



Bundesnetzagentur

NETZAUSBAU

Bedarfsermittlung 2021-2035

Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom



JANUAR 2022

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

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

www.netzausbau.de

Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau

Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau

Abonnieren Sie den netzausbau.de/newsletter

Januar 2022

Bedarfsermittlung 2021-2035

Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für das Zieljahr 2035

Januar 2022



Bundesnetzagentur

Bestätigung

Az.: 4.14.01.02/001#3

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 gemäß § 12c Abs. 4 Satz 1 und Abs. 1 Satz 1
i. V. m. § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG

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 Jochen Homann,

am 14.01.2022

den Netzentwicklungsplan 2021-2035 auf Grundlage der Fassung des zweiten Entwurfs vom 26.04.2021 wie
folgt bestätigt:

1. Die nachfolgenden Maßnahmen werden als erforderlich bestätigt:

Projekt	Maßnahme	Bezeichnung
DC1a	DC1a	Emden/Ost – Osterath
DC20	DC20	Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/ Holthusen/Schossin –Isar
DC21	DC21b	Wilhelmshaven 2 – Region Hamm
DC25	DC25	Heide/West – Polsum
DC31	DC31	Suchraum Heide – Gemeinden Klein Rogahn/ Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin
DC34	DC34	Suchraum Rastede – Bürstadt
P22	M80	Elsfleth/West – Ganderkesee (über Niedervieland)
P22	M82	Conneforde – Unterweser
P23	M20	Dollern – Alfstedt – Farge - Elsfleth/West
P24	M71TR1	380/220 kV-Transformator Sottrum
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel
P26	M76	Büttel – Wilster/West
P26	M89	Wilster/West – Stade/West
P33	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt/Ost – Gleidingen/Hallendorf
P37	M25a	Vieselbach – Landesgrenze TH/HE
P37	M25b	Landesgrenze TH/HE – Mecklar
P43	M74a	Mecklar – Dipperz
P43	M74b	Dipperz – Bergrheinfeld/West
P51	M37	Großgartach – Endersbach
P52	M94b	Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)
P53	M54	Raitersaich/West – Ludersheim
P53	M350	Ludersheim - Sittling - Suchraum Stadt Rottenburg/ Gemeinde Neufahrn – Altheim
P72	M49	Lübeck/West – Siems
P72	M351	Abzweig Göhl
P84	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost
P84	M368mod	Hamburg/Ost – Suchraum der Gemeinden Talkau/ Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen
P90		Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der TransnetBW GmbH
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze (AT)
P112	M212	Abzweig Pirach
P113	M777	Krümmel – Lüneburg – Stadorf
P113	M778	Stadorf – Wahle

P116	M206	Dollern – Samtgemeinde Sottrum – Mehringen – Punkt Landesbergen (Steyerberg)
P116	M494	Punkt Landesbergen (Steyerberg) – Ovenstädt
P119	M90	Conneforde – Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Elsfleth/West mit Anschluss Huntorf
P119	M535	Elsfleth/West – Blockland (neu) – Samtgemeinde Sottrum
P124	M209a	Wolmirstedt – Klostermansfeld
P124	M209b	Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt
P133	M253	Borken – Gießen/Nord
P135	M255	Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen
P150	M352a	Schraplau/Obhausen – Wolframshausen
P150	M463	Wolframshausen – Vieselbach
P159	M62	Bürstadt – BASF
P161	M91	Großkrotzenburg – Urberach
P170	M380	Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze (FR)
P175	M385	Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden
P175	M466	Wilhelmshaven 2 – Conneforde
P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze (FR)
P200	M425	Oberzier - Punkt Blatzheim
P204	M430	Tiengen - Bundesgrenze (CH)
P206	M417	Herbertingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/Tiengen
P211	M434	Gießen/Nord – Karben
P212	M797	Landesbergen – Grohnde
P212	M435	Grohnde – Vörden – Würgassen
P212	M472	Würgassen – Sandershausen/Ost – Bergshausen
P212	M473	Bergshausen – Borken
P215	M454	Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow
P216	M523	Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk
P221	M461a	DC-Kabel Hansa PowerBridge 2
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen
P223	M462a	Güstrow – Wessin – Görries – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen – Krümmel
P225	M464a	Altheim – Isar

P227	M468	Lübeck/West – Krümmel
P228	M469a	Landesbergen – Lehrte/Lahe – Mehrum/Nord
P228	M799	Mehrum/Nord – Kreuzung Wahle-Lamspringe
P228	M800	Kreuzung Wahle-Lamspringe – Gleidingen/Hallendorf
P252	M534a	(Marzahn –) Punkt Biesdorf/Süd – Wuhlheide
P302	M511	Höpfingen – Hüffenhardt
P313	M488	Interkonnektor Deutschland – Belgien
P314	M489	Phasenschiebertransformatoren in Ensdorf
P315	M491	Hanekenfähr – Gronau
P327	M522	Leistungsflusssteuerndes Betriebsmittel in der Region Siegerland
P328	M534	Fedderwarden – Großbritannien
P353	M532	Querregeltransformatoren (PST) in Twistetal
P359	M571	Stendal/West – Wolmirstedt
P360		Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH
P365	M583	Netzbooster Pilotanlagen Audorf/Süd und Ottenhofen
P367	M714	Emden/Ost – Grenze DE/NL (Eemshaven)
P367	M716	Phasenschiebertransformator in Emden/Ost
P371	M773	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bergrheinfeld/West
P371	M774	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Großkrotzenburg
P371	M789	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Borken
P371	M791	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Karben
P371	M792	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mecklar
P371	M793	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Dollern
P371	M794	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Diele
P371	M795	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Conneforde
P371	M796	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mehrum/Nord
P400		Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der TenneT TSO GmbH
P402	M602	Westerkappeln – Gersteinwerk
P403	M603	Hattingen – Linde
P406	M606	Aach – Bofferdange
P408	M621	Eiberg – Bochum
P408	M622	Bochum – Hattingen
P408	M744	Emscherbruch – Bochum/Eiberg
P410	M624	Phasenschiebertransformatoren in Enniger

P412		Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der Amprion GmbH
P421	M702	Einführung UW Trossingen
P428	M700	UW Kühmoos
P430	M646	Netzbooster Pilotanlage Kupferzell
P450	M678	Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West
P450	M786	Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd
P451	M681	Graustein – Bärwalde
P462	M689	Netzerweiterung im Raum Aachen
P464	M691	Netzerweiterung im Saarland
P500	M737	Aschaffenburg – Urberach
P501	M740	Gersteinwerk – Lippe – Mengede
P502	M741	Walsum – Beeck
P504	M743	Sechtem – Weißenthurm
P505	M754	Bauler – Bundesgrenze (LU)
P528	M750	Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels – 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
P550	M782	Netzoptimierung Conneforde – Garrel/Ost
P550	M782TR	380/220 kV-Transformatoren Garrel/Ost

2. Die nachfolgenden Offshore-Anbindungssysteme werden einschließlich des geplanten Zeitpunkts ihrer Fertigstellung und ihres landseitigen Netzverknüpfungspunkts als erforderlich bestätigt:

Anbindungssystem	geplantes Jahr der Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt
OST-1-4	2026	Suchraum Brünzow/Kemnitz/ Lubmin
NOR-7-2	2027	Büttel
NOR-3-2	2028	Hanekenfähr
NOR-6-3	2029	Hanekenfähr
NOR-9-1	2029	Unterweser
NOR-9-2	2030	Wilhelmshaven 2
NOR-10-1	2030	Unterweser
OST-2-4	2030	Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz
NOR-12-1	2031	Wehrendorf
NOR-12-2	2032	Suchraum Heide
NOR-11-1	2033	Westerkappeln
NOR-11-2	2034	Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede
NOR-13-1	2035	Suchraum Zensenbusch
NOR-x-1	2035	Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede
NOR-x-2	2036	Rommerskirchen
NOR-x-3	2037	Suchraum Heide
NOR-x-4	2038	Oberzier
NOR-x-5	2039	Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede
OST-T-1 (Testfeldanbindung)	-	Suchraum Gemeinden Broderstorf/Dummerstorf/ Papendorf/Roggentin/Rostock

Die Beauftragung der Offshore-Anbindungssysteme mit einer geplanten Fertigstellung nach 2035 sowie des Offshore-Anbindungssystems OST-2-4 stehen unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch die entsprechenden Anbindungssysteme erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

Das Anbindungssystem OST-T-1 wird unter dem Vorbehalt bestätigt, dass in der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans die konkrete Ausgestaltung des Testfelds, welches durch die Anbindung erschlossen werden soll, festgelegt wird.

Die Bundesnetzagentur behält sich vor, die Fertigstellungszeitpunkte von Anbindungssystemen anzupassen, sollten die gesetzlichen Grundlagen für den Ausbau der Windenergie auf See verändert werden.

3. Die nachfolgenden Maßnahmen werden nicht bestätigt:

Projekt	Maßnahme	Bezeichnung
P20	M69	Emden/Ost – Halbmond
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)
P306	M518	Großgartach – Pulverdingen
P330	M550	Punkt Rittershausen – Höpfingen
P355	M599	Neuenhagen – Heinersdorf – Eisenhüttenstadt – Preilack
P366	M433	Großkrotzenburg
P414	M414	hybride
P461	M688	Netzerweiterung der Anlage Paffendorf
P503	M742	Niederrhein – Walsum
P509	M784	Limburg – Eschborn – Kriftel
P510	M787	Dezentrale Netzbooster-Pilotanlagen in der Region Bayerisch-Schwaben

4. Die Bundesnetzagentur bestimmt gemäß § 12c Abs. 8 Satz 7 EnWG als Vorhabenträger für das Projekt DC31 die 50Hertz Transmission GmbH und die TenneT TSO GmbH als gemeinsame Vorhabenträger; für das Projekt NOR-12-2 ist die 50Hertz Transmission GmbH Vorhabenträger und für das Projekt NOR-x-3 ist die TenneT TSO GmbH Vorhabenträger.
5. Bei den sonstigen neuen Gleichstromvorhaben verweist die Bundesnetzagentur auf die gesetzliche Vorhabenträgerschaft gemäß § 12c Absatz 8 Satz 5 und 6 EnWG. Hinsichtlich der Wechselstrommaßnahmen und der sonstigen Maßnahmen macht die Bundesnetzagentur von ihrem gesetzlich eingeräumten Ermessen, einen Vorhabenträger zu benennen, keinen Gebrauch; die gemeinsamen Angaben der Übertragungsnetzbetreiber in den Steckbriefen des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans erscheinen insoweit sachgerecht.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	10
I SACHVERHALT.....	15
A Verfahren.....	16
B Grundlagen des Prüfprozesses.....	18
1. Szenariorahmen.....	18
2. Berücksichtigung der bisherigen CO ₂ -Minderungsziele.....	20
3. Pfad zur Klimaneutralität.....	21
4. Regionalisierung.....	24
4.1 Regionalisierung der Erzeugung.....	24
4.2 Regionalisierung der Last.....	25
5. Marktmodellierung.....	26
6. Netzberechnung und -planung.....	29
6.1 Netzbezogene Begriffe und ihre Bedeutung.....	30
6.1.1 Startnetz.....	30
6.1.2 Zubaunetz und Zielnetz.....	34
6.1.3 BBP-Netz.....	34
6.1.4 Kraftwerksanschlussleitungen.....	34
6.2 Planungsgrundsätze und Vorgehensweise in der Netzmodellierung.....	34
6.2.1 (n-1)-Sicherheit.....	34
6.2.2 Lastflusssteuernde Maßnahmen.....	34
6.2.3 NOVA-Prinzip.....	35
6.2.4 Engpassfreiheit und Redispatch.....	36
7. Praktische Umsetzung und Prüfung.....	37
7.1 Prüfung der Regionalisierung und Marktmodellierung.....	38
7.2 Überlastungsindizes.....	39
7.3 Wirksamkeitskriterium.....	40
7.4 Erforderlichkeitskriterium.....	41
7.5 Prüfung von Streckenmaßnahmen des Bundesbedarfsplans.....	41
7.6 Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen.....	42
7.7 Prüfung weiteren HGÜ-Ausbaus.....	43
7.8 Prüfung von Interkonnektoren.....	46
7.9 Prüfung von Offshore-Anbindungssystemen.....	48
7.10 Prüfung von Punktmaßnahmen.....	51
7.11 Prüfung von Netzbooster-Pilotanlagen.....	52
C Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung.....	54
II RECHTLICHE WÜRDIGUNG.....	55
A Ermächtigungsgrundlage und formelle Voraussetzungen der Bestätigung.....	56
B Materielle Voraussetzungen der Bestätigung.....	57
1. Geeignetheit der verwendeten Modellierungen.....	57
2. Berücksichtigung des gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans.....	58
3. Abwägung anderweitiger Planungsmöglichkeiten.....	58

4.	Angaben zu Pilotprojekten und neuen Technologien	59
5.	Bedarf im landseitigen Übertragungsnetz.....	60
5.1	Prüfung von Maßnahmen anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse	61
5.2	Blindleistungskompensation	68
5.3	Momentanreserve	73
5.4	Einzelmaßnahmen.....	80
DC1a:	Ausnutzung inhärenter Reserven der HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen	80
DC20:	HGÜ-Verbindung Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/ Holthusen/Schossin – Isar..	82
DC21:	HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen	85
DC25:	HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen	88
DC31:	HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern.....	92
DC34:	HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen	97
P20:	Netzausbau zwischen Emden und Halbmond	102
P22:	Netzoptimierung und -verstärkung Conneforde – Unterweser und Elsfleth/West – Ganderkesee.....	105
P23:	Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West	108
P24:	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Stade, Dollern und Landesbergen	110
P26:	Netzverstärkung zwischen Brunsbüttel, Büttel, Wilster/West und Stade/West	111
P33:	Netzverstärkung zwischen Wolmirstedt und Gleidingen/Hallendorf	113
P37:	Netzverstärkung und -ausbau Mecklar – Vieselbach.....	116
P43:	Netzverstärkung Mecklar – Dipperz und Netzausbau Dipperz – Bergheinfeld/West	118
P51:	Netzverstärkung im Mittleren Neckarraum.....	121
P52:	Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg.....	123
P53:	Netzverstärkung und -ausbau Raitersaich/West – Ludersheim –Sittling – Altheim	126
P72:	Netzverstärkung und -ausbau an der Ostküste Schleswig-Holsteins (Ostküstenleitung).....	129
P74:	Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben.....	137
P84:	Netzverstärkung und -ausbau Hamburg/Nord – Suchraum Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen	140
P90:	Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der TransnetBW GmbH	144
P112:	Netzausbau Pirach – Pleinting – St. Peter.....	146
P113:	Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle.....	148
P116:	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern und Ovenstädt.....	152
P119:	Netzverstärkung und -ausbau zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Sottrum	155
P124:	Netzverstärkung: Wolmirstedt – Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt.....	158
P133:	Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord	161
P135:	Netzverstärkung zwischen Ovenstädt und Bechterdissen.....	163
P150:	Netzverstärkung und -ausbau Schraplau/Obhausen – Vieselbach.....	165
P159:	Netzverstärkung Bürstadt – BASF	167
P161:	Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt	169
P170:	Netzverstärkung Uchtelfangen – Ensdorf – Vigy	171

P175: Netzausbau und -verstärkung: Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden – Conneforde.....	173
P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich.....	176
P200: Oberzier – Punkt Blatzheim	178
P204: 380 kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau (CH).....	180
P206: Hochrhein	182
P211: Netzverstärkung zwischen Gießen/Nord und Karben	185
P212: Netzverstärkung Landesbergen – Grohnde – Würgassen – Bergshausen – Borken.....	187
P215: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow.....	189
P216: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/ Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk	192
P221: DC-Netzausbau: 2. Ausbaustufe Hansa PowerBridge (HPB II).....	194
P222: Netzverstärkung Oberbachern – Ottenhofen.....	196
P223: Netzverstärkung Güstrow – Wessin – Görries – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen – Krümmel	198
P225: Netzverstärkung Altheim – Isar.....	201
P227: Netzausbau Lübeck/West – Krümmel	204
P228: Netzverstärkung Landesbergen – Gleidingen/Hallendorf.....	207
P252: Netzverstärkung Marzahn – Wuhlheide.....	210
P302: Netzverstärkung zwischen Höpfingen und Hüffenhardt	212
P313: Zweiter Interkonnektor Deutschland – Belgien.....	215
P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy	217
P315: Netzausbau Hanekenfähr – Gronau	218
P327: Leistungsflusssteuerung in der Region Siegerland.....	220
P328: DC-Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnektors zwischen Deutschland und Großbritannien (NeuConnect)	221
P353: Querregeltransformatoren (PST) in Twistetal	223
P359: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Stendal/West und Wolmirstedt	224
P360: Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH	226
P365/P430: Netzbooster-Pilotanlagen	227
P366: Umstrukturierung Großraum Frankfurt.....	231
P367: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden	232
P371: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in der Regelzone der TenneT TSO GmbH	234
P400: Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der TenneT TSO GmbH.....	239
P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk	240
P403: Netzverstärkung Hattingen – Linde	243
P406: Netzverstärkung Aach – Bofferdange	245
P408: Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet	247
P410: Phasenschiebertransformatoren in Enniger	249
P412: Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der Amprion GmbH.....	250

P414: hybride - Elektrolyse	251
P421: Netzverstärkung Trossingen	253
P428: Netzverstärkung 380 kV-Schaltanlage Kühmoos	254
P450: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West	255
P451: Netzverstärkung Graustein – Bärwalde	258
P462: Netzerweiterung im Raum Aachen	260
P464: Netzerweiterung im Saarland	262
P500: Netzverstärkung und -ausbau Somborn – Aschaffenburg – Urberach	264
P501: Netzverstärkung Gersteinwerk – Lippe – Mengede	267
P502: Netzverstärkung Walsum – Beeck	269
P504: Netzverstärkung Sechtem – Weißenthurm	271
P505: Netzverstärkung Bauler – Bundesgrenze (LU)	273
P510: Netzbooster-Pilotanlagen	275
P528: Netzverstärkung Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels – Pulgar	278
P531: Netzausbau und -verstärkung Berlin	280
P532: Netzverstärkung Umspannwerk Streumen	282
P550: Netzoptimierung zwischen Conneforde und dem Landkreis Cloppenburg	283
6. Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen	285
6.1 Ermittlung des Ausbaubedarfs	285
6.2 Offshore-Konsultationsthemen	288
6.3 Netzverknüpfungspunkte und Realisierungsreihenfolge	290
6.4 Steckbriefe der Nordsee-Anbindungssysteme	297
Projekt NOR-3-2	298
Projekt NOR-6-3	300
Projekt NOR-7-2	302
Projekt NOR-9-1	304
Projekt NOR-9-2	306
Projekt NOR-10-1	308
Projekt NOR-11-1	310
Projekt NOR-11-2	312
Projekt NOR-12-1	314
Projekt NOR-12-2	316
Projekt NOR-13-1	318
Projekt NOR-x-1	320
Projekt NOR-x-2	322
Projekt NOR-x-3	324
Projekt NOR-x-4	326
Projekt NOR-x-5	328
6.5 Steckbriefe der Ostsee-Anbindungssysteme	330
Projekt OST-1-4	330
Projekt OST-2-4	332

Projekt OST-T-1	334
C Kosten.....	336
Rechtsmittelbelehrung	337
Anhang	339
Karten Übertragungsnetz.....	339
Karten Offshore-Anbindungen	343
Statistik.....	345
Abkürzungsverzeichnis.....	346

I Sachverhalt

A Verfahren

Der erste Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern am 29.01.2021 veröffentlicht und zur Konsultation gestellt. Den anschließend von ihnen überarbeiteten zweiten Entwurf hat die Bundesnetzagentur am 26.04.2021 erhalten und seitdem geprüft.

Die Bundesnetzagentur beteiligte die Behörden, deren Aufgabenbereich berührt wird, und die Öffentlichkeit gemäß § 12c EnWG in Verbindung mit den Bestimmungen der §§ 14h f. des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP). Gegenstand der Beteiligung waren der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 und der Entwurf des Umweltberichts (§ 12c Abs. 3 S. 3 EnWG).

Für die zweite Konsultationsrunde stellte die Bundesnetzagentur der Öffentlichkeit und allen Beteiligten – neben dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans – ein Konsultationsdokument mit ihren vorläufigen Prüfungsergebnissen zum Netzentwicklungsplans 2021-2035 zur Verfügung. Es sollte der Öffentlichkeit helfen, den komplexen Prozess der Erstellung und Genehmigung des Plans und die Einschätzung der einzelnen Maßnahmen besser nachzuvollziehen. Die Prüfung und mögliche Ergänzungen der Übertragungsnetzbetreiber während oder aufgrund der Konsultation flossen zusammen mit den Inhalten und Erkenntnissen aus den Stellungnahmen in die abschließende Beurteilung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 ein.

