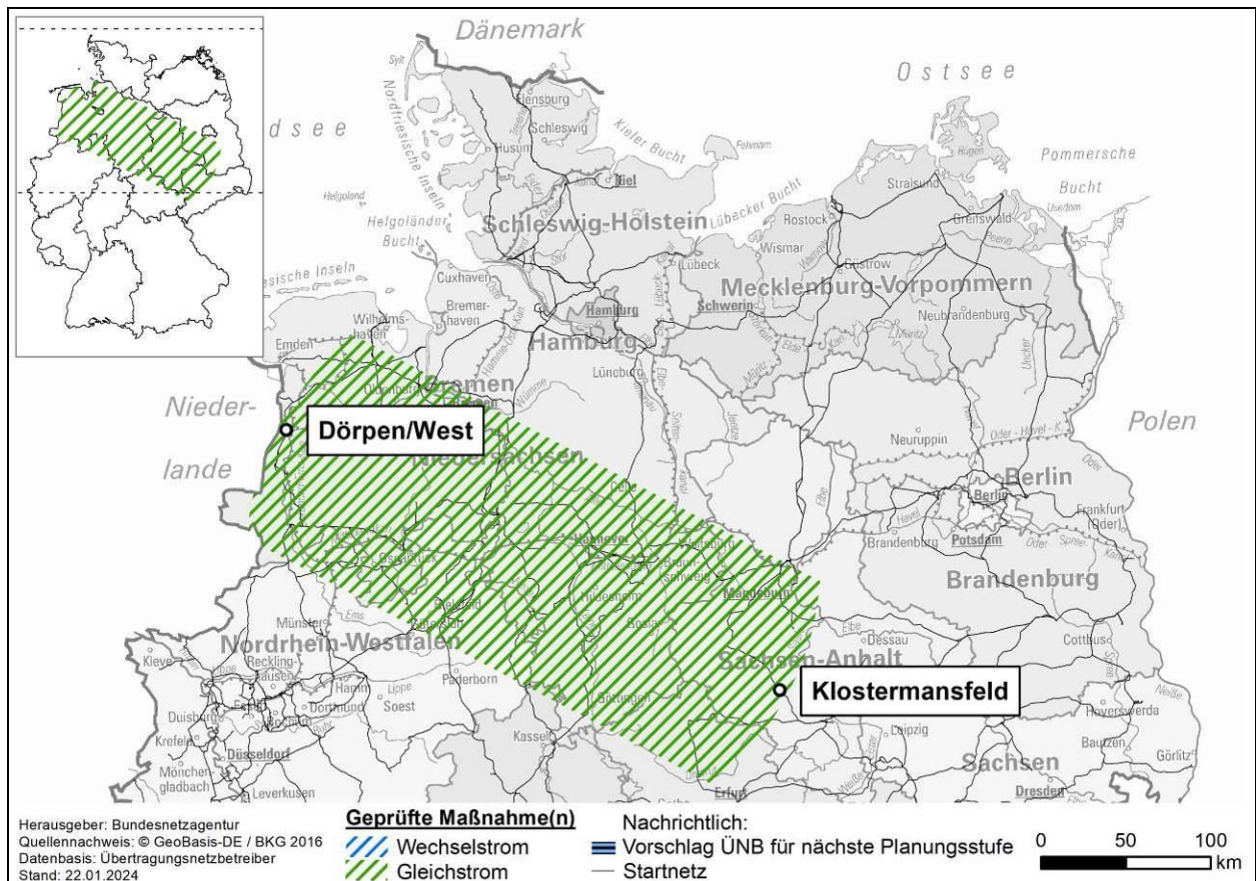
Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei. Die Ausführung der Kreuzung als DC-Schaltanlage ohne DC-Leistungsschalter weist klare Vorteile auf (siehe Abschnitt IV B 5.1). Eine Ausführung dieser DC-Schaltanlage mit DC-Leistungsschaltern lässt sich jedoch aufgrund der tendenziell hohen Kosten zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht begründen. Zukünftige Erfahrungswerte hinsichtlich der Kosten von DC-Leistungsschaltern können möglicherweise zu einer anderen Bewertung führen.

## Prüfungsergebnisse

DC40		A 2037	B 2037	C 2037
<b>Überlastungsindex</b>		- 1220 GWh	- 1820 GWh	- 2100 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
<b>Auslastung</b>		100 %	100 %	100 %
		A 2045	B 2045	C 2045
<b>Überlastungsindex</b>		- 3640 GWh	- 4460 GWh	- 6700 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
<b>Auslastung</b>		100 %	100 %	100 %



## DC40plus: Dörpen/West – Klostermansfeld



Die Maßnahme DC40plus wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme DC40plus wurde von den Übertragungsnetzbetreibern nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplan 2023 2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Die Maßnahme sieht eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Dörpen/West nach Klostermansfeld vor. In Dörpen/West und Klostermansfeld sind jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die Maßnahme als Punkt-zu-Punkt-Verbindung ausgeführt werden soll und somit kein Multiterminal-Konverter errichtet werden soll.

Am Kreuzungspunkt mit den Leitungen der Maßnahmen DC42/DC42plus und DC41 soll eine DC-Schaltanlage errichtet werden.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 1170 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Ausblick Klimaneutralitätsnetz

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 6700 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC40plus als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

## Alternativen

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Prüfung alternative Netzverknüpfungspunkte zu der Maßnahme DC40plus untersucht. Klostermansfeld hat sich in den Untersuchungen als elektrotechnisch gleichwertig gegenüber dem Netzverknüpfungspunkt Streumen der Maßnahme DC40 erwiesen. Durch eine deutlich kürzere Trasse ist der Netzverknüpfungspunkt Klostermansfeld daher vorzugswürdig gegenüber dem Netzverknüpfungspunkt Streumen.

Weiterhin hat die Bundesnetzagentur auch alternative Netzverknüpfungspunkte in Bayern und Baden-Württemberg untersucht. Hinsichtlich möglicher alternativer Netzverknüpfungspunkte ergaben sich keine nennenswerten Vorteile hinsichtlich des deutschlandweiten Überlastungsindex. Mögliche Trassen ins südliche Bayern oder Baden-Württemberg wären zudem länger, als die vorgeschlagene Variante nach Klostermansfeld.

Der Netzverknüpfungspunkt Dörpen/West wiederum hält – anders als der Netzverknüpfungspunkt Nüttermoor – perspektivisch die Option offen, ein weiteres Offshore-Anbindungssystem mit 2 GW Übertragungskapazität einzubinden.

## Bewertung

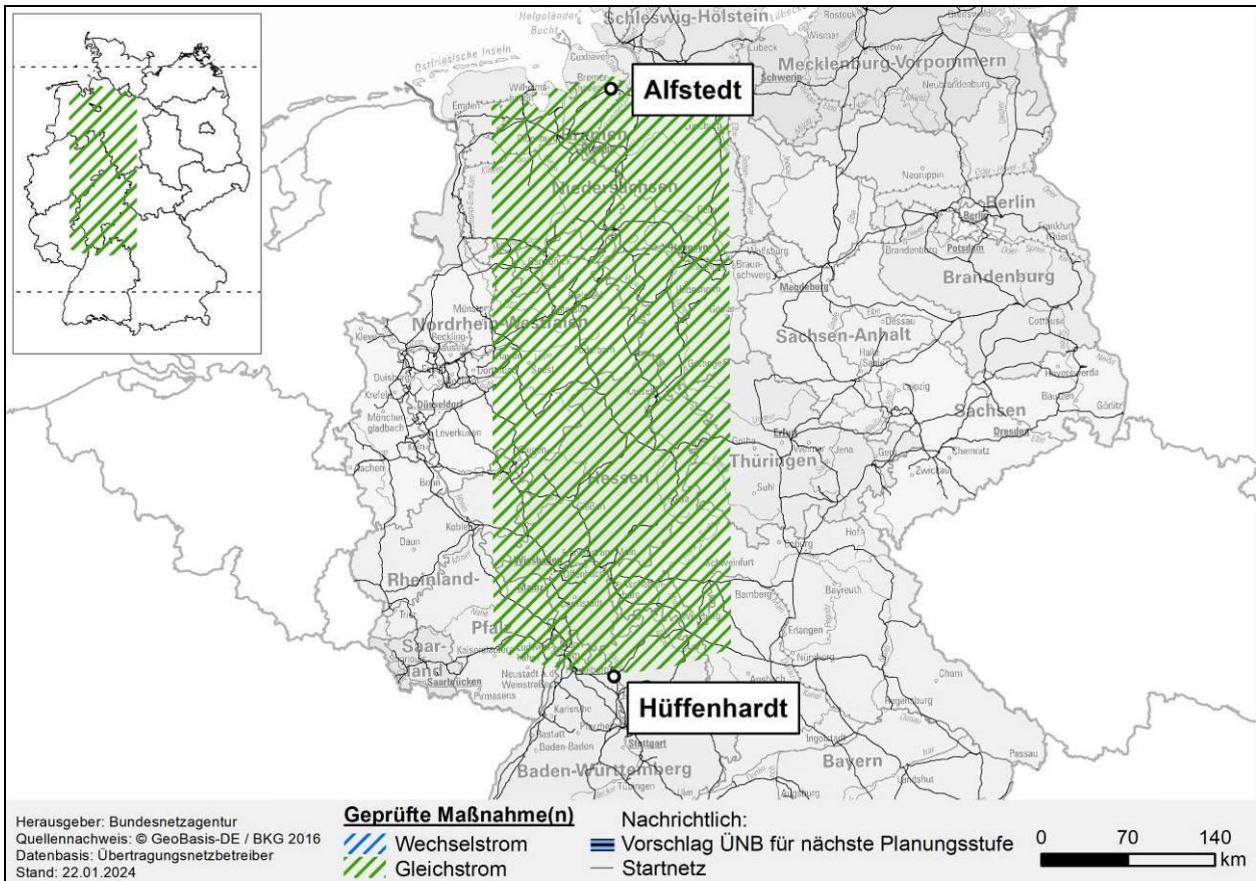
Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

**Prüfungsergebnisse**

DC40plus		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 540 GWh	- 950 GWh	- 1170 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %
DC40		A 2045	B 2045	C 2045
Überlastungsindex		- 1400 GWh	- 1750 GWh	- 2730 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %

Auf einen Blick		DC40	DC40plus
Wirksamkeit		ja	ja
Erforderlichkeit		ja	ja
NOVA		A	A
Trassenlänge	Bestand	-	-
	Ausbau	594 km	426km
bestätigt		ja	ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission, TenneT TSO	50Hertz Transmission, TenneT TSO

## DC41: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Baden-Württemberg



Das Projekt DC41 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Baden-Württemberg.

### DC41: Alfstedt – Hüffenhardt

Die Maßnahme DC41 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme DC41 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Die Maßnahme sieht eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Alfstedt nach Hüffenhardt vor. In Alfstedt ist ein DC-Konverter zu errichten. Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass der südliche DC-Konverter am Standort Obrigheim errichtet werden soll. Zur Anbindung des DC-Konverters in Obrigheim an das Wechselstromnetz soll als Ersatzneubau einer stillgelegten 220 kV-Leitung eine 380 kV-Leitung von Obrigheim nach Hüffenhardt errichtet werden. Diese Anbindung sowie der Standort des Konverters sind zwar nicht Teil der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Allerdings steht die Bestätigung einer derartigen Realisierung nicht entgegen.

Am Kreuzungspunkt mit den Leitungen der Maßnahmen DC40 und DC40plus soll eine DC-Schaltanlage errichtet werden.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 2240 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Ausblick Klimaneutralitätsnetz**

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 3750 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC41 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

### **Alternativen**

Die Bundesnetzagentur hat die HGÜ-Maßnahmen gesamtheitlich betrachtet und untersucht wie in Abschnitt IV B 5.1 beschrieben. Dabei wurden verschiedene alternative Netzverknüpfungspunkte für HGÜ-Projekte im Süden und der Mitte Deutschlands betrachtet und bewertet. Keine der untersuchten Alternativen brachten in der Abwägung signifikante Vorteile hinsichtlich des deutschlandweiten Überlastungsindex und einer möglichen Trassenlänge.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei. Die Ausführung der Kreuzung als DC-Schaltanlage ohne DC-Leistungsschalter weist klare Vorteile auf (siehe Abschnitt IV B 5.1). Eine Ausführung dieser DC-Schaltanlage mit DC-Leistungsschaltern lässt sich jedoch aufgrund der tendenziell hohen Kosten zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht begründen. Zukünftige Erfahrungswerte hinsichtlich der Kosten von DC-Leistungsschaltern können möglicherweise zu einer anderen Bewertung führen.

**Prüfungsergebnisse**

DC41		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 1010 GWh	- 1730 GWh	- 2240 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %
		A 2045	B 2045	C 2045
Überlastungsindex		- 1650 GWh	- 2290 GWh	- 3750 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %

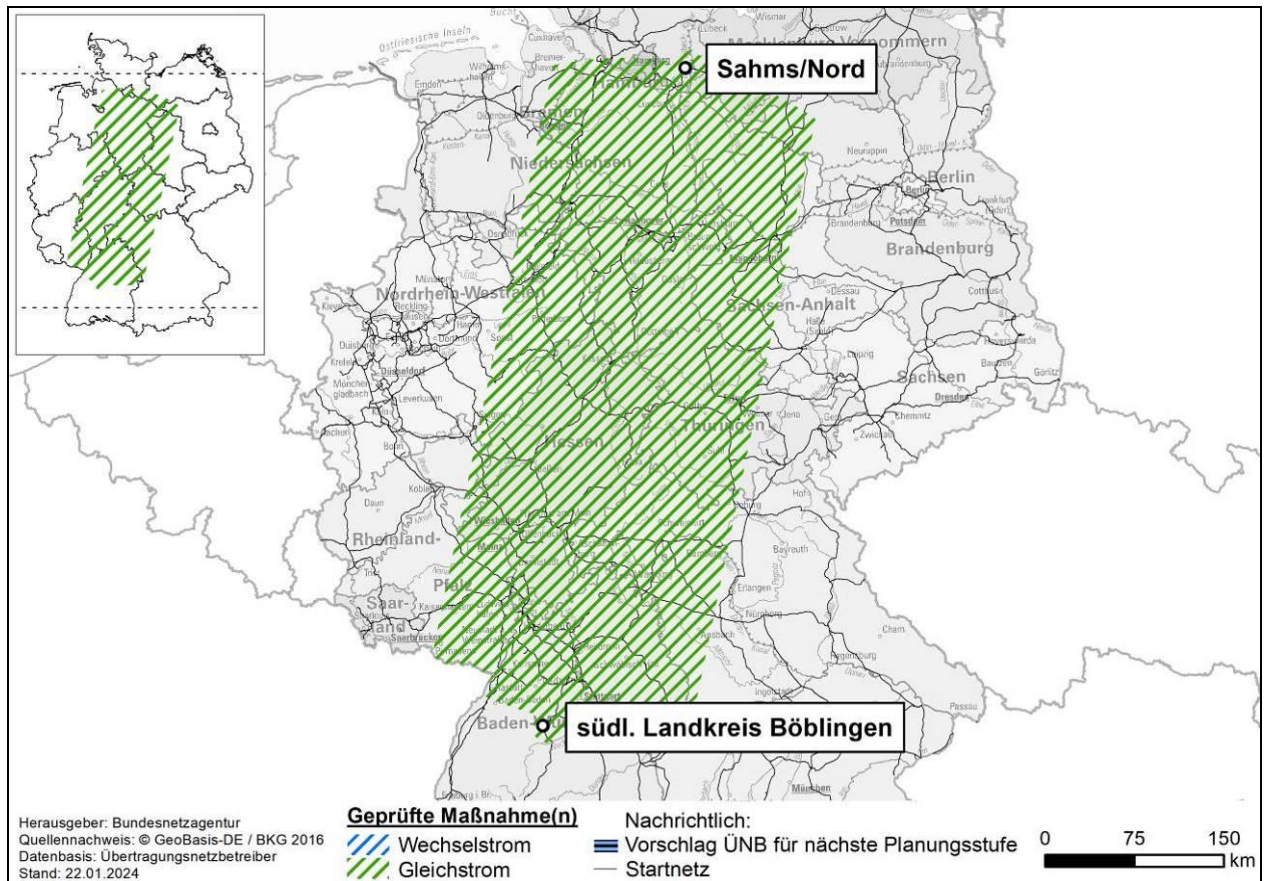
**Auf einen Blick**

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		A
Trassenlänge	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	607 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT, TransnetBW

## DC42: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und Bayern

Das Projekt DC42 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg und Bayern.

### DC42: Sahms/Nord – südlicher Landkreis Böblingen



Die Maßnahme DC42 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme DC42 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Die Maßnahme sieht eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Sahms/Nord (ehemals Suchraum Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land) zum Netzverknüpfungspunkt Oberjettingen im südlichen Landkreis Böblingen vor.

In Sahms/Nord soll die Leitung der DC42 Teil eines Multiterminal-Systems mit einem Offshore-Netzanbindungssystem werden. In Oberjettingen ist ein DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

Am Kreuzungspunkt mit den Leitungen der Maßnahmen DC40 und DC40plus soll eine DC-Schaltanlage errichtet werden.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 5700 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Ausblick Klimaneutralitätsnetz**

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 8120 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC42 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

### **Alternativen**

Die Bundesnetzagentur hat die HGÜ-Maßnahmen gesamtheitlich betrachtet und untersucht wie in Abschnitt IV B 5.1 beschrieben. Dabei wurden verschiedene alternative Netzverknüpfungspunkte für HGÜ-Projekte im Süden und der Mitte Deutschlands betrachtet und bewertet. Keine der untersuchten Alternativen brachten in der Abwägung signifikante Vorteile hinsichtlich des deutschlandweiten Überlastungsindex und einer möglichen Trassenlänge.

### **Bewertung**

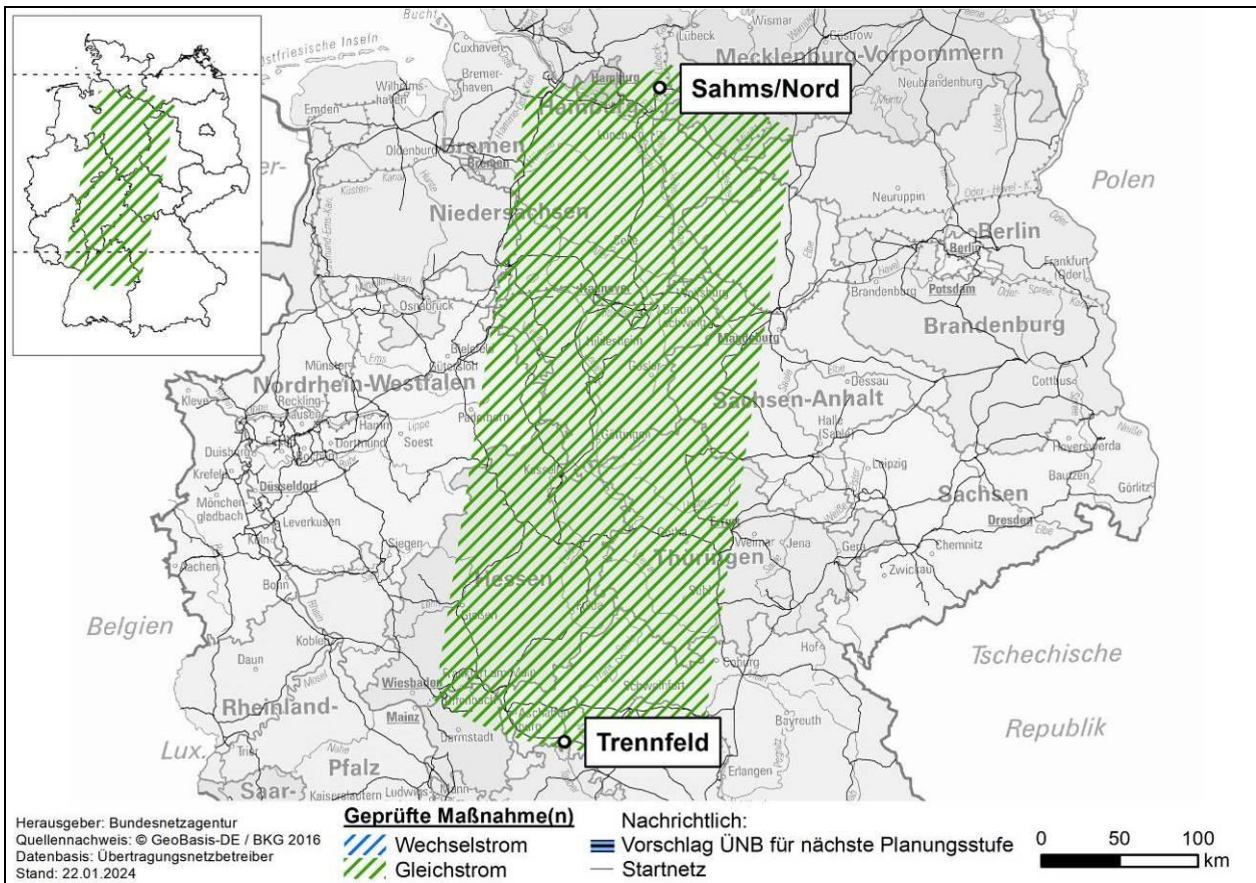
Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei. Die Ausführung der Kreuzung als DC-Schaltanlage ohne DC-Leistungsschalter weist klare Vorteile auf (siehe Abschnitt IV B 5.1). Eine Ausführung dieser DC-Schaltanlage mit DC-Leistungsschaltern lässt sich jedoch aufgrund der tendenziell hohen Kosten zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht begründen. Zukünftige Erfahrungswerte hinsichtlich der Kosten von DC-Leistungsschaltern können möglicherweise zu einer anderen Bewertung führen.



**Prüfungsergebnisse**

<b>DC42</b>		<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 2770 GWh	- 4470 GWh	- 5700 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
<b>Auslastung</b>		100 %	100 %	100 %
		<b>A 2045</b>	<b>B 2045</b>	<b>C 2045</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 3200 GWh	- 4570 GWh	- 8120 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
<b>Auslastung</b>		100 %	100 %	100 %

**DC42plus: Sahms/Nord – Trennfeld**



Die Maßnahme DC42plus wird bestätigt.

**Beschreibung**

Die Maßnahme DC42plus wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 eingereicht.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Die Maßnahme sieht eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Sahms/Nord (ehemals Suchraum Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land) nach Trennfeld vor.

In Sahms/Nord soll die Leitung der DC42plus Teil eines Multiterminal-Systems mit einem Offshore-Netzanbindungssystem werden. In Trennfeld ist ein DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

Am Kreuzungspunkt mit den Leitungen der Maßnahmen DC40 und DC40plus soll eine DC-Schaltanlage errichtet werden.

**Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 2300 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Ausblick Klimaneutralitätsnetz**

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 3100 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC42plus als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

### **Alternativen**

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Prüfung alternative Netzverknüpfungspunkte zu der Maßnahme DC42plus untersucht. Trennfeld hat sich in den Untersuchungen als elektrotechnisch leicht vorteilhaft gegenüber dem Netzverknüpfungspunkt Oberjettingen der Maßnahme DC42 erwiesen. Wegen der im Vergleich deutlich kürzeren Trasse ist der Netzverknüpfungspunkt Trennfeld vorzugswürdig gegenüber dem Netzverknüpfungspunkt Oberjettingen.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei. Die Ausführung der Kreuzung als DC-Schaltanlage ohne DC-Leistungsschalter weist klare Vorteile auf (vgl. Abschnitt IV B 5.1). Eine Ausführung dieser DC-Schaltanlage mit DC-Leistungsschaltern lässt sich jedoch aufgrund der tendenziell hohen Kosten zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht begründen. Zukünftige Erfahrungswerte hinsichtlich der Kosten von DC-Leistungsschaltern können möglicherweise zu einer anderen Bewertung führen

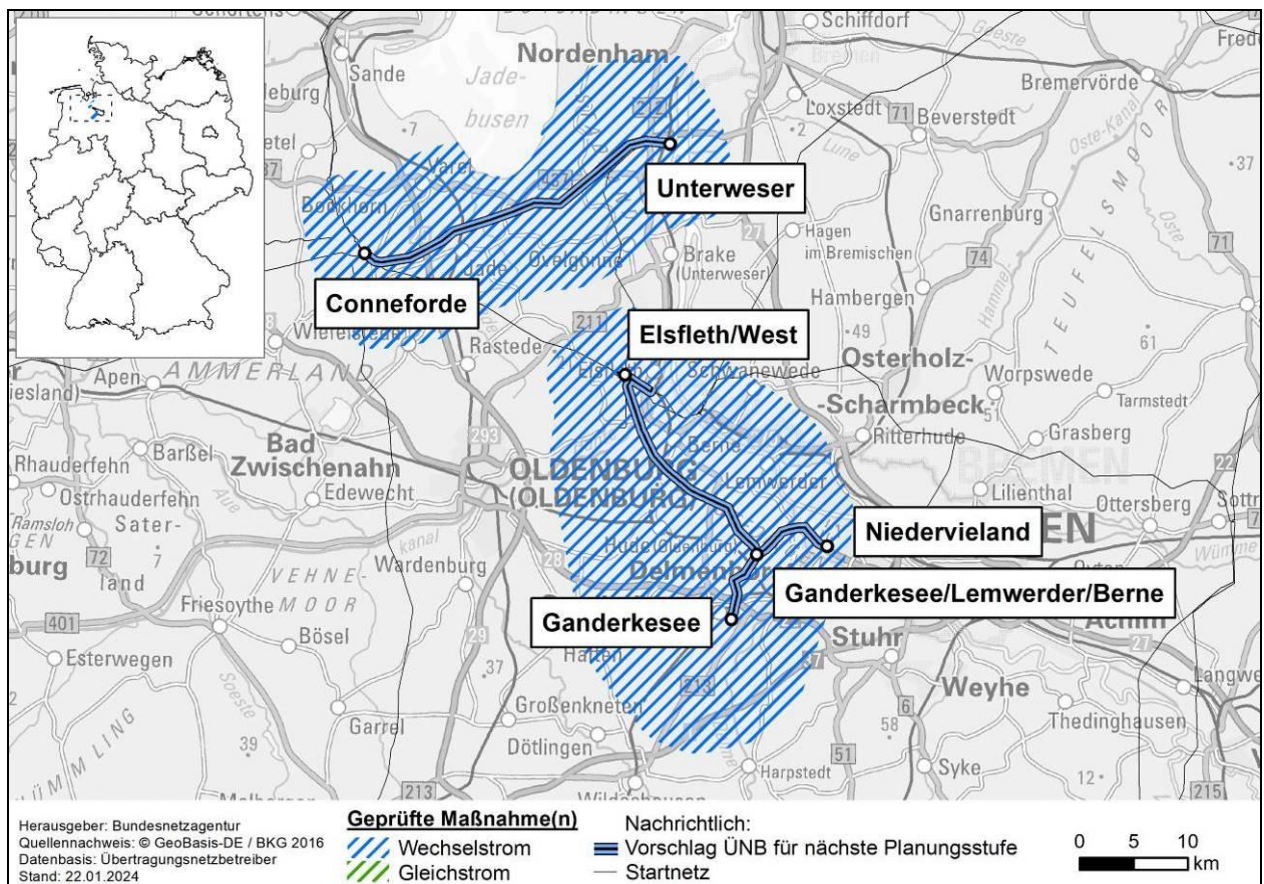
**Prüfungsergebnisse**

DC42plus		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 1054 GWh	- 1686 GWh	- 2255 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %
DC42plus		A 2045	B 2045	C 2045
Überlastungsindex		- 1118 GWh	- 1667 GWh	- 3119 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung		100 %	100 %	100 %

**Auf einen Blick**

		DC42	DC42plus
Wirksamkeit		ja	ja
Erforderlichkeit		ja	ja
NOVA		A	A
Trassenlänge	<b>Bestand</b>	-	-
	<b>Ausbau</b>	737 km	546 km
bestätigt		ja	Ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission, TransnetBW	50Hertz Transmission, TransnetBW, TenneT TSO

## P22: Netzoptimierung und -verstärkung Conneforde – Unterweser und Elsfleth/West – Ganderkesee



Das Projekt P22 erhöht die Übertragungskapazität von Conneforde nach Unterweser sowie von Elsfleth/West nach Ganderkesee.

### M80: Elsfleth/West – Hunte/Ochtum (Suchraum Ganderkesee/Lemwerder/Berne) – Ganderkesee

Die Maßnahme M80 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M80 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2014 für das Zieljahr 2024 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 55 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2031 an.

Durch Ersatzneubau einer 380 kV-Doppelleitung zwischen Elsfleth/West und Ganderkesee über das neu zu errichtende 380/110 kV-Umspannwerk Hunte-Ochtum soll die Stromtragfähigkeit auf 4000 A je Stromkreis erhöht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Ganderkesee verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass am Kreuzungspunkt am Abzweig nach Niedervieland im Suchraum Gemeinden Ganderkesee/Lemwerder/Berne eine 380 kV-Schaltanlage mit zwei 380/110 kV-Transformatoren zu errichten sei. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist nicht Teil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 50 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M80 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 58 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1650 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum BBPIG 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen drei betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. In den Szenarien B2037 und C2037 senkt sie den Überlastungsindex signifikant um mehr als 15 GWh ab. Darüber hinaus hat die Maßnahme M80 bereits in den Netzentwicklungsplänen 2019-2030 und 2021-2035 eine ausreichende Wirkung auf den Überlastungsindex gezeigt und ist aufgrund dessen auch seit 2021 Teil des Bundesbedarfsplangesetzes. Die Maßnahme M80 wird daher von der Bundesnetzagentur bestätigt. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P22 M80		A 2037	B 2037	C 2037
<b>Überlastungsindex</b>		- 10 GWh	- 20 GWh	- 50 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	3000 MW	3120 MW	3100 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	26 %	28 %	30 %
	<b>Maximum</b>	58 %	61 %	61 %

## **M82: Conneforde – Unterweser**

Die Maßnahme M82 wird bestätigt.

### **Beschreibung**

Die Maßnahme M82 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 54 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2028 an.

Durch den Ersatzneubau eines 220 kV und 380 kV-Stromkreises soll ein neues 380 kV-Doppelsystem mit 4000 A je Stromkreis zwischen Conneforde und Unterweser realisiert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Conneforde verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 210 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M82 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 56 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 3200 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum BBPlG 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

**Prüfungsergebnisse**

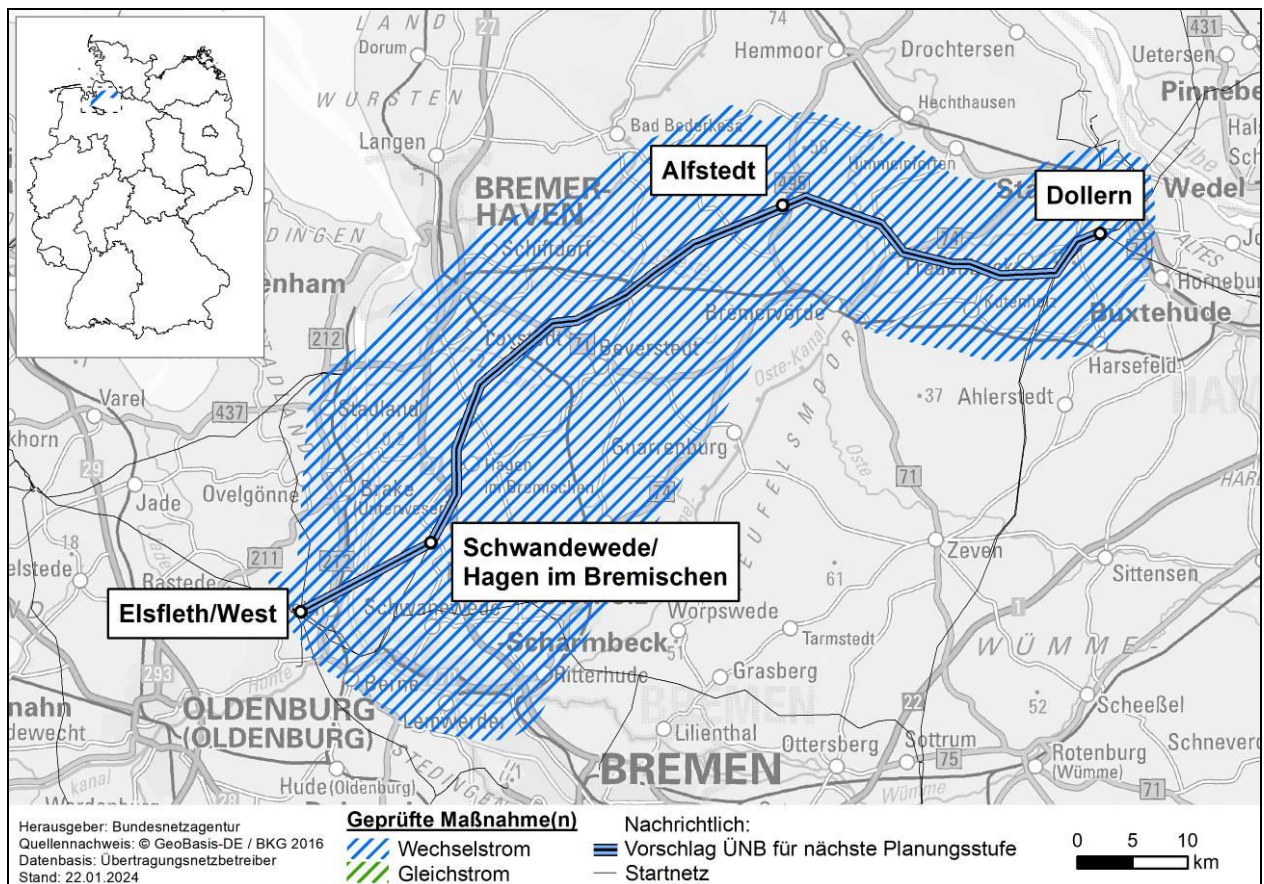
P22 M82		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 100 GWh	- 160 GWh	- 210 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3200 MW	3300 MW	3400 MW
Auslastung	Durchschnitt	17 %	16 %	16 %
	Maximum	56 %	59 %	60 %

**Auf einen Blick**

		M80	M82
Wirksamkeit		ja	ja
Erforderlichkeit		ja	ja
NOVA		V	V
Trassenlänge	Bestand	29 km	32 km
	Ausbau	-	-
bestätigt		ja	ja
Vorhabenträger		TenneT TSO	TenneT TSO



## P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West



Das Projekt P23 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens.

### M20: Dollern – Alfstedt – Schwanewede/Hagen im Bremischen – Elsfleth/West

Die Maßnahme M20 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M20 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2013 für das Zieljahr 2023 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 38 seit 2015 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2031 an.

Von Dollern über Alfstedt zur Schaltanlage Elsfleth/West ist die Verstärkung der bestehenden 380 kV-Leitung vorgesehen, um die Transportkapazität zu erhöhen (Netzverstärkung). Hierfür soll die Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4000 A neu errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Dollern und Alfstedt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die

Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass aufgrund von lokalen Gegebenheiten das Umspannwerk Farge im Suchraum Schwanewede/Hagen im Bremischen mit fünf 380/110 kV-Transformatoren neu errichtet werden müsste. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 730 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M20 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 127 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 3330 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum BBPlG 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

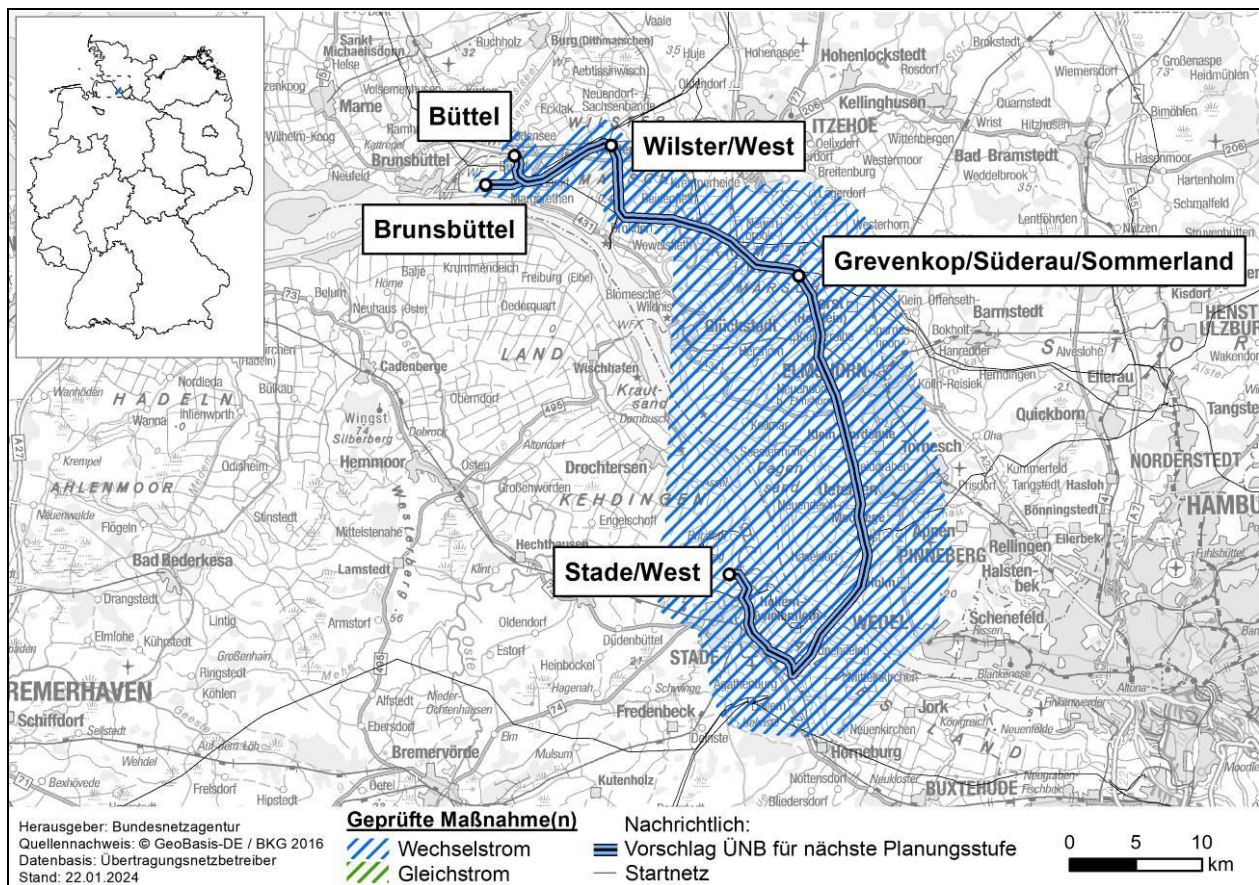
### Prüfungsergebnisse

P23 M20	A 2037	B 2037	C 2037
<b>Überlastungsindex</b>	- 490 GWh	- 590 GWh	- 730 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	6990 MW	7160 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	31 %	30 %
	<b>Maximum</b>	127 %	137 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	100
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P26: Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel, Büttel, Wilster/West und Stade/West



Das Projekt P26 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins sowie zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen.

### M432: Brunsbüttel – Büttel

### M76: Büttel – Wilster/West

### M89: Wilster/West – Stade/West

Die Maßnahmen M432, M76 und M89 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M432, M76 und M89 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 50 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2030 an.

Mit den Maßnahmen soll eine bestehende 380 kV-Doppelleitung von Brunsbüttel über Büttel, Wilster/West nach Stade/West durch Ersatzneubau auf 4000 A je Stromkreis verstärkt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues Umspannwerk im Suchraum Grevenkop (Suchraum Gemeinden Grevenkop/Süderau/Sommerland/Wahlstorf/Wittmoldt) im Kreis Steinburg für die Einbindung des Verteilnetzes errichtet werden müsse. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage Büttel verstärkt werden müsse. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 260 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M432, M76 und M89 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 100 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2840 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum BBPIG 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

### **Konsultation**

Ein Konsultationsbeitrag merkte an, dass zum Jahre 2028 eine erhöhte Energiemenge vom Umspannwerk Grevenkop bereitgestellt werden müsse. Es wurde um eine Priorisierung und somit eine frühere als die angegebene Fertigstellung (2030) gebeten.

*Der Netzentwicklungsplan stellt fest, an welchen Stellen im Übertragungsnetz zusätzlicher Transportbedarf besteht. Die projektspezifisch rechtzeitige Umsetzung obliegt den Vorhabenträgern der Projekte.*

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

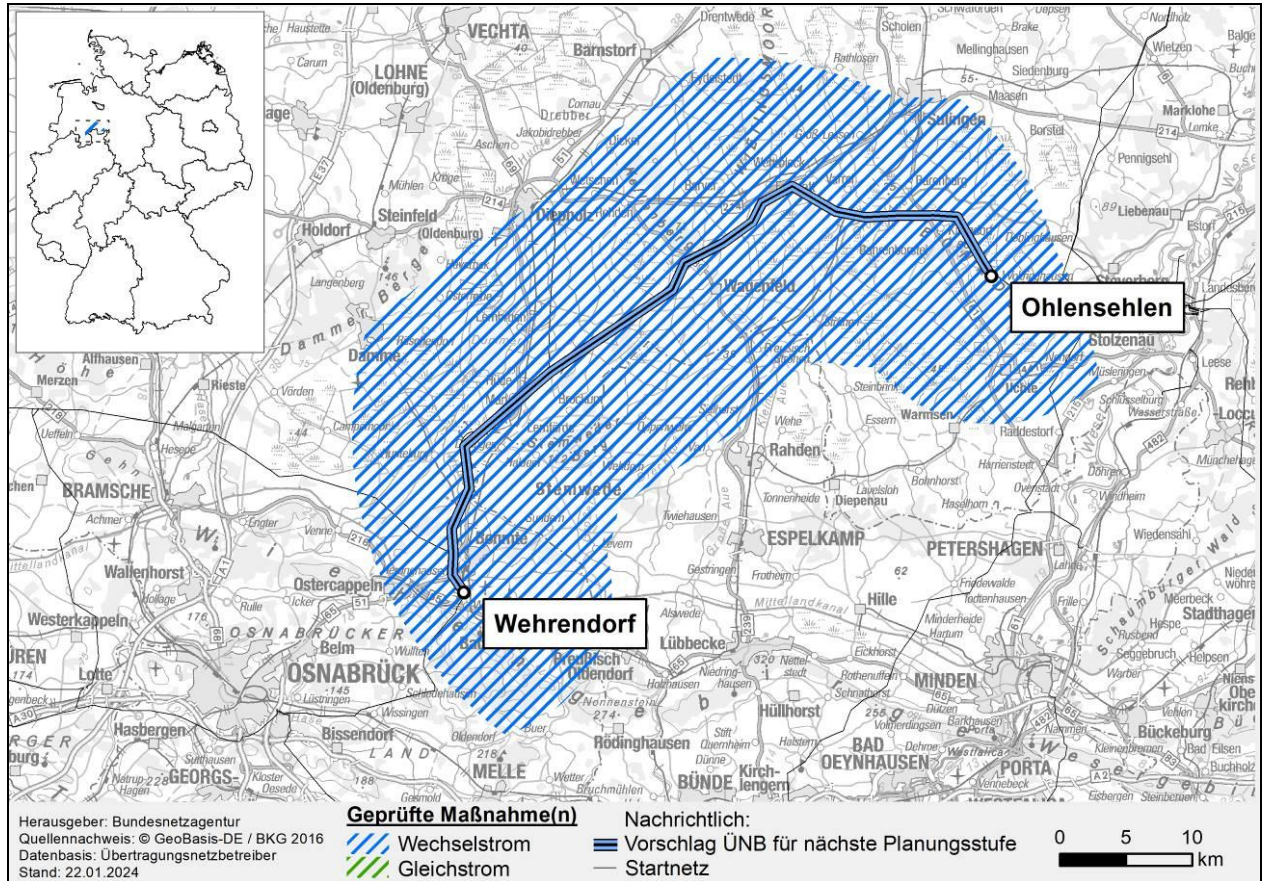
**Prüfungsergebnisse**

<b>P26 M432, M76, M89</b>		<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 140 GWh	- 200 GWh	- 260 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	5680 MW	5680 MW	5680 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	32 %	32 %	34 %
	<b>Maximum</b>	100 %	100 %	100 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	55 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigungsfähig</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P27: Netzverstärkung zwischen Wehrendorf und Ohlensehlen



Das Projekt P27 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens.

### M52a: Wehrendorf – Ohlensehlen

Die Maßnahme M52a wird bestätigt.

### Beschreibung

Das Projekt P27 mit der Maßnahme M52 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 mit dem Zieljahr 2022 eingereicht und bisher von der Bundesnetzagentur nicht bestätigt. Die Maßnahme M52 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des NEP 2023-2037/2045 angepasst und als Maßnahme M52a in den Prozess eingebracht.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Zu- und Umbeseilung werden zwischen Wehrendorf und Ohlensehlen zwei 380 kV-Stromkreise mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis realisiert.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Wehrendorf und Ohlensehlen verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf

die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 390 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M52a als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 95 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2290 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Alternativ zur vorgeschlagenen Maßnahme ist laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber auch die ursprünglich vorgeschlagenen Maßnahme M52. Die Maßnahme M52a zeigt jedoch eine deutlich bessere Wirkung auf den deutschlandweiten Überlastungsindex und ist damit vorzugswürdig gegenüber der Alternative.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

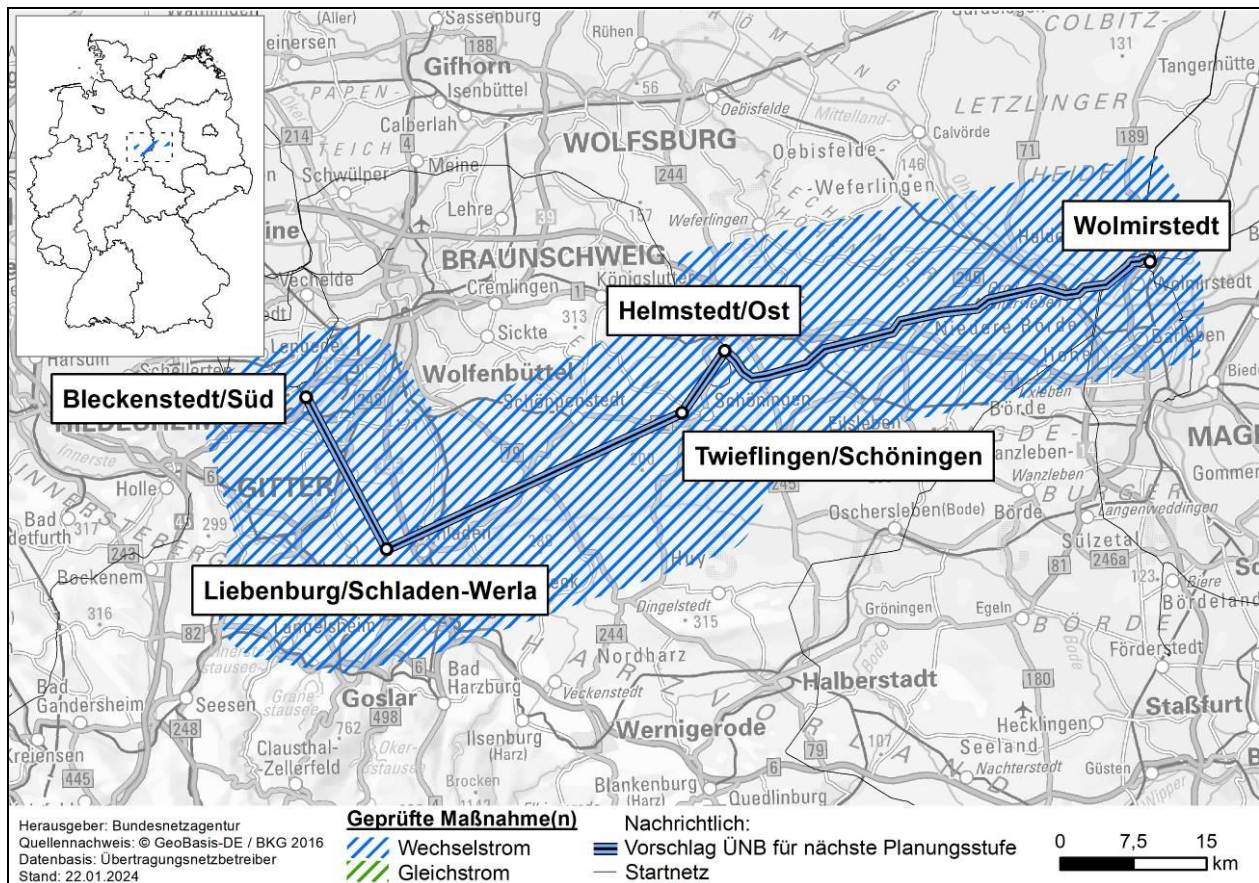
P27 M52a		A 2037	B 2037	C 2037
<b>Überlastungsindex</b>		- 260 GWh	- 330 GWh	- 390 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	4620 MW	4660 MW	4840 MW
	<b>Durchschnitt</b>	29 %	28 %	28 %
<b>Auslastung</b>	<b>Maximum</b>	95 %	95 %	99 %



**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	62 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P33: Netzverstärkung zwischen Wolmirstedt und Salzgitter



Das Projekt P33 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen.

### M24b: Wolmirstedt – Helmstedt/Ost – Twieflingen/Schöningen – Liebenburg/Schlade-Werla – Bleckenstedt/Süd

Die Maßnahme M24b wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M24b wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 mit dem Zieljahr 2022 beantragt und im NEP 2014 mit dem Zieljahr 2024 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist zusammen mit der im Startnetz befindlichen Maßnahme M24a als Teil des Vorhaben 10 seit 2015 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2029 (50Hertz) bzw. 2029-2032 (TenneT) an.

Durch Parallelneubau von Wolmirstedt über Helmstedt/Ost nach Bleckenstedt/Süd soll eine neue 380 kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden Trassenraum errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Wolmirstedt, Helmstedt und Bleckenstedt/Süd verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht

sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass im Rahmen der Maßnahme zwei neue Umspannwerke in Twieflingen/Schöningen sowie Liebenburg/Schlade-Werla für die Einbindung des Verteilernetzes errichtet werden müssten. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 770 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M24b als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 71 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1970 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

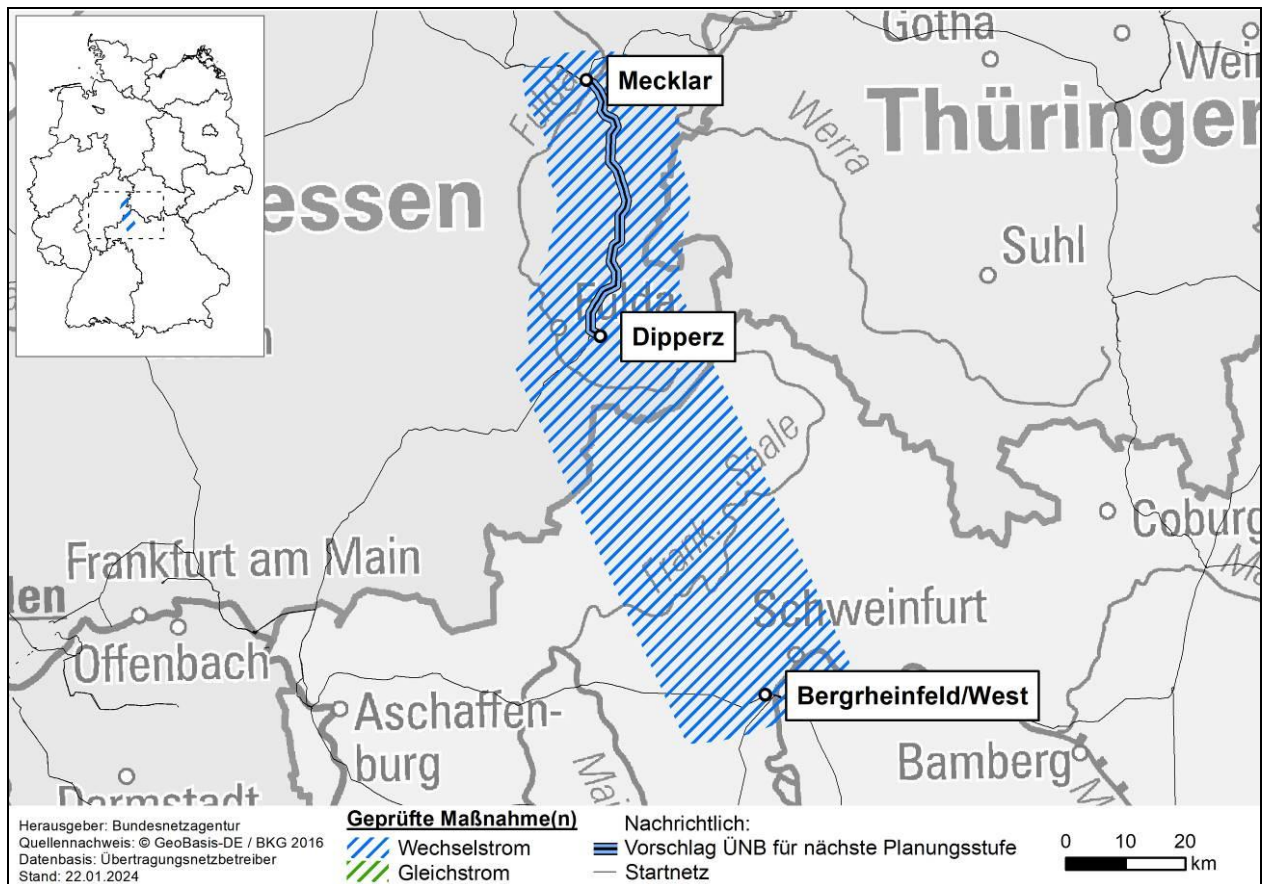
**Prüfungsergebnisse**

<b>P37 M24b</b>		<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 660 GWh	- 690 GWh	- 770 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	3940 MW	4220 MW	4100 MW
	<b>Durchschnitt</b>	21 %	21 %	20 %
<b>Auslastung</b>	<b>Maximum</b>	71 %	76 %	74 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	113 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		50Hertz Transmission TenneT TSO

## P43: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Mecklar, Dipperz und Bergheinfeld/West



Das Projekt P43 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern.

### M74a: Mecklar – Dipperz

### M74b: Dipperz – Bergheinfeld/West

Die Maßnahmen M74a und M74b werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M74a und M74b wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt. In diesem wurden sie erstmals bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 17 seit 2013 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2031 an.

Im Zuge der Maßnahme M74a soll im bereits bestehenden Trassenraum zwischen Mecklar und Dipperz eine neue 380 kV-Doppelleitung errichtet werden.

Bei Maßnahme M74b soll eine neue 380 kV-Doppelleitung zwischen Dipperz und Bergheinfeld/West errichtet werden. Da es hier bislang keine vorhandene Trasse gibt, handelt es sich hierbei um Neubau in neuer Trasse.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Mecklar, Dipperz und Bergheinfeld/West verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 1670 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M74a und M74b als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 82 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2210 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Konsultation**

Ein Konsultationsteilnehmer schlägt vor, dass über das Umspannwerk bei Gambach der Lastfluss so auf die Bestandsleitung zwischen Gambach und Bergheinfeld verteilt bzw. eingespeist werden kann, dass die Bestandsleitung nicht überlastet. Aus Sicht des Konsultationsteilnehmers könne damit der Teil des Projekts P43 zwischen Gambach und Bergheinfeld entfallen.

*Die vorgeschlagene Alternative wurde seitens Bundesnetzagentur geprüft. Hierbei ergeben sich auf dem verbleibendem 380 kV-Doppelsystem zwischen Gambach und Bergheinfeld in mehreren Stunden des betrachteten Zieljahres unzulässig hohe Überlastungen. Die vorgeschlagene Alternative ist damit elektrotechnisch weniger gut geeignet, als die Ursprungsvariante.*

## Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

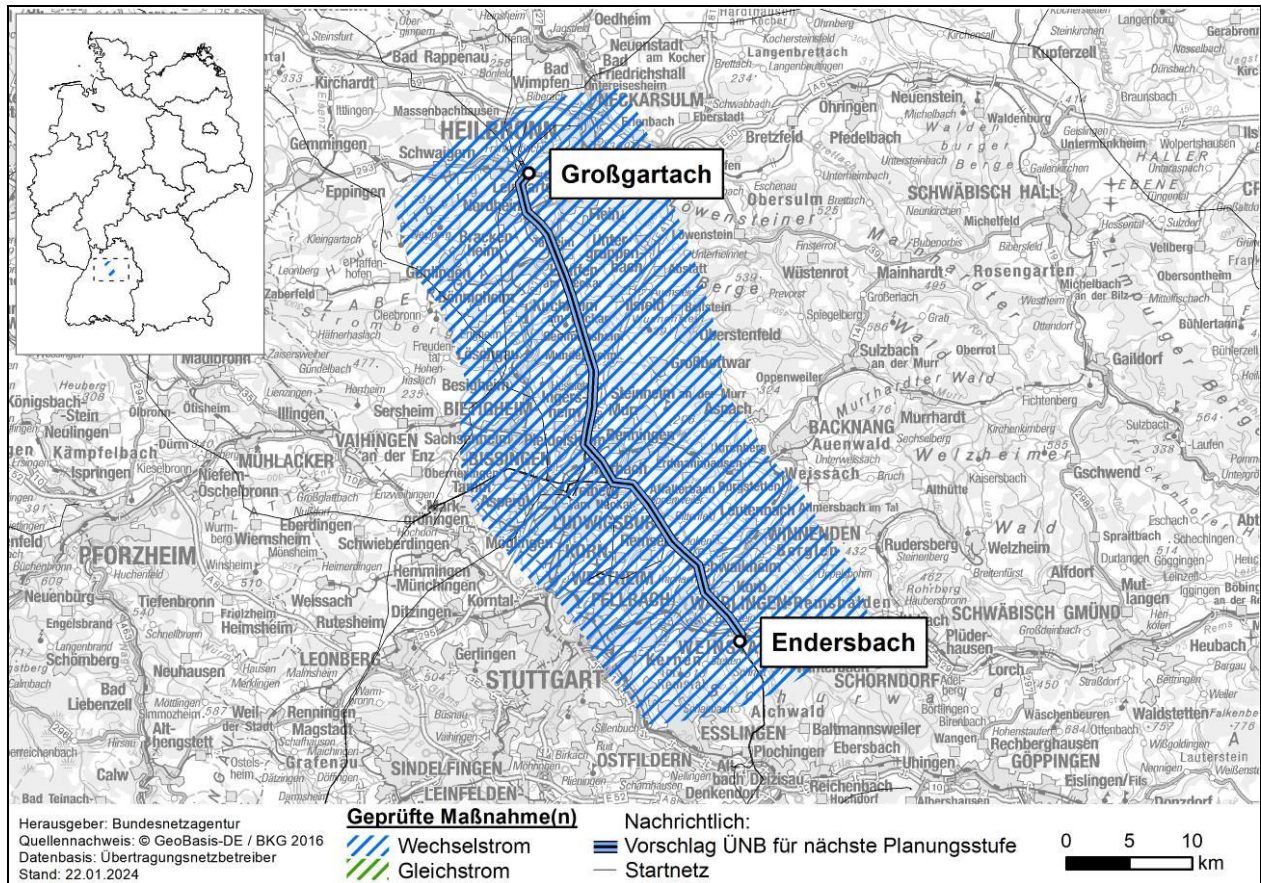
## Prüfungsergebnisse

P27 M74a M74b		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 720 GWh	- 1260 GWh	- 1670 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	4420 MW	4740 MW	4860 MW
Auslastung	<b>Durchschnitt</b>	23 %	24 %	24 %
	<b>Maximum</b>	82 %	89 %	92 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		A
Trassenlänge	<b>Bestand</b>	45 km
	<b>Ausbau</b>	85 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

## P51: Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum



Das Projekt P51 erhöht die Übertragungskapazität im Mittleren Neckarraum.

### M37: Großgartach – Endersbach

Die Maßnahme M37 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M37 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 22 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse und einen Parallelneubau soll von Großgartach nach Endersbach eine neue 380 kV-Leitung realisiert werden. Dadurch könne das vorhandene Dreibein zwischen Großgartach – Mühlhausen – Endersbach aufgelöst werden und zwei getrennte 380 kV-Stromkreise zwischen Großgartach – Endersbach und Großgartach – Mühlhausen geschaffen werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Endersbach und Großgartach verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf



die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 280 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M37 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 62 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1390 MW für das neue System in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum BBPlG 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

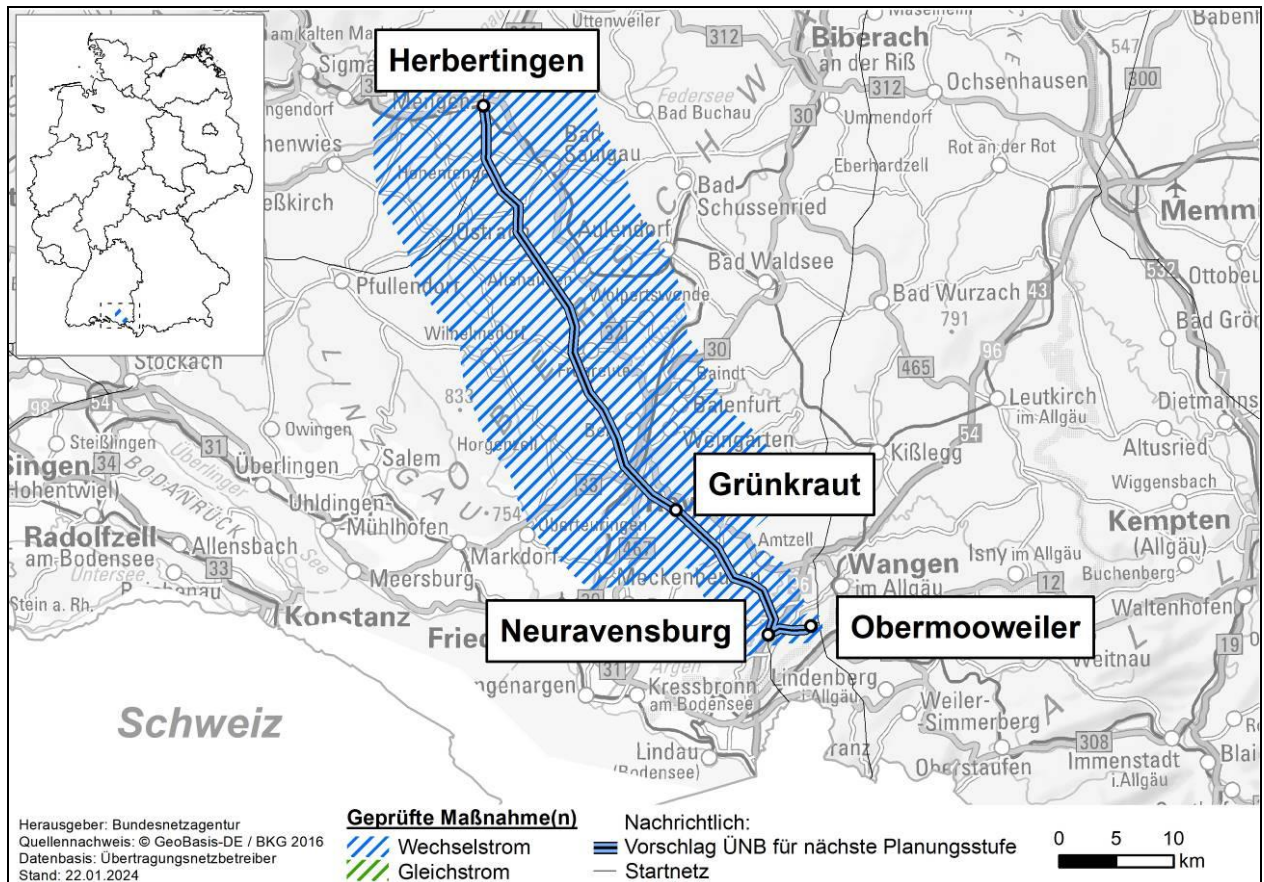
### Prüfungsergebnisse

P51 M37		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 120 GWh	- 230 GWh	- 280 GWh
Leistungsfluss	Maximum	1390 MW	1650 MW	1570 MW
	Durchschnitt	16 %	17 %	18 %
Auslastung	Maximum	62 %	74 %	71 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	27 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TransnetBW

## P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg



Das Projekt P52 mit der Maßnahme M94a erhöht die Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg.

### M94a: Herbertingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermooweiler

Die Maßnahme M94a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M94a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2014 für das Zieljahr 2024 beantragt. In den darauffolgenden Netzentwicklungsplänen wurde die Maßnahme M94a so nicht mehr von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt. Im NEP 2023-2037/2045 wurde die Maßnahme M94a in einer geänderten Form erneut beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Mit der Maßnahme wird durch Ersatzneubau ein 380 kV-Doppelsystem mit einer höheren Übertragungskapazität von Herbertingen über Grünkraut bis zum Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermooweiler realisiert.

## **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 320 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M94a als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 62 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1580 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

## **Konsultation**

Ein Konsultationsbeitrag erinnert an die durchgeführte Reevaluierung der „Bodenseestudie“ aus dem Jahr 2016 der Übertragungsnetzbetreiber Amprion, APG, Swissgrid, TransnetBW und Vorarlberger Übertragungsnetz, welche zur Aufnahme des Vorhabens in den Österreichischen Netzentwicklungsplan führte. Nach erster Rückmeldung der Reevaluierung dieser Studie durch die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2023 würden keine notwendigen Maßnahmen zur Umsetzung vor 2035 durch den zuständigen österreichischen Übertragungsnetzbetreiber Vorarlberger Übertragungsnetz identifiziert.

*Die Bundesnetzagentur hatte bereits im Rahmen der Bestätigung des letzten Netzentwicklungsplans angeregt die Untersuchungen für den nächsten Netzentwicklungsplan aufzunehmen. Die erarbeiteten Ergebnisse sind entsprechend bei der Bewertung des Projekts P52 berücksichtigt.*

## **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

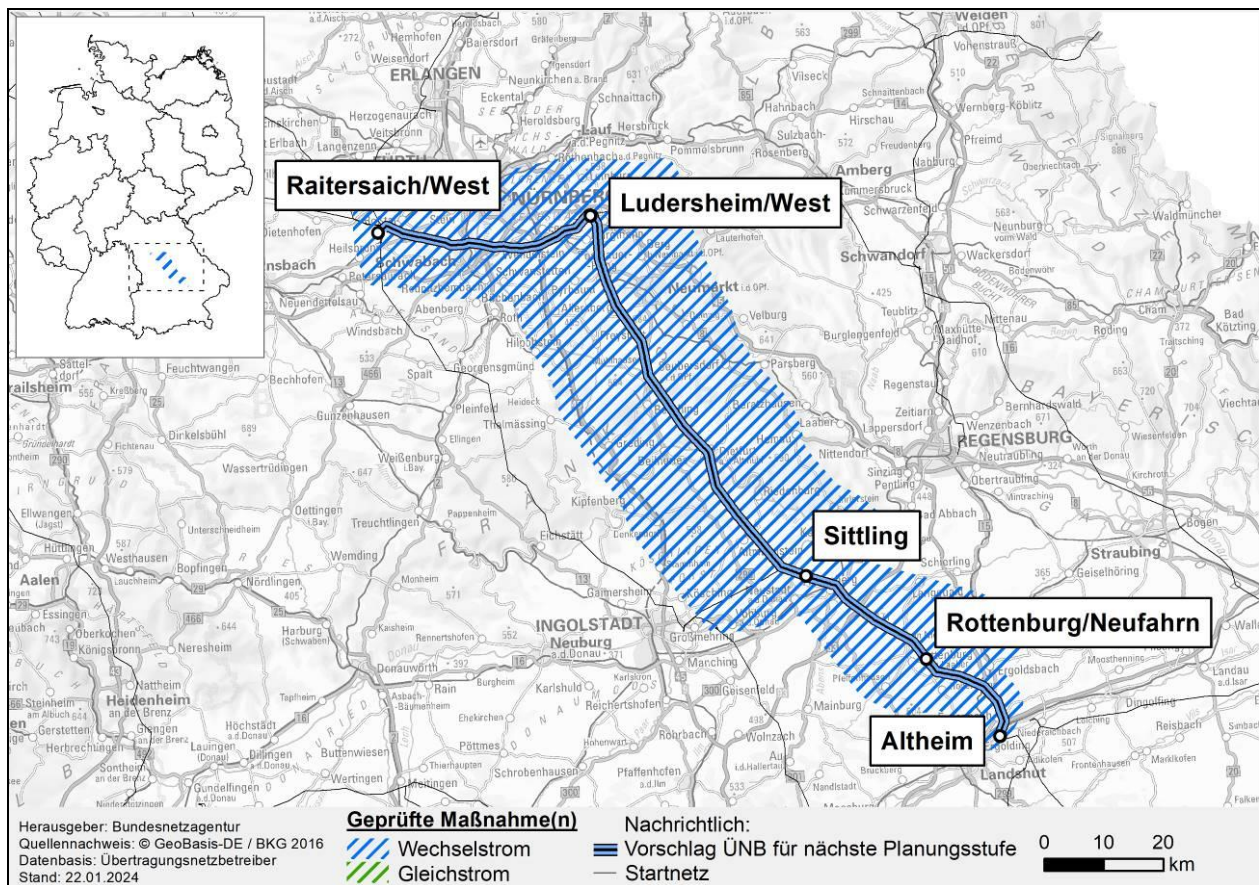
## Prüfungsergebnisse

P52 M94a		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 210 GWh	- 320 GWh	- 300 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2700 MW	2640 MW	2610 MW
Auslastung	Durchschnitt	20 %	20 %	20 %
	Maximum	62 %	59 %	58 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	60 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion, TransnetBW

## P53: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Raitersaich/West und Altheim



Das Projekt P53 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Bayerns.

**M54: Raitersaich/West – Ludersheim/West (Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid)**

**M350: Ludersheim/West (Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid) – Sittling– Altheim**

Die Maßnahmen M54 und M350 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M54 und M350 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt und im NEP 2014 für das Zieljahr 2024 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 41 seit 2015 im BBPlG.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M54 im Jahr 2030 bzw. der Maßnahme M350 im Jahr 2029 an.

Im Zuge der Maßnahme M54 soll die bestehende 220 kV-Leitung von Raitersaich/West nach Ludersheim durch eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis ersetzt werden.

Im Zuge der Maßnahme M350 soll die bestehende 220 kV-Leitung von Ludersheim/West über Sittling und den Suchraum Stadt Rothenburg/Gemeinde Neufarn bis Altheim durch eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die Schaltanlagen in Raitersaich/West, Ludersheim und Sittling neu zu errichten bzw. zu ersetzen sind. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass das Umspannwerk Altheim erweitert werden muss. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Schließlich geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass im Rahmen der Maßnahme im Suchraum Stadt Rothenburg/Gemeinde Neufarn ein neues Umspannwerk für die Einbindung des Verteilernetzes errichtet werden muss. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 320 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M54 und M350 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 71 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1980 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Insbesondere im NEP 2019-2030 hat die Bundesnetzagentur eine detaillierte Untersuchung des Projekts P54 als Alternative zu Projekt P53 durchgeführt und festgestellt, dass P54 keine gleichwertige Alternative zu P53 ist. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Bislang haben sich noch keine neuen Erkenntnisse ergeben, durch die sich eine neuerliche Prüfung von Alternativen aufdrängen würde. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

**Prüfungsergebnisse**

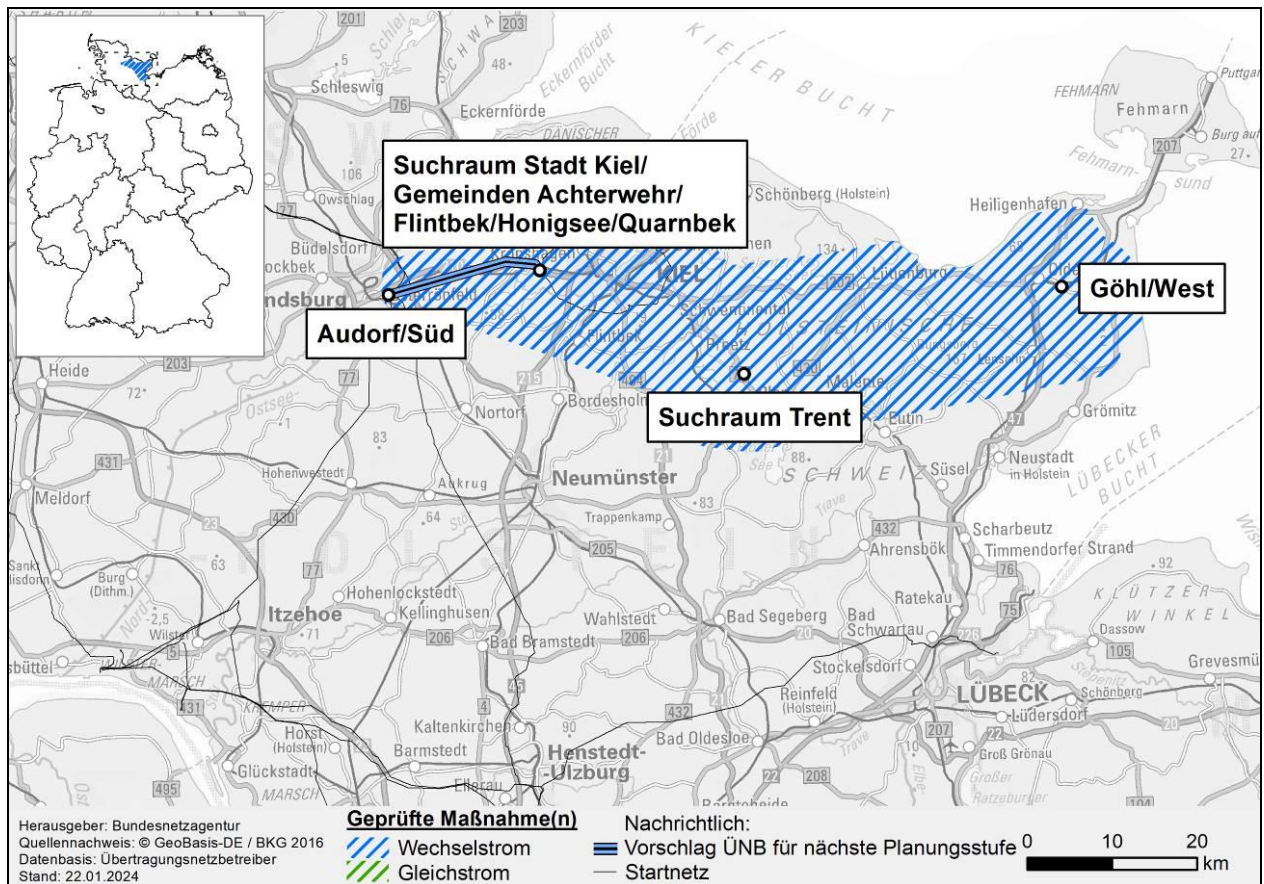
<b>P53 M54 M350</b>		<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 290 GWh	- 320 GWh	- 290 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	3930 MW	4020 MW	4340 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	16 %	16 %	16 %
	<b>Maximum</b>	71 %	72 %	79 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	144 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT



## P71: Netzverstärkung und -ausbau Audorf/Süd – Kiel/neu – Trent – Göhl/West



Das Projekt P71 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins.

**M46: Audorf/Süd – Stadt Kiel, Gemeinden Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek**

**M47: Stadt Kiel, Gemeinden Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek – Göhl/West**

Die Maßnahmen M46 und M47 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M46 und M47 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt und zusätzlich im NEP 2013 für das Zieljahr 2023. Bisher wurden die Maßnahmen nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Im Trassenraum der bestehenden 220 kV-Leitung zwischen Audorf/Süd und Kiel soll eine 380 kV-Doppelleitung gebaut und an das neu zu errichtende Umspannwerk im Suchraum Stadt Kiel, Gemeinden Achterwehr, Flintbek, Honigsee, Quarnbek (ehemals Kiel/neu) angeschlossen werden. Zusätzlich ist der Neubau einer 380 kV-Doppelleitung vom neu zu errichtenden Umspannwerk im Suchraum Stadt Kiel, Gemeinden Achterwehr, Flintbek, Honigsee, Quarnbek über ein neu zu errichtendes 380/110 kV-

Umspannwerk im Suchraum Trent zum im Rahmen der Ostküstenleitung (TTG-P72) neu zu errichtenden 380/110 kV-Umspannwerk Göhl/West vorgesehen. Darüber hinaus sei die 380 kV-Doppelleitung in die neuen Umspannwerke in Göhl/West und im Suchraum Stadt Kiel, Gemeinden Achterwehr, Flintbek, Honigsee, Quarnbek einzubinden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen das Umspannwerk in Audorf/Süd verstärkt werden müsse. Dies ist grundsätzlich naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues 380/110 kV-Umspannwerk im Suchraum Trent im Suchraum Stadt Kiel, Gemeinden Achterwehr, Flintbek, Honigsee, Quarnbek und ein neues 380/110 kV-Umspannwerk im Suchraum Trent für die Einbindung des Verteilnetzes errichtet werden müsse. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 140 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M46 und M47 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 38 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1070 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Als mögliche Alternative zur Maßnahme M47 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern ein Neubau in neuer Trasse vom Suchraum Stadt Kiel über Trent nach Lübeck/West genannt. Mit dieser Alternative wäre das Umspannwerk Göhl/West lediglich mit einer Stichtanbindung und damit nicht betrieblich (n-1)-sicher an das restliche Übertragungsnetz angeschlossen. Somit stellt diese Topologie keine bessere oder gleichwertige elektrotechnische Alternative dar.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

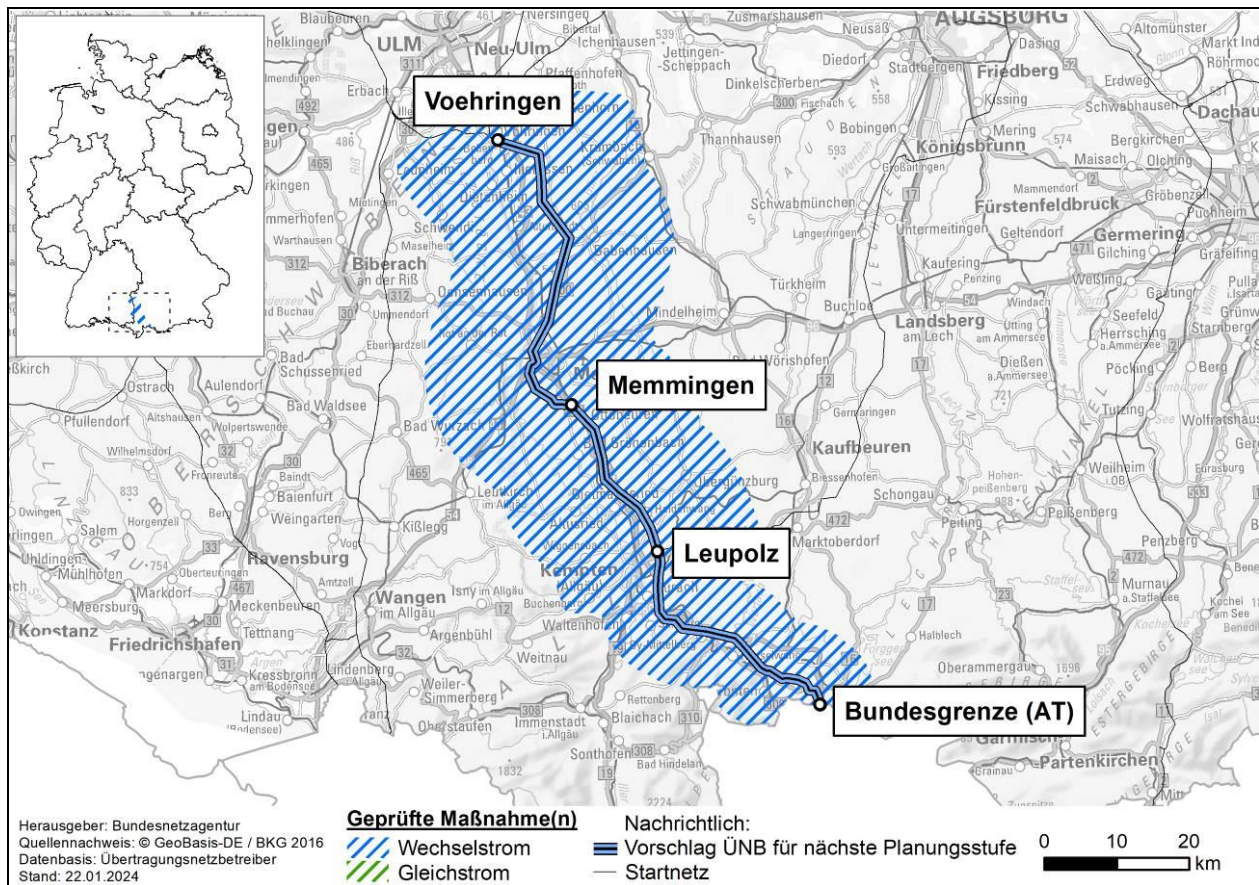
## Prüfungsergebnisse

P71 M46 M47		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 100 GWh	- 110 GWh	- 140 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2140 MW	2200 MW	2240 MW
Auslastung	Durchschnitt	10 %	10 %	10 %
	Maximum	38 %	39 %	40 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	19 km
	Ausbau	85 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

## P74: Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben



Das Projekt P74 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Süddeutschland und Österreich.

### M96: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)

Bei der Maßnahme handelt es sich um ein Interkonnektoren-Projekt, welches nach Genehmigung des Szenariorahmens mittels volkswirtschaftlicher Kosten-Nutzen-Analyse zu prüfen ist.

Die Maßnahme M96 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M96 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 beantragt. Bestätigt wurde die Maßnahme im NEP 2012 erstmalig, sowie ebenfalls im NEP 2013 und NEP 2014, nicht jedoch in den darauffolgenden Versionen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Mit der Maßnahme soll die Bestandsleitung von Vöhringen über Leupolz nach Österreich ertüchtigt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass eine der beiden Leitungen des 380 kV-Systems mit 220 kV betrieben wird und deshalb eine Spannungsumstellung erfolgen soll, die die Übertragungsfähigkeit signifikant erhöht.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben darüber hinaus an, dass die Umspannwerke in Vöhringen und Leupolz zu erweitern sind, sowie die Leitung über eine Stickleitung in das Umspannwerk Memmingen/Woringen eingeschliften werden soll. Dies ist grundsätzlich naheliegend, jedoch nicht Teil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag greift auf, dass das Projekt P74 auf österreichischer Seite weitestgehend für den vorgesehenen 380 kV Betrieb fertiggestellt ist. Den bereits angefallenen Kosten stehe ohne die Umsetzung auf deutscher Seite kein korrespondierender Nutzen gegenüber. Zusätzlich seien deutschlandseitig an der bestehenden Leitung jedenfalls Maßnahmen notwendig, um den geänderten Anforderungen aus der Eislastnorm zu genügen. Die Kosten hierfür seien als Opportunität in der durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse zu berücksichtigen.

### Bewertung

Die Bewertung der Maßnahme mittels Kosten-Nutzen-Analyse durch den Gutachter der Bundesnetzagentur, zeigte einen positiven Netto-Nutzen in allen 2037er Szenarien (auch ohne die in der Konsultation geforderte Berücksichtigung etwaiger Opportunitätskosten infolge der Einhaltung der Anforderung der Eislastnorm), insbesondere hinsichtlich der zusätzlichen Integration erneuerbarer Energien und der Verringerung des Bedarfs an lastnaher Reserve.

Aus diesem Grund, sowie entsprechend des Hinweises aus der Konsultation aufgrund der bereits erfolgten Fertigstellung der Umrüstung des Österreichischen Teils der Leitung, wird die Maßnahme bestätigt

B 2037	Volksw. Nutzen	Klimafolgekosten	Einsparung	
			lastnahe Reserve	Gesamt
<i>Europa</i>	18.60	-1.30	0.80	17.30
<b>Deutschland</b>	29.40	3.30	10.30	43.0
- <b>Konsumenten</b>	139.00	-		
- <b>Produzenten</b>	-63.50	-		
- <b>Engpassrenten</b>	-46.10	-		
<b>Redispatch</b>	2.10	0.50		2.60
<b>Gesamt DE</b>	31.50	3.80	10.30	45.60

Werte in Mio. €, positive Klimafolgekosten bedeuten eine Einsparung an CO<sub>2</sub>-Emissionen

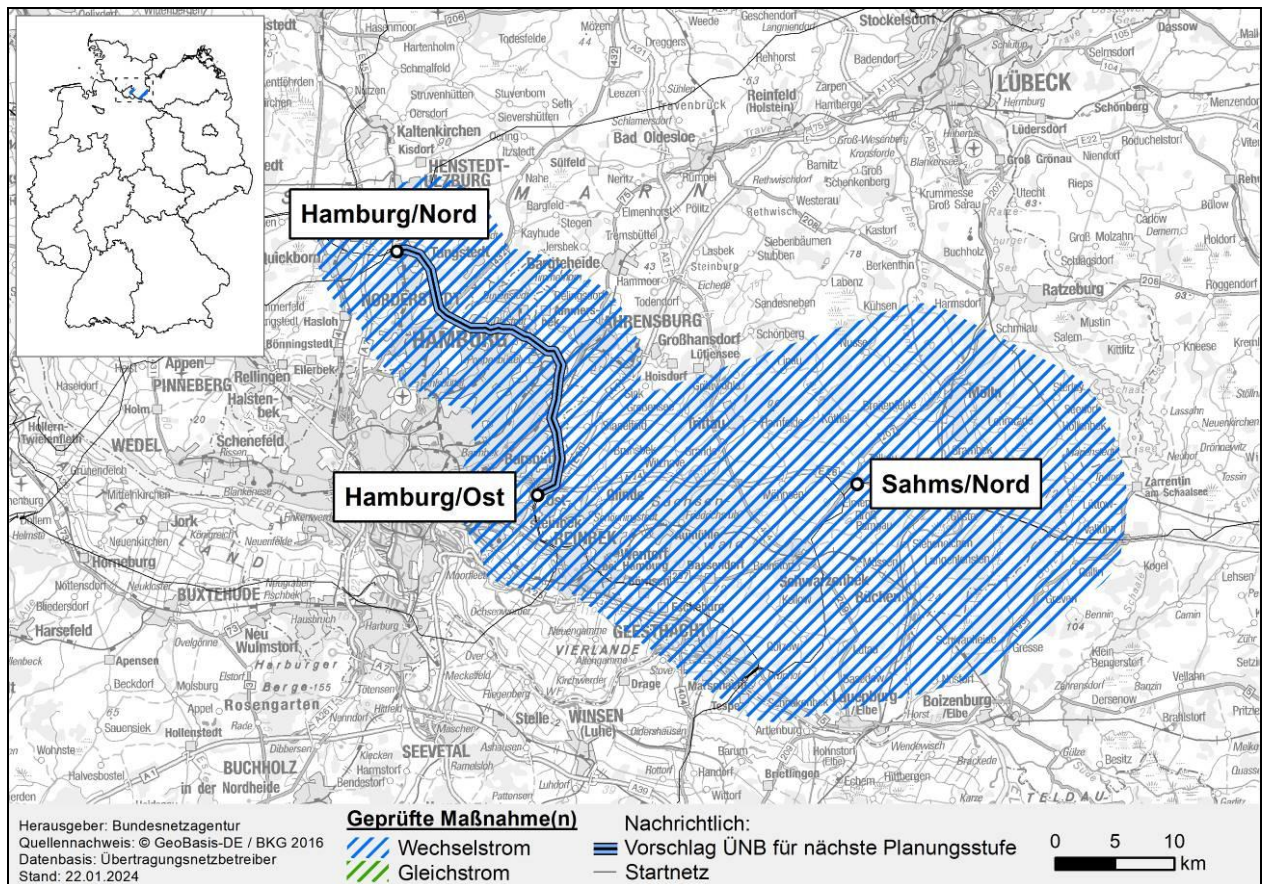
<b>Gesamtbetrachtung</b>	<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Kosten</b>	0.25	0.25	0.25
<b>Gesamtnutzen</b>	0.30	1.70	4.64

Werte in Mrd. €, Angenommene Lebensdauer 40 Jahre.

### **Auf einen Blick**

<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	110 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		offen
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P84: Netzverstärkung und -ausbau: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost – Sahms/Nord



Das Projekt P84 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Hamburg und Mecklenburg-Vorpommern.

### M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost

### M368mod: Hamburg/Ost – Sahms/Nord

Die Maßnahmen M367 und M368mod werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M367 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2013 mit dem Zieljahr 2023 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme M368mod wurde von den Übertragungsnetzbetreibern in dieser Form erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme M367 ist als Vorhaben 51 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz. Die Maßnahme M368mod ist ebenfalls als Vorhaben 51 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M367 im Jahr 2032 und M368mod bis zum Jahr 2031 an.

Durch Maßnahme M367 soll das bestehende 380 kV-Doppelsystem zwischen den Umspannwerken Hamburg/Nord und Hamburg/Ost durch eine Umbeseilung mit HTLS verstärkt werden.

Mit der Maßnahme M368mod soll durch Neubau in neuer Trasse ein 380 kV-Doppelsystem in Hochstrombeseilung vom Umspannwerk Hamburg/Ost zum neu zu errichtenden Umspannwerk Sahms/Nord geführt werden, in welches auch die Projekte P113 und P227, sowie die Bestandsleitung von Görries nach Krümmel eingeschliffen werden sollen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die Umspannwerke Hamburg/Nord und Hamburg/Ost zu verstärken sind. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen M367 und M368mod den Überlastungsindex um bis zu 220 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M367 und M368mod als erforderlich. Im Szenario C 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 74 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2080 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Im NEP 2021-2035 hat die Bundesnetzagentur die Maßnahme M368mod mit der ursprünglich Maßnahme M368 verglichen. Es ergab sich eine deutliche bessere Wirksamkeit der modifizierten Maßnahme M368mod. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagenen Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.



## Prüfungsergebnisse

P84 M367 M368mod		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 130 GWh	- 150 GWh	- 220 GWh
Leistungsfluss	Maximum	4280 MW	4380 MW	4160 MW
	Durchschnitt	23 %	25 %	25 %
Auslastung	Maximum	77 %	79 %	74 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V/A
Trassenlänge	Bestand	31 km
	Ausbau	35 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission

## **P90: Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve in der Regelzone der TransnetBW GmbH**

Das Projekt umfasst Blindleistungskompensationsanlagen zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Sicherstellung der Spannungsstabilität sowie Erbringung von Momentanreserve in der Regelzone der TransnetBW GmbH.

### **Beschreibung Blindleistung**

Das Projekt enthält Drosselspulen an den Standorten Dellmensingen, Herbertingen, Trossingen und Villingen mit einer aufsummierten statischen induktiven Blindleistung von 1 Gvar.

Darüber hinaus beinhaltet das Projekt mechanisch schaltbare Kondensatorbänke (MSCDN) an den Standorten Hüffenhardt, Altflußheim, Daxlanden, Dellmensingen, Eichstetten, Kühmoos, Weier, Weinheim, Stalldorf, Obermooweiler, Wendlingen, Herbertingen, Niederstotzingen mit einer aufsummierten statischen kapazitiven Blindleistung von 3,25 Gvar.

Als dritten Punkt beinhaltet das Projekt STATCOM-Anlagen zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung an den Standorten Wendlingen, Dellmensingen, Eichstetten, Höpfingen, Kühmoos, Oberjettingen, Herbertingen und Stalldorf mit einer aufsummierten dynamischen Blindleistung von 2,6 Gvar.

### **Bewertung Blindleistung**

Die Bundesnetzagentur bestätigt auf Grundlage der im Abschnitt IV B 5.2 beschriebenen Methodik folgende Blindleistungsbudgets für die Regelzone der TransnetBW GmbH, welche zur Umsetzung der beantragten Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen:

- 0,75 Gvar statisch induktiver Blindleistung,
- 3,25 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung,
- 1,7 Gvar dynamischer Blindleistung.

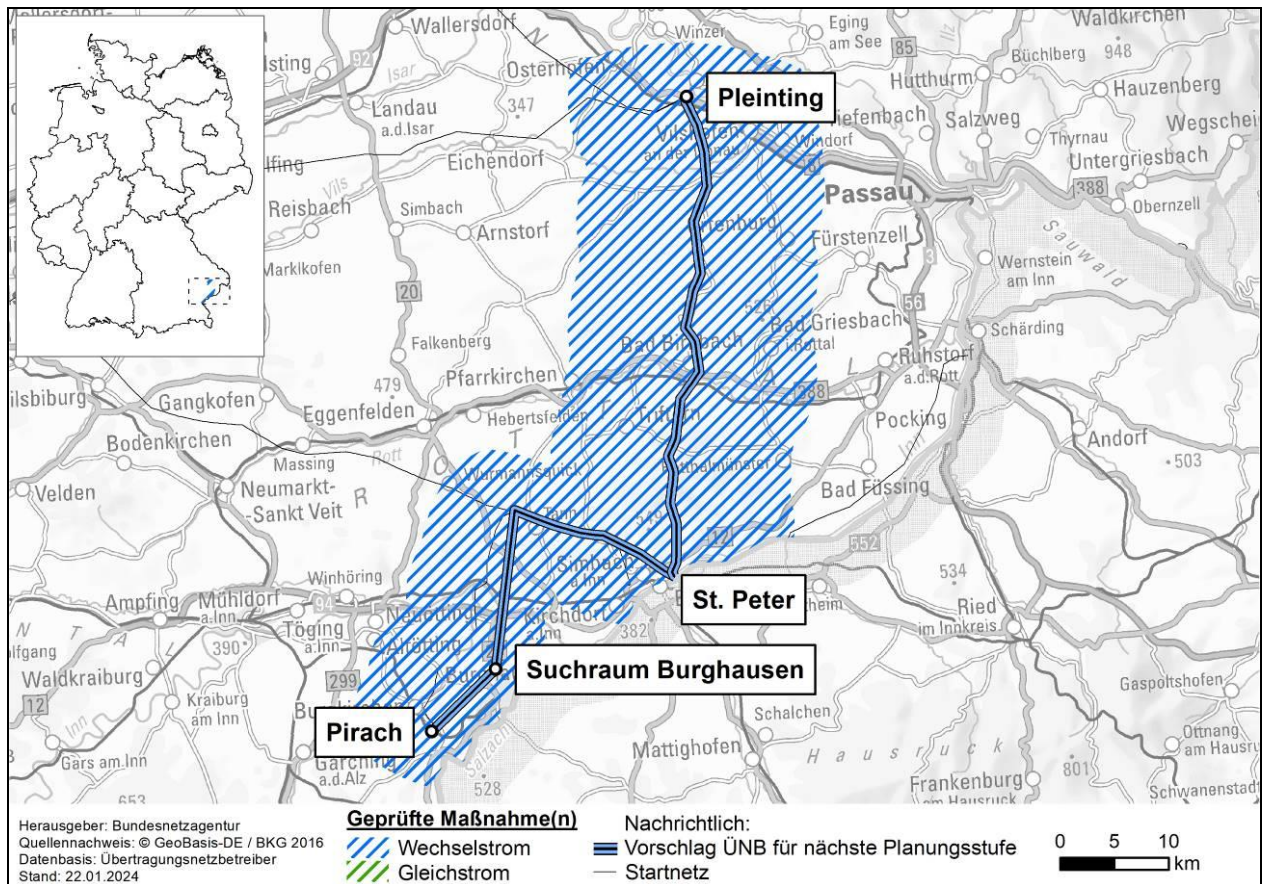
### **Beschreibung Momentanreserve**

Das Projekt umfasst E-STATCOM zur Erbringung von Momentanreserve an den Standorten Höpfingen, Stalldorf, Kühmoos, Oberjettingen, Eichstetten, Wendlingen, Dellmensingen und Herbertingen. Diese Anlagen stellen kombiniert Momentanreserve in Höhe von 16,875 GJ.

### **Bewertung Momentanreserve**

Die Bundesnetzagentur bestätigt wie in Abschnitt IV B 5.3 ausgeführt einen durch die TransnetBW GmbH im Rahmen des Projekts erbringbaren Momentanreservebeitrag von insgesamt 14 GJ. Dieser ist durch Anlagen zu stellen, die auch innerhalb des Blindleistungsbudgets benötigt werden.

## P112: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Pirach, Pleinting und St. Peter (Pirach – Pleinting)



Das Projekt P112 erhöht zusammen mit dem Projekt P474 die Versorgungssicherheit innerhalb Bayerns.

### M201: Pleinting – St. Peter M212: Abzweig Pirach

Die Maßnahmen M201 und M212 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M201 und M212 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2013 für das Zieljahr 2023 beantragt und im NEP 2014 für das Zieljahr 2024 erstmals bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 32 seit dem Jahr 2015 Bestandteil des Bundesbedarfsplangesetzes.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2030 an.

Das bestehende 220 kV-Doppelsystem vom Umspannwerk Pleinting nach Sankt Peter in Österreich soll durch Ersatzneubau gegen ein 380 kV-Doppelsystem ersetzt werden. Das bisher an die 220 kV-Leitung angeschlossene Umspannwerk Pirach soll mit der 380 kV-Leitung von Altheim nach Sankt Peter verbunden werden. Dazu ist ein Ersatzneubau von Pirach zur 380 kV-Leitung von Altheim nach Sankt Peter notwendig.

Aufgrund neuerer Erkenntnisse soll im Rahmen des Projekts P474 das geplante Umspannwerk Burghausen in die 380 kV-Leitung nach Pirach doppelt eingeschliffen werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Pleinting und Pirach verstärkt werden müssten. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die Verstärkung im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden.

### Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

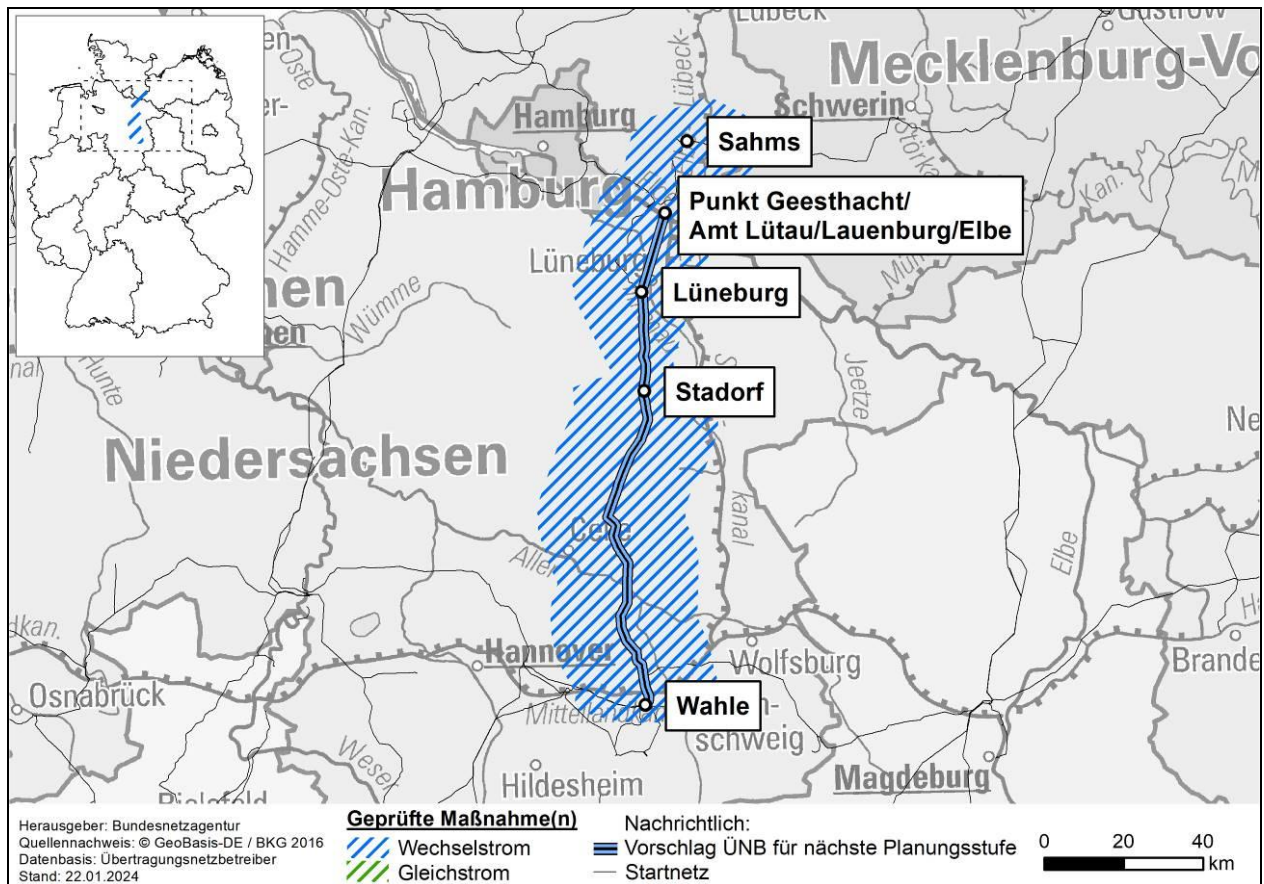
### Bewertung

Das Projekt P112 ist im Zusammenhang mit der Maßnahme M822 des Projekts P474 zu sehen. Das Projekt P112 wird im Rahmen der Umsetzung des Projekts P474 genutzt um den Standort Burghausen zunächst zu versorgen. Die später realisierte P474 erhöht dann die Versorgungssicherheit am Standort Burghausen bei Ausfällen während betrieblich notwendiger Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten.

#### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	63 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P113: Netzausbau und -verstärkung zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen



Das Projekt P113 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen.

### M779: Sahms – Punkt Geesthacht/Amt Lüttau/Lauenburg/Elbe

### M777: Punkt Geesthacht/Amt Lüttau/Lauenburg/Elbe – Lüneburg/Samtgemeinde Gellersen/Samtgemeinde Ilmenau – Stadorf

### M778: Stadorf – Wahle

Die Maßnahmen M779, M777 und M778 werden bestätigt.

### Beschreibung

Das Projekt P113 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2013 mit dem Zieljahr 2023 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Das Projekt ist als Vorhaben 58 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Das Projekt bestand ursprünglich aus den beiden Maßnahmen M202a und M203. Bereits im letzten Netzentwicklungsplan haben die Übertragungsnetzbetreiber abweichend zu den Maßnahmen M202a und M2030 die beiden Maßnahmen M777 und M778 vorgeschlagen. Die Bundesnetzagentur hat die Maßnahmen M777 und M778 im Netzentwicklungsplan 2021-2035 bestätigt.

Im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 haben die Übertragungsnetzbetreiber weitere Anpassungen an dem Projekt vorgenommen. Als nördlicher Netzverknüpfungspunkt wird von den Übertragungsnetzbetreibern nun der Standort Sahms (statt bisher Krümmel) vorgeschlagen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M777 im Jahr 2031, der M778 im Jahr 2030 und der Maßnahme M779 im Jahr 2029 an.

Durch Neubau einer 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis zwischen Sahms (ehemals Suchraum Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land, BBS) und Wahle soll die Übertragungsfähigkeit gesteigert werden. Der erste Teilabschnitt des Projekts (Maßnahme M779) soll als Neubau in neuer Trasse, die Maßnahmen M777 und M778 als Parallelneubau realisiert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die Verstärkung der Schaltanlagen Stadorf und Wahle, sowie der Neubau eines Umspannwerkes in Sahms und die Neuerrichtung der Schaltanlage Lüneburg an einem anderen Standort erforderlich sei. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 180 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M779, M777 und M778 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 51 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1370 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 (erneut) für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

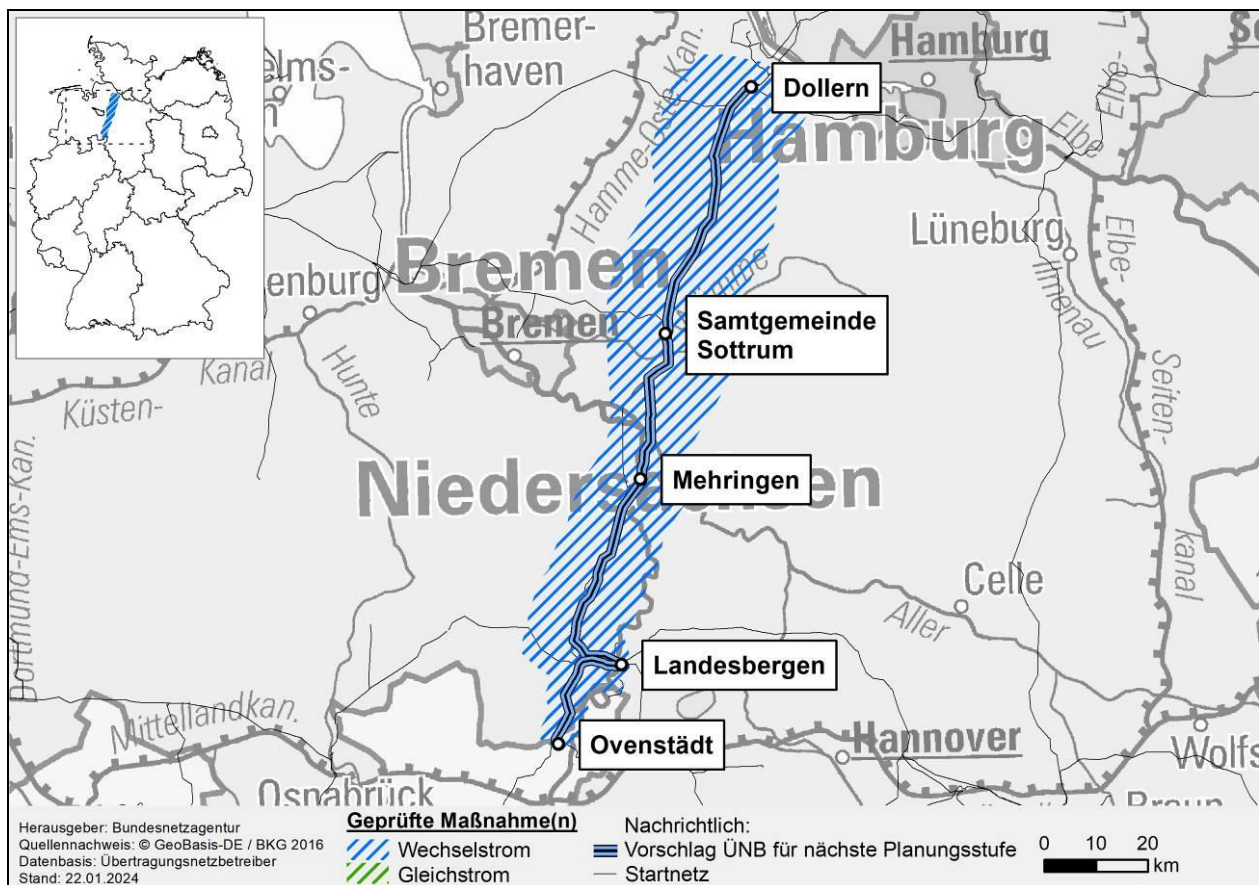
## Prüfungsergebnisse

P113 M779, M777, M778		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 80 GWh	- 130 GWh	- 180 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	2740 MW	2820 MW	2960 MW
Auslastung	<b>Durchschnitt</b>	17 %	17 %	18 %
	<b>Maximum</b>	51 %	52 %	56 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V, A
Trassenlänge	<b>Bestand</b>	140 km
	<b>Ausbau</b>	24 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

## P116: Netzverstärkung zwischen Dollern und Ovenstädt



Das Projekt P116 erhöht die Übertragungskapazität einer bereits bestehenden Nord-Süd-Transportachse aus der Region Hamburg durch Niedersachsen in den Nordosten Nordrhein-Westfalens.

Aufgrund der räumlichen Nähe und gegenseitiger elektrotechnischer Beeinflussung wurden die Projekte P116 und P135 gemeinsam geprüft. Das Projekt P135 ist auf einer klassischen Nord-Süd-Transportachse die Verlängerung des Projekts P116. Die beiden Projekte sorgen damit in Kombination für eine optimale Nutzung dieser Transportachse.

**M206: Dollern – Samtgemeinde Sottrum – Punkt Landesbergen (Steyerberg)**

**M494: Punkt Landesbergen (Steyerberg) – Ovenstädt**

Die Maßnahmen M206 und M494 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M206 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2013 für das Zieljahr 2023 beantragt, die Maßnahme M494 erstmals im NEP 2019-2030. Im NEP 2019-2030 wurde das Projekt mit beiden Maßnahmen erstmals bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 57 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2033 an.



Durch die Maßnahmen soll die bestehende 380 kV-Leitung durch Neubau in bestehender Trasse verstärkt werden und die Stromtragfähigkeit auf 4000 A je Stromkreis angehoben werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Dollern, Sottrum, Mehringen und Ovenstädt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 150 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M206 und M494 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 81 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2220 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

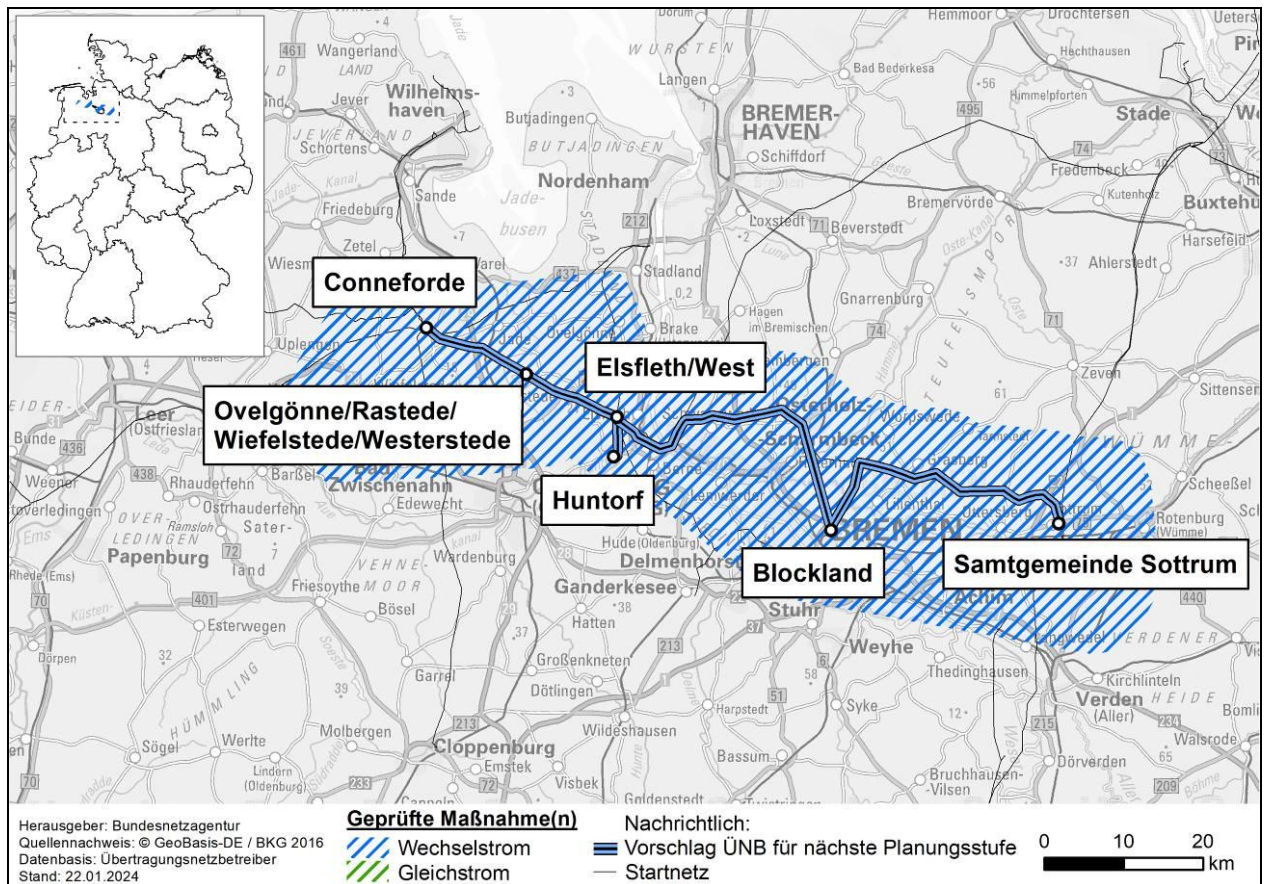
**Prüfungsergebnisse**

<b>P116 M206 M494</b>		<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 100 GWh	- 120 GWh	- 150 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	4440 MW	4600 MW	4700 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	20 %	19 %	20 %
	<b>Maximum</b>	81 %	84 %	86 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	138 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P119: Netzverstärkung zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Samtgemeinde Sottrum



Das Projekt P119 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens.

### M90: Conneforde – Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Elsfleth/West

Die Maßnahme M90 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M90 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und bestätigt. Die Maßnahme ist gemeinsam mit der Maßnahme M535 als Vorhaben 56 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2031 an.

Im Rahmen der Maßnahmen M90 soll die bestehende 220 kV-Leitung von Conneforde nach Elsfleth/West einschließlich dem Abzweig nach Huntorf durch eine neue 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme im Suchraum Rastede zur Multiterminalanbindung eines Offshore-Netzanbindungssystems mit den HGÜ-Verbindungen DC34 und

DC35 sowie darüber hinaus eines weiteren Offshore-Netzanbindungssystems eine neue 380 kV-Schaltanlage zu errichten ist.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Conneforde und Elsfleth/West verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 (erneut) für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Konsultation**

Mehrere Konsultationsbeiträge begrüßen die in diesem Projekt ausgewiesenen Netzverstärkungsmaßnahmen, mehr noch seien neben der Netzverstärkung auch entsprechend neue Anschlussmöglichkeiten für die geplanten Projekte in unmittelbarer Nähe des Standorts Huntorf zu schaffen.

*Die Aufgabe des Netzentwicklungsplans ist es festzulegen, an welchen Stellen im Übertragungsnetz zusätzlicher Transportbedarf besteht. Ob und inwieweit Übergabepunkte zu unterliegenden Netzebenen notwendig sind, ist nicht Teil des Prüfprozesses im Netzentwicklungsplan.*

### **Bewertung**

Die Maßnahme M90 ist erforderlich um den Netzverknüpfungspunkt Rastede in das Höchstspannungsnetz einzubinden. In Rastede wird ein Multiterminal-Konverter errichtet, der zur Anbindung zweier Offshore-Anbindungssysteme erforderlich ist. Weiterhin werden an diesen Multiterminal die beiden HGÜ-Projekte DC34 und DC35 angeschlossen. In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurde der Bedarf für die Maßnahme M90 hinreichend überprüft und nachgewiesen.

### **M535: Elsfleth/West – Stadtbezirke Bremen-West/Mitte – Samtgemeinde Sottrum**

Die Maßnahme M535 wird bestätigt.

### **Beschreibung**

Die Maßnahme M535 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und bestätigt. Die Maßnahme ist gemeinsam mit der Maßnahme M90 als Vorhaben 56 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2031 an.

Im Rahmen der Maßnahmen M535 soll die bestehende 220 kV-Leitung von Elsfleth/West zur Samtgemeinde Sottrum durch eine neue 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Elsfleth/West verstärkt werden müssten. Außerdem soll ein neues 380 kV-Umspannwerk am Kreuzungspunkt mit dem Projekt P116 im Raum Sottrum (Suchraum Samtgemeinde Sottrum) mit drei 380/110-kV-Transformatoren errichtet werden. Ebenfalls ist als Ersatz für den 220 kV-Abzweig Blockland einschließlich des Umspannwerks Blockland ein neues 380/110 kV-Umspannwerk mit mehreren 380/110 kV-Transformatoren westlich des jetzigen Abzweigs (Suchraum Stadtbezirke Bremen-West/Mitte; Arbeitsname Blockland/neu) vorgesehen. An dieses Umspannwerk soll der DC-Konverter eines Offshore-Netzanbindungssystems angeschlossen werden. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 1930 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M535 als erforderlich. Im Szenario B 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 70 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1960 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahme M535 erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

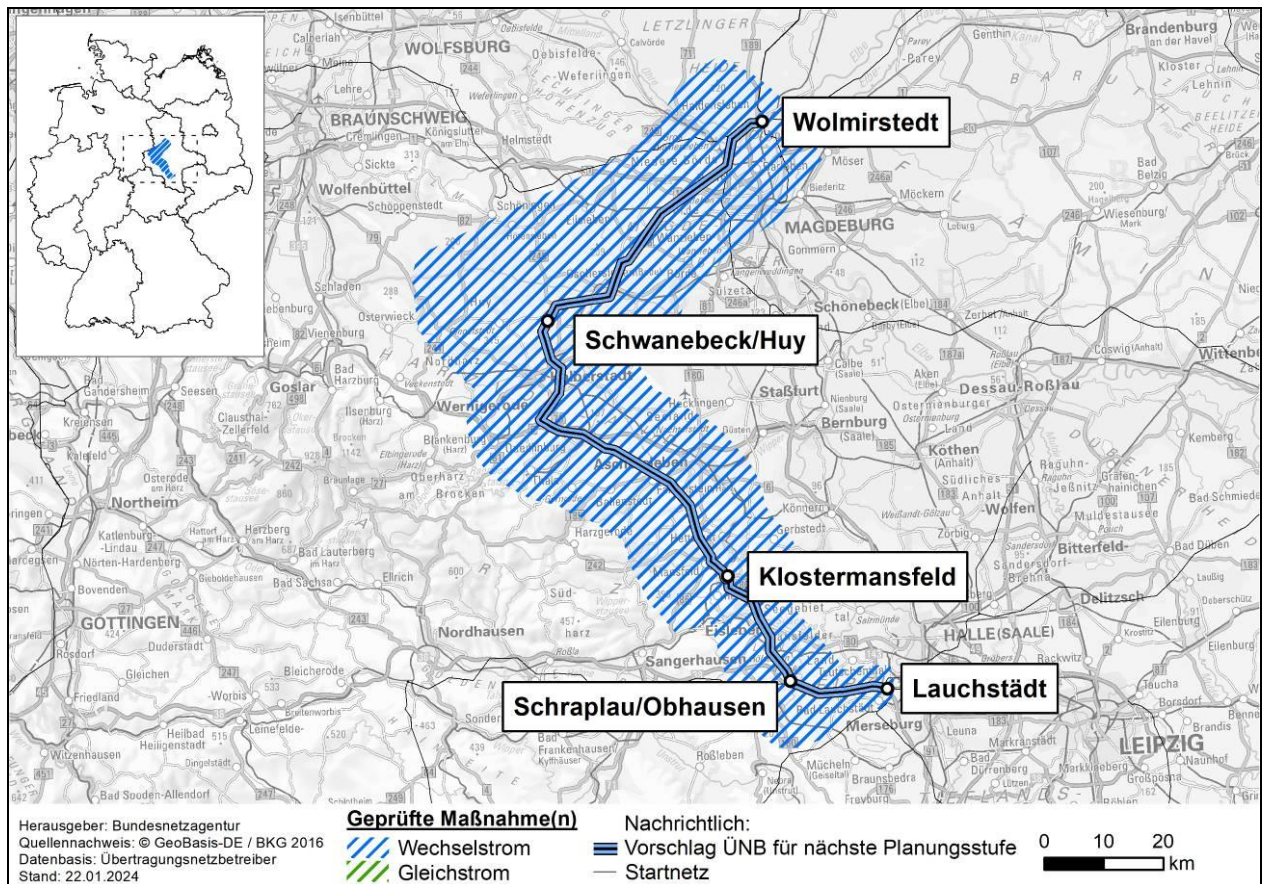
**Prüfungsergebnisse**

<b>P119 M535</b>		<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 1190 GWh	- 1640 GWh	- 1930 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	3920 MW	3860 MW	3900 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	19 %	20 %	19 %
	<b>Maximum</b>	70 %	69 %	70 %

**Auf einen Blick****M90****M535**

<b>Wirksamkeit</b>		ja	ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja	ja
<b>NOVA</b>		V	V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	32 km	68 km
	<b>Ausbau</b>	-	-
<b>bestätigt</b>		ja	ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT	TenneT

## P124: Netzverstärkung Wolmirstedt – Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt



Das Projekt P124 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Sachsen-Anhalts.

### M209a: Wolmirstedt – Schwanebek/Huy – Klostermansfeld

### M209b: Klostermansfeld – Suchraum Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen – Lauchstädt

Die Maßnahmen M209a und M209b werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M209a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt, die Maßnahme M209b bereits im NEP 2013 mit dem Zieljahr 2023. Erstmals bestätigt wurden beide Maßnahmen im Netzentwicklungsplan 2019-2030. Die Maßnahmen sind als Teil des Vorhaben 60 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M209a im Jahr 2027 und der Maßnahme M209b im Jahr 2026 an.

Durch beide Maßnahmen soll ein bestehendes 380 kV-Doppelsystem von Wolmirstedt über Klostermansfeld nach Lauchstädt durch Umbeseilung verstärkt werden und die Stromtragfähigkeit auf 4000 A je Stromkreis erhöht werden.

Zwischen Klostermansfeld und Wolmirstedt sei ein neues Umspannwerk im Suchraum Schwanebeck/Huy anzuschließen. Ein weiteres Umspannwerk im Suchraum Schraplau/Obhausen sei zwischen Klostermansfeld und Lauchstädt anzuschließen. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die betroffenen Umspannwerke in Klostermansfeld und Lauchstädt zu verstärken seien. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 840 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M209a und M209b als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 77 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2080 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Bislang haben sich noch keine neuen Erkenntnisse ergeben, durch die sich eine neuerliche Prüfung von Alternativen aufdrängen würde. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.



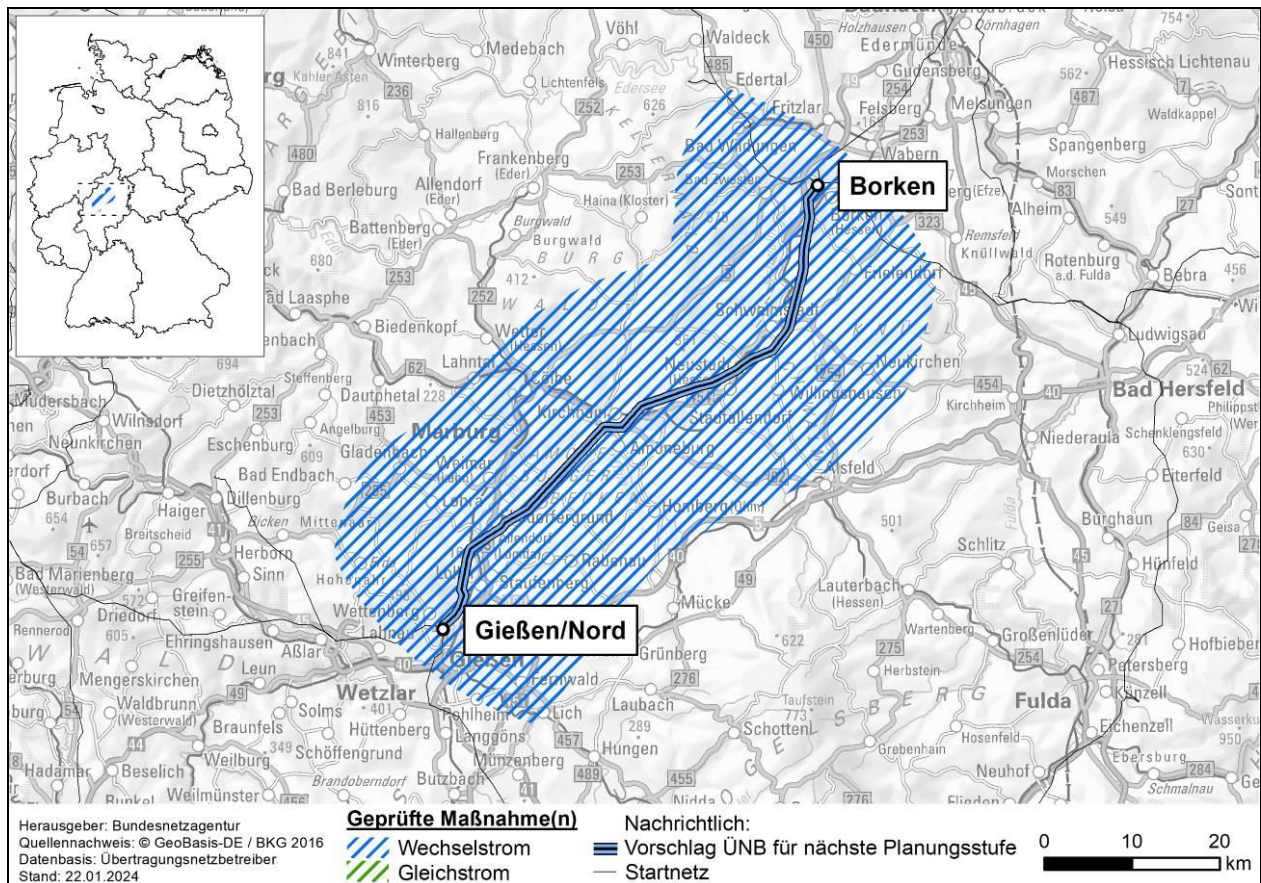
## Prüfungsergebnisse

P124 M209a/M209b		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 360 GWh	- 730 GWh	- 840 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3890 MW	4080 MW	4010 MW
	Durchschnitt	22 %	24 %	24 %
Auslastung	Maximum	77 %	84 %	81 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	156 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission

## P133: Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord



Das Projekt P133 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Hessens.

### M253: Borken – Gießen/Nord

Die Maßnahme M253 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M253 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2013 für das Zieljahr 2023 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 65 seit 2021 im BBPIG.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2029 an.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit der bestehenden 380 kV-Leitung zwischen Borken und Gießen/Nord auf 4000 A je Stromkreis angehoben werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Borken und Gießen/Nord verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 550 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M253 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 102 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2690 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

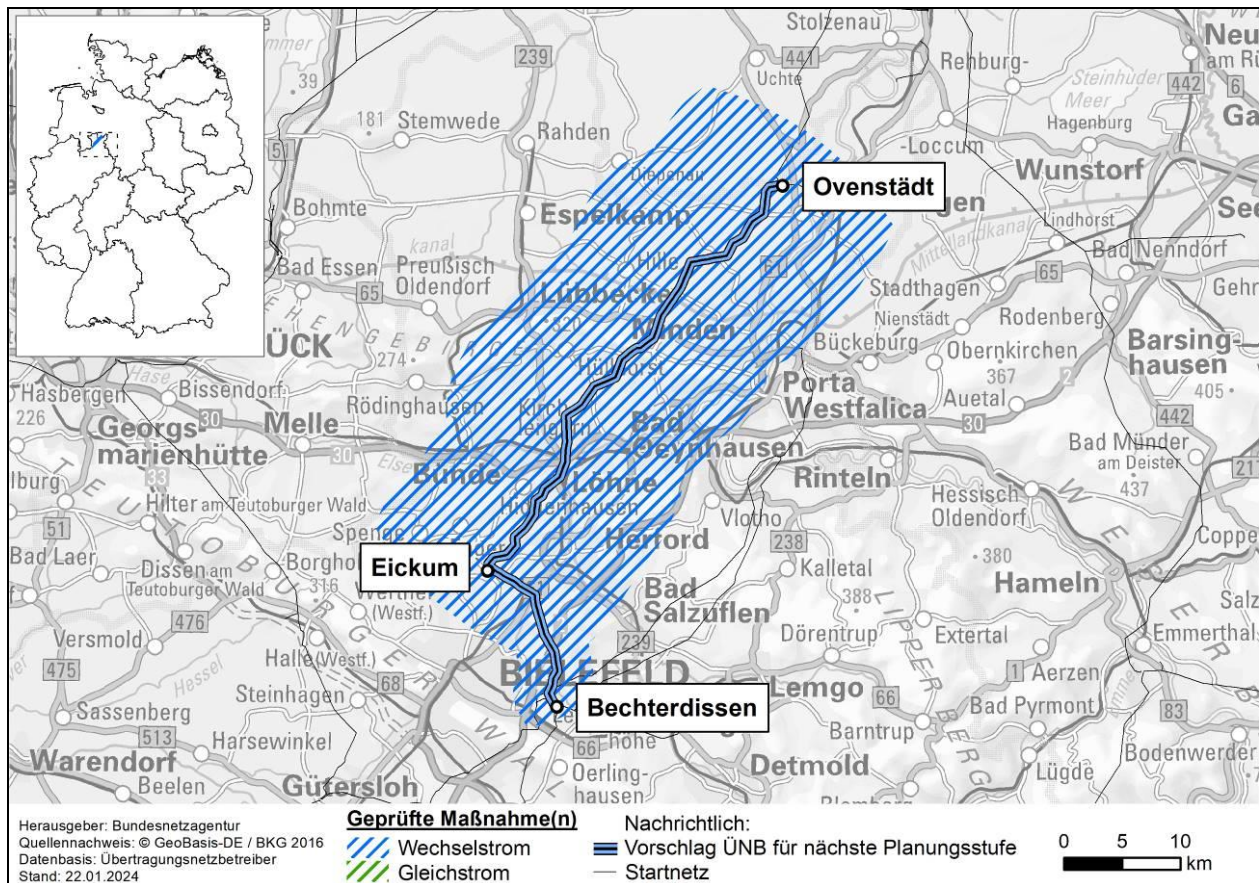
## Prüfungsergebnisse

P133 M253		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 240 GWh	- 390 GWh	- 550 GWh
Leistungsfluss	Maximum	5380 MW	2600 MW	5660 MW
Auslastung	Durchschnitt	34 %	33 %	35 %
	Maximum	102 %	105 %	107 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	73 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

## P135: Netzverstärkung zwischen Ovenstädt und Bechterdissen



Das Projekt P135 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens.

Aufgrund der räumlichen Nähe und gegenseitiger elektrotechnischer Beeinflussung wurden die Projekte P116 und P135 gemeinsam geprüft. Das Projekt P135 ist auf einer klassischen Nord-Süd-Transportachse die Verlängerung des Projekts P116. Die beiden Projekte sorgen damit in Kombination für eine optimale Nutzung dieser Transportachse.

### M255: Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen

Die Maßnahme M255 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M255 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2013 für das Zieljahr 2023 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 57 seit 2021 im BBPIG.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2029 an.

Durch Umbeseilung wird die Stromtragfähigkeit der bestehenden 380 kV-Doppelleitung zwischen Ovenstädt und Bechterdissen mit Einschleifung in Eickum auf 4000 A je Stromkreis angehoben.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Ovenstädt, Eickum und Bechterdissen verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 150 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M255 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 61 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1620 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

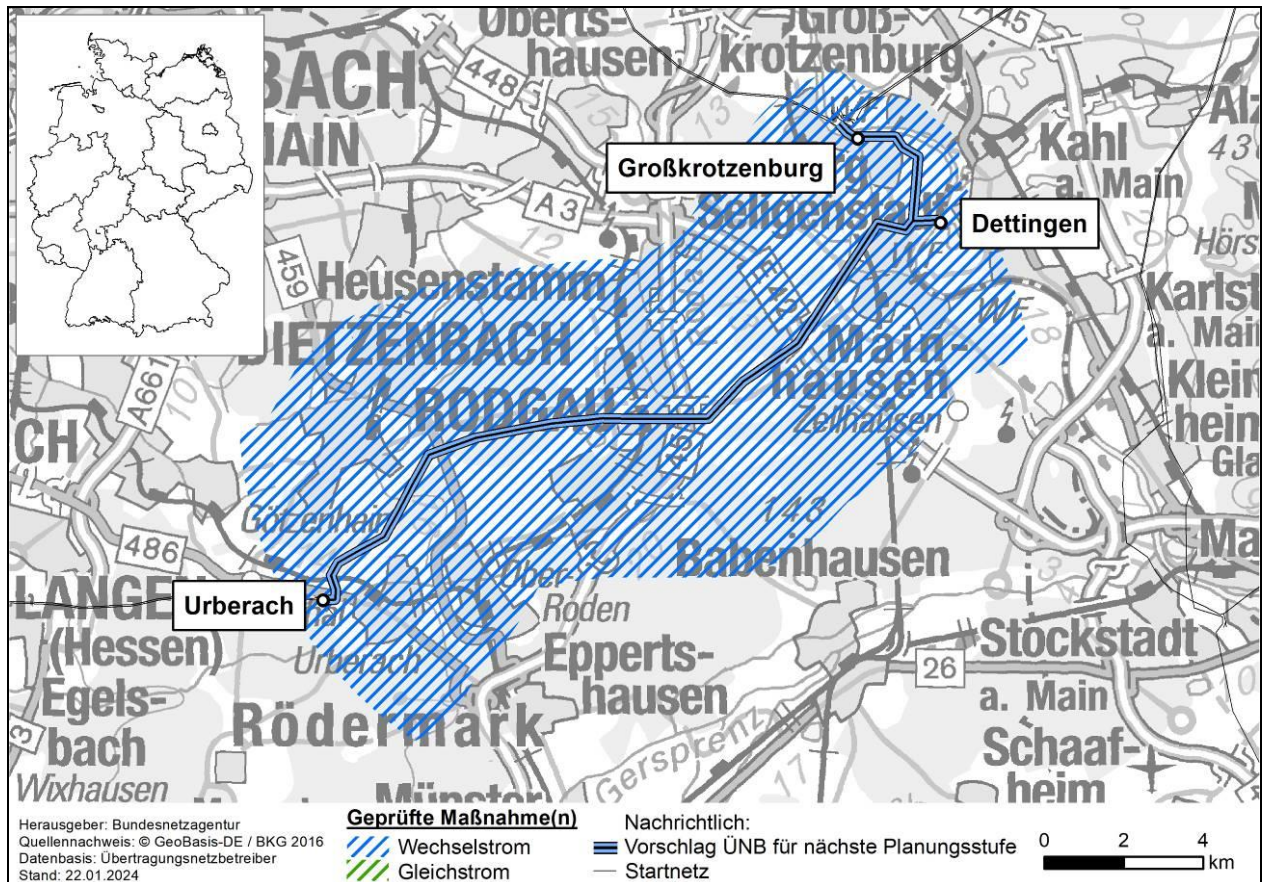
### Prüfungsergebnisse

P135 M255		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 100 GWh	- 120 GWh	- 150 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3240 MW	3440 MW	3440 MW
	Durchschnitt	23 %	24 %	25 %
Auslastung	Maximum	61 %	65 %	65 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	60 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt



Das Projekt P161 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Hessens.

### M91: Großkrotzenburg - Dettingen – Urberach

Die Maßnahme M91 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M91 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt, damals noch im Projekt P42, und im NEP 2017-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 66 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2028 an.

Durch Umbeseilung soll von Großkrotzenburg über Dettingen nach Urberach eine neue 380 kV-Doppelleitung als Ersatz für eine bestehende 380 kV-Doppelleitung mit geringerer Übertragungskapazität errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Großkrotzenburg, Dettingen und Urberach erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 237 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M91 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 102 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 5760 MW für das Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.



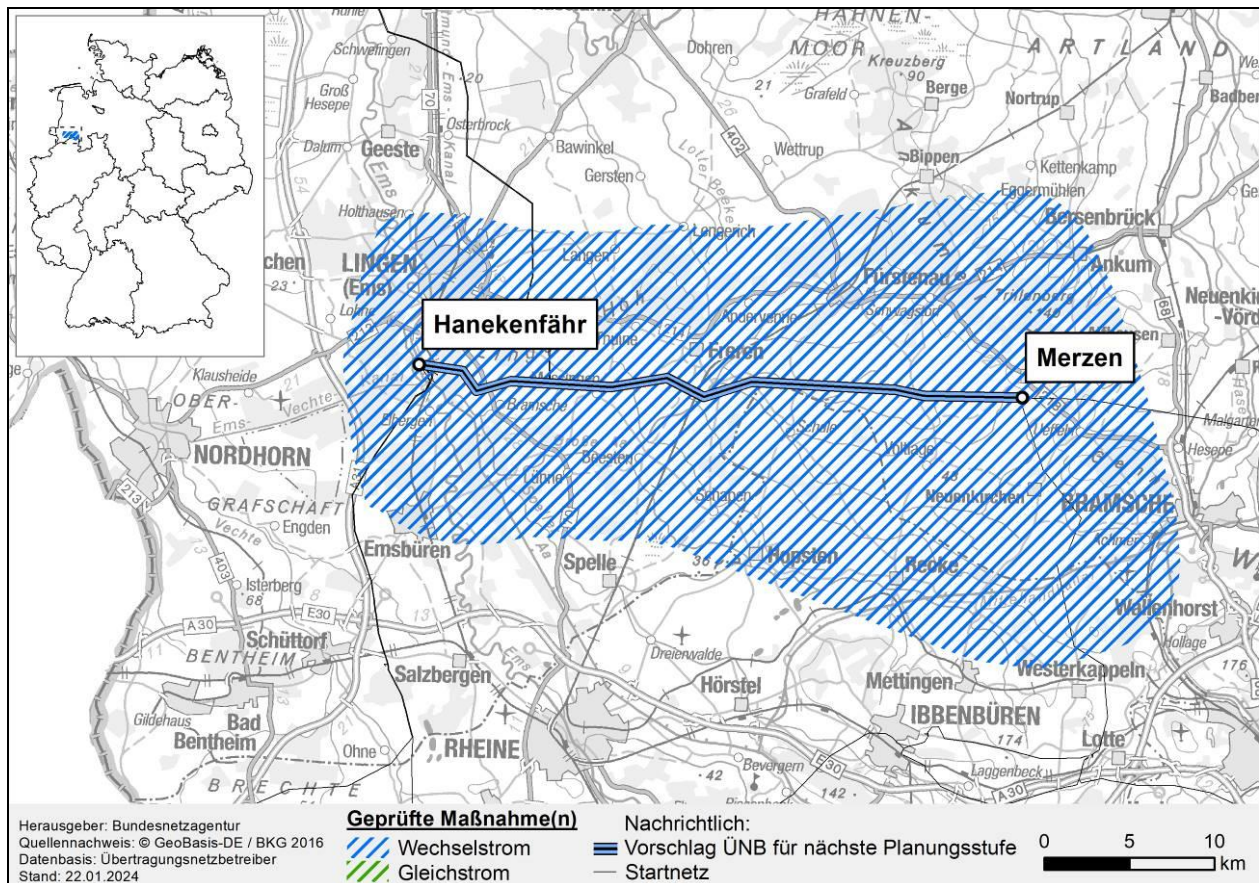
## Prüfungsergebnisse

P161 M91		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 135 GWh	- 210 GWh	- 237 GWh
Leistungsfluss	Maximum	5790 MW	6500 MW	6510 MW
Auslastung	Durchschnitt	42 %	43 %	43 %
	Maximum	127 %	137 %	137 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	24 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion, TenneT

## P171: Netzverstärkung Hanekenfähr – Merzen (Ad-hoc-Maßnahme)



Das Projekt P171 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens.

### M381: Hanekenfähr – Merzen

Die Maßnahme M381 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M381 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2014 für das Zieljahr 2024 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an. Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass sie anstreben, die Maßnahme beschleunigt innerhalb des Zeithorizontes bis 2030 umzusetzen.

Durch die Umbeseilung des bestehenden 380 kV-Doppelsystems von Hanekenfähr zum geplanten Umspannwerk Merzen sollen die bestehenden Leiterseile gegen leistungsfähigere Hochtemperaturleiterseile ausgetauscht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Hanekenfähr verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Volkswirtschaftlicher Nutzen

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung von Ad-hoc-Maßnahmen keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M381 weist in der Einzelprüfung einen wirtschaftlichen Nutzen von 65 Mio. € über einen Betrachtungszeitraum von fünf Jahren auf. Demgegenüber stehen Investitionskosten von 50 Mio. €.

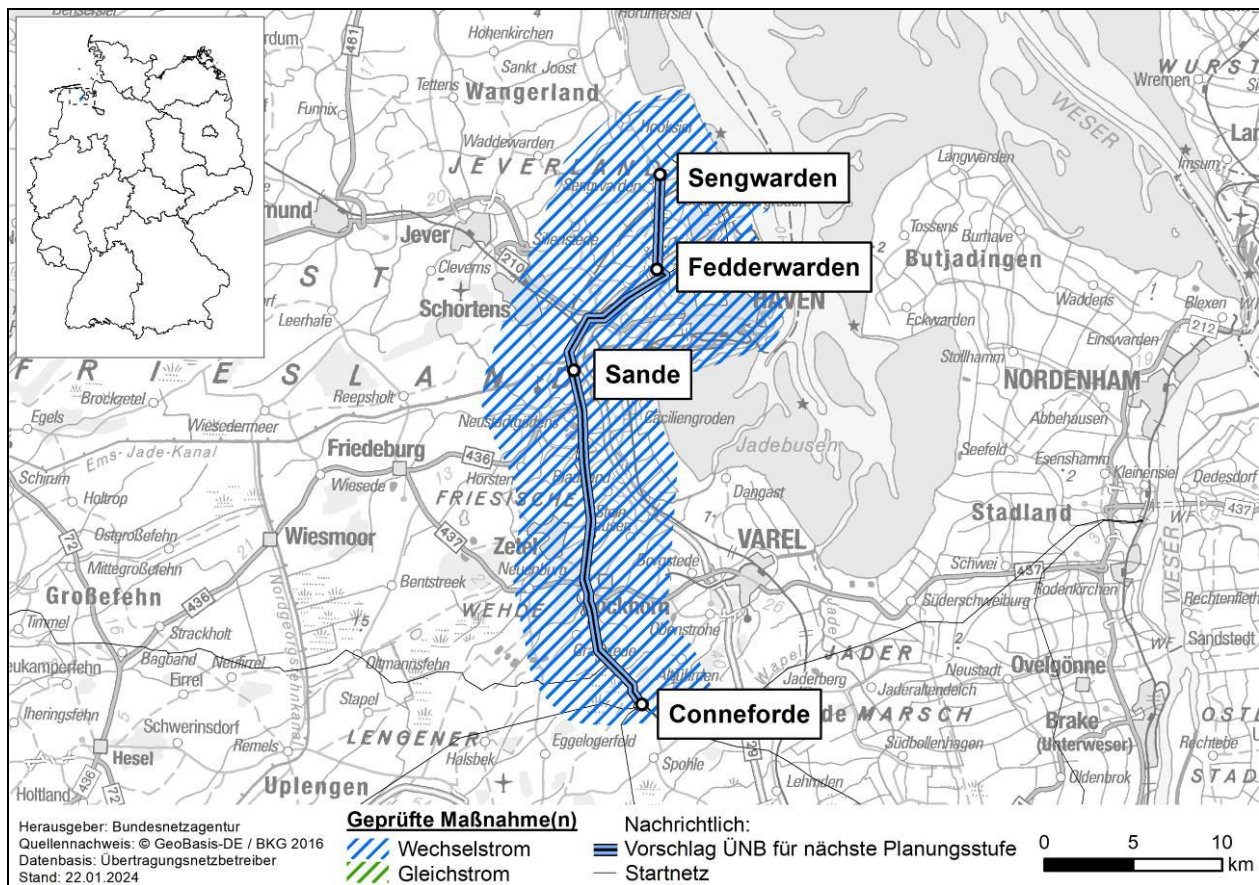
## Bewertung

Die Maßnahme stiftet im betrachteten Zeitraum einen Nutzen, der die Investitionskosten übersteigt, und wird daher bestätigt.

### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	36 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P175: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Sengwarden (ehemals Wilhelmshaven) und Conneforde



Das Projekt P175 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens.

### M385: Sengwarden – Fedderwarden

### M466: Sengwarden – Sande – Conneforde

Die Maßnahmen M385 und M466 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M385 und M466 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 73 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M385 im Jahr 2027, der Maßnahme M466 im Jahr 2029 an.

Im Rahmen der Maßnahme M385 ist der Neubau einer 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis vom neu zu errichtenden Umspannwerk Sengwarden (ehemals Wilhelmshaven<sup>2</sup>) nach Fedderwarden vorgesehen.

Im Rahmen der Maßnahme M466 ist die Ablösung der vorhandenen 220 kV-Leitung vom neu zu errichtenden Umspannwerk in Sengwarden über Sande nach Conneforde durch eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis geplant.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen das Umspannwerk in Fedderwarden und in Conneforde verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Die neue Station Sengwarden dient sowohl der Anbindung einer Offshore-Anbindungsleitung mit einer Kapazität von 2 GW, als auch als Netzverknüpfungspunkt der HGÜ-Verbindung DC21b. Das Projekt P175 mit den Maßnahmen M385 und M466 ist notwendig, um diesen Netzknoten an das bestehende Übertragungsnetz anzubinden.

Ohne mindestens eine dieser Maßnahme aus dem Projekt wäre der Standort Sengwarden lediglich über das 110 kV-Netz angebunden. Daraus würden extreme Überlastungen des 110 kV-Netzes in zahlreichen Stunden resultieren.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 45 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1290 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Sonstige Erwägungen**

Der Standort Sengwarden ist auf Übertragungsnetzebene bisher nur über das Projekt P175 in das Wechselstromnetz eingebunden. Bei Verzicht auf die Maßnahme M466 wäre der Standort nur über die Maßnahme M385 angebunden. Damit wäre die teilverkabelte Verbindung Fedderwarden – Conneforde die einzige Anbindung für das Projekt NeuConnect, für Offshore-Windenergie am Standort Sengwarden und für das HGÜ-Projekt DC21b. Die Anbindung dreier HGÜ-Systeme über nur ein Wechselstromprojekt erscheint sowohl aus planerischer als auch aus betrieblicher Sicht unzureichend. Ohne die Maßnahme M466 wäre wichtige Infrastruktur im (n-2)-Fall nicht mehr mit dem Wechselstromnetz verbunden. In solchen Ausnahmefällen erscheint es gerechtfertigt auch diese Arte von Ausfällen bei der Bewertung mit zu berücksichtigen.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

**Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als erforderlich. Zur sicheren Anbindung von 2 GW Offshore-Windenergie am Standort Sengwarden, des Interkonnectors NeuConnect sowie des HGÜ-Projekts DC21b ist das Projekt P175 notwendig.

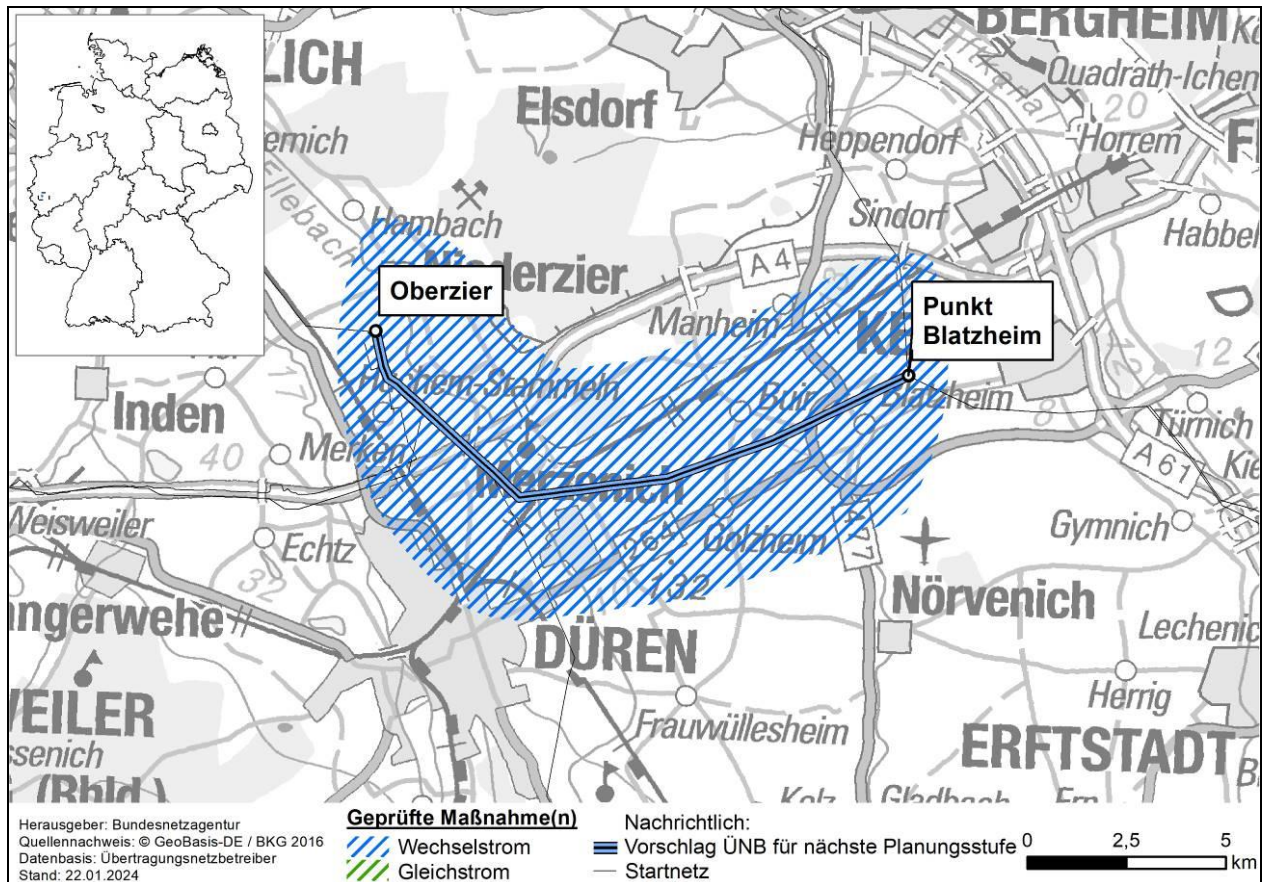
**Prüfungsergebnisse**

P175 M466, M385		A 2037	B 2037	C 2037
<b>Überlastungsindex</b>		- 860 GWh	- 1150 GWh	- 1480 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	2580 MW	2680 MW	2680 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	13 %	14 %	14 %
	<b>Maximum</b>	45 %	47 %	47 %

**Auf einen Blick**

	M385	M466
<b>Wirksamkeit</b>	ja	ja
<b>Erforderlichkeit</b>	ja	ja
<b>NOVA</b>	A	V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	36 km
	<b>Ausbau</b>	15 km
<b>bestätigt</b>	ja	ja
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT	TenneT

## P200: Punkt Blatzheim – Oberzier



Das Projekt P200 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens.

### M425: Punkt Blatzheim – Oberzier

Die Maßnahme M425 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M425 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2025 beantragt und im NEP 2017-2030 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 74 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2027 an.

Die bestehenden zwei Dreibeine Paffendorf – Oberzier – Sechtem sollen aufgelöst werden. Dazu erfolgt die Errichtung zweier zusätzlicher 380 kV-Stromkreise von Oberzier zum Punkt Blatzheim. Am Punkt Blatzheim werden die zwei Stromkreise nach Paffendorf mit den neuen Stromkreisen nach Oberzier durchverbunden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Oberzier erweitert werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 180 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M425 als erforderlich. Im Szenario B 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 80 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 3510 MW für das Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P200 M425		A 2037	B 2037	C 2037
<b>Überlastungsindex</b>		- 60 GWh	- 180 GWh	- 130 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	3620 MW	3510 MW	3630 MW
	<b>Durchschnitt</b>	25 %	26 %	27 %
<b>Auslastung</b>	<b>Maximum</b>	81 %	80 %	81 %



**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	16 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P203: Umstrukturierung Punkt Walstedde

Das Projekt P203 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens.

### M429: Umstrukturierung Punkt Walstedde

Die Maßnahme M429 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M429 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfes des NEP 2023-2037/2045 geändert. Die Maßnahme umfasst jetzt im Wesentlichen nur noch Verschaltungsänderungen am Punkt Walstedde und wird deshalb als Punktmaßnahme gewertet.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2027 an.

Mit der Maßnahme wird das bestehende Dreibein Gersteinwerk – Uentrop – Gütersloh aufgelöst und der bestehende Stromkreis Uentrop – Roxel im Punkt Walstedde zu einem Dreibein Gersteinwerk – Uentrop – Roxel geändert. Dadurch ergibt sich ein Doppelsystem Uentrop – Gütersloh und zwei Dreibeine Gersteinwerk – Uentrop – Hanekenfähr.

#### Wirksamkeit

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf dem Dreibein Gersteinwerk – Uentrop – Gütersloh von bis zu 120 % auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme nicht auftreten.

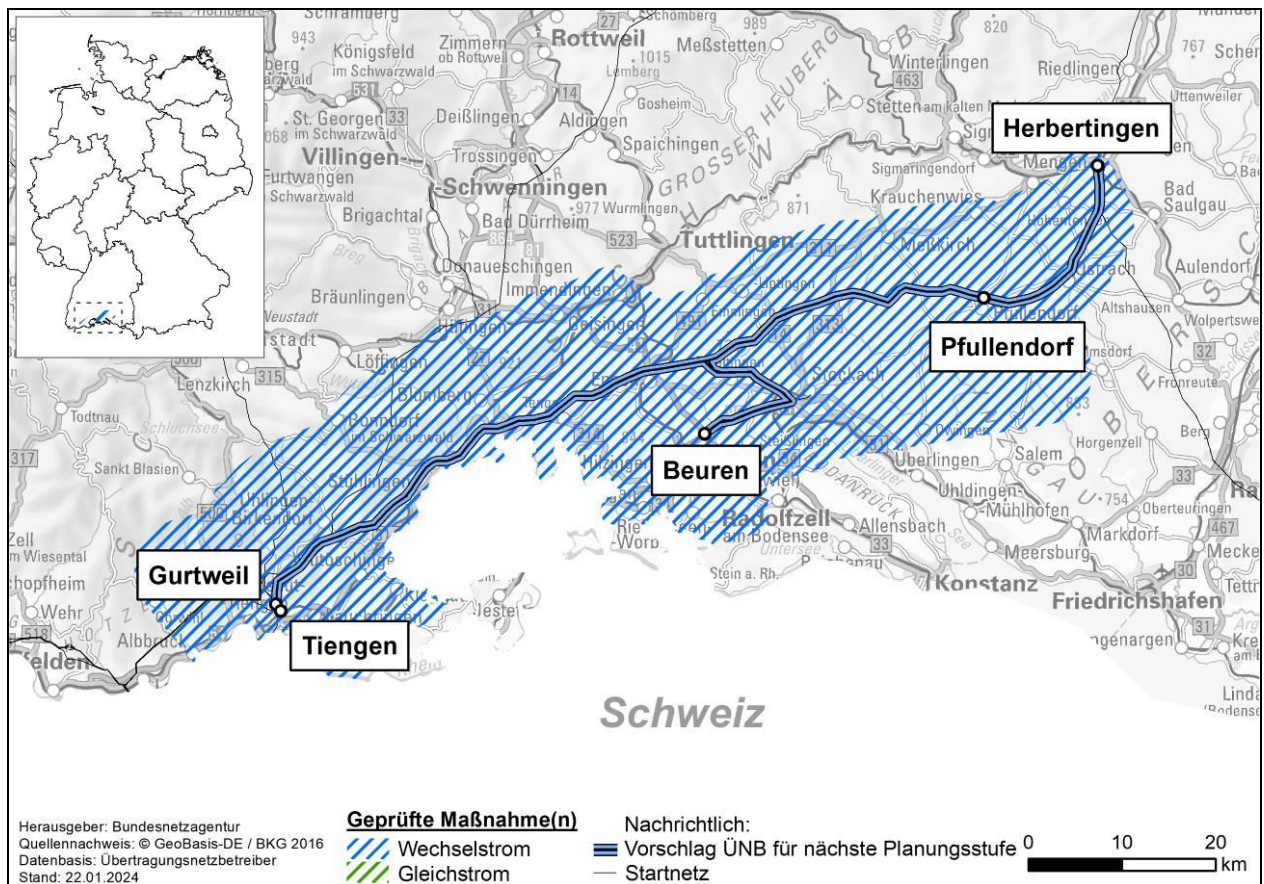
#### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

#### Auf einen Blick

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	0,5 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P206: Hochrhein



Das Projekt P206 erhöht die Übertragungskapazität im Hochrheingebiet.

### M417: Herbertingen – Waldshut-Tiengen – Waldshut-Tiengen/Weilheim mit Abzweig Pfullendorf/Wald und Abzweig Beuren

Die Maßnahme M417 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M417 folgt einem überarbeiteten Konzept, in dem die beiden früheren Einzelmaßnahmen P52 M59 Herbertingen – Tiengen und P206 M417 Gurtweil – Kreis Konstanz zusammengefasst wurden. Die Maßnahme M417 wurde in dieser Form von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2017-2030 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 23 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll von Gurtweil/Tiengen nach Herbertingen eine neue 380 kV-Doppelleitung als Ersatz für eine bestehende 380 kV-Leitung zwischen Herbertingen – Tiengen und eine 220 kV-Leitung zwischen Gurtweil – Beuren errichtet werden. Die bestehende 380 kV-Leitung Engstlatt – Kühmoos – Villingen soll in die Anlage Gurtweil eingeschliffen werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme eine Neuerrichtung der Anlagen Gurtweil und Tiengen, sowie die Erweiterung der Umspannanlage in Herbertingen erforderlich ist. Weiterhin muss laut den Übertragungsnetzbetreibern das 220 kV-Umspannwerk in Beuren auf 380 kV umgestellt und ein neues Umspannwerk im Raum Pfullendorf/Wald in 380/110 kV errichtet werden. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die Verstärkung im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und ist nicht Teil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die beiden 380 kV-Anlagen sollen die beiden bestehenden 220 kV-Anlagen in Beuren und Stockach ersetzen. Der Anschluss der beiden 380 kV-Anlagen in Pfullendorf/Wald und Beuren kann laut den Übertragungsnetzbetreibern durch Ersatzneubauten an die neue 380 kV-Leitung zwischen Gurtweil/Tiengen und Herbertingen erfolgen. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 330 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M417 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 68 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1730 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum BBPlG 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

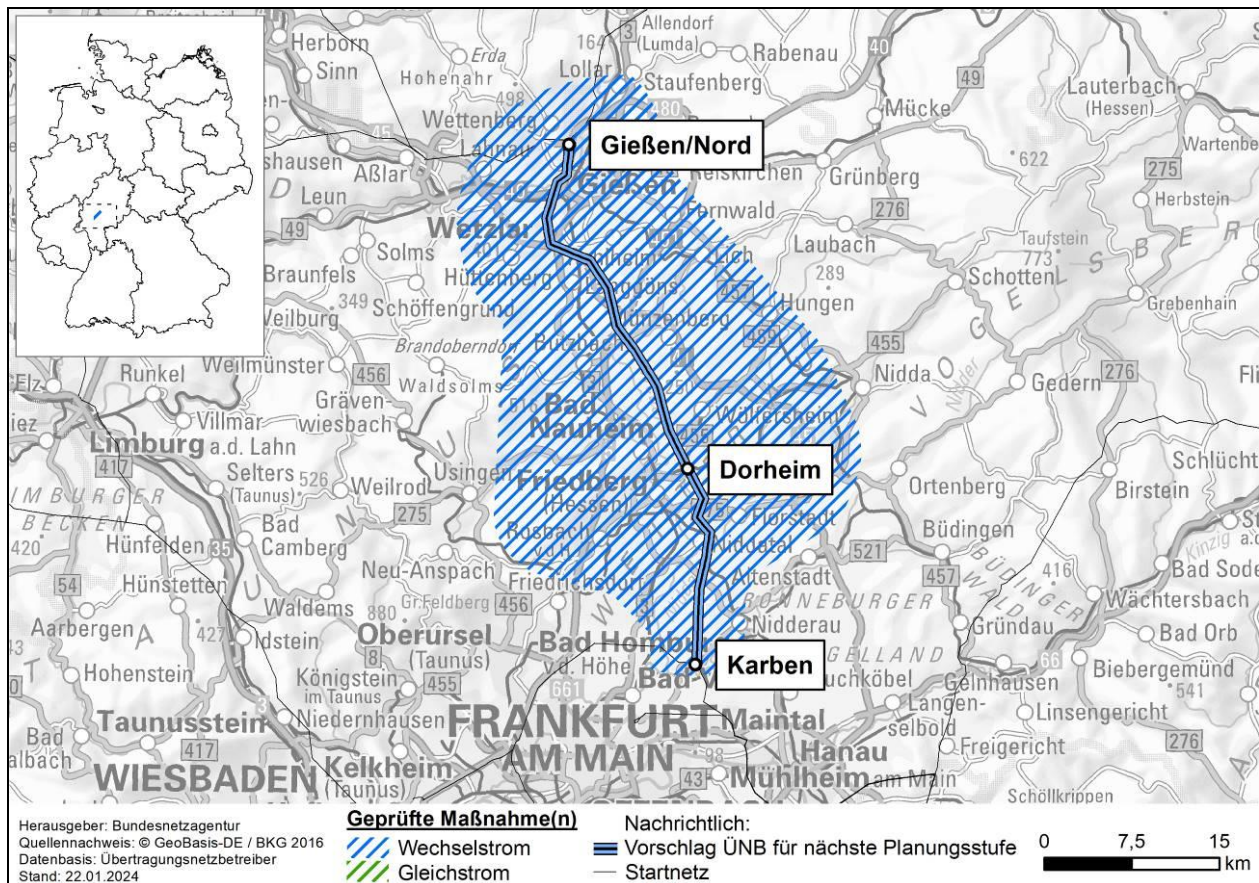
**Prüfungsergebnisse**

<b>P206 M417</b>		<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 60 GWh	- 330 GWh	- 160 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	2510 MW	2750 MW	2640 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	20 %	21 %	21 %
	<b>Maximum</b>	68 %	77 %	70 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V, A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	140 km
	<b>Ausbau</b>	3 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TransnetBW, Amprion

## P211: Netzverstärkung zwischen Gießen/Nord und Karben



Das Projekt P211 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Hessens.

### M434: Gießen/Nord – Karben

Die Maßnahme M434 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M434 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2025 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 65 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2029 an.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit der bestehenden 380 kV-Doppelleitung zwischen Gießen/Nord und Karben auf 4000 A je Stromkreis angehoben werden.

Das neu zu errichtende 380 kV/110-Umspannwerk im Suchraum Dorheim soll in die neue 380 kV-Doppelleitung voll eingeschliffen werden. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Gießen/Nord und Karben verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die

Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 350 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M434 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 79 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2110 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

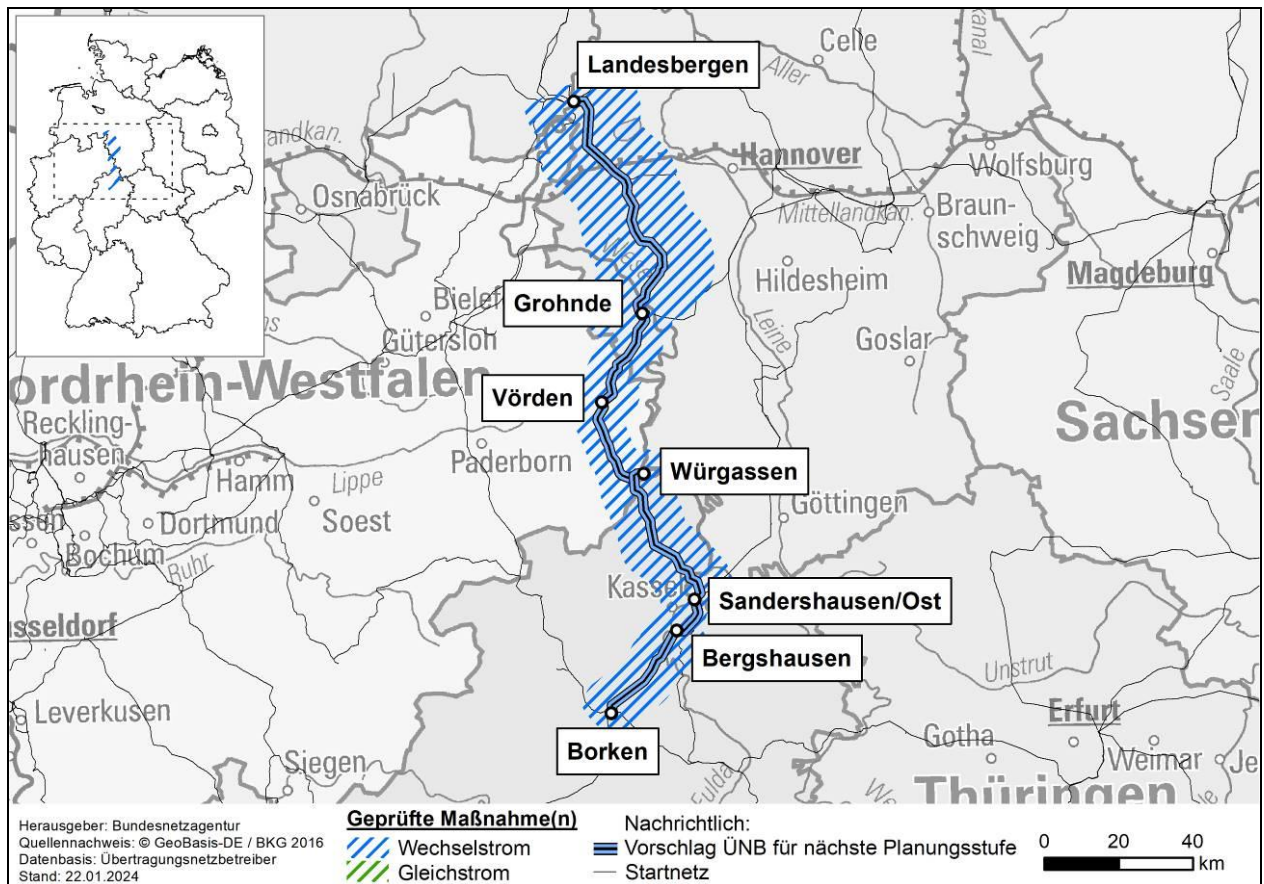
P211 M434		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 180 GWh	- 340 GWh	- 350 GWh
Leistungsfluss	Maximum	4220 MW	4260 MW	4280 MW
	Durchschnitt	27 %	26 %	26 %
Auslastung	Maximum	79 %	80 %	81 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	51 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT



## P212: Netzverstärkung Landesbergen – Grohnde – Würgassen – Bergshausen – Borken



Das Projekt P212 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Hessen.

### M797: Landesbergen – Grohnde

### M435: Grohnde – Vörden – Würgassen

### M472: Würgassen – Sandershausen/Ost – Bergshausen

### M473: Bergshausen – Borken

Die Maßnahmen M797, M435, M472 und M473 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M797, M435, M472 und M473 wurden gemeinsam von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 88 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2035 an.

Durch Umbeseilung soll die Leitung von Landesbergen über Grohnde, Vörden, Würgassen, Sandershausen/Ost und Bergshausen nach Borken auf eine Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis ertüchtigt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Landesbergen, Grohnde, Vörden, Würgassen, Sandershausen/Ost, Bergshausen und Borken verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass in Sandershausen/Ost 380/110 kV-Transformatoren aufzustellen sind. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 350 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M797, M435, M472 und M473 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 73 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1960 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

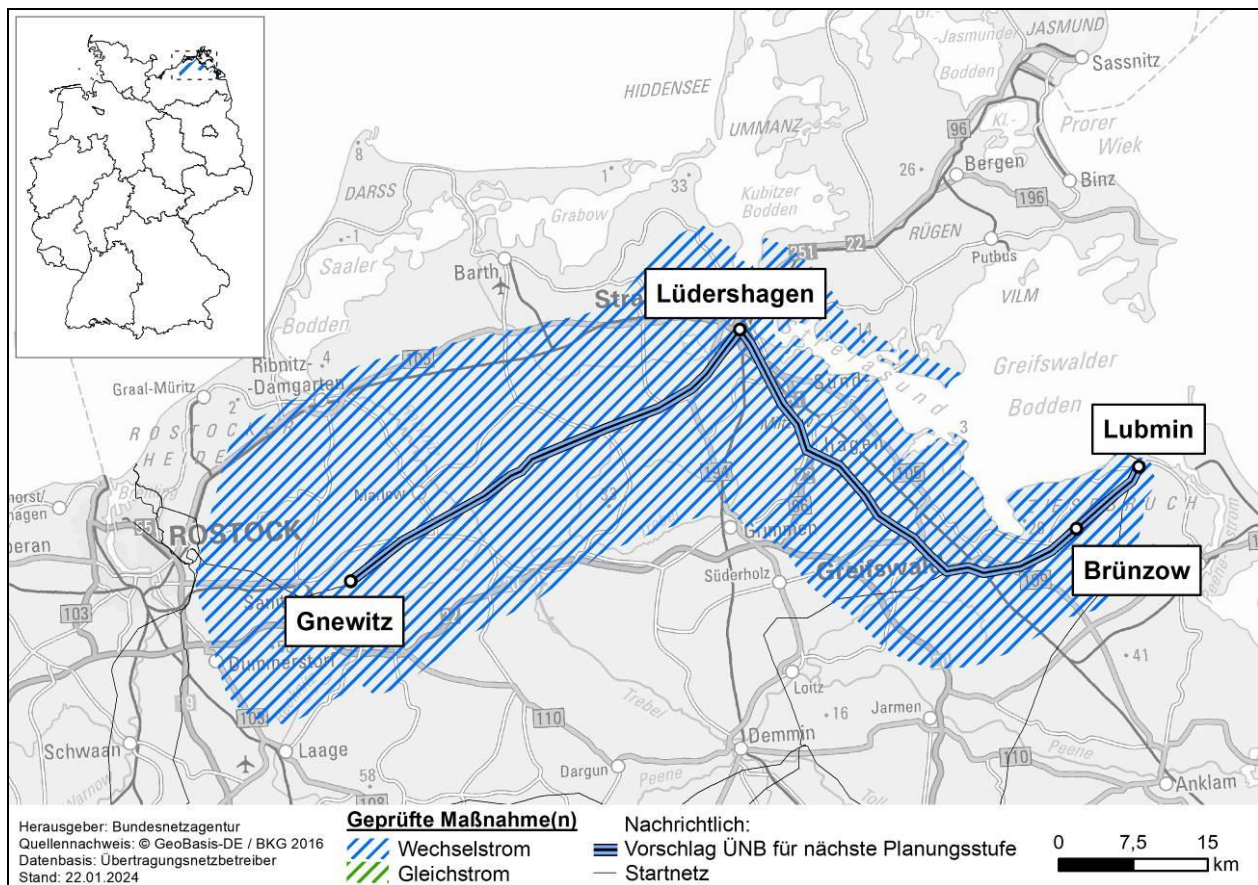
## Prüfungsergebnisse

P212 M797, M435, M472, M473		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 160 GWh	- 260 GWh	- 350 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3920 MW	4220 MW	4000 MW
	Durchschnitt	28 %	28 %	29 %
Auslastung	Maximum	73 %	84 %	83 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	217 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

## P214: Netzverstärkung Gnewitz – Lüdershagen – Gemeinden Brünzow/Kemnitz – Lubmin



Das Projekt P214 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Mecklenburg-Vorpommerns.

### M214: Gnewitz – Lüdershagen – Gemeinden Brünzow/Kemnitz – Lubmin

Die Maßnahme M214 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M214 wird im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmalig beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Ersatzneubau soll von der geplante Schaltanlage Gnewitz über das Umspannwerk Lüdershagen und die geplante Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz zum Umspannwerk Lubmin das bestehende 220 kV-Doppelsystem durch ein 380 kV Doppelsystem mit einer Stromtragfähigkeit von je 4000 A je Stromkreis ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass zusätzlich zum Neubau des Doppelsystems die Umspannwerke in Lubmin und Lüdershagen erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 330 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M214 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 42 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1150 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

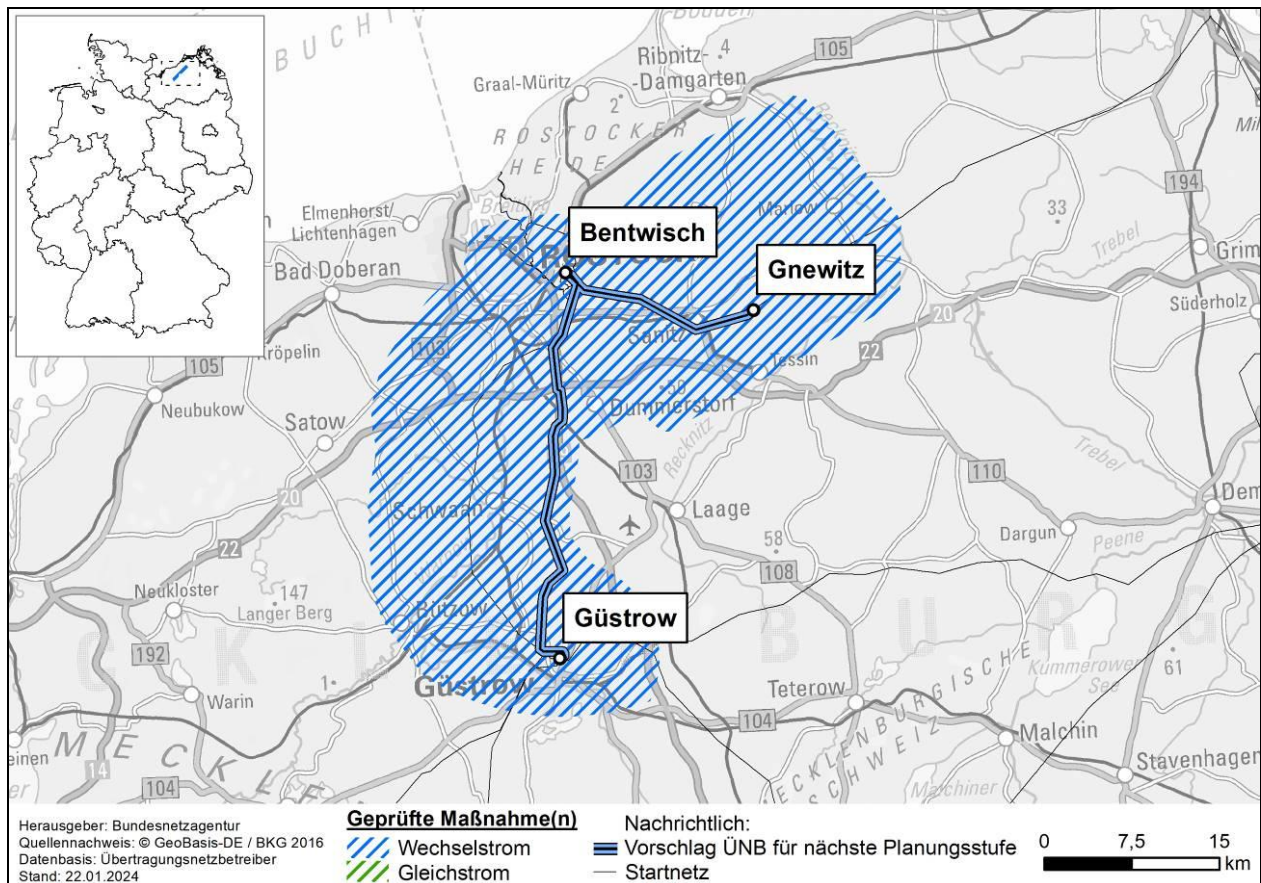
## Prüfungsergebnisse

P214 M214		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 330 GWh	- 320 GWh	- 320 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2300 MW	2420 MW	2520 MW
	Durchschnitt	10 %	11 %	10 %
Auslastung	Maximum	42 %	44 %	46 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	101 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission

## P215: Netzverstärkung Güstrow – Bentwisch – Gnewitz



Das Projekt P215 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Mecklenburg-Vorpommerns.

### M454: Güstrow – Bentwisch – Gnewitz

Die Maßnahme M454 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M454 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2025 beantragt und im NEP 2017-2030, damals als zwei getrennte Maßnahmen M454 und M521, erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 52 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2029 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse bzw. teilweise Parallelneubau wird die bestehende 220 kV-Doppelleitung von Güstrow über Bentwisch bis nach Gnewitz durch eine neue 380 kV-Doppelleitung mit Hochstrombeseilung ausgetauscht. Dadurch wird die Stromtragfähigkeit zwischen Güstrow und dem neuen Standort Gnewitz durch die Maßnahme auf 4000 A je Stromkreis erhöht.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Bentwisch und Güstrow verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die

Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 1100 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M454 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 62 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1720 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

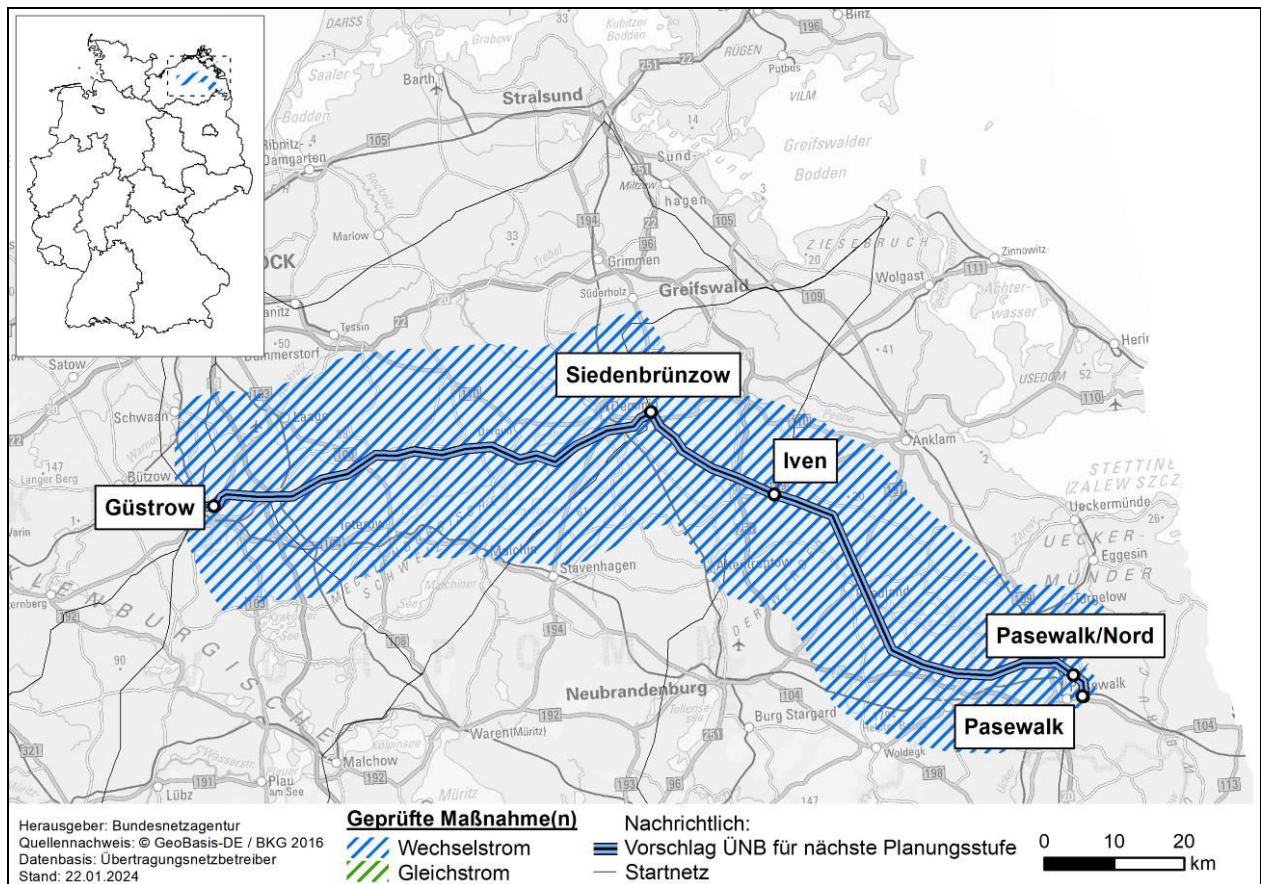
P215 M454		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 720 GWh	- 1100 GWh	- 1040 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3440 MW	3600 MW	3620 MW
	Durchschnitt	18 %	19 %	19 %
Auslastung	Maximum	62 %	65 %	66 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	56 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		50Hertz Transmission



## P216: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk



Das Projekt P216 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Mecklenburg-Vorpommerns.

**M455: Güstrow – Siedenbrünzow – Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow**

**M523: Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk**

Die Maßnahmen M455 und M523 werden bestätigt.

### Beschreibung

Das Projekt P216 wurde erstmals mit der Maßnahme M455 von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2025 beantragt. Im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wurden die Maßnahmen M455 und M523 bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 53 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M455 im Jahr 2031 und der Maßnahme M523 in 2028 an.

Von Güstrow über Siedenbrünzow bis zum bestehenden Standort Iven bzw. zum neuen Standort im Suchraum der Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow (Suchraum Iven) soll mit der Maßnahme M455 eine neue 380 kV-Doppelleitung mit Hochstrombeseilung errichtet werden.

Vom Standort Iven soll mit der Maßnahme M523 über Pasewalk/Nord bis Pasewalk eine neue 380 kV-Doppelleitung mit Hochstrombeseilung errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Iven verstärkt oder ein neues Umspannwerk errichtet werden müsste. Außerdem seien die 380 kV-Anlagen in Güstrow und Siedenbrünzow zu erweitern. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die Verstärkung im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und ist nicht Teil der Prüfung durch die Bundesnetzagentur.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen M455 und M523 den Überlastungsindex um bis zu 2450 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M455 und M523 als erforderlich. Im Szenario allen Szenarien liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 100 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2800 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Bislang haben sich noch keine neuen Erkenntnisse ergeben, durch die sich eine neuerliche Prüfung von Alternativen aufdrängen würde. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

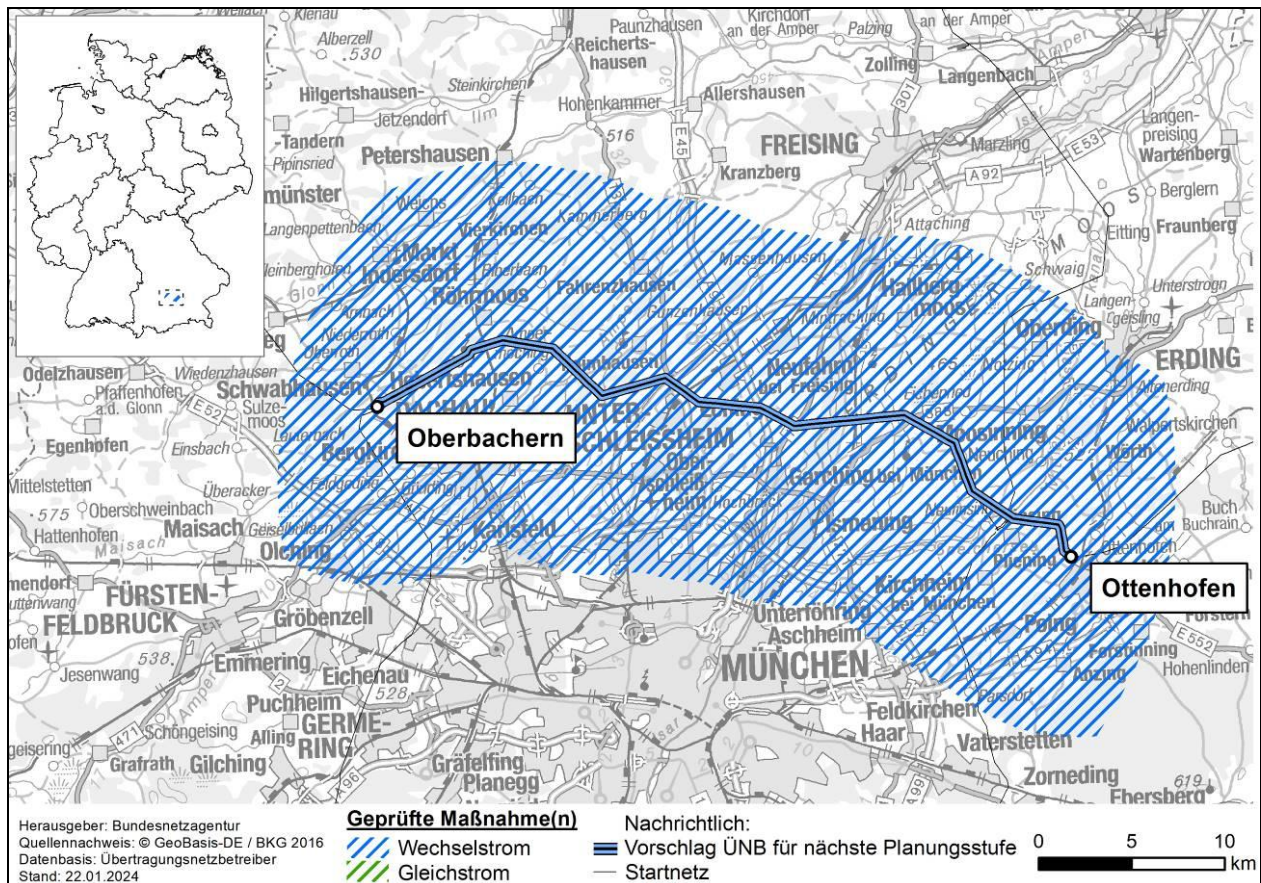
## Prüfungsergebnisse

P216 M455/M523		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 2450 GWh	- 870 GWh	- 990 GWh
Leistungsfluss	Maximum	5600 MW	5600 MW	5600 MW
	Durchschnitt	18 %	17 %	17 %
Auslastung	Maximum	100 %	100 %	100 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	152 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission

## P222: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Ottenhofen



Das Projekt P222 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Bayerns.

### M461: Oberbachern – Ottenhofen

Die Maßnahme M461 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M461 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2014 für das Zieljahr 2024 beantragt und im NEP 2017-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 47 seit 2015 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2029 an.

Durch Ersatzneubau sollen die bestehende 380 kV-Doppelleitung zwischen Oberbachern und Ottenhofen verstärkt werden. Dadurch soll die Stromtragfähigkeit der beiden bestehenden 380 kV-Stromkreise auf 4000 A erhöht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Oberbachern und Ottenhofen verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 105 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M461 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 76 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2110 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

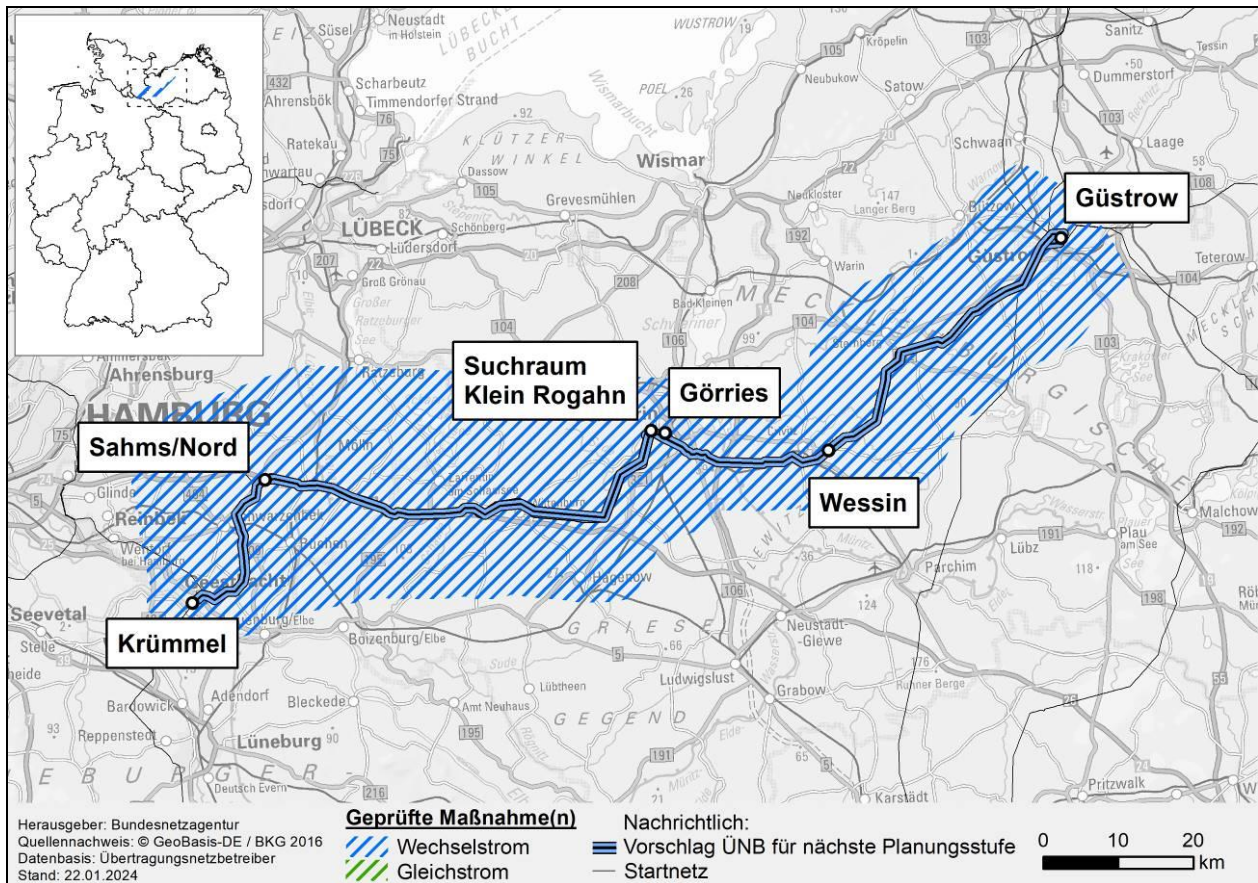
## Prüfungsergebnisse

P222 M461		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 32 GWh	- 98 GWh	- 105 GWh
Leistungsfluss	Maximum	4220 MW	4480 MW	4480 MW
Auslastung	Durchschnitt	18 %	19 %	20 %
	Maximum	76 %	80 %	80 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	47 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

## P223: Netzverstärkung Krümmel – Sahms – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holhusen/Schossin – Güstrow



Das Projekt P223 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Hamburg.

### M462a: Güstrow – Wessin – Görries – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Sahms/Nord – Krümmel

### M224a: Sahms/Nord – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Güstrow

Die Maßnahmen M462a und M224a werden bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M462a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2025 beantragt und im NEP 2021-2035 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 85 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Maßnahme M224a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP 2023-2037/2045 erstmals beantragt. Die Maßnahme M224a war ursprünglich Teil des Projekts P224, welches nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs von den Übertragungsnetzbetreibern in das Projekt P223 integriert wurde.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme beider Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Umbeseilung soll mit der M462a die 380 kV-Doppelleitung von Güstrow über Wessin, Görries, den Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin und Sahms/Nord (vorher: Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land (BBS)) nach Krümmel auf 4000 A je Stromkreis ertüchtigt werden. Weiterhin soll mit der M224a durch Neubau in bestehender Trasse von der neu zu errichtenden Schaltanlage im Suchraum der Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land über die neu zu errichtende Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin (Suchraum Klein Rogahn) bis zum bestehenden Umspannwerk Güstrow eine 380 kV-Doppelleitung mit Hochstrombeseilung als Parallelneubau errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Görries, Wessin und Güstrow verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ob und wie im Detail kann jedoch auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den folgenden Verfahren vorbehalten.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 1460 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M462a und M224a als erforderlich. Im Szenario C 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 128 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 3590 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 bei der M462a für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Bislang haben sich noch keine neuen Erkenntnisse ergeben, durch die sich eine neuerliche Prüfung von Alternativen aufdrängen würde. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

## Prüfungsergebnisse

P223 M462a M224a		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 1080 GWh	- 1300GWh	- 1460 GWh
Leistungsfluss	Maximum	7700 MW	7160 MW	6670 MW
	Durchschnitt	25 %	25 %	25 %
Auslastung	Maximum	148 %	129 %	128 %

### M224b: Leistungsflusssteuerung

Die Maßnahme M224b wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M224b wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP 2023-2037/2045 erstmals beantragt. Die Maßnahme M224b war ursprünglich Teil des Projekts P224, welches nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs von den Übertragungsnetzbetreibern in das Projekt P223 integriert wurde.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen dieser Maßnahme eine Leistungsflusssteuerung errichtet und in die beiden zusätzlichen 380 kV-Stromkreise der Maßnahme M224a eingebunden werden soll. Der genaue Standort befindet sich nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber derzeit noch in Prüfung.

#### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 390 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

#### Bewertung

Die Maßnahme M224b erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.



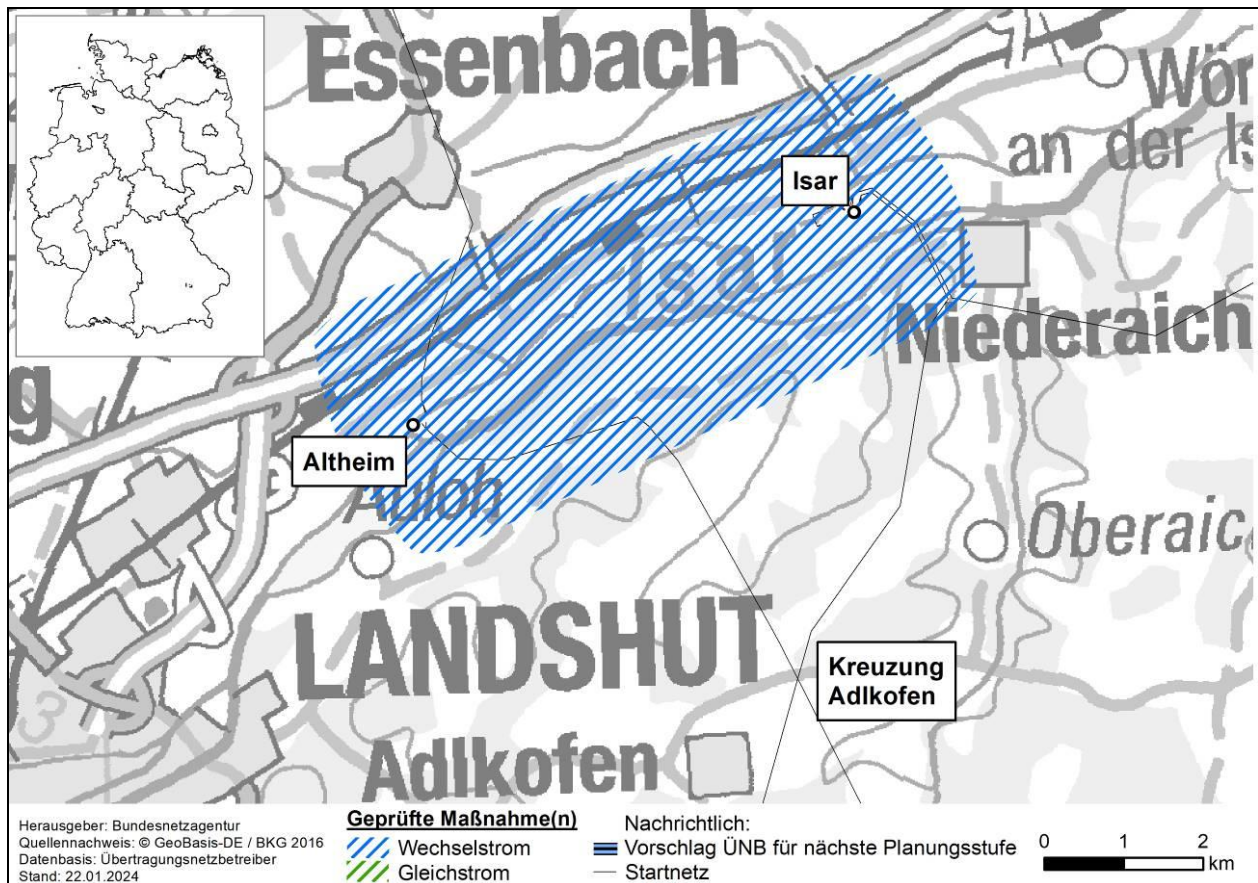
**Prüfungsergebnisse**

<b>P223 M224b</b>	<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>	- 260 GWh	- 320 GWh	- 390 GWh

**Auf einen Blick**

		<b>M462a, M224a</b>	<b>M224b</b>
<b>Wirksamkeit</b>		ja	ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja	ja
<b>NOVA</b>		V	O
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	299 km	-
	<b>Ausbau</b>	-	-
<b>bestätigt</b>		ja	ja
<b>Vorhabenträger</b>		50Hertz Transmission	50Hertz Transmission

## P225: Netzverstärkung zwischen Altheim und Isar



Das Projekt P225 dient der Verstärkung des bestehenden Wechselstromnetzes zwischen Alheim und Isar, um die zusätzlichen Leistungsflüsse durch den südlichen Konverterstandort der SuedOstLink-Erweiterung in Isar aufnehmen zu können.

### M464a: Alheim – Isar

Die Maßnahme M464a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M464a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Bundesnetzagentur betonte in der Bestätigung des NEP 2019-2030, dass die Maßnahme M464a zu realisieren sei, um den Nutzen der SuedOstLink-Erweiterung DC20 zu heben. Die Maßnahme ist als Vorhaben 77 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2029 an.

Die Bundesnetzagentur erwartet vom Vorhabenträger hinreichende planerische Anstrengungen, damit die Maßnahme M464a vor der DC20 in Betrieb geht, da ansonsten DC20 nur eingeschränkt nutzbar ist.

Die Maßnahme ist als Neubau von drei 380 kV-Stromkreisen zwischen Isar und Altheim vorgesehen. Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass ein Parallelneubau auf 2 km Länge erforderlich sei, um die Stromkreise im Punkt Adlkofen neu anzuordnen und die fünf Stromkreise aufzunehmen.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 620 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M464a als erforderlich. Im Szenario B 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 60 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1700 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

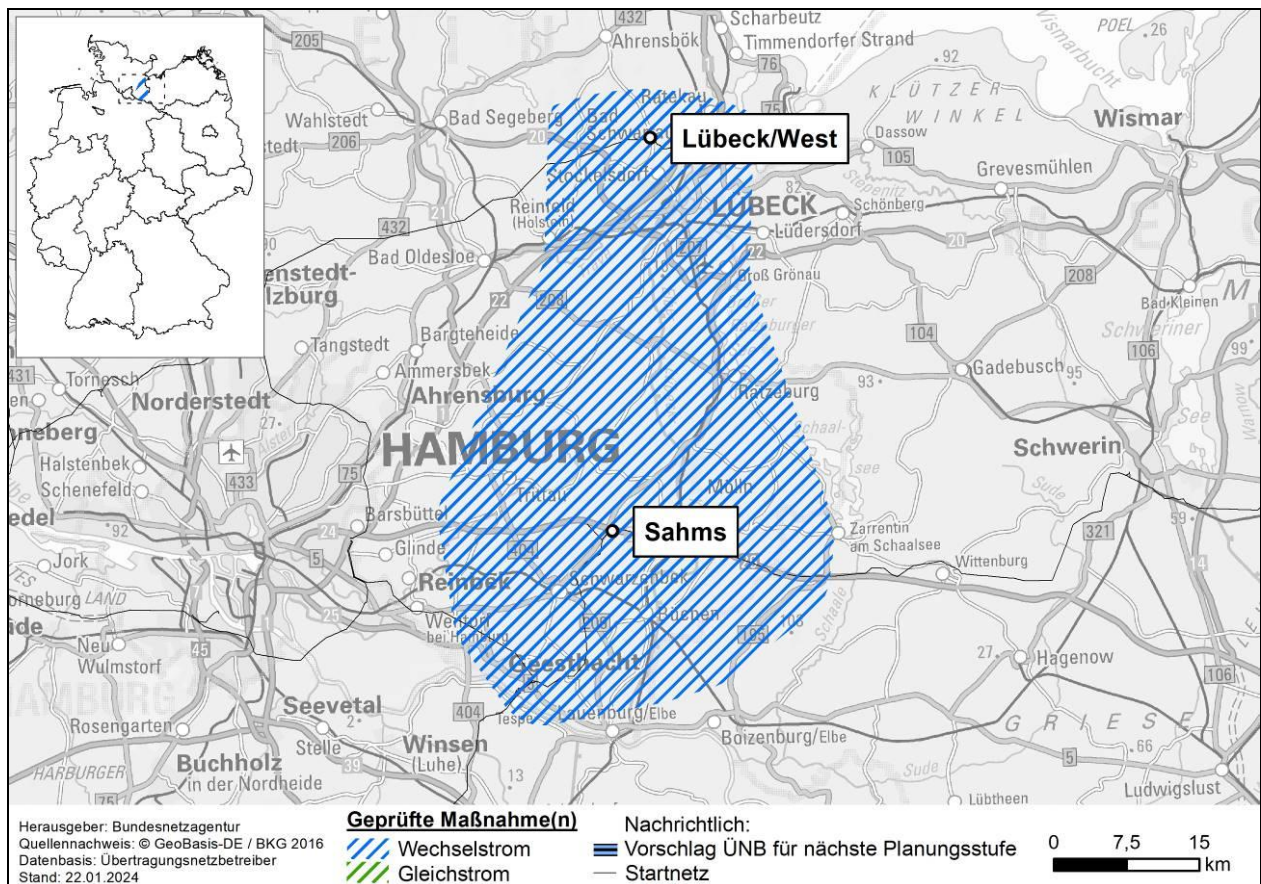
### Prüfungsergebnisse

P225 M464a		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 280 GWh	- 440 GWh	- 620 GWh
Leistungsfluss	Maximum	5400 MW	5100 MW	5220 MW
Auslastung	Durchschnitt	15 %	16 %	17 %
	Maximum	64 %	60 %	62 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	2 km
	<b>Ausbau</b>	8 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P227: Netzausbau: Lübeck/West – Sahms



Das Projekt P227 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins, sowie von Schleswig-Holstein nach Süden.