Im Netzentwicklungsplan wird bestätigt, welche wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes im Jahr 2035 für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Bei den einzelnen Streckenmaßnahmen bezieht sich diese Bestätigung immer auf konkrete Netzverknüpfungspunkte. Anfangs- und Endpunkt einer Leitung stehen damit fest. Konkrete Trassenverläufe oder konkrete Standorte für Nebenanlagen wie Konverter oder neue Umspann- oder Schaltanlagen sind damit nicht vorweggenommen. Über diese Fragen wird in den nachfolgenden Fachplanungsverfahren entschieden. Ebenfalls nicht vorgegriffen wird der Klärung von Fragen der späteren baulichen Ausführung einer Leitung oder der Bündelung von Infrastrukturen. Auch darüber wird erst in den nachfolgenden Fachplanungsverfahren entschieden.

Die vorläufigen Prüfungsergebnisse der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan 2021-2035 und der Entwurf des Umweltberichts sowie der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 wurden vom 09.08.2021 bis zum 20.09.2021 am Sitz der Bundesnetzagentur (Tulpenfeld 4, 53111 Bonn) ausgelegt und auf der Internetseite www.netzausbau.de veröffentlicht. Behörden und Öffentlichkeit konnten sich zu den Entwürfen der Netzentwicklungspläne und des Umweltberichts bis zum 20.10.2021 äußern.

Insgesamt gingen 299 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 (www.netzausbau.de/2021-2035-archiv) veröffentlicht 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 einige Projekte nachgereicht, welche ebenfalls durch die Bundesnetzagentur geprüft wurden. Es handelt sich hierbei um die Projekte P24 und P421 sowie die Offshore-Anbindung OST-2-4. Zurückgezogen aus der Prüfung im Netzentwicklungsplan haben die Übertragungsnetzbetreiber während des Verfahrens die Projekte P358 und P429.

Mit E-Mail vom 10.01.2022 gab die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern Gelegenheit, sich zum Entscheidungstenor der beabsichtigten Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 bis zum 12.01.2022 zu äußern. Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen die Gelegenheit mit Stellungnahmen vom 12.01.2022 wahr, welche die Bundesnetzagentur im Rahmen der Bestätigung berücksichtigte.

B Grundlagen des Prüfprozesses

Der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz wird im Wege eines mehrstufigen Prozesses ermittelt, der sich in regelmäßigen Abständen wiederholt. Der NEP Strom 2021-2035 legt fest, welcher Netzausbau bis zum Jahr 2035 erforderlich ist, um dem Ausstieg aus der Kohle- und der Kernenergie, der Umstellung auf erneuerbare Energien und der Stärkung des europäischen Strommarkts Rechnung zu tragen.

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 2021-2035 maßgeblichen Szenariorahmen 2021-2035 hat die Bundesnetzagentur am 26.06.2020 genehmigt. Er enthält insgesamt vier Szenarien. Drei Szenarien beschreiben Entwicklungspfade bis zum Jahr 2035 und ein Szenario bis zum Jahr 2040.

Die einzelnen Szenarien enthalten unterschiedliche Annahmen, wie stark und wie schnell sich die Energiewirtschaft verändert. Diese Veränderung wird mit zwei Dimensionen beschrieben. Die eine Dimension ist das Maß der Sektorenkopplung, die andere Dimension das Maß an Netzorientierung der Akteure und der genutzten Technologien im Stromsektor.

Die Sektorenkopplung verbindet u.a. die Bereiche Strom, Mobilität, Wärme und Gas sowie industrielle Anwendungen (z. B. in der Chemie oder Stahlerzeugung). Sie dient nicht etwa einer vollständigen Elektrifizierung aller Wirtschaftsbereiche, sondern der möglichst weitgehenden Dekarbonisierung, indem die erneuerbaren Energien über den Stromsektor hinaus auch in anderen CO₂-produzierenden Sektoren fossile Energieträger substituieren. In den Szenarien wird ein unterschiedliches Maß an Sektorenkopplung bzw. Elektrifizierung angenommen, indem eine verschieden starke Durchdringung des Strommarkts mit elektrischen PKW und LKW, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen abgebildet wird.

Die Netzorientierung beschreibt ein netzdienliches Verhalten von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen. Sie kann dazu beitragen, Netzengpässe im Verteil- oder Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu vermeiden. Die Netzorientierung wird in den Szenarien in unterschiedlicher Ausprägung modelliert. Hierunter fallen z.B. das Ladeverhalten von elektrischen PKW, das Einsatzverhalten von Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen sowie die Regionalisierung von Onshore-Windenergieanlagen und Photovoltaik (PV)-Anlagen.

Im Szenario C 2035 wird das höchste Maß an Sektorenkopplung und Netzorientierung der Marktakteure angenommen. Folglich ist auch der Grad der Elektrifizierung und damit der Bruttostromverbrauch höher als in den anderen Szenarien für das Zieljahr 2035. Da sich der Zubau an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch orientiert, wird im Szenario C 2035 der ambitionierteste Zubaupfad für erneuerbare Energien unterstellt. Aus diesem Grund ist das Szenario C 2035 für die Netzentwicklungsplanung von besonderer Bedeutung.

Nachfolgende Tabelle zeigt die im Szenariorahmen 2021-2035 für die weitere Netzentwicklungsplanung genehmigten Annahmen.

Installierte Leistung [GW]					
Energieträger	Referenz 2019	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,0	38,1	42,4	46,7	42,4
Öl	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
sonstige konventionelle Erzeugung	4,3	3,8	3,8	3,8	3,7
Summe konventionelle Erzeugung	100,1	61,2	57,7	62,0	57,4
Wind Onshore	53,3	81,5	86,8	90,9	88,8
Wind Offshore	7,5	28,0	30,0	34,0	40,0
Photovoltaik	49,0	110,2	117,8	120,1	125,8
Biomasse	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
Wasserkraft	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige regenerative Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe regenerative Erzeugung	124,2	233,4	249,0	260,6	269,7
Summe Erzeugung	224,3	294,6	306,7	322,6	327,1
Stromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch ¹⁾	524,3 ³⁾	603,4	621,5	651,5	653,2
Bruttostromverbrauch ²⁾	570,9 ³⁾	639,8	656,9	686,9	688,6
Treiber Sektorenkopplung					
Haushaltswärmepumpen [Anzahl in Mio.]	1,0	3,0	5,0	7,0	6,5
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	0,2	9,1	12,1	15,1	14,1
Power-to-Heat (Fernwärme/Industrie)	0,8 ³⁾	4,0	6,0	8,0	7,0
Power-to-Gas [GW]	< 0,1 ³⁾	3,5	5,5	8,5	10,5
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]					
PV-Batteriespeicher	0,6	11,0	14,1	16,8	14,9
Großbatteriespeicher	0,4	3,6	3,8	3,8	3,8
DSM (Industrie und GHD)	1,5 ³⁾	4,0	5,0	8,0	7,0
Marktmodellierung					
CO ₂ -Vorgabe [Mio. t CO ₂]		120	120	120	60

1) Inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilernetz

2) rein informatorisch: der Bruttostromverbrauch ist – anders als der Nettostromverbrauch – nicht Bestandteil des im Szenariorahmen genehmigten Stromverbrauchs.

3) Referenzwert aus 2018

2. Berücksichtigung der bisherigen CO₂-Minderungsziele

Die Einhaltung der klimapolitischen Ziele und damit verbundene weitere Annahmen spielen bei der Erstellung des NEP eine gewichtige Rolle. Zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens hatte der Bundesgesetzgeber mit dem Klimaschutzgesetz vom 12.12.2019 unter anderem auch konkrete sektorspezifische CO₂-Minderungsziele vorgegeben, die im Szenariorahmen aufgegriffen und mittels einer CO₂-Obergrenze für die im NEP betrachteten Kraftwerke für die Zieljahre 2035 und 2040 umgesetzt wurden.

Die im Netzentwicklungsprozess modellierten Kraftwerke sind dabei zum Großteil dem Sektor „Energie-wirtschaft“ mit dessen Minderungsziel von 62 % bis zum Jahr 2030 (gegenüber dem Jahr 1990) zuzuordnen. Ein kleiner Teil der Kraftwerke ist dem Sektor „Industrie“ mit einem Minderungsziel von 51 % zuzuordnen. Insgesamt ergibt sich für die Kraftwerke des NEP eine notwendige Reduzierung der Emissionen um ca. 60 % bis zum Jahr 2030 (gegenüber 1990) zur Einhaltung des KSG. Zur Ermittlung der Emissionen wird dabei ein vom Umweltbundesamt entwickeltes „Anlagenkonzept“ genutzt. Dabei werden die gesamten Emissionen der modellierten Kraftwerke inklusive der Emissionen zur gekoppelten Wärmeerzeugung betrachtet.

Der Wert für das Jahr 2030 wird ermittelt, indem der durch das Anlagenkonzept festgelegte Wert für das Jahr 1990 (455,5 Mio. t CO₂) um ca. 60 % reduziert wird. Für das Jahr 2030 ergeben sich somit Emissionen in Höhe von 180 Mio. t CO₂. Vom Referenzwert des Jahres 2016 in Höhe von 347,8 Mio. t CO₂ wird nun ein linearer Reduzierungspfad zur Erreichung des Ziels im Jahr 2030 angenommen. Zur Ermittlung der Emissionen in den Zieljahren 2035 und 2040 wird anschließend eine Fortschreibung dieser linearen Reduzierung vorgenommen, womit sich rechnerisch für das Jahr 2035 eine Emissionsobergrenze von 120 Mio. t CO₂ und für das Jahr 2040 von 60 Mio. t CO₂ ergibt. Eine Fortschreibung dieser jährlichen Reduzierung würde bereits um das Jahr 2045 zur Treibhausgasneutralität der im NEP betrachteten Kraftwerke führen.

Sollte die Emissionsobergrenze nicht modellendogen eingehalten werden, wird in den Szenarien mit dem Zieljahr 2035 eine iterative Erhöhung des nationalen CO₂-Preises vorgenommen, bis die Emissionsobergrenze eingehalten wird. Dies hat sich in den Szenarien für das Jahr 2035 als nicht nötig erwiesen, da alle Szenarien die Obergrenze modellendogen ohne eine zusätzliche Erhöhung des nationalen CO₂-Preises einhalten.

Für das Langfristszenario 2040 wurde anstelle einer Erhöhung des nationalen CO₂-Preises eine variable Reduzierung der Emissionsfaktoren von Gaskraftwerken vorgegeben. Diese Vorgabe beruht auf folgender Überlegung: Im Szenario B 2040 ist durch das am weitesten fortgeschrittene Zieljahr bereits eine ambitionierte CO₂-Obergrenze, aber ebenso der geringste konventionelle Kraftwerkspark vorhanden (fast ausschließlich Gaskraftwerke). Die heute zu beobachtende Konkurrenz der verschiedenen konventionellen Brennstoffe und die daraus entstehenden Verschiebungen in der Merit-Order bei einem sich ändernden CO₂-Preis sind dann folglich nur noch sehr geringfügig möglich. Bei einer weiteren Erhöhung des nationalen CO₂-Preises kann also kein Brennstoffwechsel mehr erfolgen, da Erdgas der einzige im Einsatz verbliebene „konventionelle“ und darüber hinaus bereits emissionsärmste Brennstoff ist. Somit besteht augenblicklich die Gefahr von „Carbon-Leakage“, also der Verschiebung von konventioneller Erzeugung ins Ausland. Dabei würde bilanziell zwar die inländische CO₂-Obergrenze eingehalten, eine Einsparung im gesamten europäischen Verbundnetz erfolgte jedoch nicht. Daher kann durch die Annahme einer Reduzierung der Emissionsfaktoren die Erzeugung - jedenfalls in der Modellierung - im Inland verbleiben und die CO₂-Obergrenze trotzdem eingehalten werden. Die Übertragungsnetzbetreiber haben nach dieser Methodik eine nötige Reduzierung der Emissionsfaktoren von 42,8 % ermittelt.

3. Pfad zur Klimaneutralität

In Reaktion auf die Beschlüsse des Bundesverfassungsgerichts vom 24.03.2021 (1 BvR 2656/18; 1 BvR 78/20; 1 BvR 96/20; 1 BvR 288/20) zur Fortschreibung der Emissionsminderungsziele für Zeiträume ab dem Jahr 2031 und zur Dringlichkeit von Klimaschutzmaßnahmen hat der Deutsche Bundestag am 24.06.2021 eine Novelle des Klimaschutzgesetzes verabschiedet, die am 31.08.2021 in Kraft getreten ist. Die darin enthaltene Verschärfung des Emissionsminderungspfades hat einen direkten Einfluss auf die zulässigen Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks und damit auf den gesamten weiteren Verlauf der Energiewende.

Mit dem Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung 2021-2025 „Mehr Fortschritt wagen“ vom Dezember 2021 sind die Ziele für das Jahr 2030 konkretisiert und auch die Pfade hin zur vollständigen Dekarbonisierung bis 2045 vorgezeichnet. Zusammenfassend bedeutet dies einen schnelleren Ausstieg aus der CO₂-behafteten Stromerzeugung, einen schnelleren Ausbau der Erneuerbaren Energie und zur Dekarbonisierung anderer Sektoren, wie zum Beispiel Verkehr, Industrie und Wärme einen starken Zuwachs neuer Stromverbraucher. Letzteres führt trotz Effizienzsteigerungen in allen Sektoren zu einem signifikanten Anstieg des Stromverbrauchs. Dieser Stromverbrauch wird sich nicht nur durch verbrauchsnahe Erneuerbare Erzeugungsanlagen decken lassen, sondern bedingt darüber hinaus auch einen intensiven Ausbau der Windenergie auf See, wie auch an Land insbesondere küstennah. Damit geht bis zur vollständigen Dekarbonisierung ein weiterer Anstieg des Transportbedarfs von Norden nach Süden einher, der über den Transportbedarf hinausgeht der sich aus den in diesem Netzentwicklungsplan zugrundeliegenden Szenarien ergibt.

Die Bundesnetzagentur wird diese verschärften Klimaschutz- bzw. Emissionsminderungsvorgaben im kommenden Netzentwicklungsprozess 2023-2037, welcher bereits jetzt mit Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber vorbereitet wird, umfassend und vollständig berücksichtigen, indem zu Szenarien, die das Jahr 2045 beschreiben ein Übertragungsnetz entwickelt wird, das für eine vollständige Klimaneutralität notwendig ist.

Eine Einbeziehung des verschärften Emissionsminderungspfades noch in diesem Netzentwicklungsprozess 2021-2035, wie in vielen Konsultationsbeiträgen gefordert, war hingegen nicht möglich. Eine Reduzierung der Emissionen kann in den Szenarien nicht singular betrachtet werden. Es müssten zahlreiche weitere Eingangsparameter geändert werden, um kohärente Szenarien zu erhalten, als Beispiel kann dazu der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien sowie die Entwicklung des Verbrauches durch die Sektorenkopplung genannt werden. Nur durch eine grundlegende Neubewertung der Szenarien könnten die sich ergebenden Änderungen in der Energielandschaft und damit schlussendlich im benötigten Netzausbaubedarf korrekt ermittelt werden. Dies bedürfte letztlich der Erstellung neuer Szenarien und eines darauf aufbauenden überarbeiteten NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber sowie einer entsprechenden Überprüfung der Szenarien und des Netzausbaubedarfs. Ein solches Vorgehen hätte eine Verzögerung der Bestätigung des NEP bis weit in die zweite Hälfte des Jahres 2022 und damit eine Überschneidung der Planungsprozesse des NEP 2021-2035 mit denjenigen des NEP 2023-2037 nach sich gezogen, die in der öffentlichen Diskussion nur zu Missverständnissen und nachfolgenden Akzeptanzproblemen führen kann.

Davon abgesehen ist es sinnvoll, jetzt möglichst schnell zumindest den Netzausbaubedarf für die bisherigen Szenarien im NEP 2021-2035, hier insbesondere den Bedarf der Offshore-Anbindungsleitungen, zu bestätigen, um keine weiteren Verzögerungen bei den notwendigen zukünftigen Schritten in der Realisierung des Netzausbaubedarfs zu riskieren, der in Umsetzung des Klimaschutzgesetzes ohnehin bzw. erst recht

erforderlich sein wird. Im kommenden Netzentwicklungsprozess kann dann möglicherweise zusätzlich entstehender Netzausbaubedarf in der gegebenen Sorgfalt und auf der Grundlage der zu erwartenden konkreteren energiepolitischen Zielvorgaben sowie von öffentlich konsultierten Szenarien untersucht werden.

Eine weitere Verzögerung der Bestätigung von benötigten Netzausbaumaßnahmen wäre demgegenüber das falsche Signal, denn die jetzt bestätigungsfähigen Leitungen werden in einer noch stärker durch erneuerbare Erzeugung und Elektrifizierung geprägten Welt mit hoher Sicherheit weiterhin erforderlich sein. Angesichts der Zeitdauer der konkreten Planungs- und Trassenfindungsprozesse wäre es fatal, jetzt mehrere Monate Zeit zu verschenken und – wie vereinzelt im Konsultationsverfahren gefordert – den laufenden Planungsprozess auszusetzen, bis nach den notwendigen weiteren politischen Klärungen und Rahmensetzungen eine umfassende Änderung an den Szenarien und eine neue Marktmodellierung möglich sind. Eventuelle Streichungen von Maßnahmen, die sich im nachfolgenden NEP 2023-2037 doch nicht als No-regret-Maßnahmen erweisen sollten, bleiben selbstverständlich möglich, sind aber nicht zu erwarten. Potenzielle nachträgliche Korrekturen sind gegenüber einem erheblichen Zeitverlust das kleinere Übel. Gerade in einem solchen Zeitverlust sieht auch das Bundesverfassungsgericht in seinen aktuellen Beschlüssen zum Klimaschutz eine konkrete Gefahr.

Die Prüfung und Bestätigung des NEP 2021-2035 trägt den durch das KSG 2021 bedingten Verschärfungen und den verfassungsgerichtlichen Anforderungen an verstärkte Bemühungen für effektiven Klimaschutz ebenso Rechnung wie auch der bereits antizipierten Umsetzung der im Koalitionsvertrag aufgeführten Ziele, soweit dies eben innerhalb des gesetzlich vorgesehenen Verfahrens möglich ist. Um bereits in diesem Prozess mit den gegebenen Szenarien für das Jahr 2035 einen Netzausbaubedarf zu ermitteln, der sich möglichst nah an den zu erwartenden Änderungen der Planungsgrundlagen orientiert, liegt der Fokus der Bestätigung auf den hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien ambitionierteren Szenarien C 2035 und B 2040, die bei einem Bruttostromverbrauch von fast 700 TWh bereits einen Erneuerbaren-Anteil von 73,4 % bis 77,5 % antizipieren.

Insbesondere im Hinblick auf den im Koalitionsvertrag immer wieder hervorgehobenen Beschleunigungsgedanken wäre es schlechthin unververtretbar, den bereits jetzt auf Basis nicht so ambitionierter Ziele zu erkennenden weiteren Netzausbaubedarf nicht zu bestätigen und damit das Gesamtprojekt zu verzögern. Die Bundesnetzagentur hat die Rahmenparameter auch nochmals darauf hin überprüft, ob sie im Widerspruch zu den erweiterten energie- und klimapolitischen Zielen stehen, und keine derartigen Punkte gefunden. Der dem Netzentwicklungsplan zu Grunde liegende Szenariorahmen vom 26.06.2020 steht einer ambitionierteren Klimaschutzpolitik nicht im Wege. Die daraus folgenden Netzausbaumaßnahmen sind, soweit sie der Nachprüfung durch die Bundesnetzagentur standhalten, als No-regret-Maßnahmen und damit als Untergrenze des notwendigen Netzausbaus anzusehen, der aufgrund der im Koalitionsvertrag beschleunigten Zielerreichung jedoch bereits im Jahr 2030 notwendig wird.

Für den kommenden Szenariorahmen 2022-2037 sind die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur angesichts der sich abzeichnenden Entwicklungen auf politischer Ebene aufgerufen, Sorge dafür zu tragen, dass der Prozess auch nochmals verstärkte Klimaschutzbemühungen zutreffend abbilden kann. Dazu bedarf es insbesondere der Betrachtung zusätzlicher Szenarien für das in § 3 Abs. 2 KSG definierte nationale Klimaschutzziel der Netto-Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 sowie der Berücksichtigung sich bereits abzeichnender Anhebungen der Ausbaupfade für erneuerbare Energien und eines vorgezogenen

Kohleausstiegs. Der Koalitionsvertrag 2021-2025 bietet hierfür bereits erste starke Ankerpunkte zur Definition geeigneter Mantelzahlen für den am 10.01.2022 vorzulegenden Szenariorahmen. Die Bundesnetzagentur wird den kommenden Szenariorahmen nutzen, um das im Koalitionsvertrag „Klimaneutralitätsnetz“ genannte Projekt einer schnellen, gemeinsamen und vorausschauenden Planung der Netzinfrastrukturen zu konkretisieren und voranzutreiben.

Da, wie eingangs bereits dargelegt, der Nord-Süd-Transportbedarf dieses Klimaneutralitätsnetzes über den in diesem Netzentwicklungsplan analysierten Netzausbaubedarf hinausgehen wird, sind im Sinne der Beschleunigung der Prozesse die abschließenden Berechnungen zu diesem Netz nicht ohne zwischenzeitliche Aktivitäten abzuwarten. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass aller Voraussicht nach ein starker Ausbau der erneuerbaren Energien in Norddeutschland stattfinden wird. So beabsichtigt der Koalitionsvertrag einen Ausbau der Offshore-Kapazitäten auf 70 GW bis 2045, was gegenüber den Annahmen des NEP 2021-2035 einen Zuwachs von ca. 40 GW bedeuten würde. Zudem gehen Studien wie die „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) wie auch die Studie „Klimaneutrales Deutschland“ der Agora Energiewende davon aus, dass zur vollständigen Dekarbonisierung ein Ausbau der landseitigen Windenergie auf ca. 130 bis 150 GW erfolgen muss (Langbericht Energieangebot, S. 13; Langversion Studie Agora, S. 28), deren Anlagenstandorte in Anbetracht des höheren Winddargebots zu einem wesentlichen Teil in Norddeutschland zu erwarten sind. In den diesem Netzentwicklungsplan zugrundeliegenden Szenarien wurde in keinem Szenario ein Ausbau der Windenergie an Land von mehr als 91 GW angenommen. Auch stellen die zitierten Studien dar, dass der Bruttostromverbrauch von den hier für 2035 maximal angenommenen 689 TWh bis 2045 weiter auf ca. 1.000 TWh ansteigen könnte (BMWi-Langfristszenarien, www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-wAssets/docs/LFS3-Langbericht-Stromnetze-final.pdf, S. 18; Langversion Studie Agora, S. 26), so dass auch hier ein entsprechendes Anwachsen des Verbrauchs insbesondere in Süd- und Westdeutschland zu erwarten ist. Abgeleitet aus dem neuen 80 %-Ziel des Koalitionsvertrags ergibt sich nach der „Eröffnungsbilanz Klimaschutz“ des BMWK vom 11.01.2022 (www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.html) bei einem unterstellten Bruttostromverbrauch von 715 TWh (Mitte des Korridors von 680 bis 750 TWh aus dem Koalitionsvertrag) im Jahr 2030 eine zu installierende Leistung von Wind an Land von mehr als 100 GW. Um dieses Ziel zu erreichen, muss demnach der jährliche Zubau von derzeit knapp 2 GW auf 10 GW erhöht und damit verfünffacht werden. Zusammen mit der Vorgabe des Koalitionsvertrags für eine installierte PV-Leistung von 200 GW und eine zu installierende Leistung von Wind auf See von 30 GW bedeutet dieser massive Ausbau der erneuerbaren Energien eine deutliche Beschleunigung der Netzausbauplanung. In Abhängigkeit der Fortschritte bei der Sektorkopplung und dem damit einhergehenden Anstieg des Bruttostromverbrauchs ist aber in allen Szenarien mit einem entsprechenden Anwachsen des Verbrauchs insbesondere in Süd- und Westdeutschland und damit mit zusätzlichen Netzbedarf zu rechnen.

Aufgrund dieser über den in diesem Netzentwicklungsplan getroffenen Annahmen hinausgehenden Entwicklungen ist es notwendig, bereits jetzt Vorsorge zu treffen, um eine schnelle Umsetzung der weiteren sich aus der Idee eines Klimaneutralitätsnetzes ergebenden Netzausbaumaßnahmen zu gewährleisten.

Dementsprechend ist es angebracht, in der Planung der bereits im Bundesbedarfsplangesetz aufgenommen und vor allem der in diesem Netzentwicklungsplan neu bestätigten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme Leerrohre für potenzielle weitere Systeme mit einzubeziehen, sofern dadurch im Rahmen der laufenden Genehmigungsverfahren keine nennenswerten Verzögerungen ausgelöst werden.

Entsprechende Handlungsmöglichkeiten bietet eine zeitnahe Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes. Bei den in Betracht kommenden Vorhaben handelt es sich um die Maßnahmen:

- DC21b Wilhelmshaven 2 – Region Hamm,
- DC25 Heide/West – Polsum sowie
- DC34 Suchraum Rastede – Bürstadt.

4. 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. D.h. Erzeugung und Verbrauch werden regional so genau wie möglich aufgeschlüsselt. Dieser Schritt wird mit dem Begriff „Regionalisierung“ bezeichnet.

4.1 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 2035 bzw. 2040 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 regionales Potenzial und die regionalplanerisch ausgewiesene Flächennutzung berücksichtigt. 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. Anhand der erwarteten Windgeschwindigkeiten und der solaren Strahlungsstärken lassen sich mit Hilfe der Anlagendaten (Masthöhen, Gleichzeitigkeitsfaktor durch ungünstige Ausrichtungswinkel, Abschattungseffekte) die volatilen Erzeugungszeitreihen für Wind- und Solarenergie berechnen. Auch Anlagen, deren Erzeugung weniger volatil ist, wie z. B. Biomasse- oder Laufwasserkraftwerke werden berücksichtigt.

Hinsichtlich der konventionellen Erzeugung wird ermittelt, wo sich Kraftwerke in Planung befinden und je nach Planungsstand werden diese Kraftwerksprojekte im Zieljahr dann als realisiert angenommen. Für bestehende konventionelle Kraftwerke wird eine maximale Lebensdauer angenommen. Wenn diese in den betrachteten Zieljahren 2035 bzw. 2040 überschritten ist, werden betroffene Kraftwerke in der Modellierung nicht mehr berücksichtigt und die zugehörigen Netzknoten weisen entsprechend weniger konventionelle Leistung auf. Im Hinblick auf Kohlekraftwerke werden die politischen Vorgaben des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes berücksichtigt, was zu einem Rückbau selbiger und in den Szenarien zu einer deutlichen bzw. vollständigen Reduktion der Kohlekraftwerkskapazitäten führt.

Für die Regionalisierung der Offshore-Windenergie werden die Angaben und die regionale Aufteilung aus dem Szenariorahmen berücksichtigt, welchen wiederum die Vorgaben des Flächenentwicklungsplans zur Ausschreibung zukünftiger Flächen in Nord- und Ostsee (FEP) 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.

4.2 Regionalisierung der Last

Die Lastzeitreihen (stündlich aufgelöster Bedarf an elektrischer Energie des betrachteten Jahres an einem Netzverknüpfungspunkt) für den NEP 2021-2035 werden wie im Vorgängerprozess auf der Grundlage eines modellgestützten Ansatzes ermittelt. Die Methodik dazu wurde vom Fraunhofer ISI in der Studie „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile“ im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber entwickelt. Die Studie umfasst sowohl die Ermittlung der Nachfrage für Gesamtdeutschland als auch die Zuordnung der Nachfrage zu verschiedenen innerdeutschen Regionen.

Zunächst wird die nationale Stromnachfrage in den Sektoren Haushalte, Industrie, Verkehr sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) modelliert. Dabei werden 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, welche die vorgegebene Jahresenergiemenge erfüllen muss und die Jahreshöchstlast berücksichtigt. 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. Dadurch hat beispielsweise die nationale Nachfragekurve des Haushaltssektors einen verhältnismäßig starken Einfluss auf die regionale Nachfragekurve einer Region mit hohem verfügbarem Einkommen und starkem Bevölkerungszuwachs. 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. Insbesondere im Süden Deutschlands kommt es durch die Modellierung zu steigenden Lasten, während die Lasten in den östlichen Landkreisen teilweise abnehmen. Für diese Entwicklung können einige Hauptursachen identifiziert werden. Im Vergleich zu der heutigen Stromnachfrage prognostiziert das Modell eine Steigerung in den Sektoren Haushalte und GHD in großen Teilen Bayerns und in Teilen von Baden-Württemberg. Dies ist insbesondere auf die Annahme eines Bevölkerungszuwachses in den entsprechenden Regionen zurückzuführen. Hinzu kommt die Annahme eines vergleichsweise großen Zuwachses von Wärmepumpen in Süddeutschland. Deren Regionalisierung erfolgt hauptsächlich entsprechend der Verteilung von Einfamilienhäusern, die auf die Regionaldatenbank des statistischen Bundesamtes zurückgeht. Da in Bayern bereits heute viele Einfamilienhäuser stehen und zudem dort ein Bevölkerungszuwachs angenommen wird, fällt dort ein großer Teil der prognostizierten Last durch Wärmepumpen an.

Weiterhin wird der Strombedarf neuer geplanter Stromgroßverbraucher standortscharf berücksichtigt. Hierbei handelt es sich z.B. um konkret benannte Projekte aus Industrie und Gewerbe mit einer

Anschlussleistung größer 5 MW, die in erster Linie der Dekarbonisierung und Digitalisierung dienen (z.B. Rechenzentren, Projekte zur CO₂-freien Stahlerzeugung oder zur strombasierten Wärmeerzeugung für chemische Prozesse). Diese Projekte wurden durch eine Abfrage der Übertragungsnetzbetreiber bei ihren unterlagerten Verteilernetzbetreibern ermittelt. Die Projekte wurden validiert und in den Szenarien in Abhängigkeit der Datenlage mit einer unterschiedlichen Realisierungswahrscheinlichkeit berücksichtigt. Anschließend wurden basierend auf den gemeldeten Daten branchen- und anwendungsspezifische Lastzeitreihen entwickelt, die dann einem konkreten Netzverknüpfungspunkt zugeordnet wurden.

Weiterhin haben die modellierten Elektrolyseanlagen einen Einfluss auf die regionalen Lastzeitreihen. Basierend auf schon heute bekannten Elektrolyseprojekten sowie den Zielen aus der Wasserstoffstrategie der Bundesregierung wurde eine regionale Verteilung der angenommenen Elektrolysekapazität vorgenommen. Diese Verteilung unterstellt, dass zwei Drittel der Kapazität im Norden Deutschlands verortet wird. Dies hat den Vorteil, dass es zum einen nicht zu einer zusätzlichen Belastung des heutigen Nord-Süd-Engpasses im Stromübertragungsnetz kommt. Weiterhin können im Norden liegende Kavernen zukünftig als Wasserstoffspeicher dienen und der Wasserstoff bedarfsgerecht über ein entstehendes Wasserstoffnetz zu den Verbrauchern transportiert werden. Ein Drittel der Kapazität wird hingegen nach den Wasserstoffbedarfen der Industrie verteilt. Die Elektrolyse „vor Ort“ hat den Vorteil, dass auch die Restprodukte der Elektrolyse, wie Wärme und Sauerstoff, im industriellen Produktionsprozess verwertet werden können. Dies führt zu einer verbesserten Gesamtwirkungsgrad des Elektrolyseprozesses. Der Einsatz der Elektrolyseanlagen orientiert sich dann am Strompreis.

5. 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. Dazu werden in dem für die Netzplanung angewandten Modell Stromangebot und -nachfrage für jede einzelne Stunde des Zieljahres 2035 unter den gegebenen Marktbedingungen ermittelt und durchgespielt.

Für jede einzelne Stunde wird prognostiziert, wieviel Strom Kraftwerke bzw. Anlagen zur Stromerzeugung in das Netz einspeisen werden, um die zu erwartende Nachfrage (den Verbrauch) zu decken. Die Nachfrage wird anhand einer nach den Vorgaben des Szenariorahmens modellierten Lastverteilung und dem jeweiligen Nettostrombedarf des betrachteten Szenarios abgeschätzt.

Die Modellierung berücksichtigt den Einspeisevorrang für erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen. Aus den Erzeugungszeitreihen der erneuerbaren Energien bzw. der KWK und den Lastzeitreihen ergeben sich die sogenannte Residuallast, also der nach Abzug der erneuerbaren Einspeisung noch zu deckende Anteil an Stromnachfrage, oder – falls die Erzeugung über der Last liegt – ein Stromüberschuss.

Um eine verlässliche Aussage über die zukünftige Transportaufgabe des Übertragungsnetzes zu erhalten, muss die Deckung der Residuallast realitätsnah modelliert werden. Dies geschieht in der Marktmodellierung durch ein Nachbilden des europäischen Strommarkts. Konkret bedeutet diese eine volkswirtschaftlich optimale Allokation aller in den betrachteten Zieljahren (2035, 2040) nach den zu erwartenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wahrscheinlich noch im Markt befindlichen Kraftwerke im In- und Ausland. Die Kraftwerke stehen bedingt durch Brennstoff- und CO₂-Preise sowie durch ihre Fixkosten in einer bestimmten Einsatzreihenfolge im Markt, der sogenannten Merit-Order. Die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, das in einer bestimmten Stunde gerade noch zur Residuallastdeckung zum Zuge kommt, legen den Markträumungspreis (vereinfacht: Großhandelspreis) in dieser Stunde fest. Alle in der Einsatzreihenfolge günstiger liegenden Kraftwerke speisen ein, alle teureren nicht.

Diese vereinfachte Darstellung wird in der Modellierung noch durch reale Kraftwerkparameter ergänzt. So sind gerade Kohlekraftwerke nur bedingt flexibel und können nicht stundenweise an- und ausgeschaltet werden. Durch die Berücksichtigung von Anfahr- und Stillstandzeiten wird den in Realität vorherrschenden Bedingungen Rechnung getragen, auch wenn dies in manchen Stunden zu einer Überdeckung des Bedarfs führt.

Dass die Marktmodellierung nach dem Prinzip eines ökonomischen Einsatzes der Kraftwerke erfolgt, heißt nicht, dass andere für den Einsatz von Kraftwerken bestimmende Faktoren außer Betracht blieben. So wird im Marktmodell selbstverständlich berücksichtigt, dass beispielsweise wärmegeführte KWK-Anlagen auch dann Strom produzieren, wenn dies zwar aus reinen Strompreisgründen unattraktiv wäre, der Wärmebedarf aber zwingend den Betrieb der Anlage erfordert („konventioneller Sockel“).

Die Stromnachfrage kann im Marktmodell theoretisch noch modifiziert werden, wenn man Laststeuerung berücksichtigt. Laststeuerung bedeutet, bei hohen Strompreisen am Markt die Nachfrage zu vermindern und sie später bei niedrigen Strompreisen „nachzuholen“. Es ist jedoch anzunehmen, dass Laststeuerung eher einen netzausbauerhöhenden Effekt haben wird. Denn sie führt bei niedrigen Strompreisen zu einer höheren Nachfrage und umgekehrt bei höheren Strompreisen zu einer niedrigeren Nachfrage. Das gleiche gilt für eine an Marktpreisen orientierte Speicherung von Strom. Bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien sind die Strompreise üblicherweise niedrig. Damit würden die Nachfrage und damit auch der Transportbedarf steigen. Im umgekehrten Fall, bei hohen Strompreisen (welche zeitlich im Wesentlichen mit geringer EE-Einspeisung zusammenfallen), bewirkt Laststeuerung eine geringere Nachfrage. Für solche Lastsituationen, das heißt bei gleichzeitig geringer EE-Einspeisung und überwiegender Deckung der Nachfrage durch konventionelle Kraftwerke, ist typischerweise kein Netzausbau erforderlich.

In der Marktsimulation muss zwischen den diversen Anlagenarten unterschieden werden. Die bedeutsamsten regenerativen Energien – Photovoltaik und Windenergie – speisen immer ein, wenn die Sonne scheint bzw. der Wind weht, da ihre Betriebskosten für die Stromproduktion nahe Null liegen. Um deren Einspeisung zu modellieren werden die tatsächlichen Wetterdaten des Jahres 2012 verwendet, das in dieser Hinsicht als durchschnittlich gelten kann. In der Marktmodellierung werden so nur typische Situationen abgebildet, kein Zusammentreffen mehrerer „extremer“ Wetterereignisse, was zu einer Überdimensionierung des Netzes führen könnte.

Bei regenerativen Erzeugern, denen Brennstoffkosten entstehen (wie z. B. Biomasseanlagen), oder bei nach dem KWK-Gesetz geförderten Anlagen kommt ein gesetzlicher Einspeisevorrang zum Tragen. Generell müssen KWK-fähige Kraftwerke den stündlichen Wärmebedarf unabhängig vom Strommarkt decken, so dass auch deren Stromerzeugung zumindest teilweise vom Strommarkt entkoppelt ist.

Über den real zu erwartenden Zubau erneuerbarer Energien und die Standortprognosen im Rahmen der Regionalisierung sowie mit der Berücksichtigung von kleinen KWK-Anlagen mit weniger als 10 MW Leistung, die zusammen bundesweit eine Gesamtkapazität von 9,1 bis 9,2 GW in den Szenarien für das Jahr 2035 bzw. 9,4 GW für das Jahr 2040 ausmachen (was in der Größenordnung mehreren Großkraftwerken entspricht), ist auch eine dezentrale, lastnahe Erzeugung im Marktmodell abgebildet.

Die konventionellen Kraftwerke speisen Strom in das Netz ein, wenn der Großhandelspreis höher als ihre Grenzkosten ist und sie damit „im Geld“ sind. Zu berücksichtigen sind zum Beispiel die Höhe der Brennstoffkosten und der CO₂-Kosten sowie die Wirkungsgrade, die betrieblich bedingten Stillstandzeiten, die Mindestlaufzeiten und weitere technische Restriktionen der Kraftwerke.

Wie Verteilernetze in das Übertragungsnetz einspeisen bzw. welche Leistung sie diesem entnehmen, bildet die Modellierung ab, indem die Verteilernetze an ihren jeweiligen Netzknoten dem Übertragungsnetz zugeordnet werden. Über die verschiedenen Netzknoten erfolgt dann die Einspeisung aus den unterschiedlichen erneuerbaren Energieträgern (wie z.B. Photovoltaik, Wind-Onshore, Pumpspeicher, Biomasse, Laufwasser usw.) in das Übertragungsnetz, sofern die erzeugte Energie nicht bereits in den Verteilernetzen verbraucht wird. Dabei werden auch kleinere KWK-Anlagen berücksichtigt. Für das Übertragungsnetz wird also nur die Leistung berücksichtigt, die auch tatsächlich zu übertragen ist.

Auch der grenzüberschreitende Stromhandel und der Kraftwerkspark im Ausland müssen im Marktmodell berücksichtigt werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass das Ausland Strom aus Deutschland nachfragt, wenn er in Deutschland billiger produziert wird als im Ausland, was typischerweise in Zeiten eines hohen Windstromangebots der Fall ist, aber auch zu extrem sonnenreichen Zeiten auftreten kann. Da die ausländischen Stromerzeuger nicht Teil des Szenariorahmens sind, müssen hierfür andere Datengrundlagen herangezogen werden. Entsprechende Prognosen werden aus den Szenarien des Scenario Report 2020 zum Zehnjahresnetzentwicklungsplan 2020 (Ten Year Network Development Plan - TYNDP) abgeleitet und den deutschen Szenarien zugeordnet. Dabei wurde für alle Szenarien und Zieljahre das europäische Szenario „Distributed Energy“ gewählt. Folglich wird in jedem Szenario ein einheitlicher europäischer Kraftwerkspark für die Modellrechnungen verwendet. Demzufolge sind Unterschiede in der Netzbelastung, die sich zwischen den Szenarien ergeben, nur auf die verschiedenen energiewirtschaftlichen Annahmen für Deutschland und deren Auswirkungen auf das Marktgeschehen zurückzuführen.

Der NEP 2021-2035 sieht erneut die Anwendung des sogenannten Flow-Based-Market-Coupling an allen Grenzen Deutschlands zu den Nachbarländern vor. Nach europäischen Rechtsrahmen müssen 70 % der thermischen Kapazität einer grenzüberschreitenden Leitung dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden. Bei DC-Leitungen kann 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 Jahre 2035 bzw. 2040 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.

6. 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. Nach physikalischen Grundsätzen muss die Menge des in das Netz eingespeisten Stroms (durch Erzeuger) zu jedem Zeitpunkt genauso groß sein wie die Menge des aus dem Netz entnommenen Stroms (durch Verbraucher). 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 nicht ohne Weiteres beliebig gesteuert werden (für Ausnahmen von dieser Regel siehe Abschnitt I B 6.2.2). 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 Simulationsprogrammes 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 Einspeise- 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 vorhergegangenen 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 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. Im 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 und beurteilt 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) ergeben, 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.

6.1 Netzbezogene Begriffe und ihre Bedeutung

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

6.1.1 Startnetz

Die Netzausbauplanung muss an einem bestimmten Ausgangspunkt ansetzen, dem sogenannten Startnetz. Dieses Startnetz bildet das Netzmodell, von dem ausgehend alle weiteren Prüfungen durchgeführt werden. Maßgebender Zeitpunkt für die Einordnung als Startnetz ist die Vorlage des zweiten Entwurfs des NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber. Nach diesem Zeitpunkt sollte keine Änderung des Startnetzes mehr stattfinden.