### M468: Lübeck/West – Sahms

Die Maßnahme M468a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M468a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2017-2030 beantragt und im NEP 2021-2035 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme war ursprünglich von den Übertragungsnetzbetreibern mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt Krümmel vorgeschlagen. Im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens hat der Gesetzgeber sich für den Netzverknüpfungspunkt Sahms (vorher: Ämter/Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land) entschieden. Die Maßnahme ist als Vorhaben 84 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll mit einer 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis eine neue Verbindung von Lübeck/West zum neu zu errichtenden Umspannwerk Sahms (ehemals Suchraum Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land, BBS) errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Lübeck/West verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues Umspannwerk in Sahms für die Einbindung des Verteilnetzes errichtet werden müsse. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 890 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M468 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 71 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1980 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

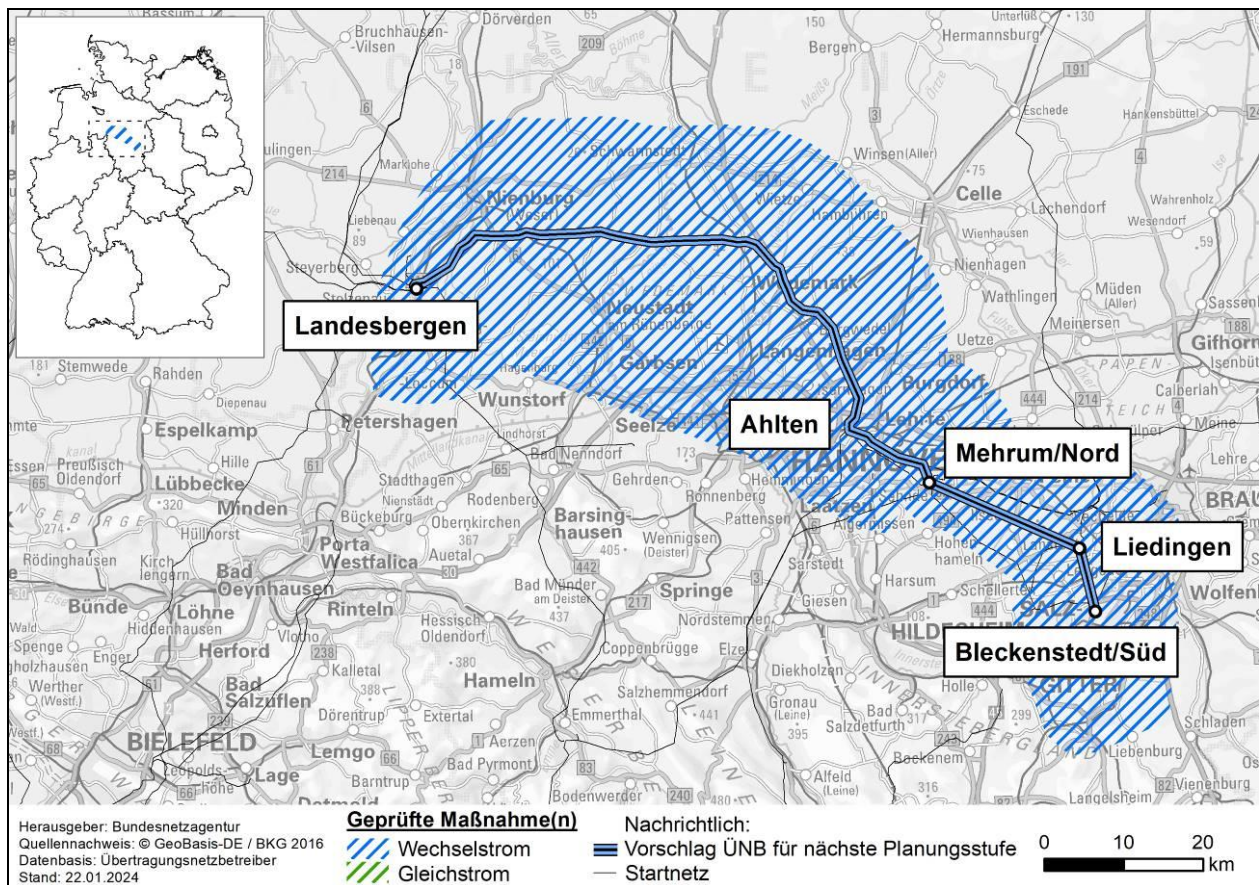
### Prüfungsergebnisse

P227 M468a		A 2037	B 2037	C 2037
<b>Überlastungsindex</b>		- 570 GWh	- 770 GWh	- 890 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	3960 MW	3960 MW	3980 MW
	<b>Durchschnitt</b>	21 %	22 %	22 %
<b>Auslastung</b>	<b>Maximum</b>	71 %	71 %	71 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	52 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P228: Netzverstärkung zwischen Landesbergen, Mehrum/Nord und Salzgitter



Das Projekt P228 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens.

**M469a: Landesbergen – Ahlten – Mehrum/Nord**

**M799: Mehrum/Nord – Liedingen**

Die Maßnahmen M469a und M799 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme 469a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2017-2030 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 59 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz. Die Maßnahmen waren bisher Teil der Maßnahme M24b des Projekts P33 und damit als Teil des Vorhabens 10 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen M469a und M799 im Jahr 2032 an.

Im Rahmen der Maßnahme M469a ist die Ablösung der vorhandenen 220 kV-Leitung von Landesbergen nach Mehrum/Nord durch eine neue 380 kV-Leitung mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von je 4000 A von Landesbergen über Ahlten (ehemals Lehrte) nach Mehrum/Nord vorgesehen. Weiterhin sieht die Maßnahme M799 eine Ablösung der bestehenden 220 kV-Leitung zwischen Mehrum und Bleckenstedt/Süd



durch eine 380 kV-Leitung über Hallendorf, Gleidingen und Wahle nach Liedingen mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von je 4000 A vor.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die bestehende Schaltanlage in Landesbergen und Liedingen sowie die im Rahmen von TTG-P115 neu zu errichtende 380 kV-Schaltanlage Mehrum/Nord zu erweitern seien. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Darüber hinaus sei in Ahlten ein neues 380/110 kV-Umspannwerk mit drei 380/110 kV-Transformatoren zu errichten. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 1250 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M469a und M799 als erforderlich. Im Szenario B 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 61 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1700 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

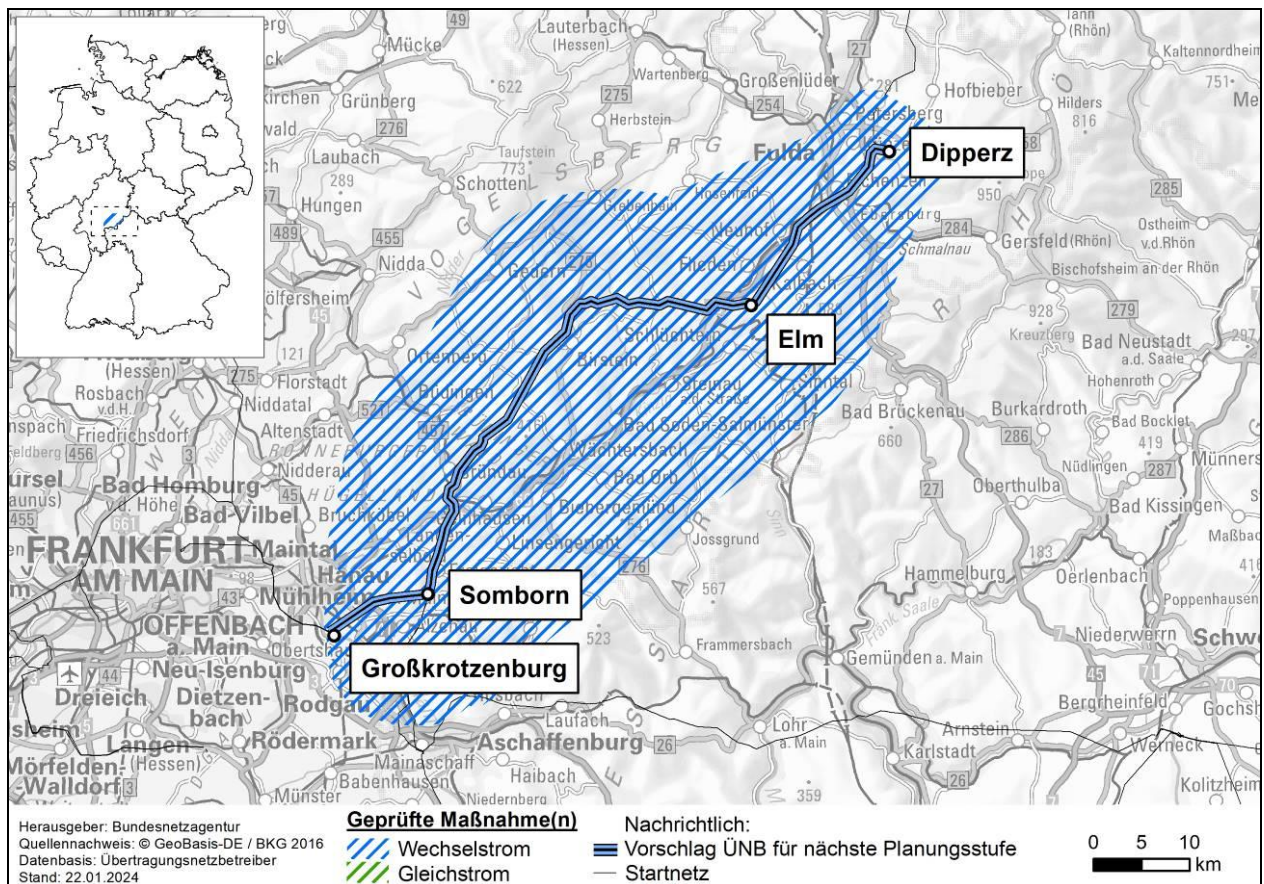
**Prüfungsergebnisse**

<b>P228 M469a, M799</b>		<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 1030 GWh	- 1140 GWh	- 1250 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	3520 MW	3400 MW	3540 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	20 %	19 %	19 %
	<b>Maximum</b>	63 %	61 %	63 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	138 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P230: Netzverstärkung zwischen Dipperz und Großkrotzenburg



Das Projekt P230 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Hessens.

### M802: Dipperz – Großkrotzenburg

Die Maßnahme M802 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M802 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2017-2030 beantragt, bisher jedoch noch nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Umbeseilung des bestehenden 380 kV-Doppelsystems soll die Stromtragfähigkeit zwischen Dipperz und Großkrotzenburg auf 4000 A je Stromkreis ertüchtigt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Dipperz und Großkrotzenburg sowie die im Rahmen von P500 neu geplante 380 kV-Schaltanlage Somborn (Suchraum Gemeinde Freigericht/Stadt Alzenau) verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

In Elm (Suchraum Stadt Schlüchtern/Gemeinde Flieden) sei ein neues 380/110 kV-Umspannwerk mit drei 380/110 kV-Transformatoren zu errichten und voll in die Leitung einzuschleifen. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 540 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M802 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 87 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2320 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

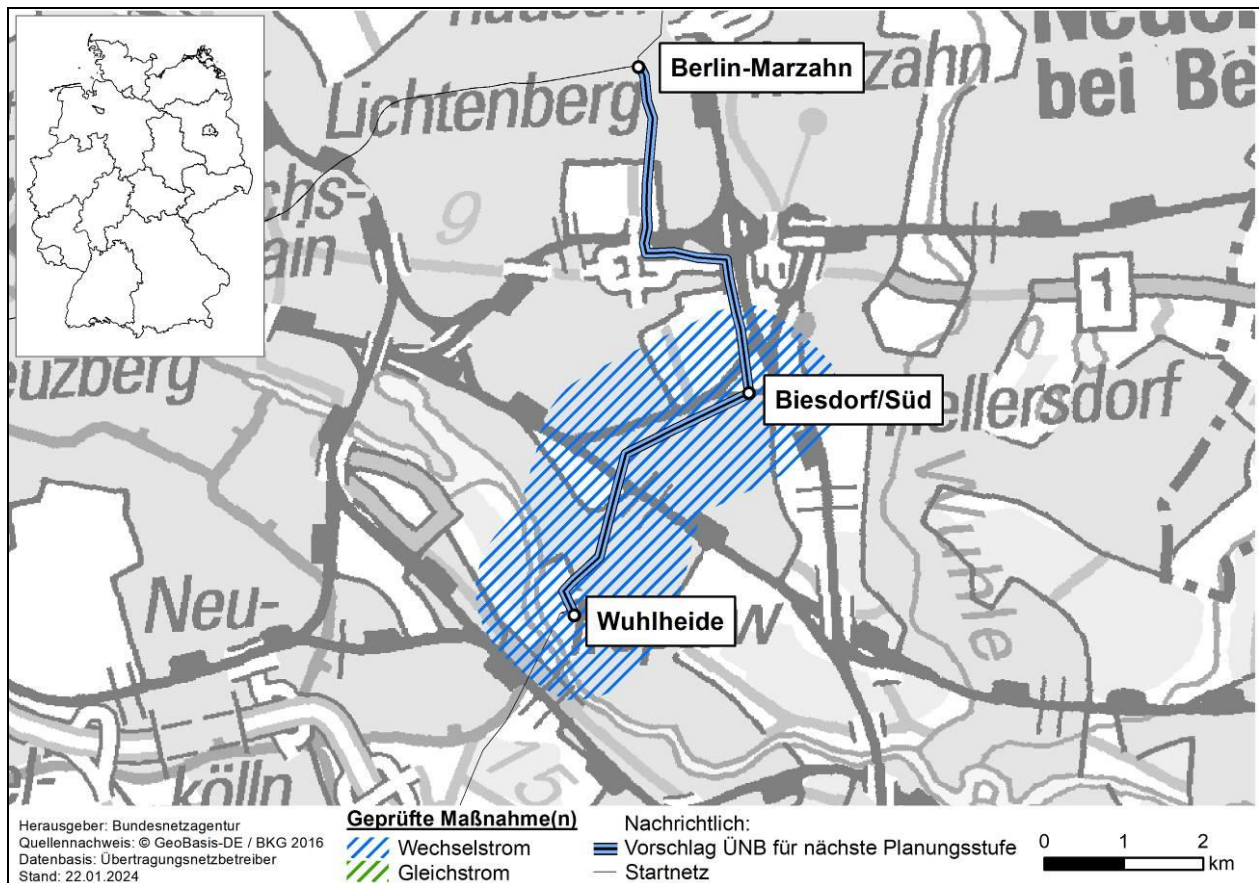
### Prüfungsergebnisse

P230 M802		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 320 GWh	- 380 GWh	- 540 GWh
Leistungsfluss	Maximum	4640 MW	4720 MW	5000 MW
	Durchschnitt	32 %	31 %	32 %
Auslastung	Maximum	87 %	89 %	94 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	89 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P252: Netzverstärkung Marzahn – Wuhlheide



Das Projekt P252 erhöht die Versorgungssicherheit Berlins.

### M534a: Punkt Biesdorf/Süd – Wuhlheide

Die Maßnahme M534a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M534a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 87 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 220 kV-Schaltanlage Wuhlheide durch eine neue 380 kV-Schaltanlage ersetzt werden und durch Neubau in bestehender Trasse soll die 220 kV-Leitung vom Marzahn nach Wuhlheide durch eine 380 kV-Leitung ersetzt werden.

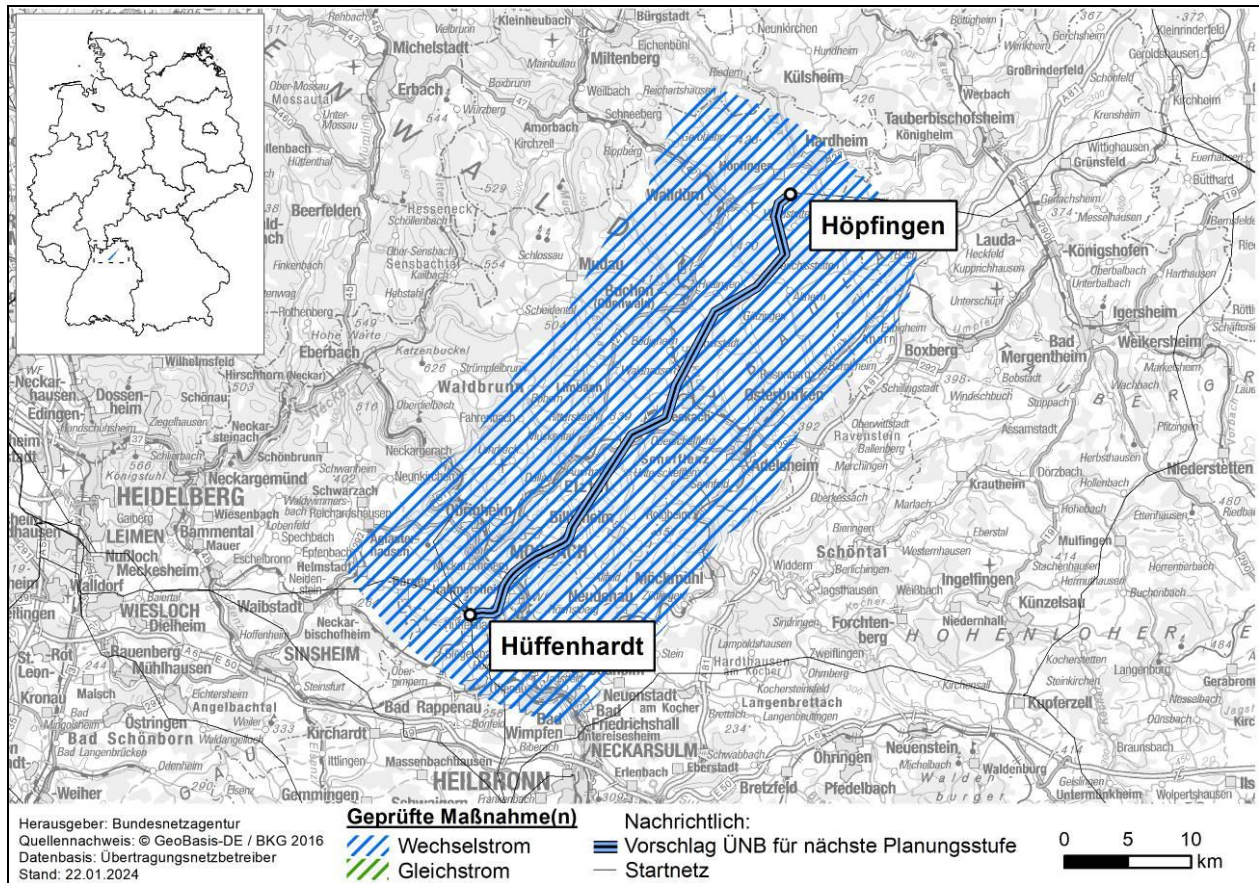
#### Bewertung

Durch die Errichtung einer neuen 380 kV-Schaltanlage und ihre Anbindung an das Höchstspannungsnetz erhöht die Maßnahme M534a die Versorgungssicherheit Berlins bei Ausfällen während betrieblich notwendiger Freischaltung aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten.

**Auf einen Blick**

<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	4 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		50Hertz Transmission

## P302: Netzverstärkung zwischen Höpfingen und Hüffenhardt



Das Projekt P302 mit der Maßnahme M511 erhöht die Versorgungssicherheit im Nordosten von Baden-Württemberg.

### M511: Höpfingen – Hüffenhardt

Die Maßnahme M511 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M511 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2017-2030 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 68 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Bisher existiert nur ein 380 kV-Stromkreis zwischen Höpfingen und Hüffenhardt. Mit der Maßnahme M511 soll ein zweiter 380 kV-Stromkreis von Höpfingen nach Hüffenhardt auf bestehenden Masten aufgelegt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Höpfingen und Hüffenhardt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.



## Wirksamkeit

Die Maßnahme M511 wird nicht mit der Vermeidung einer (n-1)-Verletzung im Übertragungsnetz selbst begründet. Die Überlastungen, denen sie vorbeugen soll, treten im unterlagerten 110 kV-Netz zwischen Höpfingen und Hüffenhardt auf. Die Bundesnetzagentur hatte im NEP 2019-2030 die Wirksamkeit der Maßnahme deshalb mithilfe eines integrierten Netzdatensatzes überprüft, der die relevante 110 kV-Netzgruppe des betroffenen Verteilnetzbetreibers enthält.

Bei der Prüfung im Netzentwicklungsplan 2019-2030 wurde festgestellt, dass im Falle eines Ausfalls des bestehenden 380 kV-Stromkreis zwischen Höpfingen und Hüffenhardt in hochbelasteten Stunden dies dazu führt, dass das 110 kV-Netz zwischen Höpfingen und Hüffenhardt bis zu 200 % ausgelastet war. Durch Hinzunehmen der Maßnahme M511 reduzierte sich die Auslastung dann auf unter 100 %. Der bestehende 380 kV-Stromkreis zwischen Höpfingen und Hüffenhardt war dabei im (n-0)-Fall mit ca. 35 % ausgelastet.

In der Prüfung zum NEP 2023-2037/2045 zeigt sich, dass der bestehende 380 kV-Stromkreis zwischen Höpfingen und Hüffenhardt ohne die Maßnahme M511 in allen drei Szenarien des Zieljahres 2037 bereits mit bis zu 92 % im (n-0)-Fall ausgelastet ist. Dies ist in allen drei Szenarien eine deutlich höhere Auslastung verglichen mit der Prüfung zum NEP 2019-2030. Dies führt dazu, dass das 110 kV-Netz zwischen Höpfingen und Hüffenhardt deutlich höher ausgelastet ist als im Rahmen der Prüfung im Netzentwicklungsplan 2019-2030.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum BBPlG 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

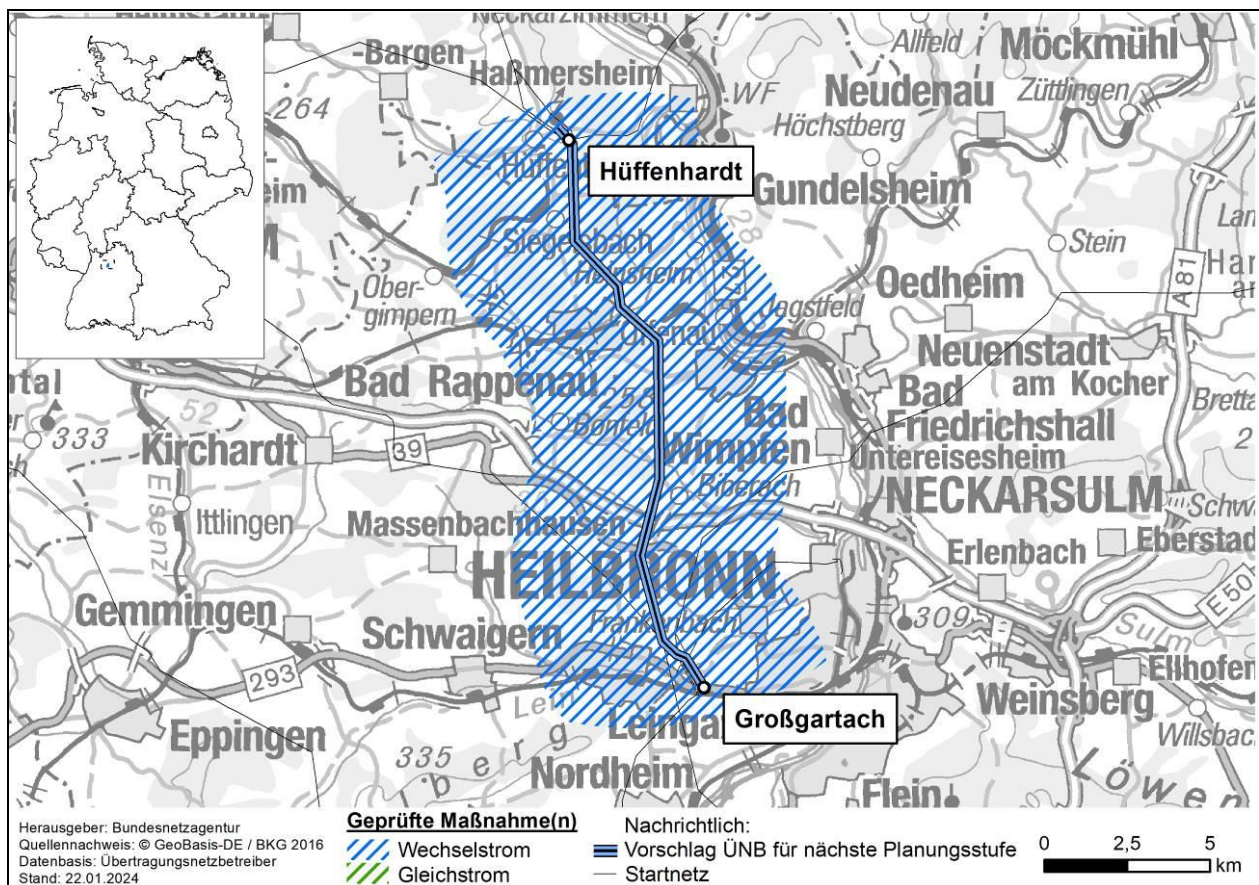
## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Auf einen Blick

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	46 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TransnetBW

## P303: Netzverstärkung Heilbronn



Das Projekt P303 erhöht die Übertragungskapazität im Norden von Baden-Württemberg.

### M513: Großgartach – Hüffenhardt

Die Maßnahme M513 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M513 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2017-2030 beantragt. Bisher wurde die Maßnahme nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Durch die Maßnahme M513 wird ein zusätzlicher 380 kV-Stromkreis zwischen Großgartach und Hüffenhardt durch eine Spannungsumstellung eines bereits aufliegenden 220 kV-Stromkreises bis 2030 erstellt. Die Maßnahme M513 kann laut den Übertragungsnetzbetreibern bis zur Umsetzung der Maßnahme M857 im Jahr 2037 kurzfristig mit geringeren zusätzlichen Kosten umgesetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Großgartach und Hüffenhardt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 190 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M513 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 115 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1690 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P303 M513		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 80 GWh	- 170 GWh	- 190 GWh
Leistungsfluss	Maximum	1690 MW	1910 MW	1850 MW
	Durchschnitt	25 %	27 %	27 %
Auslastung	Maximum	115 %	129 %	125 %

## M857: Großgartach – Hüffenhardt

Die Maßnahme M857 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M857 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037 beantragt. Bisher wurde die Maßnahme nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Mit der Maßnahme M857 wird durch einen Ersatzneubau die Stromtragfähigkeiten der beiden 380 kV Stromkreise von Großgartach nach Hüffenhardt erhöht.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Großgartach und Hüffenhardt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 320 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M37 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 66 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1680 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Bewertung

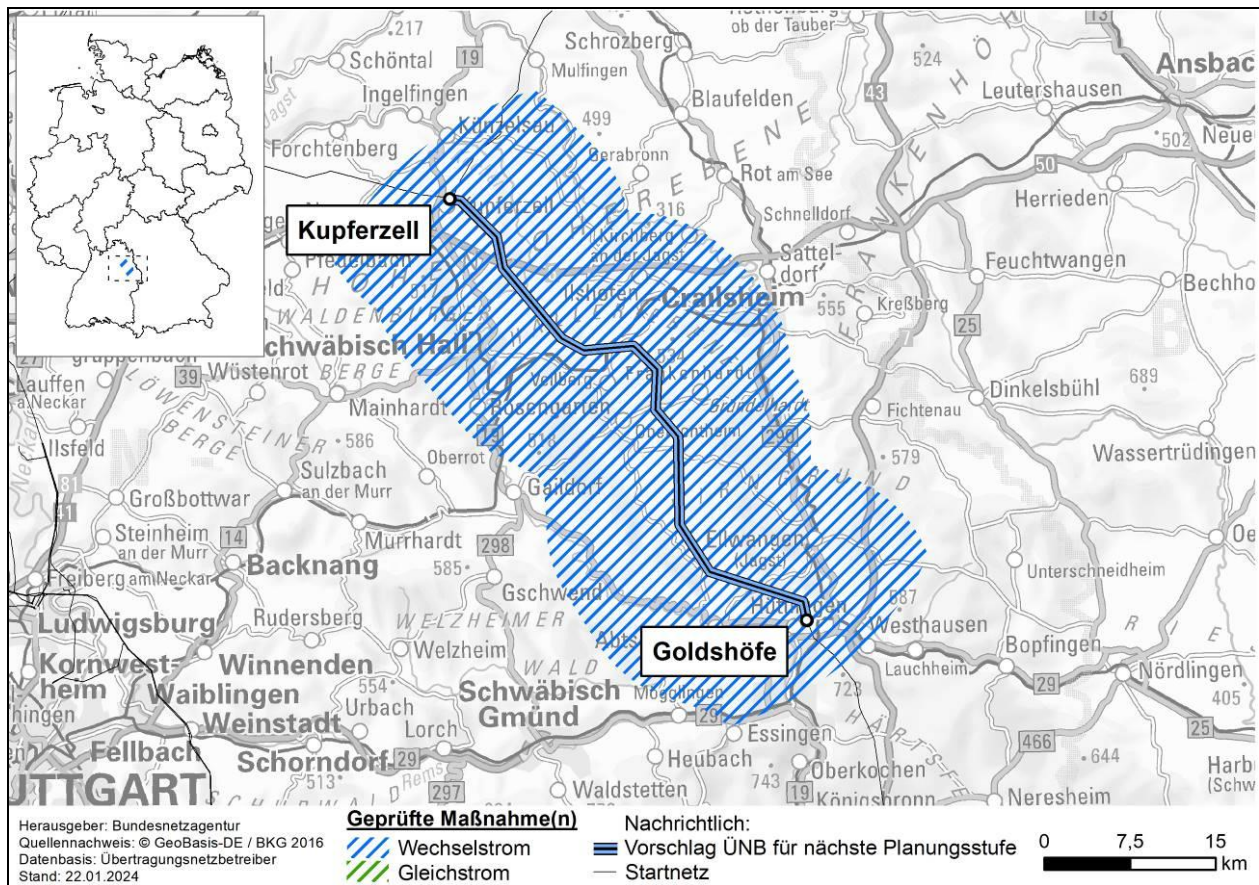
Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P303 M857		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 110 GWh	- 260 GWh	- 320 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3360 MW	3820 MW	3700 MW
	Durchschnitt	15 %	16 %	16 %
Auslastung	Maximum	66 %	75 %	73 %

<b>Auf einen Blick</b>	<b>P303</b>	<b>M513</b>	<b>M857</b>
<b>Wirksamkeit</b>		ja	ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja	ja
<b>NOVA</b>		V	V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	19 km	19 km
	<b>Ausbau</b>	-	-
<b>bestätigt</b>		ja	ja
<b>Vorhabenträger</b>		TransnetBW	TransnetBW

## P304: Netzverstärkung Ost-Württemberg



Das Projekt P304 erhöht die Übertragungskapazität im Osten von Baden-Württemberg.

### M514: Kupferzell – Goldshöhe 1 (Ad-hoc-Maßnahme)

### M850: Kupferzell – Goldshöhe 2

Die Maßnahmen M514 und M850 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M514 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2017-2030 und die Maßnahme M850 erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M514 im Jahr 2030 und für die Maßnahme M850 im Jahr 2037 an.

Durch die Maßnahme M514 wird ein zusätzlicher 380 kV-Stromkreis zwischen Kupferzell und Goldshöhe bis zum Jahr 2030 ergänzt. Anschließend wird mit der Maßnahme M850 bis 2037 der bestehende 380 kV-Stromkreis durch einen leistungsfähigeren ersetzt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Goldshöhe und Kupferzell verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die

Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 40 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M514 und M850 als erforderlich. Im Szenario C 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 72 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1830 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternative Maßnahme untersucht.

### Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

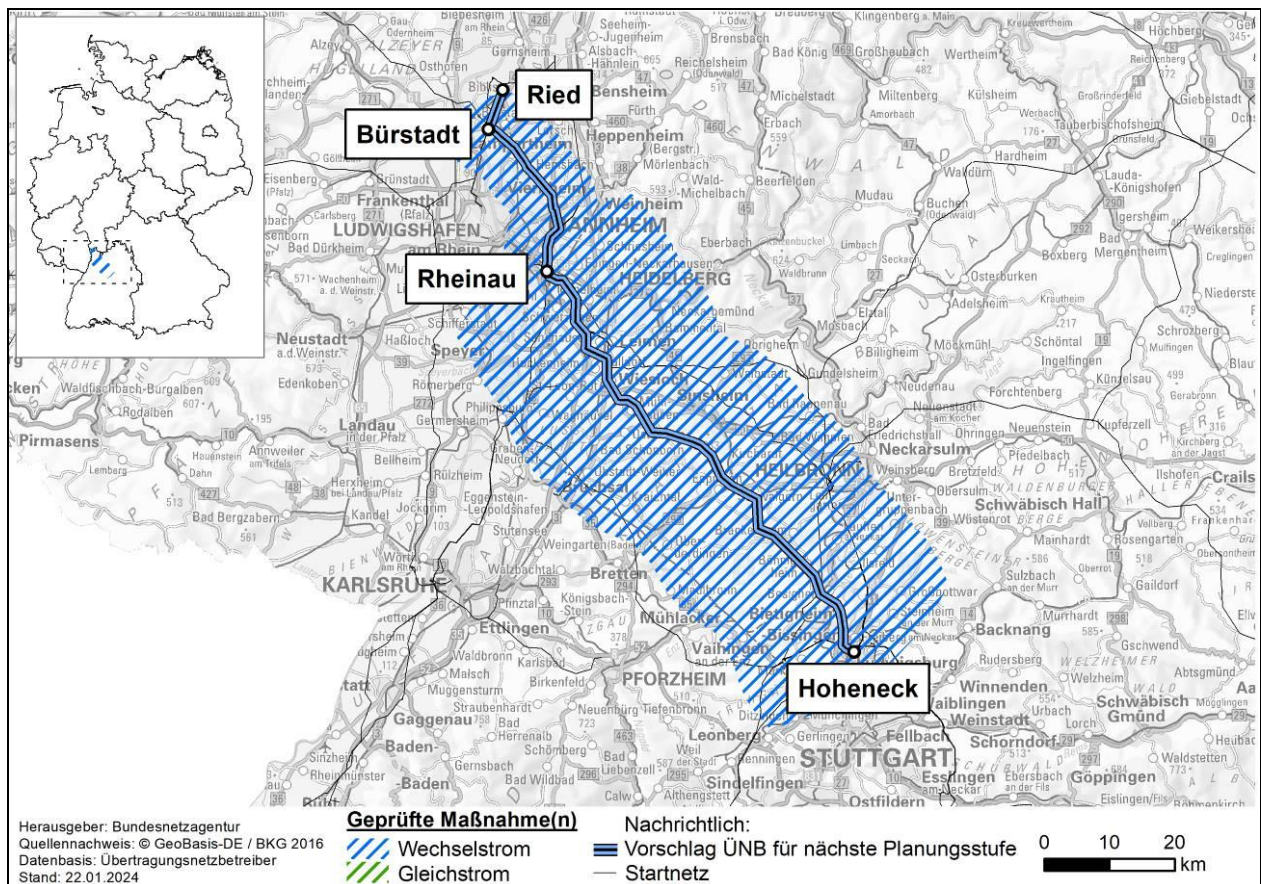
P304 M514/M850		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 40 GWh	- 30 GWh	- 40 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3860 MW	3720 MW	3660 MW
	Durchschnitt	15 %	16 %	15 %
Auslastung	Maximum	76 %	73 %	72 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	110 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TransnetBW



## P309: Netzverstärkung Bürstadt – Hoheneck (Ad-hoc-Maßnahme)



Das Projekt P309 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Hessen und Baden-Württemberg.

### M484: Ried – Bürstadt – Hoheneck

Die Maßnahme M484 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M484 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2017-2030 beantragt und bisher nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Mit der Maßnahme soll ein 380 kV-Doppelsystem von Bürstadt über den geplante Offshore-Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Ried, über Rheinau und Friesenheimer Insel nach Hoheneck durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen ersetzt werden. Dabei soll in einem ersten Schritt die Strecke von Bürstadt über Rheinau nach Hoheneck durch die Umbeseilung ertüchtigt werden. Mit der Inbetriebnahme des Netzverknüpfungspunktes im Suchraum Ried, soll die Maßnahmen M484 bis dorthin verlängert werden.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 80 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M484 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 80 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1930 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

## Prüfungsergebnisse

P309 M484		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 25 GWh	- 80 GWh	- 70 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3860 MW	5040 MW	5120 MW
	Durchschnitt	27 %	27 %	26 %
Auslastung	Maximum	80 %	103 %	105 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	120 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

## P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy

Das Projekt P314 dient der Steuerung der Leistungsflüsse im Saarland.

### M489: Phasenschiebertransformatoren in Ens Dorf

Die Maßnahme M489 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M489 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2017-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Am Standort Ens Dorf werden zwei Phasenschiebertransformatoren aufgestellt, um die Leistungsflüsse in Richtung Vigy steuern zu können.

#### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 230 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

#### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

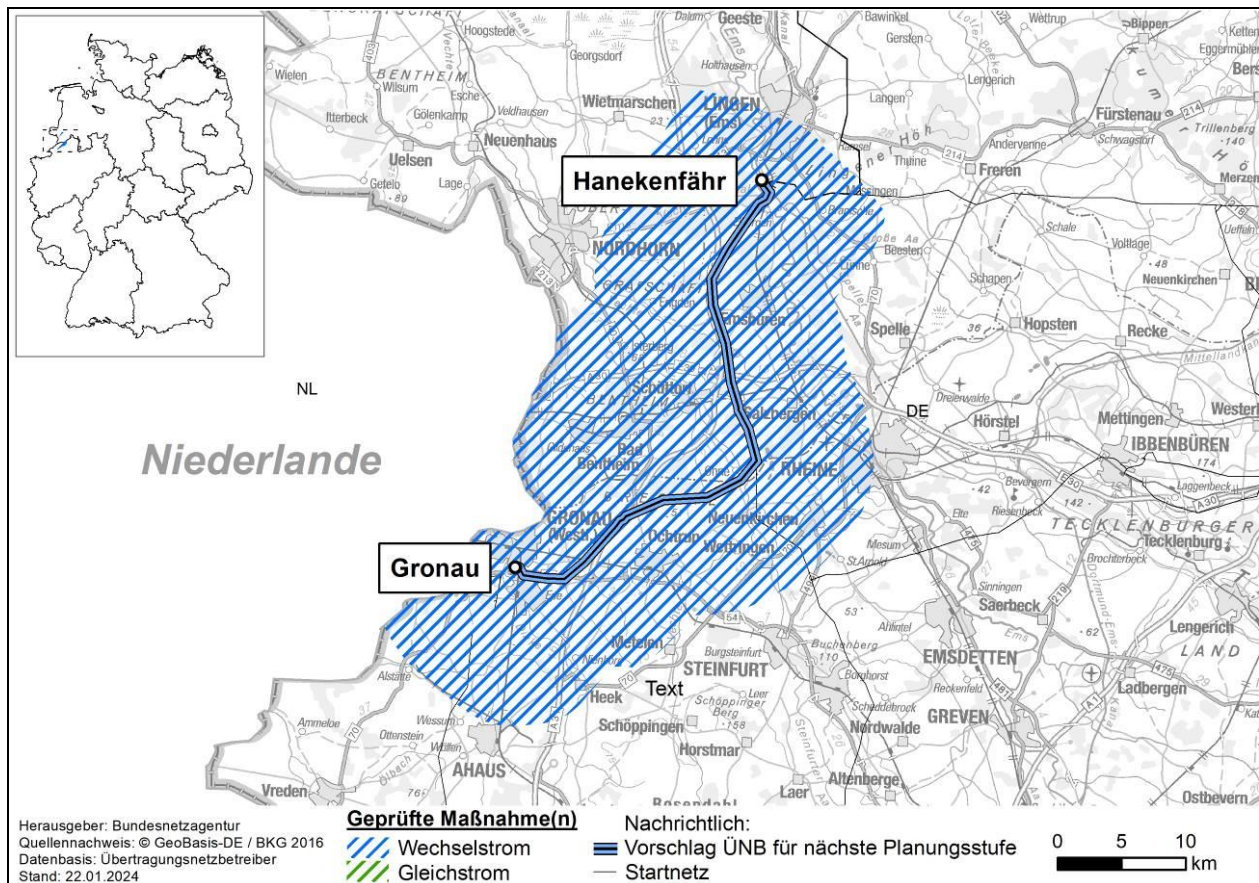
#### Prüfungsergebnisse

P314 M489	A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex	- 130 GWh	- 170 GWh	- 230 GWh

#### Auf einen Blick

Wirksamkeit	ja
NOVA	O
bestätigt	ja
Vorhabenträger	Amprion

## P315: Netzausbau Hanekenfähr – Gronau



Das Projekt P315 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen.

### M491: Hanekenfähr – Gronau

Die Maßnahme M491 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M491 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2025 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2017-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 63 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2033 an.

Mit der Maßnahme sollen zwei Stromkreise von Hanekenfähr verstärkt und zwei zusätzliche Stromkreise zwischen Hanekenfähr und Gronau errichtet werden. Zur Lastflusssteuerung in Richtung Niederlande sollen zwei Phasenschiebertransformatoren errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass mit der Maßnahme die 220 kV-Ebene in Hanekenfähr und in der Folge auch einige 220 kV-Stromkreise entfallen müssten. Dadurch müssten auch bestehende Anschlüsse geändert werden. Daneben werden auch noch weitere Folgemaßnahmen aufgeführt. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 570 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M491 erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 61 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 3040 MW für das Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

## Prüfungsergebnisse

P315 M491		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 250 GWh	- 470 GWh	- 570 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3040 MW	3200 MW	3620 MW
	Durchschnitt	24 %	25 %	27 %
Auslastung	Maximum	61 %	64 %	69 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	94 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

## **P329: Zweiter DC-Interkonnektor zwischen Deutschland und Großbritannien (DE – UK)**

Das Projekt P329 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Großbritannien.

### **M533: Niederlangen – Großbritannien**

Bei der Maßnahme M533 handelt es sich um ein Interkonnektoren-Projekt, welches nach Genehmigung des Szenariorahmens mittels volkswirtschaftlicher Kosten-Nutzen-Analyse zu prüfen ist.

Die Maßnahme M533 wird bestätigt.

### **Beschreibung**

Bei der Maßnahme handelt es sich nicht um ein Projekt eines Übertragungsnetzbetreibers mit Regelzonenverantwortung, sondern eines Dritten als Vorhabenträgers, welches erstmalig im TYNDP 2020 und erneut im TYNDP 2022 vorgeschlagen wurde. Nach Rücksprache des Vorhabenträgers mit TenneT TSO wurde das Projekt nun erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 vorgeschlagen.

Mit der Maßnahme soll ein HGÜ-Seekabel mit einer Übertragungsleistung von 1,4 GW zwischen Deutschland und Großbritannien, sowie die dazugehörigen Konverterstationen errichtet werden. Als Netzverknüpfungspunkt auf deutscher Seite wurde von TenneT TSO das Umspannwerk Niederlangen genannt.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### **Konsultation**

Ein Konsultationsbeitrag erwähnt, dass der im NEP Entwurf skizzierte Verlauf der Trasse durch das Naturschutzgebiet Außenems nicht möglich sei, da dort keine Platzkapazitäten für weitere Kabelprojekte seien.

Die Kartendarstellung im NEP ist mangels bestehender Trasse rein schematisch. Daher lässt sich aus ihr nicht der tatsächliche Leitungsverlauf ableiten. Dessen Bestimmung ist auch nicht Gegenstand des NEP, sondern den nachgelagerten Planungsverfahren vorbehalten.

### **Bewertung**

Die Bewertung der Maßnahme mittels Kosten-Nutzen-Analyse durch den Gutachter der Bundesnetzagentur, zeigte einen positiven Netto-Nutzen in allen 2037 Szenarien, insbesondere hinsichtlich der Konsumentenrenten, der zusätzlichen Integration Erneuerbarer Energien und der Verringerung des Bedarfs an lastnaher Reserve.

<b>B 2037</b>	<b>Volksw.</b>		<b>Einsparung</b>	<b>Gesamt</b>
	<b>Nutzen</b>	<b>Klimafolgekosten</b>	<b>lastnahe Reserve</b>	
<b>Europa</b>	124.6	32.5	235.3	392.4
<b>Deutschland</b>	229.2	36.2	224.1	489.5
<b>Konsumenten</b>	163.6			0.00
<b>Produzenten</b>	212.9	-		0.00
<b>Engpassrenten</b>	-147.4	-		0.00
<b>Redispatch</b>	-9.7	-2.3		-12.0
<b>Gesamt DE</b>	219.5	33.9	224.1	477.5

Werte in Mio. €, positive Klimafolgekosten bedeuten eine Einsparung an CO<sub>2</sub>-Emissionen

<b>Gesamtbetrachtung</b>	<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Kosten</b>	3.16	3.16	3.16
<b>Gesamtnutzen DE</b>	13.87	17.52	31.52

Werte in Mrd. €, Angenommene Lebensdauer 40 Jahre.

### **Auf einen Blick**

<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	540 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Dritte

## P353: Querregeltransformatoren (PST) am Abzweig Waldeck (ehemals Twistetal) (Ad-hoc-Maßnahme)

Das Projekt P353 dient der Steuerung der Leistungsflüsse innerhalb Hessens.

### M532: Querregeltransformatoren (PST) Waldeck 2 (ehemals Twistetal) (Ad-hoc-Maßnahme)

Die Maßnahme M532 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M532 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2028 an.

An der neu zu errichtenden 380 kV-Schaltanlage Waldeck2 werden vier Phasenschiebertransformatoren aufgestellt, um die Leistungsflüsse in Richtung Borken steuern zu können.

#### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 390 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

#### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

#### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerec

ht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

#### Prüfungsergebnisse

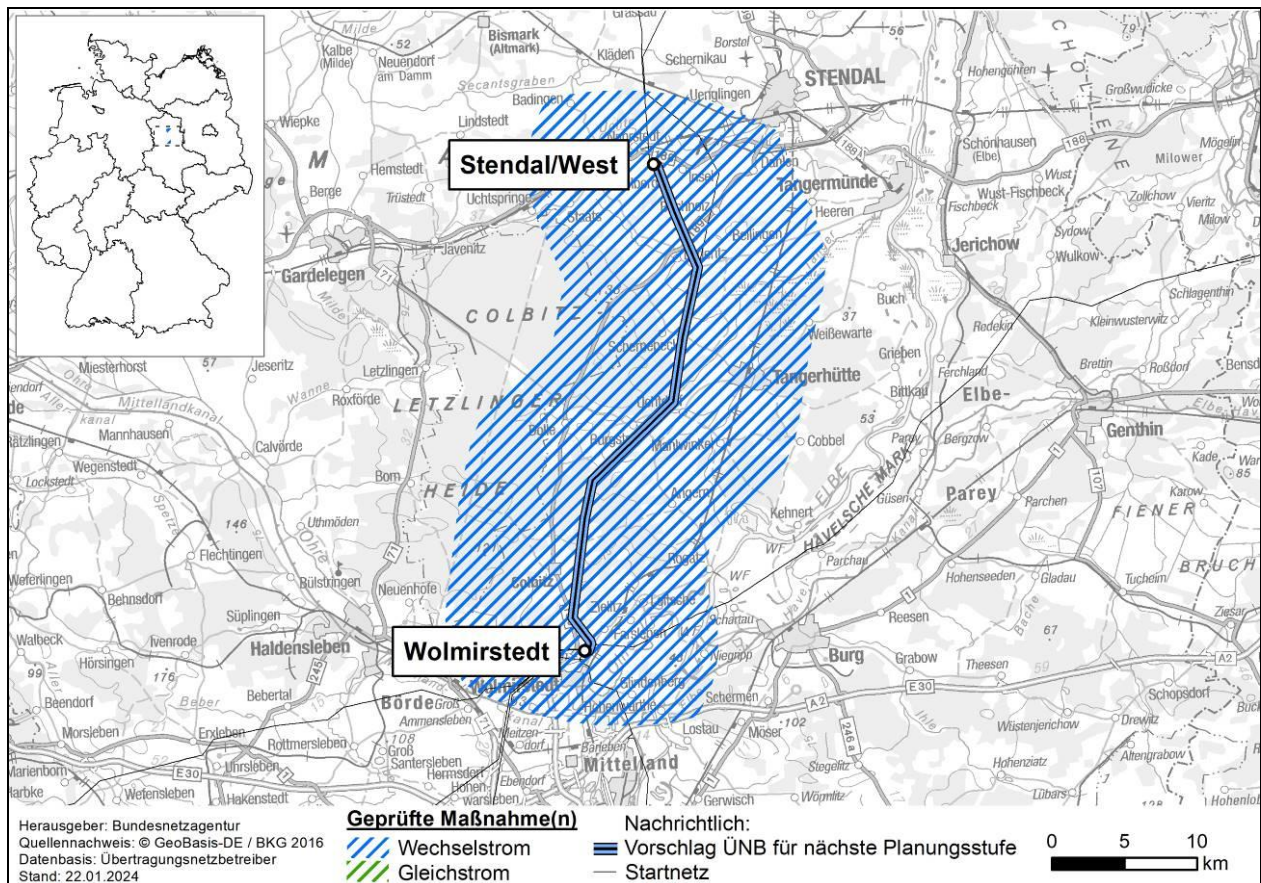
P353 M532	A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex	- 270 GWh	- 390 GWh	- 340 GWh



**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	A
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT

## P359: Netzverstärkung und -ausbau: Stendal/West – Wolmirstedt



Das Projekt P359 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Sachsen-Anhalts.

### M571: Stendal/West – Wolmirstedt

Die Maßnahme M571 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M571 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und im NEP 2021-2035 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Teil des Vorhaben 60 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Durch die Umbeseilung einer bestehenden 380 kV-Leitung mit geringerer Stromtragfähigkeit soll die Stromtragfähigkeit zwischen Stendal/West und Wolmirstedt auf 4000 A je Stromkreis erhöht werden. Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass in einem ersten Schritt zunächst witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb umgesetzt werden soll. Dies erscheint grundsätzlich sinnvoll, wird jedoch im NEP nicht geprüft und bestätigt, sondern vorausgesetzt.

#### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 850 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen

drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M571 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 98 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2640 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P359 M571		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 620 GWh	- 820 GWh	- 850 GWh
Leistungsfluss	Maximum	5280 MW	5760 MW	5860 MW
	Durchschnitt	33 %	34 %	34 %
Auslastung	Maximum	98 %	107 %	109 %

### Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	37 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission

## **P360: Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH**

Das Projekt umfasst Blindleistungskompensationsanlagen zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Sicherstellung der Spannungsstabilität sowie Erbringung von Momentanreserve in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH.

### **Beschreibung Blindleistung**

Das Projekt enthält Drosselspulen an den Standorten Altdöbern, Putlitz/Süd, Altentreptow/Süd, Suchraum Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen, Beetzsee/Nord, Reuter, Pulgar, Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt, Streumen, Altenfeld, Remptendorf, Suchraum Gemeinde Ebenheim, Mitte, Suchraum Eulenberg, Jessen/Nord, Suchraum Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Stadtbezirk Klotzsche, Suchraum Gemeinde Heideland/Walpernhain/Droyssig/Osterfeld, Bärwalde, Bentwisch, Güstrow, Pasewalk, Parchim/Süd, Suchraum Hamburg/Nordost, Bertikow, Preilack, Thyrow, Berlin/Südost, Malchow, Suchraum Gemeinde Osterburg, Suchraum Gemeinden Schwanebeck/Huy, Streumen, Delitzsch, Eula, Weida, Wolkramshausen und Suchraum Grüntal/Finow. Weitere Anlagen sind in Mecklenburg-Vorpommern und Hamburg geplant.

Insgesamt ergibt sich für das Projekt eine aufsummierte statische induktive Blindleistung von 7,1 Gvar.

Darüber hinaus beinhaltet das Projekt mechanisch schaltbare Kondensatorenbanken (MSCDN) an den Standorten Röhrsdorf, Osterburg, Altenfeld, Hamburg/Süd, Hamburg/Ost, Beetzsee/Nord, Stendal/West, Pulgar, Perleberg, Güstrow, Siedenbrünzow, Suchraum Grabowhöfe, Vierraden, Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt, Wolmirstedt, Wolkramshausen, Suchraum Stadt Jerichow und Erweiterung der Kompensationsanlage in Vieselbach. Insgesamt ergibt sich für das Projekt eine aufsummierte statische kapazitive Blindleistung von 7,3 Gvar.

Als dritten Punkt beinhaltet das Projekt STATCOM-Anlagen zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung an den Standorten Röhrsdorf, Siedenbrünzow, Neuenhagen, Malchow, Remptendorf, Streumen, Iven, Suchraum Gemeinde Osterburg, Eula, Suchraum Gemeinde Ebenheim, Suchraum Gemeinde Schwanebeck/Huy, Reuter, Wolkramshausen, Preilack, Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt, Vieselbach, Suchraum Eulenberg und perspektivisch in den Regionen Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Thüringen. Zur Bereitstellung von Momentanreserve sind für die regelbaren Blindleistungskompensationseinheiten teilweise Kurzzeitspeicher vorgesehen. Insgesamt ergibt sich bis zum Betrachtungsjahr 2037 eine aufsummierte dynamische Blindleistung von 7,2 Gvar.

### **Bewertung Blindleistung**

Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung nur die Anlagen berücksichtigt, die bis zum Jahr 2037, dem Zieljahr dieser Bestätigung, beantragt wurden.

Die Bundesnetzagentur bestätigt auf Grundlage der im Abschnitt IV B 5.2 beschriebenen Methodik folgende Blindleistungsbudgets für die Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH, welche zur Umsetzung der beantragten Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen:

- 7,1 Gvar statisch induktiver Blindleistung,
- 5,1 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung,
- 3,9 Gvar dynamischer Blindleistung.

### **Beschreibung Momentanreserve**

Das Projekt umfasst E-STATCOM zur Erbringung von Momentanreserve an den Standorten Malchow, Streumen, Remptendorf, Iven, Preilack, Schwanebeck, Oschatz, Eula, Ebenheim, Wolkramshausen, Zerbst und Vieselbach. Außerdem enthält das Projekt um zusätzliche Schwungmasse erweiterte RPSA an den Standorten Reuter und Neuenhagen. Diese Anlagen stellen kombiniert Momentanreserve in Höhe von 29,85 GJ.

### **Bewertung Momentanreserve**

Die Bundesnetzagentur bestätigt wie in Abschnitt IV B 5.3 ausgeführt einen durch die 50Hertz Transmission GmbH im Rahmen des Projekts erbringbaren Momentanreservebeitrag von insgesamt 25,375 GJ. Dieser ist durch Anlagen zu stellen, die auch innerhalb des Blindleistungsbudgets benötigt werden.

## **P366: Umstrukturierung Großraum Frankfurt**

Das Projekt P366 umfasst mehrere Maßnahmen im Großraum Frankfurt.

### **M433: Großkrotzenburg**

Die Maßnahme M433 wird nicht bestätigt.

#### **Beschreibung**

Die Maßnahme M433 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2021-2035 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme zwischen den Jahren 2025 und 2037 an.

Mit der Maßnahme sollen drei bestehende 380/220 kV-Netzkuppeltransformatoren im Umspannwerk Großkrotzenburg durch leistungsfähigere ersetzt werden. Da der Standort Großkrotzenburg von mehreren Maßnahmen betroffen ist, durch welche die 220 kV-Netzebene in Großkrotzenburg bis 2037 entfällt, werden die Netzkuppeltransformatoren im Zieljahr 2037 nicht mehr benötigt.

#### **Bewertung**

Die Wirksamkeit konnte für das Zieljahr 2037 nicht nachgewiesen werden, da aufgrund der fehlenden 220 kV-Netzebene im Jahr 2037 380/220 kV-Netzkuppeltransformatoren im Umspannwerk Großkrotzenburg nicht mehr benötigt werden.

### **M969 Großkrotzenburg – Großkrotzenburg 2**

Die Maßnahme M969 wird bestätigt.

#### **Beschreibung**

Die Maßnahme M969 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse sollen von der bestehenden Station Großkrotzenburg zur geplanten Station Großkrotzenburg 2 zwei 380 kV-Doppelleitungen realisiert werden. Diese Leitungen sollen im Betrieb genutzt werden um durch Verschaltungsänderungen das Übertragungsnetz zu entlasten.

#### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 159 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag begrüßt das Projekt P366 und betont, dass bereits jetzt die Notwendigkeit eines zusätzlichen 380/110 kV-Umspannwerks mit entsprechender Netzanschlusskapazität in direkter Nachbarschaft zum Kraftwerksstandort Staudinger bestehe. Daher sei die Ausbaumaßnahme zeitlich zu priorisieren.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P366 M969	A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex	- 110 GWh	- 133 GWh	- 159 GWh

Auf einen Blick	M433	M969
Wirksamkeit	-	ja
NOVA	V	O
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	2 km
bestätigt	nein	ja
Vorhabenträger	TenneT TSO	TenneT TSO

## **P400: Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve in der Regelzone der TenneT TSO GmbH**

Das Projekt umfasst Blindleistungskompensationsanlagen zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Sicherstellung der Spannungsstabilität sowie Erbringung von Momentanreserve in der Regelzone der TenneT TSO GmbH.

Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung Anlagen berücksichtigt, die bis zum Jahr 2037, dem Zieljahr dieser Bestätigung, beantragt wurden.

### **Beschreibung Blindleistung**

Das Projekt enthält Drosselspulen an den Standorten Klixbüll/Süd, Lehrte, Ohlensehlen, Kriegenbrunn, Irsching, Altheim, Jardelund, Schuby/West, Stadorf, Unterweser, Bechterdissen, Ovenstedt, Helmstedt, Wahle, Hattdorf, Bleckenstedt/Süd, Ludersheim/West, Oberhaid, Raitersaich/West, Sittling, Schwandorf, Isar, Oberbachern, Ottenhofen, Pirach, Pleinting, Lübeck/West und Lüneburg. Darüber hinaus enthält das Projekt einen weiteren Bedarf an langsam regelnder induktiver Blindleistung in Höhe von 1,2 Gvar für die Regelzone der TenneT TSO GmbH.

Insgesamt ergibt sich für das Projekt eine aufsummierte statische induktive Blindleistung von 5,5 Gvar.

Darüber hinaus beinhaltet das Projekt mechanisch schaltbare Kondensatorbänke an den Standorten Klixbüll/Süd, Handewitt, Heide/West, Audorf/Süd, Wilster/West, Grohnde, Dipperz, Philippstahl, Twistetal, Würgau, Rottenburg, Simbach, Pirach, Asslar, Elm und Sittling. Weiterhin werden weitere 2,7 Gvar statische kapazitive Blindleistung im Netzgebiet der TenneT TSO GmbH beantragt. Die genauen Standorte dafür seien noch zu ermitteln. Insgesamt ergibt sich damit eine aufsummierte statische kapazitive Blindleistung von 7,4 Gvar.

Als dritten Punkt beinhaltet das Projekt STATCOM-Anlagen und rotierende Phasenschieber zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung. Dabei sind STATCOM-Anlagen mit Grid-Forming-Eigenschaften vorgesehen. STATCOM-Anlagen werden für die Standorte Stadorf, Bleckenstedt/Süd, Gießen/Nord, Eschborn, Raitersaich/West, Ingolstadt, Sittling, Elm, Altheim, Isar. Rotierende Phasenschieber sind für die Standorte Schuby/West, Lübeck/West, Wahle, Mehringen, Dipperz, Etzenricht, Oberbachern, Emden/Ost, Handewitt, Sottrum, Schwandorf, Pleinting vorgesehen. Darüber hinaus sind weitere STATCOM-Anlagen in der Größenordnung 3,9 Gvar zur Bereitstellung von dynamischer Blindleistung vorgesehen. Insgesamt ergibt sich damit aufsummiert eine dynamische Blindleistung von 10,5 Gvar.

### **Bewertung Blindleistung**

Die Bundesnetzagentur bestätigt auf Grundlage der im Abschnitt IV B 5.2 beschriebenen Methodik folgende Blindleistungsbudgets für die Regelzone der TenneT TSO GmbH, welche zur Umsetzung der beantragten Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen:

- 3,72 Gvar statisch induktiver Blindleistung,
- 5,4 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung,
- 6,3 Gvar dynamischer Blindleistung.



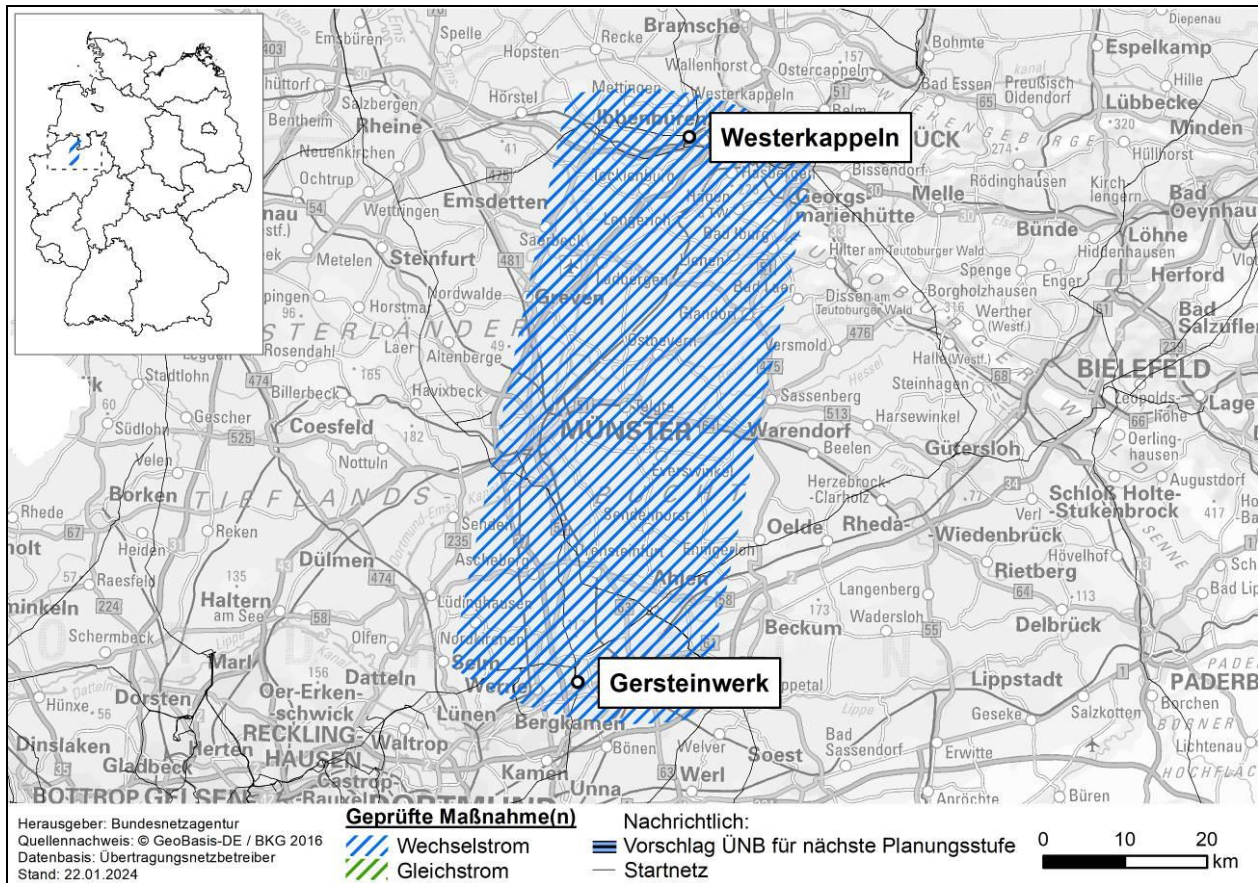
### **Beschreibung Momentanreserve**

Das Projekt umfasst E-STATCOM zur Erbringung von Momentanreserve an den Standorten Mehrum/Nord, Landesbergen/Eickum/Würgau, Stadorf, Bleckenstedt/Süd, Gießen/Nord, Eschborn, Raitersaich, Sittling, Ingolstadt, Altheim, Elm, Isar und Borken. Außerdem enthält das Projekt um zusätzliche Schwungmasse erweiterte RPSA an den Standorten Großkrotzenburg, Würgassen, Lübeck/West, Schuby/West, Mehringen, Etzenricht, Oberbachern, Plenting, Wahle, Dipperz, Bergheinfeld/West, Emden/Ost, Handewitt, Sottrum und Schwandorf. Darüber hinaus enthält das Projekt 13 Anlagen unspezifizierter Technologie an noch nicht festgelegten Standorten. Diese Anlagen stellen kombiniert Momentanreserve in Höhe von 108,375 GJ.

### **Bewertung Momentanreserve**

Die Bundesnetzagentur bestätigt wie in Abschnitt IV B 5.3 ausgeführt einen durch die TenneT TSO GmbH im Rahmen des Projekts erbringbaren Momentanreservebeitrag von insgesamt 107,875 GJ. Dieser ist durch Anlagen zu stellen, die auch innerhalb des Blindleistungsbudgets benötigt werden.

## P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk



Das Projekt P402 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens.

### M602: Westerkappeln – Gersteinwerk

Die Maßnahme M602 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M602 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2021-2035 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 89 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2033 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll mit einer 380 kV-Doppelleitung eine neue Verbindung von Westerkappeln nach Gersteinwerk erfolgen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Westerkappeln und Gersteinwerk erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Sofern es sich jedoch um eine Ertüchtigung aufgrund von gestiegenen Kurzschlussströmen handelt, ist dies als separate Maßnahme in den Netzentwicklungsplan einzubringen und

zu prüfen. Für die Schaltanlage Gersteinwerk ist dies die P612 M111 Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Gersteinwerk.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 1570 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M602 erforderlich. Im Szenario B 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 101 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 4690 MW für das Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

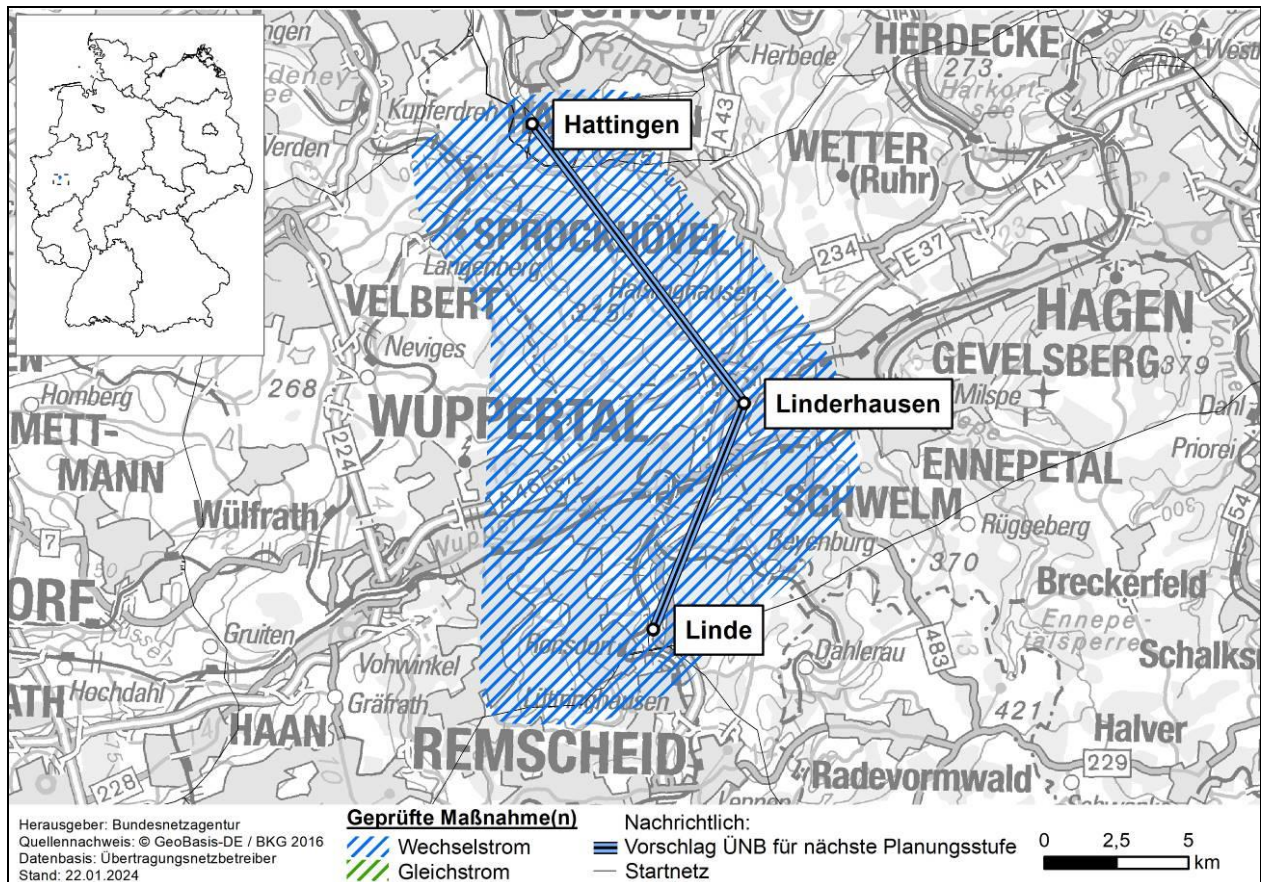
### Prüfungsergebnisse

P402 M602		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 560 GWh	- 1110 GWh	- 1570 GWh
Leistungsfluss	Maximum	4700 MW	4690 MW	5220 MW
	Durchschnitt	38 %	40 %	41 %
Auslastung	Maximum	101 %	101 %	113 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	89 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P403: Netzverstärkung Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)



Das Projekt P403 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens.

### M603: Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)

Die Maßnahme M603 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M603 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2021-2035 erstmals von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 64 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2033 an.

Von Hattingen, über das einfach eingeschlifene Umspannwerk Linderhausen, nach Linde (Bezirk Ronsdorf, Wuppertal) soll ein neues 380 kV-Doppelsystem in bestehender 220 kV-Trasse realisiert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Hattingen und Linde erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass eine neue Anlage bei

Linderhausen zur Versorgung des Raums Wuppertal/Schwelm errichtet und eingebunden werden muss. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 900 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M603 erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 64 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 3220 MW für das Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

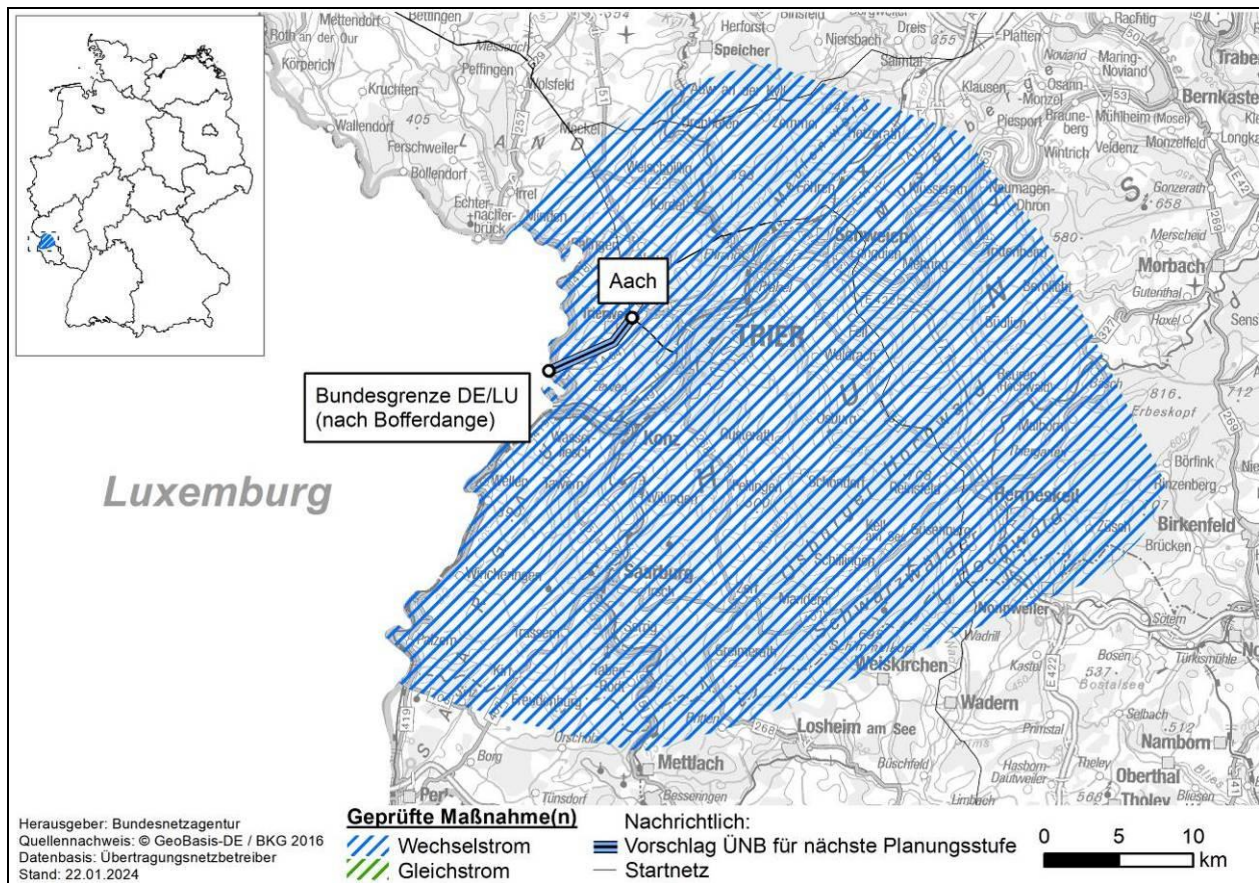
### Prüfungsergebnisse

P403 M603		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 400 GWh	- 740 GWh	- 900 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3220 MW	3210 MW	3530 MW
	Durchschnitt	21 %	22 %	21 %
Auslastung	Maximum	64 %	64 %	71 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	25 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P406: Netzverstärkung Aach – Bofferdange



Das Projekt P406 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Luxemburg und trägt zur Versorgungssicherheit bei.

### M606: Aach – Bundesgrenze (LU)

Die Maßnahme M606 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M606 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 71 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz. Im TYNDP ist das Projekt ebenfalls unter der Nummer 328 aufgeführt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2027 an.

Als Ersatz für die von Niederstedem und Uchtelfangen nach Luxemburg kommenden 220 kV-Stromkreise soll eine neue 380 kV-Doppelleitung von der neuen Station Aach nach Bofferdange errichtet werden. Die neue Station Aach soll in zwei 380 kV-Stromkreise von Niederstedem nach Uchtelfangen eingeschliffen werden.

Da dieser Interkonnektor innerhalb der gemeinsamen Preiszone von Deutschland und Luxemburg verläuft, wird die Maßnahme M606 anders als die restlichen Interkonnektoren außerhalb des



Energieleitungsausbaugesetzes oder des Bundesbedarfsplangesetzes keiner volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

### Wirksamkeit

Bei Ausfall des nördlichen Doppelsystems über Niederstedem und Bauler nach Flebourg kommt es in den Szenarios A 2037, B 2037 und C 2037 zu Auslastungen von bis zu 169 %, 160 % und 159 % auf den verbleibenden Stromkreisen. Mit Verstärkung des Netzes durch Umsetzung der Maßnahme M606 liegen die maximalen Auslastungen bei 47 %, 45 % und 42 %.

### Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

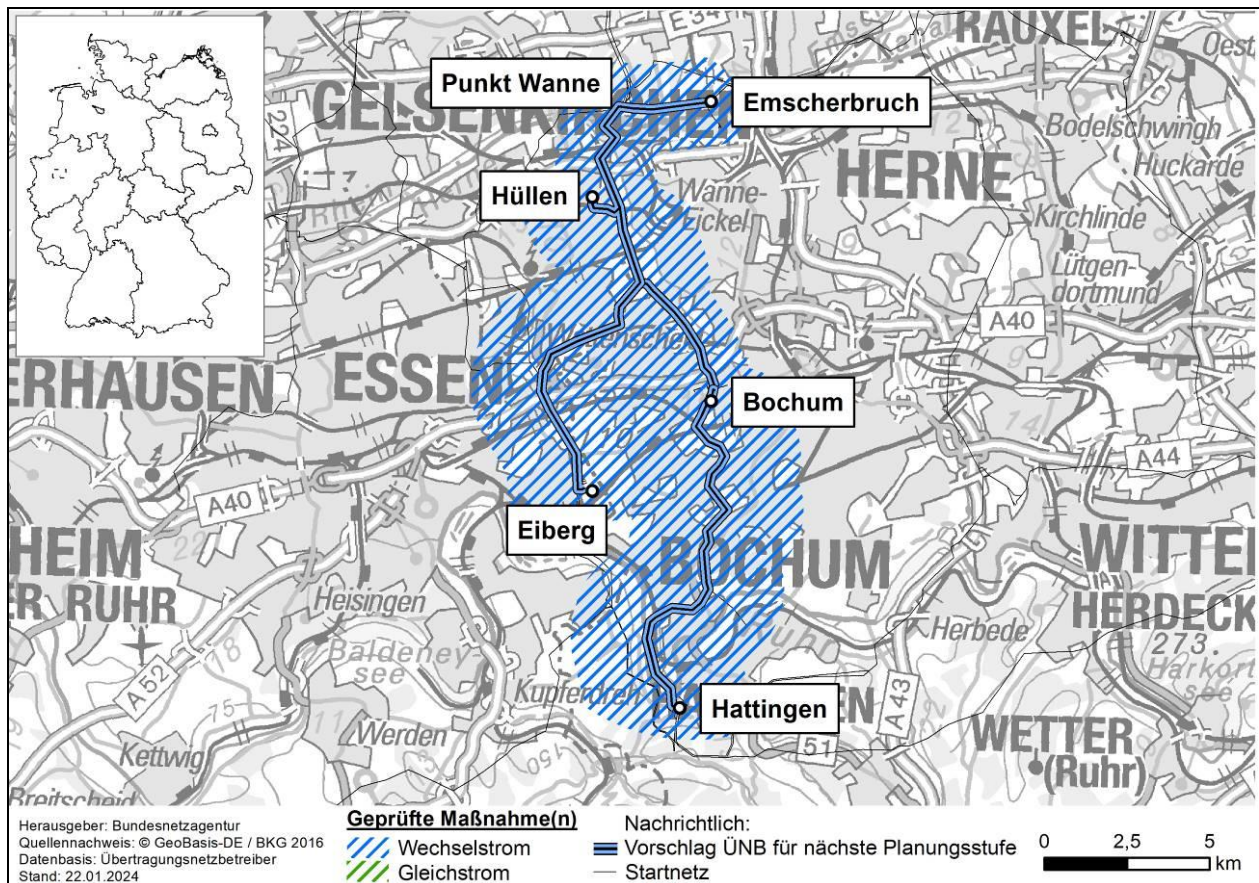
### Bewertung

Zur Begründung der Maßnahme wurde eine über das (n-1)-Kriterium hinausgehende Sicherheit geprüft. Dies liegt vor allem an den prognostizierten Laststeigerungen in Luxemburg und den sensiblen Kunden insbesondere aus dem Finanzsektor. Überlastungen im (n-2)-Fall konnten nachvollzogen werden.

#### Auf einen Blick

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	10 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P408: Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet (Ad-hoc-Maßnahme)



Das Projekt P408 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens.

### M621: Punkt Günnigfeld – Bochum

### M622: Bochum – Hattingen

### M744: Emscherbruch - Hüllen – Eiberg

Die Maßnahmen M621, M622 und M744 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M621, M622 und M744 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt und im Netzentwicklungsplan 2021-2035 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 91 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der gesamten Maßnahmen im Jahr 2037 an. Die in den Maßnahmen enthaltene Zubeseilung vom Punkt Wanne zum Punkt Günnigfeld soll bereits bis zum Jahr 2025 als Ad-hoc-Maßnahme umgesetzt werden.

Durch Neubau in bestehender Trasse und Zu-/Umbeseilung wird eine 380 kV-Doppelleitung von Emscherbruch, über Hüllen, Eiberg und Bochum nach Hattingen errichtet.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Hattingen, Bochum, Thiemannshof und Höntrop verstärkt werden müssen. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung, bzw. aufgrund des Entfalls der 220 kV-Ebene notwendig, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 510 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M624, M622 und M744 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 86 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 4260 MW für das Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

**Prüfungsergebnisse**

<b>P408 M624, M622, M744</b>		<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 190 GWh	- 370 GWh	- 510 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	4260 MW	4640 MW	4990 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	32 %	35 %	37 %
	<b>Maximum</b>	86 %	95 %	101 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	31 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## **P410: Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen**

Das Projekt P410 steuert Leistungsflüsse, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse innerhalb Deutschlands optimiert zu nutzen.

### **M624: Phasenschiebertransformatoren in Ostwestfalen (Ad-hoc-Maßnahme)**

Die Maßnahme M624 wird bestätigt.

#### **Beschreibung**

Die Maßnahme M624 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2028 an.

An einem Standort im Suchraum Gütersloh/Steinhagen/Halle werden Phasenschiebertransformatoren aufgestellt und in die 380 kV-Doppelleitung zwischen Gütersloh und Hesseln eingeschliffen, um die Leistungsflüsse zwischen Gütersloh und Lüstringen/Wehrendorf steuern zu können.

Im NEP 2023-2037/2045 hat sich bei dieser Maßnahme eine Änderung gegenüber den vorherigen Netzentwicklungsplänen ergeben. Bisher war für die Phasenschiebertransformatoren der Standort Enninger vorgesehen gewesen.

#### **Wirksamkeit**

Im Rahmen der Prüfung durch die Bundesnetzagentur wurden Netzberechnungen mit Hilfe eines 110 kV-Datensatzes zum alten Standort Enninger durchgeführt. Es zeigte sich, dass der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren am Standort Enninger großen Einfluss auf das unterlagerte 110 kV-Netz hat und dort zu deutlichen Überlastungen führt. Diese Überlastungen im unterlagerten Verteilnetz treten am neuen Standort der Phasenschiebertransformatoren nicht mehr auf.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 360 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

#### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

#### **Konsultation**

Im Rahmen der Konsultation sind Beiträge im Zusammenhang mit der Maßnahme eingegangen, die den Bau von Netzbetriebsmitteln vor dem eigentlich notwendigen Netzausbau kritisieren. Aus Sicht der

Konsultationsteilnehmer seien Netzbetriebsmittel wie Phasenschiebertransformatoren ausschließlich für einen Übergangszeitraum gedacht, um einen verzögerten und notwendigen Netzausbau zu kompensieren. Weiterhin wird seitens der Konsultationsteilnehmer angebracht, dass der Wechsel des Standortes von Seiten der Übertragungsnetzbetreiber nicht ausreichend begründet sei.

*Die im Netzentwicklungsplan bestätigten Phasenschiebertransformatoren begründen sich in der Regel nicht nur mit einer Notwendigkeit innerhalb eines Übergangszeitraums, sondern sie sorgen insbesondere auch auf den betrachteten Zielhorizonten für ein bedarfsgerecht ausgebautes Übertragungsnetz.*

*Phasenschiebertransformatoren können nur optimierend wirken, wenn das Netz ausreichend freie Transportkapazitäten zur „Umlenkung“ von Leistungsflüssen zur Verfügung stellt. Bei den ansteigenden Leistungsflüssen im Übertragungsnetz benötigen Phasenschiebertransformatoren somit auch zusätzliche Transportkapazitäten im Wechselstromnetz, wie sie durch zusätzliche Verstärkungs- und Neubaumaßnahmen geschaffen werden. Im vermaschten ausgebauten Übertragungsnetz ergänzen sich Punktmaßnahmen in Form von lastflusststeuernden Betriebsmitteln mit klassischen Netzausbaumaßnahmen.*

*Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung anhand eines 110 kV-Datensatzes festgestellt, dass es durch Umsetzung der Maßnahme M624 am Standort Enninger zu deutlichen Überlastungen im unterlagerten Verteilnetz käme. Am neuen Standort der Maßnahme treten solche Überlastungen nicht auf.*

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P410 M624	A2037	B2037	C2037
Überlastungsindex	- 130 GWh	- 290 GWh	- 360 GWh

### Auf einen Blick

Wirksamkeit	ja
NOVA	O
bestätigt	ja
Vorhabenträger	Amprion

## **P412: Anlagen zur Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve in der Regelzone der Amprion GmbH**

Das Projekt umfasst Blindleistungskompensationsanlagen zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Sicherstellung der Spannungsstabilität sowie Erbringung von Momentanreserve in der Regelzone der Amprion GmbH.

Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung Anlagen berücksichtigt, die bis zum Jahr 2037, dem Zieljahr dieser Bestätigung, beantragt wurden.

### **Beschreibung Blindleistung**

Das Projekt enthält Drosselspulen an den Standorten Rommerskirchen, Lippe, Oberotmarshausen, Gütersloh, westliches Emsland und Grafschaft Bentheim. Als weitere mögliche Standorte werden Rheinland/Bergisches Land, Frankfurter Raum/Pfalz, Uchtelfangen, Siegerland/Region Koblenz und Saarland genannt. Insgesamt ergibt sich eine aufsummierte statische induktive Blindleistung von 3,5 Gvar.

Darüber hinaus beinhaltet das Projekt mechanisch schaltbare Kondensatorbänke an den Standorten Hanekenfähr, Niederrhein, Mengede, Kruckel, Nehden, Uentrop/Lippborg, Dahlem, Paffendorf, Halfeshof, Dauersberg, Limburg und Hoheneck. Weitere Anlagen sollen sich auf die Regionen Westliches Emsland/Grafschaft Bentheim, Frankfurter Raum/Pfalz, Saarland und Bayerisch-Schwaben verteilen. Insgesamt ergibt sich für das Projekt eine aufsummierte statische kapazitive Blindleistung von 5,7 Gvar.

Als dritten Punkt beinhaltet das Projekt STATCOM-Anlagen und rotierende Phasenschieber zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung an den Standorten Lippborg, Dauersberg, Kruckel, St. Barbara, Gundelfingen und Niederstedem. Die übrigen Anlagen verteilen sich auf die Regionen Siegerland/Region Koblenz und Bayerisch-Schwaben. Zur Bereitstellung von Momentanreserve sind für die regelbaren Blindleistungskompensationseinheiten Speicher berücksichtigt. Insgesamt ergibt sich eine aufsummierte dynamische Blindleistung von 2,7 Gvar.

### **Bewertung Blindleistung**

Die Bundesnetzagentur bestätigt auf Grundlage der im Abschnitt IV B 5.2 beschriebenen Methodik folgende Blindleistungsbudgets für die Regelzone der Amprion GmbH, welche zur Umsetzung der beantragten Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen:

- 3,2 Gvar statisch induktiver Blindleistung,
- 5,7 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung,
- 2,4 Gvar dynamischer Blindleistung.

### **Beschreibung Momentanreserve**

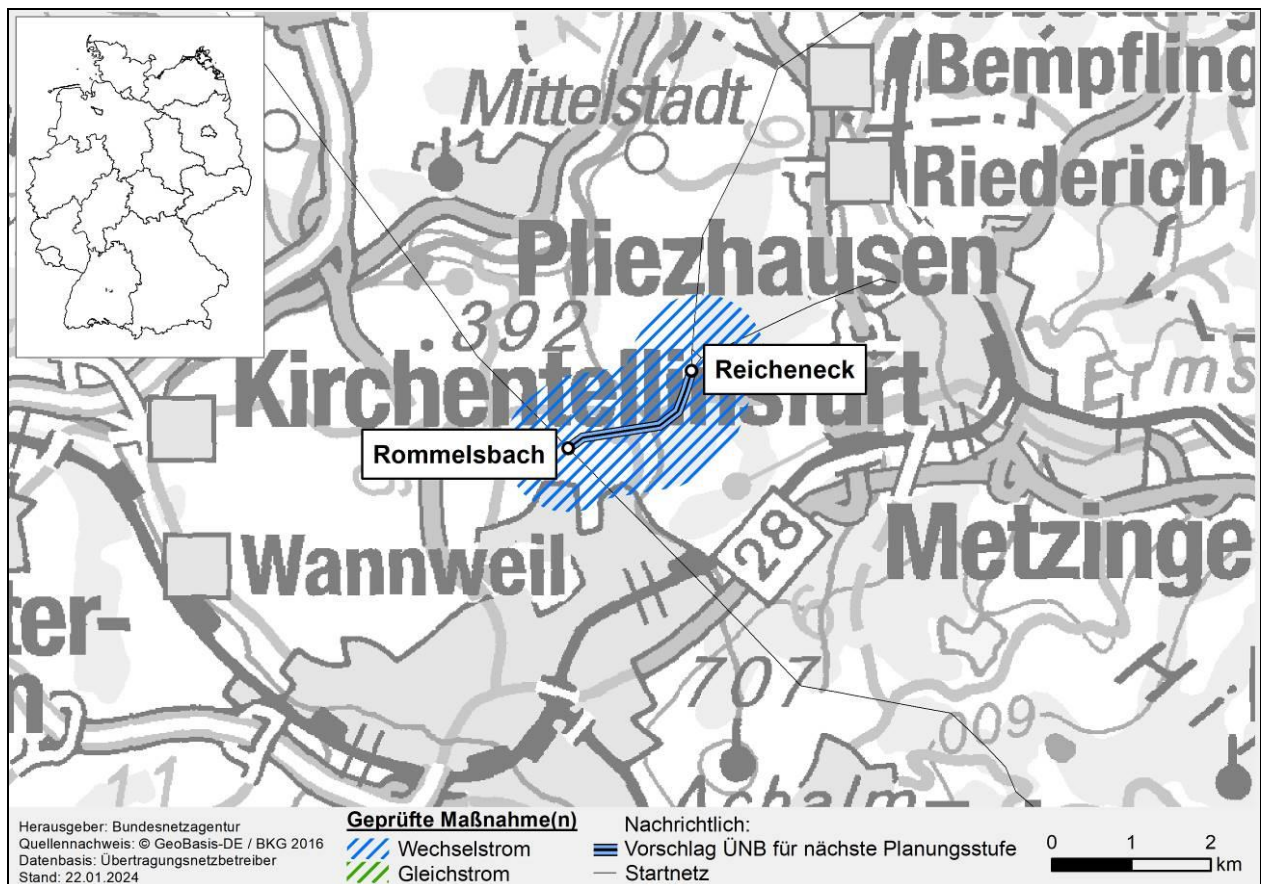
Das Projekt umfasst E-STATCOM zur Erbringung von Momentanreserve an den Standorten Dauersberg, Lippborg, St. Barbara und Kruckel. Außerdem enthält das Projekt um zusätzliche Schwungmasse erweiterte RPSA an den Standorten Meppen, Rommerskirchen, Gundelfingen und im Suchraum Niederstedem. Darüber hinaus enthält das Projekt weiterhin Anlagen unspezifizierter Technologie am Standort Sechtem und in den Suchräumen Limburg und Leupolz. Diese Anlagen stellen kombiniert Momentanreserve in Höhe von 33,49 GJ.

### **Bewertung Momentanreserve**

Die Bundesnetzagentur bestätigt wie in Abschnitt IV B 5.3 ausgeführt einen durch die Amprion GmbH im Rahmen des Projekts erbringbaren Momentanreservebeitrag von insgesamt 30,75 GJ. Dieser ist durch Anlagen zu stellen, die auch innerhalb des Blindleistungsbudgets benötigt werden.



## P420: Netzverstärkung Reicheneck – Rommelsbach (Ad-hoc-Maßnahme)



Das Projekt P420 dient der besseren Anbindung des Mittleren Neckarraums und erhöht die Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg.

## M630: Punkt Reicheneck – Punkt Rommelsbach (Ad-hoc-Maßnahme)

Die Maßnahme M630 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M630 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt allerdings bisher von der Bundesnetzagentur noch nicht bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2025 an.

Mit der Maßnahme soll ein zweiter 380 kV-Stromkreis zwischen den Punkten Reicheneck und Rommelsbach realisiert werden. Geplant ist dieser aktuell als HTL-Stromkreisaufgabe. Durch Verschaltungsänderungen entstehen dann zwei getrennte Stromkreise nach Herbertingen. Wobei einer der beiden entstandenen Stromkreise von Hoheneck nach Herbertingen und der andere von Metzingen nach Herbertingen führt.

## Bewertung

Die Ad-hoc-Maßnahme M630 bildet die Vorstufe für das Projekt P676, da mit der M630 ein 2 km langer 380 kV-Stromkreis zubeseilt wird, welcher später für die P676 genutzt wird. Das Projekt P676 wird ebenfalls bestätigt, sodass die Ad-hoc-Maßnahme M630 als Teil der P676 angesehen werden kann.

### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	2 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TransnetBW

## **P421: Netzverstärkung Trossingen**

Das Projekt P421 mit der Maßnahme M702 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Engstlatt und Trossingen und verhindert zusätzlich Überlastungen im unterlagerten Verteilnetz.

### **M702: Einführungen UW Trossingen**

Die Maßnahme M702 wird bestätigt.

#### **Beschreibung**

Die Maßnahme M702 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Mit der Maßnahme soll das Umspannwerk Trossingen in einen zweiten 380 kV-Stromkreis eingeschliffen werden. Dafür ist ein Ersatzneubau bzw. die Umbeseilung vom Umspannwerk Trossingen zu der vorbeiführenden 380 kV-Leitung von Engstlatt nach Gurtweil erforderlich.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass auch aufgrund weiterer geplanter Maßnahmen ein Neubau des Umspannwerks Trossingen notwendig sei. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

#### **Wirksamkeit**

Die Maßnahme M702 wird nicht mit der Vermeidung einer (n-1)-Verletzung im Übertragungsnetz selbst begründet. Die Überlastungen, denen sie vorbeugen soll, treten im unterlagerten 110 kV-Netz zwischen Engstlatt und Trossingen auf. Die Bundesnetzagentur hatte die Wirksamkeit der Maßnahme deshalb im NEP 2021-2035 mithilfe eines integrierten Netzdatensatzes überprüft, der die relevante 110 kV-Netzgruppe des betroffenen Verteilnetzbetreibers enthält.

Bei der Prüfung im Netzentwicklungsplan 2021-2035 wurde festgestellt, dass im Falle eines Ausfalls des bestehenden 380 kV-Stromkreis zwischen Engstlatt und Trossingen in hochbelasteten Stunden dies dazu führt, dass das 110 kV-Netz zwischen Engstlatt und Trossingen teilweise über 100 % ausgelastet war. Durch Hinzunahme der Maßnahme M702 reduzierte sich die Auslastung dann auf unter 100 %. Der bestehende 380 kV-Stromkreis zwischen Engstlatt und Trossingen war dabei im (n-0)-Fall mit ca. 40 % ausgelastet.

In der Prüfung zum NEP 2023-2037/2045 zeigt sich, dass der bestehende 380 kV-Stromkreis zwischen Engstlatt und Trossingen ohne die Maßnahme M702 in allen drei Szenarien des Zieljahres 2037 bereits mit bis zu 90 % im (n-0)-Fall ausgelastet ist. Dies ist in allen drei Szenarien eine deutlich höhere Auslastung verglichen mit der Prüfung im NEP 2021-2035. Dies führt dazu, dass das 110 kV-Netz zwischen Engstlatt und Trossingen deutlich höher ausgelastet, als bei der Prüfung im Netzentwicklungsplan 2021-2035.

**Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie verhindert Überlastungen im unterlagerten 110 kV-Netz und wird damit bestätigt.

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	3 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TransnetBW

## P426: Leistungsflusssteuerung Philippsburg (Ad-hoc-Maßnahme)

Das Projekt P426 dient der Steuerung der Leistungsflüsse im nordwestlichen Baden-Württemberg.

### M645: Leistungsflusssteuerung in Philippsburg (Ad-hoc-Maßnahme)

Die Maßnahme M645 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M645 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2019-2030 beantragt, jedoch bisher nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

In der Schaltanlage Philippsburg werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse in Richtung Daxlanden und Pulverdingen gezielt steuern zu können.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Philippsburg verstärkt werden muss. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

#### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 120 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

#### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

#### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

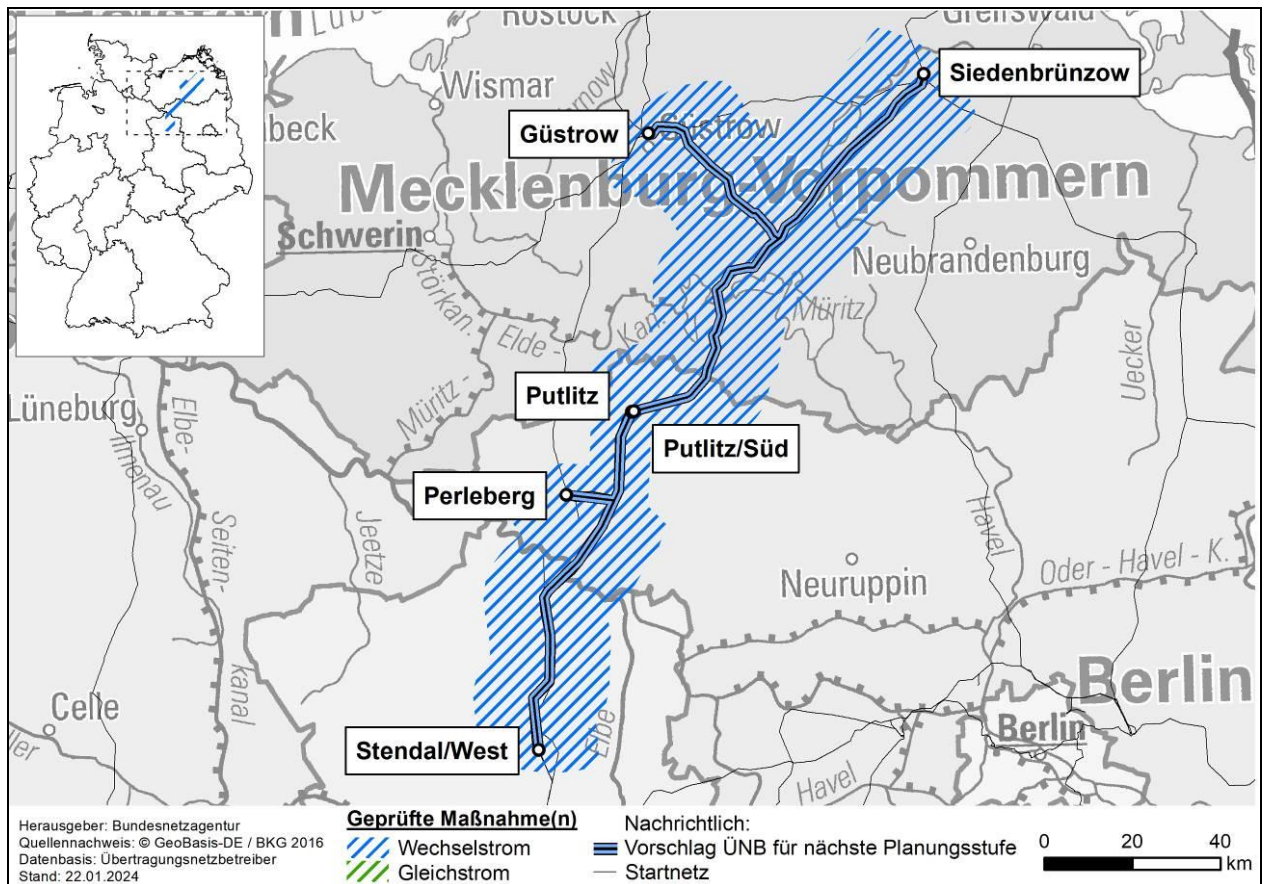
#### Prüfungsergebnisse

P426 M645	A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex	- 80 GWh	- 100 GWh	- 120 GWh

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	0
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	TransnetBW

## P450: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West



Das Projekt P450 erhöht die Übertragungskapazität zwischen den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt.

### M678: Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West

### M786: Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd

Die Maßnahmen M678 und M786 werden bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahmen M678 und M786 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahmen sind als Teil des Vorhaben 60 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M678 im Jahr 2029 und der Maßnahme M786 im Jahr 2034 an.

Durch Umbeseilung der bestehenden 380 kV-Doppelleitungen zwischen Putlitz/Süd und Stendal/West sowie zwischen Güstrow und Putlitz/Süd soll die Stromtragfähigkeit der Leitungen erhöht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass in einem ersten Schritt zunächst witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB) umgesetzt werden soll. Dies erscheint grundsätzlich sinnvoll, wird jedoch im Netzentwicklungsplan nicht geprüft und bestätigt, sondern vorausgesetzt. Soweit für die Umsetzung des WAFB Masterhöhungen notwendig sind, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur davon auszugehen, dass diese auch für die beantragte Umbeseilung notwendig wären. Diese wären insofern von einer Bestätigung der Maßnahmen mit umfasst, auch wenn sie zeitlich vor Inbetriebnahme der Maßnahmen umgesetzt würden.

Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues Umspannwerk im Suchraum der Stadt Osterburg für die Einbindung des Verteilernetzes errichtet werden müsse. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 2550 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M678 und M786 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 76 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2080 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 erneut für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Bislang haben sich noch keine neuen Erkenntnisse ergeben, durch die sich eine neuerliche Prüfung von Alternativen aufdrängen würde. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.