Bisher haben sich Vorhaben des Bundesbedarfsplans, die ein notwendiges Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren durchlaufen haben und für die bereits Anträge auf Planfeststellung gestellt worden sind, auch nach mehrmaliger Prüfung über die verschiedenen Netzentwicklungspläne hinweg als robust selbst gegenüber merklich veränderten Rahmenbedingungen erwiesen. Daher besteht das Startnetz aus dem zum Zeitpunkt der Prüfung tatsächlich vorhandenen Übertragungsnetz, den im Energieleitungsausbau-gesetz (EnLAG) vorgesehenen Leitungen, für die der Gesetzgeber die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf bereits vor der Schaffung der Netzentwicklungsplanung festgestellt hatte, und aus solchen in das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) aufgenommenen Maßnahmen, für die bereits ein Antrag auf Planfeststellung vorliegt. Bei begründetem Anlass wird die Bundesnetzagentur jedoch den Bedarf einer Maßnahme noch einmal nachprüfen, auch wenn sie ansonsten die Voraussetzungen einer Übernahme ins Startnetz erfüllt; so könnte bspw. eine lediglich einmal im NEP auf Basis eines deutlich vom jeweils aktuell gültigen abweichenden, zurückliegenden Szenariorahmen bestätigte Maßnahme erneut überprüft werden.

Die beschriebene Einordnung als Startnetz betrifft insbesondere auch Vorhaben, die bei den örtlich Betroffenen weiterhin umstritten sind, wie beispielsweise die HGÜ-Korridore. Diese Vorhaben wurden insgesamt sechsmal (2012, 2013, 2014, 2015, 2017, und 2019), in unterschiedlichsten Szenarien auf ihren Bedarf hin untersucht. Er hat sich jedesmal nachdrücklich bestätigt. Auch die diesjährige Prüfung der Bundesnetzagentur zeigt, dass selbst mit diesen Vorhaben noch erhebliche Defizite beim Netzausbau und damit erhebliche Defizite bei der immer dringlicher werdenden praktischen Umsetzung eines wirksamen Klimaschutzes bestehen. Der auch durch den Gesetzgeber im Bundesbedarfsplangesetz dreimal bestätigte Bedarf an diesen Leitungen muss daher im Startnetz als gegeben angesehen werden. Auch den Betroffenen vor Ort würde letztlich ein falsches Bild vermittelt, wenn durch eine Behandlung dieser Vorhaben im Zielnetz weiterhin der Eindruck erweckt würde, der Bedarf an diesen Leitungen sei noch zweifelhaft.

Offshore-Anbindungsleitungen werden hingegen 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 Flächen beginnen, welche durch die jeweilige Anbindung erschlossen werden sollen. Bis zur Feststellung der Eignung der Flächen ist jedoch 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 2021-2035 von der Bundesnetzagentur als Startnetz identifiziert wurden:

Startnetznummer	Netzverknüpfungspunkte
50HzT-003	Bertikow – Vierraden – Neuenhagen
50HzT-007	Neuenhagen – Wustermark
50HzT-P33	Wolmirstedt - Landesgrenze NI/ST (Mast 6)
50HzT-P34	Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt
50HzT-P34	Parchim/Süd – Perleberg
50HzT-P34	Güstrow – Parchim/Süd
50HzT-P36	Bertikow – Pasewalk
50HzT-P38	Pulgar - Geußnitz (Abschnitt Ost)
50HzT-P38	Geußnitz - Bad Sulza (Abschnitt Mitte)
50HzT-P38	Bad Sulza - Vieselbach (Abschnitt West)
50HzT-P39	Röhrsdorf – Weida
50HzT-P39	Weida – Remptendorf
50HzT-P180	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (Kabel)
50HzT-P213	3. Interkonnektor DE-PL
50HzT-P221	Güstrow – Südschweden (Hansa PowerBridge)
50HzT-P450	Ragow – Streumen
AMP-001	St. Hülfe – Wehrendorf
AMP-009	Dörpen West – Niederrhein
AMP-010	Wehrendorf – Gütersloh
AMP-014	Niederrhein – Ufort – Osterath – Weißenthurm
AMP-018	Sechtem – Rommerskirchen
AMP-022	Kruckel – Dauersberg
AMP-032	Ufort – Wesel
AMP-P21	Regelzonengrenze TTG/AMP – Merzen
AMP-P41	Punkt Metternich – Niederstedem
AMP-P47	Urberach – Pfungstadt – Weinheim
AMP-P47a	Punkt Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd
AMP-P52	Punkt Rommelsbach – Herbertingen
AMP-P52	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen
AMP-P310	Bürstadt – Kühmoos
AMP-P460	Büscherhof - Umbeseilung und Schaltfelderweiterung
DC1	Emden/Ost - Osterath (A-Nord)
DC2	Osterath – Philippsburg

DC3	Brunsbüttel - Großgartach (SuedLink)
DC4	Wilster/West - Bergrheinfeld/West (SuedLink)
DC5	Wolmirstedt - Isar (SuedOstLink)
TNG-P47	Weinheim - Daxlanden
TNG-P47	Weinheim - Mannheim (G380)
TNG-P47	Mannheim (G380) - Altlußheim
TNG-P47	Altlußheim - Daxlanden
TNG-P48	Punkt Rittershausen - Kupferzell
TNG-P48	Kupferzell - Großgartach
TNG-P49	Daxlanden - Kuppenheim - Bühl - Weier - Eichstetten
TNG-P70	Birkenfeld - Mast 115A
TTG-006	Wahle - Mecklar
TTG-007	Meppen - Dörpen/West
TTG-009	Ganderkesee - St.Hülfe
TTG-P21	Conneforde - Cappel/West - Regelzonengrenze TTG/AMP
TTG-P24	Dollern - Sottrum
TTG-P24	Sottrum - Grafschaft Hoya
TTG-P24	Grafschaft Hoya - Landesbergen
TTG-P24	Stade - Dollern
TTG-P25	Klixbüll/Süd - Bundesgrenze (DK) (Westküstenleitung)
TTG-P25	Husum/Nord - Klixbüll/Süd
TTG-P25	Heide/West - Husum/Nord
TTG-P33	Wahle - Hattorf - Helmstedt-Landesgrenze NI/ST (Mast 6)
TTG-P46	Redwitz - Mechlenreuth - Etzenricht - Schwandorf
TTG-P48	Grafenrheinfeld - Punkt Rittershausen
TTG-P67	Simbach - Bundesgrenze (AT)
TTG-P67	Altheim - Adlkofen
TTG-P67	Adlkofen - Matzenhof
TTG-P69	Emden/Ost - Conneforde
TTG-P72	Kreis Segeberg - Lübeck (Ostküstenleitung)
TTG-P118	Borken - Mecklar
TTG-P151	Borken - Twistetal
TTG-P185	Redwitz - Landesgrenze Bayern/Thüringen
P463	Westliches Rheinland - Netzverstärkungen

Anbindungssystem	Netzverknüpfungspunkt	Übertragungs- kapazität [MW]	geplante Fertigstellung
NOR-0-1	Emden/Borßum	113	in Betrieb
NOR-0-2	Inhausen	111	in Betrieb
NOR-1-1	Emden/Ost	900	2024
NOR-2-1	Hagermarsch	62	in Betrieb
NOR-2-2	Dörpen/West	800	in Betrieb
NOR-2-3	Dörpen/West	900	In Betrieb
NOR-3-1	Dörpen/West	916	in Betrieb
NOR-3-3	Emden/Ost	900	2023
NOR-4-1	Büttel	576	in Betrieb
NOR-4-2	Büttel	690	in Betrieb
NOR-5-1	Büttel	864	in Betrieb
NOR-6-1	Diele	400	in Betrieb
NOR-6-2	Diele	800	in Betrieb
NOR-7-1	Cloppenburg	900	2025
NOR-8-1	Emden/Ost	900	2019
OST-1-1	Lubmin	250	in Betrieb
OST-1-2	Lubmin	250	2019
OST-1-3	Lubmin	250	2019
OST-2-1	Lubmin	250	2023
OST-2-2	Lubmin	250	2023
OST-2-3	Lubmin	250	2023
OST-3-1	Bentwisch	51	in Betrieb
OST-3-2	Bentwisch	339	in Betrieb

6.1.2 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 für dieses Szenario ein Zielnetz mit allen von den Übertragungsnetzbetreibern für dieses Szenario vorgeschlagenen Maßnahmen (z.B. das Zielnetz B 2035).

6.1.3 BBP-Netz

Betrachtet man als Zubaunetz nur diejenigen Maßnahmen, die bereits im Bundesbedarfsplan stehen, ergibt sich das BBP-Zielnetz oder schlicht BBP-Netz. Hierfür werden dem Startnetz sämtliche im Bundesbedarfsplangesetz enthaltenen Maßnahmen hinzugefügt. Dabei werden auch alle von den Übertragungsnetzbetreibern beantragten lastflusssteuernden Elemente zunächst als gegeben vorausgesetzt, um deren mögliche entlastende Wirkungen im Netzmodell einzubeziehen.

6.1.4 Kraftwerksanschlussleitungen

Bei Kraftwerksanschlussleitungen handelt es sich um Maßnahmen im Zusammenhang mit der Herstellung des Netzanschlusses eines Einspeisers bzw. Erzeugers. Solche Maßnahmen sind nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Die Rechtslage für Kraftwerksanschlüsse richtet sich alleine nach der Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV). Dennoch führen die Übertragungsnetzbetreiber Kraftwerksanschlussleitungen meist informativ als Teil des Startnetzes auf.

6.2 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 an die Netzplanung in Deutschland.

6.2.1 (n-1)-Sicherheit

Ein wichtiger netzplanerischer Grundsatz ist die sogenannte (n-1)-Sicherheit. Die (n-1)-Sicherheit 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 wiederum bei der Planung der Stromnetze und so auch im NEP berücksichtigt. Der maximale Belastungswert 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.

6.2.2 Lastflusssteuernde Maßnahmen

In einem vermaschten Übertragungsnetz nimmt Strom physikalisch bedingt grundsätzlich immer den Weg des geringsten Widerstands. Dieser Effekt lässt sich jedoch 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 im übertragenen Sinne vergleichbar mit der eines Ventils. Sie können die Übertragungsfähigkeit des Netzes insgesamt nicht vergrößern, aber die Belastungen im Netz so

„verschieben“, dass es insgesamt besser genutzt wird. Die gleichmäßigere und effektivere Nutzung kann dann im Einzelfall einen Verzicht auf zusätzliche Ausbaumaßnahmen ermöglichen.

Die wesentlichen von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP 2021-2035 vorgeschlagenen lastflusstuernden Betriebsmittel sind sog. Phasenschiebertransformatoren (PST), es sind jedoch auch andere technische Möglichkeiten denkbar, beispielsweise Betriebsmittel basierend auf Leistungselektronik.

Je größer der Wirkleistungsfluss über eine Leitung, desto größer ist die sogenannte Phasenwinkeldifferenz. Die Wechselspannung erreicht an dem einen Ende der Leitung etwas später (Millisekunden) ihr Maximum als am anderen Ende der Leitung. Wäre sie genau gleichphasig, 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. Hier setzt die Funktionalität eines PST an. Er verfügt zusätzlich zu Ober- und Unterspannungswicklung (Kupferspulen innerhalb des Transformators) über eine dritte, so genannte 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.

6.2.3 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 bereits entsprechend ausgerüsteten, aber lediglich mit 220kV betriebenen Freileitung auf 380kV zu erhöhen. Auch das sogenannte Freileitungsmonitoring (FLM) wirkt optimierend, indem dadurch bestehende Leitungen abhängig von der herrschenden Witterung ausgelastet werden. Bei Wind oder kühlen Außentemperaturen können Leiterseile mehr Strom übertragen. Weiterhin können lastflusstuernde 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 220kV ausgelegten Leitung auf 380 kV, ferner durch Umbeseilung mit Hochstrom- oder Hochtemperaturleiterseilen, durch Installation zusätzlicher Stromkreise auf bestehenden Masten oder durch Neubau von Leitungen mit höherer Übertragungskapazität in bestehenden Trassen.

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 nur 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, als durchgeführt vorausgesetzt. So wird beispielsweise durch entsprechende Konfiguration der Datensätze unterstellt, dass im Zieljahr flächendeckend FLM stattfindet. Auch lastflusstuernde Maßnahmen zur optimalen Ausnutzung der Bestandsnetze werden bereits in der Planung vorausgesetzt, ebenso eine optimale Netztopologie. Gleichwohl sind neu zu errichtende Maßnahmen wie beispielsweise Phasenschiebertransformatoren grundsätzlich Teil des NEP und unterliegen einer Prüfung durch die Bundesnetzagentur.

6.2.4 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 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 gar nicht mehr zur Vermeidung tatsächlicher Stör- oder Gefährdungsfälle im Elektrizitätsversorgungssystem zur Verfügung stünden. Dabei haben die Übertragungsnetzbetreiber die Spitzenkappung gemäß § 12b Abs. 1 S. 3 EnWG zu beachten. Das Netz wird also nicht völlig engpassfrei als Kupferplatte geplant, sondern nur soweit bis es 97% der aus Windenergie, oder PV-Anlagen stammenden Energie transportieren kann. Diese Vorgehensweise ist sinnvoll, um die Integration erneuerbarer Energien zu gewährleisten, den Ausbaubedarf in vertretbaren Grenzen zu halten und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können.

Seit dem NEP 2019-2030 haben die Übertragungsnetzbetreiber entgegen ihrem bisherigen Vorgehen das Netz bewusst nicht engpassfrei ausgelegt, um der Hoffnung auf Innovationen bei Betriebsmitteln oder Betriebsführung gerecht zu werden. 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 anschließenden 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.

Damit lässt die Bundesnetzagentur auch 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 FLM, sofern möglich die Anwendung

von Hochtemperaturleiterseilen (HTL), der optimale Einsatz von Phasenschiebertransformatoren, 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 im Zieljahr unterdimensioniert.

Zum anderen geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass ein bestimmtes Maß an verbleibenden Engpässen durch zukünftige Innovationen behoben werden kann. 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 Hochtemperaturleiterseile), in der Erwartung zukünftiger Innovationen einstweilen fortbestehen zu lassen.

Darüber hinaus führen auch bestimmte Prüfungskriterien der Bundesnetzagentur, die darauf abzielen, die Robustheit der Planung zu stärken, also nur diejenigen Leitungen zu bestätigen, die unter allen vernünftigerweise anzunehmenden Entwicklungspfaden benötigt werden, im Ergebnis dazu, dass das Stromnetz des Jahres 2030 nicht vollständig engpassfrei sein wird. Zudem muss davon ausgegangen werden, dass im realen Netzbetrieb Engpässe auftreten, die in der Planung nicht berücksichtigt werden können. Durch Bau- und Wartungsmaßnahmen sowie Mehrfachfehler (Fehler, die über den (n-1)-Fall hinausgehen) 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 behoben 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 unbedingt 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. Dies geschieht analog zu der oben erwähnten gesetzlich angelegten und vom Szenariorahmen geforderten volkswirtschaftlich sinnvollen Kappung von Erzeugungsspitzen. In Summe führt dies zwangsläufig dazu, dass das Netz später eben nicht mehr zu jedem Zeitpunkt engpassfrei ist und nicht für die Übertragung der letzten Kilowattstunde ausgebaut wird.

Das aus diesen Netzberechnungen resultierende Ergebnis stellt den mindestens notwendigen Netzausbaubedarf für die einzelnen betrachteten Szenarien dar.

7. Praktische Umsetzung und Prüfung

Die Bundesnetzagentur prüft jeden einzelnen Schritt der Netzentwicklungsplanung, der sich an die Genehmigung des Szenariorahmens anschließt, nach. In den folgenden Unterabschnitten wird die Vorgehensweise der Bundesnetzagentur zur Überprüfung der unterschiedlichen Eingangsgrößen und der eingereichten Projekte beschrieben. Die Ergebnisse der Prüfungen werden in Abschnitt II B dargestellt.

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 2021-2035 erhielten im Rahmen eines öffentlichen Ausschreibungsverfahrens der Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen und die DIGSILENT GmbH die Zuschläge als Gutachter.

Die Netzberechnungen werden 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 über die 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 unzutreffende Daten oder Eingangsparameter. Auf dieser Grundlage erstellt sie einen Prüfungsdatensatz, anhand dessen sie Ausbaumaßnahmen beurteilt.

Die Bundesnetzagentur prüft die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen in mehreren Szenarien nach. Dabei müssen die vorliegenden Szenarien vor dem Hintergrund der geänderten Gesetzeslage durch die Neufassung des Klimaschutzgesetzes betrachtet und bewertet werden. Insbesondere verliert das Szenario A 2035 aufgrund der Annahme von laufenden Kohlekraftwerken und im Vergleich zu den anderen Szenarien einem geringeren Ausbau erneuerbarer Energien im Zieljahr 2035 stark an Bedeutung. Die Bundesnetzagentur prüft die Maßnahmen deshalb auf den Szenarien B 2035, C 2035 und B 2040. Grundsätzlich müssen Maßnahmen in allen drei Szenarien erforderlich sein, um bestätigungsfähig zu sein. Für grundsätzliche Betrachtungen liegt jedoch ein besonderer Fokus auf dem Szenario C 2035 und dem langfristigen Ausblick im Szenario B 2040.

7.1 Prüfung der Regionalisierung und Marktmodellierung

Für ihre Prüfungen des NEP 2021-2035 hat die Bundesnetzagentur die Marktmodellierung der Übertragungsnetzbetreiber mit der gutachterlichen Marktmodellierung der Universität Duisburg-Essen verglichen. Beide Marktmodelle stimmen in ihren Aussagen und Prognosen zum Kraftwerkseinsatz und zu den Im- und Exporten grundsätzlich überein. Unterschiede im Detail entstehen daraus, dass die Übertragungsnetzbetreiber einerseits und der Gutachter andererseits jeweils verschiedene Ansätze für ihre Vorgehensweise gewählt haben. Das bedeutet allerdings nicht, dass das eine Modell dem anderen „überlegen“ wäre. Die Ergebnisse verschiedener Modellierungen lassen sich nicht in Kategorien wie richtig oder falsch bzw. wahr oder unwahr einteilen. Denn Modellieren bedeutet, in der Realität hochkomplexe Zusammenhänge so weit zu vereinfachen, dass sie anschließend mit angemessenem Aufwand berechnen werden können. Diese Vereinfachung kann auf unterschiedliche Weise erfolgen, ohne dass dadurch ein Modell „besser“ wäre als das andere.

Im NEP 2021-2035 wird ein Marktmodell genutzt, bei dem ermittelt wird, wie der Kraftwerkspark optimal eingesetzt wird, um zu jeder Stunde eines betrachteten Zieljahres (2035 bzw. 2040) Angebot und Nachfrage

von Strom auszugleichen. Ein solches Modell muss naturgemäß mit Prämissen arbeiten. Dazu gehört eine Einschätzung u. a. der zur Verfügung stehenden grenzüberschreitenden Transportkapazitäten, der Lage und Größe sogenannter „Must-Run-Kapazitäten“ (Erzeugungsanlagen, die z. B. aus Gründen der Netzsicherheit, zur gleichzeitigen Wärmegewinnung oder zur Bereitstellung von Regelenergie unabhängig vom Strompreisniveau in Betrieb sein müssen) und der zu erwartenden Nachfrage nach Strom. Das Modell orientiert sich an ökonomischen und technischen Kriterien sowie den gesetzlich den Produzenten und Verbrauchern vorgegebenen Rahmenbedingungen.

7.2 Überlastungsindizes

Wichtig für die Prüfung des NEP und die Auswahl von Zubauprojekten 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 Kriterium 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. Seit dem NEP 2024 verwendet die Bundesnetzagentur zu diesem Zweck einen sogenannten Überlastungsindex. Der Grundgedanke dabei ist, zunächst die theoretische Leistung einer Leitung, die aufgrund einer Überlastung nicht übertragen werden könnte, für ein Jahr aufzusummieren. Damit fällt eine stark überlastete Leitung deutlich mehr ins Gewicht als eine nur schwach überlastete Leitung. Bei einem Überlastungsindex einer Leitung von mindestens 30 GWh (was als Energiemenge in etwa dem Jahrestromverbrauch von 10000 Haushalten entspricht) liegt ein Indiz vor, dass, wenn Optimierung und Verstärkung nicht ausreichen, Netzausbau in dieser Region erfolgen muss, um die bestehende Überlastung zu reduzieren. Dieser Wert entspricht ungefähr einer durchschnittlichen Überlastung mit 110 % in 100 Stunden. Insofern geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass eine Reduktion des Überlastungsindizes durch eine Maßnahme um diesen Wert zu einer erheblichen Entlastung des Übertragungsnetzes führt. Dieses Indiz löst daher eine tiefergehende Prüfung aus.

Um anschließend einen Index auch für das gesamte Übertragungsnetz zu erhalten, können die einzelnen Jahreswerte aller Leitungen aufsummiert werden. Im Ergebnis erhält man so Überlastungsindizes für jede einzelne Leitung und einen daraus durch Aufsummieren abgeleiteten Überlastungsindex für das gesamte Übertragungsnetz.

Zur Berechnung wird für jede Stunde des Jahres eine Ausfallsimulation durchgeführt und für jede Leitung bestimmt, mit welcher Leistung diese im (n-1)-Fall überlasten würde. Ausgehend von diesen Werten lassen sich der Jahresüberlastungswert einer einzelnen Leitung und daraus wiederum der Jahresüberlastungswert aller Leitungen im Übertragungsnetz bestimmen.

Die so erhaltenen Werte können wiederum als Indikatoren für die aufgrund von Überlastungen nicht übertragbare Leistung und damit für die Dringlichkeit von Ausbaumaßnahmen angesehen werden. Sie 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 keine gut geeigneten Kraftwerke gibt, um eine Überlastung wirksam zu beheben.

7.3 Wirksamkeitskriterium

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 oder bei Ausfall eines Betriebsmittels (z. B. einer Leitung, eines Umspannwerks, 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.

Zur Überprüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme wird der Betriebszustand des Übertragungsnetzes zunächst 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 in einer Vielzahl von Stunden Überlastungen verringern oder verhindern und so zu einer angemessenen Senkung des Überlastungsindex (siehe Abschnitt I B 7.2) führen. Daher hat die Bundesnetzagentur in diesem Prozess auch die deutschlandweite Verbesserung des Überlastungsindex ausgewertet und in den Steckbriefen angegeben. In der Regel werden lediglich Maßnahmen, die über die reine Wirksamkeitsbetrachtung hinaus eine Verbesserung des Überlastungsindex von mindestens 30 GWh bieten, als bestätigungsfähig angesehen.

Einige Maßnahmen begründen sich durch Überlastung der unterlagerten Netzebenen. Zur Prüfung ihrer Wirksamkeit wurden teilweise Netzdaten der unterlagerten 110 kV-Netze untersucht oder weitere Indikatoren zur Bewertung herangezogen. Geprüft wird, ob die Maßnahme Überlastungen der unterlagerten Netze behebt, die ohne Ausbau des Übertragungsnetzes nur mit unverhältnismäßig großem Aufwand behoben werden könnten. Eine detaillierte Betrachtung der Verteilernetze ist jedoch nur in Einzelfällen erforderlich und sinnvoll, da es die Aufgabe des NEP ist, den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz und nicht in den einzelnen Verteilernetzen festzustellen. Grundsätzlich werden die Verteilernetze als reduzierte Modelle betrachtet.

7.4 Erforderlichkeitskriterium

Eine wirksame Maßnahme muss darüber hinaus auch erforderlich sein.

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit einer Maßnahme wendet die Bundesnetzagentur Kriterien an, die über die von den Übertragungsnetzbetreibern zugrunde gelegten Planungskriterien hinausgehen. Maßnahmen sollten auch gegenüber Veränderungen von gesetzlichen oder sonstigen Rahmenbedingungen stabil und zukunftsfest sein, 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. Ein erstes Indiz dafür ist gegeben, wenn eine Maßnahme in allen betrachteten Szenarien in mehreren Stunden wirksam ist.

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 bzw. geregelt 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 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.

7.5 Prüfung von Streckenmaßnahmen des Bundesbedarfsplans

Wie bisher überprüft die Bundesnetzagentur auch im NEP 2021-2035 erneut diejenigen Maßnahmen, für die der Gesetzgeber im Bundesbedarfsplan bereits die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf festgestellt hat. Damit kommt sie 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.

Für diese technische Prüfung erstellt die Bundesnetzagentur das BBP-Netz, wie in Abschnitt I B 6.1.3 erläutert. Anschließend prüft die Bundesnetzagentur die Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes in diesem BBP-Netz auf Wirksamkeit und Erforderlichkeit. Da an dieser Stelle der Prüfung noch nicht das komplette

Zubaunetz inklusive aller über den Bundesbedarfsplan hinausgehenden NEP-Maßnahmen betrachtet wird, können Fälle auftreten, in denen die Maßnahmen Überlastungen nicht komplett beheben, sondern nur deutlich reduzieren. Die entsprechenden Maßnahmen werden dennoch bestätigt. Das wirkt zwar auf den ersten Blick so, als seien die betroffenen BBP-Maßnahmen für sich betrachtet noch gar nicht „wirksam genug“, zeigt aber nur, dass über die BBP-Maßnahmen hinaus weiterer Zubau erforderlich ist, um ein überlastungsfreies Übertragungsnetz zu erhalten. Insofern wäre es falsch, die BBP-Maßnahme als „nicht wirksam (genug)“ abzulehnen, da sich ohne sie die Überlastungssituation verschärfen würde.

7.6 Prüfung weiterer Zubaumaßnahmen

Nach der Überprüfung der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans bleibt die Frage, ob und ggf. welche weiteren Maßnahmen des NEP zusätzlich notwendig sind. Dass es solcher zusätzlichen Leitungen bedarf, liegt am Fortschreiten der Energiewende und wird deutlich, wenn man dem betrachteten Netz die bestätigungsfähigen BBP-Maßnahmen hinzufügt und anschließend die verbleibenden Überlastungen im (n-1)-Fall betrachtet. Auf diese Weise ist zu erkennen, dass weiterhin viele Leitungen deutlich überlastet sind. Diese Überlastungen ergeben sich oft in mehreren hundert Stunden im Jahr, teilweise sogar in über 1000 Stunden im Jahr.

Um möglichst genau bewerten zu können, welche Maßnahmen zusätzlich zum Bundesbedarfsplan notwendig sind, verfolgt die Bundesnetzagentur bei der weiteren Prüfung erneut einen schrittweisen Ansatz, nämlich eine sequenzielle Prüfung. Denn eine Prüfung der über den Bundesbedarfsplan hinausgehenden Maßnahmen auf Basis eines als komplett realisiert unterstellten Zielnetzes (im Umfang aller von den Übertragungsnetzbetreibern angeführten Maßnahmen) wäre nicht sachgerecht, da sie die Wirksamkeit einer einzelnen geprüften Maßnahme tendenziell unterschätzt. Das liegt daran, dass es im kompletten Zielnetz mehrere Maßnahmen geben kann, die eine bestehende Leitung wirksam entlasten.

Deshalb bietet es sich an, das Netz ausgehend vom BBP-Netz schrittweise („sequenziell“ bzw. „iterativ“) zu prüfen und dabei bei jeder neu aufgenommenen Maßnahme lediglich die bisher schon als wirksam analysierten Maßnahmen als realisiert zu unterstellen. Das BBP-Netz wird dabei so lange erweitert, bis die wesentlichen Schwachstellen im Netz beseitigt sind bzw. bis keine Maßnahmen mehr gefunden werden können, die geeignet sind, die noch verbliebenen Schwachstellen zu beheben. Ziel der Betrachtung ist also kein vollständig (n-1)-sicherer Ausbau des Netzes, da ein absolut engpassfreier Ausbau volkswirtschaftlich nicht sinnvoll wäre. Darüber hinaus führt der Verzicht auf eine Bestätigung von Maßnahmen, die nur an wenigen Stunden zur Behebung von Netzengpässen erforderlich sind, zu einer Robustheit des bestätigten Netzausbaubedarfs gegenüber möglichen zukünftigen Änderungen der gesetzlichen bzw. energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Theoretisch müsste man jeweils eine Schwachstelle im Netz betrachten und prüfen, welche Maßnahme diese Schwachstelle beseitigen kann. Da ein solches Vorgehen in der Praxis jedoch aufgrund begrenzter Rechenzeiten nicht machbar ist, werden Schwachstellen, die weit genug auseinanderliegen, gleichzeitig betrachtet. Denn wenn diese Schwachstellen weit genug auseinanderliegen, kann man davon ausgehen, dass sich Maßnahmen, mit denen die Schwachstellen behoben werden sollen, nicht wiederum gegenseitig beeinflussen wie oben geschildert.

Ausgehend vom BBP-Netz wird zunächst eine Lastflussrechnung über alle 8760 Stunden des Jahres durchgeführt. Anhand dieser Rechnung werden für alle Leitungen die jeweiligen Überlastungsindizes bestimmt, um besonders oft bzw. besonders stark auftretende Engpässe zu identifizieren. In der Regel werden hierbei

Engpässe mit einem Überlastungsindex von mindestens 30 GWh auf den Bestandsleitungen ausgewählt. Danach werden hieraus räumlich voneinander getrennte Schwachstellen ausgewählt und jeweils eine naheliegende Maßnahme aus den Vorschlägen der Übertragungsnetzbetreiber identifiziert, die potenziell die Schwachstelle beheben oder zumindest mindern kann.

Im nächsten Schritt wird das BBP-Netz um ein Bündel aus so identifizierten Maßnahmen erweitert. Anschließend wird deren Wirksamkeit einzeln überprüft. Nachdem ein Maßnahmenbündel geprüft ist, wird das BBP-Netz um die aus diesem Bündel tatsächlich für wirksam befundenen Maßnahmen ergänzt. Auf dem so um bestimmte Maßnahmen erweiterten BBP-Netz können erneut eine Jahres-Lastflussrechnung durchgeführt und daraus Schwachstellen und naheliegende Maßnahmen zu deren Behebung abgeleitet werden, die zu einem weiteren Maßnahmenbündel zusammengefasst und wiederum geprüft wird. Die Gesamtprüfung ist beendet, wenn nach mehreren solcher Durchläufe (Iterationen) keine schwerwiegenden Schwachstellen mehr im betrachteten Netz verbleiben, die eine Netzausbaumaßnahme rechtfertigen, bzw. keine von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Maßnahme mehr geeignet erscheint, die noch verbliebenen Schwachstellen zu beheben.

Da sich im NEP 2021-2035 gezeigt hat, dass nur vergleichsweise wenige Streckenmaßnahmen nach diesem Vorgehen übrig waren, die nicht aufgrund von lokalen Engpässen identifiziert wurden, hat die Bundesnetzagentur in diesem Prozess die Prüfung erweitert und auch alle verbliebenen Maßnahmen geprüft und bewertet. Denn grundsätzlich ist es denkbar, dass einzelne Maßnahmen aufgrund der Lastflusssteuerung dennoch eine große Wirkung auf die deutschlandweiten Überlastungen haben können.

Aufgrund der Anzahl und Höhe der im BBP-Netz verbleibenden Überlastungen auf einer deutlichen Nord-Süd-Achse erscheint es jedoch nicht zielführend, flächendeckend mit lokalen Wechselstrommaßnahmen das Netz schrittweise zu erweitern. Stattdessen hat sich die Bundesnetzagentur entschlossen, das BBP-Netz zunächst um die weiteren von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Gleichstrommaßnahmen zu ergänzen, um so eine grundsätzliche und weiträumige Entlastung des Übertragungsnetzes zu untersuchen. Erst nach dieser grundsätzlichen überregionalen Entlastung („0-Iteration“) wird das Netz schrittweise um Wechselstrommaßnahmen erweitert wie oben beschrieben.

7.7 Prüfung weiteren HGÜ-Ausbaus

Die Bundesnetzagentur hat in den vergangenen Prozessen eine Vielzahl von Gleichstrom- bzw. HGÜ-Projekten geprüft. An solche Maßnahmen wurden insbesondere aufgrund ihrer Länge und der Kosten höhere Anforderungen gestellt als an Wechselstromprojekte. Die Realisierung einer HGÜ wird in Erwägung gezogen, falls deutliche überregionale Engpässe auftreten, die durch einzelne Wechselstromprojekte nicht mehr effizient behoben werden können. Das Wechselstromnetz kann dann den Anforderungen nicht mehr gerecht werden und müsste in erheblichem Maß ausgebaut werden, das über eine „punktuelle“ Lösung mittels einer HGÜ hinausginge. Durch den Zubau einer die viel Leistung über große Distanzen gezielt übertragen kann, ist es möglich, die Übertragungsaufgabe im Wechselstromnetz so zu reduzieren, dass dieses der verbleibenden Übertragungsaufgabe wieder gerecht werden kann. Die Bundesnetzagentur hat sich deshalb dazu entschlossen, vor der iterativen Prüfung von Maßnahmen im Wechselstromnetz zu prüfen, ob weitere von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene HGÜ-Projekte notwendig bzw. sinnvoll sind. Darauf aufbauend kann dann identifiziert werden, an welchen Stellen noch weiterer lokaler Zubau von Wechselstrommaßnahmen notwendig ist. Wie dargestellt, ist Ausgangspunkt dieser Prüfung stets eine vorherige Optimierung des vorhandenen Netzes, um den Ausbaubedarf nicht zu überschätzen.

Bei den Prüfungen der Bundesnetzagentur und der wissenschaftlichen Institute, welche die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur bei der Netzausbauplanung beraten, zeigt sich regelmäßig, dass bei großräumigen starken Überlastungen ein „Befreiungsschlag“ durch zusätzliche überregionale HGÜ-Transportmöglichkeiten eine bessere, nachhaltigere und auch umweltschonendere Variante ist, anstatt flächendeckend Wechselstrom-Bestandsleitungen hochzurüsten. Dies liegt zum einen 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 2035 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 wird.

Zum anderen aber überlagern sich die lokalen Engpässe mit den großräumigen Transportaufgaben, die auch nach dem Jahr 2035 bei einer angestrebten CO₂-freien Wirtschaft immer weiter zunehmen werden. Daher bietet es sich an, zu prüfen, ob es sinnvolle HGÜ-Projekte gibt, die auftretende überregionale Überlastungen überspannen und damit gezielt entlasten.

Zusätzlich zur Prüfung, ob und wenn ja wo weiterer Transportbedarf entsteht, für den ein weiteres HGÜ-Projekt notwendig und sinnvoll ist, rückte im aktuellen NEP 2021-2035 die Frage der Vernetzung von Gleichstromprojekten in den näheren Fokus.

Die bisherigen Planungen gingen in der Regel immer von reinen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen aus. Ein solches Projekt sieht dementsprechend am Anfangs- und Endpunkt der Leitung jeweils einen Konverter vor, der den Wechselstrom in Gleichstrom bzw. zurück wandelt.

Eine großflächige Vernetzung, wie sie in Wechselstromnetzen schon sehr lange üblich ist, scheitert im DC-Bereich aktuell noch an technologischen Restriktionen, da sie im Betrieb zwangsläufig sogenannte Leistungsschalter voraussetzt. Diese Leistungsschalter stellen sicher, dass im Fehlerfall nur die betroffene Leitung selbst abgeschaltet werden muss und nicht das komplette Netz. Ein Betrieb des europäischen Wechselstromnetzes ohne solche Leistungsschalter wäre undenkbar, da es sonst regelmäßig zu europaweiten kompletten Stromausfällen käme.

Eine weitere Restriktion ist die aktuell fehlende Standardisierung im HVDC-Bereich, so dass aktuell noch jegliche Vernetzung im HGÜ-Bereich bedingt, dass die entsprechenden Projekte von einem einzigen Konverterhersteller geplant und umgesetzt werden, da die Konverter von verschiedenen Herstellern untereinander nicht kompatibel sind (fehlende sog. Multivendor-Lösung, bei welcher eine Standardisierung dafür sorgt, dass die Konverter der zu vernetzenden Projekte durch unterschiedliche Hersteller geliefert werden können). Ebenso sollten die Projekte immer von Anfang an entsprechend geplant werden, da eine spätere Erweiterung entweder sehr aufwändig und teuer oder gar nicht möglich wäre.

Auch eine weniger umfangreiche Vernetzung („Vernetzung light“) von wenigen beteiligten Gleichstromprojekten ist eine relativ neue Entwicklung, es entstehen jedoch eine gewisse Anzahl nationaler und internationaler Projekte, in denen eine solche Vernetzung umgesetzt wird. Ein Beispiel wäre die Realisierung der HGÜ-Projekte A-Nord und Ultranet, bei denen eine DC-seitige „Vernetzung“ vorgenommen wird, indem der Zwischenpunkt in Osterath als sogenannter Multi-Terminal-Konverter umgesetzt wird. Diese Form der Vernetzung ist jedoch auch mit gewissen Nachteilen verbunden, da grundsätzlich die Konvertertechnik

aufwändiger wird und oft ein metallischer Rückleiter („metallic return“) benötigt wird. Letzteres bedeutet in der Praxis ein zusätzliches Kabel, das entsprechenden Raumbedarf hat. Dieser Raum kann dann nicht mehr für echte zusätzliche Transportkapazität genutzt werden. Die Vernetzung light über Multiterminal-Konverter ist daher stets eine Einzelfallentscheidung, die nicht allgemein auf andere Projekte übertragen werden kann. Gleichzeitig liegt die Umsetzung der Projekte grundsätzlich im Aufgabenbereich der Übertragungsnetzbetreiber und war bisher nicht Gegenstand der Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans.

Daneben ließen sich bisher im Kontext und den Szenarien des NEP nie die Vorteile bzw. Notwendigkeit eines vermaschten Gleichstromnetzes nachweisen oder wenigstens andeuten, da dieses in der Planung bereits auf einem gut vermaschten Drehstromnetz aufsetzt und insofern nur die beschriebenen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen als notwendig nachweisbar waren.

Auch wenn sich die Herstellerseite grundsätzlich zur gemeinsamen Weiterentwicklung und Standardisierung bekannt haben, fehlen dadurch aktuell Anreize in Form konkreter Projekte, die für eine weitergehende Vernetzung notwendigen Technologien zu entwickeln.

Solche Anreize für neue oder innovative Betriebsmittel bzw. Betriebsführungskonzepte sind zwar nicht primäre Aufgabe des Netzentwicklungsplans, können aber dennoch auf zwei unterschiedliche Arten berücksichtigt werden. Zum einen können im Rahmen von konkreten Projekten die Vorteile einer neuen Lösung nachgewiesen werden, bei der schon nachvollziehbar abzusehen ist, dass eine Realisierung im geplanten Zeitrahmen möglich ist. Im Kontext des weiteren DC-Ausbaus wäre also zu prüfen, ob sich schon Vernetzungsoptionen zeigen, die umsetzbar und vorteilhaft im Gegensatz zu reinen Punkt-zu-Punkt Verbindungen wäre. Diese Fragestellung prüft die Bundesnetzagentur hier erstmals im Rahmen des NEP 2021-2035.

Zum anderen könnte auch nachgewiesen werden, dass sich ein absehbares Konzept langfristig lohnt, jedoch noch „Pilotprojekte“ für die Entwicklung notwendig sind, die für sich selbst nicht zwangsläufig lohnen. Im Kontext des weiteren DC-Ausbaus wäre dies der Nachweis, dass sich eine langfristige großflächige DC-Vernetzung lohnt, dafür jedoch entsprechende Pilotprojekte notwendig sind, um beispielsweise die DC-Standardisierung Interoperabilität der Hersteller voranzutreiben. Diese Fragestellung kann im aktuellen NEP 2021-2035 nicht untersucht werden, dies ist jedoch für den nächsten Netzentwicklungsplan geplant, in dem sowohl die langfristige nationale HGÜ-Struktur, die für eine Dekarbonisierung bis zum Jahr 2045 erforderlich ist, als auch im Rahmen einer begleitenden Studie die Notwendigkeit einer internationalen DC-Vernetzung untersucht werden soll.

In Bezug auf den aktuellen Netzentwicklungsplan war dementsprechend zu untersuchen, wo sich geplante HGÜ-Projekt für eine „einfache“ DC-Vernetzung eignen und ob es für die Szenarien des NEP 2021-2035 technisch und ökonomisch sinnvoll ist. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass zum aktuellen Stand der Technologie eine vernetzte DC-Struktur als komplexer und damit auch aufwändiger in der Realisierung anzusehen ist. Insbesondere gibt der Herstellerverband T&D Europe für die Entwicklung und Realisierung eines ersten Multivendor-fähigen vernetzten Offshore-Systems eine Entwicklungs- und Realisierungszeit von etwa neun Jahren an. Aus diesem Grund kommen aus Sicht der Bundesnetzagentur die bereits seit dem letzten NEP geplanten und im damit im aktuellen Bundesbedarfsplangesetz enthaltenen Vorhaben nicht für eine derartige Betrachtung in Frage, um die Realisierung dieser dringend benötigten Vorhaben nicht zu gefährden.

Weiterhin werden nur Vernetzungsoptionen untersucht, die einen DC-Leistungsschalter nicht zwingend voraussetzen, da aktuell die Verfügbarkeit und Notwendigkeit eines solchen Leistungsschalters nicht sicher abzusehen ist. Dies schränkt den Umfang an möglichen vernetzten DC-Strukturen etwas weiter ein, so dass diese Frage im Ergebnis vor allem für die neu beantragten DC-Projekte DC31 und DC34 jeweils in Verbindung mit Offshoreanbindungsleitungen stellt. Bei beiden Projekten gehen auch die Übertragungsnetzbetreiber entsprechend des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans derzeit von einer Vernetzung der Offshore-Anbindungssysteme und der landseitigen DC-Maßnahmen aus. Die detaillierte Betrachtung erfolgt in den Steckbriefen.