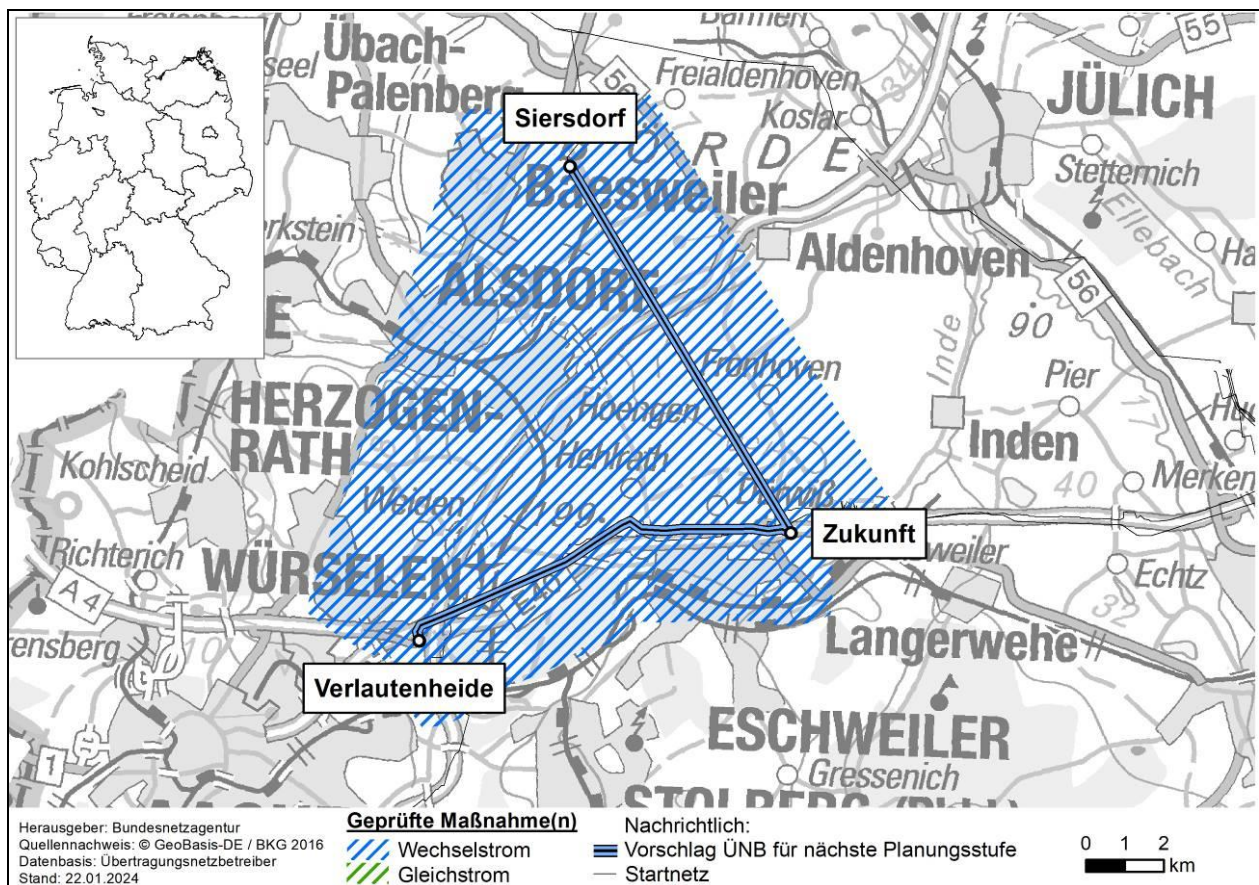
## Prüfungsergebnisse

P450 M678/M786		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 1540 GWh	- 2340 GWh	- 2550 GWh
Leistungsfluss	Maximum	4160 MW	4520 MW	4600 MW
	Durchschnitt	21 %	21 %	21 %
Auslastung	Maximum	76 %	83 %	84 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	250 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission

## P462: Netzerweiterung Siersdorf – Zukunft – Verlautenheide



Das Projekt P462 erhöht die Versorgungssicherheit im Raum Aachen.

### M689: Siersdorf – Zukunft– Zukunft – Verlautenheide

Die Maßnahme M689 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M689 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und teilweise bestätigt. Im NEP 2021-2035 wurde sie vollständig bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 75 vollständig seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Ein neuer 380 kV-Stromkreis soll durch Zubeseilung zwischen Zukunft und Verlautenheide realisiert werden und durch Neubau in bestehender Trasse soll eine 380 kV-Freileitung zwischen Siersdorf und Zukunft errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass in Siersdorf und Verlautenheide jeweils ein weiterer 380/110 kV-Transformator aufgestellt werden soll und dafür die 110 kV-Schaltanlagen erweitert werden müssten. In Siersdorf müsste zusätzlich die bestehende 380 kV-Schaltanlage erweitert werden und in Zukunft

und Verlautenheide müsste jeweils eine 380 kV-Sammelschienenschaltanlage errichtet werden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass wegen den neuen 380 kV-Stromkreisen die 380 kV-Schaltanlage in Siersdorf zu erweitern sei und dass 380 kV-Sammelschienenschaltanlagen in Zukunft und Verlautenheide auch wegen der neuen Stromkreise errichtet werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Alternativen

Alternativ zur Teilmaßnahme einer 380 kV-Leitung von Siersdorf nach Zukunft wäre auch ein Neubau in neuer Trasse einer 380 kV-Leitung von Siersdorf nach Verlautenheide denkbar. Die Übertragungsnetzbetreiber teilten der Bundesnetzagentur zu dieser Alternative mit, dass eine netzplanerische sowie umweltfachliche bzw. raumordnerische Machbarkeitsstudie erarbeitet worden sei und im Ergebnis die 380 kV-Freileitung von Siersdorf nach Zukunft vorzugswürdig sei.

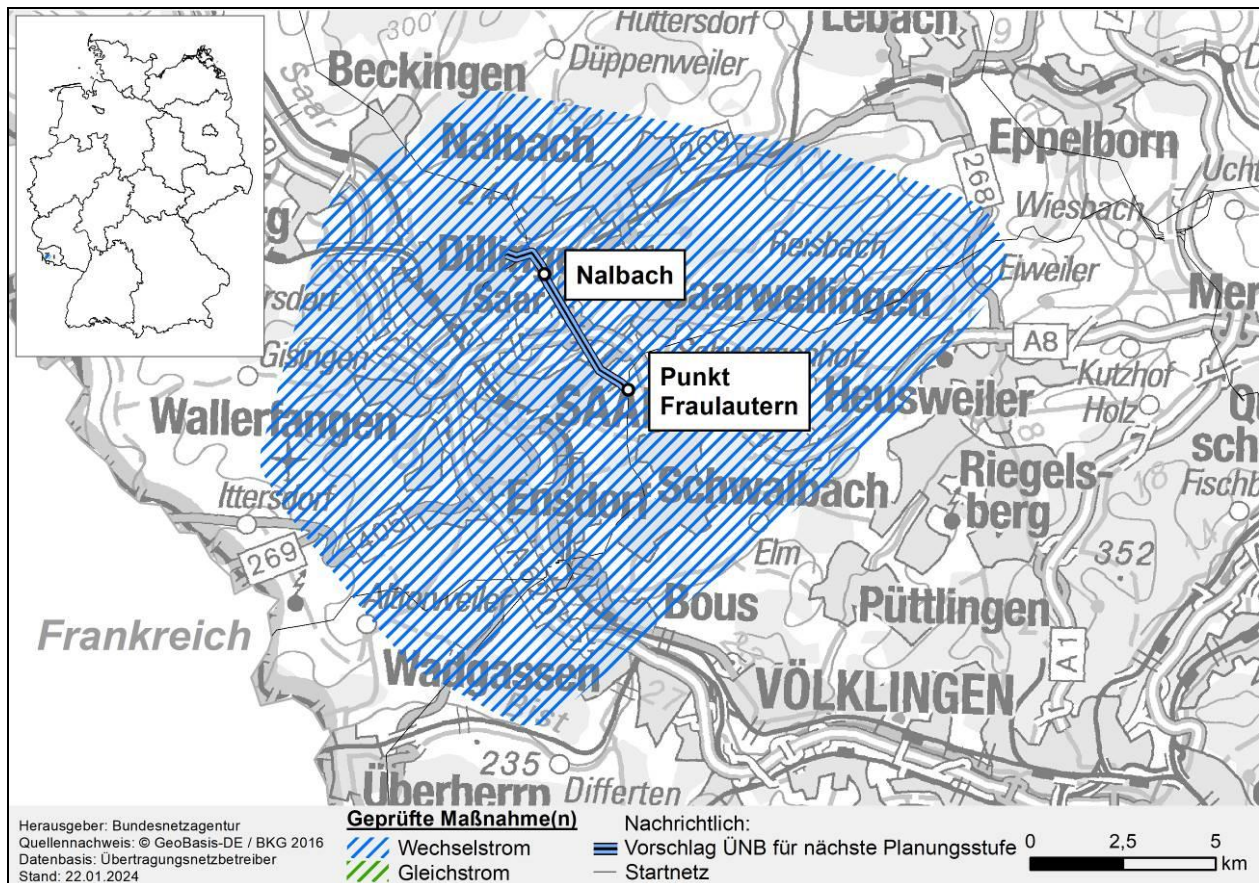
### Bewertung

Durch die Zubeseilung zwischen Zukunft und Verlautenheide und den Neubau in bestehender Trasse zwischen Siersdorf und Zukunft wird die Versorgungssicherheit im Raum Aachen erhöht, da insbesondere Einfachausfälle während Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten nicht zu einer Unterbrechung der Versorgung führen.

#### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	24 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P464: Netzerweiterung im Saarland



Das Projekt P464 erhöht die Versorgungssicherheit im Saarland.

### M691: Punkt Fraulautern – Saarwellingen/Saarlouis/Dillingen (Saar)

Die Maßnahme M691 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M691 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und im NEP 2021-2035 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 98 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Durch Neubau eines 380 kV-Doppelsystems vom Punkt Fraulautern nach Nalbach sowie die Spannungsumstellung eines 220 kV-Doppelsystems auf 380 kV vom Punkt Fraulautern nach Nalbach soll das Übertragungsnetz an gestiegene Anforderungen angepasst werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Suchraum Saarwellingen ein neues 380/110 kV-Umspannwerk Nalbach errichtet werden müsste. Zusätzliche Transformatoren müssten an den Standorten Ensdorf und Nalbach errichtet werden und die Anlage in Ensdorf sei zu erweitern. An den Standorten Obergraben und Dillinger Hütte wären ausgelagerte 110 kV-Sammelschienen zu errichten, die in

Nalbach angeschlossen würden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung von Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten von 220 kV-Stromkreisen im Saarland kommt es bei Ausfällen anderer 220 kV-Stromkreise in den Szenarien A 2037, B 2037 und C 2037 zu Auslastungen von bis zu 145 %, 160 % und 171 % auf den Stromkreisen, die auch Industriekunden versorgen. Durch Hinzunahme der Maßnahme treten derartige Fälle nicht auf.

### Alternativen

Im Prozess des Netzentwicklungsplan 2021-2035 wurden in der Bestätigung der Bundesnetzagentur mögliche Alternativen aufgezeigt. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des darauffolgenden Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

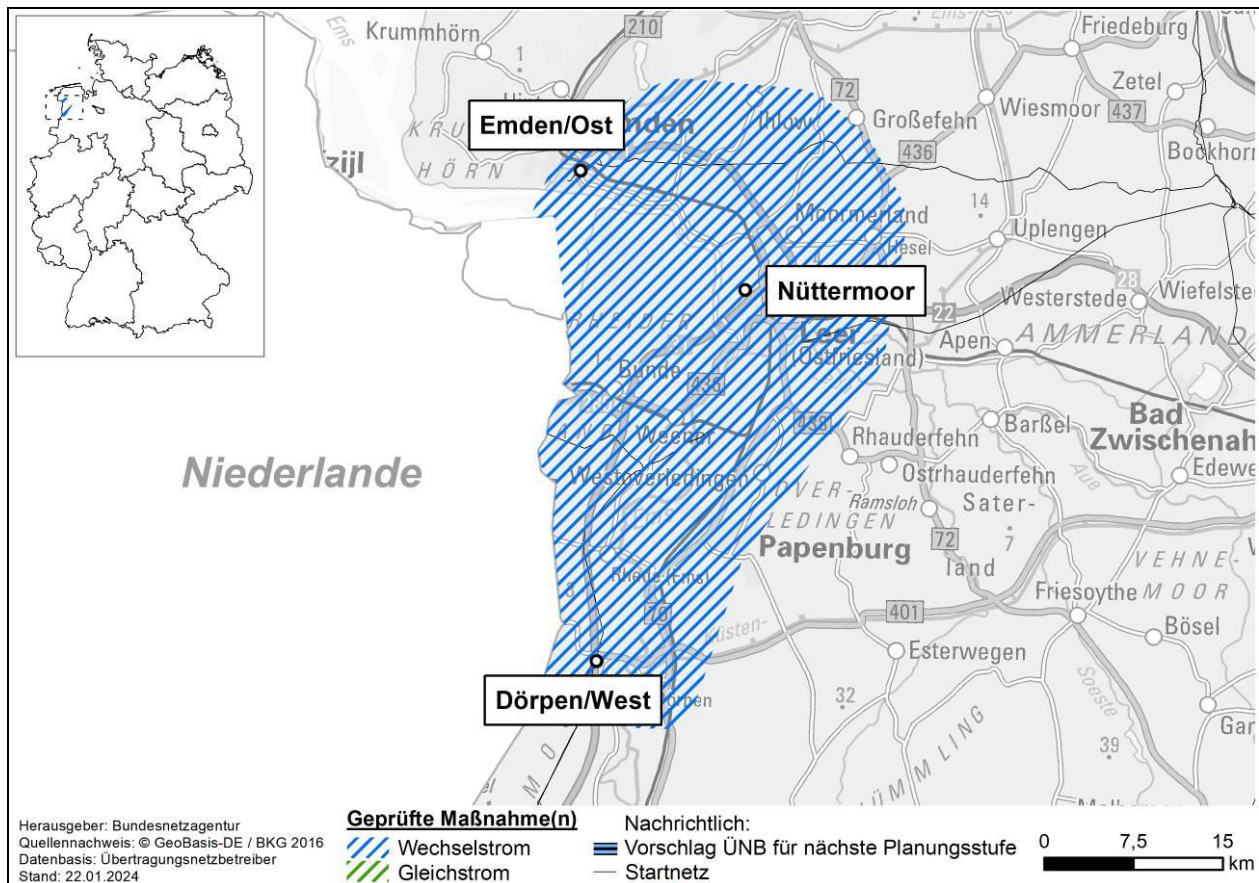
### Bewertung

Die Maßnahme erhöht die Versorgungssicherheit im Saarland, da insbesondere Einfachausfälle während Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten nicht zu einer Unterbrechung der Versorgung von Industriekunden führen.

#### Auf einen Blick

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	8 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P470: Netzausbau Emden/Ost – Suchraum Nüttermoor – Dörpen/West



Das Projekt P470 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens.

### M813: Emden/Ost – Suchraum Nüttermoor

### M814: Suchraum Nüttermoor – Dörpen/West

Die Maßnahmen M813 und M814 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M813 und M814 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis von Emden/Ost über das neu zu errichtende Umspannwerk im Suchraum Nüttermoor nach Dörpen/West errichtet werden. Im Suchraum Nüttermoor ist darüber hinaus der Anschluss von zwei Offshore-Anbindungssystemen sowie der DC-Verbindung DC40 über einen DC-Hub vorgesehen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Emden/Ost und Dörpen/West verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf

die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 1050 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M813 und M814 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 65 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1830 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, die eine küstennahe Integration von 4 GW Offshore-Windenergie ermöglichen. Es wurden daher keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

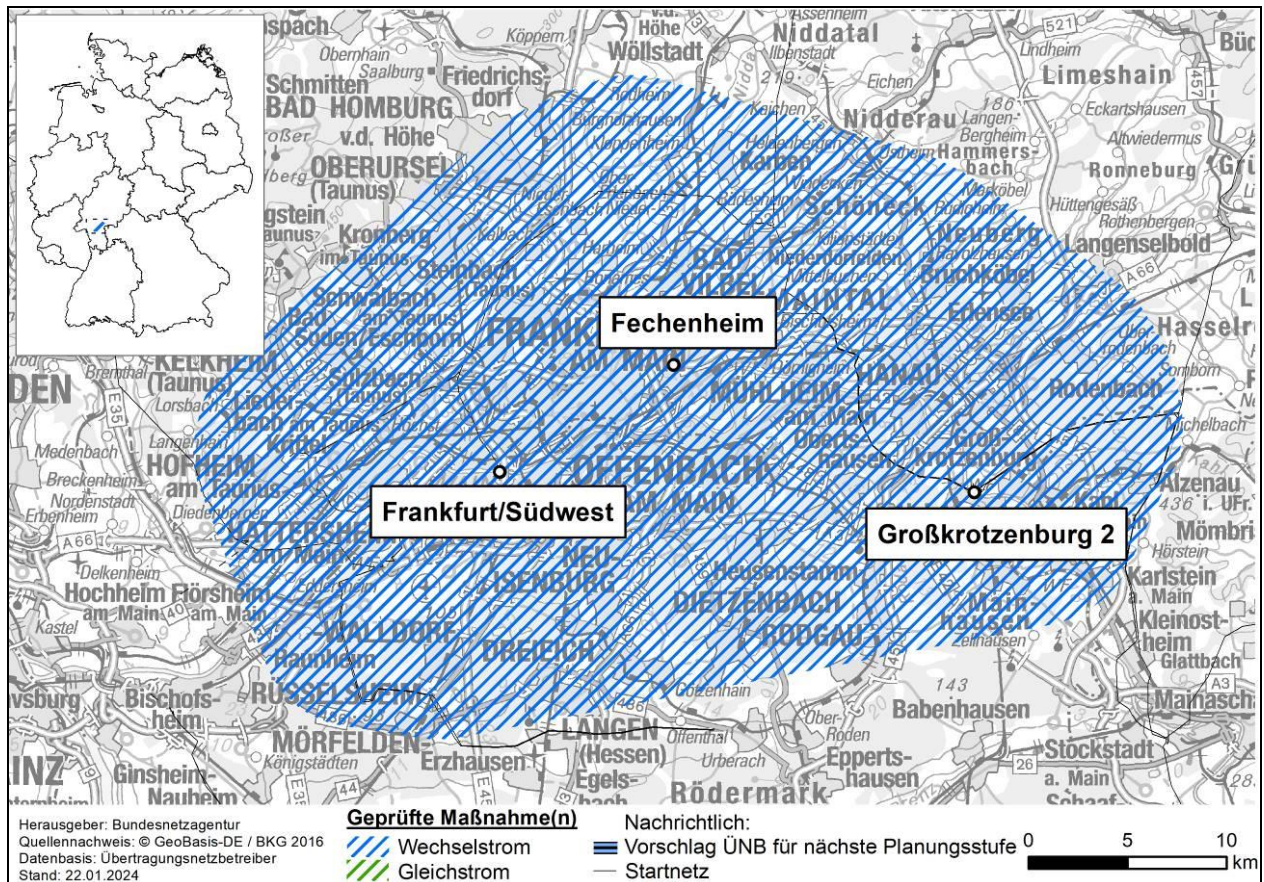
P470 M813, M814		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 510 GWh	- 861 GWh	- 1050GWh
Leistungsfluss	Maximum	3660 MW	3660 MW	3680 MW
	Durchschnitt	26 %	30 %	31 %
Auslastung	Maximum	65 %	65 %	65 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	66 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT



## P471: Netzausbau Großkrotzenburg 2 – Fechenheim – Frankfurt/Südwest



Das Projekt P471 erhöht die Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt.

### M815: Großkrotzenburg 2 – Fechenheim

### M816: Fechenheim – Frankfurt/Südwest

Die Maßnahmen M815 und M816 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M815 und M816 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse wird mit den Maßnahmen M815 und M816 ein neues 380 kV-Doppelsystem von der geplanten Schaltanlage Großkrotzenburg 2, über das geplante Umspannwerk Fechenheim zum Umspannwerk Frankfurt/Südwest realisiert.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen eine neue 380 kV-Schaltanlage Großkrotzenburg 2 errichtet und die Schaltanlage Frankfurt/Südwest verstärkt werden müsste. Dies ist

grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag erwähnt die angespannte Wohnsituation in Frankfurt und sieht im Netzausbau eine große Auswirkung auf den Gestaltungsspielraum der Stadtentwicklung. Mit Rücksicht auf die einzuhaltenden Mindestanstände von Gebäuden unterschiedlichster Art zu Höchstspannungsleitungen sei u.a. die Entwicklung von neuem Wohnbauland gefährdet. Weitere Einschränkungen von Entwicklungsmöglichkeiten durch neue Höchstspannungstrassen im Stadtgebiet seien dringend zu vermeiden. Die Verstärkung vorhandener Trassen und die Führung von Neubautrassen um das Stadtgebiet herum sollten im Vordergrund stehen. Für nicht vermeidbare Neubautrassen auf dem Stadtgebiet sei eine Erdverkabelung oder ein unterirdischer Tunnelbau zu priorisieren.

Eine teilweise Erdverkabelung kann nur bei Vorhaben eingesetzt werden, die im Bundesbedarfsplan eine entsprechende Kennzeichnung als Pilotvorhaben erhalten. Es ist nicht die Aufgabe des Netzentwicklungsplans festzulegen, ob und an welchen Stellen die darin enthaltenen Maßnahmen als Freileitung oder Erdkabel zu realisieren sind. Er stellt lediglich fest, an welchen Stellen im Übertragungsnetz zusätzlicher Transportbedarf besteht. Die Entscheidung über Erdkabelpilotvorhaben trifft der Gesetzgeber durch eine entsprechende Kennzeichnung im Bundesbedarfsplan und danach gegebenenfalls die zuständige Genehmigungsbehörde.

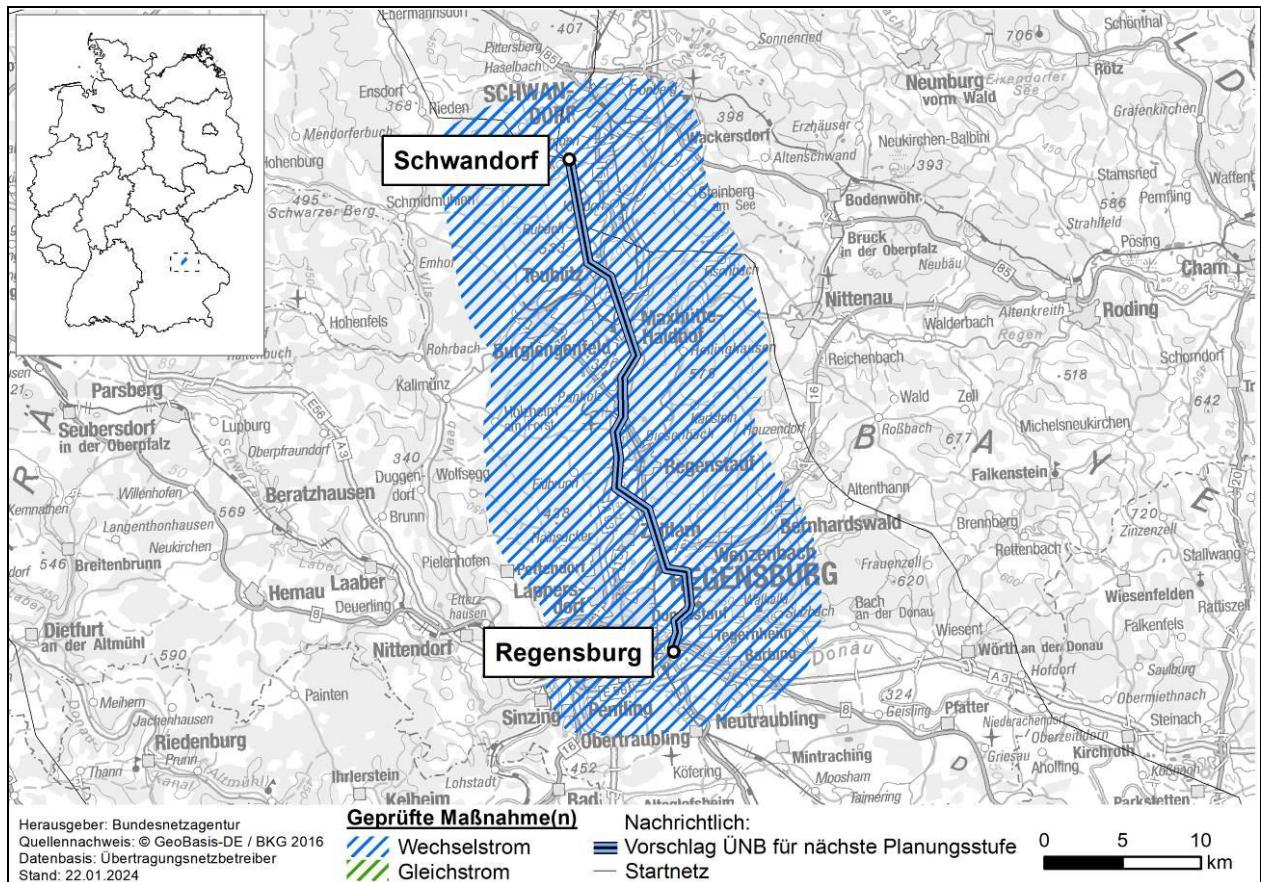
### Bewertung

Die Maßnahmen M815 und M816 erhöhen die Versorgungssicherheit Frankfurts bei Ausfällen während betrieblich notwendiger Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten.

#### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	26 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT TSO

## P472: Netzverstärkung zwischen Schwandorf und Regensburg



Das Projekt P472 sichert die Versorgung von Regensburg.

### M817: Schwandorf – Regensburg

Die Maßnahme M817 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M817 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben das Projekt unterteilt in zwei Ausbaustufen (Maßnahme M817a und Maßnahme M817b) beantragt. Die Bundesnetzagentur hat das Projekt wie alle anderen auch als gesamthafte Maßnahme geprüft.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M817 im Jahr 2037 an.

Bisher verläuft ein 220 kV-Stromkreis vom Umspannwerk Schwandorf zum Umspannwerk Regensburg. In einem ersten Schritt soll ein zweiter Stromkreis zubeseilt werden und der bestehende 220 kV-Stromkreis durch einen leistungsfähigeren ersetzt werden. Die Doppelleitung soll übergangsweise in 220 kV betrieben werden und dann in einem zweiten Schritt auf 380 kV umgestellt werden. Der ursprünglich von den

Übertragungsnetzbetreibern geplante Ersatzneubau der gesamten Trasse wurde aufgrund neuerer Erkenntnisse damit im Wesentlichen zu einer Zu-/Umbeseilung mit anschließender Spannungsumstellung.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Schwandorf und Regensburg verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass eine 380 kV Schaltanlage Regensburg im Suchraum Stadt Regensburg/Gemeinde Wenzenbach neu errichtet werden müsste. Dies bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

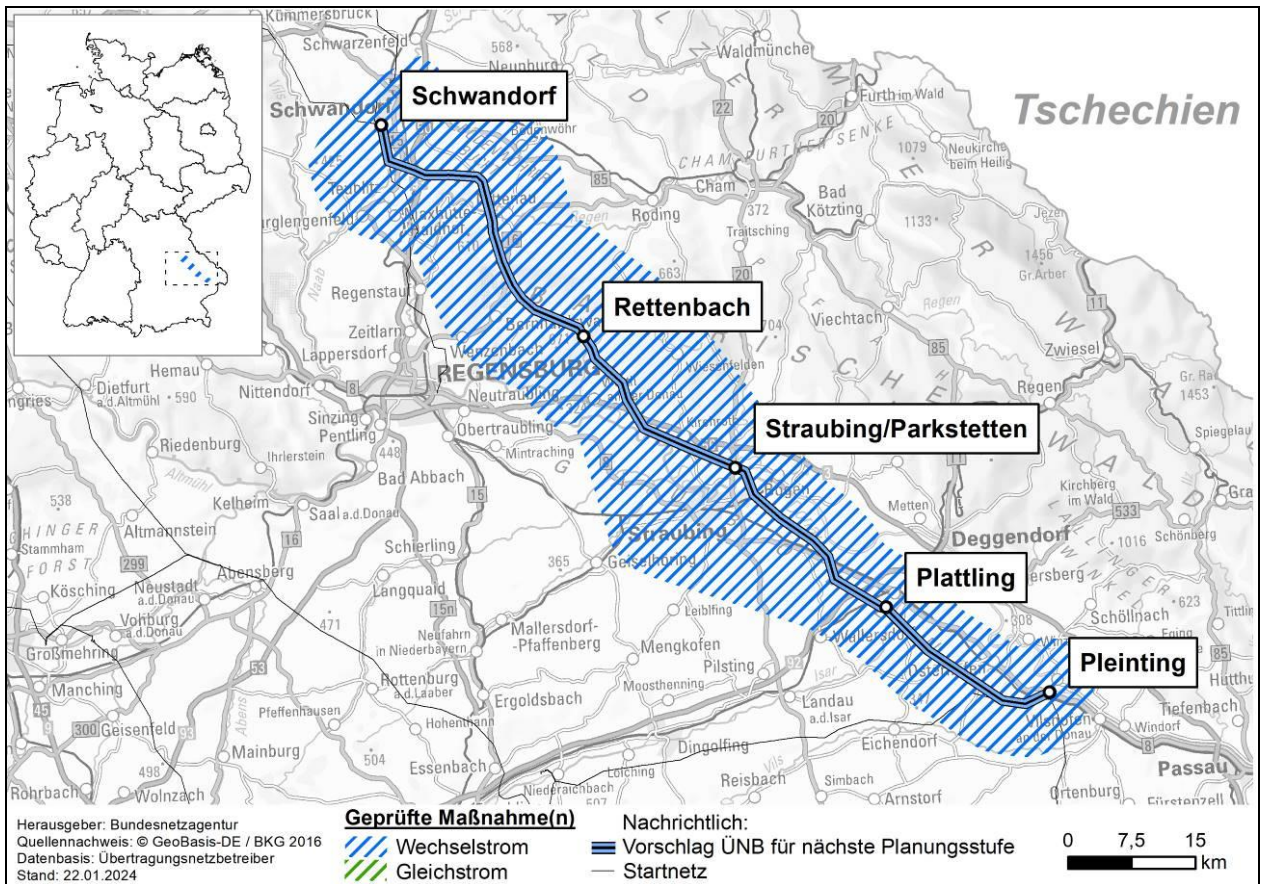
### Bewertung

Die Maßnahme M817 dient der Versorgungssicherheit von Regensburg bei den zukünftig zu erwartenden Laststeigerungen und Rückspeisungen ins Übertragungsnetz durch erneuerbare Energien.

#### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		O, V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	36 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P473: Netzverstärkung zwischen Schwandorf und Pleinting



Das Projekt P473 erhöht die Versorgungssicherheit innerhalb Bayerns.

### M818: Schwandorf – Rettenbach

### M819: Rettenbach – Straubing/Parkstetten – Plattling

### M820: Plattling – Pleinting

Die Maßnahmen M818, M819 und M820 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M818, M819 und M820 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau von einer 380 kV Doppelleitung in bestehender Trasse soll die Übertragungskapazität zwischen Schwandorf und Pleinting auf 4000 A je Stromkreis ertüchtigt werden. In diese Stromkreise sind die neu zu errichtenden Umspannwerke in Rettenbach, Plattling und Straubing/Parkstetten voll einzuschleifen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Pleinting verstärkt werden müssten. Ebenso seien die Umspannwerke in Schwandorf und Platting zu verstärken. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

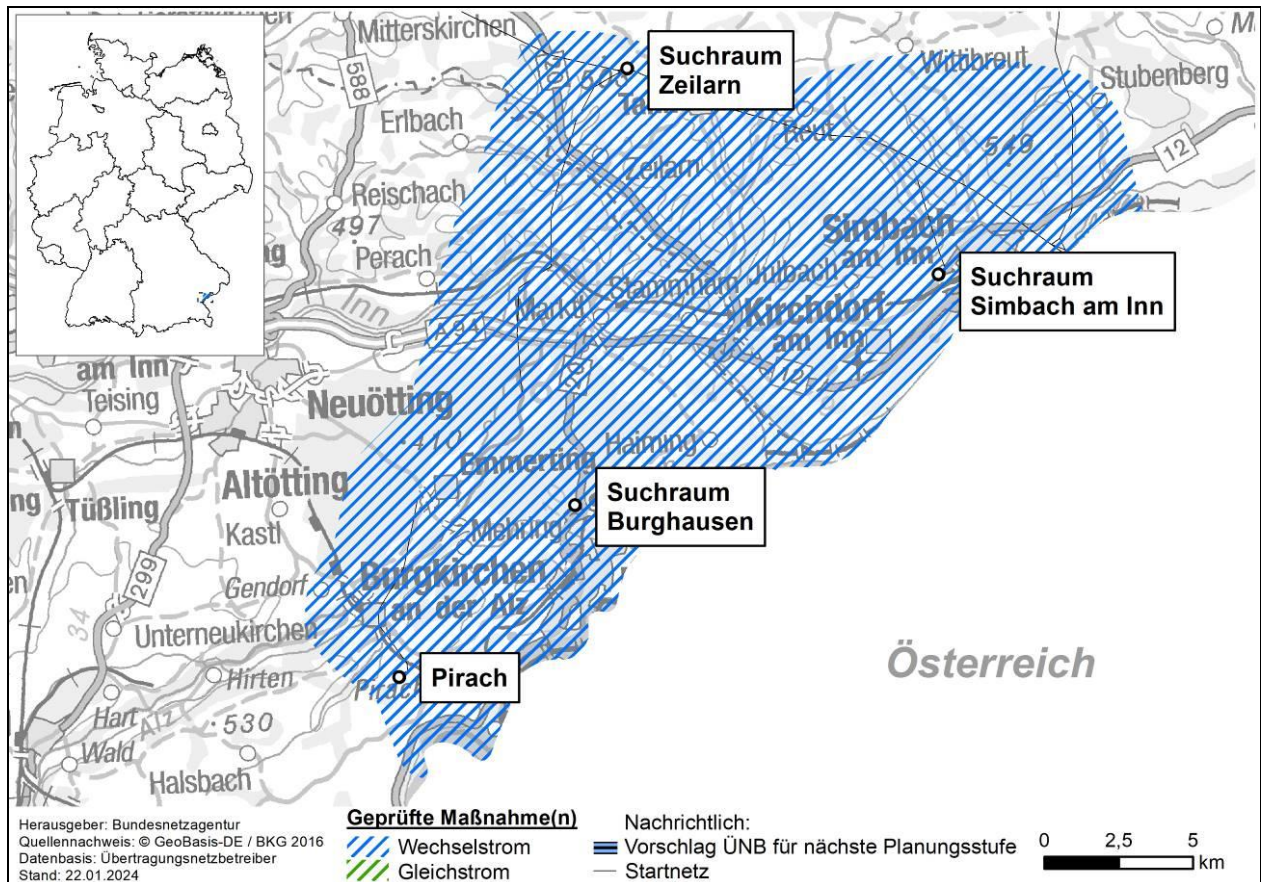
### Bewertung

Die Maßnahmen M818, M819 und M820 erhöhen die Versorgungssicherheit Bayerns an den o.g. Umspannwerken bei Ausfällen während betrieblich notwendiger Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten.

#### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	113 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT TSO

## P474: Netzausbau zwischen Zeilarn, Burghausen und Simbach



Das Projekt P474 erhöht die Versorgungssicherheit des Standortes Burghausen.

### M822: Suchraum Burghausen – Simbach2

Die Maßnahme M822 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M822 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals beantragt. Das Projekt wurde nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs von den Übertragungsnetzbetreibern angepasst.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Das geplante Umspannwerk im Suchraum Burghausen (Suchraum Stadt Burghausen, Gemeinden Mehring/Markt/Haiming) soll in die 380 kV-Doppelleitung vom Abzweig Pirach nach Pirach (Projekt P112 M212 Abzweig Pirach) doppelt eingeschliften werden. Mit der Maßnahme M822 soll durch Neubau in neuer Trasse eine 380 kV-Doppelleitung vom geplanten Umspannwerk im Suchraum Burghausen (Suchraum Stadt Burghausen, Gemeinden Mehring/Markt/Haiming) zum geplanten Umspannwerk Simbach2 (Suchraum Stadt Simbach am Inn) errichtet werden. In die 380 kV-Doppelleitung von Adlkofen zum geplanten Umspannwerk Simbach2 ist mit der Maßnahme M822 am Abzweig zum Umspannwerk Pirach eine

380 kV-Schaltanlage Zeilarn (Suchraum der Märkte Zeilarn, Tann und Wurmansquick) zu errichten, in welche dann jeweils die zwei 380 kV-Stromkreise von Adlkofen, Simbach2 und Pirach eingeführt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues Umspannwerk Simbach2 für die Einbindung des Verteilnetzes errichtet werden müsste und dass ein vierter Transformator im Umspannwerk Pirach errichtet werden müsste. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Alternativen

Alternativ zur vorgeschlagenen Maßnahme könnte man laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber das geplante Umspannwerk Burghausen nur in den Abzweig nach Pirach des Projekts P112 einschleifen. Dies würde voraussichtlich den Standort Burghausen zunächst (n-1)-sicher mit dem Übertragungsnetz verbinden, es schafft jedoch keine zusätzlichen Redundanzen, welche die Versorgung des Standortes Burghausen bei Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten absichern.

### Bewertung

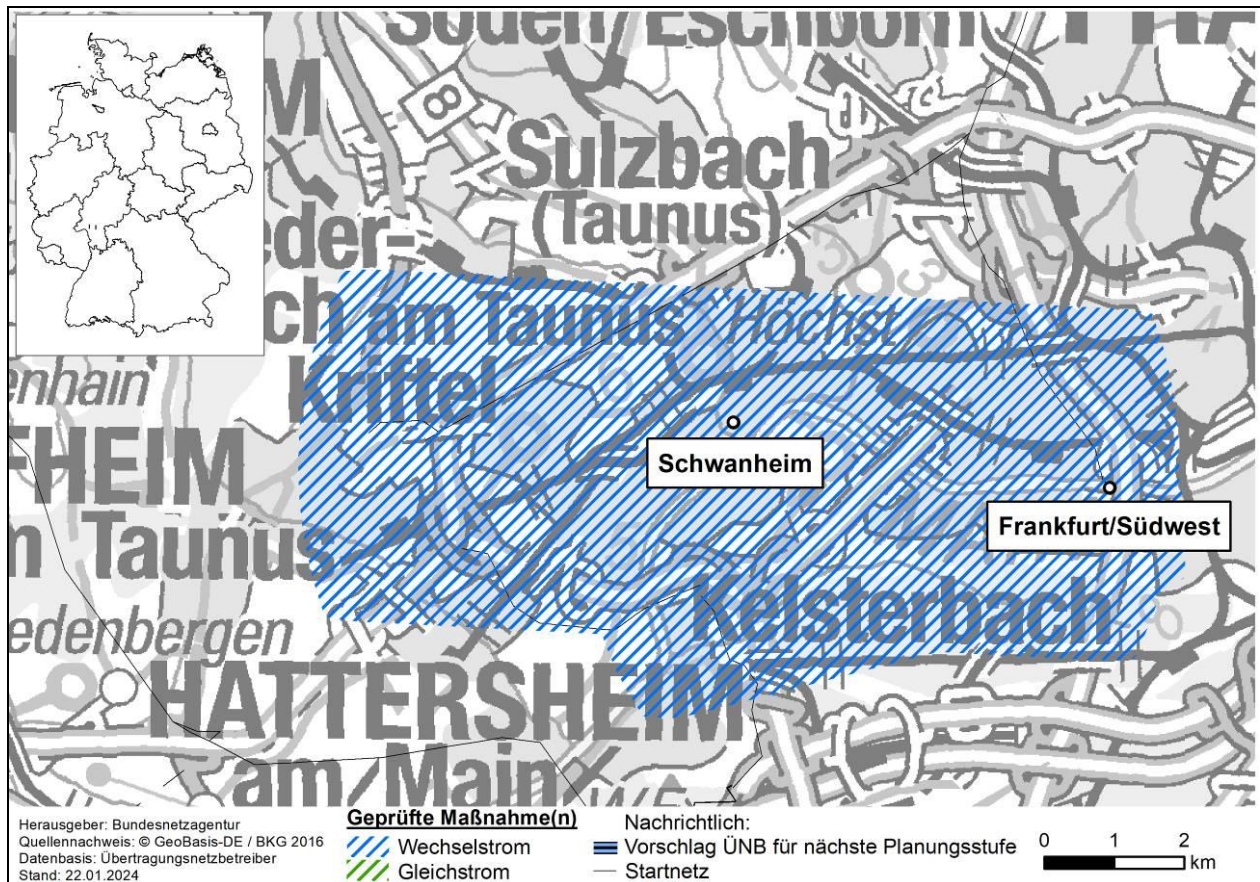
Die Maßnahme M822 erhöht die Versorgungssicherheit am Standort Burghausen bei Ausfällen während betrieblich notwendiger Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten.

#### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	25 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT



## P475: Netzausbau zwischen Frankfurt/Südwest und Schwanheim



Das Projekt P475 erhöht die Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt.

### M823: Frankfurt/Südwest – Schwanheim

Die Maßnahme M823 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M823 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023 2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Durch Neubau in neuer Trasse wird ein neues 380 kV-Doppelsystem vom Umspannwerk Frankfurt/Südwest zum geplanten Umspannwerk Schwanheim realisiert.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die Umspannwerke Frankfurt/Südwest und Schwanheim verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

## Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag erwähnt die angespannte Wohnsituation in Frankfurt und sieht im Netzausbau eine große Auswirkung auf den Gestaltungsspielraum der Stadtentwicklung. Mit Rücksicht auf die einzuhaltenden Mindestanstände von Gebäuden unterschiedlichster Art zu Höchstspannungsleitungen sei u.a. die Entwicklung von neuem Wohnbauland gefährdet. Weitere Einschränkungen von Entwicklungsmöglichkeiten durch neue Höchstspannungstrassen im Stadtgebiet seien dringend zu vermeiden. Die Verstärkung vorhandener Trassen und die Führung von Neubautrassen um das Stadtgebiet herum sollten im Vordergrund stehen. Für nicht vermeidbare Neubautrassen auf dem Stadtgebiet sei eine Erdverkabelung oder ein unterirdischer Tunnelbau zu priorisieren.

Eine teilweise Erdverkabelung kann nur bei Vorhaben eingesetzt werden, die im Bundesbedarfsplan eine entsprechende Kennzeichnung als Pilotvorhaben erhalten. Es ist nicht die Aufgabe des Netzentwicklungsplans festzulegen, ob und an welchen Stellen die darin enthaltenen Maßnahmen als Freileitung oder Erdkabel zu realisieren sind. Er stellt lediglich fest, an welchen Stellen im Übertragungsnetz zusätzlicher Transportbedarf besteht. Die Entscheidung über Erdkabelpilotvorhaben trifft der Gesetzgeber durch eine entsprechende Kennzeichnung im Bundesbedarfsplan und danach gegebenenfalls die zuständige Genehmigungsbehörde.

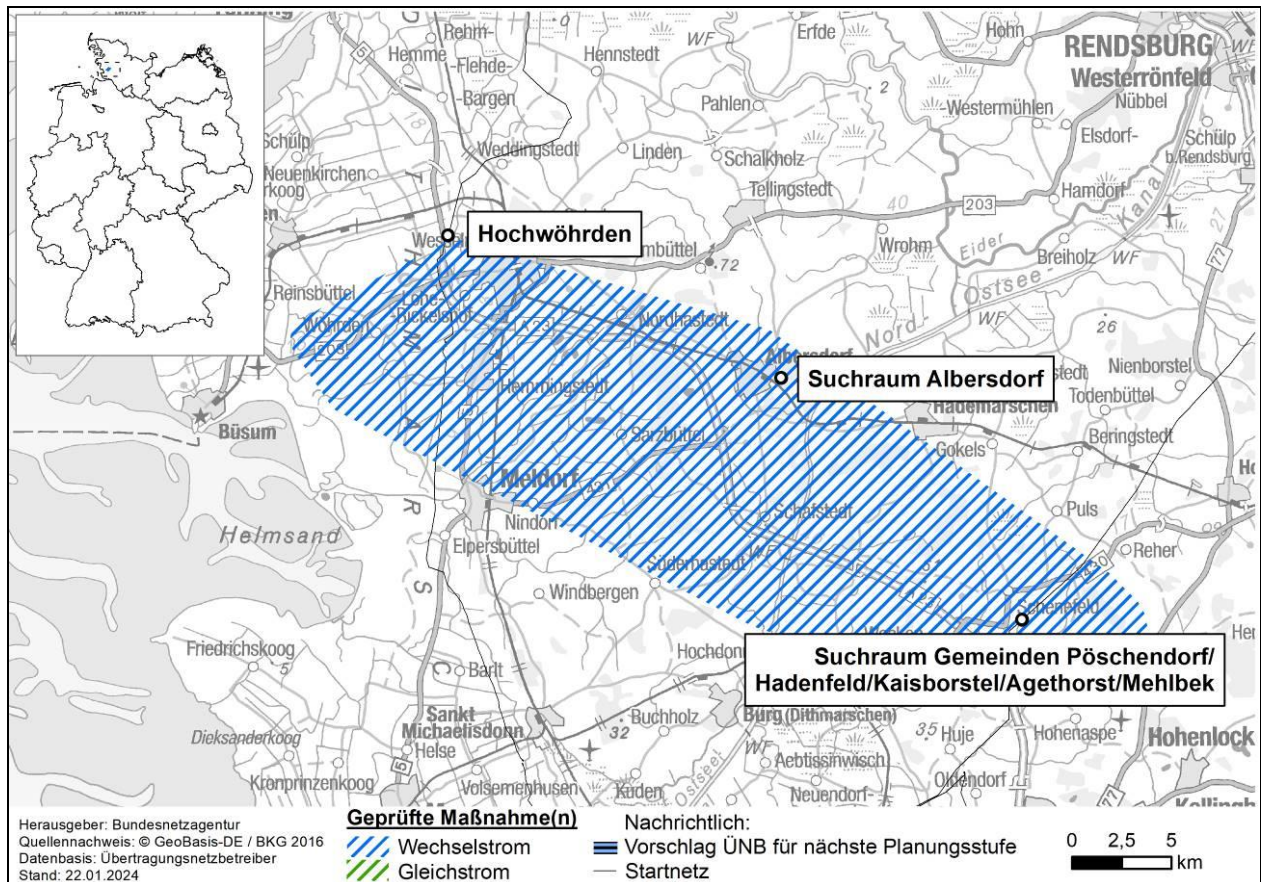
## Bewertung

Die Maßnahme M823 erhöht die Versorgungssicherheit Frankfurts bei Ausfällen während betrieblich notwendiger Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten, insbesondere in einem Übergangszeitraum bis zur Fertigstellung anderer Maßnahmen.

### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	5 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT TSO

## P476: Netzausbau zwischen Hochwörden und Pöschendorf



Das Projekt P476 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins.

### M824: Hochwörden – Gemeinden Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek

Die Maßnahme M824 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M824 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis von Hochwörden (ehemals Suchraum Heide) über ein neu zu errichtendes Umspannwerk im Suchraum Albersdorf/Bendorf/Bornholt/Schafstedt zum neu zu errichtenden Umspannwerk im Suchraum Gemeinden Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek realisiert werden. Das neue Umspannwerk im Suchraum Gemeinden Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek ist voll in die 380 kV Leitung Audorf/Süd – Wilster/West einzuschleifen. Die Standorte Hochwörden und Pöschendorf werden im Rahmen der Projekte DC31 und DC32 auch zum Anschluss von DC-Konvertern genutzt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass in den Umspannwerken in Hochwöhrden, im Suchraum Albersdorf/Bendorf/Bornholt/Schafstedt und im Suchraum Gemeinden Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek mehrere 380/110 kV-Transformatoren neu zu errichten seien. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 830 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M824 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 61 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1730 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

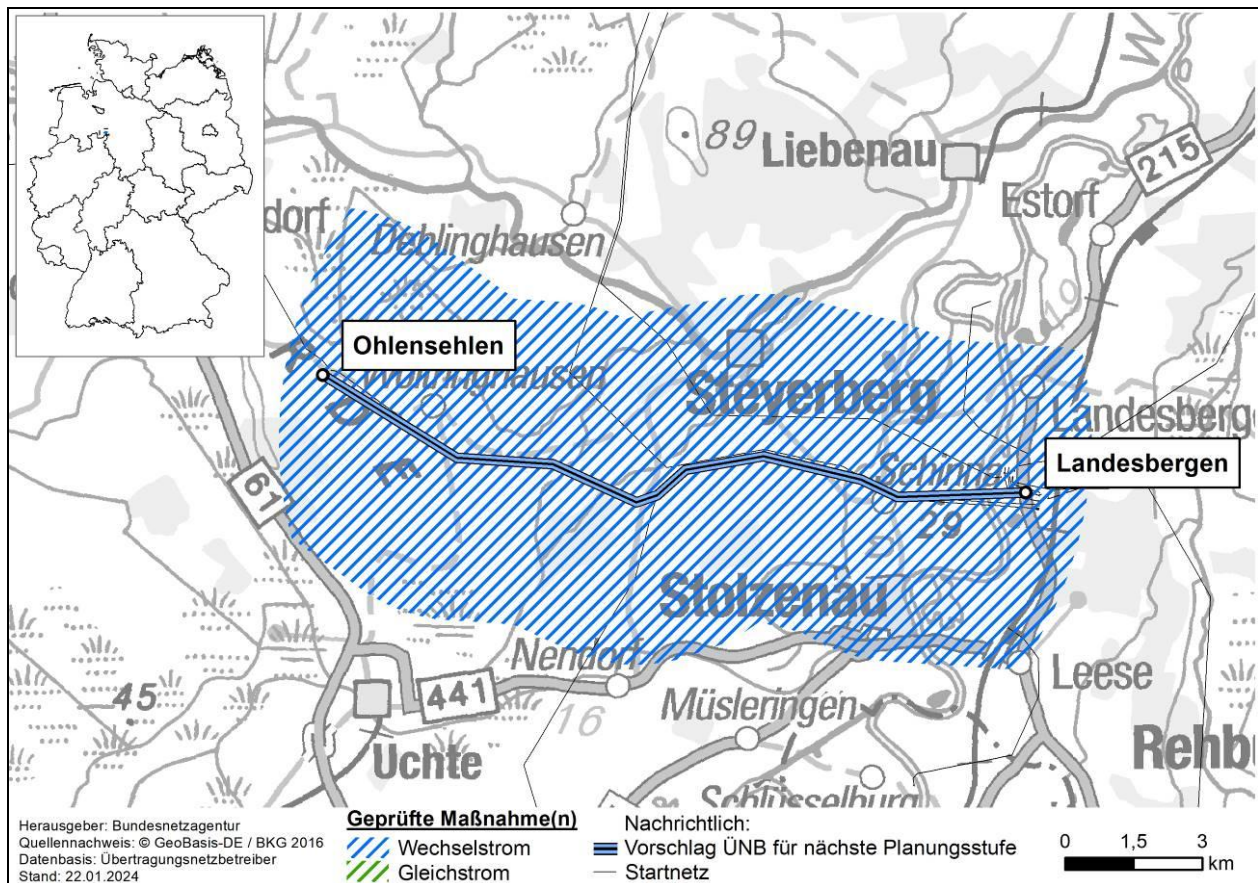
### Prüfungsergebnisse

P476 M824		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 580 GWh	- 630 GWh	- 830 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3460 MW	3460 MW	3460 MW
	Durchschnitt	13 %	13 %	14 %
Auslastung	Maximum	61 %	61 %	61 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	39 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P477: Netzverstärkung zwischen Landesbergen und Ohlensehlen



Das Projekt P477 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens.

### M812: Landesbergen – Ohlensehlen

Die Maßnahme M812 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M812 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Ersatzneubau ist die Ablösung der bestehenden Leitung mit einem 380 kV-Stromkreis durch Neubau einer 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis zwischen Landesbergen und Ohlensehlen in bestehender Trasse vorgesehen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Landesbergen und Ohlensehlen verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Außerdem geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass in Ohlensehlen zwei zusätzliche 380/110 kV-Transformatoren aufzustellen seien. Der Bedarf für solch einen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 90 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M812 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 71 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2010 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

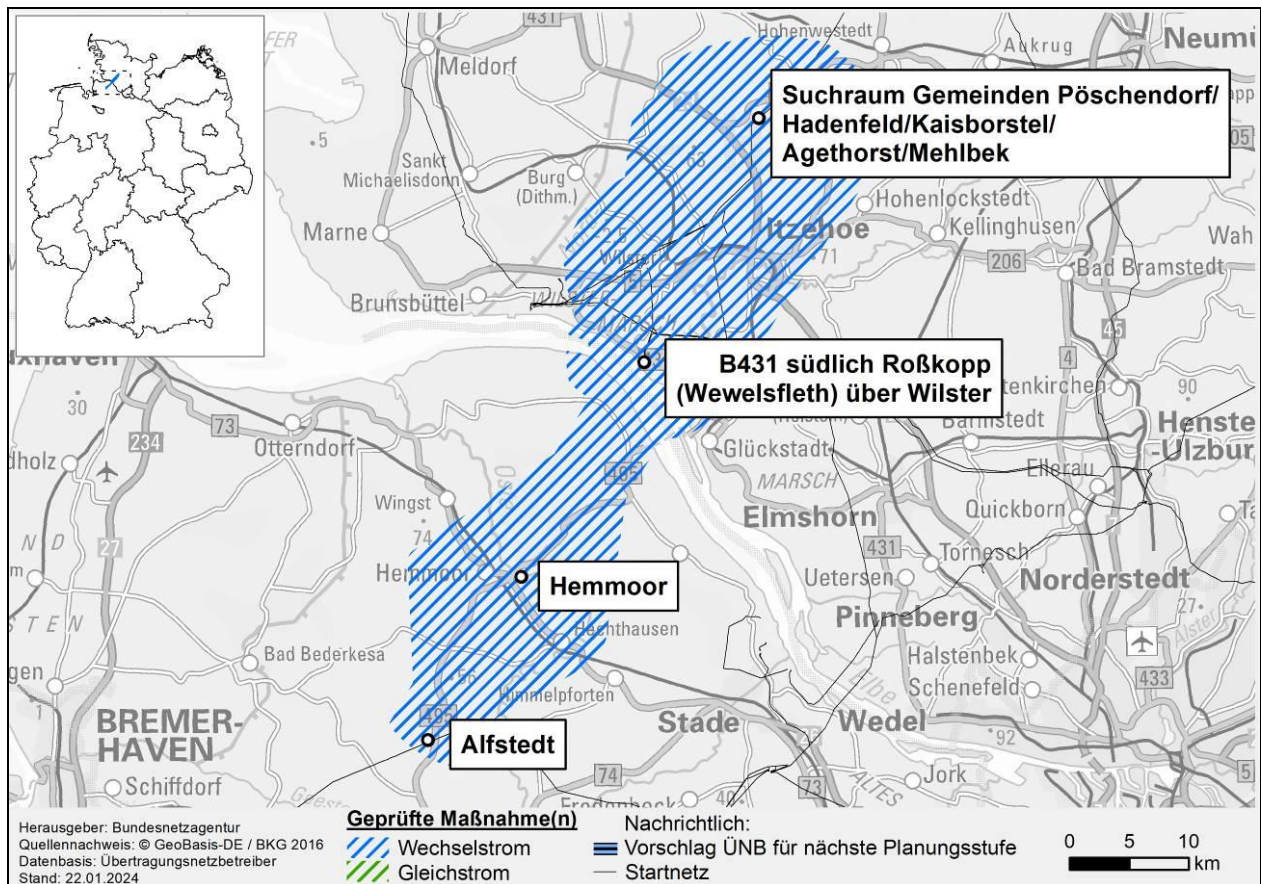
P477 M812		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 60 GWh	- 90 GWh	- 90 GWh
Leistungsfluss	Maximum	4020 MW	4160 MW	4300 MW
	Durchschnitt	22 %	22 %	22 %
Auslastung	Maximum	71 %	74 %	76 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	17 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT



## P478: Netzausbau zwischen Suchraum Pöschendorf, Hemmoor und Alfstedt



Das Projekt P478 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen.

### M828: Gemeinden Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek - Alfstedt

Die Maßnahme M828 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M828 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Im Zuge der Umsetzung der Maßnahme soll eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis vom Suchraum Pöschendorf nach Alfstedt errichtet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber unterteilen die Maßnahme in drei Abschnitte. Im Abschnitt a soll die Umsetzung der Maßnahme nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber als Parallelneubau erfolgen und in den Abschnitten b und c als Neubau in neuer Trasse.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Pöschendorf und Alfstedt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Zusätzlich seien am Umspannwerk Alfstedt zwei zusätzliche 380/110 kV-Transformatoren aufzustellen. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist ebenfalls nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Das neu zu errichtende 380 kV/110-Umspannwerk in Hemmoor mit vier 380/110 kV-Transformatoren soll in die neue 380 kV-Doppelleitung voll eingeschliffen werden. Diese Anlage ist ebenso nicht Teil der Prüfung durch die Bundesnetzagentur.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 840 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahme M828 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 82 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2240 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Alternativ zur vorgeschlagenen Maßnahme ist laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber auch eine 380 kV-Doppelleitung von Pöschendorf über Wilster parallel zu P26 inkl. zusätzlicher Elbekreuzung bei Dollern sowie Führung parallel zu P23 von Dollern nach Alfstedt möglich. Dies erscheint zwar grundsätzlich möglich und würde voraussichtlich ebenfalls den Überlastungen entgegenwirken, jedoch müsste dies komplett als Parallelneubau ausgeführt werden und wäre darüber hinaus deutlich länger im Vergleich zur hier vorgeschlagenen Verstärkung und erscheint daher nach aktuellem Stand nicht bedarfsgerecht.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

## Prüfungsergebnisse

P478 M828		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 570 GWh	- 680 GWh	- 840 GWh
Leistungsfluss	Maximum	4480 MW	4820 MW	5040 MW
Auslastung	Durchschnitt	25 %	24 %	25 %
	Maximum	82 %	88 %	92 %

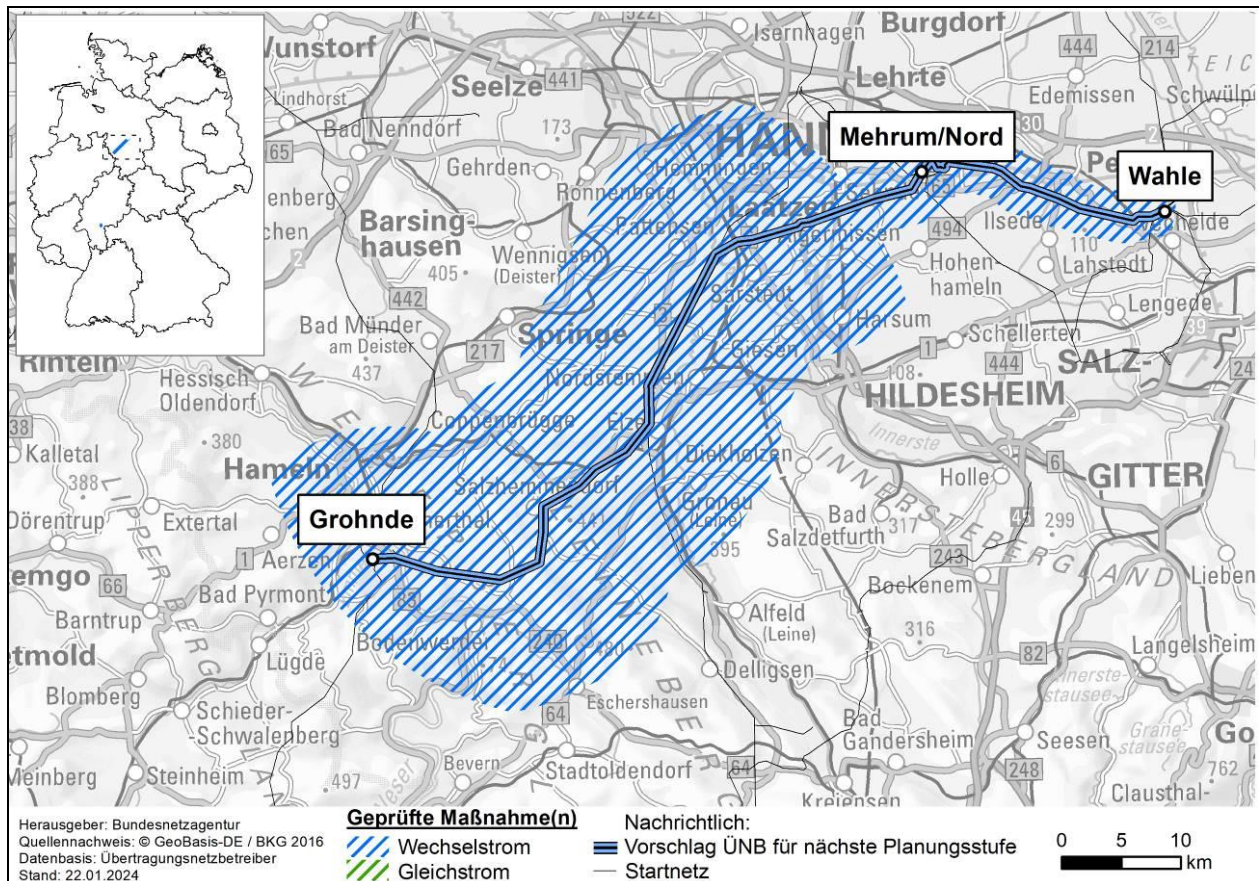
## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V, A
Trassenlänge	Bestand	40 km
	Ausbau	37 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

## P480: Ad-hoc-Maßnahmen in der TenneT-Regelzone

Das Projekt P480 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb der TenneT-Regelzone.

### M844: Wahle – Klein Ilsede – Mehrum/Nord – Algermissen – Grohnde



Die Maßnahme M844 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M844 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an und sehen die Maßnahme als Ad-hoc-Maßnahme.

Mit der Maßnahme werden die Leiterseile der bestehenden 380 kV-Doppelleitung zwischen Wahle und Grohnde über Klein Ilsede, Mehrum/Nord und Algermissen durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen, welche eine Stromtragungsfähigkeit von je 4000 A aufweisen, ersetzt.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 60 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M844 erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 65 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1790 MW in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P480 M844		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 30 GWh	- 50 GWh	- 60 GWh
Leistungsfluss	Maximum	1790 MW	1850 MW	1900 MW
	Durchschnitt	19 %	19 %	19 %
Auslastung	Maximum	65 %	68 %	69 %

### **M845: 3./4. Querregeltransformator (PST) Diele**

Die Maßnahme M845 wird bestätigt.

#### **Beschreibung**

Die Maßnahme M845 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an und sehen die Maßnahme als Ad-hoc-Maßnahme.

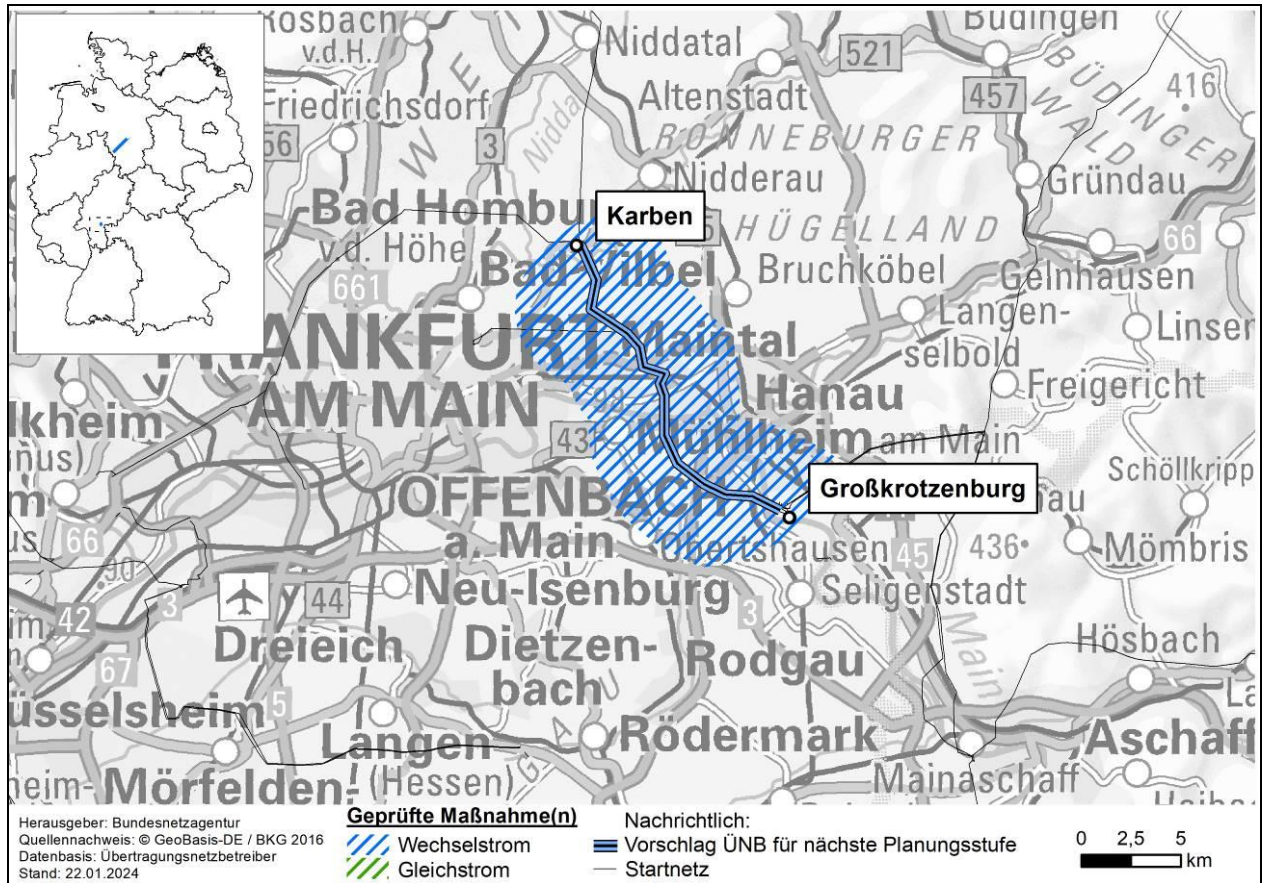
Mit der Maßnahme soll der Standort Diele um einen dritten und vierten Phasenschiebertransformator erweitert werden. Diese sollen parallel zu den zwei bestehenden Phasenschiebertransformatoren betrieben werden, welche in die zwei 380 kV-Stromkreise nach Conneforde geschaltet sind.

#### **Wirksamkeit**

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-0)-Verletzungen der zwei bestehenden Transformatoren mit bis zu 198 % im Szenario C auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

#### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

**M847: Karben – Großkrotzenburg**

Die Maßnahme M847 wird bestätigt.

**Beschreibung**

Die Maßnahme M847 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Mit der Maßnahme werden die Leiterseile der bestehenden 380 kV-Doppelleitung zwischen Karben und Großkrotzenburg durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen, welche eine Stromtragfähigkeit von je 4000 A aufweisen, ersetzt.

**Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 30 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M847 erforderlich. Im Szenario B 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 63 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1760 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

## Prüfungsergebnisse

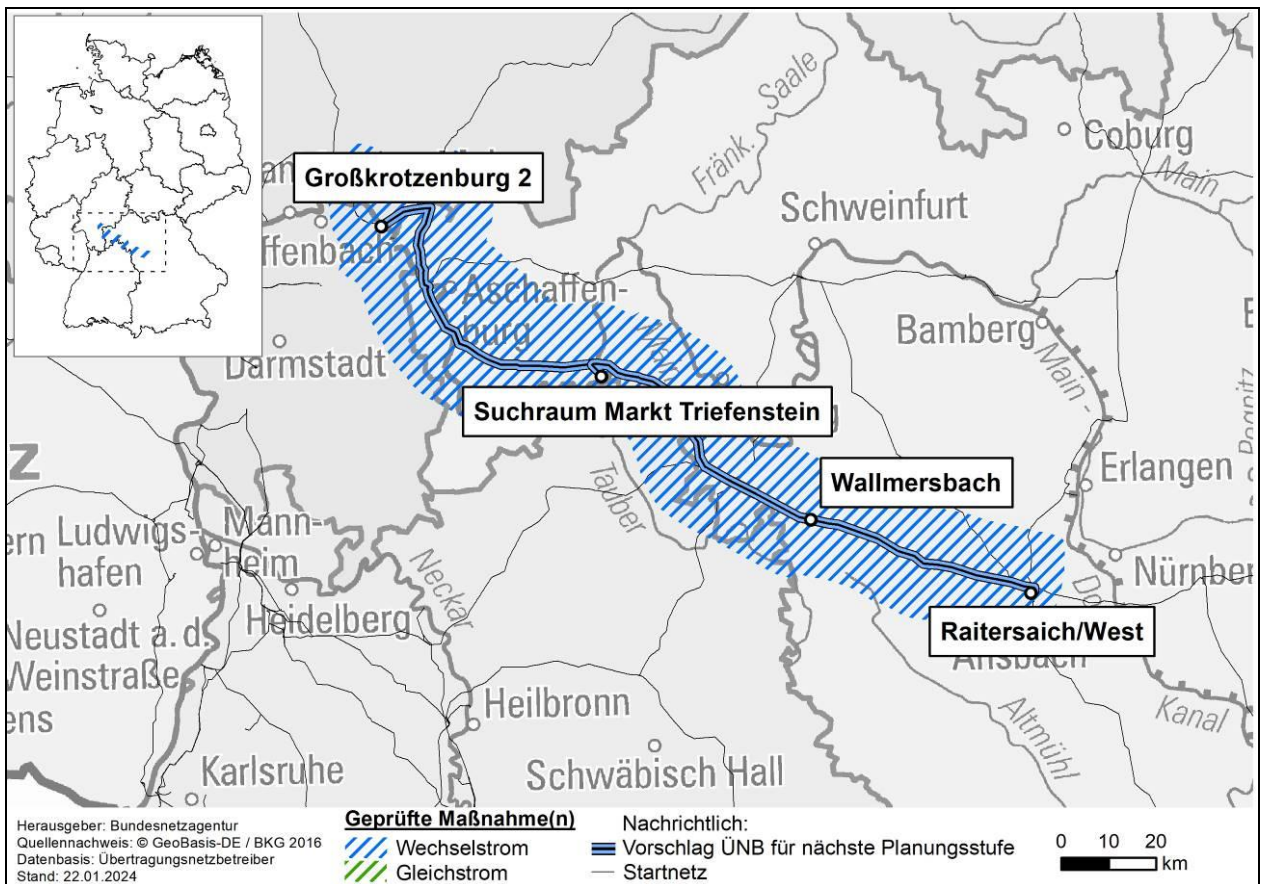
P480 M847		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 30 GWh	- 30 GWh	- 30 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3560 MW	3520 MW	3540 MW
	Durchschnitt	21 %	22 %	21 %
Auslastung	Maximum	64 %	63 %	63 %

## Auf einen Blick

	M844	M845	M847	
Wirksamkeit	ja	ja	ja	
Erforderlichkeit	ja	-	ja	
NOVA	V	V	V	
Trassenlänge	Bestand	89 km	-	20 km
	Ausbau	-	-	-
bestätigt	ja	ja	ja	
Vorhabenträger	TenneT TSO	TenneT TSO	TenneT TSO	



## P481: Netzverstärkung zwischen Großkrotzenburg 2, Suchraum Markt Triefenstein und Raitersaich



Das Projekt P481 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern.

### M830: Großkrotzenburg 2 – Trennfeld

### M831: Trennfeld – Raitersaich/West

Die Maßnahmen M830 und M831 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M830 und M831 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch die Maßnahme M830 wird eine bestehende 220 kV-Doppelleitung von Großkrotzenburg nach Trennfeld durch einen Neubau einer 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4.000 A je Stromkreis abgelöst. Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass das bestehende 220/110 kV-Umspannwerk Trennfeld durch ein neues 380/110 kV-Umspannwerk mit zwei 380/110 kV-Transformatoren im Suchraum Markt Triefenstein abzulösen ist. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die

Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Durch die Maßnahme M831 wird ebenfalls die bestehende 220 kV-Leitung von Trennfeld über Wallmersbach nach Raitersaich/West durch einen Neubau einer 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von jeweils 4.000 A je Stromkreis abgelöst.

Das neu zu errichtende 380/110 kV-Umspannwerk in Wallmersbach soll in die neue 380 kV-Doppelleitung voll eingeschliffen werden. Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass in diesem Umspannwerk vier 380/110 kV-Transformatoren errichtet werden sollen. Diese Anlage ist nicht Teil der Prüfung durch die Bundesnetzagentur.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der beiden Maßnahmen die Schaltanlagen in Großkrotzenburg2 und Raitersaich/West verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 1380 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M830 und M831 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 118 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 3190 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

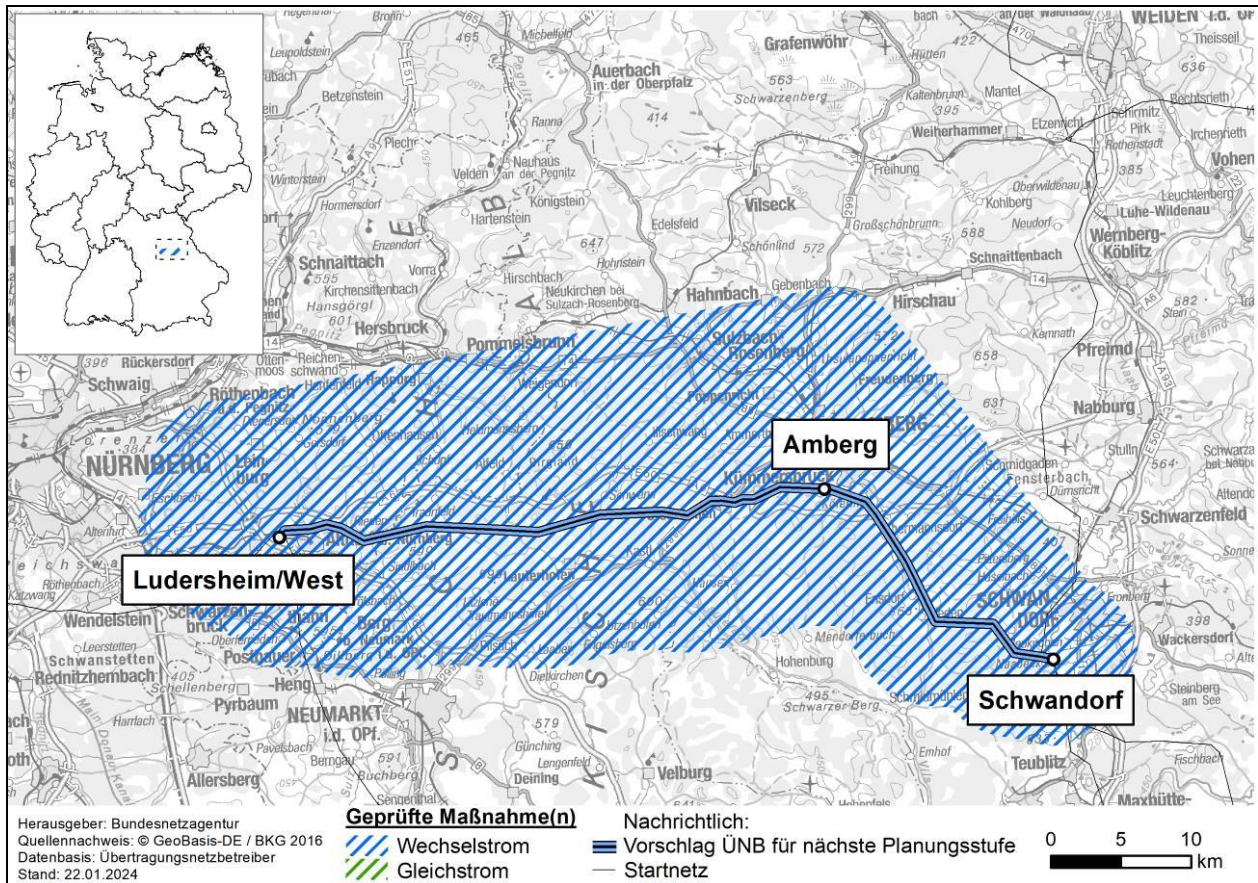
**Prüfungsergebnisse**

<b>P481 M830/M831</b>		<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 1060 GWh	- 1170 GWh	- 1380 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	6380 MW	7040 MW	7320 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	29 %	29 %	29 %
	<b>Maximum</b>	118 %	130 %	134 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	191 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P482: Netzverstärkung zwischen Ludersheim/West und Schwandorf



Das Projekt P482 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Bayerns.

### M832: Ludersheim/West (Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid) – Schwandorf

Die Maßnahme M832 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M832 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Ersatzneubau wird die bestehende 220 kV-Leitung zwischen Ludersheim und Schwandorf durch eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis ersetzt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Ludersheim/West und Schwandorf verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Das neu zu errichtende 380/110 kV-Umspannwerk in Amberg soll in die neue 380 kV-Doppelleitung voll eingeschliffen und zusätzlich sollen in dem Umspannwerk mehrere 380/110 kV-Transformatoren errichtet werden. Diese Anlage ist nicht Teil der Prüfung durch die Bundesnetzagentur.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 120 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M832 als erforderlich. Im Szenario B 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 51 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1460 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P482 M832		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 60 GWh	- 70 GWh	- 120 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2920 MW	2880 MW	2980 MW
	Durchschnitt	14 %	14 %	14 %
Auslastung	Maximum	52 %	51 %	53 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	63 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P484: Querregeltransformatoren (PST) und Umspannwerk Suchraum Gambach

Das Projekt P484 steuert Leistungsflüsse, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse innerhalb Deutschlands optimiert zu nutzen.

### M834: Querregeltransformatoren (PST) Suchraum Gambach

Die Maßnahme M834 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M834 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

In dem neu zu errichtenden 380/110 kV-Umspannwerk am Kreuzungspunkt der 380 kV-Leitung Aschaffenburg – Bergheinfeld/West mit der 110 kV-Leitung des Verteilnetzbetreibers in Gambach sollen vier Phasenschiebertransformatoren errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass an dem neu zu errichtenden Umspannwerk drei 380/110 kV-Transformatoren benötigt werden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

#### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 490 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

#### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

#### Prüfungsergebnisse

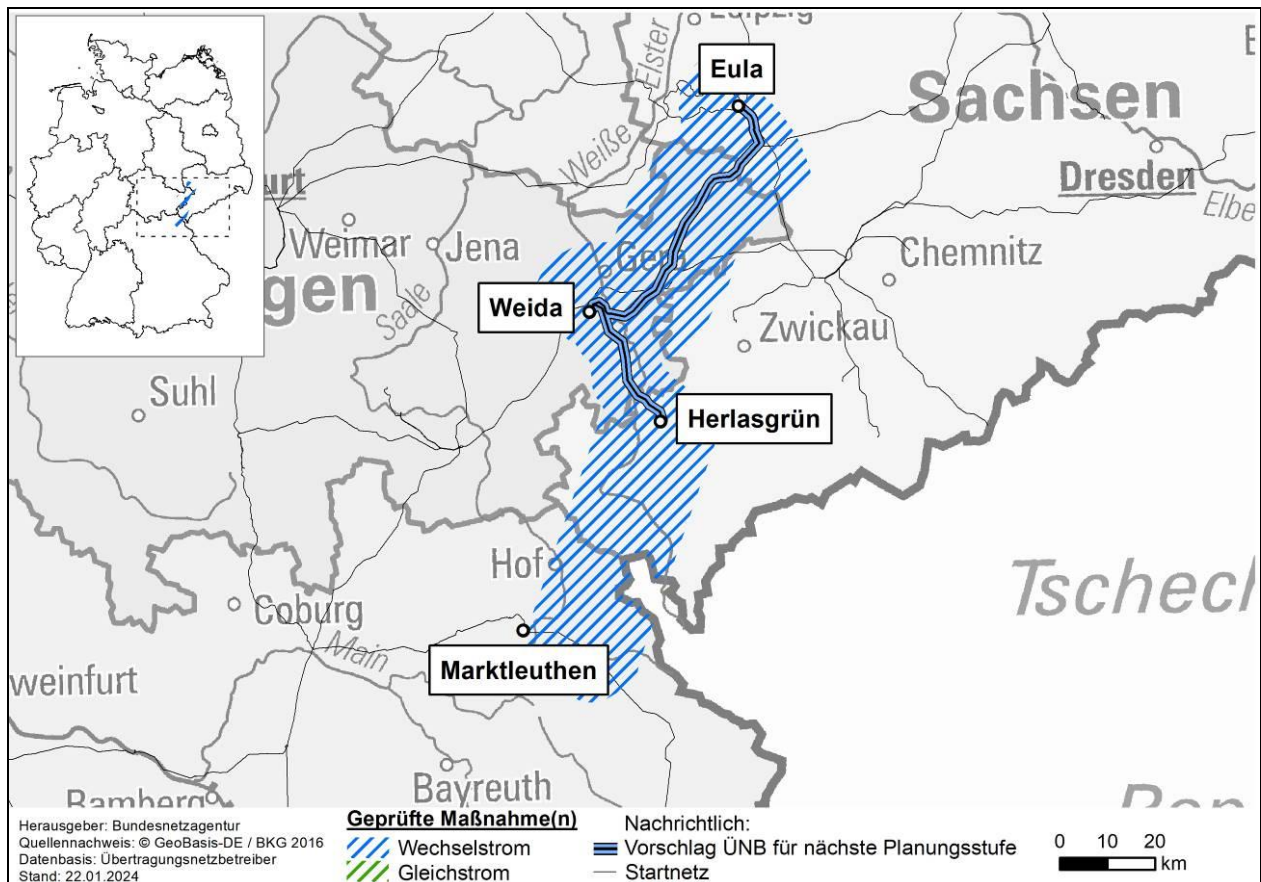
P484 M834	A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex	- 180 GWh	- 440 GWh	- 490 GWh

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		O
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT



## P485: Netzverstärkung und -ausbau: Eula – Weida – Herlasgrün – Marktleuthen



Das Projekt P485 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Bayern.

### M485a: Eula – Weida – Herlasgrün

### M835: Herlasgrün – Marktleuthen/Kirchenlamitz

Die Maßnahmen M485a und M835 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M485a und M835 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll mit der Maßnahme M485a eine 380 kV-Doppelleitung von Eula, über Weida nach Herlasgrün errichtet werden und die bestehende 220 kV-Struktur, welche die Stationen verbindet und auch eine Einschleifung von Röhrsdorf umfasst, entfällt.

Durch Neubau in neuer Trasse soll mit der Maßnahme M835 eine 380 kV-Doppelleitung von Herlasgrün zum geplanten Umspannwerk im Suchraum Marktleuthen errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Eula, Weida und Herlasgrün verstärkt werden müssten. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die Verstärkung im Detail umgesetzt wird, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues Umspannwerk im Suchraum Stadt Marktleuthen/Stadt Kirchenlamitz für die Einbindung des Verteilernetzes errichtet werden müsse. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 1350 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M485a und M835 erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 70 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1950 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

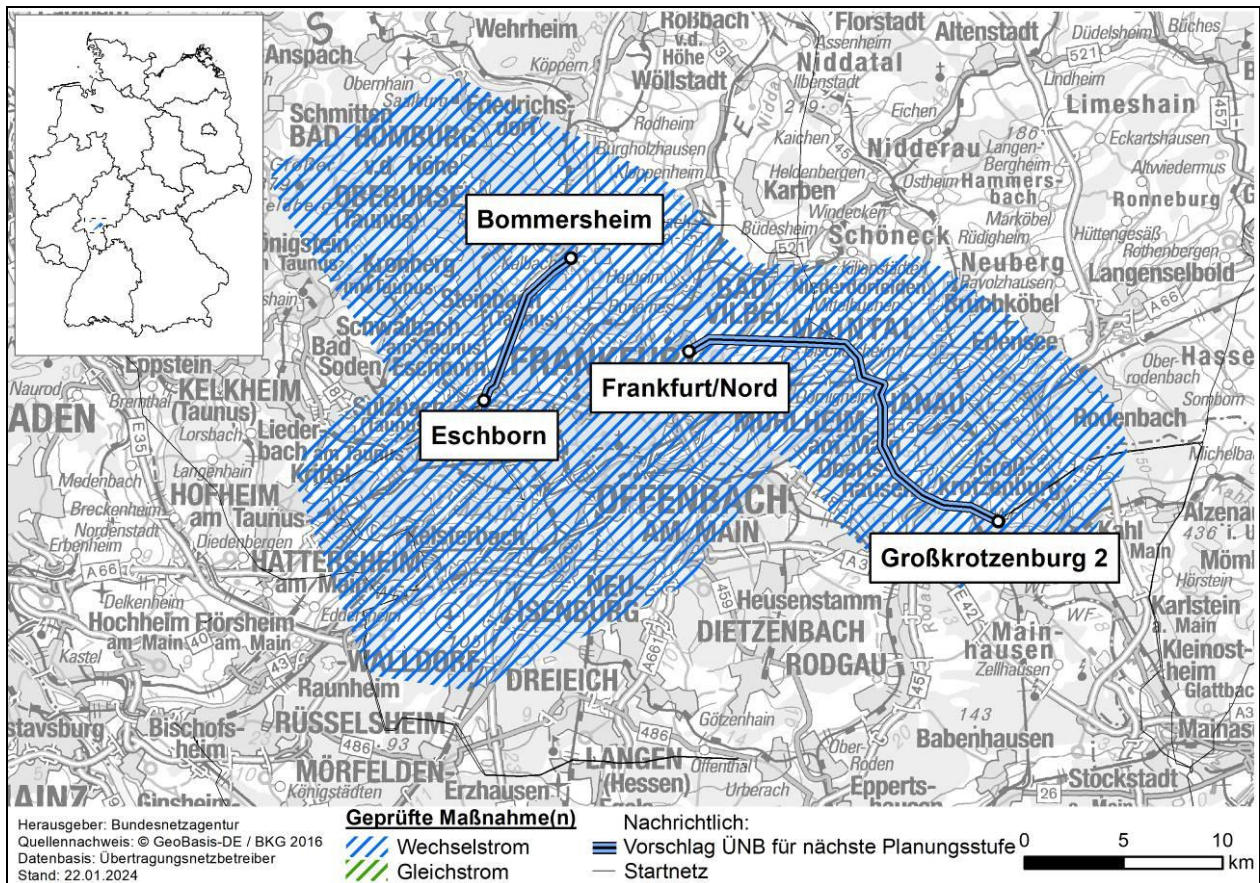
## Prüfungsergebnisse

P485 M485a M835		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 610 GWh	- 910 GWh	- 1350 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3900 MW	4220 MW	4500 MW
Auslastung	Durchschnitt	20 %	20 %	21 %
	Maximum	70 %	77 %	82 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		Ja
Erforderlichkeit		Ja
NOVA		V, A
Trassenlänge	Bestand	101 km
	Ausbau	69 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission, TenneT TSO

## P486: Netzverstärkung und -ausbau Großkrotzenburg 2 – Frankfurt/Nord – Suchraum Bommersheim



Das Projekt P486 erhöht die Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt.

### M836: Großkrotzenburg 2 – Frankfurt/Nord

### M837: Frankfurt/Nord – Suchraum Bommersheim

### M837a: Volleinschleifung Suchraum Bommersheim und Eschborn in Karben – Frankfurt/Südwest

Die Maßnahmen M836, M837 und M837a werden bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahmen M836, M837 und M837a wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse wird mit der M836 ein neues 380 kV-Doppelsystem von Großkrotzenburg 2 nach Frankfurt/Nord realisiert werden. Dieses Doppelsystem löst die bestehende 220 kV-Leitung von Großkrotzenburg nach Frankfurt/Nord ab.

Durch Neubau in neuer Trasse wird mit der M837 ein neues 380 kV-Doppelsystem von Frankfurt/Nord zum geplanten Umspannwerk im Suchraum Bommersheim errichtet.

Durch Neubau in bestehender Trasse werden mit der M837a Teile der bestehenden 380 kV-Doppelleitung von Karben nach Frankfurt/Südwest zu den geplanten Umspannwerken im Suchraum Bommersheim und Eschborn geführt und die zwei Umspannwerke voll eingeschliffen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Großkrotzenburg 2 verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Frankfurt/Nord und Dörnigheim verstärkt werden müssten. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### **Konsultation**

Mehrere Konsultationsbeiträge mahnen an, bei einer Umsetzung des Projekts darauf zu achten Stadtentwicklungsprozesse und -möglichkeiten nicht zu beschränken. Zudem wird befürchtet, eine Umsetzung könne die landwirtschaftliche Produktionskapazität einschränken bzw. reduzieren sowie den landschaftlichen und Erholungsfaktor der Regionen eindämmen. Aus diesen Gründen wird darum gebeten den Trassenverlauf sowie Umspannwerke entfernt von den Städten zu planen sowie nicht vermeidbare Neubautrassen auf Stadtgebiet als Erdverkabelung oder Tunnelbau zu realisieren.

Die Entscheidung über den konkreten Trassenverlauf von Maßnahmen und von Umspannwerkstandorten ist nicht Teil der Bestätigung des Netzentwicklungsplans, sondern Teil der nachfolgenden Verfahren.

Eine teilweise Erdverkabelung kann nur bei Vorhaben eingesetzt werden, die im Bundesbedarfsplan eine entsprechende Kennzeichnung als Pilotvorhaben erhalten. Es ist nicht die Aufgabe des Netzentwicklungsplans festzulegen, ob und an welchen Stellen die darin enthaltenen Maßnahmen als Freileitung oder Erdkabel zu realisieren sind. Er stellt lediglich fest, an welchen Stellen im Übertragungsnetz zusätzlicher Transportbedarf besteht. Die Entscheidung über Erdkabelpilotvorhaben trifft der Gesetzgeber durch eine entsprechende Kennzeichnung im Bundesbedarfsplan und danach gegebenenfalls die zuständige Genehmigungsbehörde.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen M836, M837 und M837a erhöhen die Versorgungssicherheit Frankfurts bei Ausfällen während betrieblich notwendiger Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten.

**Auf einen Blick**

<b>NOVA</b>		V/A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	34 km
	<b>Ausbau</b>	13 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT TSO

## **P487: Netzverstärkung zwischen Raitersaich, Vohburg und Sittling**

Das Projekt P487 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Bayerns.

### **M838: Raitersaich/West – Vohburg**

### **M839: Vohburg – Sittling**

Die Maßnahmen M838 und M839 werden bestätigt.

### **Beschreibung**

Die Maßnahmen M838 und M839 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch Ersatzneubau der bestehenden 220 kV-Doppelleitung zwischen Raitersaich/West und Sittling wird über Ingolstadt und Vohburg (geplantes Umspannwerk im Suchraum Stadt Vohburg an der Donau) eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von je 4000 A je Stromkreis errichtet.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Umspannwerke in Raitersaich/West und Sittling zu verstärken seien. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahmen, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues Umspannwerk Vohburg für die Einbindung des Verteilnetzes errichtet werden müsste und dass das Umspannwerk Sittling mit zusätzlichen 380/110 kV-Transformatoren verstärkt werden müsste. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues 380/110 kV-Umspannwerk Ingolstadt errichtet werden müsste und voll in die Leitung von Raitersaich nach Irsching einzuschleifen sei. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie dies im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 120 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M838 und M839 als erforderlich. Im Szenario B 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 39 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1110 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht

## Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

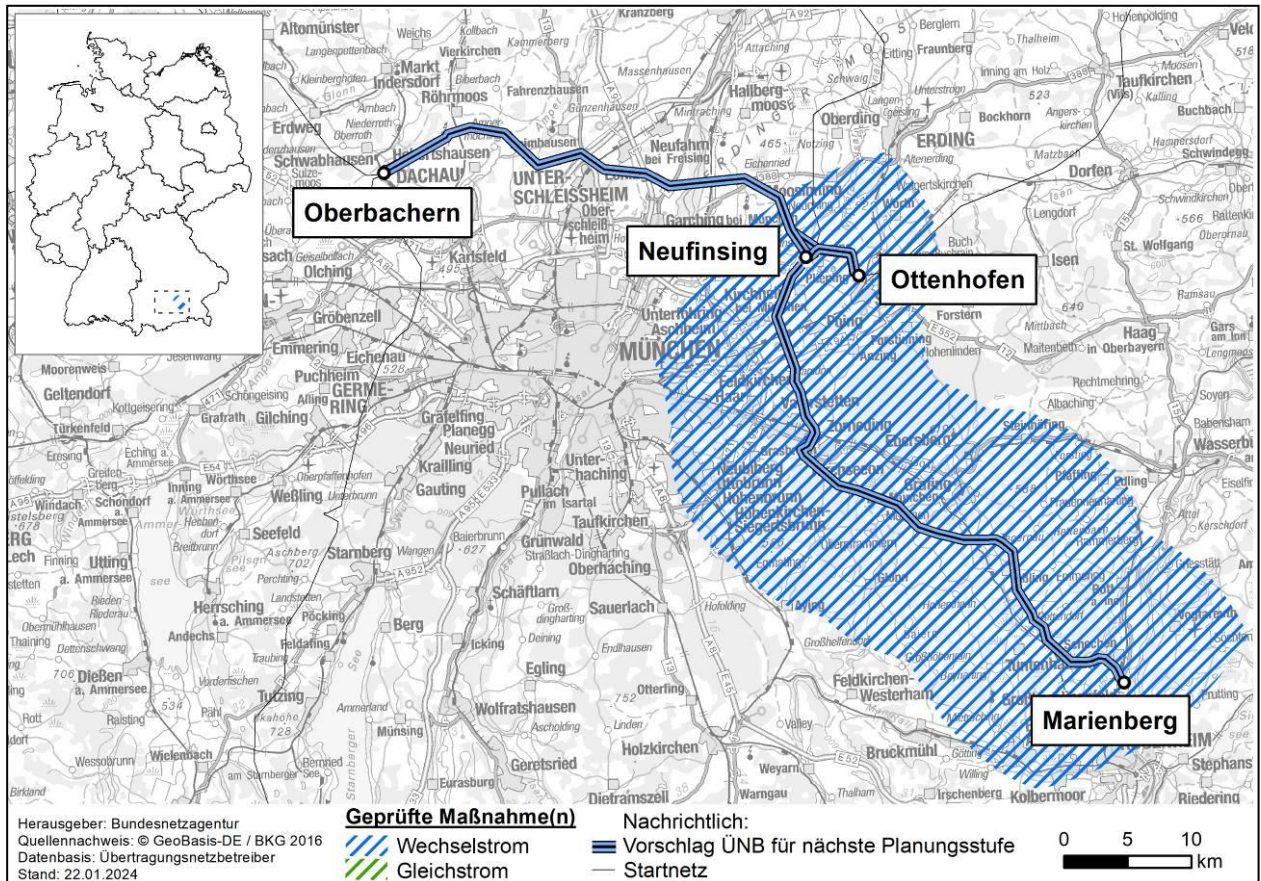
P487 M838, M839	A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex	- 70 GWh	- 120 GWh	- 120 GWh
Leistungsfluss	Maximum 2240 MW	2220 MW	2220 MW
Auslastung	Durchschnitt 10 %	10 %	10 %
	Maximum 40 %	39 %	40 %

### Auf einen Blick

Wirksamkeit	ja
Erforderlichkeit	ja
NOVA	V
Trassenlänge	Bestand 118 km
	Ausbau -
bestätigt	ja
Vorhabenträger	TenneT



## P488: Netzverstärkung zwischen Oberbachern und Marienberg



Das Projekt P488 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Bayerns und sichert die Versorgung Münchens.

### M841: Oberbachern – Neufinsing

### M842: Ottenhofen – Neufinsing

### M843: Neufinsing – Marienberg

Die Maßnahmen M841, M842 und M843 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M841, M842 und M843 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Das Umspannwerk Neufinsing ist in ein 220 kV-Doppelsystem von Oberbachern nach Ottenhofen doppelt eingeschliffen. Mit den Maßnahmen M841 und M842 wird das Doppelsystem auf 380 kV umgestellt und in Teilen umbeseilt.

Mit der Maßnahme M843 soll durch Ersatzneubau die bestehende 220 kV-Doppelleitung von Neufinsing nach Marienberg durch eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Oberbachern, Ottenhofen und Neufinsing verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Ebenso sei die 220 kV-Schaltanlage in Neufinsing durch eine 380 kV-Schaltanlage mit mehreren 380/110 kV-Transformatoren und einem 380/220 kV-Transformator abzulösen. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die Verstärkung im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden.

Zusätzlich sei in Oberbachern ein weiterer 380/110 kV-Transformator nötig. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Ebenso sei die 220 kV-Schaltanlage in Marienberg durch eine 380 kV-Schaltanlage mit mehreren 380/110 kV-Transformatoren abzulösen. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie die Verstärkung im Detail umgesetzt wird, kann jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

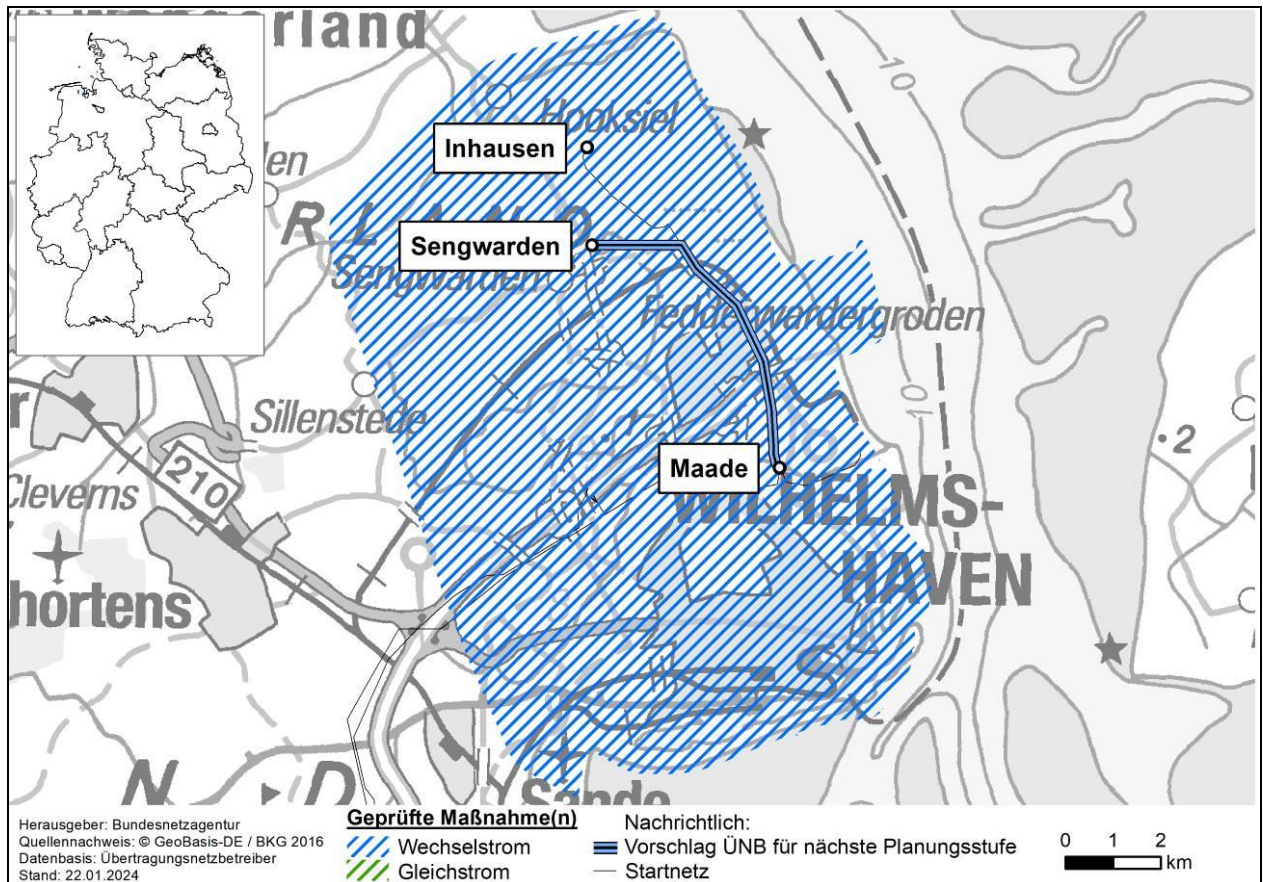
### Bewertung

Die Maßnahmen M841, M842 und M843 dienen der Versorgungssicherheit der Stadt München bei den zukünftig zu erwartenden Laststeigerungen und Rückspeisungen ins Übertragungsnetz durch erneuerbare Energien.

#### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		O, V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	97 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT TSO

## P489: Netzverstärkung Raum Wilhelmshaven



Das Projekt P489 sichert die Versorgung an den Standorten Inhausen und Maade.

### M810: Inhausen/neu – Sengwarden

### M811: Maade/neu – Sengwarden

Die Maßnahmen M810 und M811 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M810 und M811 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2030 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll zwischen dem neu zu errichtenden 380 kV-Umspannwerk Inhausen/neu und dem Umspannwerk Sengwarden (ehemals Wilhelmshaven2) eine 380 kV- Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis errichtet werden. Darüber hinaus soll durch Ersatzneubau zwischen dem Umspannwerk Maade/neu und Sengwarden ebenfalls eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Sengwarden verstärkt werden müssten. Ebenso sei das 220 kV Umspannwerk in Maade als Maade/neu in 380 kV neu zu errichten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

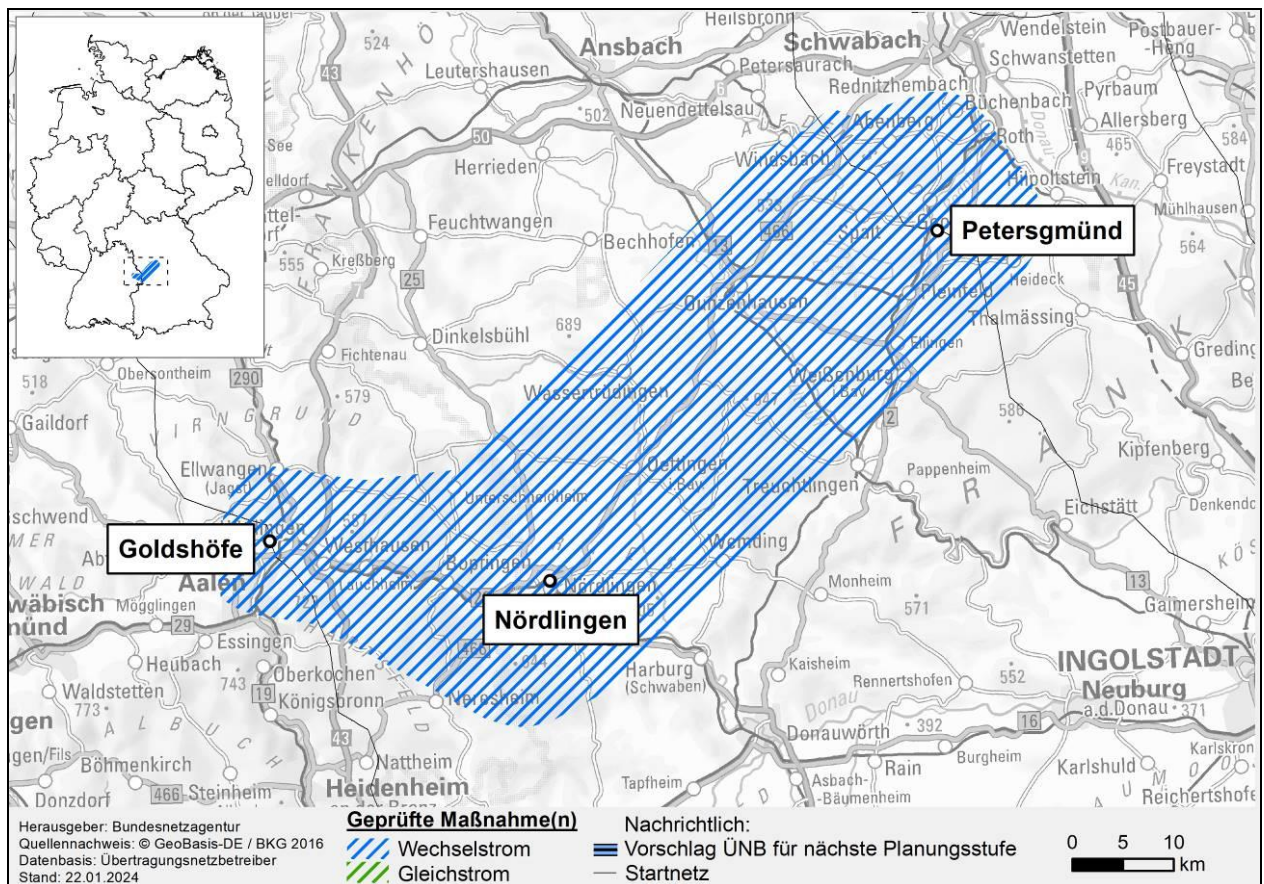
### Bewertung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für den Raum Wilhelmshaven umfangreiche zusätzliche Netzanschlussbedarfe mehrerer Industriekunden gemeldet. Die angefragten zusätzlichen Anschlusskapazitäten stehen u.a. im Zusammenhang mit dem Anschluss von Elektrolyseuren zur Erzeugung von Wasserstoff und erreichen eine Größenordnung, die über das Verteilernetz nicht mehr abgedeckt werden kann. Die Maßnahmen M810 und M811 sind daher erforderlich, um die von den Übertragungsnetzbetreibern hierfür benannten Netzverknüpfungspunkte Inhausen/neu und Maade/neu in das Höchstspannungsnetz zu integrieren und die angefragten Netzanschlussbedarfe an den Standorten zukünftig bedienen zu können.

#### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		V, A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	6 km
	<b>Ausbau</b>	2 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P490: Netzausbau zwischen Suchraum Petersgmünd und Goldshöfe



Das Projekt P490 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Bayern und dem Osten Baden-Württembergs.

### M840: Suchraum Petersgmünd – Goldshöfe

Die Maßnahme M840 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M840 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll von Suchraum Petersgmünd (Gemeinden Georgsgmünd, Röttenbach, Stadt Spalt) über Suchraum Nördlingen (Stadt/Gemeinden Nördlingen, Reimlingen, Ederheim, Riesbürg, Kirchheim am Ries, Wallerstein) nach Goldshöfe eine neue 380 kV-Doppelleitung realisiert werden. Das neu zu errichtende Umspannwerk im Suchraum Petersgmünd soll zusätzlich in die bestehende 380 kV-Doppelleitung zwischen Raitersaich und Irching eingeschlossen werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass in die neu zu errichtende 380 kV-Schaltanlage im Suchraum Nördlingen eine Doppeleinschleifung beider Leitungen erfolgen soll. Weiterhin sollen in dem neuen 380 kV-

Umspannwerk im Suchraum Petersgmünd vier 380/110 kV-Transformatoren errichtet werden. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme das Umspannwerk in Goldshöfe verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 340 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M840 als erforderlich. Im Szenario B 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 89 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2240 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Alternativ zur vorgeschlagenen Maßnahme ist laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber auch ein Parallelneubau auf den unterschiedlichen Transportachsen zwischen Redwitz und Kupferzell, sowie zwischen Raitersaich und Aschaffenburg und Raitersaich und Großkrotzenburg denkbar. Dies erscheint zwar grundsätzlich möglich und würde voraussichtlich ebenfalls den Überlastungen entgegenwirken, jedoch erscheint nach aktuellem Stand ein zusätzlicher Parallelneubau auf unterschiedlichen Transportachsen im Vergleich zu dem hier vorgeschlagenen Ausbau einer neuen Doppelleitung nicht bedarfsgerecht. Außerdem werden die genannten Transportachsen bereits im Rahmen anderer Projekte verstärkt.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

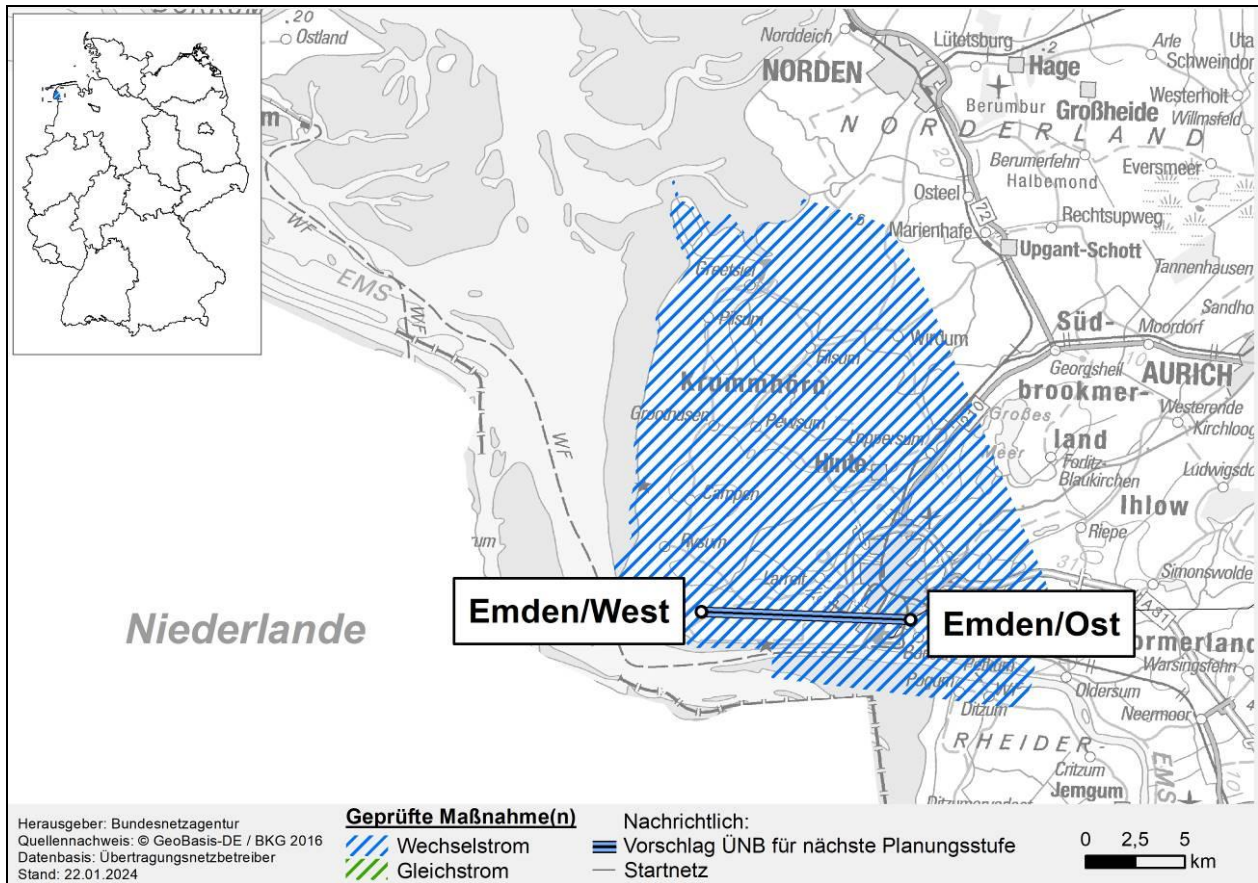
### Prüfungsergebnisse

P490 M840		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 140 GWh	- 240 GWh	- 340 GWh
Leistungsfluss	Maximum	4300 MW	4200 MW	4410 MW
Auslastung	Durchschnitt	14 %	14 %	14 %
	Maximum	84 %	89 %	89 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	104 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT, TransnetBW

## P491: Netzausbau im Raum Emden



Das Projekt P491 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Niedersachsen.

### M902: Emden/Ost – Emden/West (Rysum)

Die Maßnahmen M902 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M902 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2034 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll zwischen dem neu zu errichtenden 380/110 kV-Umspannwerk Emden/West im Bereich Rysum (Suchraum Stadt Emden/Gemeinde Krummhörn) und dem Umspannwerk Emden/Ost eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Emden/Ost verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.



## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

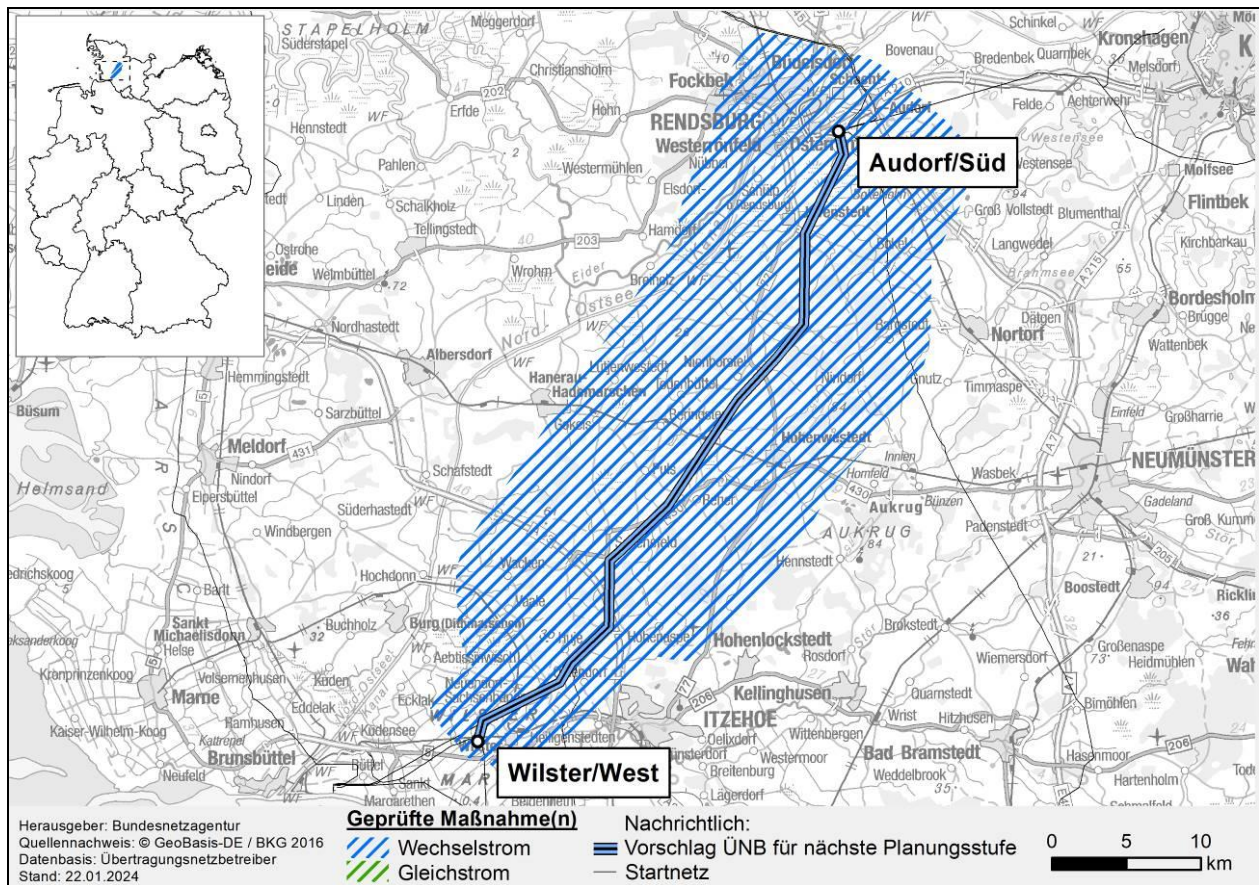
## Bewertung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für den Raum westlich von Emden umfangreiche zusätzliche Netzanschlussbedarfe mehrerer Industriekunden gemeldet. Die angefragten zusätzlichen Anschlusskapazitäten stehen u.a. im Zusammenhang mit dem Anschluss von Elektrolyseuren zur Erzeugung von Wasserstoff und erreichen eine Größenordnung, die über das Verteilernetz nicht mehr abgedeckt werden kann. Die Maßnahme M902 ist daher erforderlich, um die von den Übertragungsnetzbetreibern hierfür benannten Netzverknüpfungspunkte Emden/West im Bereich Rysum (Suchraum Stadt Emden/Gemeinde Krummhörn) und Emden/Ost in das Höchstspannungsnetz zu integrieren und die angefragten Netzanschlussbedarfe an den Standorten zukünftig bedienen zu können.

### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	20 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P492: Netzverstärkung zwischen Audorf/Süd und Wilster/West



Das Projekt P492 erhöht die Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein.

### M998: Audorf/Süd – Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek

### M999: Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek – Wilster/West

Die Maßnahmen M998 und M999 werden bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahmen M998 und M999 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2036 an.

Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass die beiden Maßnahmen M998 und M999 zur Integration des Offshore-Anbindungssystems NOR-x-6 am Standort Hardebek erforderlich sind. Um Abregelungen des Offshore-Anbindungssystems zu verhindern, ist die Inbetriebnahme der Maßnahmen bis zum Jahr 2036 sicherzustellen.

Mit den Maßnahmen M998 und M999 soll durch einen Ersatzneubau das bestehende 380 kV-Doppelsystem von Audorf/Süd nach Wilster/West über die geplanten Umspannwerke Jevenstedt und Pöschendorf durch ein leistungsfähigeres 380 kV-Doppelsystem ersetzt werden.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 229 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

Darüber hinaus wird durch die Maßnahmen der Anschluss eines zusätzlichen Offshore-Anbindungssystems am Umspannwerk Hardebek ermöglicht. Ohne die Maßnahmen könnte die eingespeiste Leistung aufgrund von lokalen Überlastungen nicht vollständig abgeführt werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M998 und M999 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 74 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2101 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

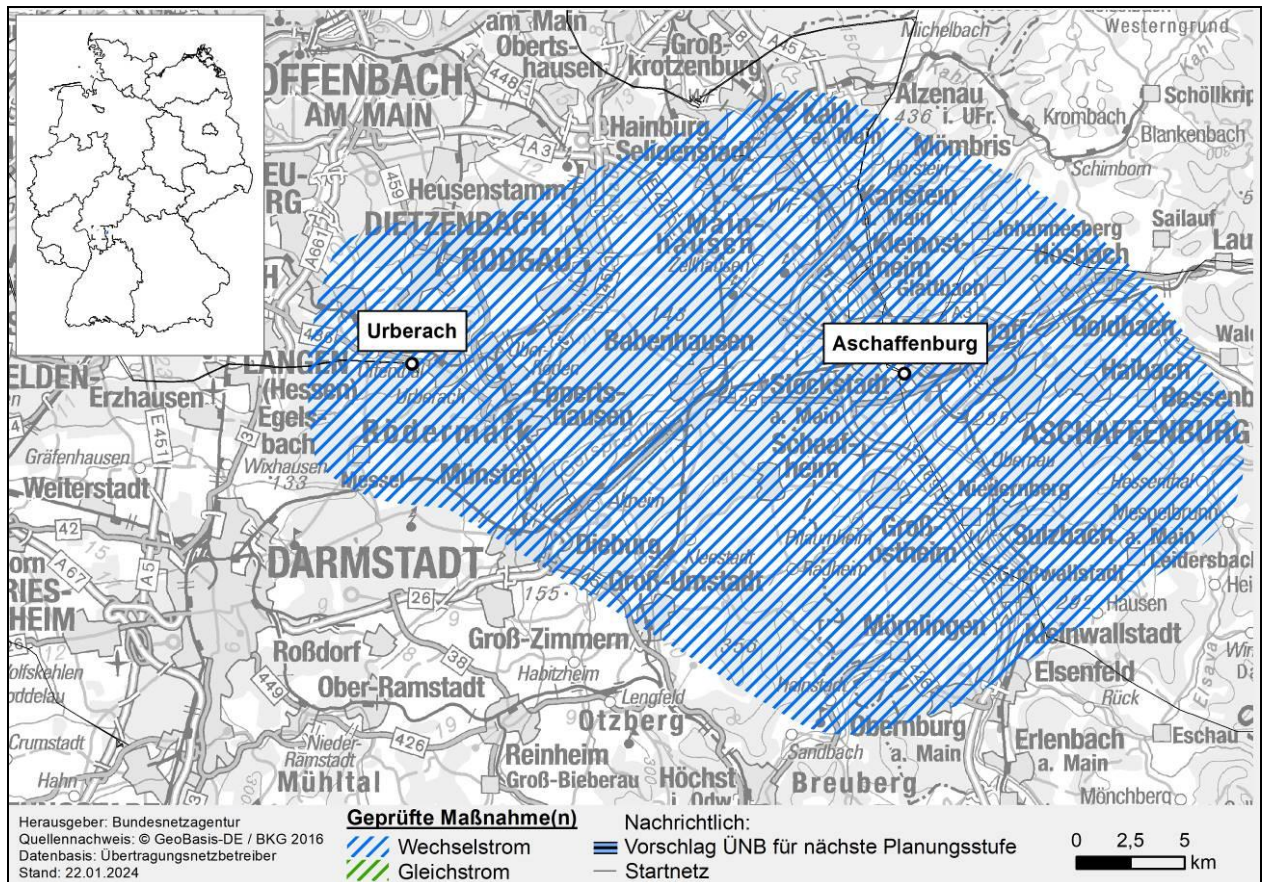
### Prüfungsergebnisse

P492 M998/M999		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 89 GWh	- 189 GWh	- 229 GWh
Leistungsfluss	Maximum	4202 MW	4022 MW	4048 MW
	Durchschnitt	18 %	18 %	19 %
Auslastung	Maximum	74 %	71 %	71 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	51 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TenneT

## P500: Netzverstärkung und -ausbau Aschaffenburg – Urberach



Das Projekt P500 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern.

### M737: Aschaffenburg – Urberach

Die Maßnahme M737 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M737 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 96 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll mit einer 380 kV-Doppelleitung eine neue Verbindung von Aschaffenburg nach Urberach realisiert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Aschaffenburg und Urberach verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben ferner an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues Umspannwerk Somborn für die Einbindung des Verteilernetzes errichtet werden muss und das bestehende Umspannwerk Aschaffenburg um zusätzliche Transformatoren erweitert werden muss. Sollte das bestehende Umspannwerk Aschaffenburg nicht ausreichend zu erweitern sein, soll ggf. ein zusätzliches Umspannwerk im Suchraum Aschaffenburg/Stockstadt am Main/Großostheim/Mainhausen errichtet werden. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 1590 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M737 erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 64 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1610 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

### **Konsultation**

Mehrere Konsultationsbeiträge erwähnen, dass der Knoten des bestehenden Umspannwerks Aschaffenburg wichtig für die Struktur des Verteilernetzes sei und bestehen bleiben müsse, auch wenn das Umspannwerk wegen Platzmangels nicht erweitert werden kann und an anderer Stelle neu errichtet werden müsse.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

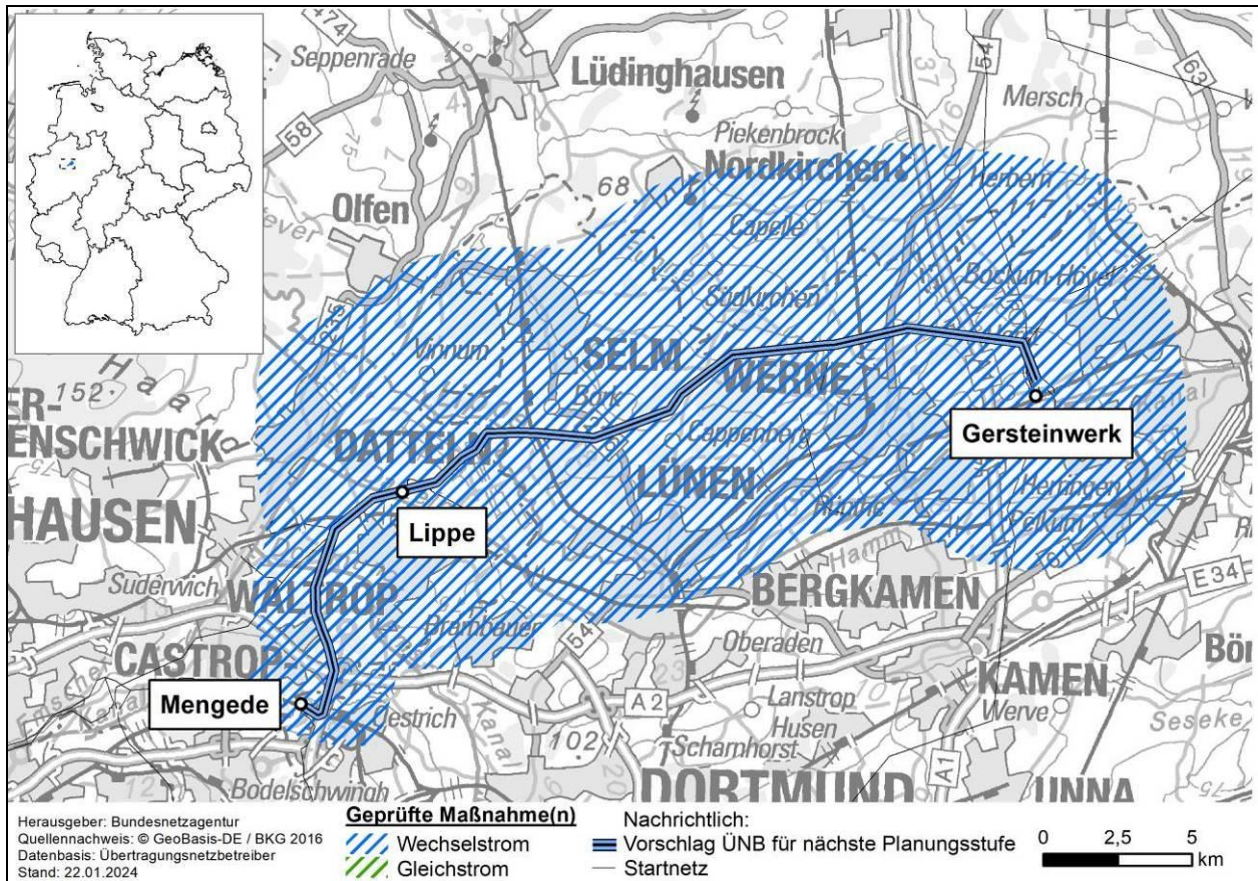
**Prüfungsergebnisse**

<b>P500 M737</b>		<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 800 GWh	- 1370 GWh	- 1590 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	3220 MW	3420 MW	3420 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	20 %	20 %	20 %
	<b>Maximum</b>	64 %	68 %	68 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	29,5 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion, TenneT TSO

## P501: Netzverstärkung Gersteinwerk – Lippe – Mengede



Das Projekt P501 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens.

### M740: Gersteinwerk – Lippe – Mengede

Die Maßnahme M740 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M740 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 90 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll die bestehende 380 kV-Leitung von Gersteinwerk, über das zukünftig auch für ein Offshore-Netzanbindungssystem genutzte Umspannwerk Lippe, nach Mengede zu einer 380 kV-Leitung mit vier Stromkreisen erweitert werden. Dabei entfällt eine 220 kV-Leitung von Gersteinwerk nach Kusenhorst, an der die Standorte Elmenhorst, Ruhrzink und Pöppinghausen angeschlossen sind.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Lippe verstärkt werden muss. Dies ist aufgrund des Entfalls von 220 kV-Leitungen zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf



die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 450 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M740 erforderlich. Im Szenario B 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 75 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 5980 MW für das Vierfachsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Im vergangenen Netzentwicklungsplan wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Seitdem haben sich keine neuen Erkenntnisse ergeben, die eine neuerliche Alternativenprüfung rechtfertigen würden. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

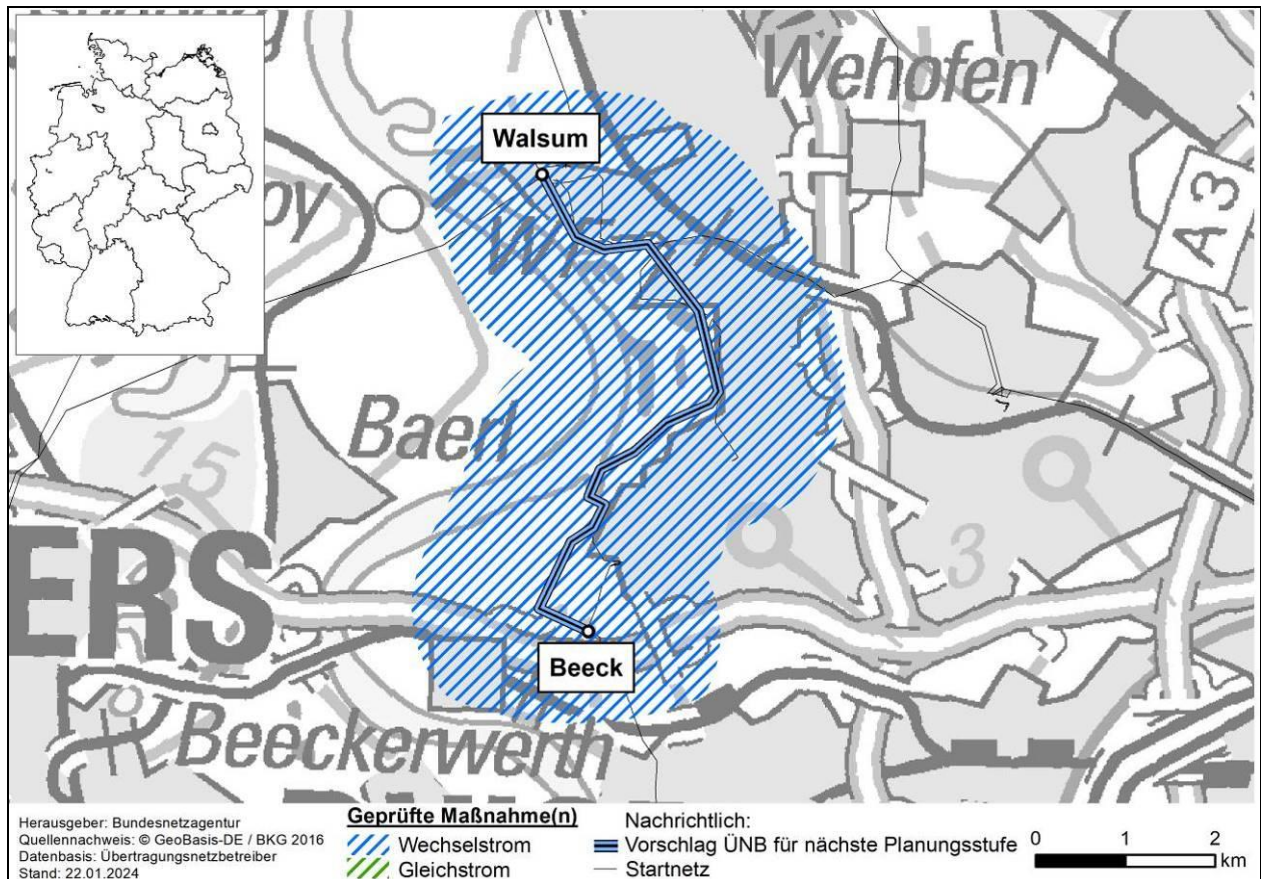
### Prüfungsergebnisse

P501 M740		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 170 GWh	- 320 GWh	- 450 GWh
Leistungsfluss	Maximum	5700 MW	5980 MW	6640 MW
Auslastung	Durchschnitt	19 %	20 %	20 %
	Maximum	69 %	75 %	82 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	64 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P502: Netzverstärkung Walsum – Beeck



Das Projekt P502 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens.

### M741: Walsum – Beeck

Die Maßnahme M741 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M741 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 92 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2029 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll ein bestehendes 220 kV-Doppelsystem von Walsum nach Beeck durch ein neues 380 kV-Doppelsystem von einer neuen Station bei Walsum nach Beeck ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Walsum und Beeck verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich naheliegend und auch aufgrund der Spannungsumstellung zwar notwendig, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Die Übertragungsnetzbetreiber geben ebenfalls an, dass im Rahmen der Maßnahme Transformatoren für Kunden

errichtet werden müssen. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme Überlastungen zwischen Walsum und Beeck auf. Die maximale Auslastung liegt dabei ohne die Maßnahme in den Szenarien A 2037, B 2037 und C 2037 bei 112 %, 110 % und 113 %. Durch Hinzunahme der Maßnahme treten keine Überlastungen auf.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagenen Variante entschieden.

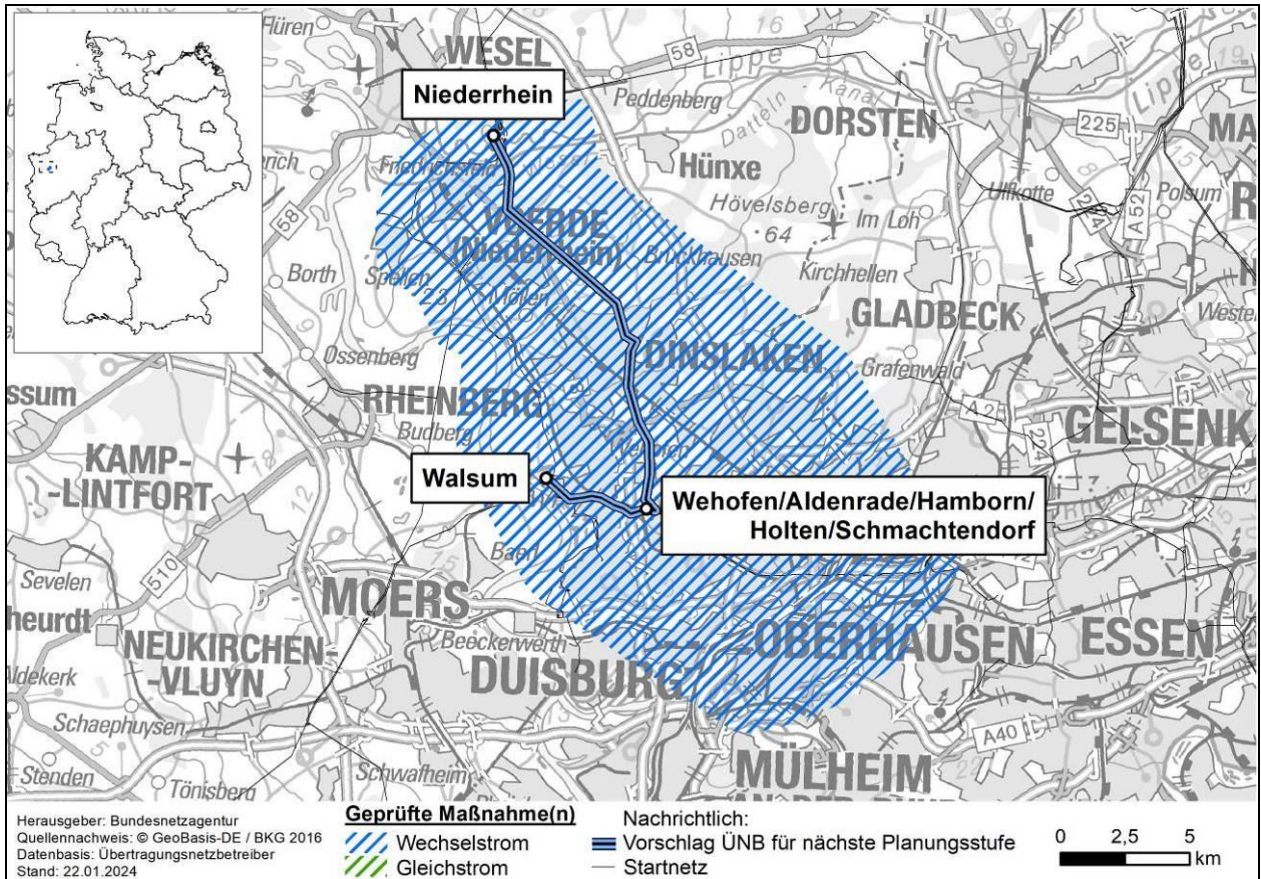
### Bewertung

Die Maßnahme dient der Versorgung des Standortes Beeck, welcher lediglich mit einer 220 kV Leitung an das Höchstspannungsnetz angeschlossen ist. Die 220 kV Leitung ist für den zukünftigen Leistungsbedarf am Standort Beeck nicht ausgelegt.

#### Auf einen Blick

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	9 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P503: Netzverstärkung Niederrhein – Wehofen/Aldenrade/Hamborn/Holten/Schmachtendorf – Walsum



Das Projekt P503 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens.

### M742: Niederrhein– Wehofen/Aldenrade/Hamborn/Holten/Schmachtendorf – Walsum

Die Maßnahme M742 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M742 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Umbeseilung zwischen der Station Niederrhein und der geplanten Station Walsum (Driesenbusch) wird ein neues 380 kV-Doppelsystem realisiert. In dem Zuge entfallen 220 kV-Strukturen zwischen Niederrhein, Hamborn und Walsum, dies hat unmittelbare Auswirkungen auf die damit verbundenen 220/110 kV-Umspannwerke Hamborn und Schwelgern.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Niederrhein verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Umspannwerke Schwelgern und Hamborn ersetzt werden müssten. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Das Projekt P503 sowie die nachgereichten Projekte P613 und P614 werden von den Übertragungsnetzbetreibern auch mit angemeldeten gestiegenen Leistungsmehrbedarfen in der Industrieregion Duisburg begründet, welche noch nicht im Szenariorahmen berücksichtigt worden sind. Die angezeigten Leistungssteigerungen wurden für die Prüfung der Maßnahmen von der Bundesnetzagentur berücksichtigt.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 104 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M742 erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 28 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1900 MW für das Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Alternativ zur vorgeschlagenen Maßnahme ist laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Entwurf auch eine Verstärkung der bestehenden Stromkreise zwischen Niederrhein nach Walsum. Diese Alternative entspricht der nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs nachgereichten Maßnahme P614 M989, welche aufgrund der gestiegenen Bedarfe zusätzlich benötigt wird.

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien unter Berücksichtigung der steigenden Last in der Industrieregion Duisburg als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

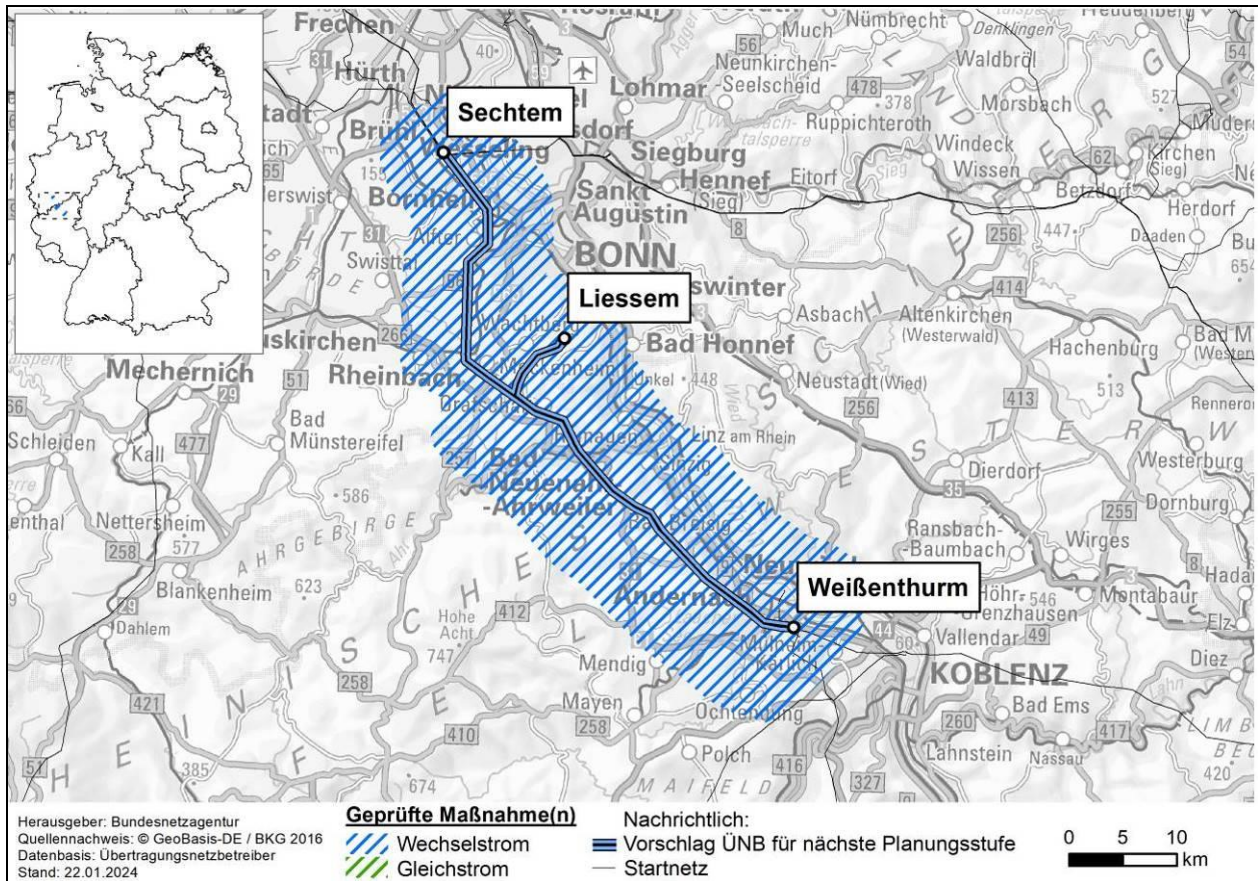
## Prüfungsergebnisse

P503 M742		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 25 GWh	- 72 GWh	- 104 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	1900 MW	1976 MW	1969 MW
	<b>Durchschnitt</b>	16 %	17 %	17 %
Auslastung	<b>Maximum</b>	28 %	28 %	29 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	<b>Bestand</b>	27 km
	<b>Ausbau</b>	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

## P504: Netzverstärkung Sechtem – Ließem – Weißenthurm



Das Projekt P504 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz.

### M743: Sechtem – Ließem – Weißenthurm

Die Maßnahme M743 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M743 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 94 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit des bestehenden 380 kV-Doppelsystems von Sechtem, über das einfach eingeschliffene Umspannwerk Ließen, nach Weißenthurm erhöht werden.

#### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 70 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.



In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M743 erforderlich. Im Szenario C 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 57 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2950 MW für das Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagenen Variante entschieden.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P504 M743		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 40 GWh	- 70 GWh	- 70 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3060 MW	3030 MW	2950 MW
Auslastung	Durchschnitt	21 %	21 %	20 %
	Maximum	70 %	71 %	70 %

### Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	77 km
	Ausbau	-
bestätigt		Ja
Vorhabenträger		Amprion

## P505: Netzverstärkung Bauler – Bundesgrenze (LU)



Das Projekt P505 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Luxemburg und trägt zur Versorgungssicherheit bei.

### M754: Bauler – Bundesgrenze (LU)

Die Maßnahme M754 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M754 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Im TYNDP 2022 ist das Projekt ebenfalls als Nummer 1104 aufgeführt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M754 im Jahr 2030 an.

Durch Umbeseilung soll die bestehende 220 kV-Leitung von Niederstedem über Bauler zur Grenze nach Luxemburg ertüchtigt werden.

Da dieser Interkonnektor innerhalb der gemeinsamen Preiszone von Deutschland und Luxemburg verläuft, wird die Maßnahme M754 anders als die restlichen Interkonnektoren außerhalb des Energieleitungsausbaugesetzes oder des Bundesbedarfsplangesetzes keiner volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

## Wirksamkeit

Bei Ausfall des südlichen Doppelsystems von Aach nach Bofferdange kommt es in den Szenarios A 2037, B 2037 und C 2037 zu Auslastungen von jeweils über 200 % auf den verbleibenden Stromkreisen. Mit Verstärkung des Netzes durch Umsetzung der Maßnahme M754 werden diese Überlastung auf 117 % – 124 % abgesenkt.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

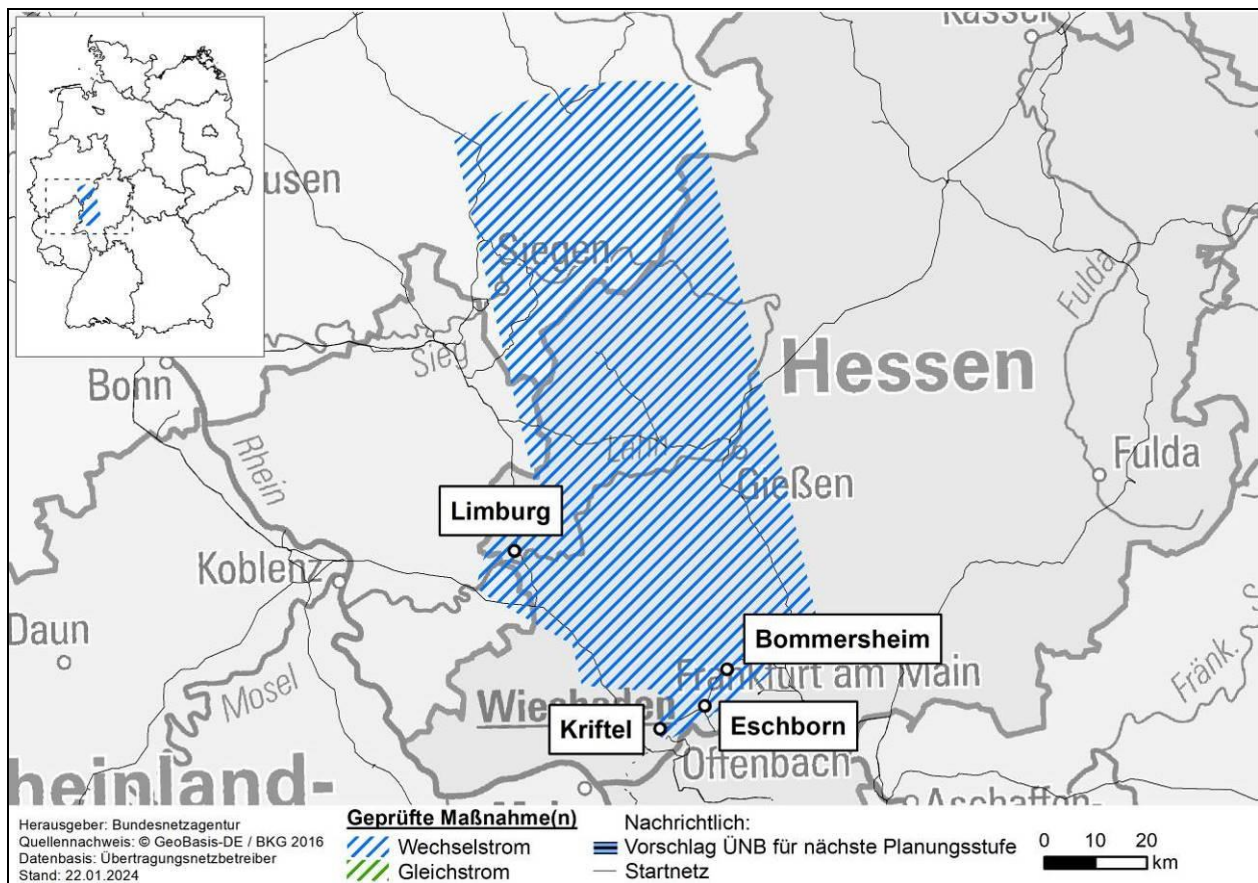
## Bewertung

Zur Begründung der Maßnahme wurde eine über das (n-1)-Kriterium hinausgehende Sicherheit geprüft. Dies liegt vor allem an den prognostizierten Laststeigerungen in Luxemburg und den sensiblen Kunden insbesondere aus dem Finanzsektor. Überlastungen im (n-2)-Fall konnten nachvollzogen werden.

### Auf einen Blick

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	2 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P509: Netzausbau und -verstärkung Limburg – Bommersheim – Eschborn – Kriftel



Das Projekt P509 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Hessens.

### M784: Limburg – Bommersheim – Eschborn – Kriftel

Die Maßnahme M784 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M784 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im Netzentwicklungsplan 2021-2035 beantragt und bisher nicht von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse wird ein neues 380 kV-Doppelsystem von Limburg zum geplanten Umspannwerk Eschborn realisiert. Das geplante Umspannwerk Bommersheim wird dabei einfach eingeschliffen. Zusätzlich wird ein zusätzlicher Stromkreis durch Zubeseilung zwischen der geplanten Anlage Eschborn und Kriftel realisiert.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Limburg und Kriftel verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die

Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 480 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M874 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 76 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 3470 MW für das Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P509 M784		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 310 GWh	- 450 GWh	- 480 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3470 MW	3650 MW	3620 MW
Auslastung	Durchschnitt	25 %	24 %	231 %
	Maximum	76 %	81 %	81 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		A/V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	10 km
	<b>Ausbau</b>	56,5 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## **P510: Dezentraler Netzbooster in der Region Bayerisch Schwaben**

Mit dem Projekt P510 soll eine Netzbooster-Anlage zur reaktiven Betriebsführung realisiert werden. Mit der einhergehenden Höherauslastung des Übertragungsnetzes sollen Netzengpassmanagementkosten reduziert werden.

### **M787: Dezentrale Netzbooster-Pilotanlagen in der Region Bayerisch Schwaben**

Die Maßnahme M787 wird bestätigt, soweit ihre auf die Funktion des Netzboosters entfallenden, regulatorisch in die Netzentgelte eingehenden Gesamtkosten zum Zeitpunkt der vollständigen Beauftragung der Maßnahme durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber einen Betrag von 317,8 Mio. € nicht überschreiten.

#### **Beschreibung**

Die Maßnahme M787 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur zunächst nicht als bestätigungsfähig eingestuft. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M787 im Jahr 2025 an.

Bei dieser Netzbooster-Anlage handelt es sich um einen Batteriespeicher, der in die Leitsysteme der Übertragungsnetzbetreiber eingebunden werden soll, um eine reaktive Netzbetriebsführungstechnik umzusetzen. Die Batteriespeicher stehen insofern ausschließlich dem Netzbetrieb zur Verfügung und nicht dem Stromhandel.

Durch die Batteriespeicher kann bei einer Störung im Übertragungsnetz schnell reagiert und den durch die Störung verursachten Überlastungen entgegengewirkt werden, bevor es zu Folgeschäden kommt (siehe Abschnitt III B 5.10). Hierfür muss in der Regel in Süddeutschland Leistung eingespeist werden und in Norddeutschland Leistung ausgespeist oder reduziert werden.

Im Rahmen der Maßnahme M787 sollen zehn Netzbooster-Anlagen an verschiedenen Standorten in Bayerisch Schwaben errichtet werden. Diese sollen eine Leistung von jeweils 25 MW und eine Kapazität von jeweils 25 MWh haben. Im Norden ist keine eigenständige Maßnahme geplant, da unter anderem die Einbindung von Offshore-Windparks vorgesehen ist. Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass das Projekt P510 im Verteilernetz angeschlossen werden soll.

Neben der Errichtung und dem Betrieb der Speicheranlagen ist ein entsprechendes innovatives Betriebsführungskonzept und eine entsprechend schnellere Überwachungs- und Steuerungstechnik erforderlich, die allein die beantragenden Übertragungsnetzbetreiber erbringen können und die mit zum Gesamtpaket der zu beurteilenden Maßnahmen gehört.

Die Maßnahme wurde von den Übertragungsnetzbetreibern mit der Redispatch-Einsparung begründet. Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung mit eigenen Redispatch-Rechnungen das Einsparpotenzial der Maßnahme M787 untersucht und bewertet.

## Bewertung

Die Maßnahme dient der Verringerung von Engpassmanagementkosten, indem durch eine reaktive Betriebsweise das Übertragungsnetz höher ausgelastet werden kann. Zum Nachweis der Tauglichkeit und Angemessenheit der Maßnahmen haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Danach würden sich die Investitionskosten der Netzbooster-Anlage innerhalb von wenigen Jahren amortisieren.

Die Bundesnetzagentur führt jedoch zusätzlich eigenständige Analysen durch, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu bewerten. Das Projekt P510 wird dabei unter der Berücksichtigung der im letzten NEP-Prozess bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen P365 und P430 und des in diesem NEP-Prozess beantragten und bestätigungsfähigen Netzbooster-Projekts P609 gemäß der in Abschnitt III B 5.10 erläuterten Vorgehensweise geprüft.

Das dabei von der Bundesnetzagentur ermittelte maximal zu erzielende Einsparpotenzial bis zum insoweit als maßgeblich erachteten Jahr 2037 liegt bei 317,8 Mio. €. Es setzt sich zusammen aus eingespartem Redispatch und vermiedener Abregelung erneuerbarer Energien. Der Nutzen liegt damit über den von den Übertragungsnetzbetreibern projektspezifisch angegebenen Kosten der Netzbooster-Anlage. Die Analyse zeigt aber zugleich, dass eine Wirtschaftlichkeit der Maßnahme nur zu erwarten ist, wenn die Gesamtkosten deutlich unterhalb der im NEP ursprünglich veröffentlichten Standardkosten von 1,4 Mio. € je MW installierter Kapazität der Netzbooster bleiben.

Die Begrenzung der Bestätigung auf die "Nutzensgrenze" von 317,8 Mio. € begründet sich wie folgt:

Pilotprojekte für die Einführung bzw. Erprobung neuer Technologien, wie die Netzbooster sie darstellen, können aufgrund ihrer Neuartigkeit naturgemäß nur eingeschränkt auf ihre Wirksamkeit und Erforderlichkeit untersucht werden. Sie zu beurteilen, erfordert eine stärker prognostisch geprägte Prüfung und Bewertung als es bei „herkömmlichen“ Technologien, die bereits lange im praktischen Einsatz sind, der Fall ist. Einerseits wohnen Pilotprojekten stets Unwägbarkeiten und Unvorhersehbares inne. Andererseits lässt § 12b EnWG die Wirtschaftlichkeit von Pilotprojekten gerade nicht unerwähnt. Zudem unterliegen auch Pilotprojekte selbstverständlich den übergeordneten gesetzlichen Zielvorgaben des § 1 EnWG und müssen sich an diesen messen lassen.

Sofern also bei Pilotprojekten die Bestätigung des Bedarfs von einer Prognose hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit abhängt, stellt der in dieser Prognose angenommene maximale Nutzen die Grenze eben dieser Wirtschaftlichkeit und damit auch der Bestätigung dar. Bedarf und damit die Bestätigung stehen und fallen hier mit der Wirtschaftlichkeit. Dass Letztere hier nur anhand von Prognosen beurteilt werden kann, liegt in der Natur der Sache und ist zugleich die einzige Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit im Voraus sinnvoll beurteilen zu können.

Damit wird einerseits sichergestellt, dass das Pilotprojekt bis auf Weiteres vorangetrieben und sein möglicher Mehrwert erschlossen werden kann. Spiegelbildlich zu diesem „Vertrauensvorschuss“ in die praktische Wirksamkeit des Projekts wird einer Überbeanspruchung der Netznutzer vorgebeugt, die nicht mehr durch den Nutzen der Projekte gedeckt und nicht mit den Zielen des Energiewirtschaftsgesetzes vereinbar wäre. Ab Überschreiten der Grenze zur Unwirtschaftlichkeit ist die Maßnahme nicht mehr von der Bestätigung im

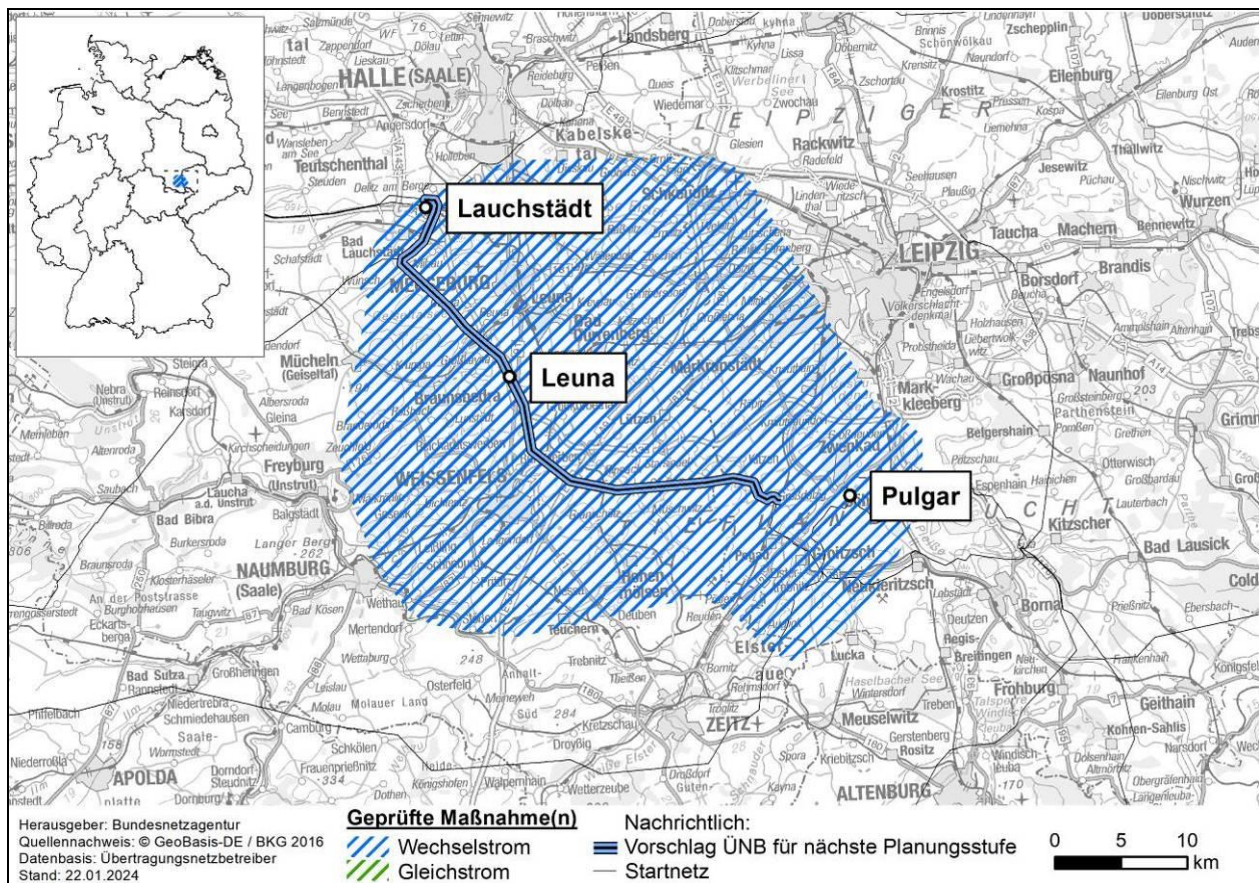


Netzentwicklungsplan umfasst. Etwaige den angenommenen Nutzen überschreitende Kosten sind also von der Bestätigung im Netzentwicklungsplan nicht gedeckt.

### **Auf einen Blick**

<b>NOVA</b>	O
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## P528: Netzverstärkung Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels/Braunsbedra – Pulgar



Das Projekt P528 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Sachsen-Anhalt.

### M750: Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels/Braunsbedra – Pulgar

Die Maßnahme M750 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M750 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 93 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2033 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll die bestehende 220 kV-Doppelleitung von Lauchstädt nach Eula im Bereich zwischen Lauchstädt und Pulgar durch eine 380 kV-Doppelleitung ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues Umspannwerk im Suchraum Leuna/Merseburg/Weißenfels/Braunsbedra für die Einbindung von Großverbrauchern errichtet werden müsse. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 4130 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M750 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 55 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1560 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2022 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden. Bislang haben sich noch keine neuen Erkenntnisse ergeben, durch die sich eine neuerliche Prüfung von Alternativen aufdrängen würde. Insbesondere sind auch keine neuen elektrotechnisch vergleichbaren Alternativen erkennbar.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

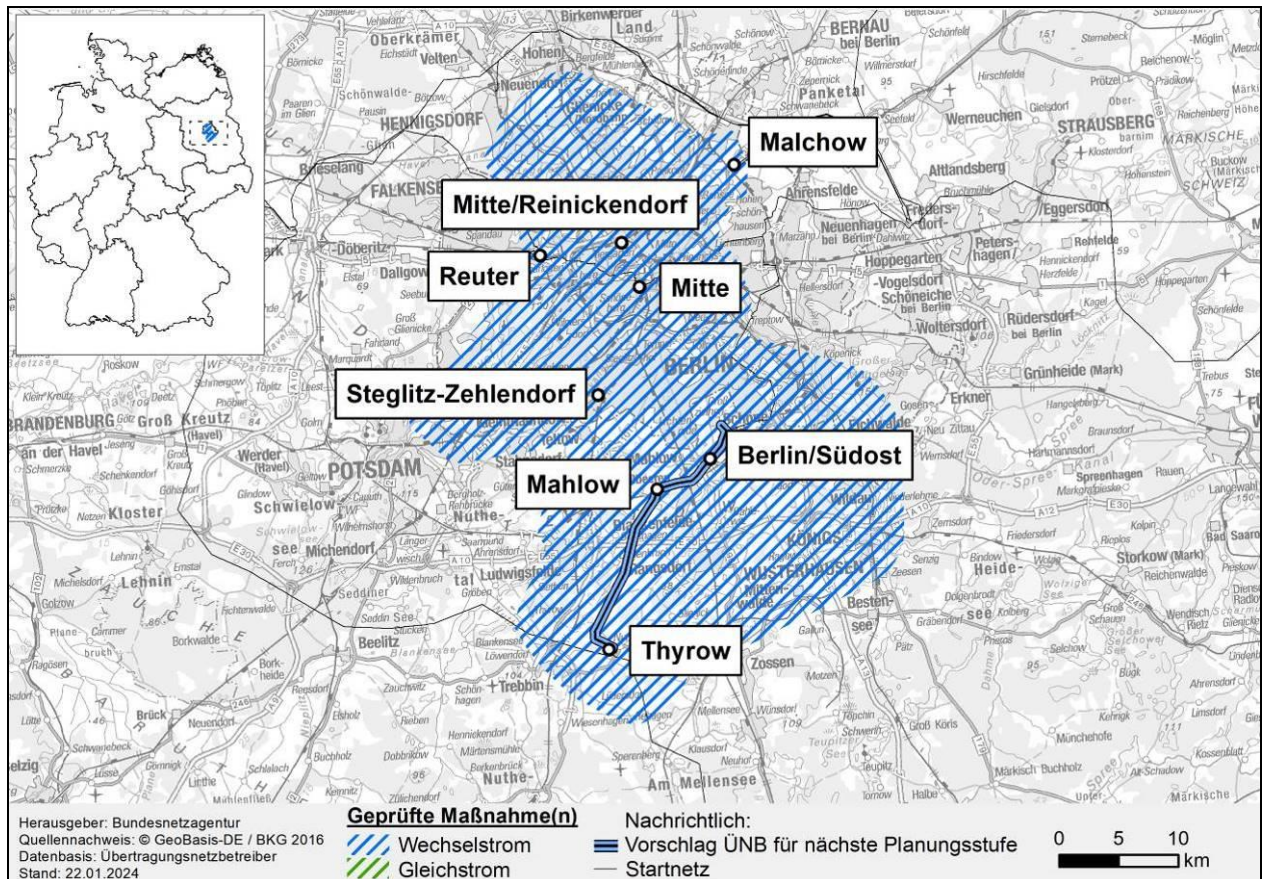
## Prüfungsergebnisse

P528 M750		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 3370 GWh	- 4130 GWh	- 3650 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3020 MW	3240 MW	3240 MW
	Durchschnitt	19 %	19 %	19 %
Auslastung	Maximum	55 %	58 %	58 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V, A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	45 km
	<b>Ausbau</b>	8 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		50Hertz Transmission

## P531: Netzverstärkung und -ausbau: Berlin



Das Projekt P531 erhöht die Versorgungssicherheit Berlins.

**M531a: Thyrow – Suchraum Gemeinden Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow – Berlin/Südost – Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf – Suchraum Stadtbezirke Mitte/Friedrichshain-Kreuzberg**

**M531b: Malchow – Suchraum Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf – Reuter**

Die Maßnahmen M531a und M531b werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M531a und M531b wurden in dieser Form von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 87 seit 2022 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2038 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse wird mit der M531a die 220 kV-Leitung von Thyrow nach Berlin/Südost durch eine 380 kV-Leitung ersetzt. Auch wird eine neue 380 kV-Leitung vom Suchraum Gemeinden Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow zum Suchraum Stadtbezirke Mitte/Friedrichshain-Kreuzberg errichtet. Mit der M531b wird eine neue 380 kV-Leitung von Malchow nach Reuter errichtet.

**Bewertung**

Die Maßnahmen M531a und M531b erhöhen bei Mehrfachausfällen, auch in Kombination mit betrieblich notwendigen Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten, die Versorgungssicherheit Berlins.

**Auf einen Blick**

<b>NOVA</b>		A/V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	25 km
	<b>Ausbau</b>	38 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		50Hertz Transmission

## P532: Netzverstärkung Umspannwerk Streumen

Das Projekt P532 erhöht den zulässigen Kurzschlussstrom der 380 kV-Anlage des Umspannwerks Streumen, um sie auf das zukünftig erforderliche Niveau zu ertüchtigen.

### M536a: Verstärkung 380 kV-Anlage UW Streumen

Die Maßnahme M536a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M536a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 380 kV-Schaltanlage verstärkt werden, um die zulässige Strombelastbarkeit der Sammelschienen und die Kurzschlussfestigkeit zu erhöhen.

#### Wirksamkeit

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme Überlastungen der bestehenden Schaltanlage auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

Durchgeführte Kurzschlussstromberechnungen zeigen eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms um 11 % der 380 kV-Schaltanlage am Standort Streumen. Eine Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit der Schaltanlage behebt diese Situation.

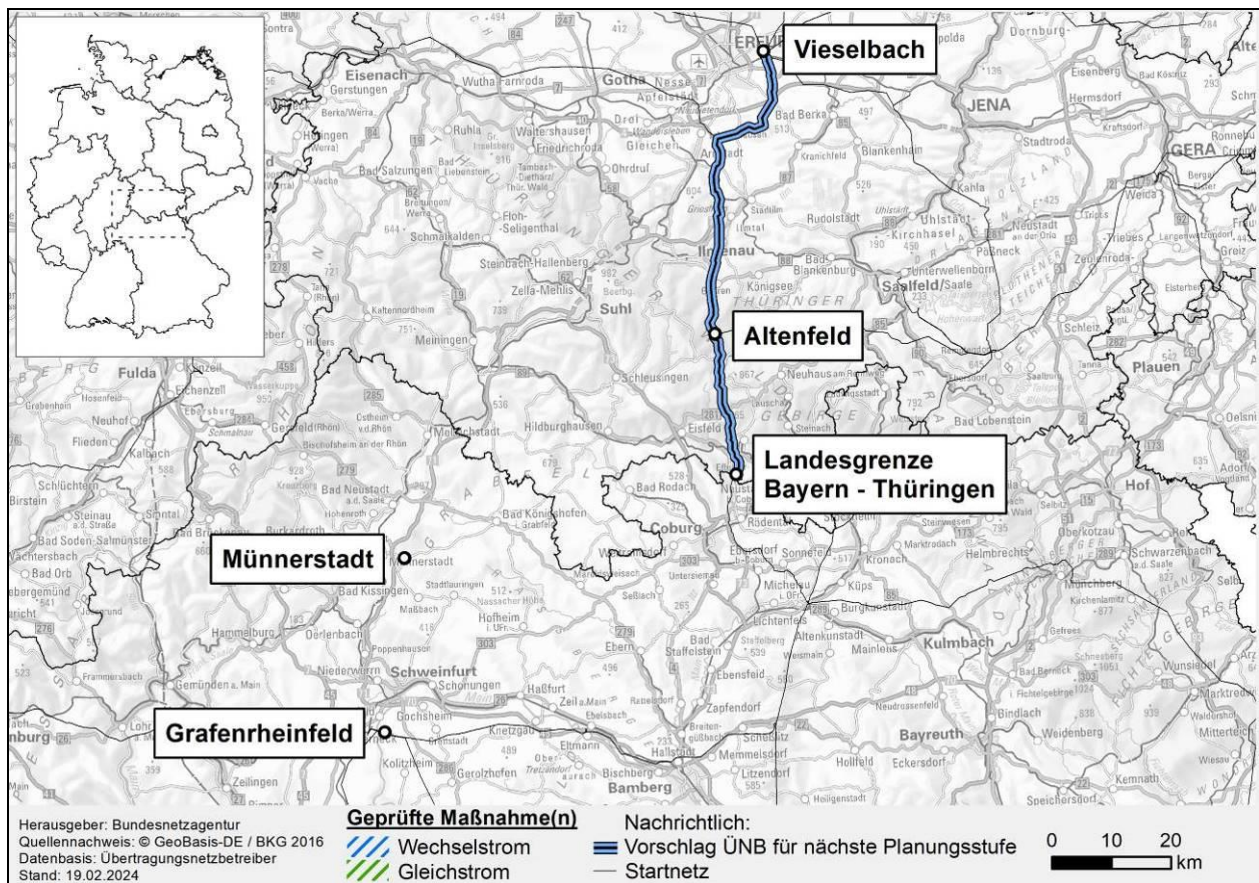
#### Bewertung

Die Maßnahme M536a ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau und Sammelschienenflüsse ausgelegt ist.

#### Auf einen Blick

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	V
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	50Hertz Transmission

## P540: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Vieselbach und Grafenrheinfeld



Das Projekt P540 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern.

### M1000: Vieselbach – Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)

### M1001: Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Münnerstadt – Grafenrheinfeld

Die Maßnahmen M1000 und M1001 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M1000 und M1001 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt. Im Zusammenhang mit den Untersuchungen zum zusätzlichen HGÜ-Ausbau (DC40plus und DC42plus) hat sich gezeigt, dass auch mit diesem zusätzlichen HGÜ-Ausbau signifikante Netzengpässe verbleiben, sodass weiterer Netzausbau geboten ist. Das Projekt P540 hat sich dabei in den Analysen als äußerst wirksam erwiesen und senkt den deutschlandweiten Überlastungsindex im vergleichbaren Maße einer HGÜ (siehe Prüfungsergebnisse unten).

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.



Durch Stromkreisaufgabe auf den für diese Maßnahme nutzbaren schon bestehenden Masten soll mit der Maßnahme M1000 ein 380 kV-Doppelsystem vom Umspannwerk Vieselbach, über das doppelt eingeschleifte Umspannwerk Altenfeld, bis zur Landesgrenze von Thüringen und Bayern errichtet werden.

Durch Neubau in neuer Trasse soll daran anschließend mit der Maßnahme M1001 ein 380 kV-Doppelsystem von der Landesgrenze von Thüringen und Bayern, über ein geplantes Umspannwerk Münnerstadt, nach Grafenrheinfeld errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Grafenrheinfeld verstärkt werden müsste. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ob und wie im Detail kann jedoch auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den folgenden Verfahren vorbehalten.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 1.370 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M1000 und M1001 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 79 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2050 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Es wurden Alternativen zu den Maßnahmen untersucht von denen sich keine annähernd als elektrotechnisch gleichwertige Alternative erwiesen hat, sodass auf tiefere Untersuchungen verzichtet wurde.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

Auch die Einbindung des Umspannwerks in Münnerstadt ist notwendig, um die zukünftig zu erwartenden Rückspeisungen aus Erneuerbaren Energien ins Übertragungsnetz im Raum Münnerstadt zu ermöglichen. Dies beruht auf einer entsprechenden Stellungnahme der Bayernwerk Netz GmbH und TenneT TSO GmbH als verantwortliche Netzbetreiber und wurde seitens der Bundesnetzagentur anhand entsprechender Datensätze geprüft. Die Maßnahmen M1000 und M1001 erhöhen somit auch die Versorgungssicherheit bei Ausfällen während betrieblich notwendiger Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten.

**Prüfungsergebnisse**

<b>P540 M1000, M1001</b>		<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>		- 640 GWh	- 970 GWh	- 1370 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	4100 MW	4260 MW	4280 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	22 %	22 %	22 %
	<b>Maximum</b>	79 %	80 %	83 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V, A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	83 km
	<b>Ausbau</b>	126 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		50Hertz Transmission, TenneT

## **P601: Netzverstärkung Niederstedem – Bundesgrenze (LU)**

Das Projekt P601 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Luxemburg und trägt zur Versorgungssicherheit bei.

### **M903: Niederstedem – Bundesgrenze (LU)**

Die Maßnahme M903 wird bestätigt.

#### **Beschreibung**

Die Maßnahme M903 wird von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch einen Ersatzneubau soll zwischen Niederstedem und der deutsch-luxemburgischen Grenze die durch das Projekt P505 für einen Übergangszeitraum verstärkte 220 kV-Leitung durch eine leistungsfähigere 380 kV-Doppelleitung ersetzt werden. Einer der neuen Stromkreise soll zunächst in 220 kV betrieben werden.

Da dieser Interkonnektor innerhalb der gemeinsamen Preiszone von Deutschland und Luxemburg verläuft, wird die Maßnahme M903 anders als die restlichen Interkonnektoren außerhalb des Energieleitungsausbaugesetzes oder des Bundesbedarfsplangesetzes keiner volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

#### **Wirksamkeit**

Bei Ausfall des südlichen Doppelsystems von Aach nach Bofferdange kommt es in den Szenarios A 2037, B 2037 und C 2037 zu Auslastungen von 124 %, 122 % und 117 % auf den verbleibenden Stromkreisen. Mit Verstärkung des Netzes durch Umsetzung der Maßnahme liegen die maximalen Auslastungen nunmehr bei 78 %, 75 % und 76 %.

#### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

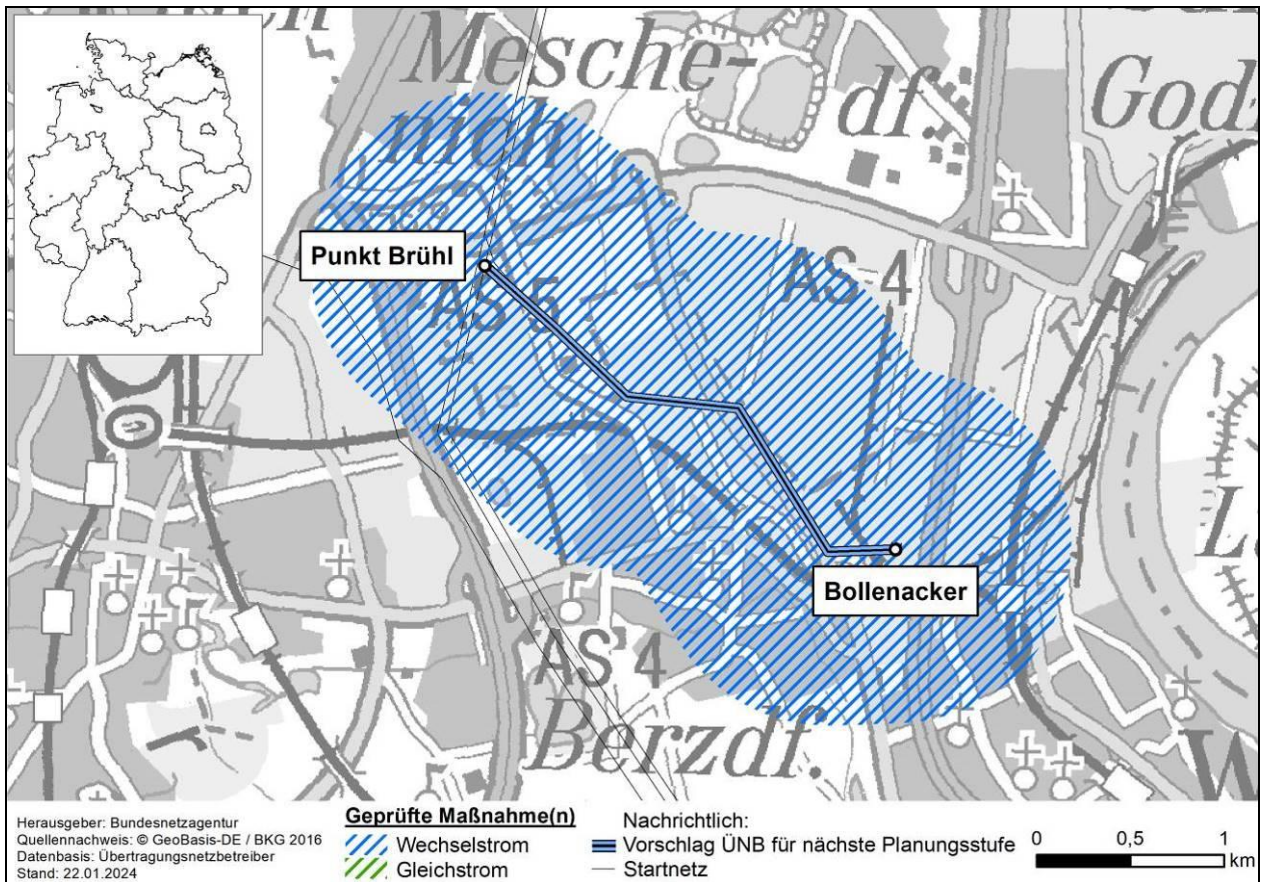
#### **Bewertung**

Zur Begründung der Maßnahme wurde eine über das (n-1)-Kriterium hinausgehende Sicherheit geprüft. Dies liegt vor allem an den prognostizierten Laststeigerungen in Luxemburg und den sensiblen Kunden insbesondere aus dem Finanzsektor. Überlastungen im (n-2)-Fall konnten nachvollzogen werden. Anders als bei der P505, liegen mit der Maßnahme die Auslastungen bei unter 100 %.

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	22 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P602: Netzverstärkung Bollenacker – Punkt Brühl



Das Projekt P602 erhöht die Versorgungssicherheit innerhalb Nordrhein-Westfalens.

### M904: Bollenacker – Punkt Brühl

Die Maßnahme M904 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M904 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2031 an.

Durch Neubau in bestehender Trasse wird mit der Maßnahmen M904 die 220 kV-Leitung vom Punkt Brühl zur Station Bollenacker durch eine 380 kV-Leitung ersetzt. Am Punkt Brühl soll die neue Leitung voll in zwei bestehende 380 kV-Stromkreise eingeschliffen werden. Es soll ein Umspannwerk Meschenich in der neuen 380 kV-Leitung errichtet werden und es erfolgt die Spannungsumstellung eines 220 kV-Stromkreises von Rommerskirchen nach Sechtem, welcher momentan mit zum Anschluss von Bollenacker genutzt wird.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage Bollenacker erweitert werden muss und eine Spannungsumstellung erfolgen muss. Dies ist grundsätzlich zwar

naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht. einfügen.

### Konsultation

Das Projekt P602 wird von mehreren Konsultationsbeiträgen als obligatorisch zur Erreichung der Klima- und Kreislaufwirtschaftsziele angesehen und ausdrücklich begrüßt.

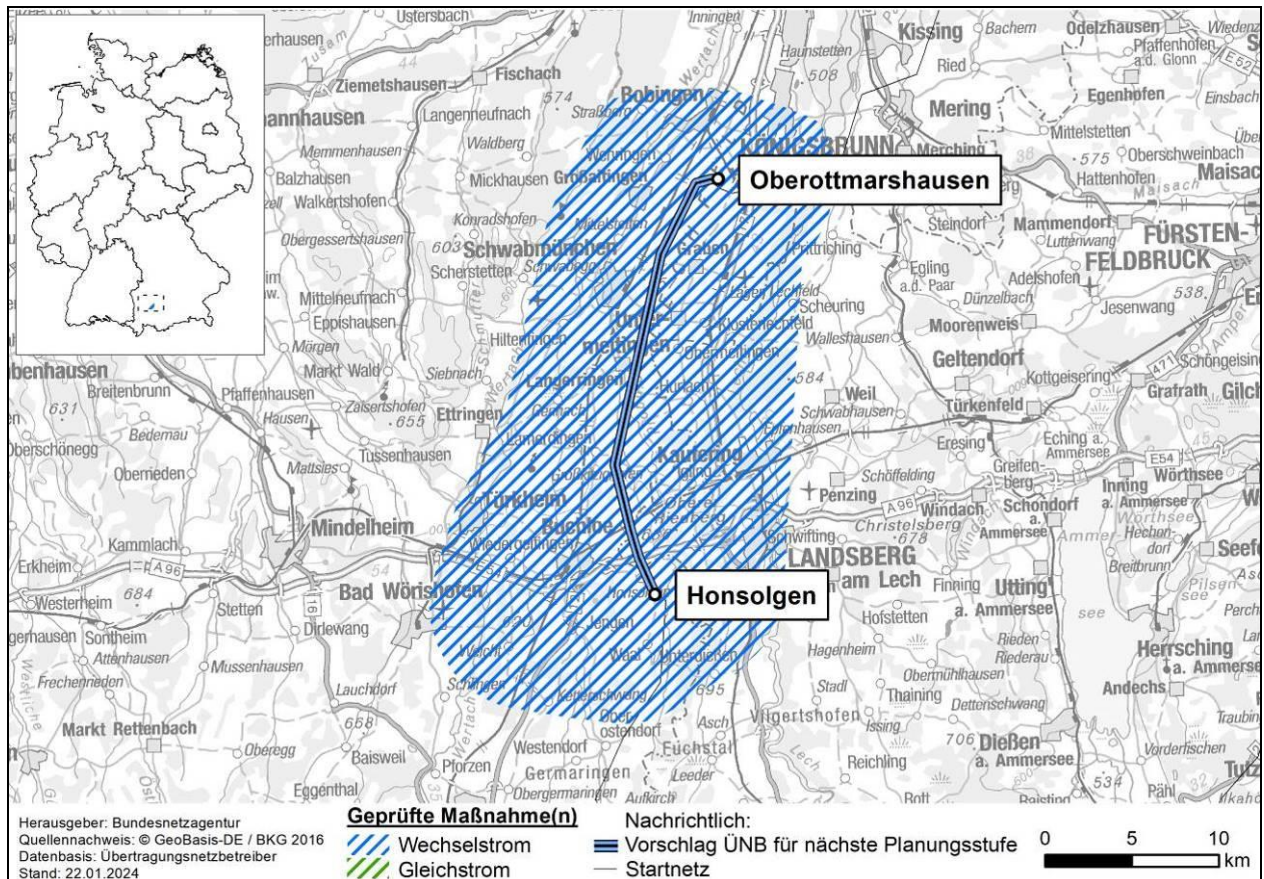
### Bewertung

Die Maßnahme M904 erhöht bei Ausfällen, auch in Kombination mit betrieblich notwendigen Freisaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten, die Versorgungssicherheit der angeschlossenen Stationen.

#### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	4 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P606: Netzverstärkung Oberottmarshausen – Suchraum Honsolgen



Das Projekt P606 erhöht die Versorgungssicherheit in Bayern.

### M909: Oberottmarshausen – Suchraum Honsolgen

Die Maßnahme M909 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M909 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2031 an.

Durch Zubeseilung soll von Oberottmarshausen zum geplanten Umspannwerk im Suchraum Honsolgen ein zusätzlicher 380 kV-Stromkreis realisiert werden. Das Umspannwerk im Suchraum Honsolgen ist dadurch mit einem weiteren 380 kV-Stromkreis mit dem Übertragungsnetz verbunden.

#### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

**Bewertung**

Die Maßnahme M909 erhöht die Versorgungssicherheit in Bayern bei Ausfällen während betrieblich notwendiger Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten.

**Auf einen Blick**

<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	26 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion



## **P608: Leistungsflusssteuerung in der Region Bergisches Land**

Das Projekt P608 steuert Leistungsflüsse, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse innerhalb Deutschlands optimiert zu nutzen.

### **M911: Leistungsflusssteuerung in der Region Bergisches Land**

Die Maßnahme M911 wird bestätigt.

#### **Beschreibung**

Die Maßnahme M911 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

An einem Standort im Suchraum Wiehl werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung aufgestellt und in die 380 kV Doppelleitung zwischen Dauersberg und Linde eingeschliffen, um die Leistungsflüsse zwischen Dauersberg und Opladen steuern zu können.

#### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 120 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

#### **Alternativen**

Die Übertragungsnetzbetreiber geben als mögliche Alternative einen Neubau in neuer Trasse einer 380 kV Leitung zwischen der Anlage Dauersberg und der Anlage Linde an. Dies erscheint zwar grundsätzlich möglich und würde voraussichtlich ebenfalls den Überlastungen entgegenwirken, jedoch erscheint ein zusätzlicher Neubau im Vergleich zur hier vorgeschlagenen Optimierung überdimensioniert.

#### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

**Prüfungsergebnisse**

<b>P608 M911</b>	<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>	- 80 GWh	- 100 GWh	- 120 GWh

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	O
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## **P609: Dezentraler Netzbooster im Rheinland**

Mit dem Projekt P609 soll eine Netzbooster-Anlage zur reaktiven Betriebsführung realisiert werden. Mit der einhergehenden Höherauslastung des Übertragungsnetzes sollen Netzengpassmanagementkosten reduziert werden.

### **M809: Dezentraler Netzbooster in Nordrhein-Westfalen**

Die Maßnahme M809 wird bestätigt, soweit ihre auf die Funktion des Netzboosters entfallenden, regulatorisch in die Netzentgelte eingehenden Gesamtkosten zum Zeitpunkt der vollständigen Beauftragung der Maßnahme durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber einen Betrag von 274,5 Mio.€ nicht überschreiten.

### **Beschreibung**

Die Maßnahme M809 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M809 im Jahr 2026 an.

Bei dieser Netzbooster-Anlage handelt es sich um einen Batteriespeicher, der in die Leitsysteme der Übertragungsnetzbetreiber eingebunden werden soll, um eine reaktive Netzbetriebsführungstechnik umzusetzen. Die Batteriespeicher stehen insofern ausschließlich dem Netzbetrieb zur Verfügung und nicht dem Stromhandel.

Durch die Batteriespeicher kann bei einer Störung im Übertragungsnetz schnell reagiert und den durch die Störung verursachten Überlastungen entgegengewirkt werden, bevor es zu Folgeschäden kommt (siehe Abschnitt III B 5.10). Hierfür muss in der Regel in Süddeutschland Leistung eingespeist werden und in Norddeutschland Leistung ausgespeist oder reduziert werden.

Im Rahmen der Maßnahme M809 sollen zehn Netzbooster-Anlagen an verschiedenen Standorten im Rheinland errichtet werden. Diese sollen eine Leistung von jeweils 25 MW und eine Kapazität von jeweils 25 MWh haben. Im Norden ist keine eigenständige Maßnahme geplant, da unter anderem die Einbindung von Offshore-Windparks vorgesehen ist. Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass das Projekt P609 im Verteilernetz angeschlossen werden soll. Die Anlage soll darüber hinaus Systemdienstleistungen zur Bereitstellung von Momentanreserve liefern können.

Neben der Errichtung und dem Betrieb der Speicheranlagen ist ein entsprechendes innovatives Betriebsführungskonzept und eine entsprechend schnellere Überwachungs- und Steuerungstechnik erforderlich, die allein die beantragenden Übertragungsnetzbetreiber erbringen können und die mit zum Gesamtpaket der zu beurteilenden Maßnahmen gehört.

Die Maßnahme wurde von den Übertragungsnetzbetreibern mit der Redispatch-Einsparung begründet. Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung mit eigenen Redispatch-Rechnungen das Einsparpotenzial der Maßnahme M809 untersucht und bewertet.

## Bewertung

Die Maßnahme dient der Verringerung von Engpassmanagementkosten, indem durch eine reaktive Betriebsweise das Übertragungsnetz höher ausgelastet werden kann. Zum Nachweis der Tauglichkeit und Angemessenheit der Maßnahmen haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Danach würden sich die Investitionskosten der Netzbooster-Anlage innerhalb von wenigen Jahren amortisieren.

Die Bundesnetzagentur führt jedoch zusätzlich eigenständige Analysen durch, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu bewerten. Das Projekt P609 wird dabei unter der Berücksichtigung der im letzten NEP-Prozess bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen P365 und P430 und des in diesem NEP-Prozess beantragten und bestätigungsfähigen Netzbooster-Projekts P510 gemäß der in Abschnitt III B 5.10 erläuterten Vorgehensweise geprüft.

Das dabei von der Bundesnetzagentur ermittelte maximal zu erzielende Einsparpotenzial bis zum insoweit als maßgeblich erachteten Jahr 2037 liegt bei 274,5 Mio.€. Es setzt sich zusammen aus eingespartem Redispatch und vermiedener Abregelung erneuerbarer Energien. Der Nutzen liegt damit über den von den Übertragungsnetzbetreibern projektspezifisch angegebenen Kosten der Netzbooster-Anlage.

Zusätzlich soll die Anlage auch Systemdienstleistungen in Form von Momentanreserve bereitstellen können. Ist dies der Fall, können die so ersparten Kosten für einen sonst nötigen STATCOM auf der Kostenseite des Netzboosters in Abzug gebracht werden, d.h. bei Gesamtkosten, welche den Nutzen nicht überschreiten dürfen, kommt es lediglich auf die Kosten an, die auf die Funktion des Netzboosters entfallen. Die Analyse zeigt aber zugleich, dass eine Wirtschaftlichkeit der Maßnahme nur zu erwarten ist, wenn die Gesamtkosten deutlich unterhalb der im NEP ursprünglich veröffentlichten Standardkosten von 1,4 Mio.€ je MW installierter Kapazität der Netzbooster bleiben.

Die Begrenzung der Bestätigung auf die "Nutzengrenze" von 274,5 Mio.€ begründet sich wie folgt:

Pilotprojekte für die Einführung bzw. Erprobung neuer Technologien, wie die Netzbooster sie darstellen, können aufgrund ihrer Neuartigkeit naturgemäß nur eingeschränkt auf ihre Wirksamkeit und Erforderlichkeit untersucht werden. Sie zu beurteilen, erfordert eine stärker prognostisch geprägte Prüfung und Bewertung als es bei „herkömmlichen“ Technologien, die bereits lange im praktischen Einsatz sind, der Fall ist. Einerseits wohnen Pilotprojekten stets Unwägbarkeiten und Unvorhersehbares inne. Andererseits lässt § 12b EnWG die Wirtschaftlichkeit von Pilotprojekten gerade nicht unerwähnt. Zudem unterliegen auch Pilotprojekte selbstverständlich den übergeordneten gesetzlichen Zielvorgaben des § 1 EnWG und müssen sich an diesen messen lassen.

Sofern also bei Pilotprojekten die Bestätigung des Bedarfs von einer Prognose hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit abhängt, stellt der in dieser Prognose angenommene maximale Nutzen die Grenze eben dieser Wirtschaftlichkeit und damit auch der Bestätigung dar. Bedarf und damit die Bestätigung stehen und fallen hier mit der Wirtschaftlichkeit. Dass Letztere hier nur anhand von Prognosen beurteilt werden kann, liegt in der Natur der Sache und ist zugleich die einzige Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit im Voraus sinnvoll beurteilen zu können.

Damit wird einerseits sichergestellt, dass das Pilotprojekt bis auf Weiteres vorangetrieben und sein möglicher Mehrwert erschlossen werden kann. Spiegelbildlich zu diesem „Vertrauensvorschuss“ in die praktische Wirksamkeit des Projekts wird einer Überbeanspruchung der Netznutzer vorgebeugt, die nicht mehr durch den Nutzen der Projekte gedeckt und nicht mit den Zielen des Energiewirtschaftsgesetzes vereinbar wäre. Ab Überschreiten der Grenze zur Unwirtschaftlichkeit ist die Maßnahme nicht mehr von der Bestätigung im Netzentwicklungsplan umfasst. Etwaige den angenommenen Nutzen überschreitende Kosten sind also von der Bestätigung im Netzentwicklungsplan nicht gedeckt.

### **Auf einen Blick**

<b>NOVA</b>	O
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## P612: Sammelprojekt für Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in der Regelzone Amprions

Das Projekt P612 erhöht den zulässigen Kurzschlussstrom diverser Schaltanlagen im Netzgebiet der Amprion GmbH.

### M111: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Gersteinwerk

Die Maßnahme M111 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M111 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2033 an.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 380 kV-Schaltanlage verstärkt werden, um die zulässige Strombelastung der Sammelschienen und die Kurzschlussfestigkeit zu erhöhen.

#### Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2021-2035 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2023-2037/2045 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms der 380 kV-Schaltanlage am Standort Gersteinwerk um 2 % nachgewiesen.

#### Bewertung

Die Maßnahme M111 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

#### Auf einen Blick

Wirksamkeit	ja
NOVA	V
bestätigt	ja
Vorhabenträger	Amprion

**M112: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Kriftel**

Die Maßnahme M112 wird bestätigt.

**Beschreibung**

Die Maßnahme M112 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 380 kV-Schaltanlage verstärkt werden, um die zulässige Strombelastung der Sammelschienen und die Kurzschlussfestigkeit zu erhöhen.

**Wirksamkeit**

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2021-2035 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2023-2037/2045 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms der 380 kV-Schaltanlage am Standort Kriftel um 12 % nachgewiesen.

**Bewertung**

Die Maßnahme M112 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	V
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

**M113: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Sechtem**

Die Maßnahme M113 wird bestätigt.

**Beschreibung**

Die Maßnahme M113 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 380 kV-Schaltanlage verstärkt werden, um die zulässige Strombelastung der Sammelschienen und die Kurzschlussfestigkeit zu erhöhen.

**Wirksamkeit**

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2021-2035 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2023-2037/2045 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms an den beiden Sammelschienen der 380 kV-Schaltanlage am Standort Sechtem um 2 % bzw. 9 % nachgewiesen.

**Bewertung**

Die Maßnahme M113 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	V
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion



## M114: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Osterath

Die Maßnahme M114 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M114 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 380 kV-Schaltanlage verstärkt werden, um die zulässige Strombelastung der Sammelschienen und die Kurzschlussfestigkeit zu erhöhen.

### Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2021-2035 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2023-2037/2045 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms der 380 kV-Schaltanlage am Standort Osterath um 9 % nachgewiesen.

### Bewertung

Die Maßnahme M114 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

### Auf einen Blick

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	V
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

**M115: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Paffendorf**

Die Maßnahme M115 wird bestätigt.

**Beschreibung**

Die Maßnahme M115 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 380 kV-Schaltanlage verstärkt werden, um die zulässige Strombelastung der Sammelschienen und die Kurzschlussfestigkeit zu erhöhen.

**Wirksamkeit**

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2021-2035 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2023-2037/2045 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms der 380 kV-Schaltanlage am Standort Paffendorf um 15 % nachgewiesen.

**Bewertung**

Die Maßnahme M115 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	V
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## M116: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Kruckel

Die Maßnahme M116 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M116 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 380 kV-Schaltanlage verstärkt werden, um die zulässige Strombelastung der Sammelschienen und die Kurzschlussfestigkeit zu erhöhen.

### Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2021-2035 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2023-2037/2045 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms der 380 kV-Schaltanlage am Standort Kruckel um 8 % nachgewiesen.

### Bewertung

Die Maßnahme M116 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

### Auf einen Blick

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	V
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

**M117: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bischofsheim**

Die Maßnahme M117 wird bestätigt.

**Beschreibung**

Die Maßnahme M117 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 380 kV-Schaltanlage verstärkt werden, um die zulässige Strombelastung der Sammelschienen und die Kurzschlussfestigkeit zu erhöhen.

**Wirksamkeit**

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2021-2035 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2023-2037/2045 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms der 380 kV-Schaltanlage am Standort Bischofsheim um 3 % nachgewiesen.

**Bewertung**

Die Maßnahme M117 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	V
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

**M118: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Eiberg**

Die Maßnahme M118 wird bestätigt.

**Beschreibung**

Die Maßnahme M118 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 380 kV-Schaltanlage verstärkt werden, um die zulässige Strombelastung der Sammelschienen und die Kurzschlussfestigkeit zu erhöhen.

**Wirksamkeit**

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2021-2035 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2023-2037/2045 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms der 380 kV-Schaltanlage am Standort Eiberg um 4 % nachgewiesen.

**Bewertung**

Die Maßnahme M118 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	V
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

**M119: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Witten**

Die Maßnahme M119 wird bestätigt.

**Beschreibung**

Die Maßnahme M119 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 380 kV-Schaltanlage verstärkt werden, um die zulässige Strombelastung der Sammelschienen und die Kurzschlussfestigkeit zu erhöhen.

**Wirksamkeit**

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2021-2035 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2023-2037/2045 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms der 380 kV-Schaltanlage am Standort Witten um 3 % nachgewiesen.

**Bewertung**

Die Maßnahme M119 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	V
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## M120: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Kusenhorst

Die Maßnahme M120 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M120 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2033 an.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 380 kV-Schaltanlage verstärkt werden, um die zulässige Strombelastung der Sammelschienen und die Kurzschlussfestigkeit zu erhöhen.

### Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2021-2035 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2023-2037/2045 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms der 380 kV-Schaltanlage am Standort Kusenhorst um 4 % nachgewiesen.

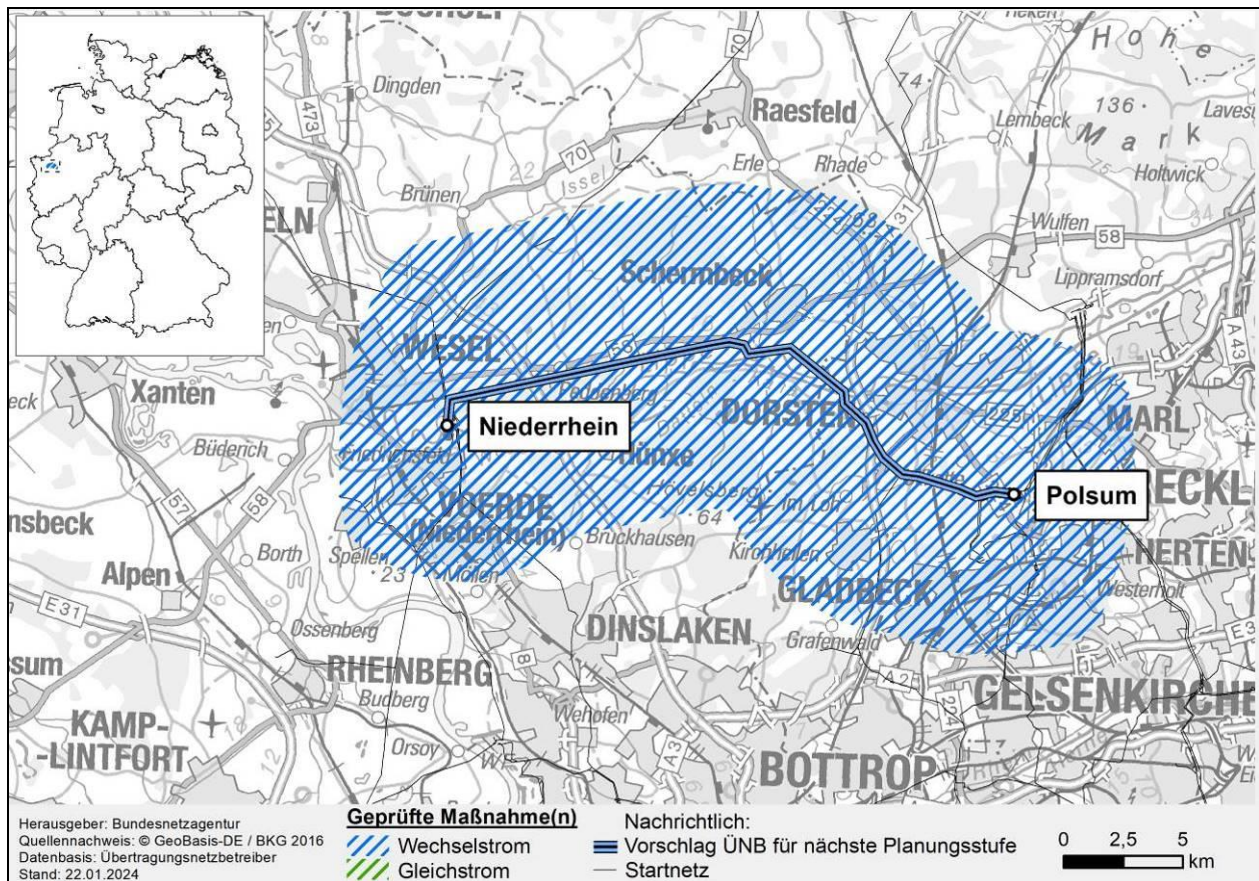
### Bewertung

Die Maßnahme M120 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

### Auf einen Blick

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	V
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## P613: Netzverstärkung Polsum – Niederrhein



Das Projekt P613 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens.

### M970: Polsum – Niederrhein

Die Maßnahme M970 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M970 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch die Umbeseilung zweier 380 kV-Stromkreise zwischen den Stationen Polsum und Niederrhein wird die Übertragungskapazität zwischen den zwei Standorten erhöht.