Bei der Abwägung können grundsätzlich die folgenden Aspekte eine Rolle spielen:

- **Mögliche Einsparungen von Konvertern**
Durch den Einsatz von Multiterminal-Konvertern anstelle von einzelnen Punkt-zu-Punkt-Strukturen können Konverter und damit auch Kosten eingespart werden. Nach den Standardkosten der Übertragungsnetzbetreiber entspricht dabei jeder Konverter einer Einsparung von 600 Mio. €. Daneben können auch die notwendigen Flächen eingespart werden.
- **Mehrkosten durch die evtl. notwendig werdenden metallischen Rückleitern**
Durch die Vernetzung insbesondere in Verbindung mit den Offshore-Anbindungssystemen werden metallische Rückleiter notwendig oder zumindest sehr vorteilhaft. Diese verursachen jedoch zusätzliche Kosten, die aktuell von den Übertragungsnetzbetreibern auf 1,1 Mio. €/km abgeschätzt werden.
- **Raumbedarf des metallischen Rückleiters**
Der zusätzliche Raumbedarf des metallischen Rückleiters sollte die Suche nach einer geeigneten Trasse nicht unnötig erschweren. Der Raumbedarf sollte nicht dazu führen, dass in den vorhandenen Korridoren Potenzial für die Ausweitung der Transportkapazität verloren geht.
- **Einsparung von Redispatch-Kosten durch den metallischen Rückleiter**
Durch die Verlegung eines metallischen Rückleiters steht im Fehlerfall im DC-System noch die Hälfte der Übertragungskapazität zur Verfügung, im Falle der betrachteten 2 GW Systeme also noch jeweils 1 GW. Da sich Kabelfehler in der Regel nicht so schnell beheben lassen wie bei Freileitungen, ist statistisch mit nicht zu vernachlässigenden Nichtverfügbarkeiten zu rechnen, die auf Grund des metallischen Rückleiters reduziert werden können und damit Redispatchkosten einsparen. Dieser Effekt ist allerdings schwer zu quantifizieren, da noch keine ausreichenden Erfahrungen mit tatsächlichen Ausfallhäufigkeiten und Stillstandszeiten bestehen

7.8 Prüfung von Interkonnektoren

Im Gegensatz zu innerdeutschen Maßnahmen dienen grenzüberschreitende Maßnahmen, auch Interkonnektoren genannt, in der Regel nicht der Engpassvermeidung. Vielmehr liegt hier ein volkswirtschaftlicher Mehrwert zugrunde, der sich aus der stärkeren Kopplung der betroffenen Strommärkte ergibt. Deutschland ist im europäischen Strommarkt integriert und kann nicht als Insel betrachtet werden. Vielmehr ist der EU-weite Energiehandel Teil des europäischen Binnenmarkts und soll gemäß geltendem EU-Recht in Zukunft durch den gezielten Ausbau von Interkonnektoren weiter intensiviert werden. Für die Verbraucher

ergeben sich durch die europäische Vernetzung niedrigere Strompreise, da an einem größeren Markt mehr Anbieter konkurrieren.

Die Prüfung von Interkonnektoren anhand des herkömmlichen Wirksamkeitskriteriums (vgl. Abschnitt I B 7.3) ist nicht sinnvoll möglich. Das Wirksamkeitskriterium vergleicht die Auslastungen, die sich in zwei unterschiedlichen Netzkonfigurationen unter der Annahme eines identischen Einspeise- und Verbrauchsverhaltens einstellen. Die Berechnung des Einspeiseverhaltens ist ein vorgelagerter Prozess und greift als Eingangsparameter auf Interkonnektorenkapazität zwischen den Strompreiszonen zurück. Abweichende Annahmen zu Interkonnektoren ergeben ein verändertes Einspeiseverhalten und somit eine unterschiedliche Netzauslastung. Die Herausnahme eines Interkonnektors aus der Netzkonfiguration und die anschließende Berechnung von etwaigen Überlastungen basierend auf einem Marktmodellergebnis, für dessen Ermittlung der Interkonnektor überhaupt erst Voraussetzung war, würde zwangsläufig immer zu einer Wirksamkeit des Interkonnektors führen.

Der Nutzen von Interkonnektoren wurde deshalb anhand von Wirtschaftlichkeitsberechnungen des Gutachters der Universität Duisburg-Essen bewertet und bestimmt sich durch die Betrachtung mehrerer Faktoren. Untersucht werden die Auswirkungen der Interkonnektoren auf Konsumenten-, Produzenten- und Engpassrenten (Wohlfahrtseffekte), auf die Integration erneuerbarer Energien, auf den Redispatch, auf den CO₂-Ausstoß und auf die Netzverluste. Zur Abbildung der Umweltauswirkungen werden außerdem Klimafolgekosten berechnet. Diese basieren auf den Kosten der Treibhausgasemissionen, welche sich am Forschungsbericht „Methodenkonvention 3.1 zur Ermittlung von Umweltkosten“ des Umweltbundesamtes orientieren. Die dort veröffentlichten Werte von 215 €/t bzw. 250 €/t beziehen sich auf die Jahre 2030 und 2050. Gemäß der Berechnungsvorschriften der Methodenkonvention ergeben sich für die Jahre 2035 bzw. 2040 Folgekosten von 224 und 232 €/t. Um eine doppelte Bepreisung von CO₂ zu vermeiden, werden die Zertifikatspreise für CO₂ von dem anzusetzenden Kostensatz für die Klimafolgekosten abgezogen, da diese bereits in der Berechnung der Wohlfahrtseffekte berücksichtigt sind. Der Gesamtnutzen wird aus einer Gegenüberstellung des ermittelten Nutzens im jeweiligen Szenario mit den Investitions- und Betriebskosten, jeweils mit einer angenommenen Betriebsdauer von 40 Jahren, bestimmt.

Basierend auf der Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035 werden Interkonnektoren, welche noch nicht Teil des Bundesbedarfsplangesetzes sind, einer Analyse hinsichtlich des Nutzens für den deutschen Netzkunden unterzogen. Analysiert werden die Auswirkungen sowohl für das Jahr 2035 als auch für 2040. Die anschließende Bewertung basiert auf dem sich ergebenden Mehrwert sowie den Umweltauswirkungen der grenzüberschreitenden Leitungen.

Eingebracht und geprüft wurden folgende Interkonnektorprojekte:

Projektnr.	Beschreibung/ Start- und Endpunkte	von	nach	geplante	
				AC/DC	IBN
P74	Vöhringen – Westtirol	DE	AT	AC	2030
P170	Uchtelfangen – Vigy	DE	FR	AC	2030
P313	Zweiter Interkonnektor Belgien	DE	BE	DC	2035
P204	Tiengen – Beznau	DE	CH	AC	2030
P221	HansaPowerBridge 2	DE	SE	DC	2035
P367	Emden/Ost – Eemshaven	DE	NL	AC	2035

7.9 Prüfung von Offshore-Anbindungssystemen

Mit Einführung des sogenannten Flächenentwicklungsplans (FEP) gemäß §§ 4 ff. des Windenergie-auf-See-Gesetzes im Jahr 2018 ist der früher separat erstellte Offshore-Netzentwicklungsplan entfallen. Der Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer einschließlich der Netzanknüpfungspunkte an Land wurde zugleich planerischer Bestandteil des Netzentwicklungsplans. Der FEP legt fest, in welcher Reihenfolge Flächen voruntersucht werden und zur Ausschreibung für Offshore-Windparks kommen sollen. Daher legt er auch die Inbetriebnahmejahre von Anbindungssystemen fest, die für die rechtzeitige Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind. Der NEP ermittelt unter Zugrundelegung dieser Vorgaben die erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme einschließlich der jeweiligen Inbetriebnahmejahre und landseitigen Netzverknüpfungspunkte. Laut § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG muss der NEP alle Maßnahmen – einschließlich der Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung sowie der landseitigen Netzverknüpfungspunkte – vorsehen, die für einen bedarfsgerechten Ausbau an Offshore-Anbindungssystemen erforderlich sind.

Dabei unterscheidet sich die Prüfung der seeseitigen von der Prüfung der landseitigen Maßnahmen bzw. unterliegt vor dem Hintergrund des FEP anderen Kriterien. Im Gegensatz zu den landseitigen Maßnahmen, die einem sicheren, zuverlässigen und bedarfsgerechtem 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. Insoweit wird eine Anbindungsplanung für Erzeugungseinheiten auf See 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. Da in den Seegebieten kein Verbrauch im Sinne einer Abnahme der erzeugten Energie erfolgt, muss die erzeugte elektrische Energie nahezu vollständig an Land transportiert werden.

Ein zentraler Punkt bei der Prüfung der landseitigen Maßnahmen ist die Prüfung ihrer Wirksamkeit (vgl. Abschnitt I B 7.3). Dabei wird untersucht, ob das Netz auch ohne diese Maßnahme sicher wäre und weiterhin zuverlässig betrieben werden könnte. Im Unterschied dazu hat der Ausfall eines Anbindungssystems lediglich zur Folge, dass die daran angeschlossenen Offshore-Windparks nicht mehr ins Übertragungsnetz einspeisen können. Solange dies durch andere Stromeinspeisungen kompensiert werden kann, im Ergebnis also nur die

gleiche Situation wie bei einer Windflaute vorliegt, hätte das Fehlen einer Anbindungsleitung keinen Einfluss auf die Stabilität des Stromnetzes. Das Kriterium der Wirksamkeit, wie es bei anderen Maßnahmen geprüft wird, hat demnach für die Prüfung der Offshore-Anbindungssysteme keine Relevanz.

Eingangsgroßen für die Prüfung der Offshore-Anbindungen sind der Szenariorahmen und der FEP. Außerdem werden die Raumordnungspläne der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) sowie der Küstenländer berücksichtigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie aus dem genehmigten Szenariorahmen 2021-2035 (vgl. Abschnitt I B 1) übernommen. Neben der genehmigten Mantelzahl haben die Übertragungsnetzbetreiber dabei auch der vorgesehenen Regionalisierung, d.h. der Aufteilung dieser Leistung auf Nord- und Ostsee, Rechnung getragen. Demnach wurde von den Übertragungsnetzbetreibern die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie wie folgt berücksichtigt:

Gebiet	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Nordsee	25,6 GW	27,6 GW	31,6 GW	37,6 GW
Ostsee	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,4 GW
Gesamt	28,0 GW	30,0 GW	34,0 GW*	40,0 GW

* gemäß Szenariorahmen 2021-2035 stammen davon 2 GW aus einer ausländischen AWZ

Nach § 12b Abs. 1 Satz 4 Nr. 7 EnWG müssen die Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des NEP bei Ermittlung des Ausbedarfs an Offshore-Anbindungsleitungen zudem den FEP zugrunde legen. Die aktuelle Fortschreibung des FEP wurde zum 18.12.2020 veröffentlicht (FEP 2020) und von den Übertragungsnetzbetreibern im zweiten Entwurf des NEP 2021-2035 berücksichtigt.

Bei der Prüfung des NEP waren aus Sicht der Bundesnetzagentur insbesondere die folgenden Angaben des FEP 2020 relevant:

1. Gebiete (ehemals: „Cluster“) 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,
2. die Kalenderjahre, in denen auf den festgelegten Flächen jeweils die bezuschlagten Offshore-Windparks und das entsprechende Offshore-Anbindungssystem in Betrieb genommen werden sollen (der FEP 2020 enthält darüber hinaus auch Angaben zu den Inbetriebnahmequartalen und Quartalen des Kabeleinzugs),
3. Grenzkorridore, an denen die Offshore-Anbindungssysteme die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten,
4. standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze,
5. Testfelder, die Kalenderjahre, in denen auf den Testfeldern erstmals Windenergieanlagen und die entsprechende Testfeld-Anbindungsleitung in Betrieb genommen werden sollen, sowie die Kapazität der entsprechenden Testfeld-Anbindungsleitung.

Der FEP 2020 beruht hinsichtlich des Ausbaupfades für Offshore-Windenergie auf den bestehenden Regelungen des novellierten WindSeeG. Damit geht er von einem Ausbau in Höhe von 20 GW Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2030 aus, wovon 17,9 GW in der Nordsee und 2,1 GW in der Ostsee realisiert werden sollen.

Zudem legt der FEP 2020 technische Standards für die Offshore-Anbindungssysteme fest. Demgemäß sind die Anbindungssysteme in der Nordsee als HGÜ-Systeme auszuführen, wobei diese in den Küstenentfernungszonen 1 und 2 eine Übertragungsspannung in Höhe von +/- 320 kV und eine Übertragungskapazität in Höhe von mindestens 900 MW aufweisen müssen. In der küstenferneren Zone 3 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.

Der Ausbaubedarf wird im NEP grundsätzlich anhand der Vorgaben des FEP 2020 zu den Gebieten und Flächen, die zur Ausschreibung kommen sollen, sowie zu den voraussichtlich zu installierenden Leistungen der festgelegten Flächen und zur Übertragungskapazität der Anbindungssysteme, ermittelt. Der NEP identifiziert unter Zugrundelegung dieser Vorgaben die erforderlichen Offshore-Anbindungssysteme. Soweit also im FEP 2020 Flächen und Gebiete vorgesehen sind, für deren Erschließung es einer weiteren Anbindungsleitung bedarf, ist diese im NEP zu bestätigen.

Der FEP 2020 basiert auf dem WindSeeG, welches derzeit noch ein Ausbauziel von 20 GW im Jahr 2020 und 40 GW im Jahr 2040 verbindlich vorgibt. Daher stellt der FEP 2020 im Anhang informatorisch auch die Entwicklung und die für Ausschreibungen zur Verfügung stehenden Offshore-Erzeugungsf lächen für die Zeit nach dem Jahr 2030 dar, entsprechend den Szenarien A 2035, B 2035 und C 2035. Der FEP 2020 berücksichtigt insoweit den Ausbau an Windenergie ab dem Jahr 2026 (sog. Zielmodell), während der Ausbau bis einschließlich des Jahres 2025 auf Basis der alten Rechtslage stattfindet (insg. ca. 10,8 GW, davon ca. 9 GW in der Nordsee und ca. 1,8 GW in der Ostsee). Abgeleitet daraus unterstellt der Szenariorahmen 2021-2035 zum Zieljahr 2035 einen Ausbau an Offshore-Windenergie von 28 bis 34 GW, was innerhalb der aus dem WindSeeG resultierenden Vorgaben liegt.

Die notwendigen Flächen zum Erreichen von 20 GW im Jahr 2030 wurden im FEP 2020 festgelegt. Flächen und Gebiete, die über eine Erzeugungskapazität von 20 GW hinausgehen, und die bis zum Jahr 2035 zur Umsetzung der Offshore-Ausbaupfade des Szenariorahmens erschlossen werden müssten, einschließlich der Inbetriebnahmejahre und der dazu erforderlichen Anbindungssysteme, werden im Anhang des FEP 2020 informatorisch dargestellt. Daneben sind auch Flächen aufgeführt, die nach dem Jahr 2030 noch potenziell für einen weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie in Zone 3 zur Verfügung stehen. Auf dieser Basis können die zusätzlichen Anbindungssysteme ermittelt werden, die zur Erreichung der Offshore-Ausbaupfade des Szenariorahmens für das Zieljahr 2035 erforderlich sind.

Darüber hinaus erachtet die Bundesnetzagentur auch diejenigen Anbindungssysteme für bereits im NEP 2021-2035 bestätigungsfähig, die erforderlich sind, um wie im WindSeeG vorgesehen eine Gesamtleistung von 40 GW bis zum Jahr 2040 entsprechend des Langfristszenarios zu erschließen. Im Lichte der Umsetzung des aktualisierten Klimaschutzgesetzes, der verfassungsgerichtlich vorgezeichneten zu verstärkenden Klimaschutzbemühungen bzw. eines gesteigerten Ausbaus der erneuerbaren Energien kann ein Bedarf an Anbindungssystemen, die zur Erschließung dieses Ausbauziels notwendig sind, als gegeben bzw. verfestigt betrachtet werden („no regret“). Eine Bestätigung der betroffenen Anbindungen bereits im NEP 2021-2035

erhöht deren Planungs- und Realisierungssicherheit. Etwaige Änderungen des FEP bleiben selbstverständlich zu berücksichtigen.

7.10 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. Typischerweise ist der Bedarf an solchen Maßnahmen nicht aus einem bundesweiten energiewirtschaftlichen Szenario und einer bundesweiten Netzanalyse abzuleiten, sondern aus einer sehr individuellen, regionalen Einspeisesituation. Entsprechende Prüfungen können daher im Rahmen der energiewirtschaftlichen Prüfung von Investitionsmaßnahmen vorgenommen werden.

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 Transportnetzes betreffen, können sie ebenso wie Streckenmaßnahmen durch die Bundesnetzagentur berechnet und netztechnisch überprüft werden. Hierfür stellen die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende Datensätze zur Verfügung.

Abweichend von den letzten Netzentwicklungsplänen werden lastflusssteuernde Maßnahmen wie Phasenschiebertransformatoren nicht mehr über eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung geprüft. Im NEP 2017-2030 und im NEP 2019-2030 mussten sich Phasenschiebertransformatoren für eine Bestätigung noch innerhalb von drei Jahren amortisieren. Inzwischen kommt die Bundesnetzagentur jedoch zu dem Ergebnis, dass lastflusssteuernde Maßnahmen auch langfristig sinnvoll und notwendig sind. Daher werden auch diese Maßnahmen entsprechend ihrer engpassvermeidenden Wirkung geprüft.

Eine Besonderheit ergibt sich für die Prüfung horizontaler Punktmaßnahmen daraus, dass das Kriterium der Erforderlichkeit (vgl. Abschnitt I B 7.4) 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 „übernommen“ werden kann.

7.11 Prüfung von Netzbooster-Pilotanlagen

Im NEP 2021-2035 wurden mit den Projekten P365, P430 und P510 insgesamt drei sogenannte Netzbooster-Pilotanlagen beantragt. Diese Maßnahmen sollen der Verringerung von Engpassmanagementkosten dienen, indem durch eine reaktive Betriebsweise das Übertragungsnetz höher ausgelastet werden kann. Im Gegensatz zur klassischen (n-1)-Sicherheit, bei der keine Leitung im Übertragungsnetz in potenziellen Fehlerfällen Überlastungen aufweisen darf, lässt die reaktive Netzbetriebsführung kurzzeitige Überlastungen im Fehlerfall auf ausgewählten Leitungen zu. Diesen Überlastungen soll, falls es zu einem Fehlerfall kommt, durch schnell aktivierbare Anlagen entgegengewirkt werden. Dies können beispielsweise Batterien oder Offshore-Windparks sein. Die Übertragungsnetzbetreiber planen zunächst ausgewählte Leitungen und einzelne Windparks in das Konzept einzubeziehen. Bis zum Jahr 2030 soll eine schrittweise Ausweitung auf weitere Windparks und Leitungen folgen, sodass ab 2030 ein Einsatz im gesamten Übertragungsnetz möglich sein soll.

Die Bundesnetzagentur hat zur Bewertung der Projekte eigenständige Analysen zu Wirtschaftlichkeit der Anlagen durchgeführt, da denen eingesparten Kosten für vermiedenes Engpassmanagement die Investitionskosten für die Netzbooster gegenübergestellt werden müssen. Dafür wurden vier Zeiträume berechnet, um die zeitliche Veränderung unterschiedlicher Einflussfaktoren abbilden zu können. Innerhalb eines Zeitraums werden konstante Einsparungen angesetzt. Je nach Zeitraum wurden die zugrundeliegende Marktsimulation, das Netzmodell und damit zugrundeliegende Netzausbauprojekte, die Betriebsweise der Netzbooster (zunächst paarweise, später im Gesamtsystem), die bei der reaktiven Netzbetriebsführung betrachteten Leitungen und die in die reaktive Netzbetriebsführung eingebundenen Windparks variiert. Die Annahmen wurden dabei im Zweifel im Sinne der Antragsteller getroffen. So wurden beispielsweise tendenziell verzögerte Inbetriebnahmen großer Netzausbauvorhaben angesetzt, um eine etwaige Wirkung der Netzbooster-Pilotanlagen über lange Zeiträume bewerten zu können.

Die Bundesnetzagentur hat darüber hinaus bewertet, ob andere Betriebsführungskonzepte für einen reaktiven Einsatz infrage kommen. Hierbei stehen insbesondere Konzepte im Fokus, die keine Investitionen in zusätzliche Betriebsmittel bedingen, sondern mit bestehenden bzw. ohnehin geplanten steuerbaren Betriebsmitteln umgesetzt werden können. Es kommen beispielsweise der Einsatz von HGÜ oder von Phasenschiebertransformatoren infrage. Die Bundesnetzagentur hat sich im Rahmen der Prüfung dafür entschieden bei den Redispatchsimulationen neben Netzboostern auch den reaktiven Einsatz von HGÜ zu berücksichtigen. Aufgrund der bislang noch nicht endgültig geklärten Einsatzmöglichkeit der Phasenschiebertransformatoren wurden diese im reaktiven Einsatz nicht berücksichtigt.

Den berechneten Redispatcheinsparungen werden Kosten gegenübergestellt, um daraus eine Amortisationszeit zu berechnen. Die Kosten ergeben sich aus den Investitionskosten abzüglich den Investitionen in Schutz- und Leittechnik, da diese auch für den reaktiven Einsatz der HGÜ benötigt werden und damit nicht ausschließlich den Netzboosterprojekten zugeschlagen werden dürfen, sowie einer etwaigen Investition in Blindleistungsbereitstellung an den Standorten, die entfallen kann wenn die Batterien realisiert und diese Leistung bereitstellen würden. Den Kosten hinzugerechnet werden pauschale jährliche Betriebskosten für die Netzbooster.

Nicht berücksichtigt werden bei den Analysen aktuell nicht quantifizierbare mögliche Zusatznutzen der Pilotanlagen wie beispielsweise durch Beiträge zur Momentanreserve, im Falle eines Systemsplits oder für den Netzwiederaufbau.

Die Gesamtbewertung unterliegt auf allen Seiten hoher Unsicherheit, weshalb der Maßstab für die nötige Amortisationszeit nicht zu kurz und optimistisch gewählt werden sollte. Auch muss ein möglicher längerfristiger Nutzen der Projekte gewürdigt werden. Die Bundesnetzagentur hielt im NEP 2019-2030 eine Amortisationszeit von höchstens 15 Jahren für sachgerecht. Damit ist jedoch keine naturwissenschaftliche oder gesetzliche Grenze gezogen. Es wird insoweit auf die Umstände des Einzelfalles, insbesondere auch auf die sonstigen Wirkungen der Maßnahme und deren Bestätigung oder Nichtbestätigung ankommen.

C Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung

Auch in der Konsultation des Netzentwicklungsplans 2021-2035 zeigten sich vielfältige, zuweilen gegensätzliche Erwartungshaltungen an das Verfahren und an die Energiewende als solche. 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 entweder weit grundsätzlicher mit dem gesamten Energieversorgungssystem (einschließlich dessen Finanzierung, des Strommarktdesigns und Entflechtungsfragen) oder führte Gesichtspunkte an, die nach dem geltenden abgestuften planerischen System anderen Schritten des Gesamtprozesses Netzausbau zuzuordnen und dort zu diskutieren sind (Szenariorahmen, Bundesfachplanung, Raumordnung, Planfeststellung). Bisweilen beschränkten sich Stellungnahmen auf die Ablehnung bestimmter Vorhaben.

Solche Beiträge helfen bei der Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans nicht unmittelbar weiter. Gleichwohl sind sie wichtig für den Gesamtprozess und für die Akzeptanz des Netzausbaus. Aus diesem Grund setzt sich die Bundesnetzagentur innerhalb und außerhalb des Verfahrens mit ihnen auseinander. Um die förmliche Bestätigung des Netzentwicklungsplans mit solchen Gesichtspunkten aber nicht zu überfrachten, geht die Bundesnetzagentur in einem gesonderten Auswertungsdokument auf sie ein.

Nicht zur Aufgabe des Netzentwicklungsplans und dem damit verbundenen Konsultationsverfahren gehört es, 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.

Sofern sich Konsultationsbeiträge auf einen bestimmten Aspekt des Prüfprozesses oder der grundsätzlichen Prüfungsergebnisse beziehen, wird darauf in den jeweiligen Punkten in den Abschnitten I B (Prüfprozess) oder II 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 II B 5 und unter den jeweiligen Steckbriefen dargestellt.

II Rechtliche Würdigung

A Ermächtigungsgrundlage und formelle Voraussetzungen der Bestätigung

Der Netzentwicklungsplan 2021-2035 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.

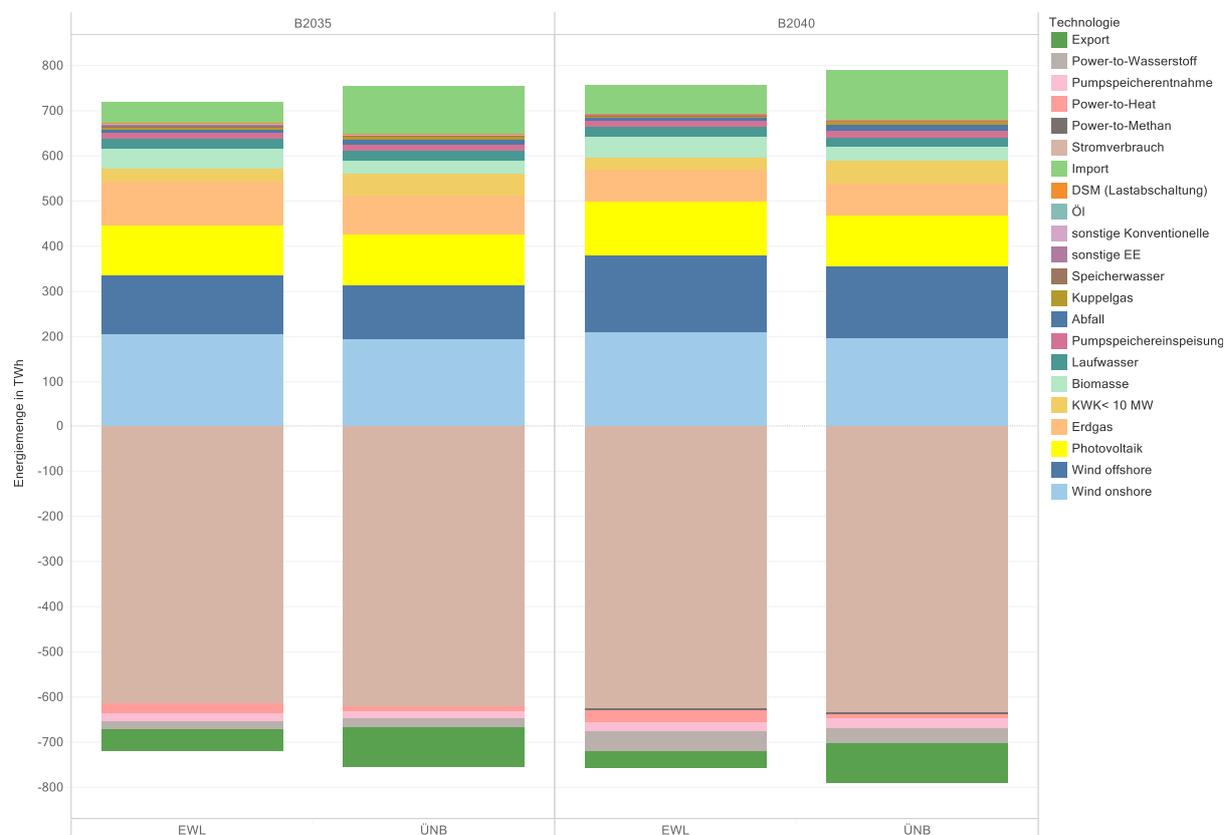
Nach Vorlage des zweiten Entwurfs des Netzentwicklungsplans 2021-2035 durch die Übertragungsnetzbetreiber beteiligte die Bundesnetzagentur die Öffentlichkeit und die zuständigen Behörden gemäß § 12c Abs. 3 EnWG. Sie machte den zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber auf ihrer Internetseite bekannt und gab der Öffentlichkeit zehn Wochen 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. Geeignetheit der verwendeten Modellierungen

Anhand der gutachterlichen Untersuchungen des Lehrstuhls für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen 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 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 Modells konnten anschließend mit denen des von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten Modells verglichen werden. Anhand dieses Vergleichs zeigt sich, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihren Netzberechnungen realistische Marktergebnisse zugrunde gelegt haben.



Ausgewiesene Import- und Exportmengen von EWL beinhalten keine Transitflüsse und fallen daher geringer aus als die Werte der ÜNB.

Abbildung 1: Gesamtenergiemengen nach Erzeugern und Verbrauchern (Quelle: Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EWL), Universität Duisburg-Essen)

2. 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 2020 handelt, also des zum Zeitpunkt der Planung einschlägigen gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans 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 auch 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 zur Aufrechterhaltung ständiger Versorgungssicherheit 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 Verordnung (EU) 347/2013, 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 ein Drittprojekt in Form des Interkonnektors NeuConnect. Selbstverständlich werden aber auch Projekte der Unionsliste einer regulären Prüfung im NEP unterzogen.

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

Als Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen schlagen die Übertragungsnetzbetreiber mehrere HGÜ-Verbindungen zum weiträumigen Transport von Norden nach Süden vor. Alle Projekte sind in den jeweiligen Steckbriefen für die entsprechenden Streckenmaßnahmen näher beschrieben.

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. Ebenso sind in den Steckbriefen Angaben zur verwendeten Übertragungstechnologie enthalten.

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.

Einige Konsultationsbeiträge schlugen vor, dass Supraleitung als innovative Übertragungstechnologie diskutiert und berücksichtigt werden sollte. Diese Technologie habe großes Potenzial und der Netzeinsatz im Gigawatt-Bereich im Jahr 2030 sei realistisch, wenn beispielsweise im Netzentwicklungsplan entsprechende Pilotprojekte vorgesehen würden.

Die Bundesnetzagentur begrüßt grundsätzlich die Auseinandersetzung mit innovativen Technologien. Ob Supraleitung für das Übertragungsnetz eine geeignete Technologie ist, kann jedoch im Netzentwicklungsplan 2021-2035 nicht abschließend bewertet werden. Bisherige Erfahrungen mit Supraleitung bestehen im Wesentlichen mit Projekten, die wenige Kilometer lang sind, vor allem im städtischen Bereich. Ob Supraleitung für große Projekte mit mehreren hundert Kilometern Länge geeignet ist, ist aus Sicht der Bundesnetzagentur jedoch noch nicht klar abzusehen. Die Bundesnetzagentur geht allerdings davon aus, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber intensiv mit neuen Technologieoptionen auseinandersetzen, auch wenn sie sich im Entwurf des Netzentwicklungsplans nicht dazu äußern. Im europäischen Kontext setzt sich beispielsweise ENTSO-E mit neuen Technologien wie beispielsweise Supraleitung auseinander. Die Prüfung von wirtschaftlichen Pilotanlagen im Netzentwicklungsplan ist prinzipiell möglich, die Übertragungsnetzbetreiber haben jedoch bisher keine Projekte dieser Art vorgelegt.

5. Bedarf im landseitigen Übertragungsnetz

Die Bundesnetzagentur hat zunächst geprüft, inwieweit die Maßnahmen des aktuell auf das Jahr 2030 ausgerichteten Bundesbedarfsplangesetzes in Verbindung mit Optimierungsmaßnahmen wie witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb (WAFB) und Lastflusssteuerung ausreichen würden, um auch die Transportaufgaben gemäß der nunmehr die Jahre ab 2035 betrachtenden Szenarien noch erfüllen zu können. Hierfür hat sie wie unter Abschnitt I B 7 beschrieben alle 8760 Lastflusssituationen des im jeweiligen Szenario betrachteten Jahres berechnet und auf Überlastungen im (n-1)-Fall überprüft. Dabei zeigt sich, dass die umfangreichen Optimierungsmaßnahmen zwar schon eine deutliche Reduzierung des Überlastungsindex von über 70 % bewirken, jedoch auch bei Realisierung aller Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes noch zahlreiche Überlastungen auftreten, teilweise an deutlich mehr als 1000 Stunden eines Jahres.

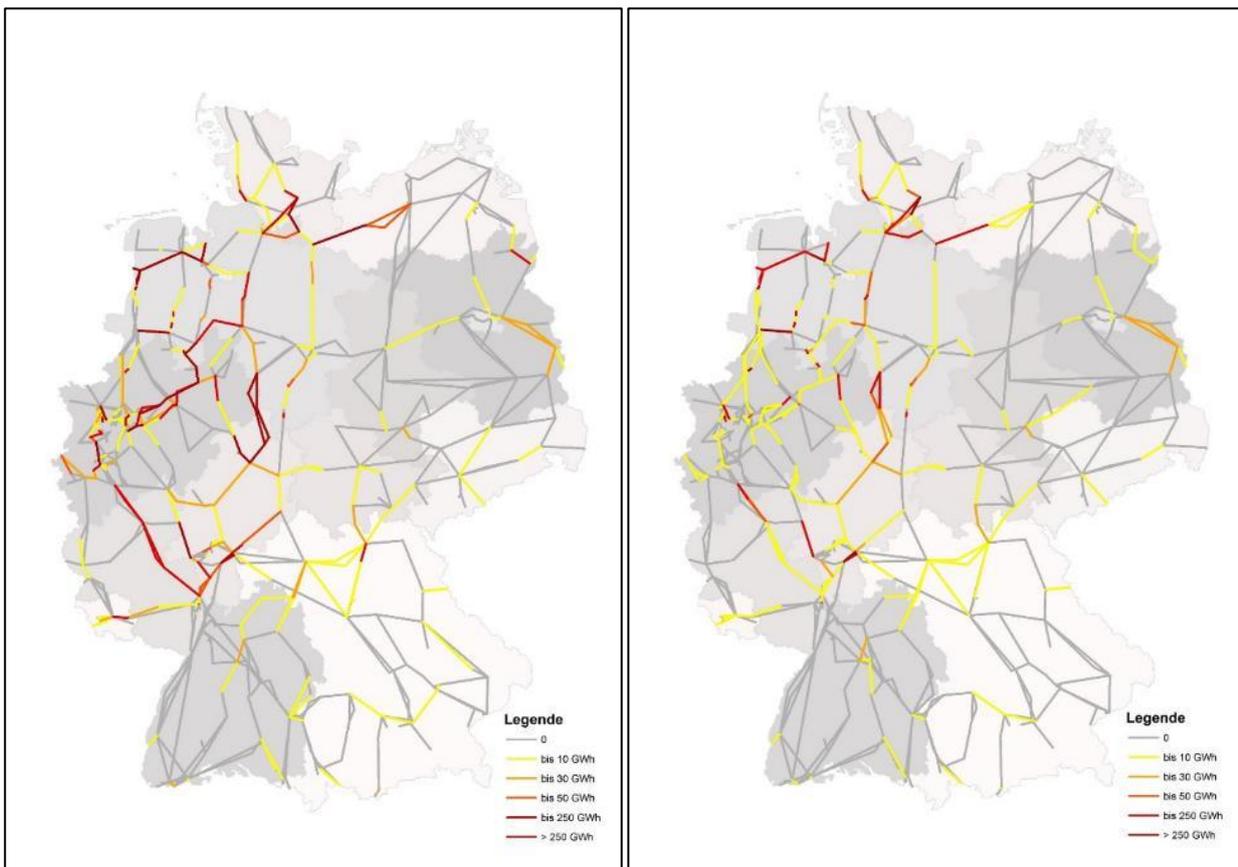


Abbildung 2: Überlastungen im BBP-Netz im Szenario C 2035 ohne (links) und mit (rechts) Optimierungsmaßnahmen wie witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb und Lastflusssteuerung

Diese Überlastungen treten vor allem in einem Bereich von Schleswig-Holstein bis nach Süd-Hessen auf sowie in moderaterem Umfang verteilt über das restliche Bundesgebiet. Deutlich wird damit, dass die bisher im Bundesbedarfsplangesetz festgelegten Maßnahmen alleine nicht ausreichen, um den ab dem Jahr 2035 zu erwartenden Übertragungsaufgaben gerecht zu werden. Unabhängig von diesen Ergebnissen prüft die Bundesnetzagentur alle Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes – soweit sie nicht aufgrund der begonnenen Umsetzung schon im Startnetz sind – erneut, da natürlich nicht ausgeschlossen werden kann, dass einzelne Maßnahmen aufgrund geänderter Rahmenbedingungen verzichtbar geworden sind.

Ferner zeigt sich durch diese Analysen, dass Optimierungsmaßnahmen wie witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb und Lastflusssteuerung in erheblichem Umfang Überlastungen verringern können, jedoch bei weitem nicht ausreichen, um genügend Transportkapazität für die Übertragungsaufgabe bereitzustellen. Daher ist zwingend weiterer Netzausbau notwendig.

Anders als in den vorangegangenen Bestätigungen verzichtet die Bundesnetzagentur auf die Wiedergabe der von den Übertragungsnetzbetreibern angegebenen voraussichtlichen Inbetriebnahmedaten für landseitige Maßnahmen. Inwieweit hier Plandaten von den Übertragungsnetzbetreibern im Anschluss an die Netzentwicklungsplanung tatsächlich realisiert bzw. eingehalten werden, wird im separaten Netzausbau-Monitoring quartalsweise aktualisiert nachgehalten. Selbstverständlich ist für alle Maßnahmen eine möglichst schnelle Realisierung anzustreben.

5.1 Prüfung von Maßnahmen anhand einer Kosten-Nutzen-Analyse

Eine Prüfung einzelner Maßnahmen anhand einer Kosten-Nutzen-Analysen (KNA) oder auch „Cost Benefit Analysis“ (CBA) für Netzausbauprojekte wie sie auch im Rahmen der Konsultation gefordert wurde kommt grundsätzlich nicht in Betracht. Auf den ersten Blick erscheint der Einsatz solcher Instrumente zwar plausibel, denn grundsätzlich sollte natürlich den Kosten eines großen Infrastrukturprojekts ein entsprechender Nutzen gegenüberstehen. Dennoch greift die Forderung nach einer CBA für die Bewertung und Prüfung im NEP aus verschiedenen Gründen zu kurz.

Inhalte einer Kosten-Nutzen-Analyse

Eine CBA beinhaltet im Kern den Vergleich der Kosten einer Maßnahme mit dem Nutzen, den diese Maßnahme stiftet. In Bezug auf Netzausbaumaßnahmen sind die Kosten zumindest auf den ersten Blick noch vergleichsweise einfach zu bestimmen, da für die verschiedenen Realisierungsmöglichkeiten insbesondere in Bezug auf die notwendigen Investitionen Erfahrungen bestehen und diese beispielsweise im Begleitdokument „Kostenschätzungen“ der Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht sind.

Dennoch sind auch diese Kosten bereits mit großen Unsicherheiten behaftet, da auf der Planungsebene des NEP viele Details der Umsetzung bei weitem nicht sicher bekannt sind. Dies gilt bereits für die Länge einer Maßnahme, die vor dem entsprechenden Genehmigungsverfahren noch nicht feststeht, teilweise aber auch für die Umsetzungsart. So ist bei einigen Maßnahmen aktuell noch nicht entschieden, ob beispielsweise eine Maßnahme als Umbeseilung realisiert werden kann (ca. 0,5 Mio. €/km) oder evtl. als Ersatzneubau in bestehender Trasse realisiert werden muss (2,8 Mio. €/km). Genauso wenig ist vorherzusehen, welche Maßnahmen im darauffolgenden Gesetzgebungsverfahren als Erdkabelpilot gekennzeichnet werden (11,5 Mio. €/km). Zusätzlich zu diesen Unsicherheiten ist auf der Kostenseite die Berücksichtigung von Umweltauswirkungen kaum zu monetarisieren, da auch hier (neben der allgemeinen Schwierigkeit) die Details noch nicht bekannt sind.

Nicht geeignet für die Prüfung und Bestätigung oder Nichtbestätigung einer beantragten Maßnahme ist jedoch das Bewerten des Nutzens von Maßnahmen.

Im Rahmen des TYNDP, erstellt durch den Verband europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European association for the cooperation of transmission system operators for electricity - ENTSO-E), wird eine CBA zur Bewertung der (teilweise auch von Investoren und nicht Netzbetreibern) vorgeschlagenen Projekte angewendet. In der ENTSO-E Methodik, welche fortlaufenden Änderungen unterzogen wird, wird dabei eine

Vielzahl von monetarisierbaren und nicht monetarisierbaren Bewertungskriterien definiert. In der aktuellen „CBA 3.0“-Methodik werden zehn solcher Kriterien ausgewiesen, die teilweise jedoch nur schwer plausibilisierbar bzw. überprüfbar sind: volkswirtschaftliche Auswirkungen, CO₂-Ausstoß, Integration von EE-Strom (Vermeidung von Einspeisemanagement), Schadstoffemissionen, Netzverluste, Versorgungssicherheit, Flexibilität, Stabilität, Vermeidung von anderweitigem Bedarf an Erneuerung oder Ersatz von Infrastruktur, Redispatch-Reserve.

Grundsätzlich lassen sich einige dieser Größen mithilfe von Netzberechnungen mit und ohne das zu bewertende Projekt, z.B. durch Redispatch-Berechnung, quantifizieren. Auch hier besteht jedoch die Schwierigkeit, jeden einzelnen Nutzen objektiv zu monetarisieren. Während es für den volkswirtschaftlichen Nutzen durch einen veränderten Kraftwerkseinsatz zumindest hinsichtlich der Brennstoffkosten keine allzu divergierenden Ergebnisse geben sollte, unterliegen schon die Annahmen für die Bewertung von Kosten, die durch CO₂-Ausstoß verursacht werden, je nach Quelle sehr großen Schwankungsbreiten. Schwieriger noch ist die monetäre Bewertung der zusätzlichen Integration von EE-Strom. Hier gibt es verschiedene denkbare Ansätze, beispielsweise, keine Kostenannahmen zu treffen, da direkt nur die Kosten des Redispatch anfallen, oder die Kosten der zusätzlichen CO₂-Emissionen zu bewerten oder als Hilfsgröße Entschädigungszahlungen von beispielsweise 100 €/MWh anzunehmen.