### Wirksamkeit

Das Projekt P503 sowie die nachgereichten Projekte P613 und P614 werden von den Übertragungsnetzbetreibern auch durch angemeldete gestiegene Leistungsmehrbedarfe in der Industrieregion Duisburg begründet, welche noch nicht im Szenariorahmen berücksichtigt worden sind. Die



angezeigten Leistungssteigerungen wurden für die Prüfung der Maßnahmen von der Bundesnetzagentur berücksichtigt.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 37 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M970 erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 71 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 4272 MW für das Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien unter Berücksichtigung der steigenden Last in der Industrieregion Duisburg als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

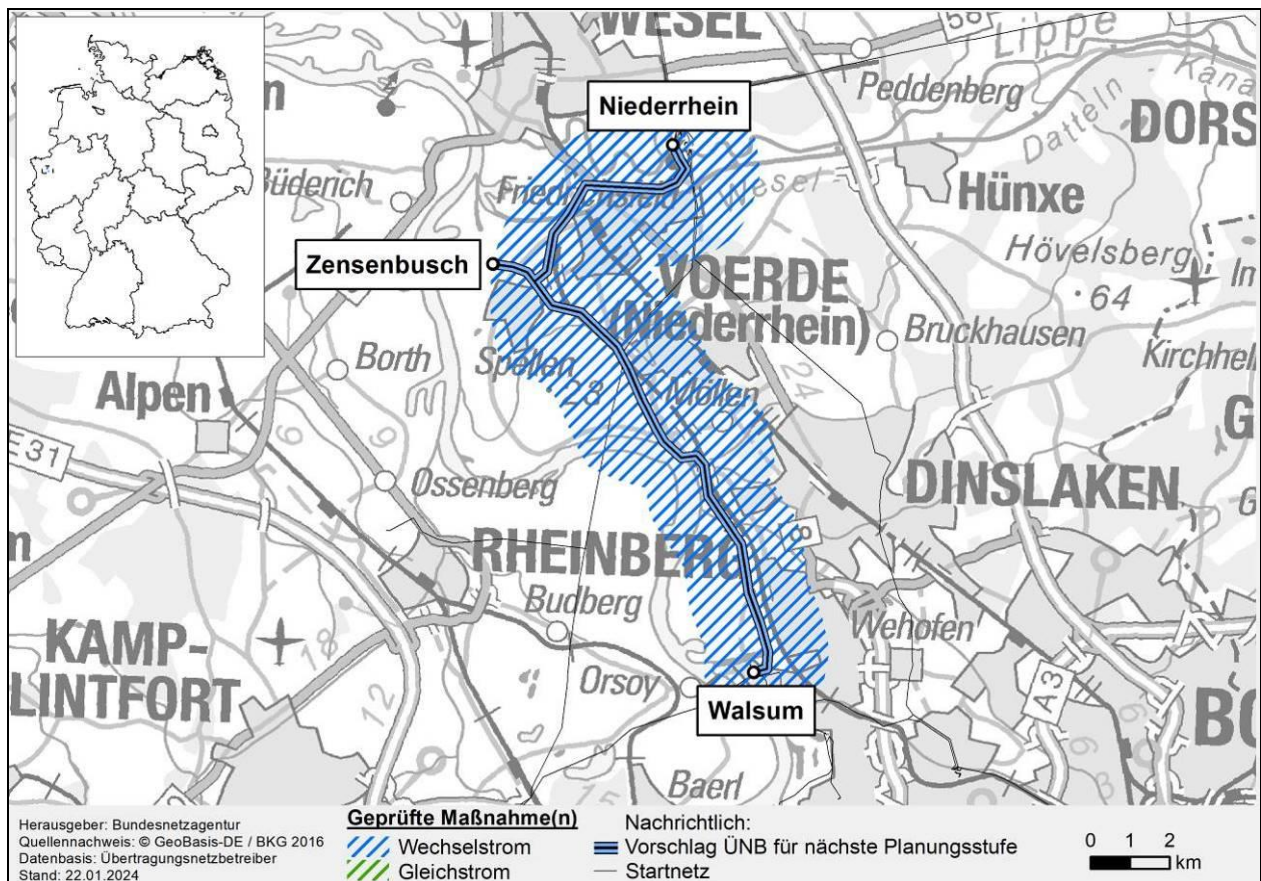
### Prüfungsergebnisse

P613 M970		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 18 GWh	- 37 GWh	- 33 GWh
Leistungsfluss	Maximum	4272 MW	4513 MW	4486 MW
	Durchschnitt	29 %	29 %	30 %
Auslastung	Maximum	71 %	75 %	74 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	28 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P614: Netzverstärkung Niederrhein – Zensenbusch – Walsum



Das Projekt P614 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens.

### M989: Niederrhein – Walsum

Die Maßnahme M989 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M989 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch die Umbeseilung zweier 380 kV-Stromkreise zwischen den Stationen Niederrhein und Walsum (Driesenbusch) wird die Übertragungskapazität zwischen den zwei Standorten erhöht.

#### Wirksamkeit

Das Projekt P503 sowie die nachgereichten Projekte P613 und P614 werden von den Übertragungsnetzbetreibern auch durch angemeldete gestiegene Leistungsmehrbedarfe in der Industrieregion Duisburg begründet, welche noch nicht im Szenariorahmen berücksichtigt worden sind. Die

angezeigten Leistungssteigerungen wurden für die Prüfung der Maßnahmen von der Bundesnetzagentur berücksichtigt.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 155 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M989 erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 61 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 3358 MW für das Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien unter Berücksichtigung der steigenden Last in der Industrieregion Duisburg als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

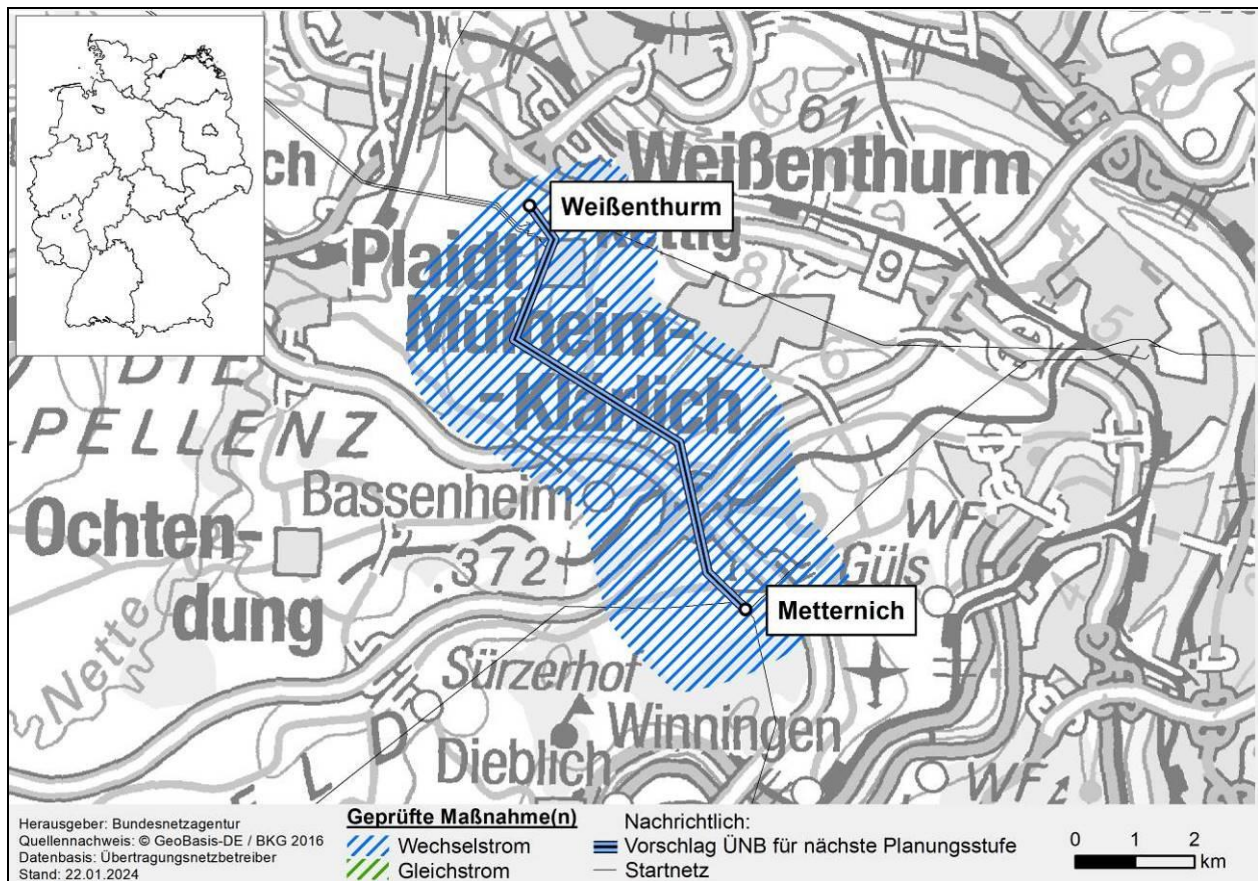
### Prüfungsergebnisse

P614 M989		A 2037	B 2037	C 2037
<b>Überlastungsindex</b>		- 40 GWh	- 142 GWh	- 155 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	3358 MW	3445 MW	3378 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	34 %	35 %	37 %
	<b>Maximum</b>	61 %	69 %	66 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	19 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P615: Netzverstärkung Weißenthurm – Wengerohr – Niederstedem



Das Projekt P615 erhöht die Versorgungssicherheit in Rheinland-Pfalz.

### M990: Weißenthurm - Wengerohr – Punkt Metternich

Die Maßnahme M990 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M990 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplan 2023 2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2032 an.

Von Weißenthurm über Wengerohr nach Niederstedem verlaufen ein 380 kV-Stromkreis und ein 220 kV-Stromkreis. Mit der Maßnahme wird der 220 kV-Stromkreis auf 380 kV umgestellt und auf dem Abschnitt vom Punkt Metternich nach Weißenthurm erfolgt eine Umbeseilung mit einem leistungsfähigeren Leiterseil. Dadurch wird der maximal auf der Strecke zulässige Strom vereinheitlicht und insgesamt erhöht. Durch die Maßnahme wird das einfach eingeschlifene 380/110 kV-Umspannwerk Wengerohr, doppelt in das Höchstspannungsnetz eingeschliften.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

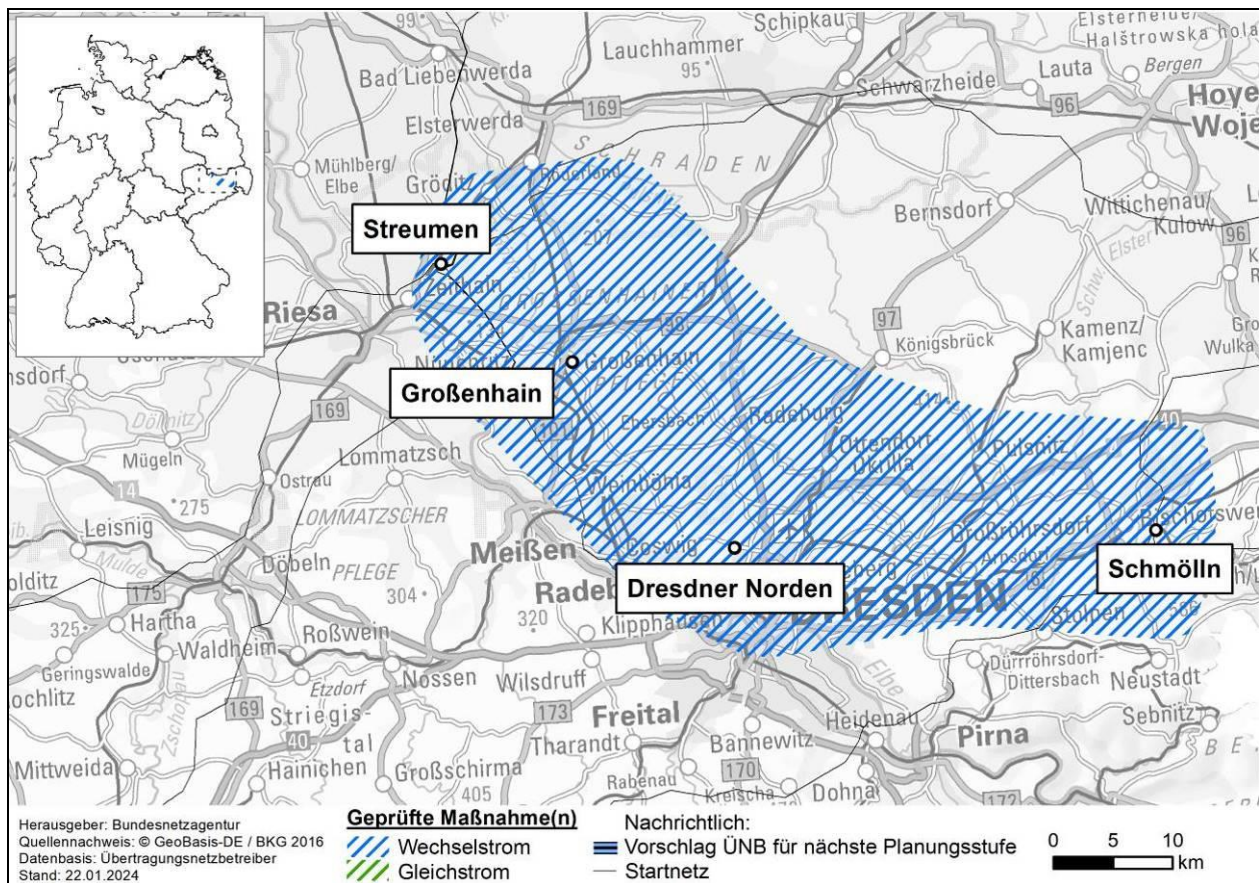
## Bewertung

Die Maßnahme M990 erhöht die Versorgungssicherheit in Rheinland-Pfalz bei Ausfällen während betrieblich notwendiger Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten.

### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	9 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		Ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion

## P625: Netzausbau Streumen – Gemeinde Großenhain – Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Stadtbezirk Klotzsche – Schmölln



Das Projekt P625 erhöht die Versorgungssicherheit Dresdens.

### M625: Streumen – Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Stadtbezirk Klotzsche – Schmölln

Die Maßnahme M625 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M625 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2035 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll zwischen den bestehenden Umspannwerken Streumen und Schmölln ein 380 kV-Doppelsystem mit Hochstrombeseilung errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass an die neue Trasse unter anderem auch die beiden neu zu errichtenden Umspannwerke im Großraum Dresden, "Suchraum Flughafen Großenhain" und "Suchraum Dresdner Norden" angeschlossen werden sollen.



Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die bestehenden Umspannwerke Streumen und Schmölln erweitert werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber untersuchen zusammen mit dem Verteilnetzbetreiber derzeit den Bedarf für ein weiteres Umspannwerk im Suchraum Großhain. Der Bedarf für dieses Umspannwerk ist nicht Teil der Prüfung durch die Bundesnetzagentur gewesen.

### Alternativen

Alternativ zur vorgeschlagenen Maßnahme ist laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber auch ein Ausbau des 110 kV-Netzes denkbar. Ein Ausbau des 110 kV-Netzes erscheint bei den erwarteten Leistungssteigerungen nach aktuellem Stand im Vergleich zum hier vorgeschlagenen zusätzlichen Umspannwerk als ungeeignet.

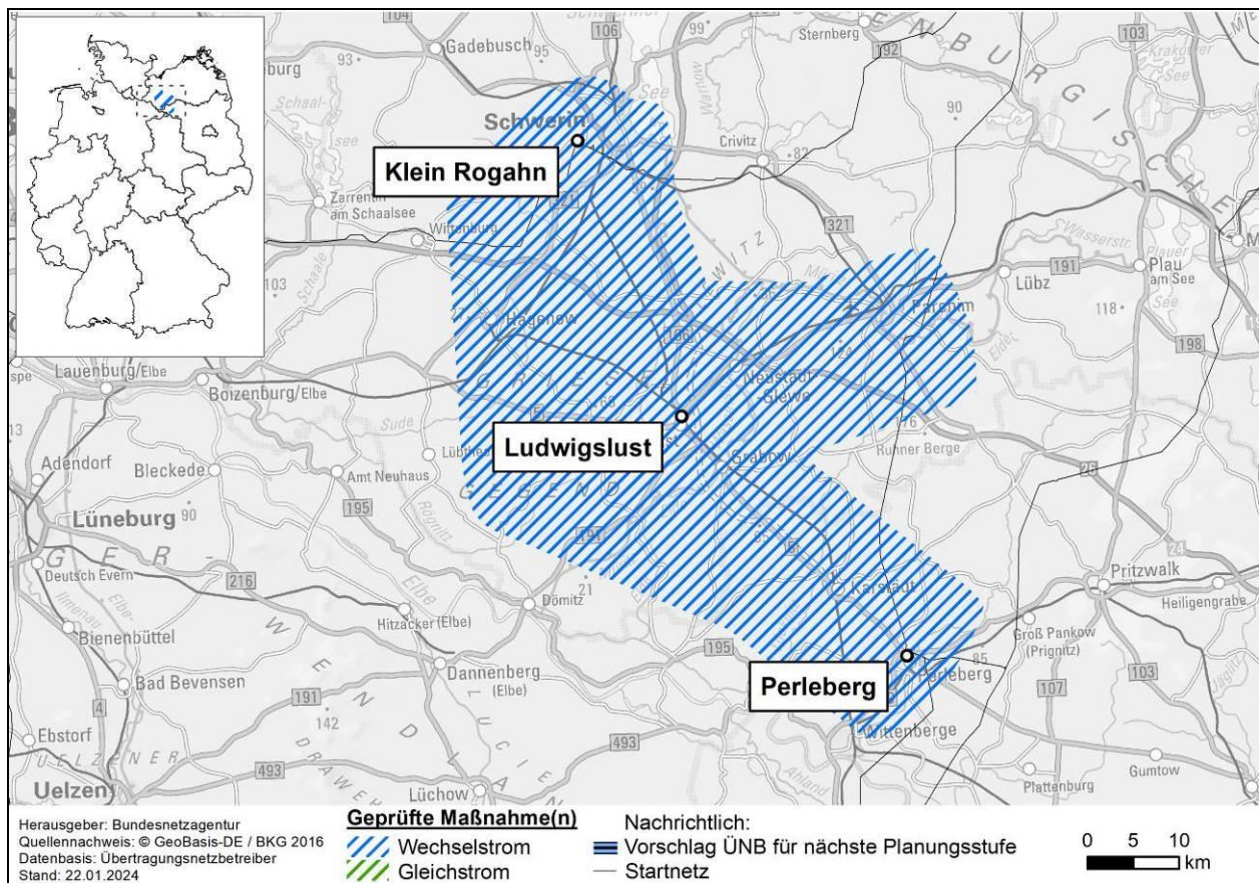
### Bewertung

Die Maßnahme M625 dient zusammen mit dem geplanten Umspannwerk im Suchraum Dresdner Norden der Versorgung von Dresden bei den zukünftig zu erwartenden Laststeigerungen. Die Maßnahme erhöht auch die Versorgungssicherheit bei Ausfällen während betrieblich notwendiger Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten.

#### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	92 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		50Hertz Transmission

## P627: Netzausbau Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Perleberg



Das Projekt P627 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg.

### M627a: Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Perleberg

Die Maßnahme M627a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M627a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch einen Neubau in neuer Trasse soll vom Umspannwerk im Suchraum Klein Rogahn über ein neu zu errichtendes Umspannwerk im Suchraum Ludwigslust zum bestehenden Umspannwerk in Perleberg ein 380 kV-Doppelsystem mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass das Umspannwerk im Suchraum Ludwigslust primär der Integration des anzunehmenden Zubaus von erneuerbaren Energien in der Region dient. Der Bedarf für einen solchen Netzanschluss ist nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 220 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M erforderlich. Im Szenario C 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 61 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1720 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen als mögliche Alternative den Anschluss der Maßnahme an den Umspannwerken Görries (anstelle Klein Rogahn) und Parchim/Süd (anstelle Perleberg) vor. Die Prüfung der Bundesnetzagentur hat jedoch ergeben, dass im Gegensatz zu der vorgeschlagenen Alternative die Maßnahme M627a die deutlich bessere Wirkung auf den deutschlandweiten Überlastungsindex aufweist und damit elektrotechnisch vorzugswürdig ist. Weitere elektrotechnisch vergleichbare Alternativen sind nicht erkennbar.

Die Überprüfung der Alternativen durch die Bundesnetzagentur ergab, dass die Maßnahme M627a für höhere Netzentlastungen sorgt, als die Alternativen, weshalb sie vorzugswürdig ist.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

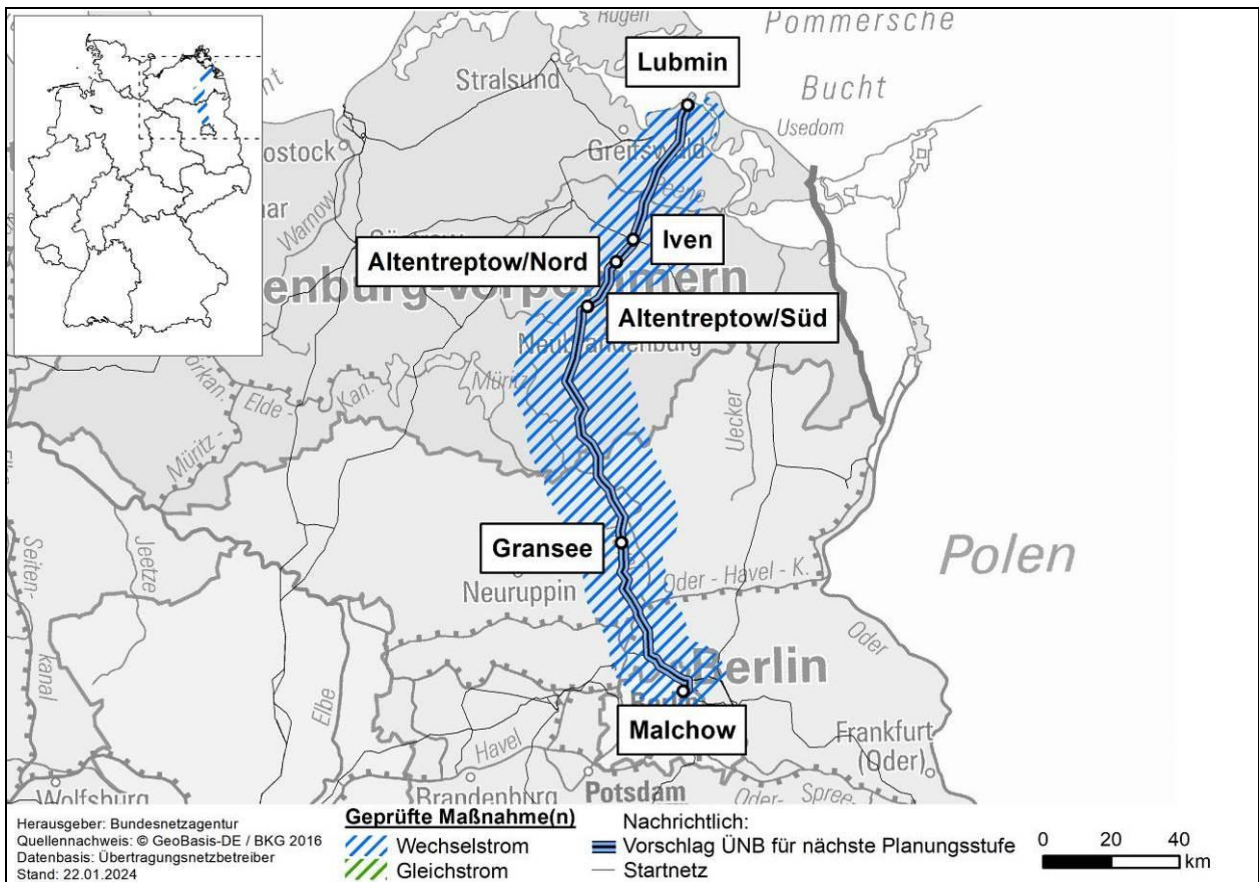
## Prüfungsergebnisse

P627 M627a		A 2037	B 2037	C 2037
<b>Überlastungsindex</b>		- 190 GWh	- 190 GWh	- 220 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	3680 MW	3580 MW	3440 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	15 %	15 %	15 %
	<b>Maximum</b>	66 %	63 %	61 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	89 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		50Hertz Transmission

## P628: Netzverstärkung Lubmin – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Malchow



Das Projekt P628 erhöht die Übertragungskapazität zwischen den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Berlin.

### M628: Lubmin – Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd – Gransee – Malchow

Die Maßnahme M628 wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M628 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im aktuellen Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Ersatzneubau soll ein 380 kV-Doppelsystem mit Hochstrombeseilung von Lubmin nach Malchow über die Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow, Gransee und Altentreptow errichtet werden. Das neue Doppelsystem soll in die bestehenden Umspannwerke Altentreptow/Süd und Gransee voll und in das bestehende Umspannwerk Altentreptow/Nord einfach eingeschliffen werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Lubmin, Altentreptow/Nord, Altentreptow/Süd, Gransee und Malow verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 750 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M628 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 73 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2010 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P628 M628		A 2037	B 2037	C 2037
<b>Überlastungsindex</b>		- 310 GWh	- 610 GWh	- 750 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	4020 MW	4620 MW	4800 MW
	<b>Durchschnitt</b>	27 %	39 %	30 %
<b>Auslastung</b>	<b>Maximum</b>	73 %	84 %	87 %

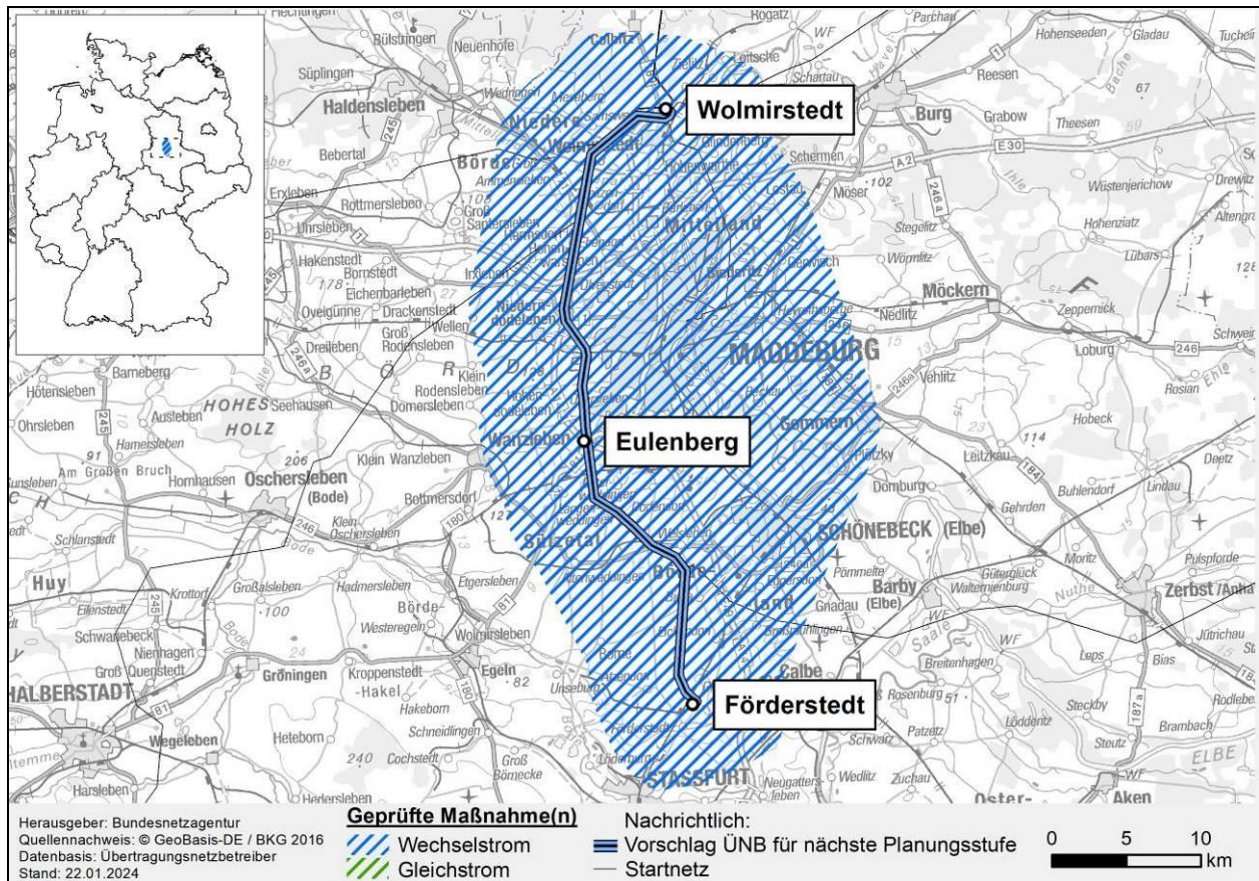
**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	192 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		50Hertz Transmission

## P630: Netzverstärkung Wolmirstedt – Eulenberg – Förderstedt – Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt

Das Projekt P630 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Sachsen-Anhalts.

### M630a: Wolmirstedt – Suchraum Eulenberg – Förderstedt (Ad-hoc-Maßnahme)



Die Maßnahme M630a wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahme M630a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im aktuellen NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Das bestehende 380 kV-Doppelsystem zwischen Wolmirstedt und Förderstedt soll durch Umbeseilung mit Hochtemperaturleiterseilen verstärkt werden. Im Suchraum Eulenberg soll eine neue 380 kV-Schaltanlage errichtet werden, in welche die neue 380 kV-Doppelleitung voll eingeschliffen wird.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Wolmirstedt und Förderstedt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.



## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 100 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M630a als erforderlich. Im Szenario A2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 65 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1840 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

## Prüfungsergebnisse

P630 M630a		A2037	B2037	C2037
Überlastungsindex		- 44 GWh	- 77 GWh	- 100 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3680 MW	3700 MW	3760 MW
	Durchschnitt	22 %	23 %	23 %
Auslastung	Maximum	65 %	67 %	68 %

### **M630b: Förderstedt – Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt**

Die Maßnahme M630b wird nicht bestätigt.

#### **Beschreibung**

Die Maßnahme M630b wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im aktuellen NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Die bestehende 380 kV-Doppelleitung zwischen Förderstedt und Jessen/Nord soll von Förderstedt bis zum neu zu errichtenden Umspannwerk im Suchraum Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt durch Ersatzneubau mit Hochstrombeseilung verstärkt werden.

#### **Wirksamkeit**

Die Hinzunahme der Maßnahme M630b verbessert den deutschlandweiten Überlastungsindex in keinem der drei Szenarien. Im Szenario C2037 erhöht sie ihn sogar um 12 GWh.

#### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M630b als erforderlich. Im Szenario A2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 52 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1460 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

#### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

#### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als erforderlich, jedoch in keinem Szenario als wirksam. Sie würde damit nicht zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz beitragen.

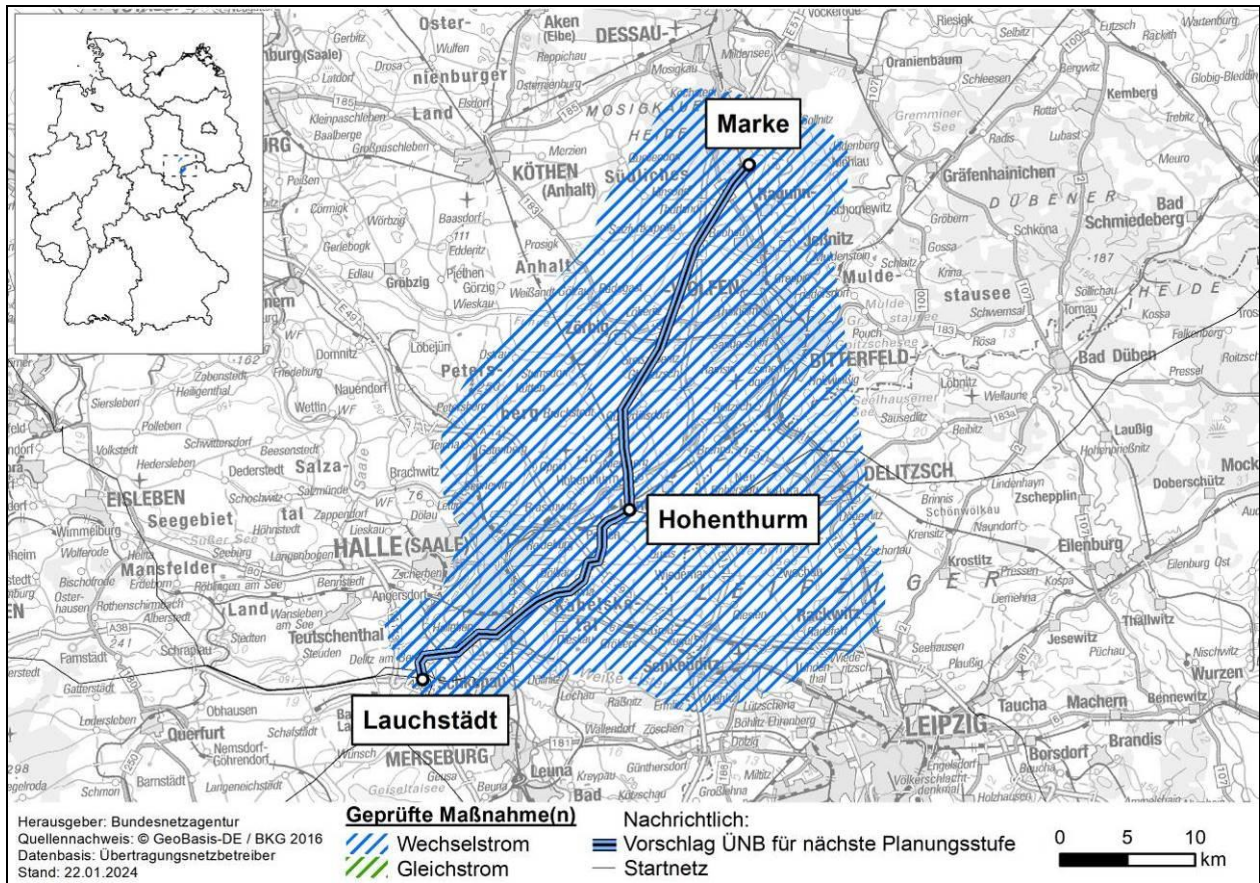
**Prüfungsergebnisse**

P630 M630b		A2037	B2037	C2037
Überlastungsindex		0 GWh	+ 7 GWh	+ 12 GWh
Leistungsfluss	<b>Maximum</b>	2920 MW	2900 MW	2980 MW
	<b>Durchschnitt</b>	15 %	15 %	15 %
Auslastung	<b>Maximum</b>	52 %	53 %	54 %

**Auf einen Blick**

	M630a	M630b	
Wirksamkeit	ja	nein	
Erforderlichkeit	ja	ja	
NOVA	V	V	
Trassenlänge	<b>Bestand</b>	50 km	42km
	<b>Ausbau</b>	-	-
bestätigt	ja	nein	
Vorhabenträger	50Hertz Transmission	50Hertz Transmission	

## P631: Netzverstärkung Marke – Hohenthurm – Lauchstädt



Das Projekt P631 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Sachsen-Anhalts.

### M631a: Lauchstädt – Suchraum Hohenthurm – Marke

Die Maßnahme M631a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M631a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im aktuellen NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Das bestehende 380 kV-Doppelsystem zwischen Lauchstädt und Marke soll durch einen Neubau in bestehender Trasse mit Hochstrombeseilung ersetzt werden. Im Suchraum Hohenthurm soll eine neue Schaltanlage errichtet werden, in welche die neue 380 kV-Doppelleitung voll eingeschliffen wird.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Lauchstädt und Marke verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 620 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M631a als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 90 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2440 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

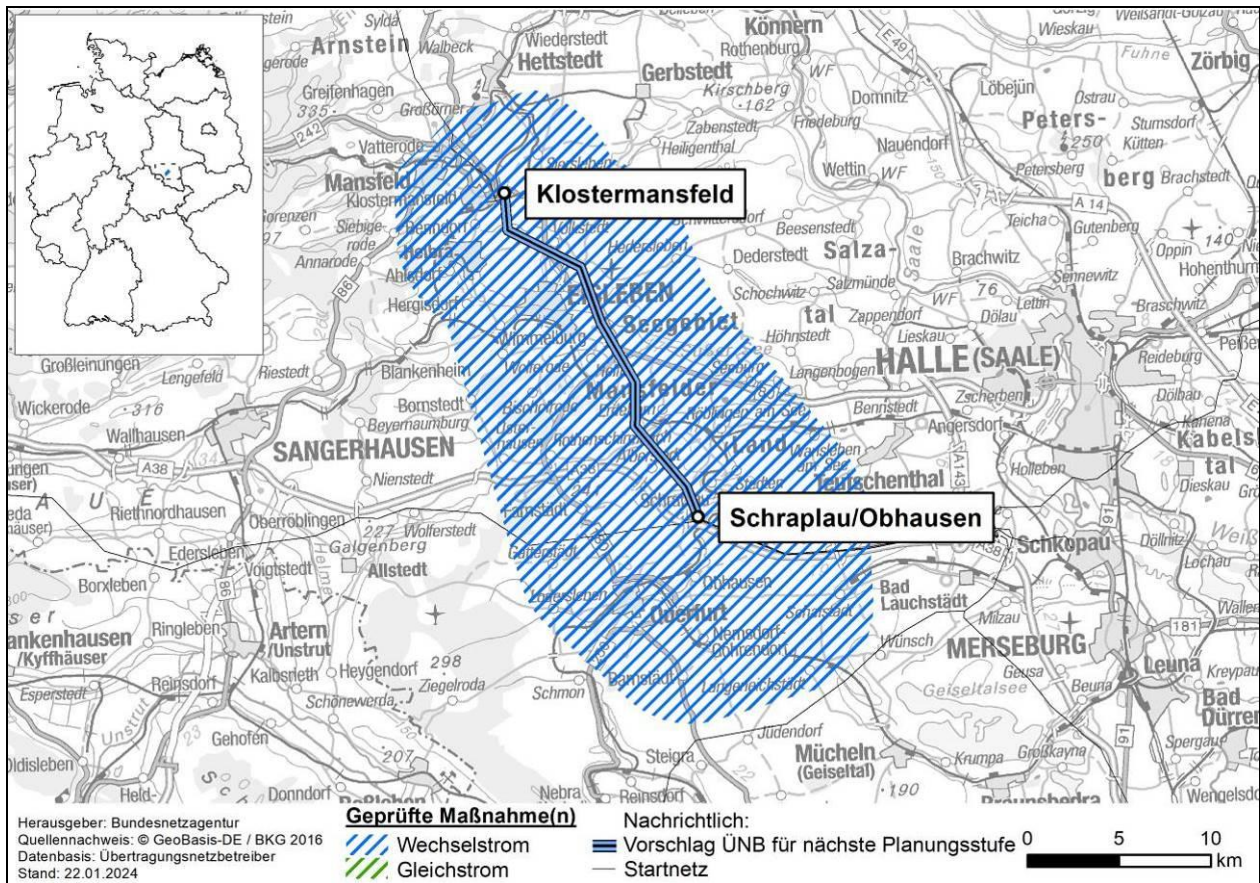
## Prüfungsergebnisse

P631 M631a		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 400 GWh	- 580 GWh	- 620 GWh
Leistungsfluss	Maximum	4880 MW	5260 MW	5120 MW
	Durchschnitt	21 %	22 %	22 %
Auslastung	Maximum	90 %	98 %	95 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	51 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission

## P634: Netzverstärkung Klostermansfeld – Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen



Das Projekt P634 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Sachsen-Anhalts.

### M634a: Klostermansfeld – Stadt Schraplau/Gemeinde Obhausen

Die Maßnahme M634a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M634a wird von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Parallelneubau soll vom bestehenden Umspannwerk Klostermansfeld über die neu zu errichtende Schaltanlage im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen eine zusätzliche 380 kV-Doppelleitung mit Hochstrombeseilung mit 4000 A je Stromkreis errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Klostermansfeld und Schraplau/Obhausen zu verstärken sind. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 230 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M634a erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 48 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1330 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

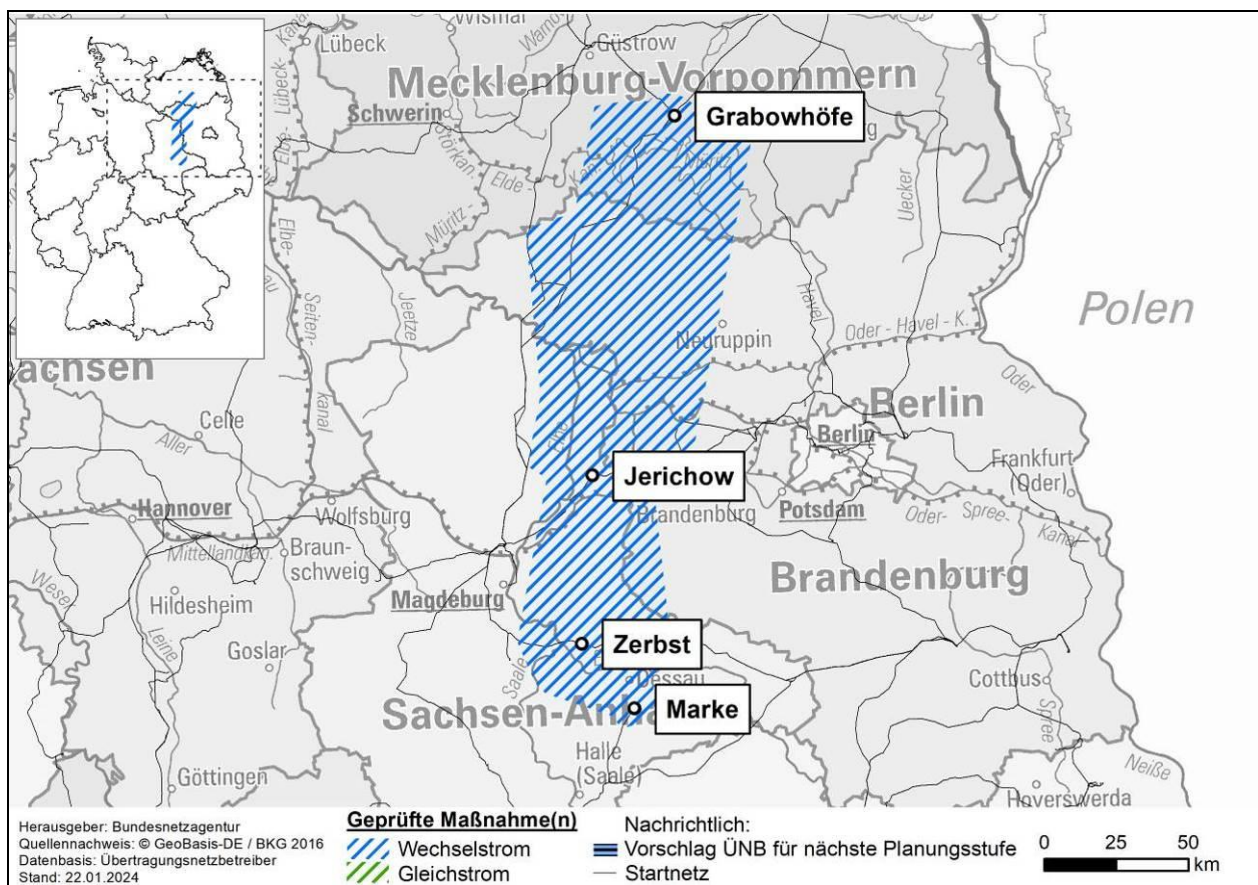
## Prüfungsergebnisse

P634 M634a		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 40 GWh	- 210 GWh	- 230 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2660 MW	2860 MW	3080 MW
	Durchschnitt	48 %	52 %	56 %
Auslastung	Maximum	13 %	14 %	14 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	22 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission

## P635: Netzausbau Gemeinde Grabowhöfe – Einheitsgemeinde Stadt Jerichow – Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt – Marke



Das Projekt P635 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt.

### M635a: Suchraum Gemeinde Grabowhöfe – Suchraum Einheitsgemeinde Stadt Jerichow – Stadt Barby/Stadt Zerbst/Anhalt – Marke

Die Maßnahme M635a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M635a wird im NEP 2023-2037/2045 erstmals von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse soll ein 380 kV-Doppelsystem mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis zwischen einem neu errichteten Umspannwerk in Grabowhöfe und dem Umspannwerk Marke errichtet werden. Die neu zu errichtenden Umspannwerke im Suchraum Jerichow und Suchraum Zerbst sind voll in die neue 380 kV Doppelleitung einzuschleifen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die Anlage in Marke entsprechend zu erweitern ist. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und



ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass im Umspannwerk in Grabowhöfe eine neue 380/110 kV Netzschnittstelle zum regionalen Verteilnetzbetreiber zu errichten ist. Dieser Netzanschluss ist nicht Teil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 1660 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 73 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1970 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass es für den nördlichen Abschnitt tendenziell denkbar wäre anstelle des neu zu errichtenden Umspannwerks Suchraum Grabowhöfe das bestehende Umspannwerk Putlitz/Süd zu erweitern. Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, statt eines Umspannwerks im Suchraum Jerichow ein alternatives Umspannwerk auf der Leitung Wolmirstedt – Wustermark/Teufelsbruch zu errichten und anstelle eines Umspannwerks am Standort Zerbst ein alternatives Umspannwerk auf der Leitung Förderstedt – Jessen/Nord.

Die Alternative wurde im Rahmen der Prüfung von der Bundesnetzagentur untersucht, erwies sich jedoch als wesentlich weniger geeignet das Netz zu entlasten, als die Maßnahme M635a.

### **Konsultation**

Ein Konsultationsbeitrag schlägt vor das Projekt zu teilen. Der kleine Abschnitt Suchraum Zerbst – Marke sei schnellstens zu realisieren. Welcher Bedarf für den großen Abschnitt Zerbst – Jerichow – Grabowhöfe tatsächlich bestehe, könne nach 2032 besser beurteilt werden.

*In der Prüfung des NEP 2037-2045 erwies sich die gesamte Maßnahme als wirksam und erforderlich. Die Umsetzungsreihenfolge von Teilabschnitten wird in den Folgeverfahren geklärt.*

### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

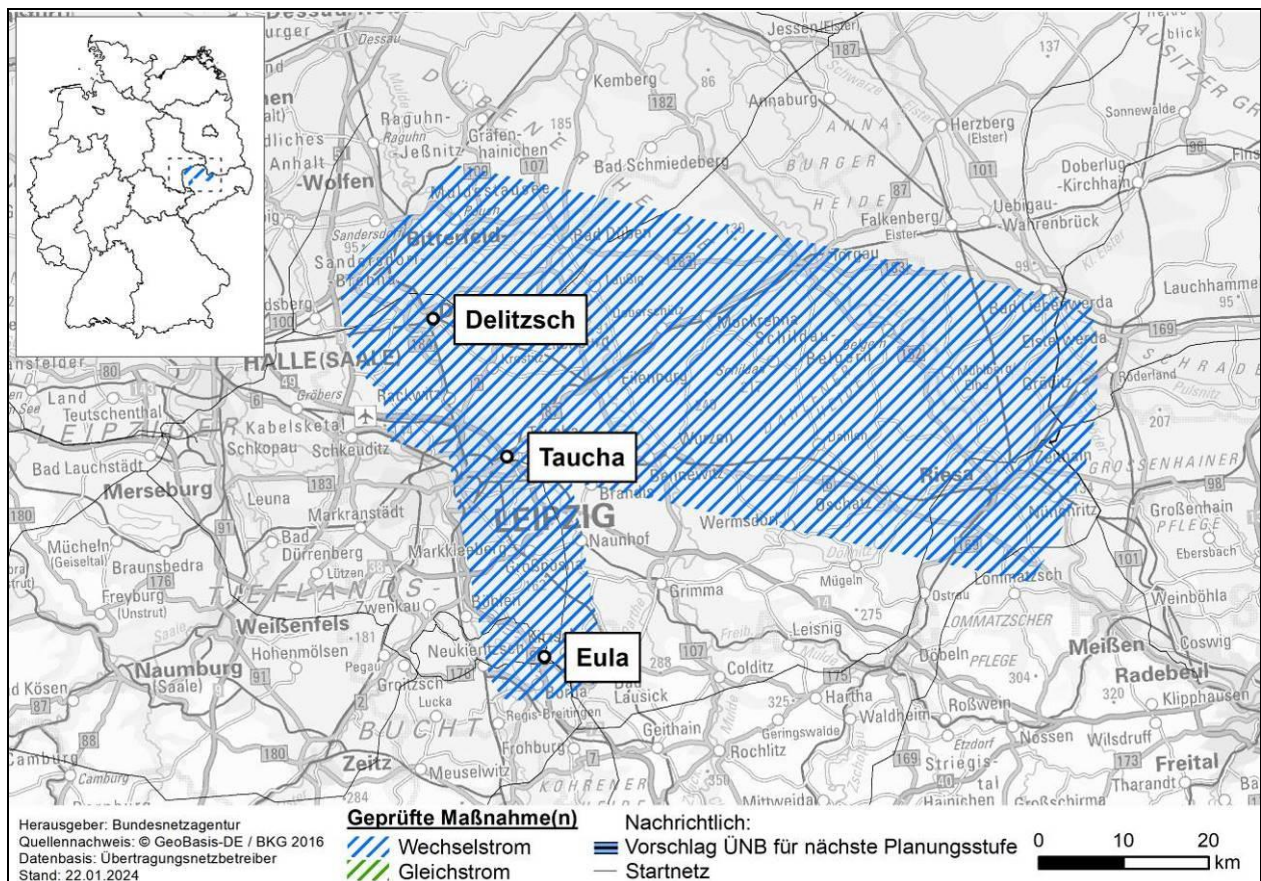
## Prüfungsergebnisse

P635 M635a		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 670 GWh	- 1380 GWh	- 1660 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3940 MW	4320 MW	4360 MW
	Durchschnitt	22 %	25 %	25 %
Auslastung	Maximum	73 %	80 %	82 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	280 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz Transmission

## P636: Netzausbau Delitzsch – Eula



Das Projekt P636 erhöht die Übertragungskapazität im inneren Sachsens.

### M636a: Stadt Delitzsch – Eula

Die Maßnahme M636a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M636a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Durch Neubau in neuer Trasse soll eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis von dem neu zu errichtenden Umspannwerk im Suchraum Delitzsch nach Eula realisiert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die beiden neuen 380 kV Stromkreise in das Umspannwerk Taucha einzuschleifen sind und das Umspannwerk auf 380 kV umzustellen ist. Dieser Netzanschluss ist nicht Teil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben weiterhin an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Eula verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 640 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 49 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1340 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

## Alternativen

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass als Alternative ein Netzausbau vom "Suchraum Delitzsch" zum Umspannwerk Streumen denkbar wäre. Dieser würde nach Aussage der Übertragungsnetzbetreiber jedoch zu einer im Vergleich geringeren Netzentlastung führen. In den Analysen der Bundesnetzagentur stieg die Netzbelastung bei Verschwenkung der Maßnahme sogar an, weswegen die Alternative ausscheidet. Weitere Alternativen sind nicht erkennbar.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

## Prüfungsergebnisse

P636 M636a		A 2037	B 2037	C 2037
<b>Überlastungsindex</b>		- 360 GWh	- 530 GWh	- 640 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	2680 MW	2760 MW	3040 MW
	<b>Durchschnitt</b>	16 %	16 %	16 %
<b>Auslastung</b>	<b>Maximum</b>	49 %	51 %	56 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	58 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		50Hertz Transmission

## P637: Leistungsflusssteuerung Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow (Ad-hoc-Maßnahme)

Das Projekt P637 steuert Leistungsflüsse, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse innerhalb Deutschlands optimiert zu nutzen.

### M637a: Leistungsflusssteuerung Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow (Ad-hoc-Maßnahme)

Die Maßnahme M637a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Im neu zu errichtenden Umspannwerk am Standort Iven werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse in Richtung Passewalk oder Altentreptow gezielt steuern zu können.

#### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 130 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

#### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

#### Prüfungsergebnisse

P637 M637a	A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex	- 60 GWh	- 100 GWh	- 130 GWh

#### Auf einen Blick

Wirksamkeit	ja
NOVA	O
bestätigt	ja
Vorhabenträger	50Hertz Transmission

## P639: Leistungsflusssteuerung Eisenach (Ad-hoc-Maßnahme)

Das Projekt P639 steuert Leistungsflüsse, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse innerhalb Deutschlands optimiert zu nutzen.

### M639a: Leistungsflusssteuerung Eisenach (Ad-hoc-Maßnahme)

Die Maßnahme M639a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 erstmals identifiziert und beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Am Standort Eisenach werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung errichtet, um die Leistungsflüsse in Richtung Ebenheim und Mecklar gezielt steuern zu können.

#### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 230 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

#### Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

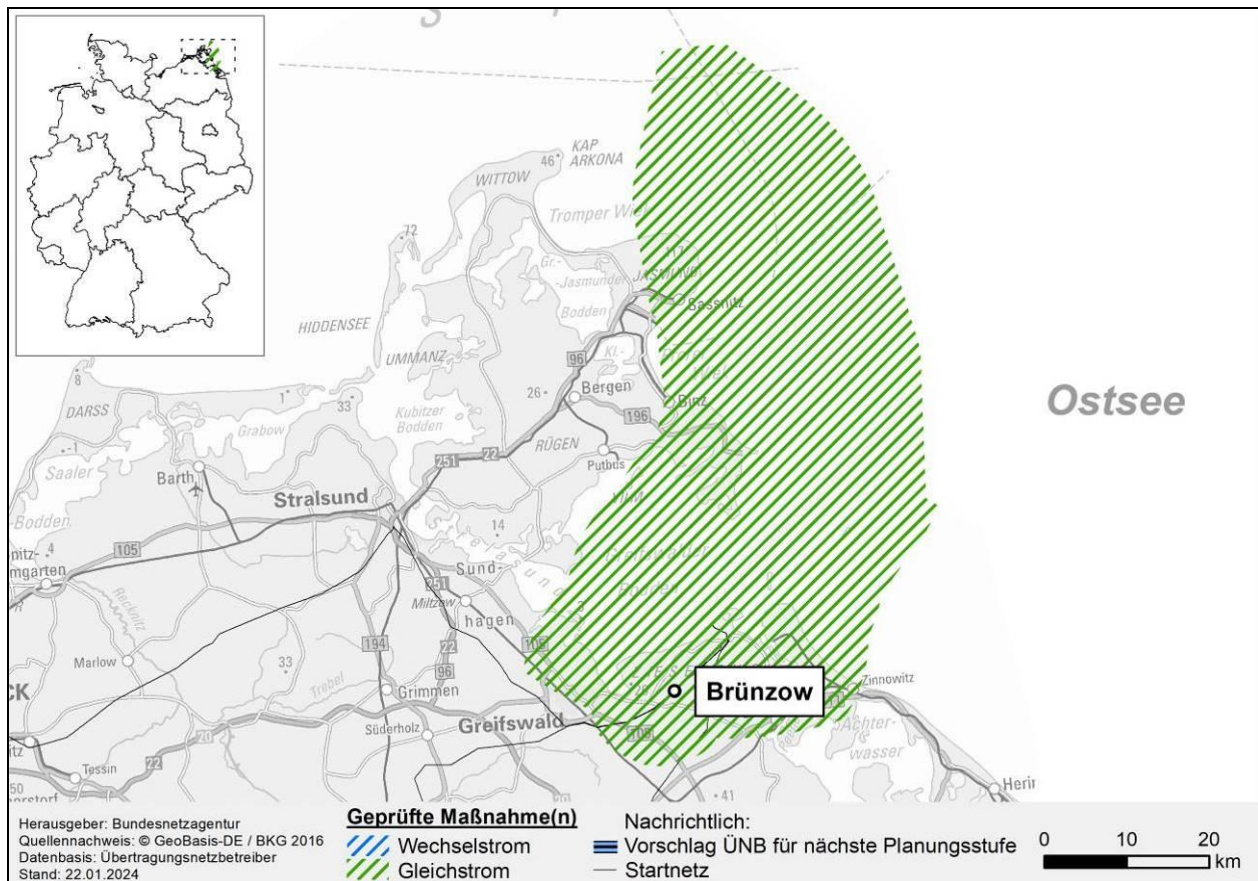
#### Prüfungsergebnisse

P639 M639a	A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex	- 70 GWh	- 150 GWh	- 230 GWh

#### Auf einen Blick

Wirksamkeit	Ja
NOVA	O
bestätigt	Ja
Vorhabenträger	50Hertz Transmission

## P640: Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI)



Das Projekt P640 mit den Maßnahmen M901a-c dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Dänemark.

### Beschreibung

Das Projekt P640 mit den Maßnahmen M901a-c wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023 für das Zieljahr 2037 beantragt. Das Projekt ist als Nr. 1106 Teil des TYNDP 2022.

Mit dem Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI) soll ein etwa 400 km langer DC-Interkonnektor von der dänischen Insel Seeland durch die Ostsee über die dänische Insel Bornholm und weiter nach Mecklenburg-Vorpommern errichtet werden. Auf der Insel Bornholm selbst soll ein Sammelpunkt (Hub) einschließlich Umspannwerk und Konverteranlagen zur Aufnahme und Verteilung von Offshore-Windenergie nach Deutschland und Dänemark errichtet werden. Hierbei soll das Projekt BEI in erster Linie Offshore-Windenergie aus geplanten dänischen Offshore-Windparks vor der Insel Bornholm mit einer Gesamtleistung von 3000 MW integrieren.

Mit der Maßnahme M901a soll vom Netzverknüpfungspunkt im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz in Mecklenburg-Vorpommern nach Bornholm (Dänemark) eine 525 kV-HGÜ-Verbindung mit einer Kapazität von 2000 MW entstehen. Die Maßnahme M901b beinhaltet die Errichtung eines 380 kV-AC-Umspannwerks sowie der 525 kV-Konverteranlagen auf Bornholm. In der Maßnahme M901c ist die



Errichtung einer 525 kV-HGÜ-Verbindung mit einer Kapazität von 1200 MW von Seeland (Dänemark) nach Bornholm (Dänemark) geplant.

Die Inbetriebnahme des Gesamtprojekts ist für das Jahr 2030 geplant.

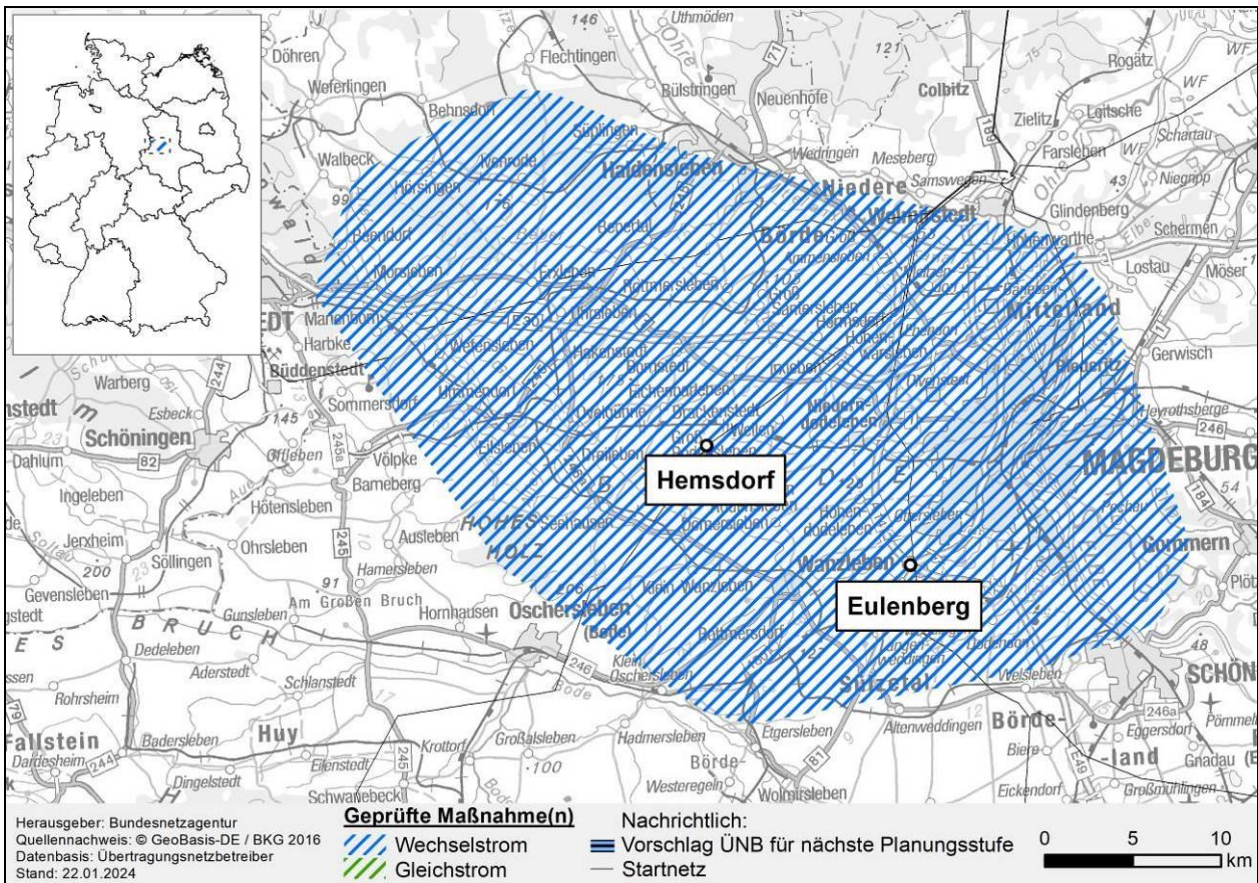
### **Bewertung**

Die Regierungen der Bundesrepublik Deutschland und des Königreichs Dänemark haben am 01.06.2023 mit dem „Abkommen über die Realisierung des gemeinsamen Projekts Energieinsel Bornholm zur Erzeugung und Übertragung erneuerbarer Offshore-Energie“ einen rechtsverbindlichen Staatsvertrag über ein gemeinsames europäisches Offshore-Projekt unter der EU-Erneuerbaren-Richtlinie (RED) geschlossen.

Das gemeinsame Projekt betrifft die Energieinsel Bornholm, die Offshore-Windparks um die Insel Bornholm mit einer Leistung von 3 GW umfasst, die wiederum an Onshore-Umrichterstationen und die anschließenden Netzanschlüsse nach Seeland, Dänemark, und in die Bundesrepublik Deutschland angeschlossen sind. Von den Onshore-Umrichterstationen werden eine 1,2 GW HGÜ-Netzverbindung nach Seeland, Königreich Dänemark, und eine 2 GW HGÜ-Netzverbindung in die Bundesrepublik Deutschland installiert.

Da das dem Projekt zugrundeliegende Abkommen als völkerrechtlicher Vertrag rechtsverbindlich ist, wird das Projekt P640 bestätigt.

## P641: Netzausbau Gemeinde Erxleben/Ingersleben/Emden – Stadt Wanzleben-Börde/Gemeinde Hohe Börde – Eulenberg



Das Projekt P641 erhöht die Versorgungssicherheit am Standort Eulenberg.

### M641a: Stadt Wanzleben-Börde/Gemeinde Hohe Börde – Eulenberg

Die Maßnahme M641a wird bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M641a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023 2037/2045 identifiziert und beantragt. Die Maßnahme M641b: Suchraum Gemeinden Erxleben/Ingersleben/Emden – Suchraum Hemsdorf wurde nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 von den Übertragungsnetzbetreibern zurückgezogen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2037 an.

Durch Neubau in neuer Trasse wird ein neues 380 kV-Doppelsystem von der geplanten Schaltanlage im Suchraum Stadt Wanzleben-Börde/Gemeinde Hohe Börde zum geplanten Umspannwerk im Suchraum Eulenberg realisiert. Die Schaltanlage im Suchraum Stadt Wanzleben-Börde/Gemeinde Hohe Börde wird in die bestehenden Stromkreise zwischen Wolmirstedt und Klostermansfeld eingebunden.

## Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

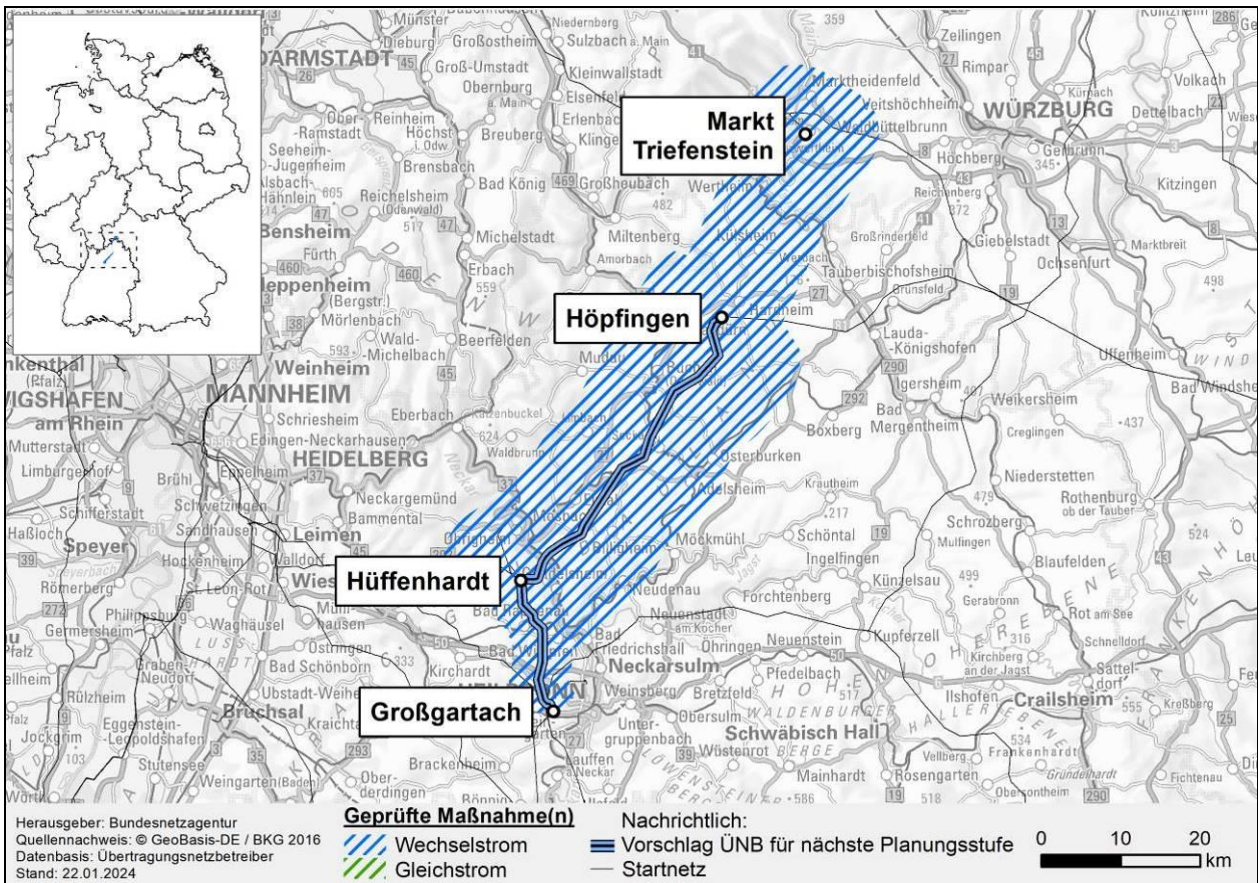
## Bewertung

Die Maßnahme M641a erhöht die Versorgungssicherheit am Industriestandort Eulenberg bei Ausfällen während betrieblich notwendiger Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten an der 380 kV-Trasse zwischen Eulenberg und Wolmirstedt.

### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	17 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		50 Hertz Transmission

## P675: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Suchraum Markt Triefenstein und Großgartach



Das Projekt P675 erhöht die Übertragungskapazität zwischen dem Norden von Baden-Württemberg und Bayern.

### M854: Trennfeld – Höpfingen

### M855: Höpfingen – Hüffenhardt – Großgartach

Die Maßnahmen M854 und M855 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M854 und M855 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch die Maßnahme M854 wird durch einen Neubau in neuer Trasse eine 380 kV-Doppelleitung von dem geplanten Umspannwerk im Suchraum Markt Triefenstein bis zu dem Umspannwerk Höpfingen realisiert. Durch die Maßnahme M855 wird durch einen Parallelneubau eine zusätzliche 380 kV-Doppelleitung von Höpfingen über Hüffenhardt nach Großgartach realisiert.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Suchraum Markt Triefenstein, Höpfingen, Hüffenhardt und Großgartach verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 620 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M854 und M855 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 63 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1540 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Alternativ zu den vorgeschlagenen Maßnahmen ist laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber ein Neubau von Anlagen und/oder deutlich längere Parallelneubauten denkbar. Dies erscheint zwar grundsätzlich möglich und würde voraussichtlich ebenfalls den Überlastungen entgegenwirken, jedoch erscheint nach aktuellem Stand ein Neubau von Anlagen und längeren neuen Leitungen im Vergleich zur hier vorgeschlagenen Verstärkung nicht bedarfsgerecht.

### Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

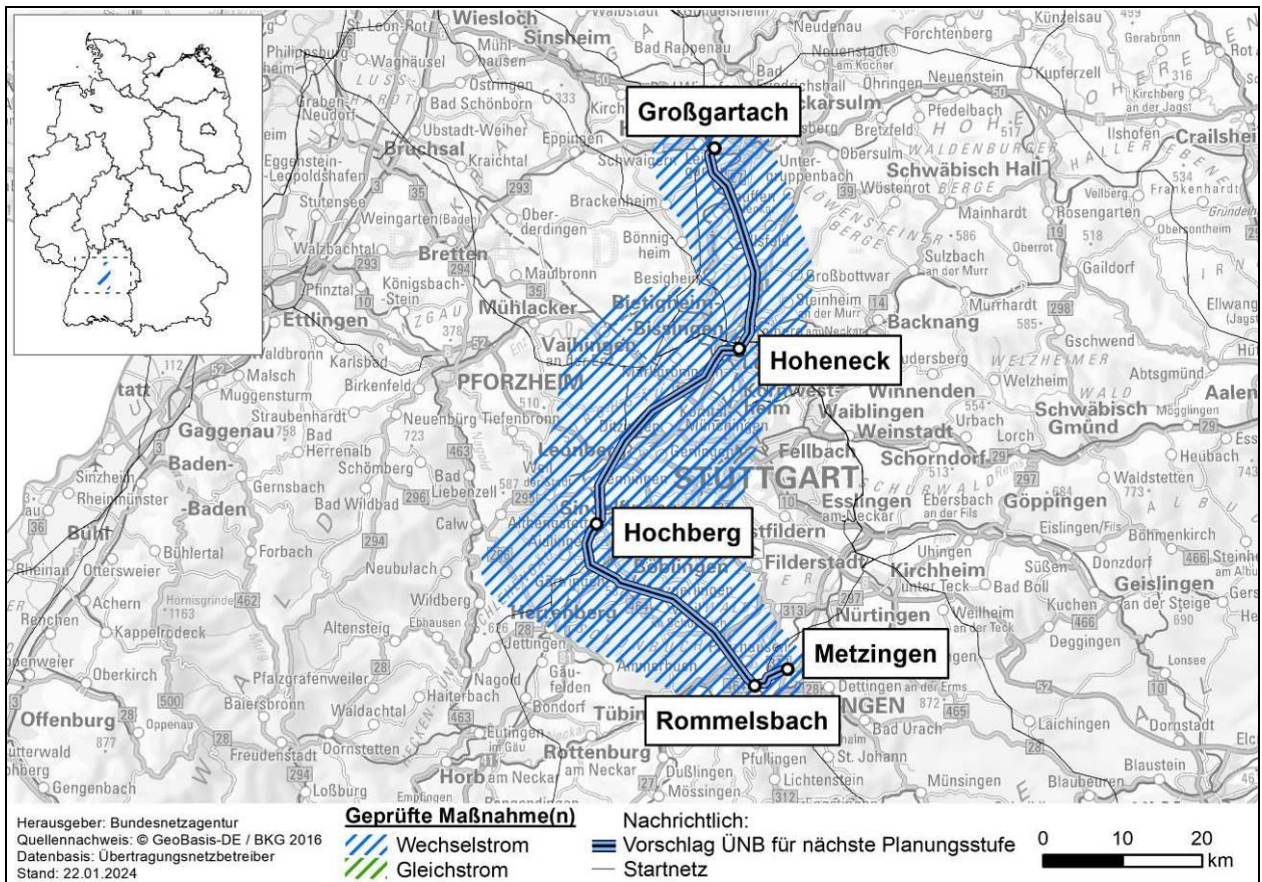
### Prüfungsergebnisse

P675 M854/M855		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 140 GWh	- 570 GWh	- 620 GWh
Leistungsfluss	Maximum	3080 MW	3260 MW	3180 MW
	Durchschnitt	21 %	23 %	22 %
Auslastung	Maximum	63 %	64 %	62 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V,A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	64 km
	<b>Ausbau</b>	33 km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TransnetBW, TenneT

## P676: Netzverstärkung Stuttgart West-/Ostumfahrung



Das Projekt P676 erhöht die Übertragungskapazität im Großraum Stuttgart.

### M858: Großgartach – Hoheneck – Hochberg – Pkt. Rommelsbach

### M859: Pkt. Rommelsbach – Metzingen

Die Maßnahmen M858 und M859 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M858 und M859 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahmen im Jahr 2037 an.

Durch die Maßnahmen werden zwei neue 380 kV-Stromkreise realisiert. Dabei verläuft ein 380 kV-Stromkreis von Großgartach über Hochberg nach Metzingen. Das neu zu errichtende Umspannwerk in Hochberg wird in einen 380 kV-Stromkreis eingeschlossen. Der andere zu realisierende 380 kV-Stromkreis verläuft von Hoheneck bis zu dem Pkt. Rommelsbach.

Weiterhin wird die Verschaltung eines vorhandenen 380 kV-Stromkreises in Herbertingen geändert. Durch die Maßnahmen wird außerdem ein in Betrieb befindlicher 380 kV-Stromkreis zwischen dem Umspannwerk Metzingen und dem Umspannwerk Wendlingen im Umspannwerk Metzingen umgeschaltet.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Großgartach, Hoheneck, Hoheneck und Metzingen verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Maßnahmen M858 und M859 setzen auf der Umsetzung der Ad-hoc-Maßnahme M630 des Projekts P420 auf und verstärken gemeinsam die West-/Ostumfahrung um den Großraum Stuttgart.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 370 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M858 und M859 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 50 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1280 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.



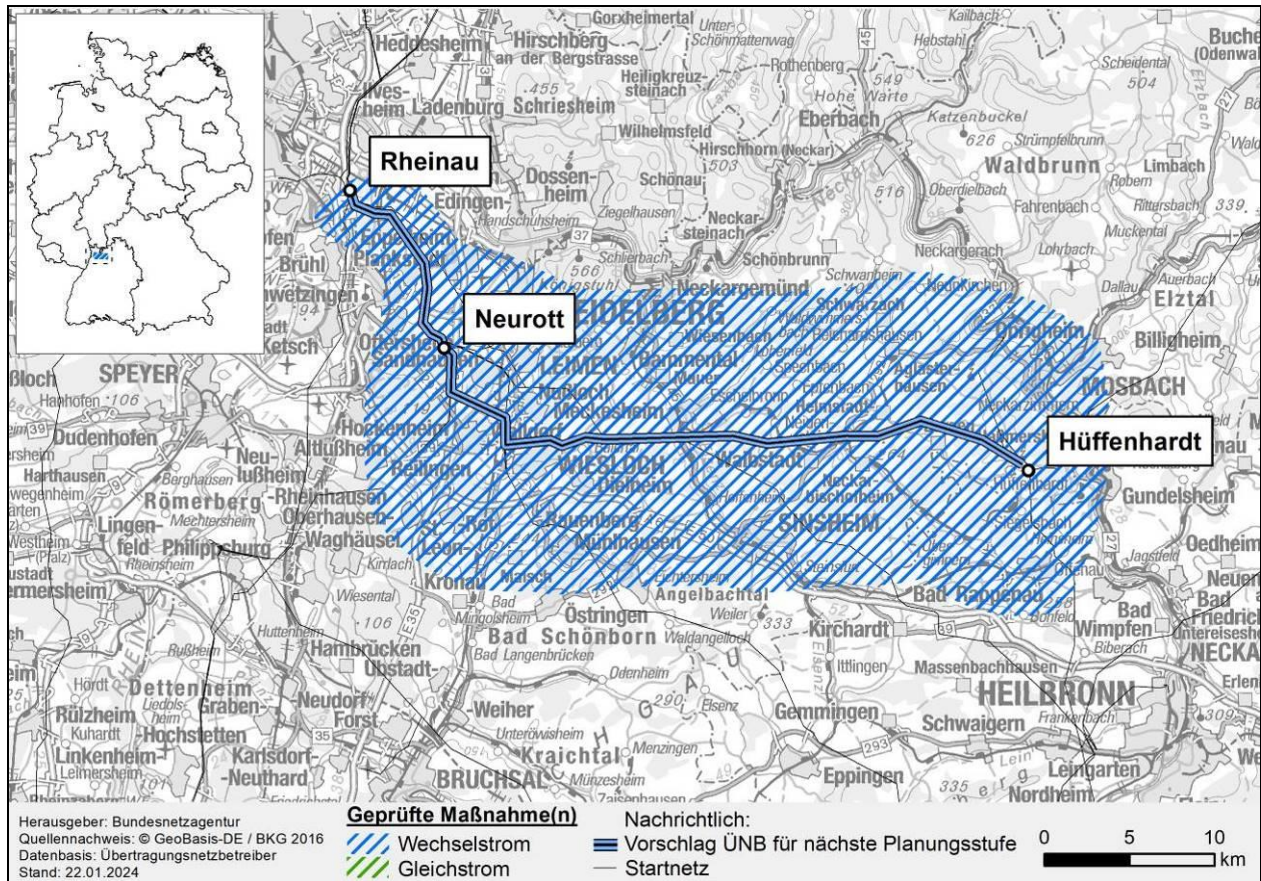
## Prüfungsergebnisse

P676 M858/M859		A 2037	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		- 110 GWh	- 320 GWh	- 370 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2490 MW	2750 MW	2600 MW
Auslastung	Durchschnitt	14 %	14 %	15 %
	Maximum	50 %	55 %	50 %

## Auf einen Blick

Wirksamkeit		ja
Erforderlichkeit		ja
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	77 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TransnetBW, Amprion

## P677: Netzverstärkung zwischen Rheinau und Hüffenhardt



Das Projekt P677 erhöht die Übertragungskapazität im Nordwesten von Baden-Württemberg.

### M860: Rheinau – Neurott

### M861: Neurott – Hüffenhardt

Die Maßnahmen M860 und M861 werden bestätigt.

### Beschreibung

Die Maßnahmen M860 und M861 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme für die Maßnahme M861 im Jahr 2030 und für die Maßnahme M860 im Jahr 2037 an.

Durch die Maßnahme M860 wird ein zusätzlicher 380 kV-Stromkreis mittels HTLS-Zubeseilung von dem Umspannwerk Rheinau bis zu der Schaltanlage Neurott realisiert. Durch die Maßnahme M861 wird ein zusätzlicher 380 kV-Stromkreis mittels HTLS-Zubeseilung von der Schaltanlage Neurott bis zu dem Umspannwerk Hüffenhardt realisiert. Mit Umsetzung beider Maßnahmen verlaufen zwei 380 kV-Stromkreise von der Schaltanlage Neurott bis zu dem Umspannwerk Hüffenhardt. Durch den neuen 380 kV-Stromkreis von Rheinau nach Neurott wird die erste Verbindung zwischen den beiden Standorten realisiert.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Rheinau, Neurott und Hüffenhardt verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahmen, und ist nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

### Wirksamkeit

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 130 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahmen (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahmen reduziert werden.

### Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M860 und M861 als erforderlich. Im Szenario C 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 78 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1990 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilnetz transportiert werden kann.

### Alternativen

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

### Prüfungsergebnisse

P677 M860/M861		A 2037	B 2037	C 2037
<b>Überlastungsindex</b>		- 70 GWh	- 100 GWh	- 130 GWh
<b>Leistungsfluss</b>	<b>Maximum</b>	2310 MW	2390 MW	1990 MW
<b>Auslastung</b>	<b>Durchschnitt</b>	22 %	21 %	21 %
	<b>Maximum</b>	90 %	94 %	78 %

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>		ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja
<b>NOVA</b>		V
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	52 km
	<b>Ausbau</b>	-
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TransnetBW

## **P678: DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz**

Das Projekt P678 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz.

### **M862: Südlicher Landkreis Böblingen – Mettlen (CH)**

Bei der Maßnahme M862 handelt es sich um ein Interkonnektoren-Projekt, welches nach Genehmigung des Szenariorahmens mittels volkswirtschaftlicher Kosten-Nutzen-Analyse zu prüfen ist.

Die Maßnahme M862 wird bestätigt.

### **Beschreibung**

Die Maßnahme wird im NEP 2023-2037/2045 erstmalig ausgewiesen. Es ist ebenfalls im TYNDP 2022 als Projekt Nummer 1058 mit dem Status „under consideration“ enthalten.

Mit der Maßnahme soll eine HGÜ-Verbindung mit einer Leistung von 1 GW zwischen Süddeutschland und der Schweiz, sowie die benötigten Konverterstationen zur Einbindung in die AC-Netze, errichtet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine anvisierte Inbetriebnahme bis zum Jahr 2037 an.

### **Alternativen**

Es sind keine naheliegenden elektrotechnisch gleichwertigen Alternativen erkennbar, daher wurden keine alternativen Maßnahmen untersucht.

### **Konsultation**

Die Schweizer Regulierungsbehörde wies darauf hin, dass das Projekt trotz noch ausstehender Prüfungen positiv und zu erwarten sei, dass das Projekt im Rahmen des dortigen Netzentwicklungsplans „Strategisches Netz 2040“ eingebracht werde. Ein zusätzlicher Nutzen werde durch die enge Wechselwirkung der Maßnahme mit dem sog. „Greenconnector“ Projekt erwartet, einer ebenfalls auf 1GW ausgelegten HGÜ-Verbindung zwischen Norditalien und der Schweiz.

### **Bewertung**

Die Bewertung der Maßnahme mittels Kosten-Nutzen-Analyse durch den Gutachter der Bundesnetzagentur, zeigte einen positiven Netto-Nutzen in allen 2037er Szenarien, insbesondere hinsichtlich der Konsumentenrenten, der zusätzlichen Integration Erneuerbarer Energien und der Verringerung des Bedarfs an lastnaher Reserve.

B 2037	Volksw. Nutzen	Klimafolgekosten	Einsparung	
			lastnahe Reserve	Gesamt
<b>Europa</b>	56.0	16.9	31.1	104.0
<b>Deutschland</b>	78.9	11.8	3.0	93.7
- <b>Konsumenten</b>	239.5	-		
- <b>Produzenten</b>	-85.7	-		
- <b>Engpassrenten</b>	-74.9	-		
<b>Redispatch</b>	-7.4	-2.1		-9.5
	71.5	9.7	3.0	84.2

Werte in Mio.€, positive Klimafolgekosten bedeuten eine Einsparung an CO<sub>2</sub>-Emissionen

Gesamtbetrachtung	A 2037	B 2037	C 2037
<b>Kosten</b>	1.98	1.98	1.98
<b>Gesamtnutzen</b>	2.75	2.38	2.64

Werte in Mrd.€, Angenommene Lebensdauer 40 Jahre.

### Auf einen Blick

<b>NOVA</b>		A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-
	<b>Ausbau</b>	114km
<b>bestätigt</b>		ja
<b>Vorhabenträger</b>		TransnetBW

## P679: DC-Interkonnektor Deutschland – Frankreich

Das Projekt P679 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Frankreich.

### M863: Deutschland – Frankreich

Bei der Maßnahme M863 handelt es sich um ein Interkonnektoren-Projekt, welches nach Genehmigung des Szenariorahmens mittels volkswirtschaftlicher Kosten-Nutzen-Analyse zu prüfen ist.

Die Maßnahme M863 wird nicht bestätigt, da es derzeit in rechtlicher Hinsicht noch an einer hinreichenden Bestimmtheit für eine konkrete Prüfung und Bestätigung im NEP mangelt.

### Beschreibung

Die Maßnahme wird im NEP 2023-2037/2045 erstmalig ausgewiesen. Sie war bisher nicht im TYNDP enthalten und ist nach Angabe von TransnetBW auch noch nicht als Projekt in den TYNDP2024 eingereicht worden.

Die Maßnahme ist nach Angabe der Übertragungsnetzbetreiber nicht als konkretes Vorhaben mit dedizierten Netzverknüpfungspunkten zu sehen. Vielmehr diene es als Beispiel für einen möglichen weiteren Interkonnektor mit einer Kapazität von 2 GW zwischen Deutschland und Frankreich.

Mögliche Netzverknüpfungspunkte, technische Ausführung und insbesondere das eigentlich im NEP-Entwurf mit 2037 angegebene Inbetriebnahmedatum sind derzeit noch Gegenstand einer transnationalen Studie zwischen TransnetBW, Amprion, dem französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE und weiteren Netzbetreibern in der Region.

### Konsultation

Die französische Regulierungsbehörde CRE äußerte sich im Rahmen der Konsultation positiv zu den sich bereits in Entwicklung befindlichen Wechselstrom-Interkonnektoren des Startnetzes und auch zu P679. Aufgrund des sehr frühen Stadiums der Projektentwicklung und der Tatsachen, dass das Projekt bisher weder Teil des TYNDP noch des französischen nationalen Netzentwicklungsplans SDDR ist, und insbesondere vor dem bindenden Hintergrund der NEP-Bestätigung im Fall einer anschließenden Aufnahme von Vorhaben in den Bundesbedarfsplan, schlägt CRE jedoch vor, die Bestätigung des Projekts auf den kommenden NEP zu verschieben.

### Bewertung

Da es sich bei dem Projekt bisher lediglich um einen Platzhalter, der generell für eine zusätzliche elektrische Verbindung „irgendwo“ zwischen Deutschland und Frankreich steht, handelt, mangelt es in rechtlicher Hinsicht an einer hinreichenden Bestimmtheit für eine konkrete Prüfung und Bestätigung im NEP.

Unabhängig von einer formellen Bestätigung hat die Bundesnetzagentur gemeinsam mit dem Gutachter anhand der etwas konkreteren Projektbeschreibung des ersten Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber beispielhaft eine 2 GW-HGÜ-Verbindung zwischen Frankreich und dem Südwesten Deutschlands untersucht. Diese Untersuchung wies in allen betrachteten Szenarien einen sehr hohen Nutzen auf. Auch wenn die

Bestimmung eines Nettonutzens wegen fehlender Kostenparameter nicht möglich war, lag selbst der geringste Nutzen in Szenario B 2045 mit einer auf 40 Jahre Laufzeit hochgerechneten Summe von 3,6 Mrd. € beispielsweise deutlich über den Kosten vergleichbarer Projekte.

Perspektivisch scheint es daher angebracht, im Austausch zwischen allen Beteiligten ein solches Projekt weiter zu verfolgen, zu konkretisieren und in den TYNDP-Prozess einzubringen. Sollten sich die Untersuchungen der Bundesnetzagentur hiernach bestätigen und wird das Projekt dementsprechend in den TYNDP aufgenommen, erscheint eine Bestätigung im kommenden NEP-Prozess wahrscheinlich.



## **P680: Leistungsflusssteuerung Höpfingen**

Das Projekt P680 steuert Leistungsflüsse, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse innerhalb Deutschlands optimiert zu nutzen.

### **M917: Leistungsflusssteuerung in Höpfingen**

Die Maßnahme M917 wird bestätigt.

#### **Beschreibung**

Die Maßnahme M917 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2030 an.

Am Standort Höpfingen werden Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung aufgestellt, um die Leistungsflüsse auf den Leitungen zwischen Höpfingen, Hüffenhardt, Trennfeld und Grafenrheinfeld zu steuern.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Höpfingen verstärkt werden müssten. Dies ist grundsätzlich zwar naheliegend, bezieht sich jedoch auf die Ausführung und Umsetzung der Maßnahme, und ist daher nicht Bestandteil der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

#### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 140 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

#### **Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

**Prüfungsergebnisse**

<b>P680 M917</b>	<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>	- 20 GWh	- 100 GWh	- 140 GWh

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	O
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	TransnetBW

## **P681: Leistungsflusssteuerung Goldshöfe**

Das Projekt P681 steuert Leistungsflüsse, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse innerhalb Deutschlands optimiert zu nutzen.

### **M918: Leistungsflusssteuerung in Goldshöfe 1**

### **M919: Leistungsflusssteuerung in Goldshöfe 2**

Die Maßnahmen M918 und M919 werden bestätigt.

#### **Beschreibung**

Die Maßnahmen M918 und M919 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt.

Am Standort Goldshöfe werden durch die Maßnahme M918 zunächst Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung aufgestellt, um die Leistungsflüsse in Richtung Kupferzell steuern zu können. Nach Umsetzung des Projekts P304 werden durch die Maßnahme M919 weitere Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung am Standort Goldshöfe aufgestellt, um die Leistungsflüsse auf einem weiteren Stromkreis Richtung Kupferzell steuern zu können. Die Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung können dann situativ in verschiedene Stromkreise am Standort Goldshöfe verschaltet werden.

#### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu 180 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

#### **Bewertung**

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie tragen signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Wechselstromnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

**Prüfungsergebnisse**

<b>P681 M918/M919</b>	<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
<b>Überlastungsindex</b>	- 80 GWh	- 180 GWh	- 150 GWh

**Auf einen Blick**

<b>Wirksamkeit</b>	ja
<b>NOVA</b>	O
<b>bestätigt</b>	ja
<b>Vorhabenträger</b>	TransnetBW

## P682: Netzbooster Höpfingen

Mit dem Projekt P682 soll eine Netzbooster-Anlage zur reaktiven Betriebsführung realisiert werden. Mit der einhergehenden Höherauslastung des Übertragungsnetzes sollen Netzengpassmanagementkosten reduziert werden.

### M920: Netzbooster-Anlage Höpfingen

Die Maßnahme M920 wird nicht bestätigt.

#### Beschreibung

Die Maßnahme M920 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 beantragt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben zunächst eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M920 im Jahr 2030 angeben und in einer Stellungnahme das Inbetriebnahmedatum nachträglich auf nach 2030 aktualisiert.

Bei dieser Netzbooster-Anlage handelt es sich um einen Batteriespeicher, der in die Leitsysteme der Übertragungsnetzbetreiber eingebunden werden soll, um eine reaktive Netzbetriebsführungstechnik umzusetzen. Die Batteriespeicher stehen insofern ausschließlich dem Netzbetrieb zur Verfügung und nicht dem Stromhandel.

Durch die Batteriespeicher kann bei einer Störung im Übertragungsnetz schnell reagiert und den durch die Störung verursachten Überlastungen entgegengewirkt werden, bevor es zu Folgeschäden kommt (siehe Abschnitt III B 5.10). Hierfür muss in der Regel in Süddeutschland Leistung eingespeist werden und in Norddeutschland Leistung ausgespeist oder reduziert werden.

Im Rahmen der Maßnahme M920 soll eine Netzbooster-Anlage am Standort Höpfingen errichtet werden. Diese soll eine Leistung von 250 MW und eine Kapazität von 250 MWh haben. Im Norden ist keine eigenständige Maßnahme geplant, da unter anderem die Einbindung von Offshore-Windparks vorgesehen ist. Die Anlage soll darüber hinaus Systemdienstleistungen zur Bereitstellung von Momentanreserve liefern können.

Neben der Errichtung und dem Betrieb der Speicheranlagen ist ein entsprechendes innovatives Betriebsführungskonzept und eine entsprechend schnellere Überwachungs- und Steuerungstechnik erforderlich, die allein die beantragenden Übertragungsnetzbetreiber erbringen können und die mit zum Gesamtpaket der zu beurteilenden Maßnahmen gehört.

Die Maßnahme wurde von den Übertragungsnetzbetreibern mit der Redispatch-Einsparung begründet. Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung mit eigenen Redispatch-Rechnungen das Einsparpotenzial der Maßnahme M920 untersucht und bewertet.

#### Bewertung

Die Maßnahme dient der Verringerung von Engpassmanagementkosten, indem durch eine reaktive Betriebsweise das Übertragungsnetz höher ausgelastet werden kann. Zum Nachweis der Tauglichkeit und

Angemessenheit der Maßnahmen haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Danach würden sich die Investitionskosten der Netzbooster-Anlage innerhalb von wenigen Jahren amortisieren.

Die Bundesnetzagentur führt jedoch zusätzlich eigenständige Analysen durch, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu bewerten. Das Projekt P682 wird dabei unter der Berücksichtigung der im letzten NEP-Prozess bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen P365 und P430 und der in diesem NEP-Prozess beantragten Netzbooster-Projekte P510 und P609, deren Inbetriebnahme früher vorgesehen ist als die der M920, gemäß der in Abschnitt III B 5.10 erläuterten Vorgehensweise geprüft.

Das dabei von der Bundesnetzagentur ermittelte maximal zu erzielende Einsparpotenzial bis zum insoweit als maßgeblich erachteten Jahr 2037 liegt bei 101,5 Mio. €. Es setzt sich zusammen aus eingespartem Redispatch und vermiedener Abregelung erneuerbarer Energien. Der Nutzen liegt damit deutlich unter den von den Übertragungsnetzbetreibern projektspezifisch angegebenen Kosten der Netzbooster-Anlage. Die Maßnahme M920 wird daher nicht bestätigt.

**Auf einen Blick**

<b>NOVA</b>	O
<b>bestätigt</b>	Nein
<b>Vorhabenträger</b>	TransnetBW

## 6. Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen und Offshore-Vernetzung

Eingangsgroßen für die Prüfung der Offshore-Anbindungen sind der Szenariorahmen 2023-2037/2045 und der Flächenentwicklungsplan (FEP) vom 20.01.2023 sowie der Vorentwurf der Fortschreibung des FEP vom 01.09.2023 und die Stellungnahme des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie vom 26.01.2024. Weiterhin werden auch die Raumordnungspläne der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) sowie der Küstenländer berücksichtigt.

### 6.1 Offshorespezifische Vorgaben aus dem Szenariorahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß dem genehmigten Szenariorahmen 2023-2037/2045 (vgl. Abschnitt III B 1) übernommen. Neben der genehmigten Mantelzahl haben die Übertragungsnetzbetreiber dabei auch der Vorgabe für die Regionalisierung, d.h. der Aufteilung dieser Leistung auf Nord- und Ostsee Rechnung getragen. Laut Vorgaben des Szenariorahmens 2023-2037/2045 stammen 2 GW aus einer ausländischen AWZ. Demnach wurde von den Übertragungsnetzbetreibern die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie wie in folgender Tabelle dargestellt berücksichtigt.

Gebiet	Szenario A 2037	Szenario B 2037	Szenario C 2037	Szenario A 2045	Szenario B 2045	Szenario C 2045
Nordsee	46,4 GW	54,4 GW	54,4 GW	64,9 GW	64,9 GW	64,9 GW
Ostsee	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	5,1 GW	5,1 GW	5,1 GW
Gesamt	50,5 GW	58,5 GW	58,5 GW	70 GW	70 GW	70 GW

### 6.2 Vorgaben aus dem Flächenentwicklungsplan

Nach § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf zum NEP bei Ermittlung des Ausbedarfs an Offshore-Anbindungsleitungen auch den FEP zugrunde legen.

Bei der Prüfung des NEP waren aus Sicht der Bundesnetzagentur insbesondere die folgenden Angaben des FEP relevant:

- Gebiete und Flächen innerhalb der Gebiete für die Ausschreibung von Offshore-Windenergie, die zeitliche Reihenfolge, in der diese Flächen zur Ausschreibung kommen sollen, sowie die voraussichtlich zu installierende Leistung der Flächen,
- die Kalenderjahre (der FEP enthält darüber hinaus auch Angaben zu den Inbetriebnahmequartalen und Quartalen des Kabeleinzugs), in denen auf den festgelegten Flächen jeweils die bezuschlagten Offshore-Windparks und das entsprechende Offshore-Anbindungssystem in Betrieb genommen werden sollen,
- Grenzkorridore, an denen die Offshore-Anbindungssysteme die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten,
- standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze.

Der FEP beruht hinsichtlich des Ausbaupfades für Offshore-Windenergie auf den Regelungen des novellierten WindSeeG. Mithin geht der FEP von einem Ausbau in Höhe von 30,4 GW Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2030 aus, wovon 27,6 GW in der Nordsee und 2,4 GW in der Ostsee realisiert würden. Darüber hinaus stellt der FEP informatorisch eine Entwicklung entsprechend den Szenarien A 2037, B 2037 und C 2037 dar sowie Flächen, die nach 2030 noch für Ausschreibungen zur Verfügung stehen.

Zudem legt der FEP technische Standards für die Offshore-Anbindungssysteme fest. Hiernach sind die Anbindungssysteme in der Nordsee als HGÜ-Systeme auszuführen, wobei die Anbindungen bis einschließlich 2028 eine Übertragungsspannung in Höhe von +/- 320 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von mindestens 900 MW aufweisen müssen. Ab dem Jahr 2029 ist eine Übertragungsspannung in Höhe von +/- 525 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von 2000 MW festgelegt. In der Ostsee sind die Anbindungssysteme als AC-Systeme auszuführen, wobei diese eine Übertragungsspannung in Höhe von 220 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von 300 MW aufweisen müssen. Eine Ausnahme hiervon bildet das Anbindungssystem OST-2-4, welches in DC-Technik mit einer Übertragungsspannung in Höhe von +/- 525 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von 2000 MW ausgeführt wird.

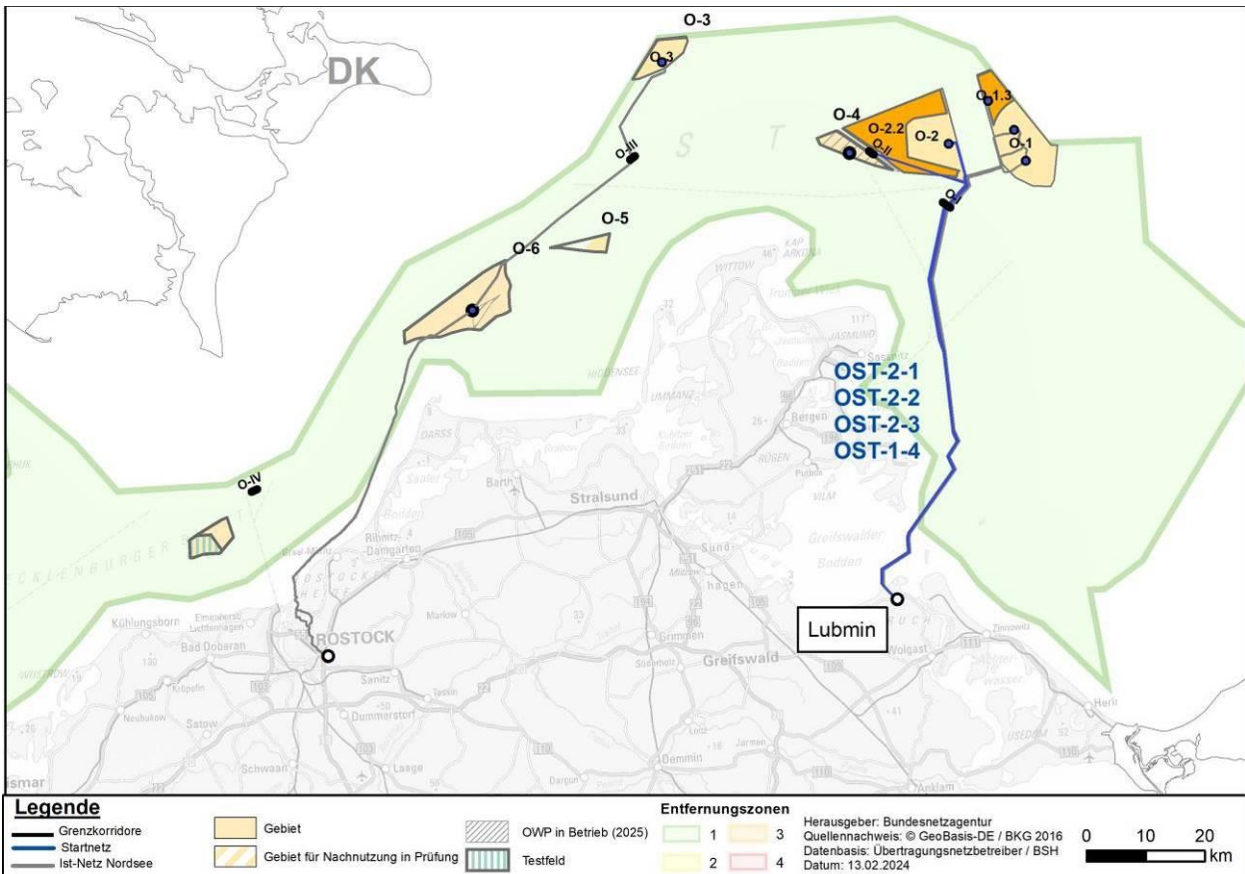
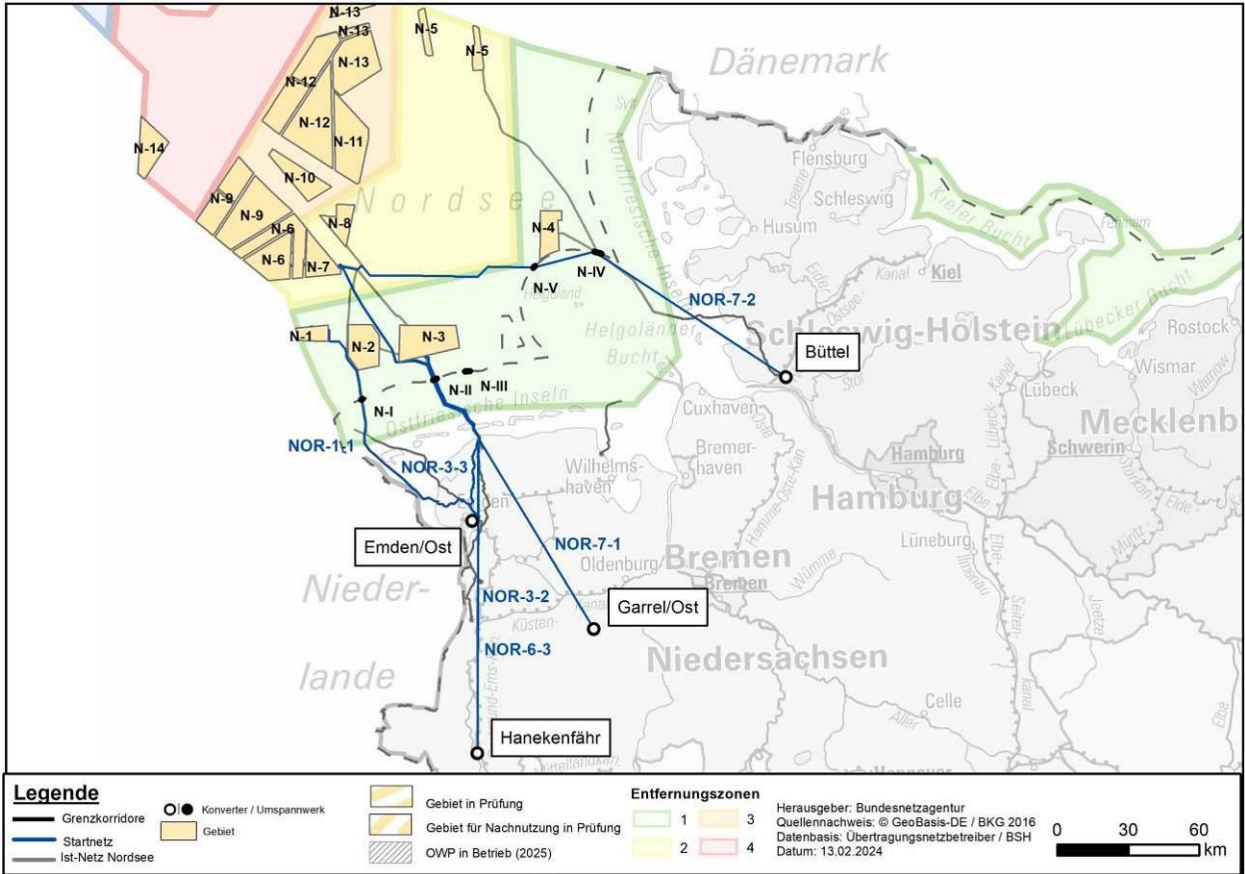
### 6.3 Startnetzmaßnahmen

Wie in Abschnitt III B 4.1.1 beschrieben, setzt die Prüfung der Bundesnetzagentur auf dem sogenannten Startnetz auf. Offshore-Anbindungsleitungen werden mit der Beauftragung des Anbindungssystems zu einem Teil des Startnetzes. Die folgende Tabelle und Karten enthalten daher informatorisch die Anbindungssysteme, die im NEP 2023-2037/2045 von der Bundesnetzagentur als Startnetz identifiziert wurden.

Anbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungskapazität [MW]	geplante Fertigstellung
OST-3-1	Bentwisch	51	2011
OST-3-2	Bentwisch	339	2015
OST-1-1	Lubmin	250	2018
OST-1-2	Lubmin	250	2019
OST-1-3	Lubmin	250	2019
NOR-3-3	Emden/Ost	900	2023
NOR-1-1	Emden/Ost	900	2025
OST-1-4	Lubmin	300	2026
NOR-7-2	Büttel	980	2027
NOR-3-2	Hanekenfähr	900	2028
NOR-6-3	Hanekenfähr	900	2028
Übertragungskapazität aller Startnetzmaßnahmen		6020	

Neben dem Startnetz sind in der Nord- und Ostsee bereits 3618 MW aus dem Ist-Netz in Betrieb, sodass sich aus Startnetz und Ist-Netz in Summe eine Leistung von 9638 MW ergibt.





#### 6.4 Ausbaubedarf an Anbindungssystemen

Der Ausbaubedarf wird grundsätzlich anhand der Vorgaben des FEP zu den Gebieten und Flächen auf See ermittelt, die zur Ausschreibung für die Gewinnung von Offshore-Windenergie kommen sollen, sowie der voraussichtlich zu installierenden Leistung der festgelegten Flächen und zur Übertragungskapazität der Anbindungssysteme. Der NEP ermittelt unter Zugrundelegung dieser Vorgaben die erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme. Soweit im FEP Flächen und Gebiete vorgesehen sind, für deren Erschließung es weiterer Anbindungsleitungen bedarf, sind letztere im NEP zu bestätigen.

Der FEP basiert auf dem WindSeeG, welches ein Ausbauziel von mindestens 30 GW im Jahr 2030 und 70 GW im Jahr 2045 verbindlich vorgibt. Der genehmigte Szenariorahmen 2023-2037/2045 unterstellt zum Jahr 2037 einen Ausbau an Offshore-Windenergie von 50,5 bis 58,5 GW und von 70 GW bis zum Jahr 2045.

Für Flächen und Gebiete, die erst nach 2032 erschlossen werden, liegt zwar noch keine verbindliche Festlegung im Rahmen des FEP vor. Die Flächen, die bis zum Jahr 2033 zur Umsetzung der Offshore-Ausbaupfade des Szenariorahmens erschlossen werden müssten, einschließlich der Inbetriebnahmejahre und der dazu erforderlichen Anbindungssysteme, werden im Vorentwurf des FEP 2024 dargestellt. Für das Jahr 2034 wird im Vorentwurf zunächst nur ein Anbindungssystem festgelegt. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie plant im weiteren Verlauf der Fortschreibung des FEP die Festlegung aller bis zum Jahr 2037 erforderlichen Flächen. Jedoch wird die Fortschreibung des FEP erst nach der Bestätigung des NEP abgeschlossen sein. Allen Anbindungen, welchen in der Stellungnahme des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie vom 26.01.2024 noch keine Fläche und kein Inbetriebnahmedatum zugewiesen wurde, werden daher nur unter dem Vorbehalt einer Festlegung im FEP bestätigt.

Gegenüber dem NEP-Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber wurde ein zusätzliches Anbindungssystem NOR-x-6 für das Jahr 2036 aufgenommen, sodass die Summe der installierten Leistung im Jahr 2045 bei 72 GW läge. Der genehmigte Szenariorahmen sieht einen Rückbau von bestehender Offshore-Leistung in Höhe von lediglich 4 GW vor. Nach aktuellen Erkenntnissen muss jedoch von einem höheren Rückbau ausgegangen werden, sodass die Aufnahme eines zusätzlichen Anbindungssystems diesen Rückbau bereits teilweise mit abbildet. Darüber hinaus weist die TenneT TSO in einem Schreiben vom 25.09.2023 darauf hin, dass eine mehrjährige Lücke in ihrer Projektplanung zu Umsetzungsrisiken durch die ungleichmäßige Auslastung von Ressourcen führen könne. Sowohl Hersteller als auch Übertragungsnetzbetreiber benötigten Planungssicherheit und eine gleichmäßige Auslastung der vorhandenen Kapazitäten, um einen fristgerechten Ausbau zu gewährleisten. Netzberechnungen zeigen, dass eine zusätzliche Anbindung mit einer Kapazität von 2 GW im Jahr 2036 am Netzverknüpfungspunkt Hardebek zu keinen relevanten Überlastungen führt. Unterstellt wurden in den Berechnungen zusätzliche 2 GW Offshore-Leistung über die genehmigten Szenarien des Szenariorahmens 2023-2037/2045 hinaus und die Umsetzung des landseitigen Projekts P492. Ohne dieses Projekt käme es zu lokalen Überlastungen, wodurch die eingespeiste Leistung nicht vollständig abgeführt werden kann. Für das Projekt P492 ist eine Inbetriebnahme im Jahr 2036 geplant. Sollte es hier zu Verzögerungen kommen, müsste eventuell auch die Inbetriebnahme der neuen Anbindung NOR-x-6 zeitlich zurückgestellt werden.

## 6.5 Realisierungsreihenfolge und geplanter Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungssysteme

Die Realisierungsreihenfolge und die Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung der Anbindungen bis zum Jahr 2030 richten sich nach den Vorgaben des FEP zur Reihenfolge der zur Ausschreibung festgelegten Flächen und zu den Inbetriebnahmejahren der Anbindungssysteme, die zur Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind.

Da für die Flächen nach 2037 im FEP noch keine genaue Festlegung einschließlich der Inbetriebnahmejahre und der dazu erforderlichen Anbindungssysteme getroffen werden, können die Anbindungssysteme nach 2037 lediglich vom Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor unter dem Vorbehalt einer entsprechenden Fortschreibung des FEP bestätigt werden. Hier besteht zusätzlich der Vorbehalt ausreichender Kapazitäten in den entsprechenden Trassen im Küstenmeer sowie der Grenzkorridore zur AWZ. Welche Flächen, in welcher Reihenfolge und mit welchem Inbetriebnahmejahr von den entsprechenden Anbindungssystemen erschlossen werden, muss in der Fortschreibung des FEP festgelegt werden. Aus diesem Grund werden alle Anbindungen von bisher nicht festgelegten Flächen der AWZ mit NOR-x-1 bis NOR-x-16 durchnummeriert.

Da das WindSeeG ab dem Jahr 2027 eine generelle Ausschreibung von 4 GW pro Jahr vorsieht, werden die Inbetriebnahmedaten nach 2037 so festgelegt, dass jeweils zwei Anbindungen pro Jahr in Betrieb gehen.

Auf Basis der Vorgaben des Vorentwurfes des FEP 2024 sowie der Stellungnahme des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie vom 26.01.2024 für die Anbindungen bis zum Jahr 2034 ergibt sich eine Reihung der Anbindungssysteme einschließlich der geplanten Fertigstellungszeitpunkte entsprechend folgender Tabelle:

<b>Anbindungssystem</b>	<b>geplanter Zeitpunkt der Inbetriebnahme</b>
NOR-9-1*	2030
NOR-9-2*	2031
NOR-9-3	2029
NOR-10-1	2030
NOR-11-1	2030
NOR-12-1	2030
NOR-12-2	2030
OST-2-4	2030
NOR-11-2	2031
NOR-13-1	2031
NOR-6-4	2032
NOR-9-4	2032
NOR-9-5	2033
NOR-12-3	2033
NOR-12-4	2034
NOR-x-1**	2034
NOR-x-2**	2035
NOR-x-3**	2035
NOR-x-4**	2036
NOR-x-5**	2036
NOR-x-6**	2036
NOR-x-7**	2037
NOR-x-8**	2037
NOR-x-9**	2038
NOR-x-10**	2038
OST-x-1**	2039
OST-x-2**	2039
NOR-x-11**	2039
OST-x-3**	2040
OST-x-4**	2040
NOR-x-12**	2039
NOR-x-13**	2040
NOR-x-14**	2040
NOR-x-15**	2041
NOR-x-16**	2041

Bei den mit einem Sternchen (\*) markierten Anbindungssystemen hat sich gegenüber der Vereinbarung „Mehr Windenergie auf See – 30 Gigawatt Offshore-Windenergie bis 2030 realisieren“ zwischen dem Bund, den Ländern Hansestadt Bremen, Hansestadt Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Schleswig-Holstein sowie den Übertragungsnetzbetreibern 50Hertz, Amprion und TenneT vom 03.11.2022 eine Verzögerung ergeben. Die mit zwei Sternchen (\*\*) markierten Anbindungssysteme werden unter dem Vorbehalt bestätigt, dass die anzuschließenden Flächen in einer Fortschreibung des FEP beziehungsweise des Landesraumentwicklungsprogramms Mecklenburg-Vorpommern festgelegt werden. Bis zur Festlegung gilt die Bestätigung bis zum Grenzkorridor.

## 6.6 Testfeldanbindung

Die im FEP 2023 bedingt festgelegte Testfeld-Anbindungsleitung wurde nicht in den Vorentwurf des FEP 2024 übernommen, da der Bedarf dieser nicht bis zum 30.06.2023 durch das Land Mecklenburg-Vorpommern bekanntgemacht wurde.

## 6.7 Netzverknüpfungspunkte

Netzverknüpfungspunkte stellen die Verbindung der Anbindungssysteme der Offshore Windenergieanlagen mit dem 220/380 kV-Übertragungsnetz an Land dar.

Die im zweiten Entwurf des NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Netzverknüpfungspunkte sind dahingehend zu überprüfen, ob diese tatsächlich im jeweiligen Jahr zur Verfügung stehen, ein gegebenenfalls zur landseitigen Integration erforderlicher Netzausbau hinreichend realisiert ist und keine alternativen, besser geeigneten Netzverknüpfungspunkte zur Verfügung stehen. Letzteres kann der Fall sein, wenn küstennähere Netzverknüpfungspunkte zur Verfügung stehen, welche gewährleisten, dass der seeseitig erzeugte Strom ohne wesentliche Engpässe in das landseitige Netz integriert wird. Denn ein küstennaher Netzverknüpfungspunkt kann zwar aufgrund der geringeren Länge der Anbindungssysteme zu geringeren Kosten führen. Dies kann jedoch zu landseitigen Überlastungen führen, welche wiederum weiteren ebenfalls kostenintensiven landseitigen Netzausbau auslösen. Durch den nochmals forcierten Ausbau der Offshore-Windenergie in den Jahren 2026 bis 2045 wird die Auswahl derart geeigneter Netzverknüpfungspunkte in Norddeutschland immer geringer. Hinzu kommt, dass der windstarke Norden auch durch Onshore-Windenergie geprägt ist. Dies führt zu einer starken Belastung des Übertragungsnetzes in Norddeutschland und somit zur Notwendigkeit, auch weiter südlich gelegene Netzverknüpfungspunkte in Betracht zu ziehen. Bei der Suche nach geeigneten Netzverknüpfungspunkten müssen somit die Länge der Anbindungsleitung sowie die resultierende Überlastung im landseitigen Netz und damit einhergehender Netzausbaubedarf abgewogen werden. Darüber hinaus gibt es Ausschlusskriterien, wie die Flächenverfügbarkeit an bestehenden Umspannanlagen sowie das sogenannte UCTE-Kriterium. Hiernach ist eine Schaltanlage so auszulegen, dass die maximal erlaubte Ausfalleistung von 3 GW nicht überschritten wird. Ohne entsprechende Umbaumaßnahmen kann somit lediglich ein Anbindungssystem mit einer Übertragungskapazität von 2 GW an einen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen werden. Einige bestehende Standorte sind wiederum für entsprechende Umbaumaßnahmen nicht geeignet.

Als Prüfkriterium für die Aufnahmefähigkeit des landseitigen Netzes dienen die Ergebnisse einer Netzanalyse, welche die elektrotechnischen Auswirkungen der Netzanbindung auf das landseitige Netz und den sich daraus ergebenden Überlastungen zeigt. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Konsistenz mit gegebenenfalls erforderlichen landseitigen Netzausbau. Ist bspw. eine landseitige Maßnahme voraussichtlich erst nach der Inbetriebnahme einer Offshore-Anbindung fertiggestellt, obwohl die landseitige Maßnahme

erforderlich ist, um Überlastungen infolge der Einspeisung von Offshore-Windstrom über die betroffene Anbindung zu beheben, muss geprüft werden, ob andere Netzverknüpfungspunkte in Betracht kommen, die besser, insbesondere früher geeignet sind, um ab dem geplanten Inbetriebnahmejahr Offshore-Windstrom in das landseitige Netz zu integrieren.

Die Bundesnetzagentur erachtet im Lichte der beschriebenen Prüfung die im Rahmen des zweiten Entwurfs des NEP 2023-2037/2045 eingebrachten Netzverknüpfungspunkte grundsätzlich als sachgerecht.

Bei der Anbindung NOR-18-1 im Jahr 2035 bedingt der Wechsel des Grenzkorridors von V auf III im Vorentwurf des FEP 2024 (entspricht hier der NOR-9-5) hingegen eine Verschwenkung des Netzverknüpfungspunkts. Hier schlägt die Bundesnetzagentur den alternativen Netzverknüpfungspunkt Kusenhorst vor, da die Netzberechnungen hier eine gute Einbindung eines zweiten Anbindungssystems im Jahr 2035 gezeigt haben. Auch bei der vollständigen Erschließung der geplanten Offshore-Leistung von 70 GW im Jahr 2045 erscheint die Variante mit insgesamt 4 GW in Kusenhorst elektrotechnisch sinnvoll. Wie in Abschnitt IV B 6.4 beschrieben wurde das Anbindungssystem nach Hardebek mit dem neuen Inbetriebnahmedatum 2036 jedoch zusätzlich in die Bestätigung aufgenommen.

Im Folgenden sind die Netzverknüpfungspunkte der jeweiligen Anbindungssysteme entsprechend des zweiten Entwurfs des NEP 2023-2037/2045 sowie die Netzverknüpfungspunkte dargestellt, die davon abweichend mit der Bestätigung des NEP 2023-2037/2045 festgelegt werden. Aufgrund des neuen Flächenzuschnittes sowie der geänderten Reihenfolge im FEP 2024 ändern sich die anzubindenden Flächen gegenüber dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

<b>Bezeichnung 2. Entwurf NEP</b>	<b>Voraussichtliche Bezeichnung in der FEP Fortschreibung</b>	<b>Netzverknüpfungspunkte 2. Entwurf NEP 2023-2037/2045</b>	<b>Bestätigte Netzverknüpfungspunkte NEP 2023-2037/2045</b>
NOR-9-1	NOR-9-1	Wehrendorf	Wehrendorf
NOR-9-2	NOR-9-2	Wilhelmshaven 2	Wilhelmshaven 2
NOR-9-3	NOR-9-3	Unterweser	Unterweser
NOR-10-1	NOR-10-1	Westerkappeln	Westerkappeln
NOR-11-1	NOR-11-1	Heide/West	Heide/West
NOR-12-1	NOR-12-1	Unterweser	Unterweser
NOR-12-2	NOR-12-2	Heide/West	Heide/West
OST-2-4	OST-2-4	Brünzow/Kemnitz	Brünzow/Kemnitz
NOR-11-2	NOR-11-2	Wilhelmshaven 2	Wilhelmshaven 2
NOR-13-1	NOR-13-1	Rastede	Rastede
NOR-21-1	NOR-6-4	Niederrhein	Niederrhein
NOR-14-1	NOR-9-4	Blockland/neu	Blockland/neu
NOR-15-1	NOR-9-5	Kusenhorst	Kusenhorst

NOR-13-2	NOR-12-3	Suchraum der Gemeinden Pöschendorf	Suchraum der Gemeinden Pöschendorf
NOR-16-2	NOR-12-4	Suchraum der Gemeinden Pöschendorf	Suchraum der Gemeinden Pöschendorf
NOR-17-1	NOR-x-1	Rommerskirchen	Rommerskirchen
NOR-18-1	NOR-x-2	Suchraum Wiemersdorf/Hardebek	Kusenhorst
NOR-16-1	NOR-x-3	Sahms/Nord	Sahms/Nord
NOR-19-3	NOR-x-4	Kriftel	Kriftel
NOR-19-1	NOR-x-5	Oberzier	Oberzier
-	NOR-x-6	-	Hardebek
NOR-17-2	NOR-x-7	Suchraum Nüttermoor	Suchraum Nüttermoor
NOR-19-2	NOR-x-8	Suchraum Ried	Suchraum Ried
NOR-x-6	NOR-x-9	Sahms/Nord	Sahms/Nord
NOR-20-1	NOR-x-10	Suchraum Rastede	Suchraum Rastede
OST-x-1	OST-x-1	Suchraum der Gemeinden Gnewitz	Gnewitz
OST-x-2	OST-x-2	Suchraum der Gemeinden Gnewitz	Gnewitz
NOR-x-7	NOR-x-11	Lippe	Lippe
OST-x-3	OST-x-3	Suchraum der Gemeinden Kemnitz	Suchraum der Gemeinden Kemnitz
OST-x-4	OST-x-4	Suchraum der Gemeinden Kemnitz	Suchraum der Gemeinden Kemnitz
NOR-x-8	NOR-x-12	Brunsbüttel	Brunsbüttel
NOR-x-9	NOR-x-13	Samtgemeinde Sottrum	Samtgemeinde Sottrum
NOR-x-10	NOR-x-14	Rommerskirchen	Rommerskirchen
NOR-x-11	NOR-x-15	Suchraum Nüttermoor	Suchraum Nüttermoor
NOR-x-12	NOR-x-16	Sechtem	Sechtem

## 6.8 Konsistenz landseitiger Ausbau

Die Konsistenz der bestätigten Offshore-Anbindungssysteme mit dem landseitigen Ausbau wird entsprechend dem zweiten Entwurf des NEP 2023-2037/2045 gewahrt. Der Ausbau der erforderlichen Anbindungssysteme muss im Einklang stehen mit dem Ausbau landseitiger Maßnahmen.

Schnittstellen sind insbesondere die Netzverknüpfungspunkte an Land. Eine Konsistenz zwischen landseitigem und seeseitigem Netzausbau ist dann gegeben, wenn die einzubindende Offshore-Erzeugungskapazität an Land auch hinreichend abtransportiert werden kann. Dafür ist eine synchrone Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen erforderlich, d. h., dass die landseitigen Netzverknüpfungspunkte konsistent sein müssen.

Im Entwurf des NEP 2023-2037/2045 wurde die anzubindende Erzeugungsleistung als Einspeisung an den entsprechenden Netzverknüpfungspunkten im Rahmen der Netzbelastungsrechnungen für den landseitigen NEP modelliert. Hierdurch konnte im Rahmen des Entwurfs des NEP 2023-2037/2045 durch die

Übertragungsnetzbetreiber festgestellt werden, welche Leitungsbaumaßnahmen durch die Anbindung von Erzeugungsleistung auf See benötigt werden.

Neben dieser Analyse der benötigten Leitungsbaumaßnahmen wurde auch dem zeitlich koordinierten Ausbau Rechnung getragen. Zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung der Anbindungssysteme sollen die zugehörigen Netzverknüpfungspunkte sowie die landseitigen Ausbaumaßnahmen, die unmittelbar erforderlich sind, um den Abtransport des Offshore-Stroms zu gewährleisten, laut Zeitplan des zweiten Entwurfs des NEP 2023-2037/2045 ebenfalls grundsätzlich fertiggestellt sein.

## 6.9 Ausbaubedarf an Offshore-Vernetzung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 zum ersten Mal zwei Maßnahmen (NOR-OV-1 M272 und M273) zur nationalen Offshore-Vernetzung eingereicht. Die Maßnahme M272 soll nach dem Entwurf eine Fläche im Gebiet N-15 mit einer Fläche im Gebiet N-16 verbinden. Dies hätte, nach Planungen der Übertragungsnetzbetreiber, den Netzverknüpfungspunkt Kusenhorst seeseitig mit dem Netzverknüpfungspunkt Suchraum Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land verbunden. Die Maßnahme M273 sollte eine Fläche im Gebiet N-17 mit einer Fläche im Gebiet N-18 verbinden. Dies hätte, nach Planungen der Übertragungsnetzbetreiber, den Netzverknüpfungspunkt Rommerskirchen seeseitig mit dem Netzverknüpfungspunkt Suchraum Wiemersdorf/Hardebek verbunden.

Aufgrund der geänderten Reihenfolge und Flächenzuschnitte im Vorentwurf des FEP 2024 ist die seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagene Konfiguration beider Maßnahmen NOR-OV-1 M272 und M273 in dieser Form nicht mehr umsetzbar. Auf Basis der Prüfungsergebnisse wird im Jahr 2035 nun die Fläche N-13.5 (statt wie im Entwurf des NEP eine Fläche im Gebiet 16) im Jahr 2035 an den Netzverknüpfungspunkt BBS angebunden. Im Jahr 2033 erfolgt wiederum die Anbindung der Fläche N-14.1 (statt einer Fläche im Gebiet N-15) an den Netzverknüpfungspunkt Kusenhorst. Die beiden neuen Flächen N-14.1 und N-13.5 liegen räumlich weit auseinander, sodass sie für eine Vernetzung weniger geeignet erscheinen. Der Vorentwurf des FEP 2024 legt hierfür bisher auch keinen Trassenkorridor fest. Die beiden nach Entwurf des NEP zu vernetzenden Flächen in den Gebieten N-17 und N-18 der Maßnahme M273 werden im Vorentwurf des FEP 2024 ebenfalls noch nicht festgelegt. Anstelle der Fläche im Gebiet N-18 soll nach Vorentwurf des FEP 2024 nun außerdem zunächst die Fläche N-9.5 im Jahr 2035 nach Kusenhorst angebunden werden. Die Gebiete N-9.5 und N-18 liegen ebenfalls räumlich weit auseinander und der FEP legt bisher keinen Trassenkorridor zur Vernetzung dieser Flächen fest. Die Bundesnetzagentur hat daher alternative Varianten zur nationalen Offshore-Vernetzung geprüft und dabei die festgelegten Trassenkorridore des Vorentwurfs des FEP 2024 berücksichtigt.

	Plattform A	Plattform B
Nordsee	NOR-9-4	NOR-9-5
Ostsee	-	-

Um eine fristgerechte Inbetriebnahme nicht zu gefährden wurden alle bis einschließlich des Jahres 2031 anzubindenden Flächen aus der Betrachtung ausgeschlossen.



Unter Beachtung der oben genannten Einschränkungen bestätigt die Bundesnetzagentur für die nationale Offshore-Vernetzung eine Verbindung der Fläche N-9.4 mit der Fläche N-9.5, welche durch die Anbindungssysteme NOR-9-4 und NOR-9-5 erschlossen werden und für die bereits eine Trasse im Vorentwurf des FEP 2024 festgelegt ist. Diese Vernetzung würde die Netzverknüpfungspunkte Blockland/neu und Kusenhorst miteinander verbinden und trägt zur Entlastung des landseitigen Netzes bei. Die räumliche Nähe verringert außerdem die Kosten der Querverbindung. Durch Hinzunahme dieser nationalen Offshore-Vernetzung NOR-OV-M273\_neu reduziert sich der Überlastungsindex um bis zu 510 GWh.

Durch die Hinzunahme der NOR-x-6 zum Netzverknüpfungspunkt Hardebek ergeben sich weitere Möglichkeiten zur nationalen Offshore-Vernetzung. So zeigt insbesondere die Verknüpfung der NOR-x-8 mit der NOR-x-6 eine deutlich netzentlastende Wirkung. Diese Vernetzung würde die Netzverknüpfungspunkte Suchraum Ried und Hardebek verbinden und den Überlastungsindex um bis zu 840 GWh reduzieren. Auch die Vernetzung der NOR-x-4 mit der NOR-x-6 zeigt mit einer Reduktion des Überlastungsindex von bis zu 950 GWh eine nur geringfügig schlechtere Entlastung des landseitigen Netzes. Diese Vernetzung würde die Netzverknüpfungspunkte Kriftel und Hardebek verbinden.

Die Flächen der Anbindungssysteme wurden im FEP bisher noch nicht festgelegt, die Längen der jeweils notwendigen seeseitigen Verbindungen zwischen den Flächen sind somit noch nicht bekannt. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie wird die Möglichkeit der nationalen Vernetzung der genannten Anbindungen in der weiteren Festlegung von Flächen in der Fortschreibung des FEP soweit möglich berücksichtigen. Die Bestätigung dieser nationalen Vernetzung NOR-OV-M272\_neu steht daher unter dem Vorbehalt einer Festlegung der Flächen sowie der entsprechenden Querverbindung im FEP.

### **6.10 Konsultation**

Einen Schwerpunkt der Stellungnahmen bildete die räumliche Betroffenheit durch Offshore-Anbindungsleitungen sowohl an Land als auch im betroffenen Küstenmeer, insbesondere hinsichtlich der geplanten Grenzkorridore. Die Bandbreite der Äußerungen reichte dabei von Skepsis bzw. Ablehnung bis hin zur Bitte um eine möglichst verträgliche Planung, eine gute Abstimmung unter allen Beteiligten und zum Angebot konstruktiver Zusammenarbeit. Thematisiert wurden oftmals auch Bündelungsoptionen.

*Ziel der Bundesnetzagentur ist es in diesem Zusammenhang, für den zum Erreichen der gesetzlich festgelegten 70 GW bis zum Jahr 2045 erforderlichen, ohne Frage umfangreichen Ausbau von Anbindungsleitungen und damit korrespondierend des Übertragungsnetzes möglichst verträgliche Lösungen zu finden, auch wenn der Spielraum angesichts der Ausbauziele und der vorhandenen Topographie auf See und an Land gering ist. Mögliche Bündelungsoptionen sollten daher insbesondere auf den nachfolgenden Planungsebenen in Erwägung gezogen werden.*

Da die Grenzkorridore bis zum Jahr 2037 bereits voll ausgelastet seien wird eine Neudefinition der Grenzkorridore gefordert, um anschließend eine mögliche Optimierung im Trassenverlauf prüfen zu können. Einige ONAS könnten nicht auf dem direkten Weg durch die AWZ, das Küstenmeer und landseitig zu entsprechenden Netzverknüpfungspunkten geführt werden. Dies hätte zur Folge, dass sowohl die Leitungslänge als auch die Kosten steigen würden und möglicherweise Konflikte hinsichtlich Flächenressourcen auftreten könnten.

*Die Festlegung der Grenzkorridore unterliegt nicht der Entscheidung der Bundesnetzagentur. Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur müssen die bestehenden Festlegungen sowie auch absehbare Änderungen berücksichtigen. Derzeit ist jedoch keine Neudefinition weiterer Grenzkorridore absehbar, sodass dies im aktuellen NEP nicht berücksichtigt werden kann. Für die Anbindungen bis einschließlich des Jahres 2037 sind die Kapazitäten der derzeitigen Grenzkorridore nach aktuellem Erkenntnisstand ausreichend. Für die Anbindungen nach dem Jahr 2037 müssen weitere Kapazitäten geschaffen werden.*

Die Offshore-Vernetzung wurde in der Konsultation grundsätzlich begrüßt, wobei die Vorstellungen über die weitere Ausgestaltung auseinandergingen.

*Die Bundesnetzagentur hat diesen Aspekt bei der Bestätigung untersucht und abgewogen und eine aus ihrer Sicht sinnvolle Ausgestaltung festgelegt, soweit sich konkret positive Effekte einer solchen Vernetzung nachweisen ließen.*

Angeregt wurde auch, eine Erhöhung der Übertragungsleistung von Offshore-Anbindungsleitungen sowie rechtzeitig den späteren Rückbau bzw. Ersatz zu prüfen.

*Da die standardisierte Übertragungsleistung erst in den letzten Jahren auf 2 GW erhöht wurde und auch die ausgeschriebenen Windflächen entsprechend dieser Übertragungsleistung definiert werden, wird bei Erstellung und Prüfung des NEP zunächst eine Etablierung dieses Standards angenommen. Eine konkrete Erhöhung der Übertragungsleistung über die 2 GW hinaus ist perspektivisch noch nicht ersichtlich und wird deshalb im NEP nicht näher betrachtet. Sie wäre auch Gegenstand der technischen Standardisierung im FEP und nicht des NEP.*

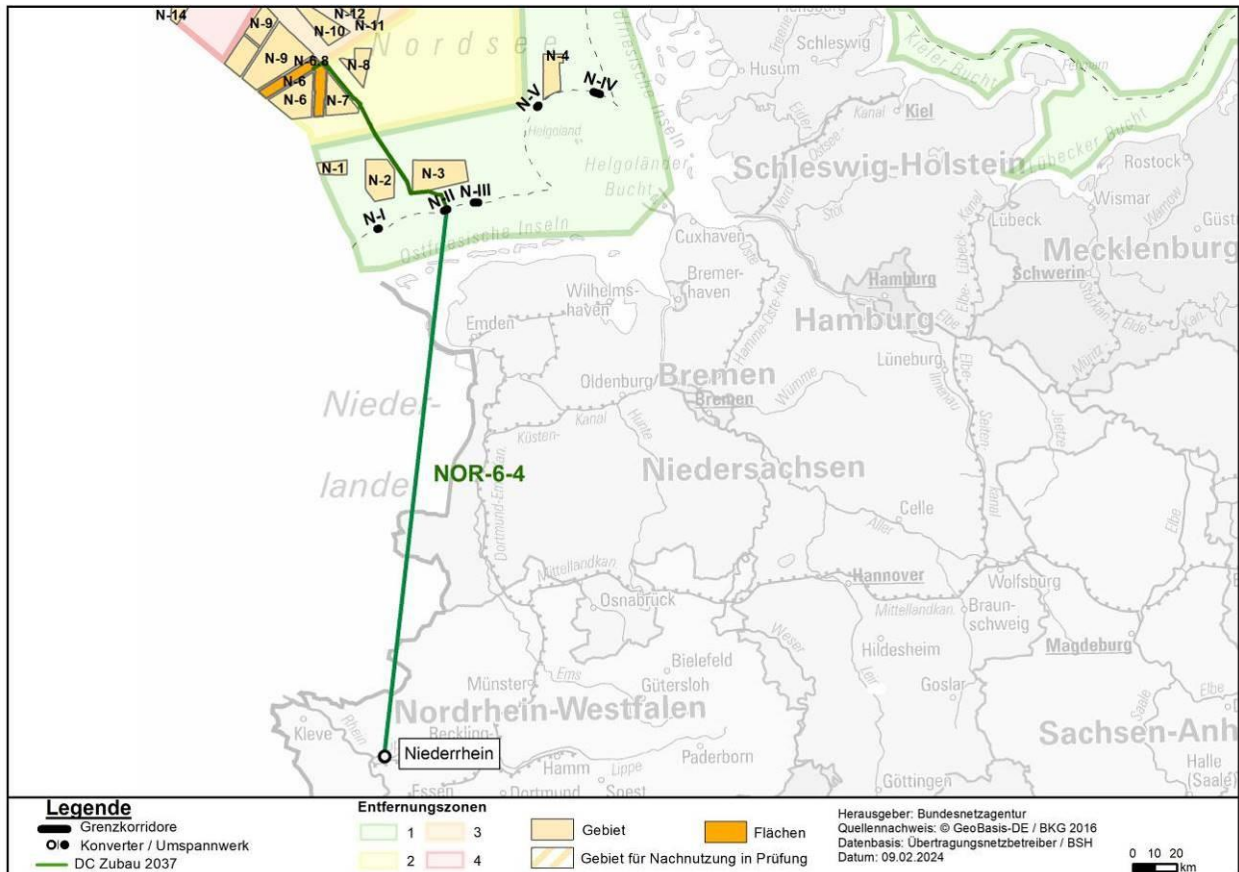
Hinsichtlich der Verzahnung von FEP und NEP mahnten einige Stellungnahmen Verbesserungen an.

*Die Bundesnetzagentur und das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie stehen hierzu untereinander und mit weiteren Stakeholdern im regelmäßigen Austausch zu sachgerechten, pragmatischen Lösungen.*

Daneben gab es den Wunsch, die Planung der Anbindungsleitungen sowie ihre zuweilen wechselnde Benennung transparenter und nachvollziehbarer darzustellen.

*Die Bundesnetzagentur ist hier bemüht, die komplexen Zusammenhänge und vielen Wechselwirkungen der Planung möglichst aktuell und verständlich wiederzugeben. In der Sache lässt es sich leider oftmals nicht vermeiden, dass Planungen räumlich bzw. zeitlich geändert werden müssen. Dies kann auch kurzfristig in den laufenden Planungsprozessen vorkommen.*

## Projekt NOR-6-4



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Gebiet N-6 (Zone 3).

### M254: HGÜ-Verbindung NOR-6-4

Das Anbindungssystem NOR-6-4 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

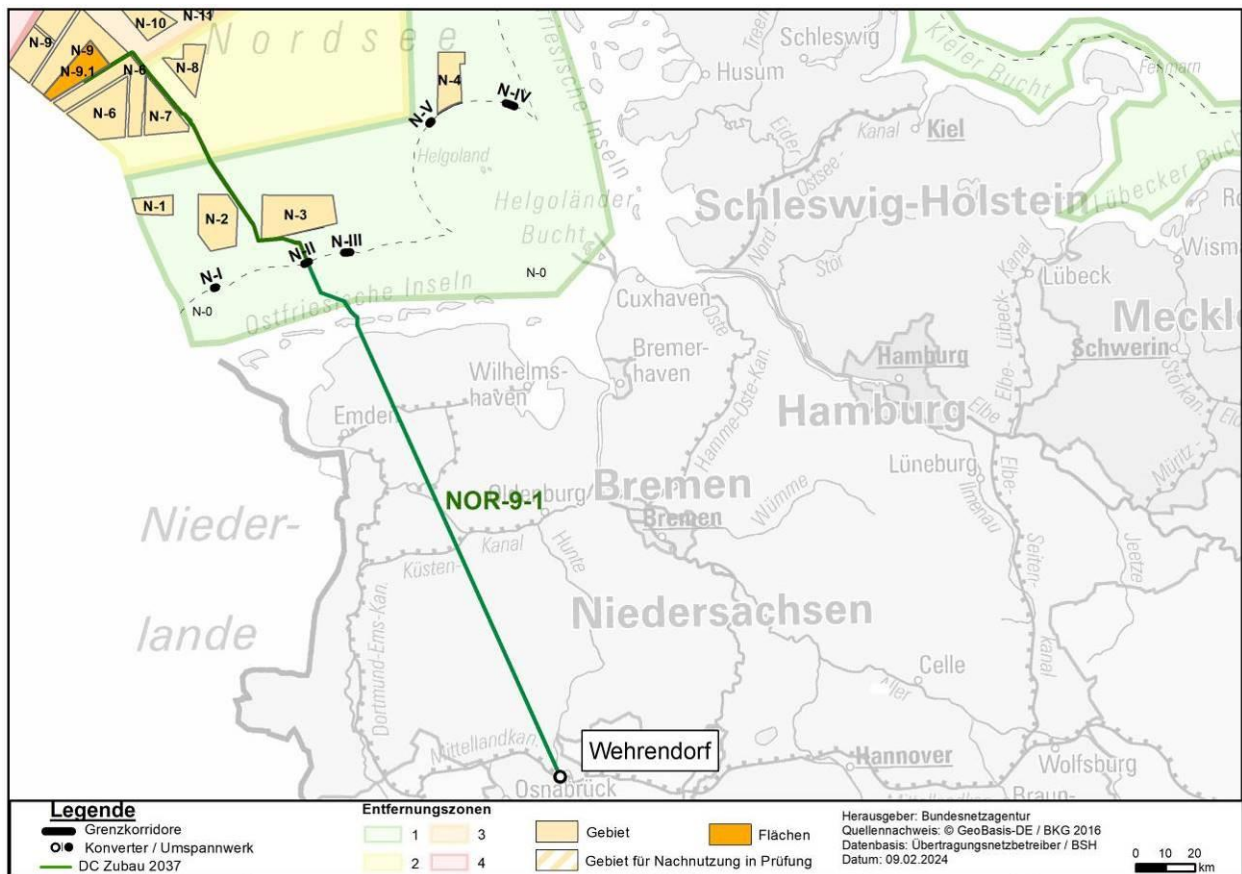
Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-6 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Niederrhein werden.

Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-6 insgesamt eine Erzeugungleistung in Höhe von ca. 4000 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-6 soll durch vier Anbindungssysteme erfolgen. Zwei bereits in Betrieb befindliche Anbindungssysteme NOR-6-1 und NOR-6-2, die Startnetzmaßnahme NOR-6-3 sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-6-4. Das Anbindungssystem NOR-6-4 erschließt die Fläche N-6.8 mit 2000 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 454 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2032
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## Projekt NOR-9-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Gebiet N-9 (Zone 3).

### M243: HGÜ-Verbindung NOR-9-1

Das Anbindungssystem NOR-9-1 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

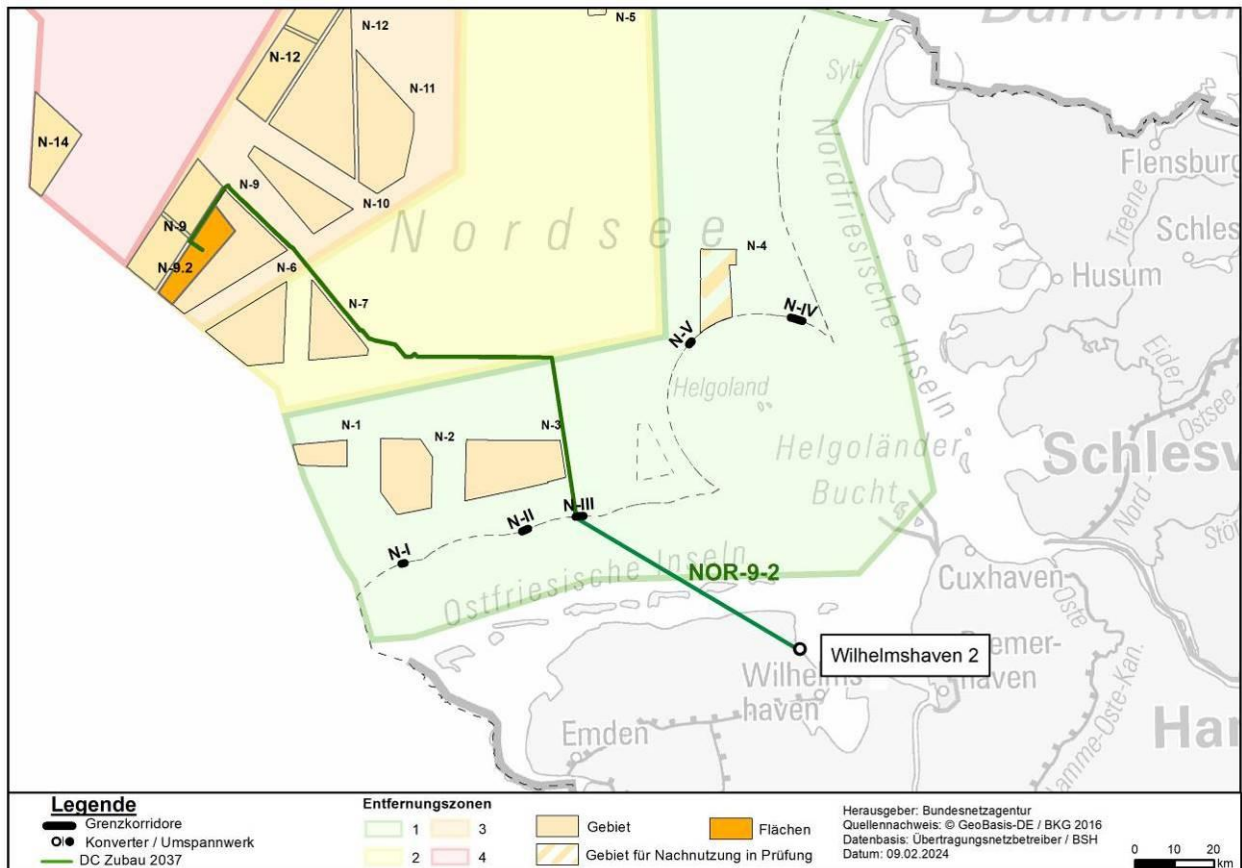
Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-9 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Wehrendorf geführt werden.

Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-9 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 9500 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-9 soll mit fünf Anbindungssystemen mit jeweils 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-9-4 sowie NOR-9-5. Das Anbindungssystem NOR-9-1 erschließt die Fläche N-9.1 mit 2000 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 363 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2030
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## Projekt NOR-9-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Gebiet N-9 (Zone 3).

### M236: HGÜ-Verbindung NOR-9-2

Das Anbindungssystem NOR-9-2 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-9 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 geführt werden.

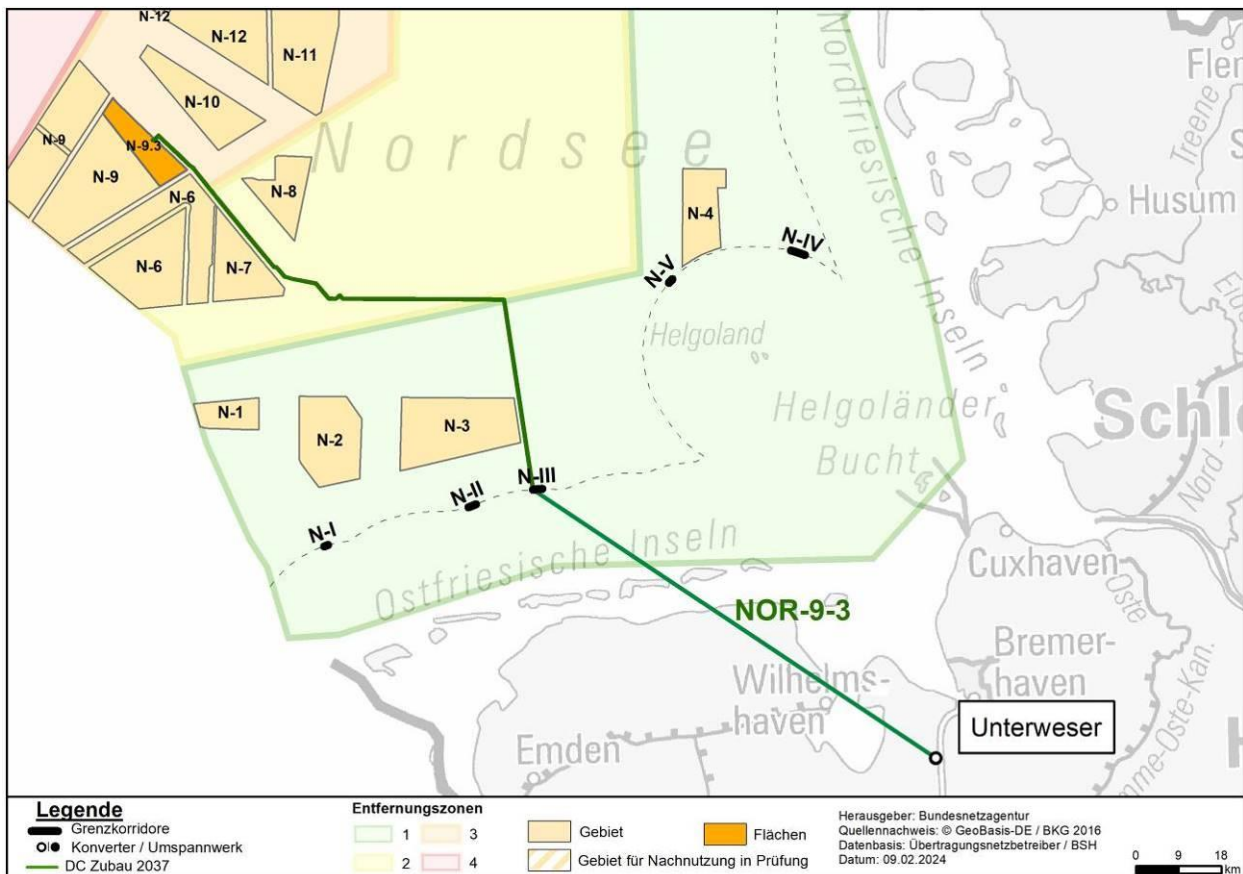
Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-9 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 9500 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-9 soll mit fünf Anbindungssystemen mit jeweils 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-9-4 sowie NOR-9-5. Das Anbindungssystem NOR-9-2 erschließt die Fläche N-9.2 mit 2000 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 250 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2031
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO



## Projekt NOR-9-3



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Gebiet N-9 (Zone 3).

### M234: HGÜ-Verbindung NOR-9-3

Das Anbindungssystem NOR-9-3 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

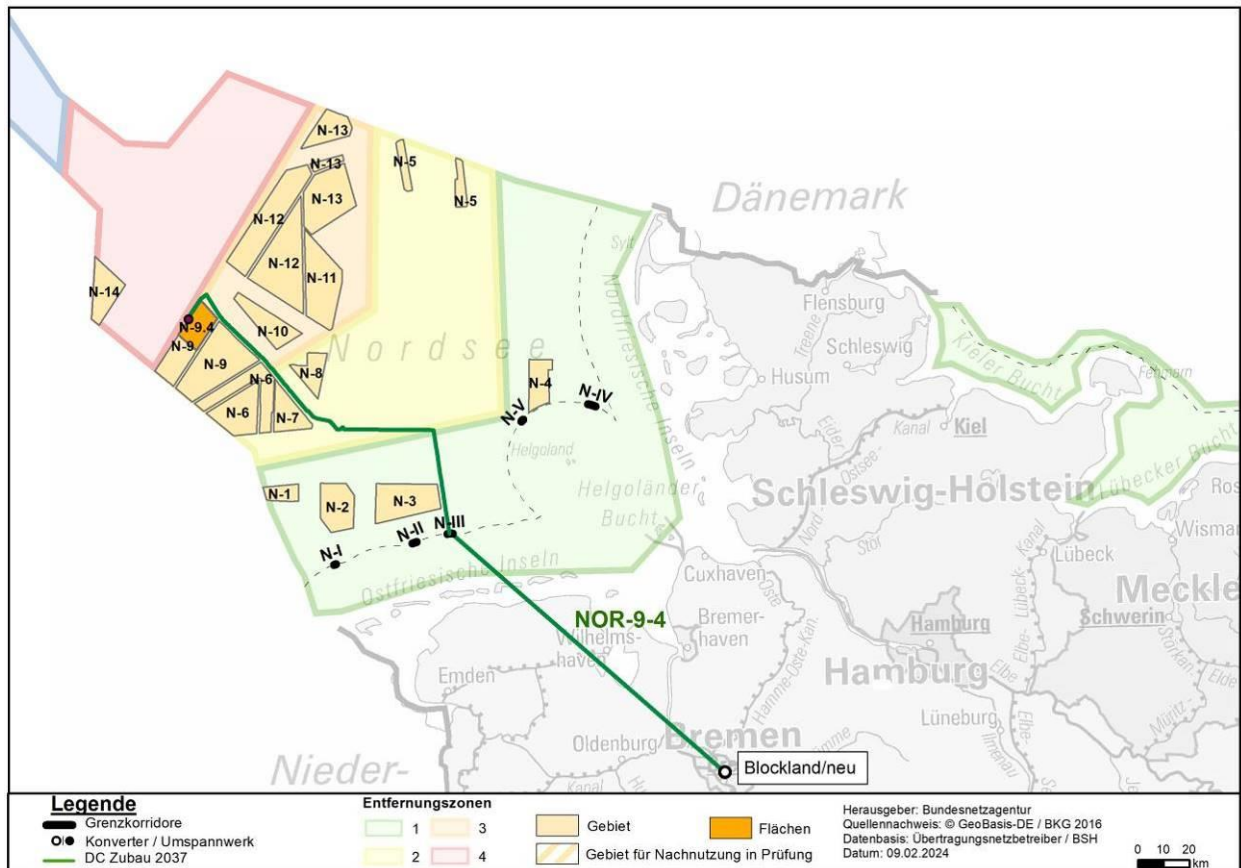
Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-9 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Unterweser geführt werden.

Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-9 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 9500 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-9 soll mit fünf Anbindungssystemen mit jeweils 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-9-4 sowie NOR-9-5. Das Anbindungssystem NOR-9-3 erschließt die Fläche N-9.3 mit 1500 MW sowie die benachbarte Fläche N-10.2 mit 500 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 265 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2029
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO

## Projekt NOR-9-4



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Gebiet N-9 (Zone 3).

### M263: HGÜ-Verbindung NOR-9-4

Das Anbindungssystem NOR-9-4 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

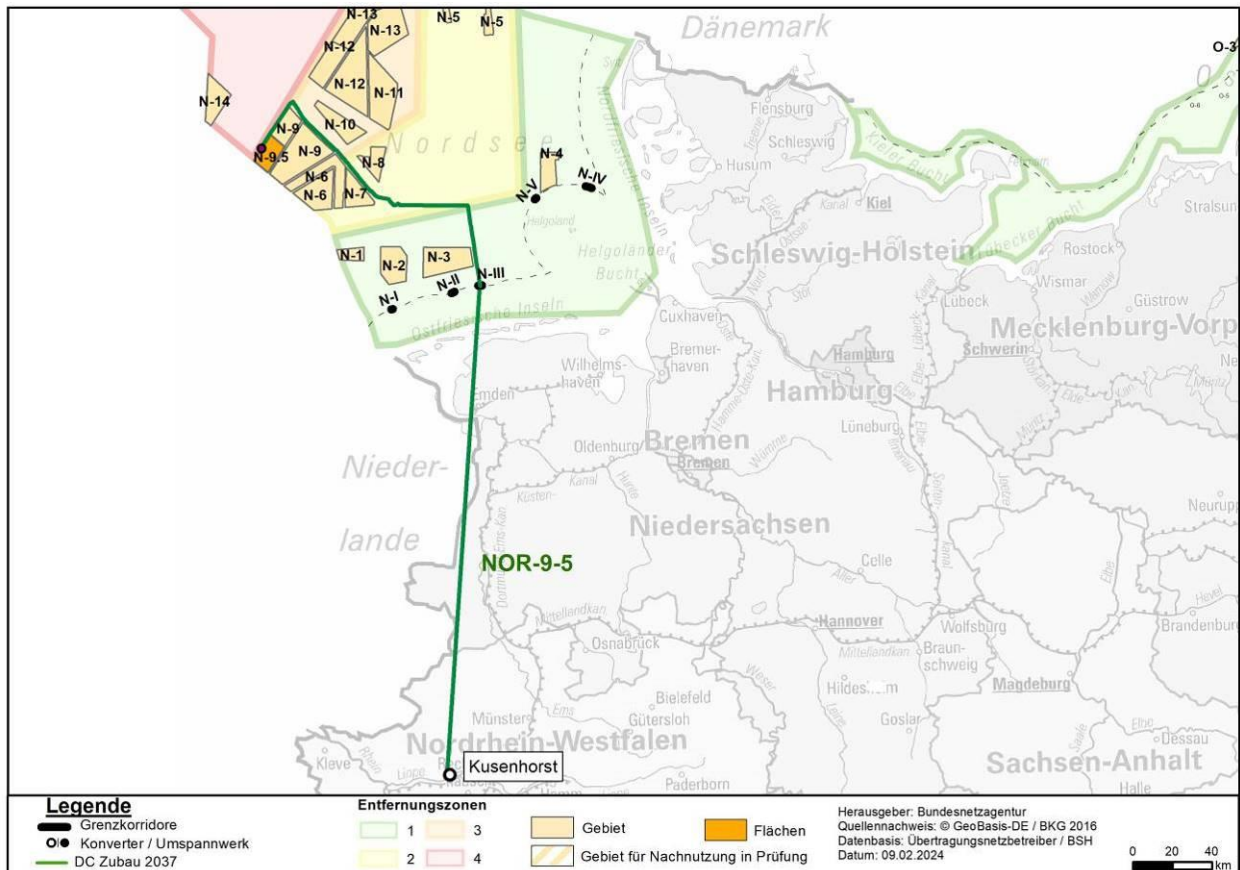
Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-9 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Blockland/neu geführt werden. Im zweiten Entwurf des NEP haben die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2032 die Anbindung der Fläche N-14.1 zum Suchraum Blockland/neu geplant. Durch die geänderte Reihenfolge und die neuen Flächenzuschnitte im Vorentwurf des FEP 2024 erschließt das Anbindungssystem nun die Fläche N-9.4 und erhält somit den entsprechenden Projektnamen NOR-9-4. Der im NEP Entwurf vorgeschlagene Netzverknüpfungspunkt Blockland/neu sowie das Inbetriebnahmedatum im Jahr 2032 bleiben bestehen.

Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-9 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 9500 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-9 soll mit fünf Anbindungssystemen mit jeweils 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-9-4 sowie NOR-9-5. Das Anbindungssystem NOR-9-4 erschließt die Fläche N-9.4 mit 2000 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 390 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2032
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO

## Projekt NOR-9-5



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Gebiet N-9 (Zone 4).

### M264: HGÜ-Verbindung NOR-9-5

Das Anbindungssystem NOR-9-5 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

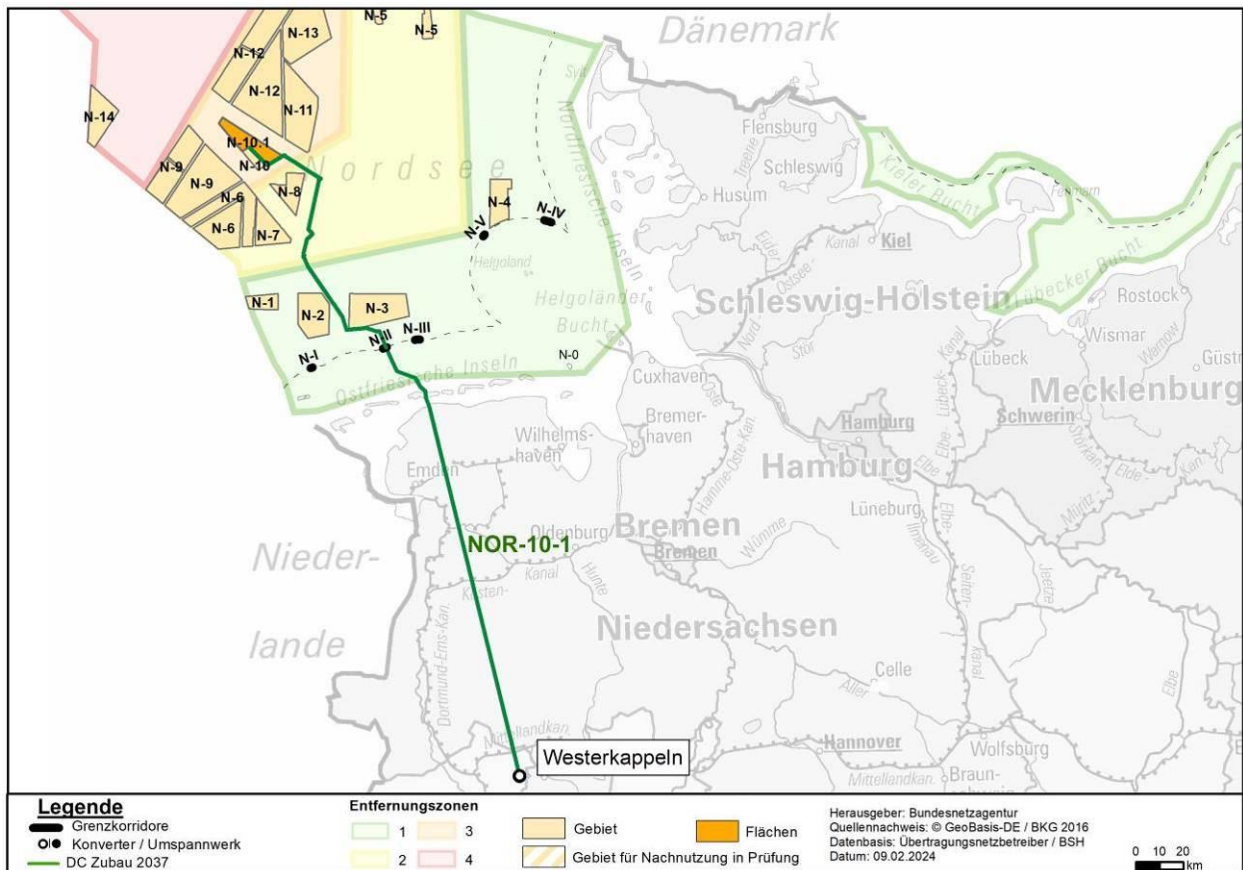
Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-9 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Kusenhorst geführt werden. Im zweiten Entwurf des NEP haben die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2033 die Anbindung der Fläche N-15.1 zum Suchraum Kusenhorst geplant. Durch die geänderte Reihenfolge und die neuen Flächen-zuschnitte im Vorentwurf des FEP 2024 erschließt das Anbindungssystem nun die Fläche N-9.5 und erhält somit den entsprechenden Projektnamen NOR-9-5. Der im NEP Entwurf vorgeschlagene Netzverknüpfungspunkt Suchraum Kusenhorst sowie das Inbetriebnahmedatum im Jahr 2033 bleiben bestehen.

Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-9 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 9500 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-9 soll mit fünf Anbindungssystemen mit jeweils 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-9-1, NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-9-4 sowie NOR-9-5. Das Anbindungssystem NOR-9-5 erschließt die Fläche N-9.5 mit 2000 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 550 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2033
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## Projekt NOR-10-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Gebiet N-10 (Zone 3).

### M39: HGÜ-Verbindung NOR-10-1

Das Anbindungssystem NOR-10-1 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-10 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Westerkappeln geführt werden.

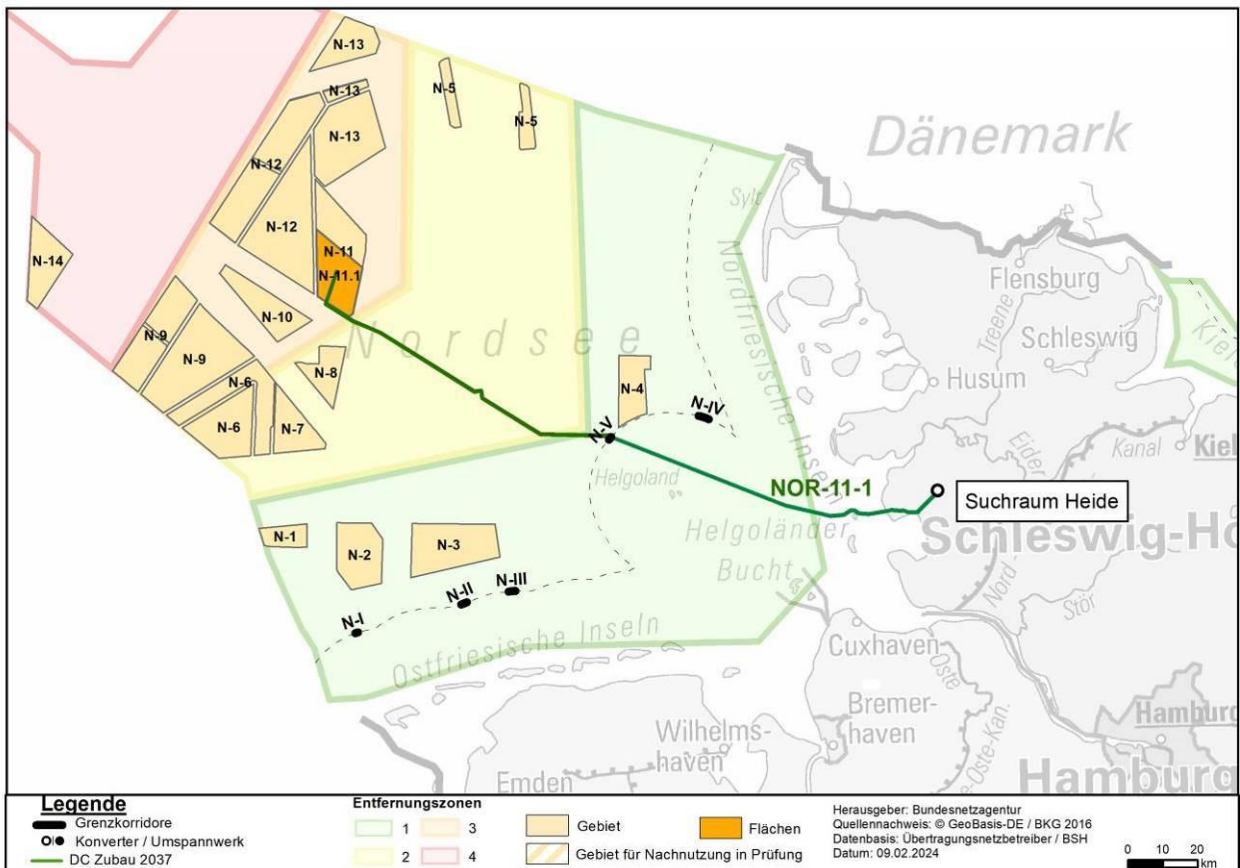
Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-10 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 2500 MW erwartet. Die Erschließung der Fläche N-10.1 soll mittels des im Zubaunetz befindlichen Anbindungssystem NOR-10-1 mit 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 371 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2030
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion



## Projekt NOR-11-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Gebiet N-11 (Zone 3).

### M233: HGÜ-Verbindung NOR-11-1

Das Anbindungssystem NOR-11-1 wird bestätigt.

### Beschreibung

Für den Netzverknüpfungspunkt ist der Suchraum Heide vorgesehen.

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

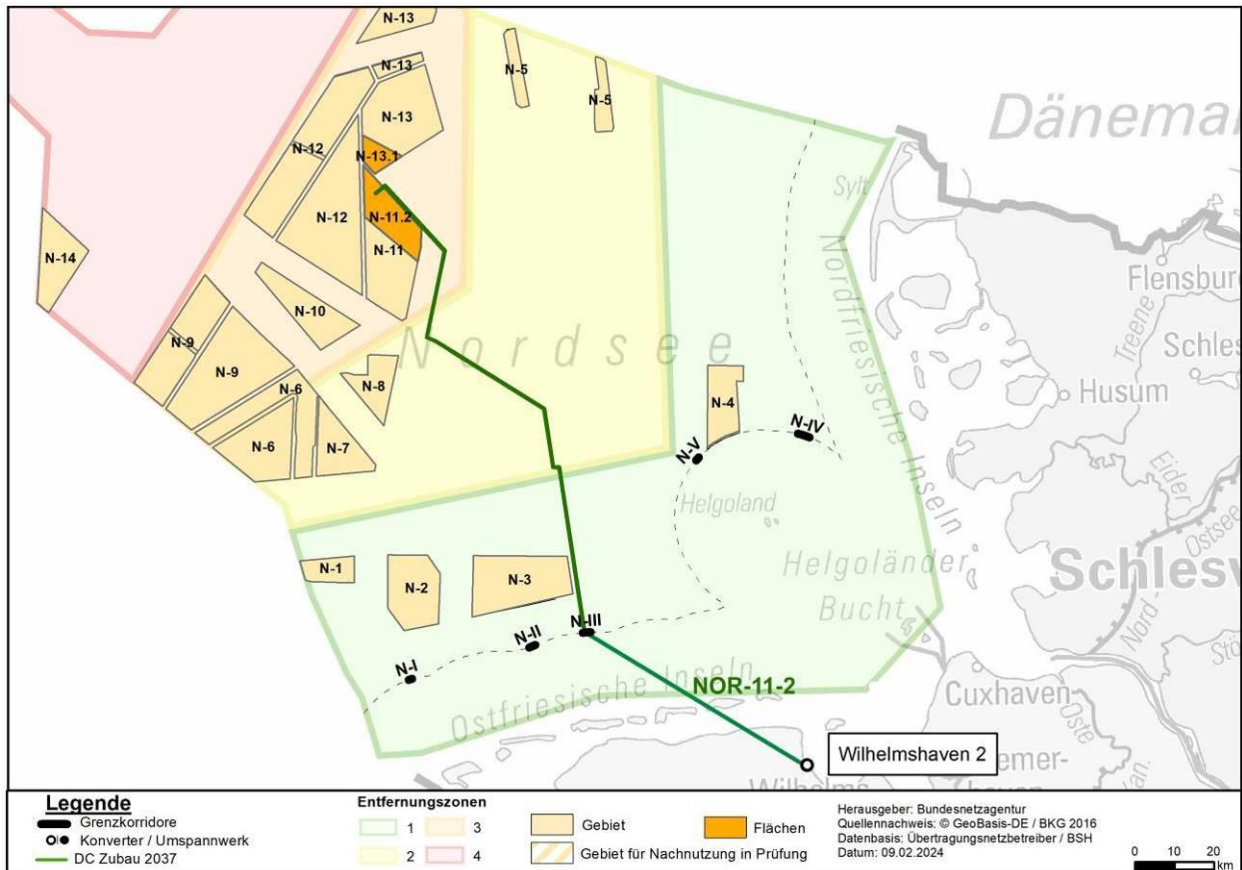
Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-11 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Heide geführt werden.

Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-11 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 3500 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-11 soll durch zwei Anbindungssysteme mit je 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-11-2. Das Anbindungssystem NOR-11-1 erschließt die Fläche N-11.1 mit 2000 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 215 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2030
<b>Vorhabenträger</b>	50Hertz Transmission

## Projekt NOR-11-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Gebiet N-11 (Zone 3).

### M248: HGÜ-Verbindung NOR-11-2

Das Anbindungssystem NOR-11-2 wird bestätigt.

### Beschreibung

Für den Netzverknüpfungspunkt ist Wilhelmshaven 2 vorgesehen. Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

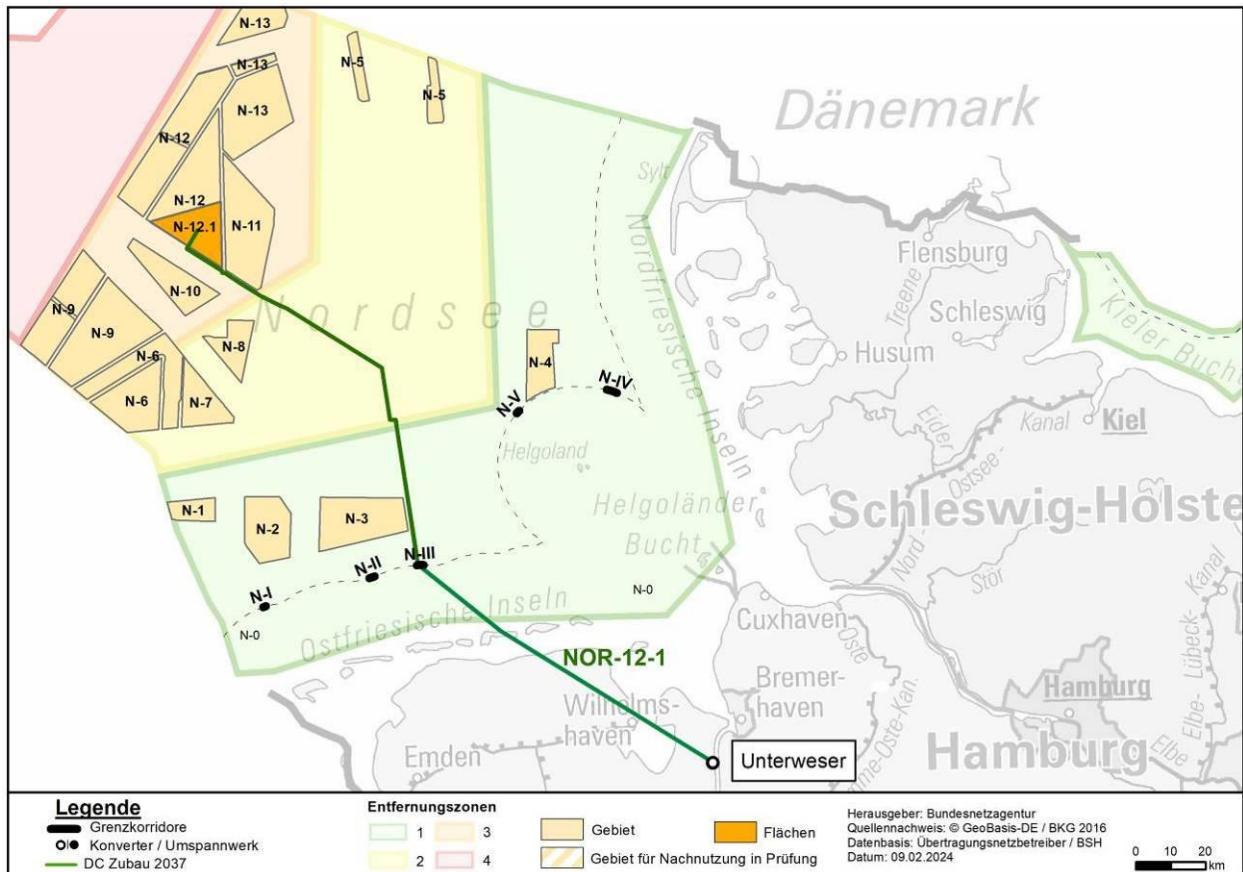
Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-11 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 geführt werden.

Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-11 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 3500 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-11 soll durch zwei Anbindungssysteme mit je 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-11-2. Das Anbindungssystem NOR-11-2 erschließt die Fläche N-11.2 mit 1500 MW sowie die benachbarte Fläche N-13.1 mit 500 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 225 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2031
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO

## Projekt NOR-12-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung einer Fläche für Offshore-Windenergie in der Nordsee im Gebiet N-12 (Zone 3).

### M231: HGÜ-Verbindung NOR-12-1

Das Anbindungssystem NOR-12-1 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

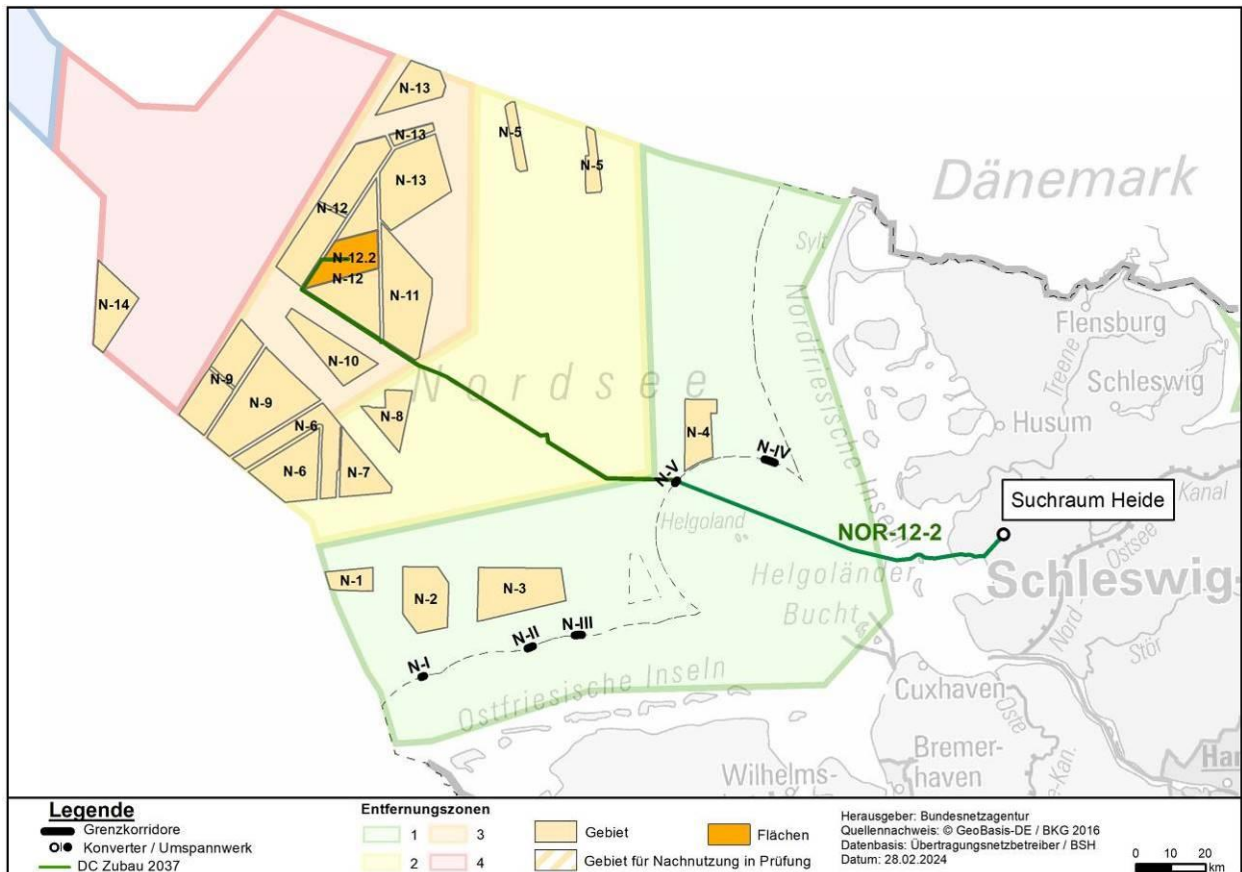
Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-12 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Unterweser geführt werden.

Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-12 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 9000 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-12 soll durch fünf Anbindungssysteme mit je 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-12-1, NOR-12-2, NOR-12-3, NOR-12-4 und NOR-13-1. Das Anbindungssystem NOR-12-1 erschließt die Fläche N-12.1 mit 2000 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 265 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2030
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO

## Projekt NOR-12-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung einer Fläche für Offshore-Windenergie in der Nordsee im Gebiet N-12 (Zone 3).

### M249: HGÜ-Verbindung NOR-12-2

Das Anbindungssystem NOR-12-2 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-12 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Heide geführt werden.

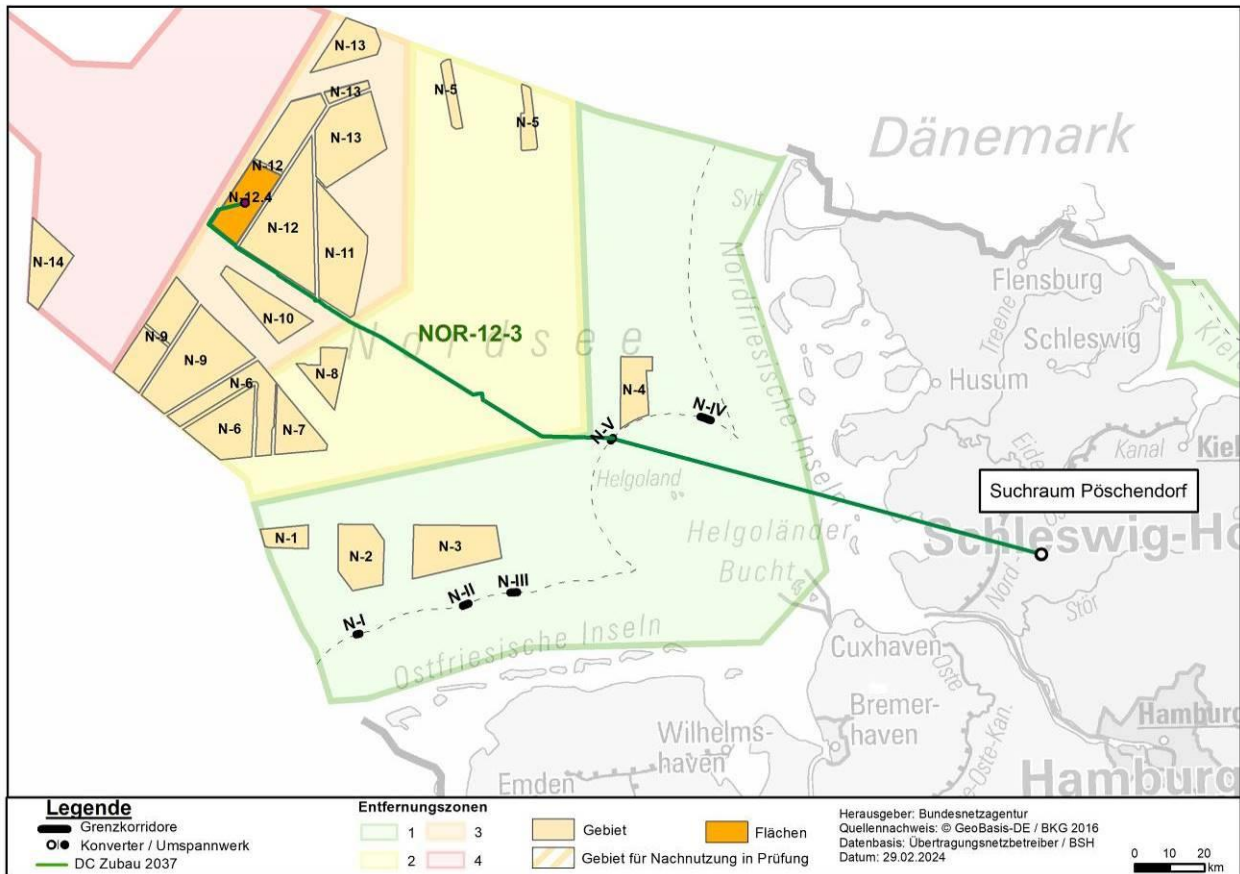
Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-12 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 9000 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-12 soll durch fünf Anbindungssysteme mit je 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-12-1, NOR-12-2, NOR-12-3, NOR-12-4 und NOR-13-1. Das Anbindungssystem NOR-12-2 erschließt die Fläche N-12.2 mit 2000 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 270 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2030
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO



## Projekt NOR-12-3



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Gebiet N-12 (Zone 3).

### M262: HGÜ-Verbindung NOR-12-3

Das Anbindungssystem NOR-12-3 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

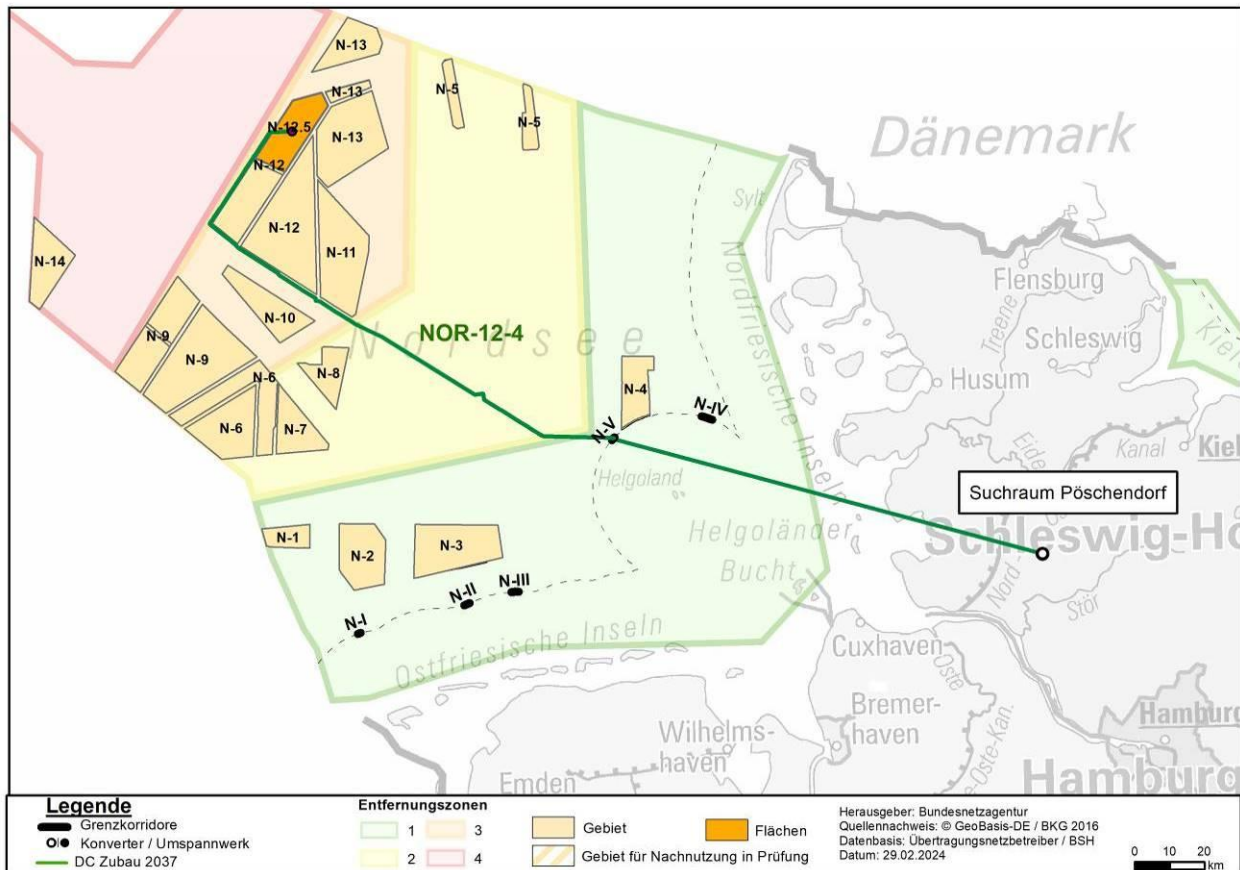
Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-12 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Pöschendorf (Hadenfeld/Kaisborstel/Looft) geführt werden. Im zweiten Entwurf des NEP haben die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2033 die Anbindung der Fläche N-13.2 zum Suchraum Pöschendorf geplant. Durch die geänderte Reihenfolge und die neuen Flächenzuschnitte im Vorentwurf des FEP 2024 erschließt das Anbindungssystem nun eine Fläche im Gebiet N-12 und erhält somit den entsprechenden Projektnamen NOR-12-3. Der im NEP Entwurf vorgeschlagene Netzverknüpfungspunkt Suchraum Pöschendorf sowie das Inbetriebnahmedatum im Jahr 2033 bleiben bestehen.

Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-12 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 9000 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-12 soll durch fünf Anbindungssysteme mit je 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-12-1, NOR-12-2, NOR-12-3, NOR-12-4 und NOR-13-1. Das Anbindungssystem NOR-12-3 erschließt die Fläche N-12.4 mit 2000 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 310 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2033
<b>Vorhabenträger</b>	50Hertz Transmission

## Projekt NOR-12-4



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Gebiet N-12 (Zone 3).

### M264: HGÜ-Verbindung NOR-12-4

Das Anbindungssystem NOR-12-4 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

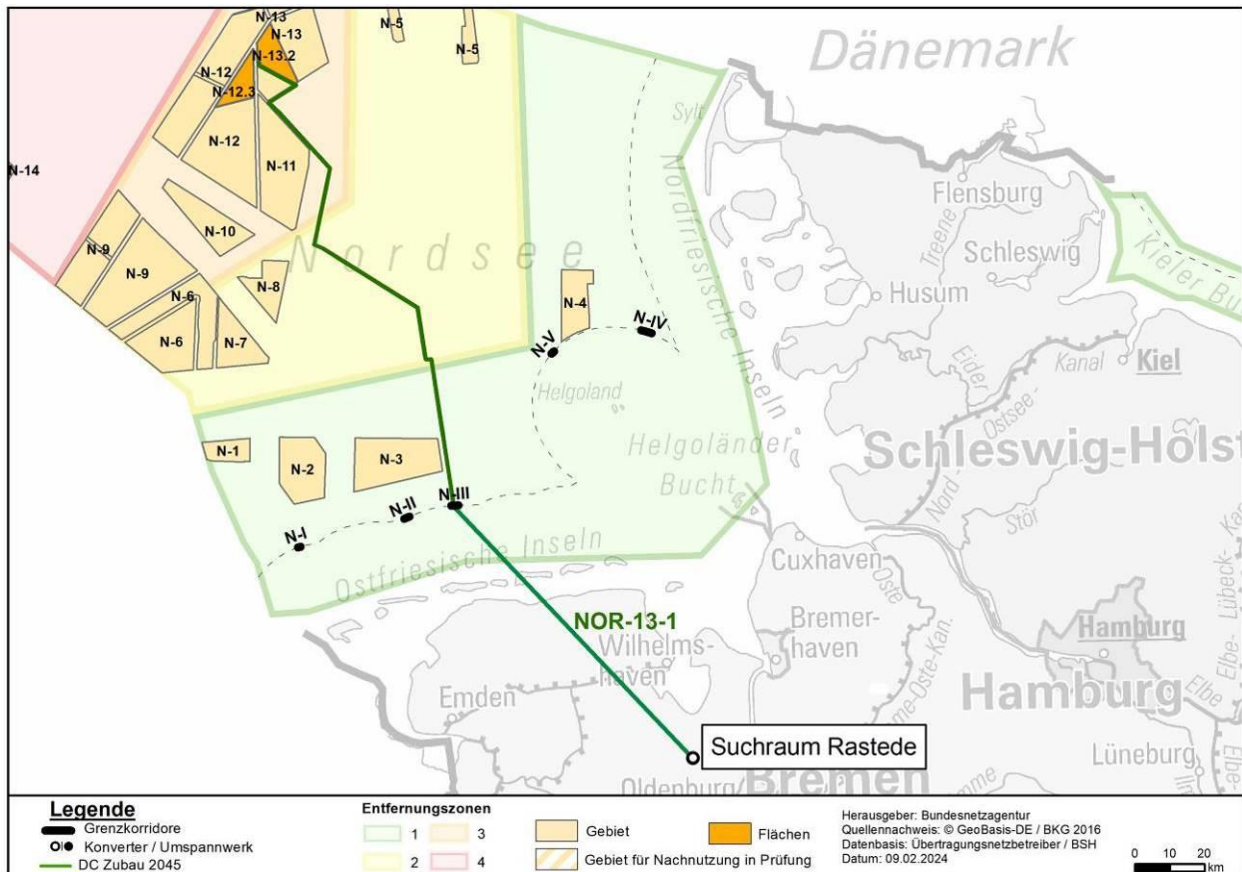
Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-12 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Pöschendorf (Hadenfeld/Kaisborstel/Looft) geführt werden. Im zweiten Entwurf des NEP haben die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2034 die Anbindung der Fläche N-16.2 zum Suchraum Pöschendorf geplant. Durch die geänderte Reihenfolge und die neuen Flächenzuschnitte im Vorentwurf des FEP 2024 erschließt das Anbindungssystem nun eine Fläche im Gebiet N-12 und erhält somit den entsprechenden Projektnamen NOR-12-4. Der im NEP Entwurf vorgeschlagene Netzverknüpfungspunkt Suchraum Pöschendorf sowie das Inbetriebnahmedatum im Jahr 2034 bleiben bestehen.

Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-12 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 9000 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-12 soll durch fünf Anbindungssysteme mit je 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-12-1, NOR-12-2, NOR-12-3, NOR-12-4 und NOR-13-1. Das Anbindungssystem NOR-12-4 erschließt die N-12.5 mit 2000 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 365 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2034
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO

## Projekt NOR-13-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee im Gebiet N-13 (Zone 3).

### M242: HGÜ-Verbindung NOR-13-1

Das Anbindungssystem NOR-13-1 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

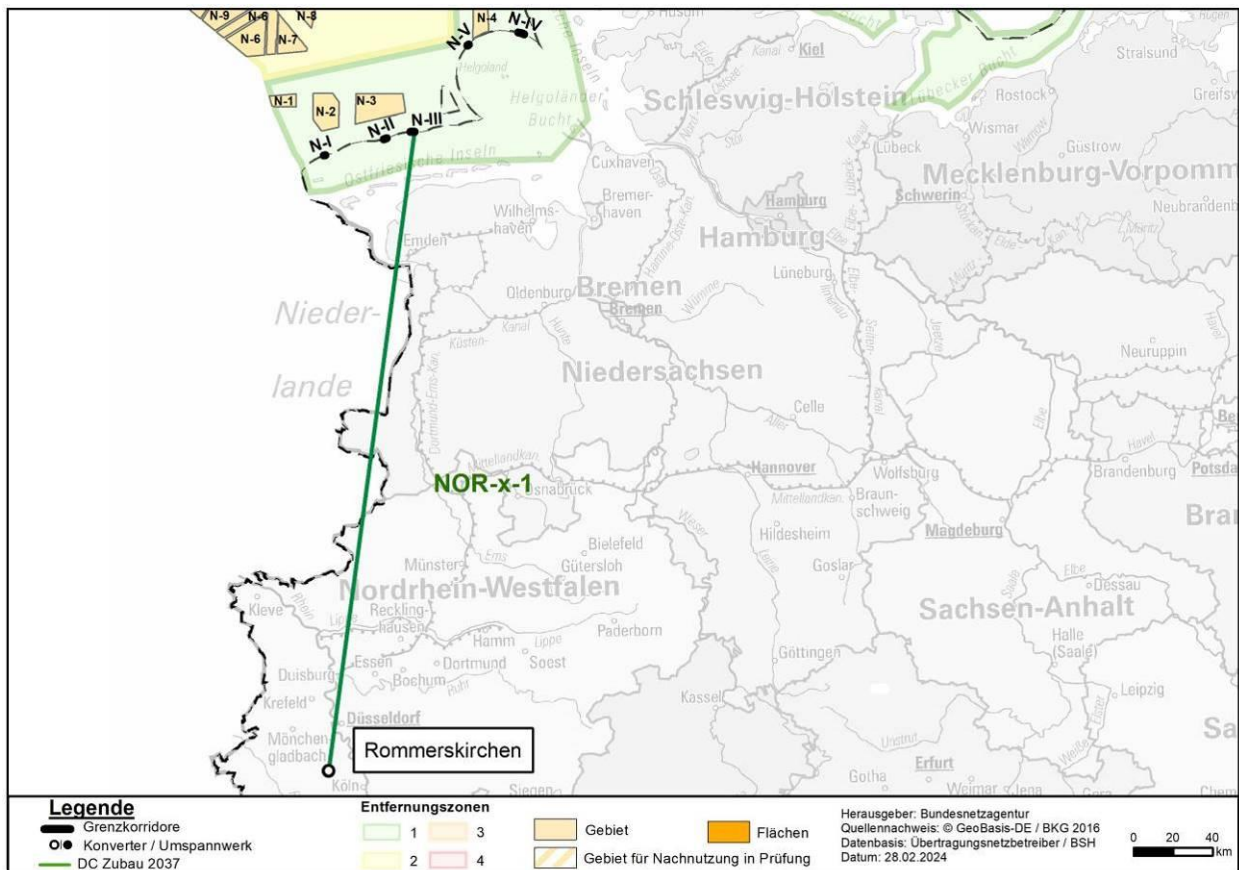
Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet N-13 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Rastede geführt werden.

Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird im Gebiet N-13 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 5500 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-13 soll durch vier Anbindungssysteme mit je 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-11-2, NOR-13-1 und NOR-13-3 sowie ein noch nicht festgelegtes System NOR-13-2. Das Anbindungssystem NOR-13-1 erschließt die Fläche N-13.2 mit 1000 MW sowie die benachbarte Fläche N-12.3 mit 1000 MW.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 290 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2031
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO

## Projekt NOR-x-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M246: HGÜ-Verbindung NOR-x-1

Das Anbindungssystem NOR-x-1 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Rommerskirchen geführt werden.

Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen.

Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-1 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des

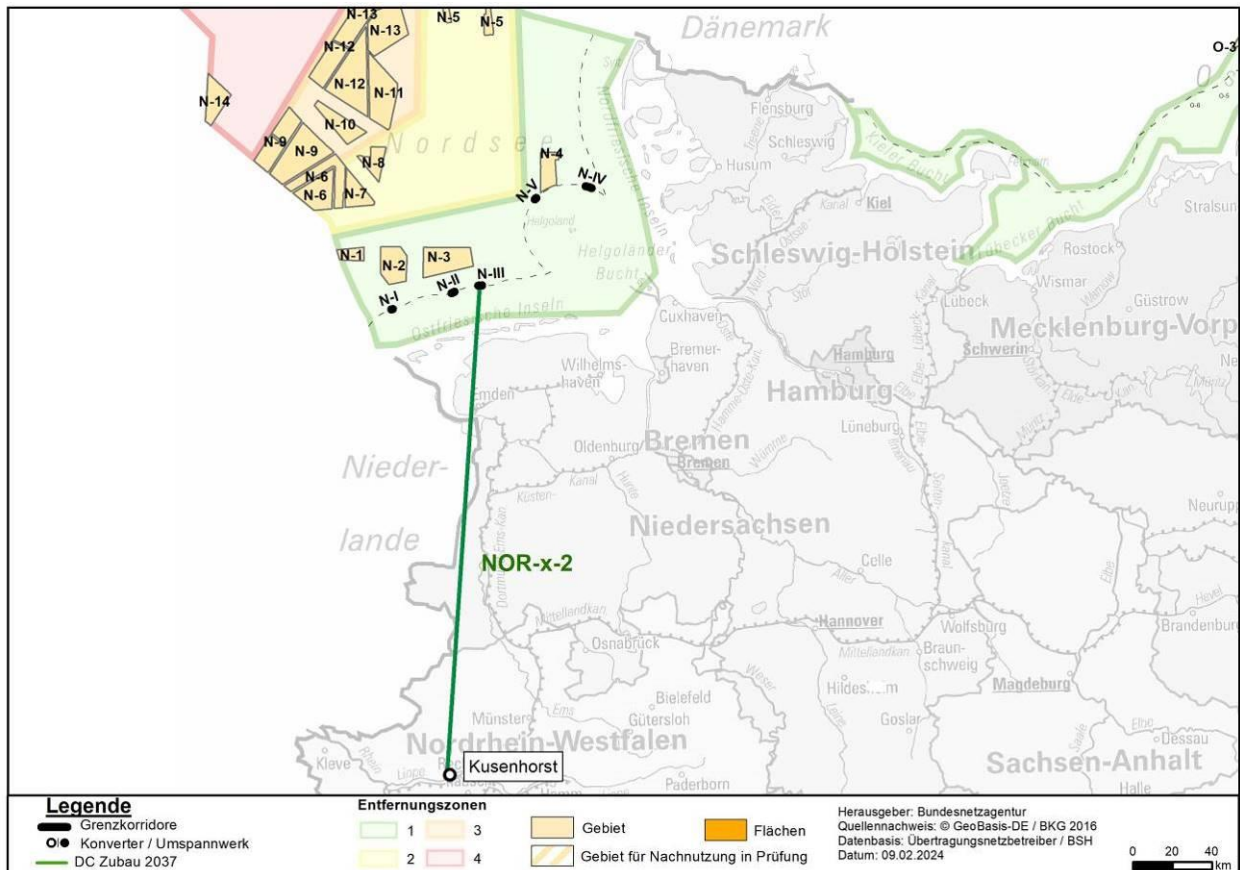
Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 653 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2034
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion



## Projekt NOR-x-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M278: HGÜ-Verbindung NOR-x-2

Das Anbindungssystem NOR-x-2 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Kusenhorst geführt werden.

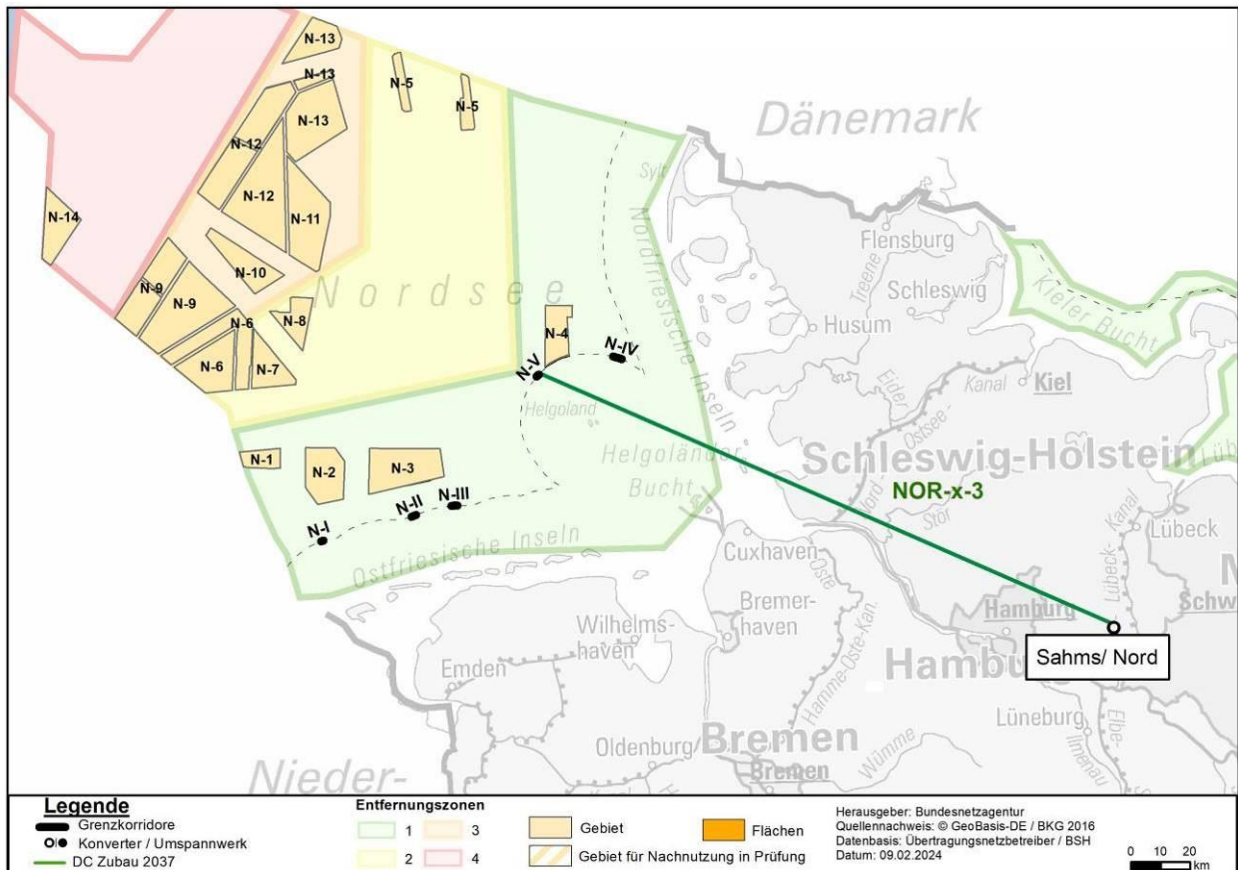
Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Auch der Vorentwurf der Fortschreibung des FEP deckt die Festlegung von Flächen in Zone 4 und 5 bisher nicht ab. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen.

Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-2 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 550 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2035
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## Projekt NOR-x-3



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M265: HGÜ-Verbindung NOR-x-3

Das Anbindungssystem NOR-x-3 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Sahms (ehemals Suchraum Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land) geführt werden. Im zweiten Entwurf des NEP haben die Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2035 die Anbindung der Fläche N-16.1 zum Suchraum der Ämter Büchen geplant. Durch die geänderte Reihenfolge und die neuen Flächenzuschnitte in der Fortschreibung des FEP ist die anzubindende Fläche noch nicht festgelegt, weshalb der Projektname in NOR-x-3 geändert wird. Der im NEP Entwurf vorgeschlagene Netzverknüpfungspunkt Sahms (ehemals Suchraum der Ämter Büchen) sowie das Inbetriebnahmedatum im Jahr 2035 bleiben bestehen.

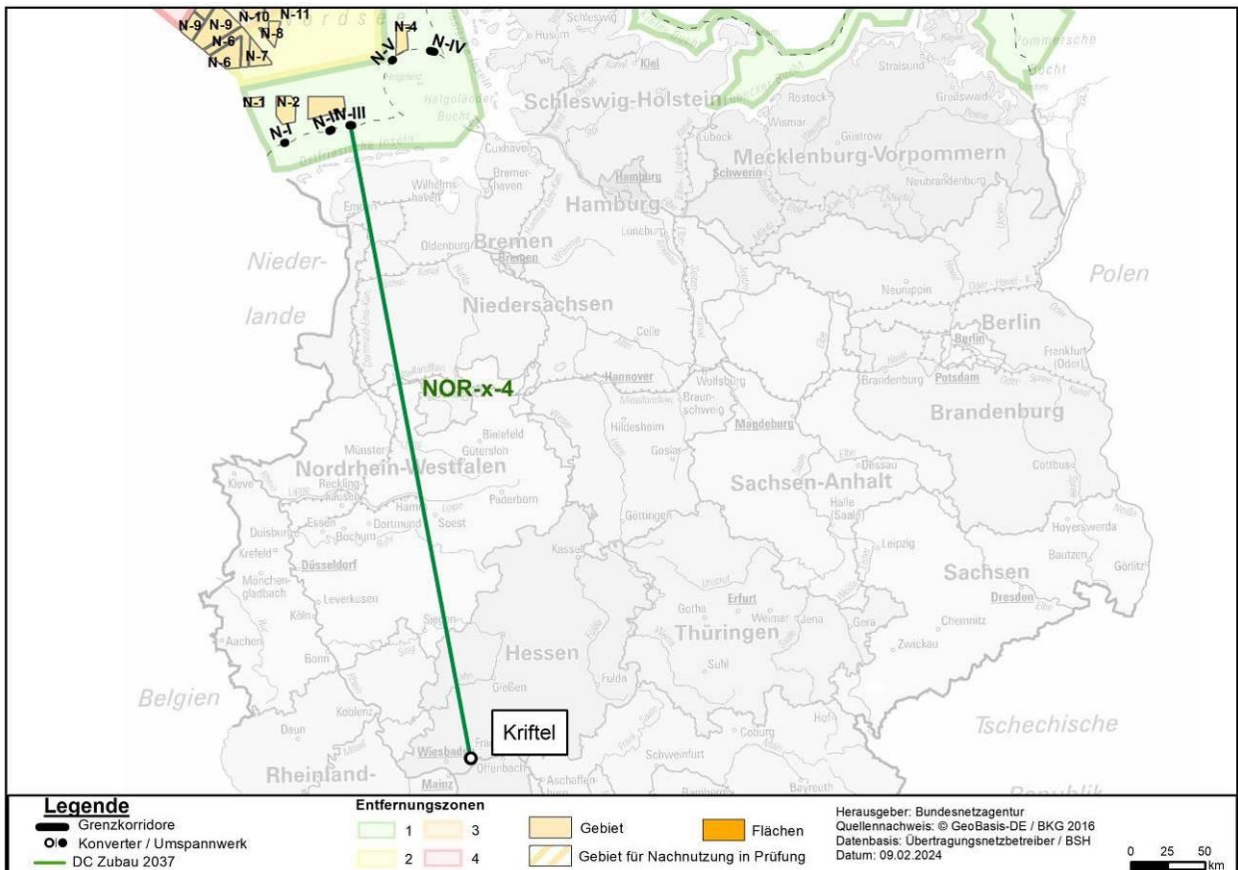
Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen.

Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-3 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 460 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2035
<b>Vorhabenträger</b>	50Hertz Transmission

## Projekt NOR-x-4



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M257: HGÜ-Verbindung NOR-x-4

Das Anbindungssystem NOR-x-4 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Kriftel geführt werden.

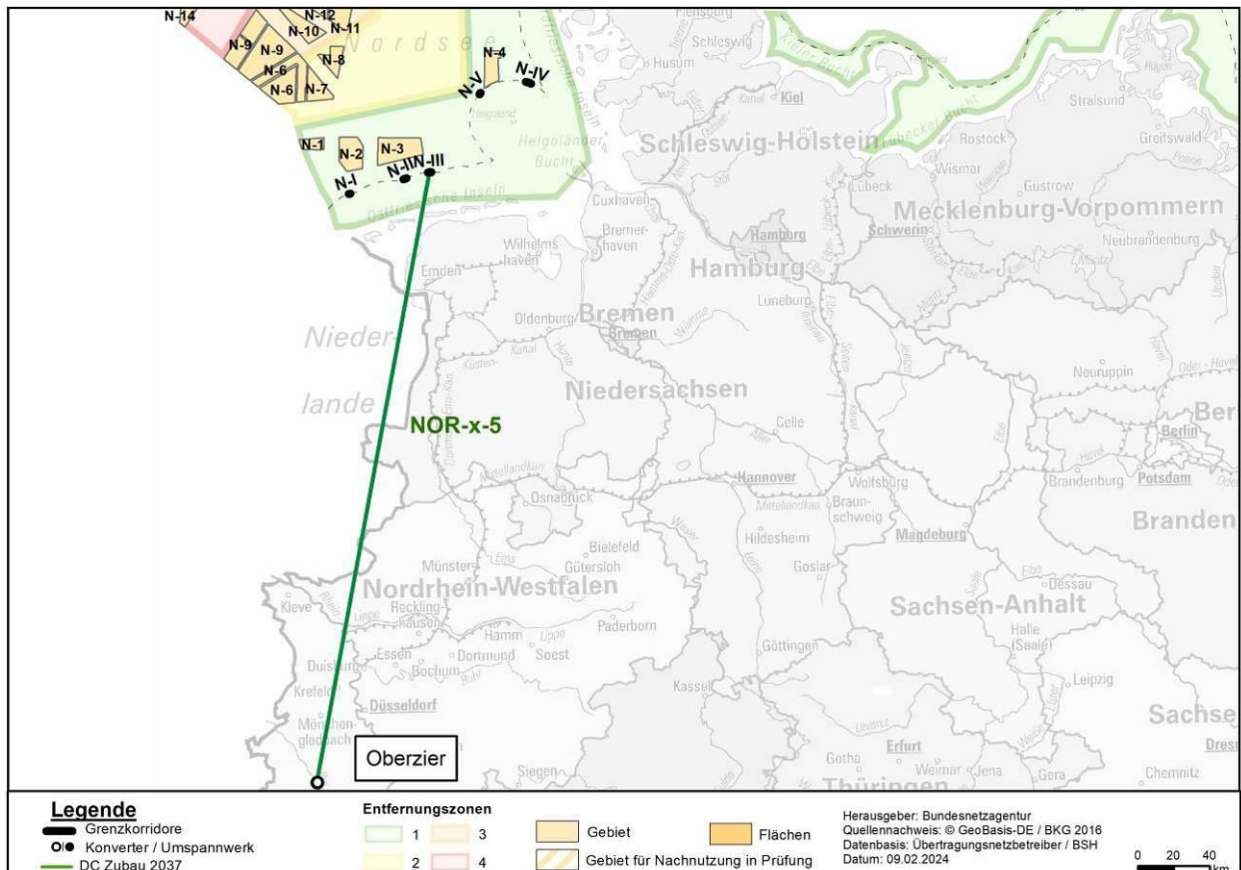
Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen.

Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-4 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 918 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2036
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## Projekt NOR-x-5



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M247: HGÜ-Verbindung NOR-x-5

Das Anbindungssystem NOR-x-5 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Oberzier geführt werden.

Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen.

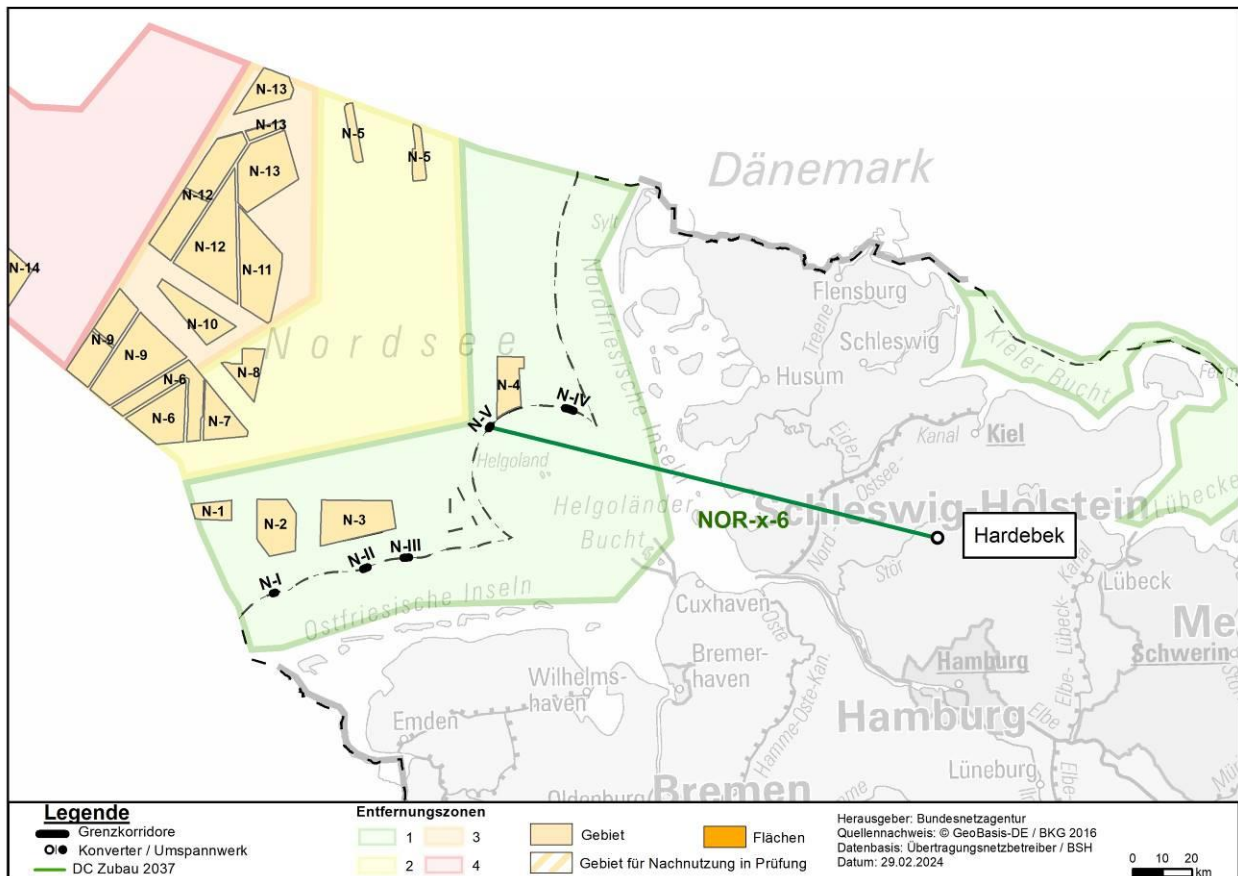
Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-5 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 807 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2036
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion



## Projekt NOR-x-6



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### Mxxx: HGÜ-Verbindung NOR-x-6

Das Anbindungssystem NOR-x-6 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Hardebek geführt werden.

Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Auch der Vorentwurf der Fortschreibung des FEP deckt die Festlegung von Flächen in Zone 4 und 5 bisher nicht ab. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen.

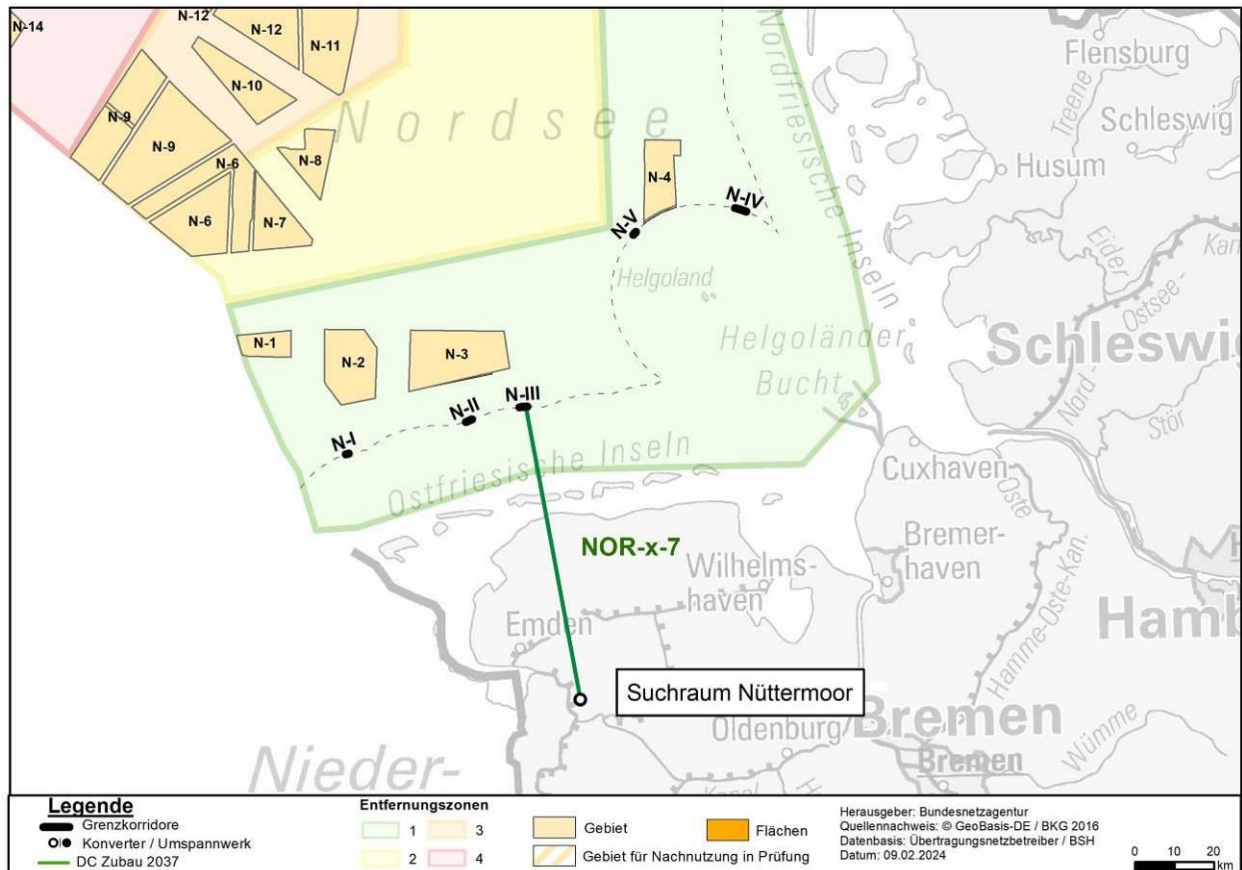
Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-6 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

In den Berechnungen wurde die fristgerechte Umsetzung des landseitigen Projekts P492 unterstellt. Ohne dieses Projekt käme es zu lokalen Überlastungen, wodurch die eingespeiste Leistung nicht vollständig abgeführt werden kann. Für das Projekt P492 ist die Inbetriebnahme im Jahr 2036 geplant. Sollte es hier zu Verzögerungen kommen, müsste eventuell auch die Inbetriebnahme der neuen Anbindung NOR-x-6 zeitlich zurückgestellt werden.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 400 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2036
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO

## Projekt NOR-x-7



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5

### M246: HGÜ-Verbindung NOR-x-7

Das Anbindungssystem NOR-x-7 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum der Stadt Leer (Ostfriesland) sowie der Gemeinden Moormerland und Jemgum (Suchraum Nüttermoor) geführt werden.

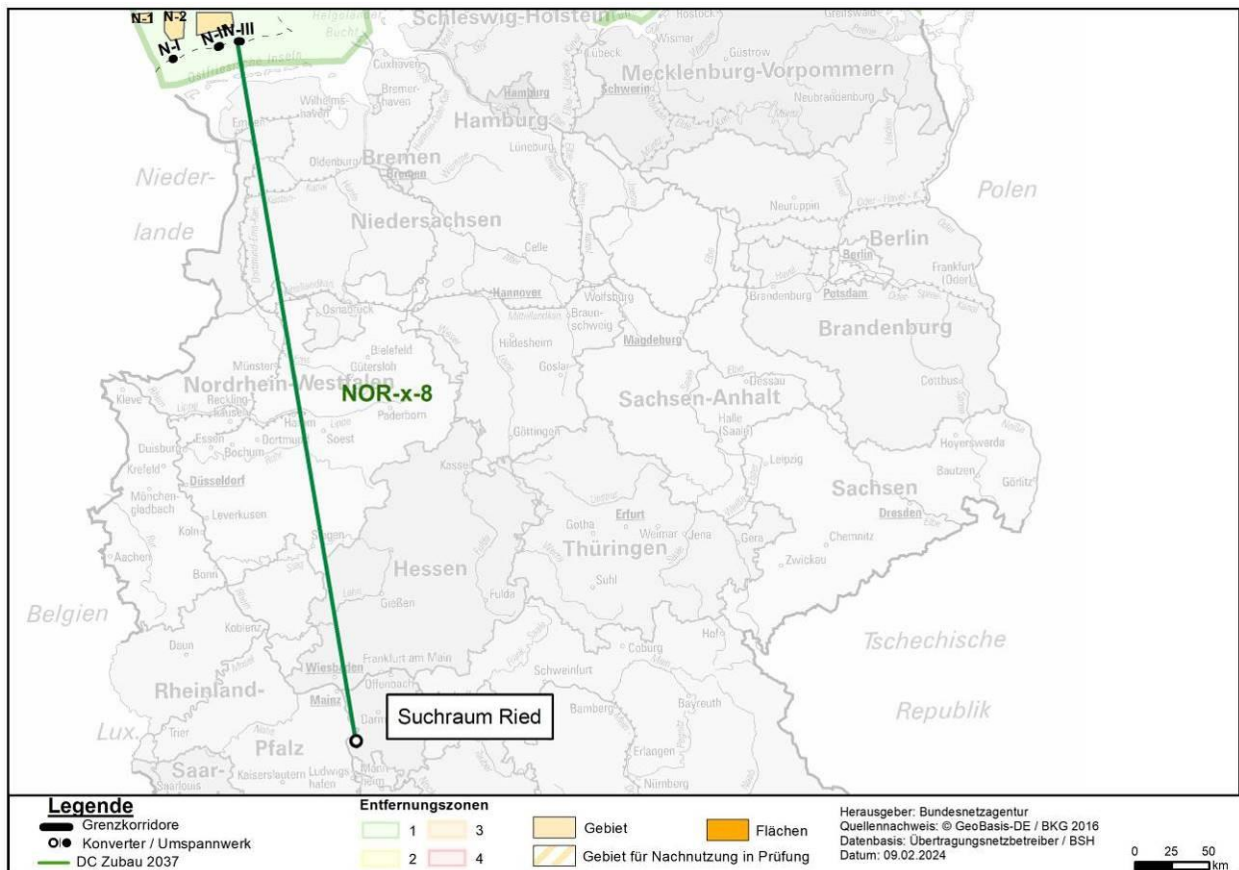
Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen.

Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-7 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 375 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2037
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO

## Projekt NOR-x-8



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5).

### M258: HGÜ-Verbindung NOR-x-8

Das Anbindungssystem NOR-x-8 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Ried, der sich über die Stadt Bürstadt sowie die Gemeinden Biblis und Groß-Rohrheim erstreckt, geführt werden.

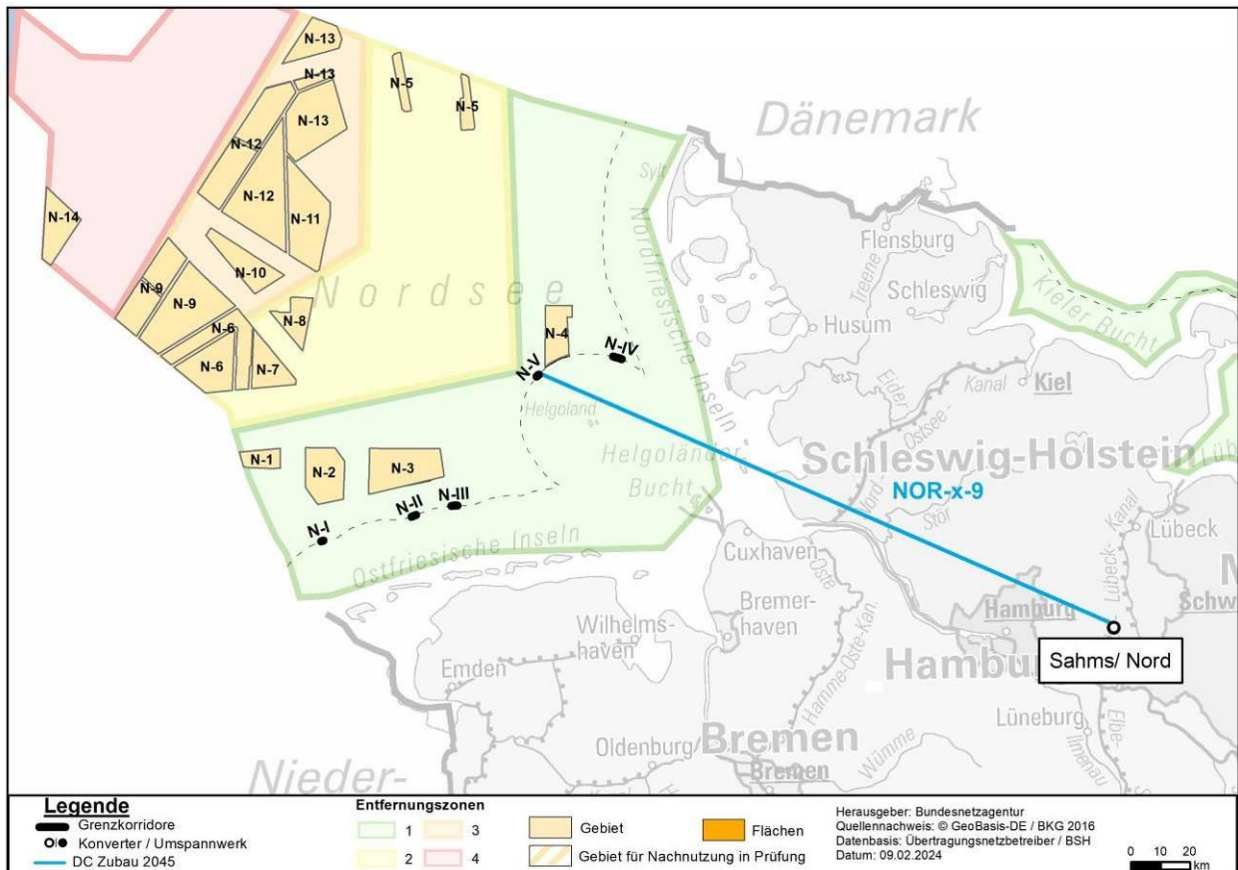
Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen.

Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-8 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 953 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2037
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## Projekt NOR-x-9



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M268: HGÜ-Verbindung NOR-x-9

Das Anbindungssystem NOR-x-9 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Sahms/Nord (ehemals Suchraum Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land) geführt werden.

Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Auch der Vorentwurf der Fortschreibung des FEP deckt die Festlegung von Flächen in Zone 4 und 5 bisher nicht ab. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2023-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-V vorgesehen.

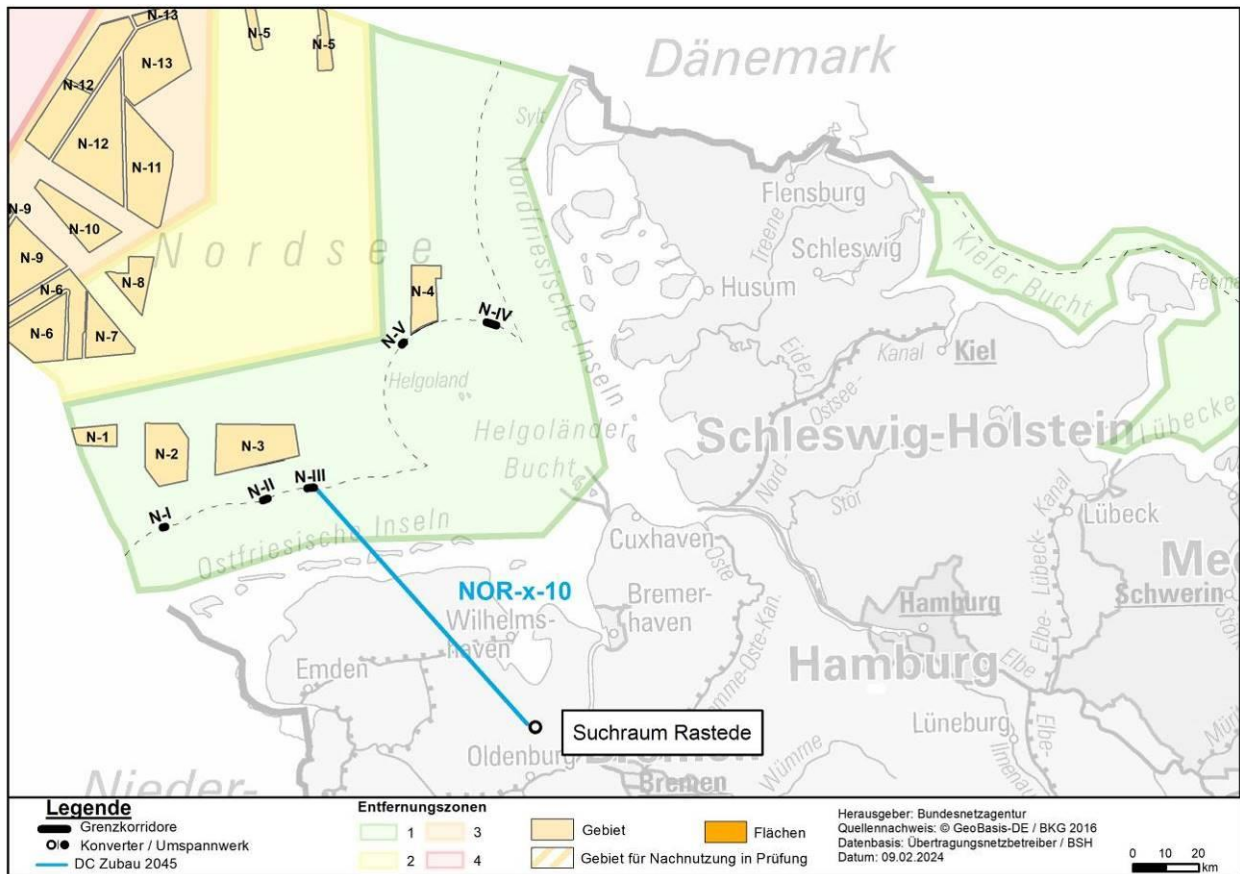
Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-9 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 450 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2038
<b>Vorhabenträger</b>	50Hertz Transmission



## Projekt NOR-x-10



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M250: HGÜ-Verbindung NOR-x-10

Das Anbindungssystem NOR-x-10 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede werden.

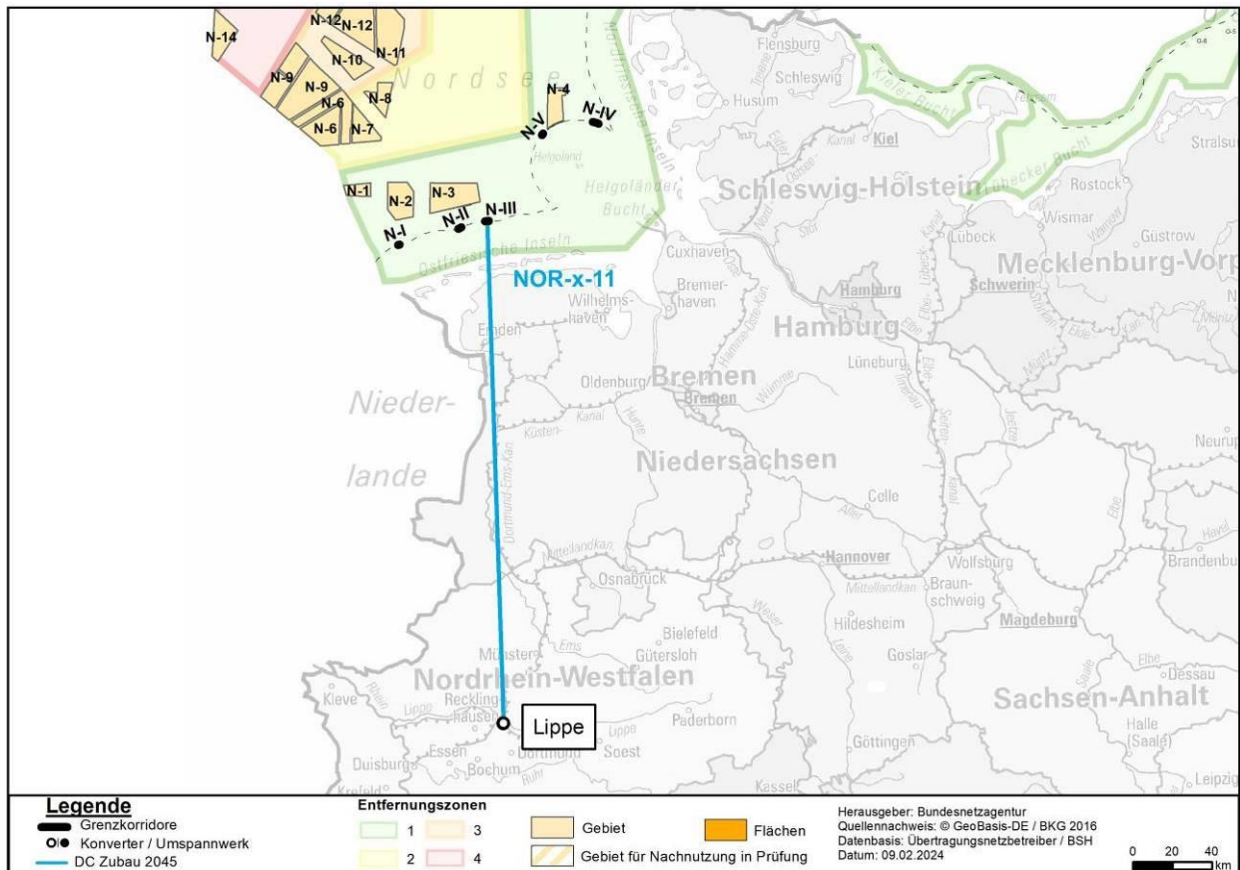
Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2023-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III vorgesehen.

Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-10 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 375 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2038
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO

## Projekt NOR-x-11



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M259: HGÜ-Verbindung NOR-x-11

Das Anbindungssystem NOR-x-11 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III oder N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Lippe geführt werden.

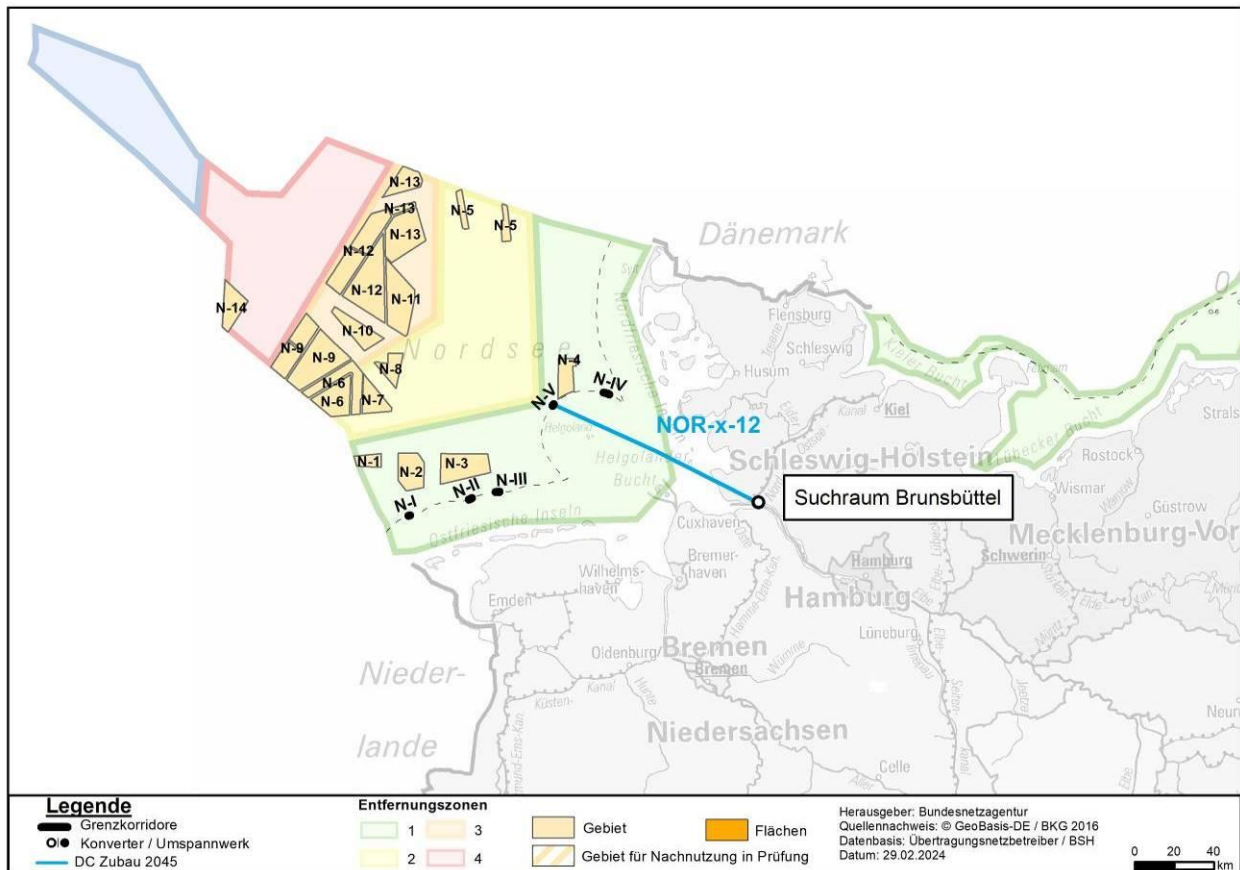
Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Auch der Vorentwurf der Fortschreibung des FEP deckt die Festlegung von Flächen in Zone 4 und 5 bisher nicht ab. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2023-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III oder N-V vorgesehen.

Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-11 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 558 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2039
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## Projekt NOR-x-12



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M269: HGÜ-Verbindung NOR-x-12

Das Anbindungssystem NOR-x-12 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Brunsbüttel geführt werden.

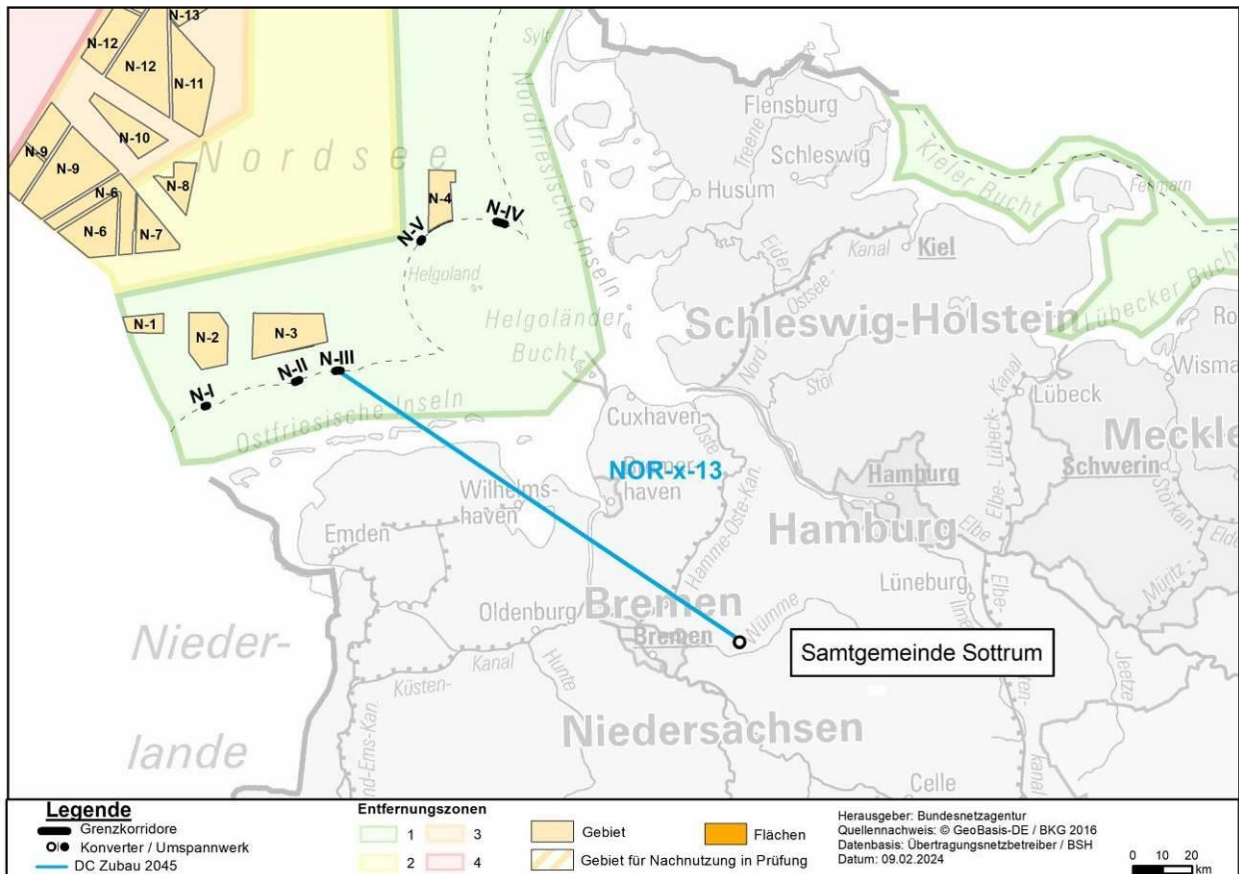
Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Auch der Vorentwurf der Fortschreibung des FEP deckt die Festlegung von Flächen in Zone 4 und 5 bisher nicht ab. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2023-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-V vorgesehen.

Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-12 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 315 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2039
<b>Vorhabenträger</b>	50Hertz Transmission

## Projekt NOR-x-13



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M268: HGÜ-Verbindung NOR-x-13

Das Anbindungssystem NOR-x-13 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Samtgemeinde Sottrum geführt werden.

Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Auch der Vorentwurf der Fortschreibung des FEP deckt die Festlegung von Flächen in Zone 4 und 5 bisher nicht ab. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2023-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III vorgesehen.

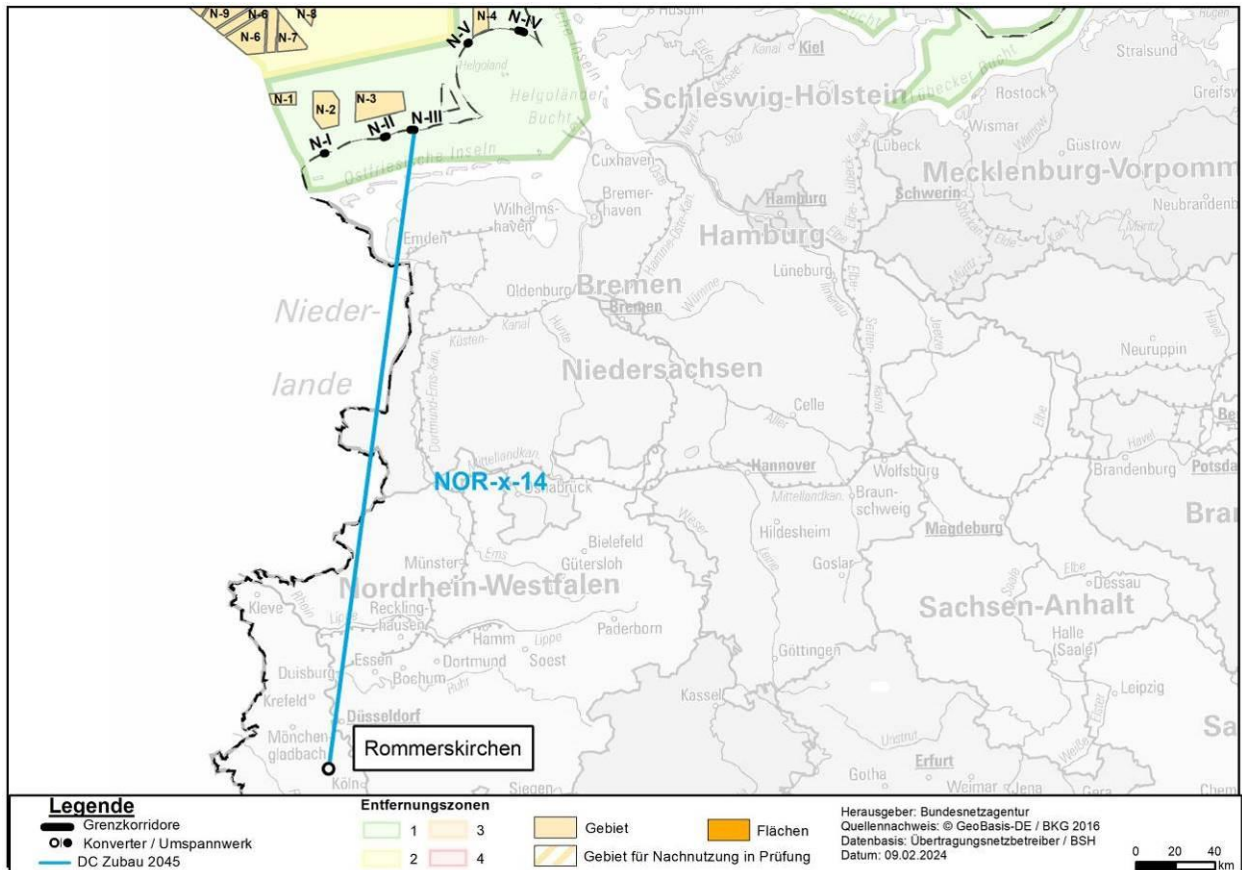
Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-13 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 420 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2040
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO



## Projekt NOR-x-14



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M260: HGÜ-Verbindung NOR-x-14

Das Anbindungssystem NOR-x-14 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Rommerskirchen geführt werden.

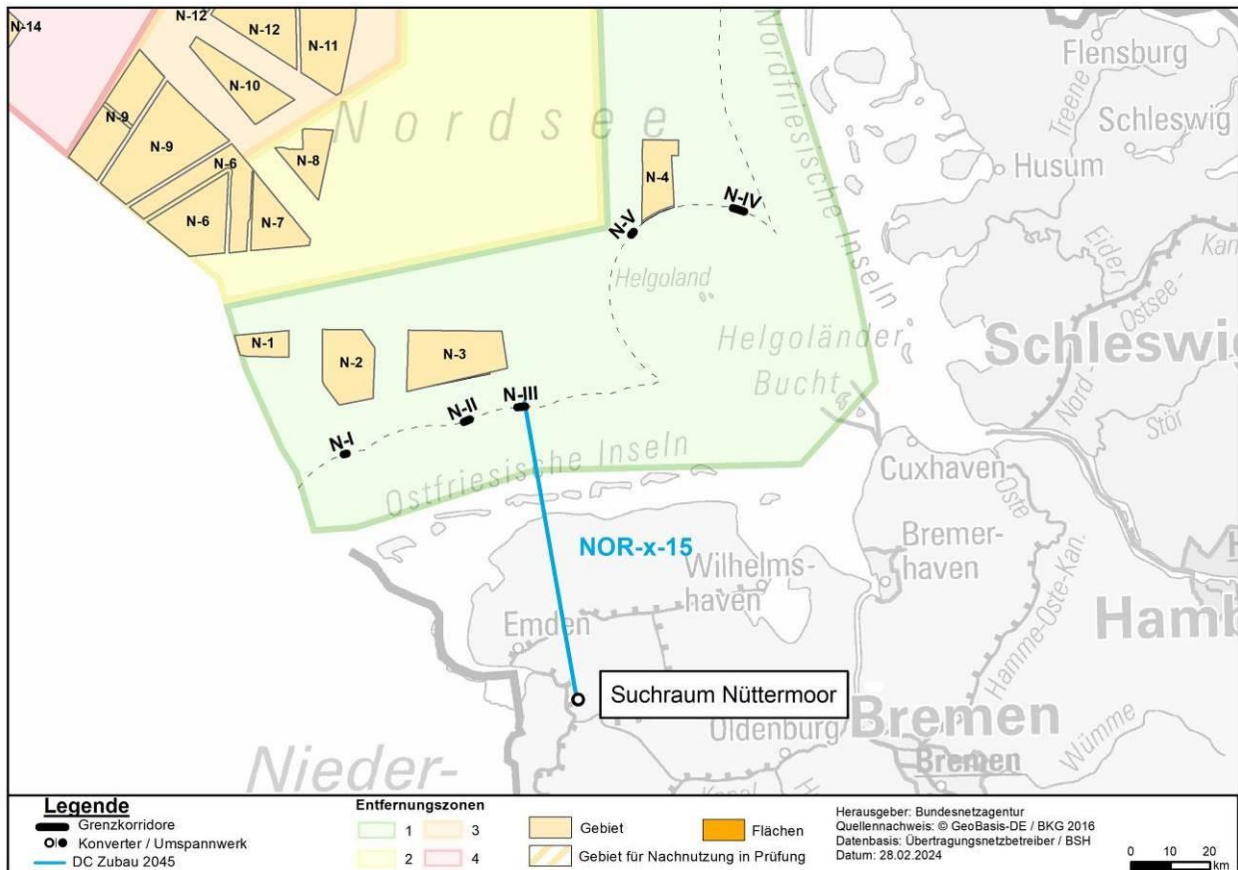
Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Auch der Vorentwurf der Fortschreibung des FEP deckt die Festlegung von Flächen in Zone 4 und 5 bisher nicht ab. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2023-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III vorgesehen.

Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-14 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 658 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2040
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## Projekt NOR-x-15



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M718: HGÜ-Verbindung NOR-x-15

Das Anbindungssystem NOR-x-15 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Nüttermoor geführt werden.

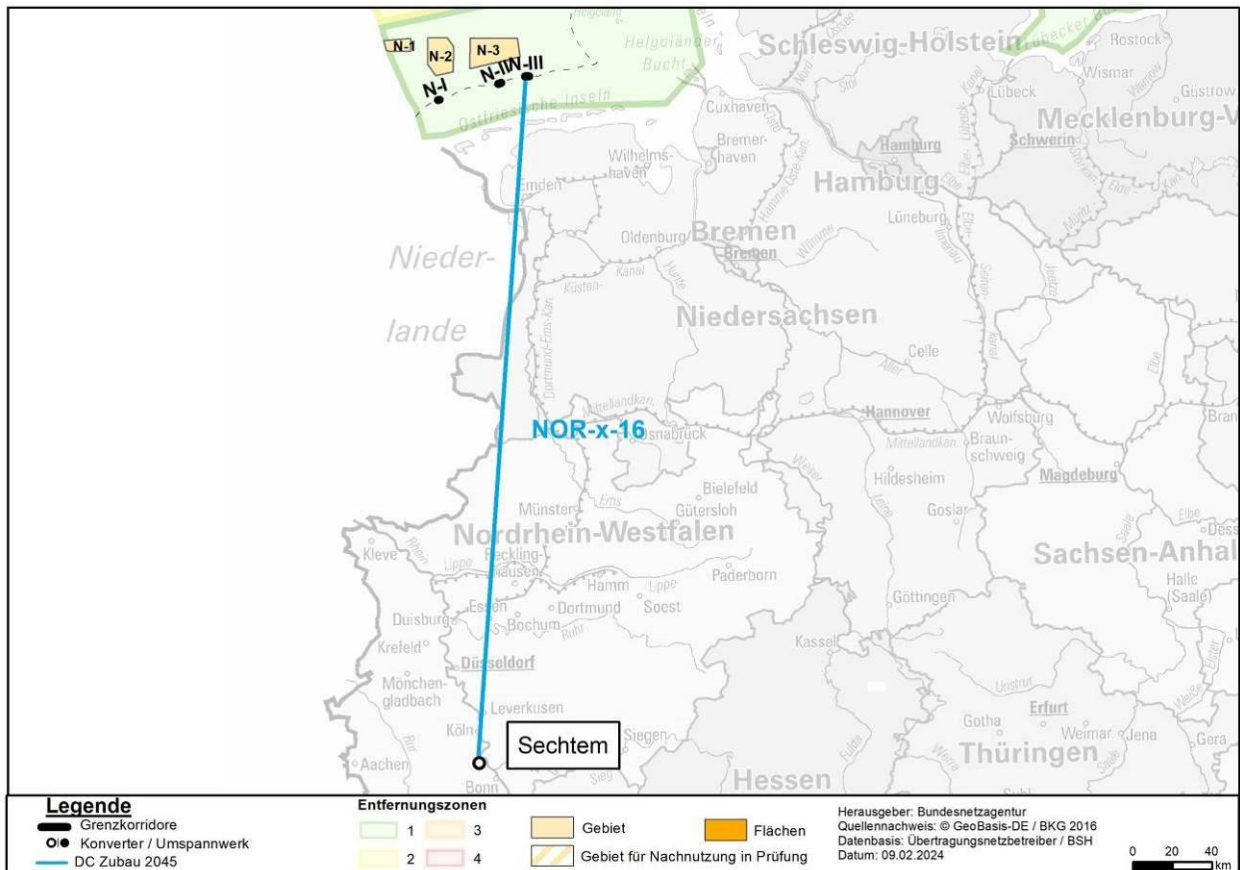
Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Auch der Vorentwurf der Fortschreibung des FEP deckt die Festlegung von Flächen in Zone 4 und 5 bisher nicht ab. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2023-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III vorgesehen.

Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-15 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 325 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2041
<b>Vorhabenträger</b>	TenneT TSO

## Projekt NOR-x-16



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in einem noch festzulegenden Gebiet in Zone 4 oder 5.

### M261: HGÜ-Verbindung NOR-x-16

Das Anbindungssystem NOR-x-16 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in einem Gebiet in Zone 4 oder 5 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Sectem geführt werden.

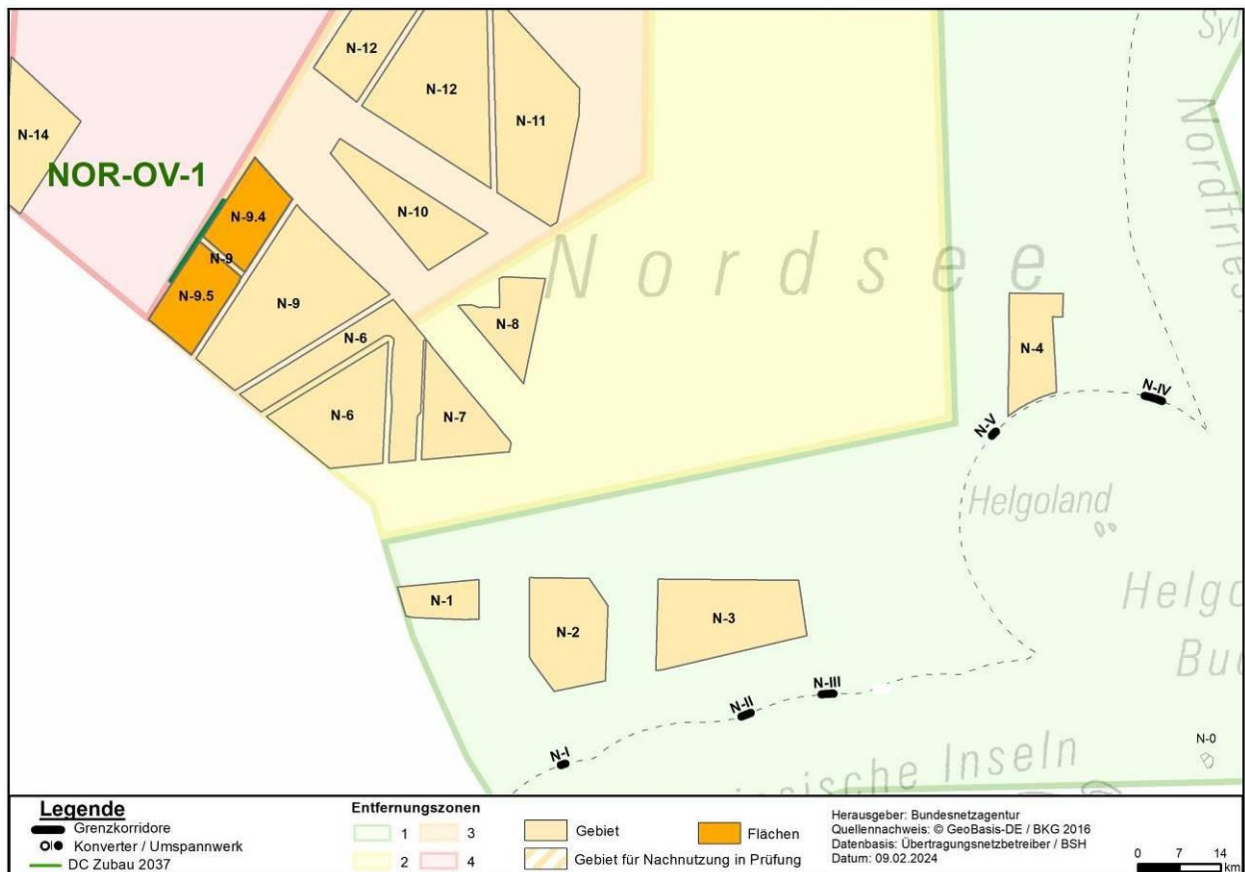
Der FEP 2023 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Auch der Vorentwurf der Fortschreibung des FEP deckt die Festlegung von Flächen in Zone 4 und 5 bisher nicht ab. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2023-2037/2045 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III vorgesehen.

Die Beauftragung des Anbindungssystems NOR-x-16 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 684 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2041
<b>Vorhabenträger</b>	Amprion

## Projekt NOR-OV-1 (DC-Offshore-Vernetzung)



Das Projekt NOR-OV-1 mit den Maßnahmen M272\_neu und M273\_neu dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen sowie Schleswig-Holstein und Hessen.

Projekt NOR-OV-1 mit den Maßnahmen M272 und M273 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023-2037/2045 vorgeschlagen. Aufgrund der geänderten Reihenfolge und Flächenzuschnitte im Vorentwurf des Flächenentwicklungsplan 2024 ist die seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagene Konfiguration beider Maßnahmen NOR-OV-1 M272 und M273 in dieser Form nicht mehr umsetzbar.

### M273\_neu: Fläche N-9.4 – Fläche N-9.5

Die Maßnahme M273\_neu wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Bundesnetzagentur schlägt für die nationale Offshore-Vernetzung eine 2 GW DC-Verbindung der Fläche N-9.4 mit der Fläche N-9.5 vor, welche durch die Anbindungssysteme NOR-9-4 und NOR-9-5 erschlossen werden und für die bereits eine Trasse im Vorentwurf des FEP 2024 festgelegt ist. Diese Maßnahme M273\_neu verbindet den Netzverknüpfungspunkt Blockland/neu (NOR-9-4) in Niedersachsen mit dem Netzverknüpfungspunkt Kusenhorst (NOR-9-5) in Nordrhein-Westfalen.

## Wirksamkeit

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 340 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Ausblick Klimaneutralitätsnetz

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 510 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

## Erforderlichkeit

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M273\_neu als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

## Alternativen

Es konnten keine alternativen Offshore-Vernetzungen identifiziert werden.

## Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

## Prüfungsergebnisse

		A 2037*	B 2037	C 2037
Überlastungsindex		-	- 250 GWh	- 340 GWh
Leistungsfluss	Maximum	-	2000 MW	2000 MW
Auslastung	Maximum	-	100 %	100 %
		A 2045	B 2045	C 2045
Überlastungsindex		- 220 GWh	- 260 GWh	- 510 GWh
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung	Maximum	100 %	100 %	100 %

\* Die Anbindung NOR-9-5 ist in A 2037 nicht enthalten



## **M272\_neu: Fläche N-x – Fläche N-x**

Die Maßnahme M272\_neu wird bestätigt. Es besteht jedoch der Vorbehalt, dass die notwendige Querverbindung zwischen den Flächen in der Fortschreibung des FEP festgelegt wird.

### **Beschreibung**

Die Bundesnetzagentur schlägt für die nationale Offshore-Vernetzung eine 2 GW DC-Verbindung zwischen den Flächen, welche durch die Anbindungssysteme NOR-x-6 und NOR-x-8 erschlossen werden, vor. Diese Maßnahme M272\_neu würde den Netzverknüpfungspunkt Hardebek (NOR-x-6) in Schleswig-Holstein mit dem Netzverknüpfungspunkt Suchraum Ried (NOR-x-8) in Hessen verknüpfen.

### **Wirksamkeit**

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 1015 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2037 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Ausblick Klimaneutralitätsnetz**

Auch in den betrachteten Szenarien des Zieljahres 2045 reduziert die Maßnahme deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu 840 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

In allen drei Szenarien des betrachteten Zieljahres 2045 treten in unterschiedlichen Stunden des Jahres ohne die Maßnahme (n-1)-Verletzungen auf, welche mit Hinzunahme der Maßnahme reduziert werden.

### **Erforderlichkeit**

In sämtlich geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC42 als erforderlich. Im Szenario A 2037 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei bis zu 100 %. Allerdings verliert das Kriterium der Erforderlichkeit aus den in Abschnitt III B 5.4 genannten Gründen bei HGÜ-Verbindungen mittlerweile an Aussagekraft.

### **Alternativen**

Alternativ hat die Bundesnetzagentur eine 2 GW DC-Verbindung zwischen den Flächen, welche durch die Anbindungssysteme NOR-x-6 und NOR-x-4 erschlossen werden geprüft. Diese Verbindung würde den Netzverknüpfungspunkt Hardebek (NOR-x-6) in Schleswig-Holstein mit dem Netzverknüpfungspunkt Kriftel (NOR-x-4) in Hessen verknüpfen. Diese Variante zeigt ebenfalls eine netzentlastende Wirkung, welche vergleichbar mit der vorgeschlagenen Variante ist. Sollte das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie in der Fortschreibung des FEP zu dem Ergebnis kommen, dass eine Querverbindung der Alternative leichter umsetzbar ist, als die vorgeschlagene Variante, führt dies zur Bestätigung der Alternative.

**Bewertung**

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zu einem bedarfsgerecht ausgebauten Übertragungsnetz und damit auch zur Vermeidung von Engpassmanagement bei.

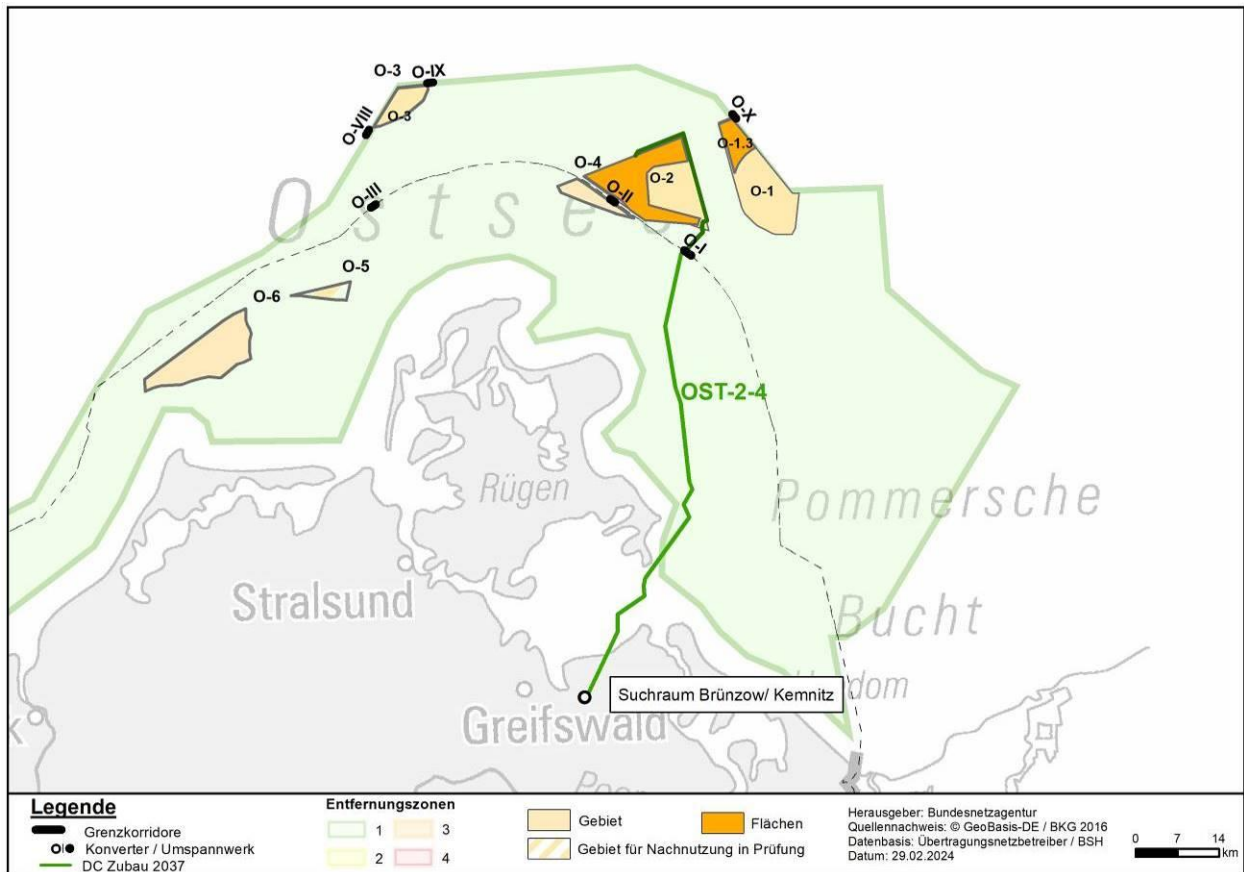
**Prüfungsergebnisse**

			<b>A 2037</b>	<b>B 2037</b>	<b>C 2037</b>
Überlastungsindex			- 1015 GWh	- 620 GWh	- 810 GWh
Leistungsfluss	Maximum		2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung	Maximum		100 %	100 %	100 %
			<b>A 2045</b>	<b>B 2045</b>	<b>C 2045</b>
Überlastungsindex			- 430 GWh	- 460 GWh	- 840 GWh
Leistungsfluss	Maximum		2000 MW	2000 MW	2000 MW
Auslastung	Maximum		100 %	100 %	100 %

**Auf einen Blick**

		M273_neu	M272_neu
<b>Wirksamkeit</b>		ja	ja
<b>Erforderlichkeit</b>		ja	ja
<b>NOVA</b>		A	A
<b>Trassenlänge</b>	<b>Bestand</b>	-	-
	<b>Ausbau</b>	ca. 30 km	ca. 30 km
<b>bestätigt</b>		ja	ja
<b>Vorhabenträger</b>		Amprion, TenneT TSO	Amprion, TenneT TSO

## Projekt OST-2-4



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Ostsee im Gebiet O-2 (Zone 1).

### M74: AC- oder HGÜ-Verbindung OST-2-4

Das Anbindungssystem OST-2-4 wird bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels DC-Technik mit einer Übertragungskapazität von voraussichtlich 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform im Gebiet O-2 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor O-I durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Brünzow/Kemnitz geführt werden.

Gemäß Vorentwurf des FEP 2024 wird auf der Fläche O-2.2 eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 1000 MW erwartet. Die Erschließung der Fläche O-2.2 soll durch das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem OST-2-4 mit 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen.

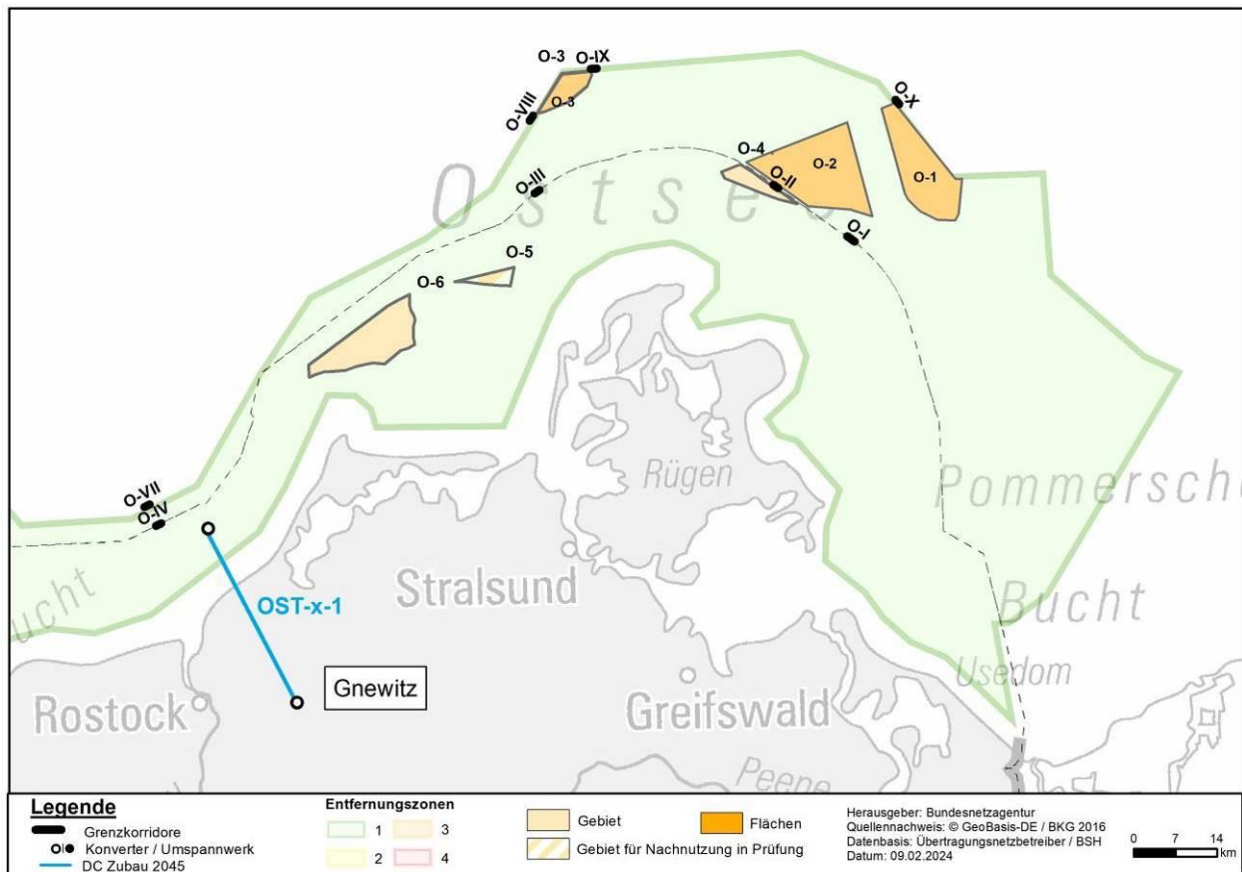
Die Konverterplattform OST-2-4 wurde im FEP 2023 mit einer Kapazität von 2000 MW festgelegt. Die primär anzubindende Fläche O-2.2 verfügt über eine zu installierende Leistung von 1000 MW, sodass freie Kapazität auf der Konverterplattform bzw. dem Anbindungssystem vorhanden ist. Weitere benachbarte Flächen, die für

eine Anbindung in Frage kämen, sind zumindest in der deutschen AWZ momentan nicht erkennbar. Nach Angaben des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers 50 Hertz Transmission kommen jedoch entweder die Anbindung einer Fläche aus dem Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns oder die Anbindung eines Offshore-Windparks einer benachbarten AWZ in Betracht.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 109 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2030
<b>Vorhabenträger</b>	50Hertz Transmission

## Projekt OST-x-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von noch festzulegenden Flächen für Offshore-Windparks in der Ostsee im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns.

### M274: AC- oder HGÜ-Verbindung OST-x-1

Das Anbindungssystem OST-x-1 wird unter Vorbehalt bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels AC-Technik mit einer Übertragungskapazität von voraussichtlich 300 MW realisiert werden.

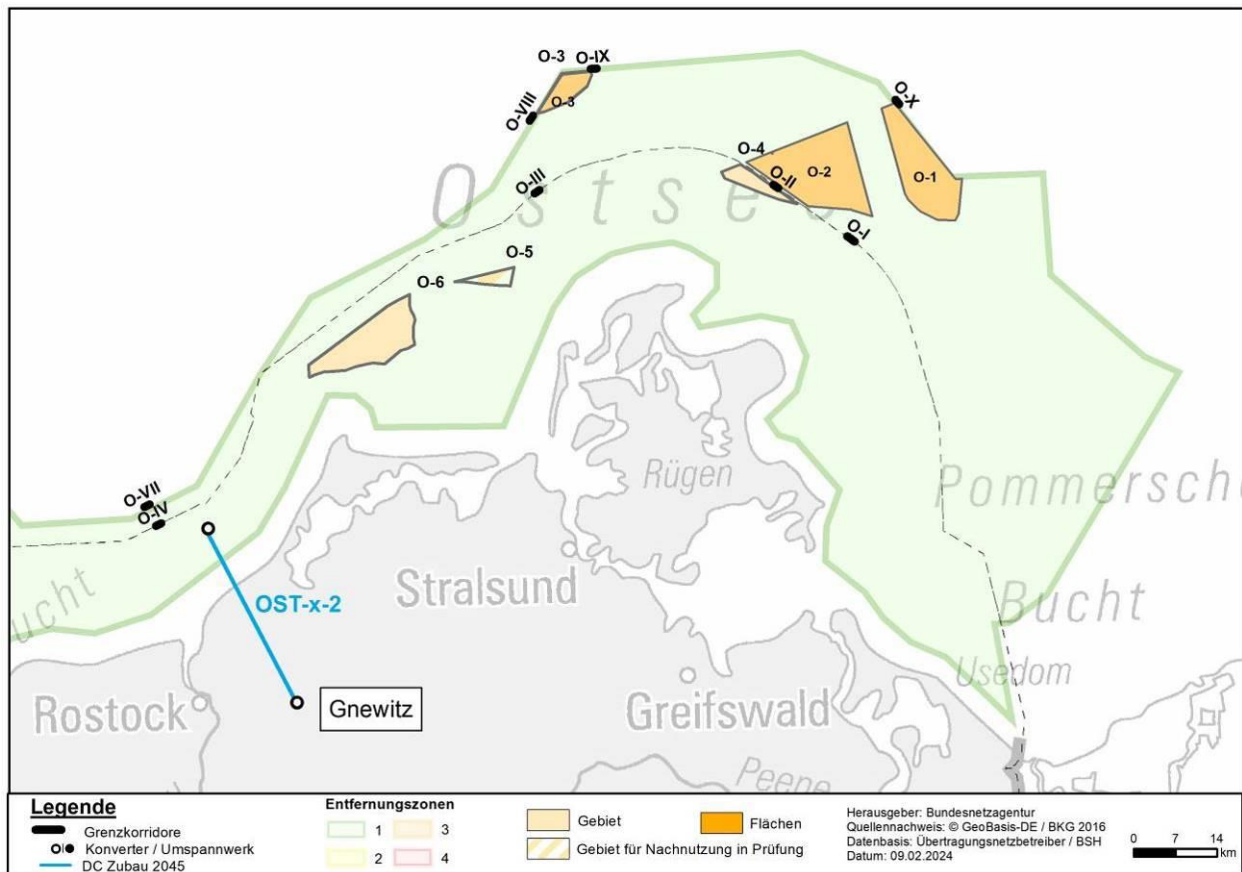
Ausgehend von der Konverterplattform im Küstenmeer soll die AC-Anbindung zum Netzverknüpfungspunkt Gnewitz geführt werden. Das aktuelle Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP M-V) legt hierfür bisher noch keine entsprechenden Flächen im Küstenmeer fest.

Die Beauftragung des Anbindungssystems OST-x-1 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des LEP M-V als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 45 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2039
<b>Vorhabenträger</b>	50Hertz Transmission

## Projekt OST-x-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung von noch festzulegenden Flächen für Offshore-Windparks in der Ostsee im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns.

### M275: AC- oder HGÜ-Verbindung OST-x-2

Das Anbindungssystem OST-x-2 wird unter Vorbehalt bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels AC-Technik mit einer Übertragungskapazität von voraussichtlich 300 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Converterplattform im Küstenmeer soll die AC-Anbindung zum Netzverknüpfungspunkt Gnewitz geführt werden. Das aktuelle Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP M-V) legt hierfür bisher noch keine entsprechenden Flächen im Küstenmeer fest.

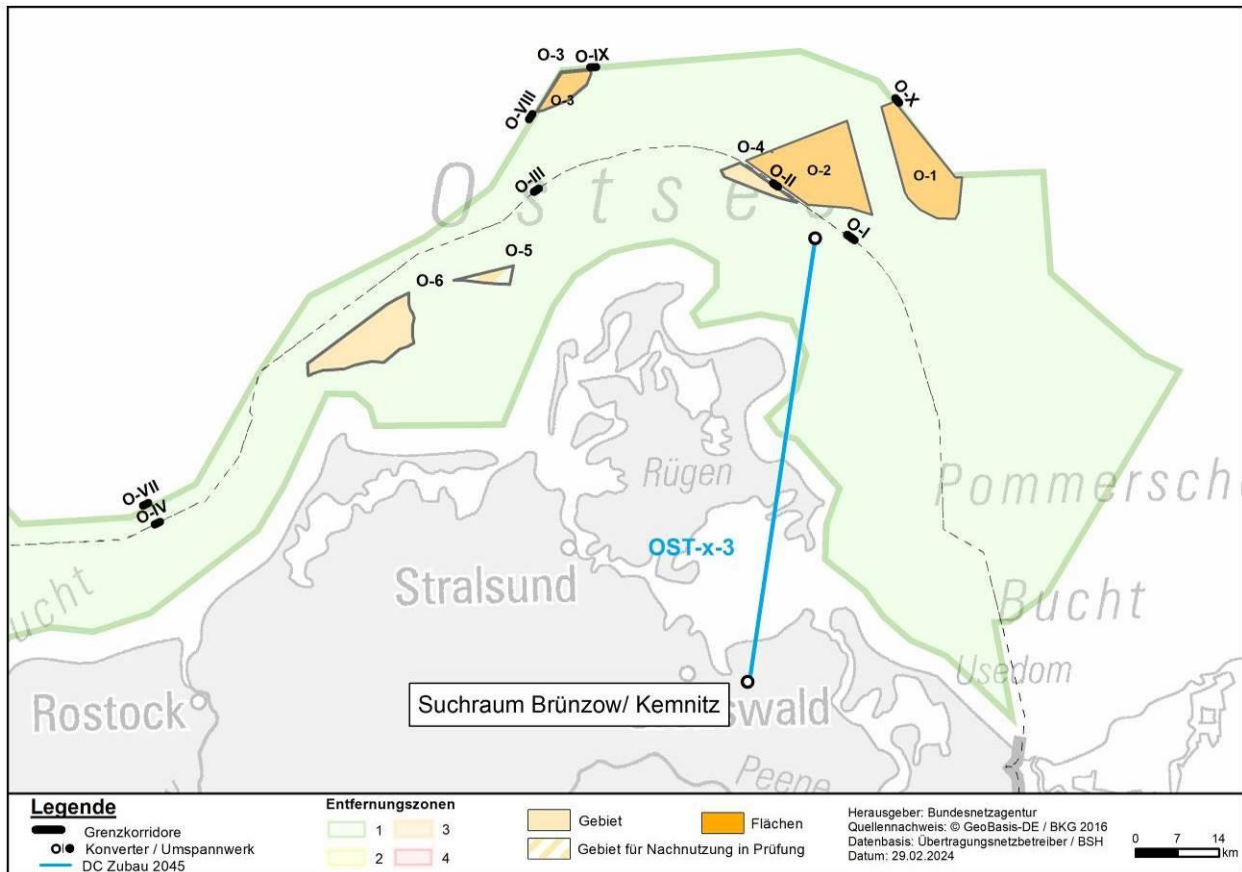
Die Beauftragung des Anbindungssystems OST-x-2 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des LEP M-V als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 45 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2039
<b>Vorhabenträger</b>	50Hertz Transmission



## Projekt OST-x-3



Ziel des Projekts ist die Anbindung von noch festzulegenden Flächen für Offshore-Windparks in der Ostsee im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns.

### M276: AC- oder HGÜ-Verbindung OST-x-3

Das Anbindungssystem OST-x-3 wird unter Vorbehalt bestätigt.

#### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels AC-Technik mit einer Übertragungskapazität von voraussichtlich 300 MW realisiert werden.

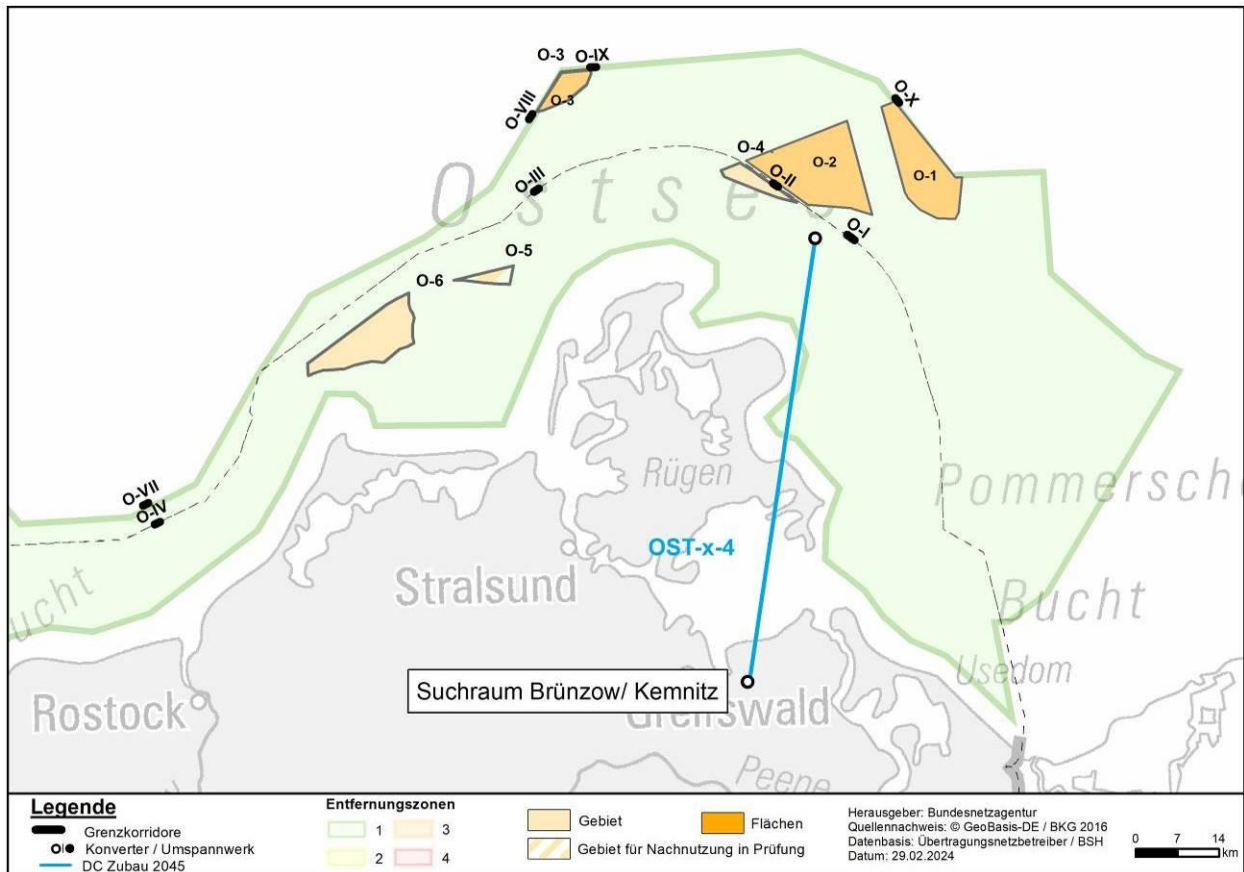
Ausgehend von der Konverterplattform im Küstenmeer soll die AC-Anbindung zum Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Brünzow/Kemnitz geführt werden. Das aktuelle Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP M-V) legt hierfür bisher noch keine entsprechenden Flächen im Küstenmeer fest.

Die Beauftragung des Anbindungssystems OST-x-3 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des LEP M-V als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 80 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2040
<b>Vorhabenträger</b>	50Hertz Transmission

## Projekt OST-x-4



Ziel des Projekts ist die Anbindung von noch festzulegenden Flächen für Offshore-Windparks in der Ostsee im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns.

### M277: AC- oder HGÜ-Verbindung OST-x-4

Das Anbindungssystem OST-x-4 wird unter Vorbehalt bestätigt.

### Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels AC-Technik mit einer Übertragungskapazität von voraussichtlich 300 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform im Küstenmeer soll die AC-Anbindung zum Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Brünzow/Kemnitz geführt werden. Das aktuelle Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern (LEP M-V) legt hierfür bisher noch keine entsprechenden Flächen im Küstenmeer fest.

Die Beauftragung des Anbindungssystems OST-x-4 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des LEP M-V als Flächen festgelegt werden. Bis zu einer solchen Festlegung gilt die Bestätigung vom landseitigen Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor.

### **Auf einen Blick**

<b>Trassenlänge</b>	ca. 80 km
<b>geplante Fertigstellung</b>	2040
<b>Vorhabenträger</b>	50Hertz Transmission

## V Kosten

Die Bestätigung des Netzentwicklungsplans nach § 12c Abs. 4 EnWG stellt eine gebührenpflichtige Amtshandlung dar (§ 91 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EnWG). Die Festsetzung der Gebührenhöhe erfolgt nach Maßgabe des Gebührenverzeichnisses der Energiewirtschaftskostenverordnung (EnWGKostV), die für die Bestätigung des Netzentwicklungsplans eine Festgebühr in Höhe von 1.000.000 € vorsieht (§ 2 EnWGKostV in Verbindung mit Nr. 14 der Anlage zu § 2 der EnWGKostV).

Die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber zu 1., 2., 3. und 4. aus Abschnitt I sind gemäß § 91 Abs. 6 S. 1 Nr. 2 EnWG Kostenschuldner, da auf ihren gemeinsamen Entwurf des Netzentwicklungsplans gemäß § 12b EnWG hin eine Verfügung der Regulierungsbehörde auf Grundlage von § 12c EnWG ergangen ist. Gemäß § 91 Abs. 6 S. 3 EnWG haften mehrere Kostenschuldner als Gesamtschuldner. Bei Vorliegen einer Gesamtschuld kann der Gläubiger die Leistung nach seinem Belieben von jedem der Schuldner ganz oder zu einem Teil fordern. Bis zur Bewirkung der ganzen Leistung bleiben sämtliche Schuldner verpflichtet. Die Bundesnetzagentur hat sich dazu entschieden, die Gebühr von allen Beteiligten zu gleichen Anteilen zu fordern. Dadurch ergibt sich ein von jeder Beteiligten zu zahlender Anteil in Höhe von:  $1.000.000 / 4 = 250.000$  €. Die Kontodaten zur für die Zahlung des Betrages sind der beigefügten Anlage zu entnehmen.

# Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von der oder dem Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Klaus Müller

Präsident

# Anhang

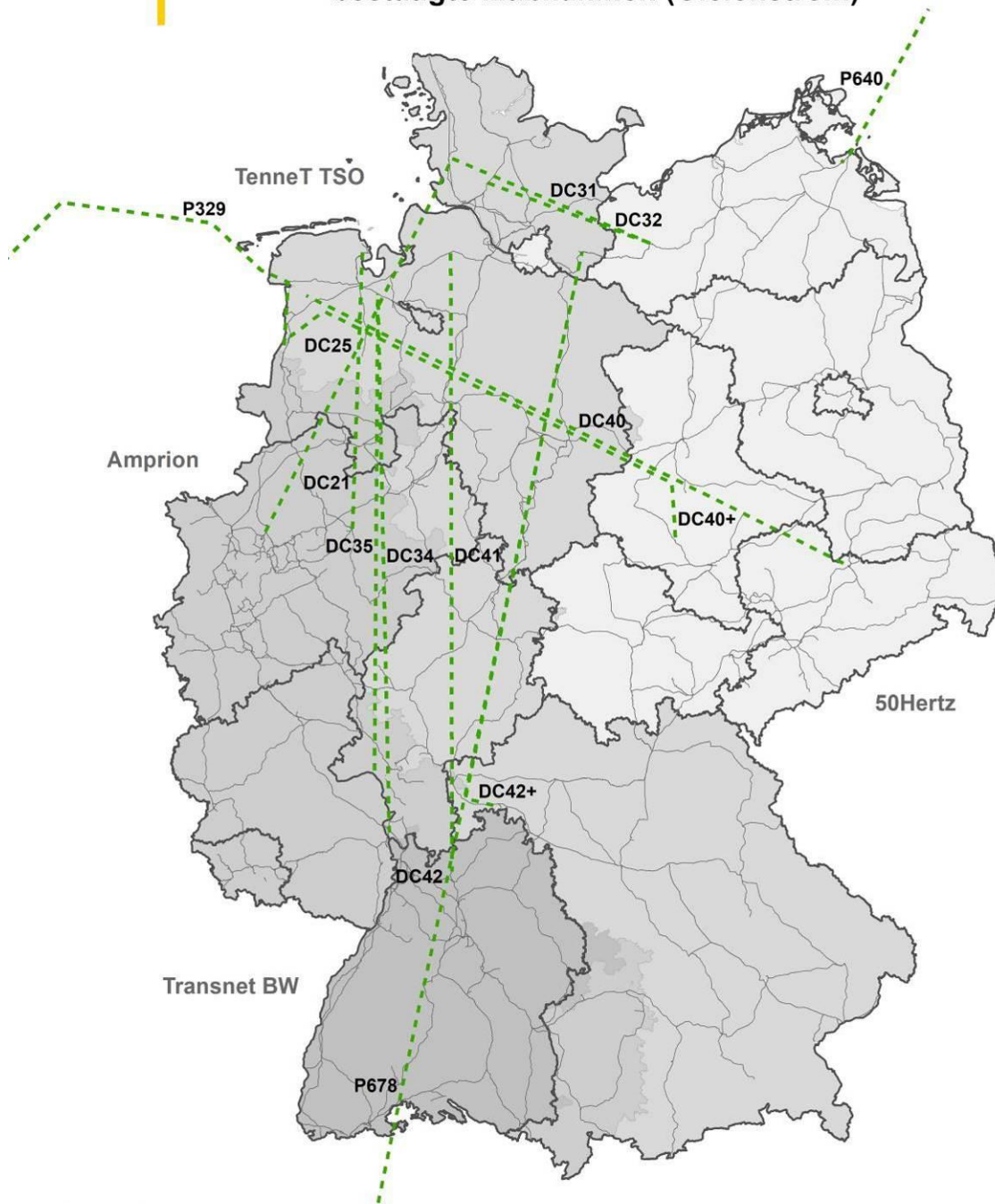
# Karten Übertragungsnetz





Bundesnetzagentur

### Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045: bestätigte Maßnahmen (Gleichstrom)



**Legende**

— Startnetz

Gleichstrom:

----- Neubau in neuer Trasse

———— Netzverstärkung in bestehender Trasse



Herausgeber: Bundesnetzagentur  
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016  
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber  
 Stand: 20.02.2024



Bundesnetzagentur

## Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045: bestätigte Maßnahmen (Wechselstrom)



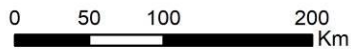
### Legende

— Startnetz

#### Wechselstrom:

..... Neubau in neuer Trasse

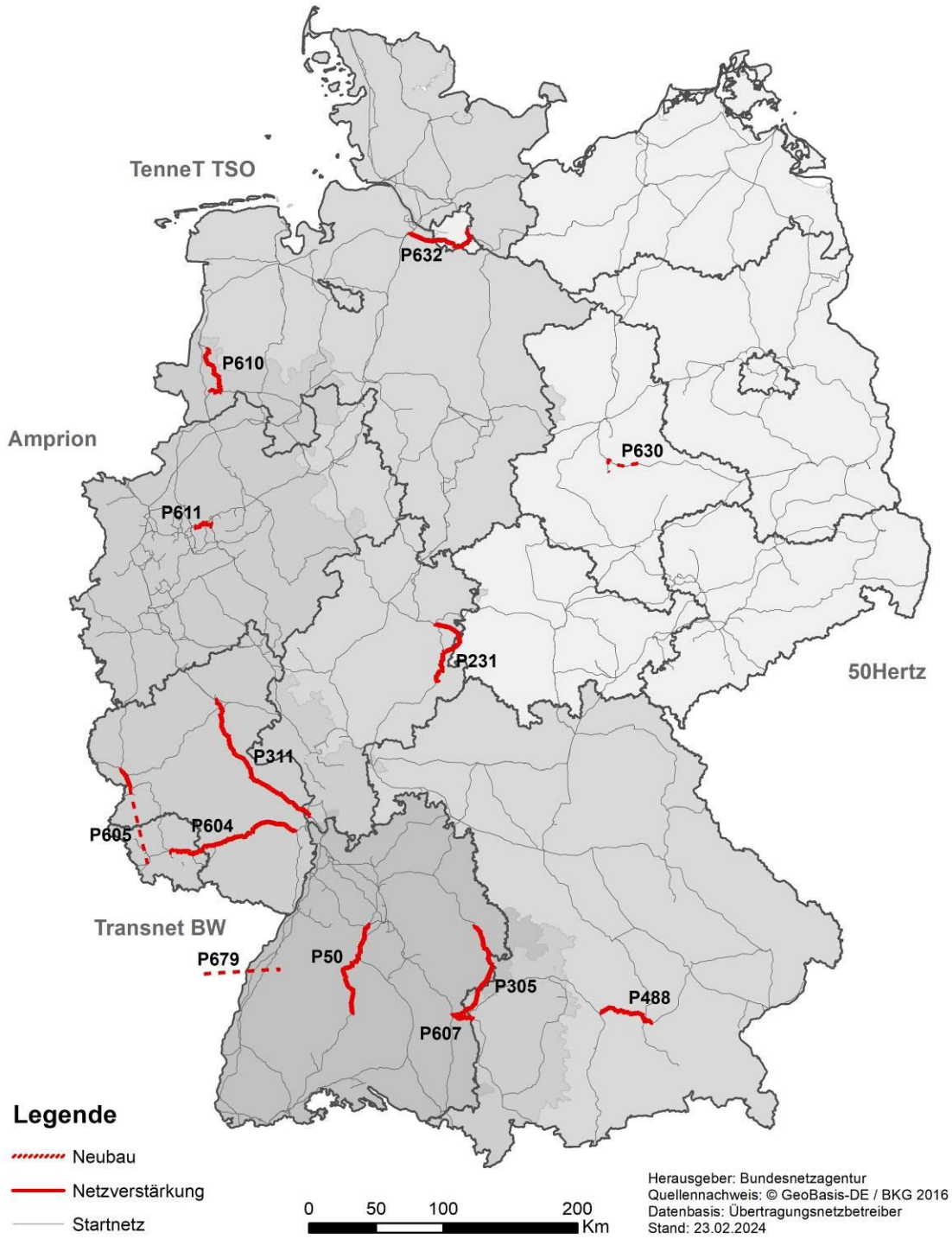
— Netzverstärkung in bestehender Trasse



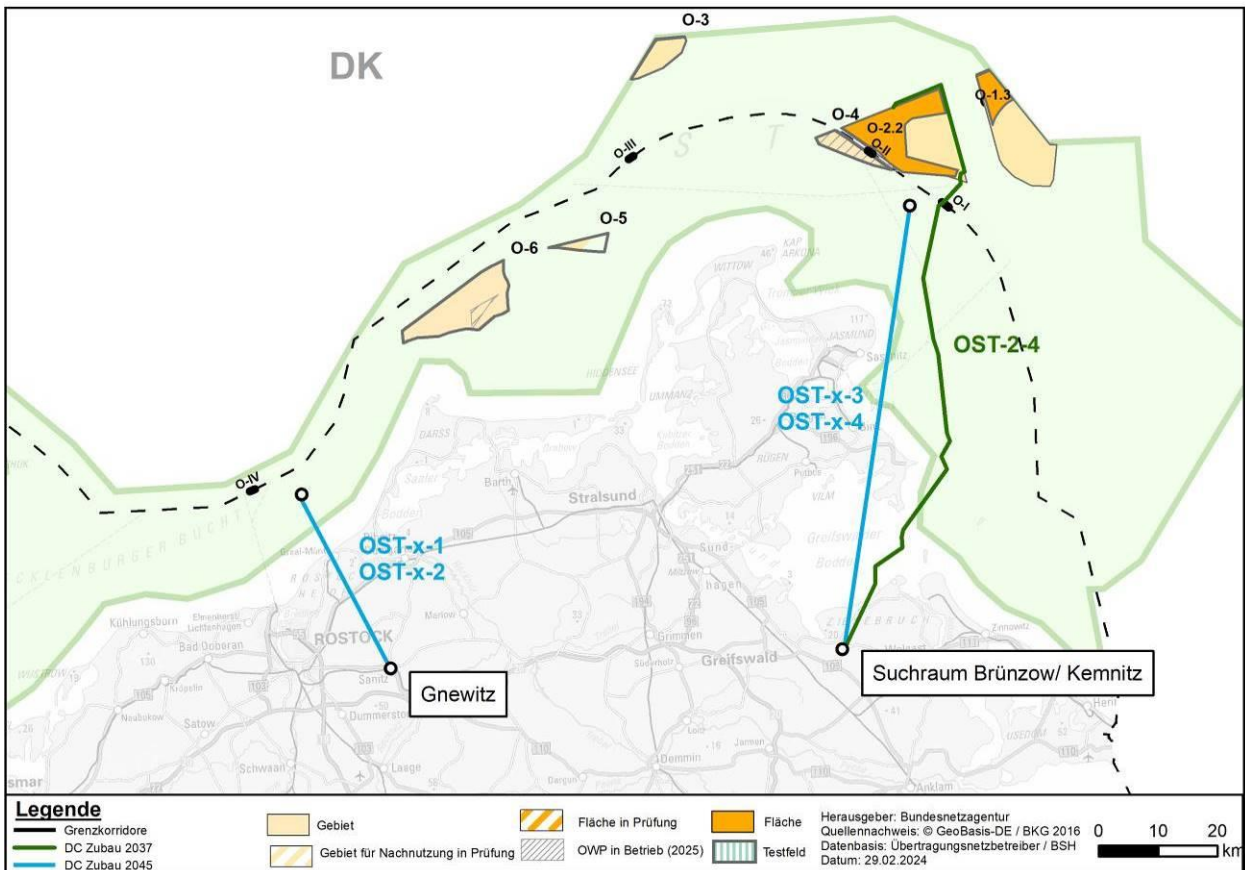
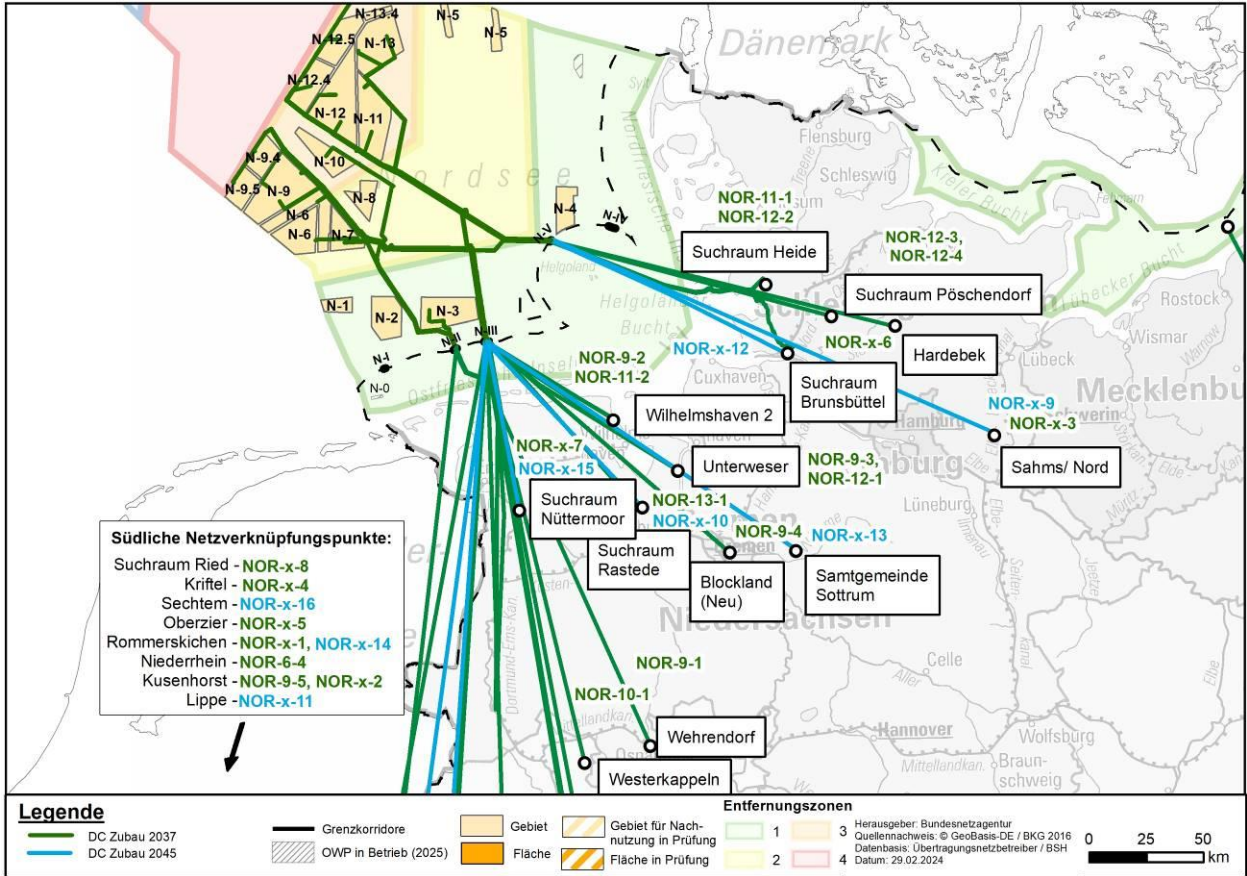
Herausgeber: Bundesnetzagentur  
 Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016  
 Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber  
 Stand: 20.02.2024



### Netzentwicklungsplan Strom 2023 - 2037/2045: nicht bestätigte Maßnahmen



# Karten Offshore



# Statistik

## Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045, Kilometer Übertragungsnetz

	zweiter Entwurf	davon bestätigt	davon <u>nicht</u> bestätigt	zum Vergleich: Bundesbedarfsplan
AC-Neubau	1750	1600	150	350
DC-Neubau	5000	5000	0	1450
AC-Interkonnektoren	0	0	0	0
DC-Interkonnektoren	550	500	50	0
AC-Netzverstärkung	6350	5600	750	3050
<b>gesamt</b>	<b>13650</b>	<b>12700</b>	<b>950</b>	<b>4850</b>





# Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current, Wechselstrom bzw. Drehstrom
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CBA	Cost benefit analysis
CEP	Clean Energy Package
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DC	direct current, Gleichstrom
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien)
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European association for the cooperation of transmission system operators for electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FBMC	Flow-Based-Market-Coupling
FEP	Flächenentwicklungsplan
FLM	Freileitungsmonitoring
GVar	Gigavar („voltampère réactif“), Einheit für Blindleistung
GW	Gigawatt

GWh	Gigawattstunde
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HTL	Hochtemperaturleiterseile (sowohl konventionelle Hochtemperaturleiterseile als auch HTLS-Leiterseile)
HTLS	High Temperature Low Sag
Hz	Hertz
IBN	Inbetriebnahme
KNA	Kosten-Nutzen-Analyse
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
kV	Kilovolt
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LROP	Landes-Raumordnungsprogramm Niedersachsen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfall
NOVA	Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau
NTC	Net Transfer Capacity, Transferkapazitäten zwischen zwei Staaten
PCI	Projects of Common Interest

RoCoF	Rate of Change of Frequency
PV	Photovoltaik
PST	Phasenschiebertransformator
SEW	Social economic welfare
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan, Netzentwicklungsplan des Verbunds der europäischen Übertragungsnetzbetreiber
UVPG	Umweltverträglichkeitsprüfung
UW	Umspannwerk
WAFB	witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz



# Impressum

## **Herausgeber**

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

## **Stand**




März 2024

## **Text**

Referat 624



**bundesnetzagentur.de**

-  [x.com/BNetzA](https://x.com/BNetzA)
-  [social.bund.de/@bnetza](https://social.bund.de/@bnetza)
-  [youtube.com/BNetzA](https://youtube.com/BNetzA)