Die erste Variante berücksichtigt nur direkt anfallende Kosten, widerspricht aber den Zielen der Energiewende, da es nicht zielführend ist, erneuerbare Energien auszubauen und deren Einspeisung dann im Rahmen von Redispatch durch konventionelle Erzeugung zu ersetzen.

Die zweite Variante wäre nur solange zulässig, wie Deutschland im Energiemarkt überhaupt noch im Rahmen der Ziele der Bundesregierung CO₂ emittieren darf. Dies wird zunehmend schwierig, so dass es zwar möglich ist, die CO₂-Mengen zu bepreisen, diese allerdings von vorneherein überhaupt nicht anfallen dürfen. Konsequenter wäre daher im Grunde in jedem Falle, in dem ein Vorhaben eine Verringerung der CO₂-Emissionen möglich macht, von einer positiven Kosten-Nutzen-Analyse zu sprechen.

Die Hilfsgröße der Entschädigungszahlungen für abgeregelte erneuerbare Erzeugung ist zwar verbreitet; sie ist aber quantitativ nicht eindeutig herleitbar, sondern weitgehend vom politischen oder ökonomischen Vorverständnis des jeweiligen Planers abhängig.

Im Hinblick auf ein zunehmend CO₂-neutrales Energiesystem muss jede nicht integrierbare Kilowattstunde erneuerbarer Energien dazu führen, dass an anderer Stelle noch mehr erneuerbare Erzeugung ausgebaut werden muss, um dies auszugleichen. Die Folge wäre die Schaffung von deutlichen Überkapazitäten an EE-Anlagen, die auch noch an weitgehend ineffizienten und damit zu teuren Standorten lokalisiert wären. Die gesellschaftlichen Auswirkungen dieser Überkapazitäten hinsichtlich der Akzeptanz der Energiewende sind nicht abschätz- und noch weniger seriös monetarisierbar.

Kosten-Nutzen-Analyse als Basis einer Maßnahmenprüfung

Eine CBA schafft keine geeignete Basis einer Maßnahmenprüfung im Rahmen der Bestätigung des NEP.

Um eine CBA für die Prüfung einer einzelnen Maßnahme zu verwenden, ist es notwendig, die Kosten einer Maßnahme mit dem entsprechenden Nutzen einer Maßnahme zu vergleichen. Während bereits die Kosten – aufgrund der zuvor erläuterten Schwierigkeiten – nur schwierig rechtssicher zu bestimmen sind, ist der Nutzen einer einzelnen Maßnahme wie zuvor bereits dargelegt kaum zu quantifizieren. Der hier

monetarisierbare Nutzen des Preiszonen-internen Netzausbaus dürfte nach dem oben Dargelegten im Wesentlichen auf der Verringerung von Redispatch-Kosten und der Integration von erneuerbaren Energien basieren. Beides ergibt sich jedoch aus dem betrachteten Gesamtsystem und nicht aus einer einzelnen Netzausbaumaßnahme. So ist es denkbar, dass eine einzelne Maßnahme wenig Redispatch vermeidet oder wenig mehr Integration von erneuerbaren Energien ermöglicht, da vor und nach Ergreifen dieser Maßnahme noch Engpässe bestehen, die weiterhin Redispatch erforderlich machen. Erst die Gesamtheit mehrerer hintereinander gelegenen Maßnahmen, welche die entsprechenden Engpässe beheben, führt dann zu einer Reduktion der Redispatch-Kosten bzw. einer Verringerung des Einspeisemanagements. Parallel dazu gibt es auch Maßnahmen, die nicht nur einen lokalen Engpass positiv beeinflussen, sondern sich entlastend auf eine Vielzahl von anderen Engpässen auswirken, die dann aber immer noch zusätzlich mit weiteren Maßnahmen gestützt werden müssen. Es mag in Einzelfällen möglich sein, sinnvolle Kombinationen oder Maßnahmenpakete zu finden, die sich auf diese Art bewerten lassen, typischerweise ist aber eine Gesamtbetrachtung aller Maßnahmen erforderlich. Dies bedeutet, dass der Nutzen einer Maßnahme extrem vom umgebenden Netz abhängt. Damit entsteht die nächste Schwierigkeit bei der Bewertung einer Maßnahme. Typischerweise werden für Stromleitungen Lebensdauern von 40 bis 80 Jahren angenommen. In dieser Zeit entwickelt sich sowohl das Energiesystem als auch das umgebende Netz weiter, dies gilt umso mehr während einer Transformationsphase wie der deutschen Energiewende.

Zur Bewertung einer Maßnahme reicht also nicht, lediglich ein oder wenige Zieljahre zu untersuchen, wie derzeit im NEP vorgesehen, sondern es müsste ein entsprechend langer Zeitraum mit einem entsprechenden Fortschreiten der Energiewende, dessen konkrete Ausgestaltung sich aber nicht vorhersehen lässt, betrachtet werden. Dabei würde der Nutzen einer Maßnahme weiter ansteigen, da mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien auch der Anteil steigen würde, der ohne die Maßnahme nicht integriert werden könnte. Gleichzeitig würde auch die Notwendigkeit anderer Netzausbaumaßnahmen steigen, so dass man für die Bewertung einer Maßnahme ebenfalls einen (unbekannten) Ausbau des umgebenden Netzes unterstellen müsste, der dem steigenden Nutzen einer Einzelmaßnahme wieder entgegenwirken würde.

Angesichts der umfassenden Optimierungspflichten, die ergriffen worden sein müssen, bevor ein zusätzlicher Netzausbau erforderlich ist, kann das Stromsystem nur in der Summe der technisch notwendigen Maßnahmen sicher betrieben werden. Eine Maßnahme gleicht einem Baustein im Gesamtsystem, der möglicherweise entfernt werden kann, wohingegen das Entfernen mehrerer Bausteine zum Zusammenbruch des Systems führt.

Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse einzelner Maßnahmen im NEP kann die genannten Zusammenhänge nicht umfassend genug abbilden. Eine isolierte Betrachtung einzelner Maßnahmen im Hinblick auf eine rein ökonomische Kosten-Nutzen-Analyse setzt eine nahezu unbegrenzte Kombination aus Annahmen, die einen extremen Einfluss auf das Ergebnis haben, voraus. Aus dieser Vielzahl bestimmte Annahmen auszuwählen, täuscht im Ergebnis eine Scheingenauigkeit der Kosten-Nutzen-Analyse vor. Einen seriösen Mehrwert der Bewertung des Nutzens einer Maßnahme haben sie nicht.

Die Bundesnetzagentur greift daher bei der Prüfung von Maßnahmen im NEP auf andere Kriterien zurück. Die kontinuierlich weiterentwickelten Prüfkriterien und Methoden haben sich dabei bisher als sinnvolle und robuste Maßstäbe erwiesen, die eine Vielzahl der erwähnten Themen indirekt mit abdecken, aber einen deutlich stärkeren Fokus auf die Sicherheit des Energiesystems als solches und die tatsächliche, umfassende, aber gleichwohl nicht überzogene Integration erneuerbarer Energien in das Gesamtsystem der Energiewende

haben. Das Heranziehen des Überlastungsindex, der indirekt Höhe und Häufigkeit von Netzengpässen abbildet, ist ein Beispiel, wie verhindert wird, dass nur für die Beseitigung seltener und geringer Netzengpässe eine Ausbaumaßnahme ausgelöst wird.

Die Bundesnetzagentur hatte die vorstehenden Erläuterungen ihrer Vorgehensweise auch schon in ihrem Konsultationsdokument vorgestellt. Als Reaktion gingen jedoch nur Stellungnahmen ein, die schlicht das Fehlen einer Kosten-Nutzen-Analyse bemängelten und nicht auf die Gründe dafür eingingen. Die Bundesnetzagentur sieht insofern keinen Anlass ihren Standpunkt zu ändern.

Hinzuweisen ist auf ein mitunter auftretendes Missverständnis: Eine Kosten-Nutzen-Analyse darf nicht mit einer Alternativenprüfung verwechselt werden. Selbstverständlich versucht die Bundesnetzagentur bei allen Maßnahmen sinnvolle maßnahmenbezogene Alternativen zu finden und zu prüfen. Ebenso wird bei diesen maßnahmenbezogenen Alternativen ein Vergleich von netztechnischen Vor- und Nachteilen in Relation zu deren Mehrkosten vorgenommen, um eine Abwägungsentscheidung zu treffen. Dies ist immer dann der Fall, wenn es mindestens zwei Lösungen gibt, um ein bestimmtes Problem oder einen Engpass zu beheben. Beispiele hierfür wären Verteilernetzalternativen oder die Abwägung zwischen verschiedenen Ausführungsarten im DC-Bereich, siehe Abschnitt I B 7.7.

Kosten-Nutzen-Analyse bei Interkonnektoren

Im Falle der Interkonnektoren ist eine Prüfung der Einzelmaßnahmen auf Basis einer CBA als Bewertungsmaßstab möglich und auch geeignet.

Im Kern ist bei Interkonnektoren der Fokus des Nutzens ein deutlich anderer. Während der innerdeutsche Netzausbau dazu dient, das Netz so auszubauen, dass der prognostizierte Einsatz von Erzeugung und Verbrauch gemäß den Regeln des Strommarkts weitestgehend realisiert werden kann und die System-sicherheit nicht nur durch umfangreiche Eingriffe der Netzbetreiber in den Markt, insbesondere durch nachträgliches Abregeln von erneuerbaren Energien, gewährleistet werden kann, schaffen zusätzliche Interkonnektoren neue oder intensivere Handelsmöglichkeiten für den Markt. Insbesondere der erste Indikator der oben beschriebenen Methodik (volkswirtschaftliche Auswirkungen) stellt bei Interkonnektoren, die in der Regel zwei unterschiedliche Strompreiszonen miteinander verbinden, auf die durch die gesteigerte Handelskapazität stärkere Integration der jeweiligen Strommärkte ab. Dieser Effekt ist bei preiszoneninternen Projekten so nicht gegeben bzw. allenfalls schwach ausgeprägt.

Durch den Ausbau von Handelsmöglichkeiten können Stromproduzenten auf der einen Seite und Konsumenten auf der anderen Seite entweder zusätzlich Strom veräußern oder aber günstigeren Strom beziehen, je nachdem in welchem Handelsgebiet und in welcher Handelssituation sie sich befinden. Die zusätzliche Handelskapazität dient dementsprechend der Steigerung des sogenannten social economic welfare (SEW). Dieser lässt sich durch die entsprechende Marktmodellierung unter Berücksichtigung der Handelskapazitäten grundsätzlich berechnen.

Auch bei Interkonnektoren steht in Zukunft vermehrt die Integration erneuerbarer Energien im Fokus, jedoch mit einem anderen Hintergrund als bei den innerdeutschen Maßnahmen. Durch den notwendigen starken Ausbau der erneuerbaren Energien nehmen Situationen zu, in denen innerhalb eines Landes der produzierbaren erneuerbaren Strommenge keine entsprechende Nachfrage gegenübersteht. Ohne entsprechende Handelskapazitäten müssten in diesen Situationen verstärkt erneuerbare Energie bereits

marktseitig „abgeregelt“ (das bedeutet hier: gar nicht erst verkauft und produziert) werden. Im Rahmen des NEP wird diese abgeregelte Energie als „dumped energy“ bezeichnet. Zwar ist es ökonomisch nicht zwangsläufig sinnvoll, diese Energie durch entsprechende Maßnahmen komplett aufzunehmen, ein zu großer Anteil von „dumped energy“ würde jedoch die Energiewende und insbesondere den Ausbau der erneuerbaren Energien konterkarieren. Insofern ist eine Steigerung der Handelskapazitäten auch aus diesem Gesichtspunkt grundsätzlich vorteilhaft, da ein größeres Marktgebiet zur Aufnahme der erneuerbaren Energien geschaffen wird. Dies ist grundsätzlich auch deshalb sinnvoll, da jede exportierte Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien hilft, konventionelle Erzeugung (im Ausland) zu reduzieren. D.h., neben dem social economic welfare liegt auch ein besonderer Fokus auf der Integration der erneuerbaren Energien.

Auch hier bestehen natürlich Unsicherheiten bzgl. der Annahmen. Aufgrund der Funktionsweise des Strommarkts gibt es jedoch nur vergleichsweise kleine Wechselwirkungen unter den Interkonnektoren, selbst mit innerdeutschen Netzausbaumaßnahmen, so dass eine isolierte Betrachtung von Interkonnektoren im Rahmen einer CBA möglich ist.

Zusätzlich wird bei der Bewertung der Interkonnektoren geprüft, inwieweit das innerdeutsche Netz überhaupt in der Lage wäre, die entsprechende Handelskapazität zu bedienen. Es wäre offensichtlich nicht sinnvoll, eine Handelsmöglichkeit zu schaffen, die dann nur durch umfangreiche Eingriffe in den Markt gewährleistet werden kann. Insofern erfolgt auch bei Interkonnektoren noch eine Redispatchberechnung, um diesem Umstand Rechnung zu tragen.

Aufgrund dieses anderen Fokus beim Nutzen eines Interkonnektors ist es aus Sicht der Bundesnetzagentur möglich und auch sinnvoll, bei der Prüfung von Interkonnektoren trotz der Schwierigkeiten eine CBA mit anzuwenden.

Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP

Wie bereits oben beschrieben gibt der Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber eine CBA-Methode zur Bewertung von Projekten vor, die sich um Aufnahme in den TYNDP bewerben. Dies sind ganz überwiegend Interkonnektoren und nur ausnahmsweise innerstaatliche Projekte, die eine große Auswirkung auf die umliegenden Zonen haben, wie beispielsweise die innerdeutschen HGÜ-Korridore.

Jeder Vorhabenträger muss informatorisch für seine Projekte die oben ausgewiesenen Indikatoren bestimmen und die Ergebnisse in den offiziellen Projektdatenblättern ausweisen, um eine Vergleichbarkeit herzustellen. Ist dies nicht möglich, beispielsweise bei Vorhabenträgern, die nicht über das Know-How der Netzbetreiber verfügen, um die nötigen Modellanalysen durchzuführen, aber dennoch einen Interkonnektor entwickeln möchten, übernimmt ENTSO-E die Analyse.

Der vollständige TYNDP enthält dann eine Liste von Projektdatenblättern, in denen für jedes Projekt – neben anderen Angaben zu Kosten und Umweltauswirkungen – die oben genannten Indikatoren in den jeweils zu betrachtenden Szenarien dargestellt sind. Konkret finden die Indikatoren zudem Anwendung, falls sich ein Projekt um Aufnahme in die sogenannte PCI-Liste bewirbt. Hierbei handelt es sich um die „Unionsweite Liste mit Maßnahmen von besonderem gemeinsamem Interesse“ (Projects of Common Interest) nach der Verordnung (EU) 347/2013, der so genannten TEN-E-Verordnung, für welche besondere Regeln gelten, was Genehmigungsverfahren und gegebenenfalls EU-Fördermittel angeht. Im Falle einer Bewerbung wird die Eignung des Projekts von besonderem gemeinsamem Interesse im Folgenden anhand einer von der EU-

Kommission bestimmten Bewertungsmethodik bestimmt, die auf die Indikatoren aus der CBA zurückgreift. Dabei geht es dann nur um einen Vergleich der Maßnahmen, um diese für die PCI-Liste zu reihen, und nicht um eine Investitionsentscheidung oder eine generelle Bewertung der Sinnhaftigkeit eines speziellen Vorhabens. Letztere ist nach wesentlich vielfältigeren Kriterien zu treffen, wie zuvor ausgeführt.

Weder der TYNDP noch der PCI-Auswahlprozess der Kommission unterliegen regulatorischer Aufsicht der Mitgliedstaaten, so dass die Bestimmung der angewandten Indikatoren und der ausgewiesene Nutzen von Interkonnektoren nicht ohne eigene Prüfung in den nationalen Netzentwicklungsplan übernommen werden können. Zudem unterscheiden sich alleine schon die zur Analyse verwendeten Szenarien je nach Asynchronität der Prozesse zumindest hinsichtlich des Zieljahres, in der Regel aber auch schlichtweg in ihren Annahmen, was eine eigenständige Prüfung im Rahmen des NEP zwingend erforderlich macht.

Kosten-Nutzen-Analyse des innerdeutschen Netzausbaus

Obwohl eine CBA als Prüfung von preiszoneninternen Netzausbaumaßnahmen, wie oben dargestellt, nicht zielführend ist, steht natürlich den Kosten des Netzausbaus ein entsprechender Nutzen gegenüber.

Im Kern ist der Nutzen des Netzausbaus das Ermöglichen der Energiewende als solche. Es ist nicht möglich, die Energiewende nachhaltig umzusetzen, ohne das Netz auszubauen, bzw. nicht möglich, den Netzausbau deutlich zu reduzieren. Andere den Netzausbau ersetzende Möglichkeiten, den sicheren und verlässlichen Ausgleich zwischen langfristig ausschließlich erneuerbarer Erzeugung und zunehmendem Stromverbrauch in immer mehr Sektoren zu übernehmen und einen einheitlichen Strommarkt zu ermöglichen, werden zwar theoretisch diskutiert, haben sich aber als möglicher Netzausbauersatz in allen bisher vorliegenden seriösen wissenschaftlichen Studien als zumindest kostenmäßig nicht zielführend erwiesen.

Hoffnungen ruhen hier nicht zuletzt auf einem lastnahen EE-Ausbau, insbesondere durch zusätzliche Windenergie- und PV-Anlagen in Süddeutschland. Der Frage nach dem Einfluss eines solchen Ansatzes auf die Gesamtkosten des Energiesystems wurde bereits in verschiedenen Studien nachgegangen. Als Beispiel kann hier die Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) aus dem Jahr 2017 aufgeführt werden. Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass auch eine Steigerung des Ausbaus von Windenergieanlagen im lastnahen süddeutschen Raum kaum Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf hätte: „Die Verschiebung von Windenergieausbau in den Süden spart gegenüber dem Basisszenario Übertragungsnetzausbau, allerdings nur in geringem Umfang.“¹ Ein wichtiger Aspekt bei der Betrachtung der Gesamtkosten des Energiesystems sind aber auch die Kosten in den unterlagerten Netzebenen. So zeigen die Ergebnisse der genannten Studie, dass es bei einem erhöhten lastnahen EE-Ausbau zu erheblichen Kostensteigerungen in der Verteilernetzebene kommen würde: „Die Kosteneinsparungen im Übertragungsnetz werden bereits durch den zusätzlichen Ausbaubedarf in den Verteilungsnetzen überkompensiert. [...] Im Jahr 2050 liegen die annuitätischen Kosten im Verteilungsnetz im Regionalszenario um 450 Mio. €/a höher als im Basisszenario. Dem stehen Einsparungen in Höhe vom 140 Mio. €/a im Übertragungsnetz gegenüber.“² Und auch die Kosten für die lastnahen Erzeugungsanlagen an sich als Bestandteil der Gesamtkosten des Energiesystems müssen noch berücksichtigt werden. Auch hier gelangt die zitierte Studie zu dem Ergebnis, dass es zu einer deutlichen

¹ vgl. „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, BMWi, 2017 S. 55.

² vgl. „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, BMWi, 2017 S. 56.

Kostensteigerung kommen würde: „Die durchschnittlichen Gesteungskosten der Onshore-Windenergie sind in 2050 im Regionalszenario 8,1 % höher als im Basisszenario.“³

Weitere Beispiele für Studien mit ähnlichen Aussagen führt die Meta-Studie „Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze“ des Öko-Instituts aus dem Jahr 2018 auf: Soweit Kosten ausgewiesen werden, erfassen diese nur in wenigen Fällen die gesamten Systemkosten als Summe von Erzeugungs-, Flexibilitäts- und Infrastrukturkosten. Damit und vor dem Hintergrund teilweise sehr unterschiedlicher Systemdefinitionen sind vergleichende Analysen zwischen den Studien nur stark eingeschränkt möglich. Der Schwerpunkt des quantitativen Studienvergleichs liegt damit vor allem im Bereich der expliziten und impliziten Regionalisierungsansätze bzw. deren Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Mit einem spezifischen Blick auf die Szenarien, die einen um 20 bis 50 % geringeren Netzausbaubedarf errechnen, sind die folgenden Punkte hervorzuheben: Ein sehr klares Ergebnis der Vergleiche ist, dass alle Szenarien, die einen deutlich geringeren Netzausbaubedarf zum Ergebnis haben, einen besonders starken Ausbau der Onshore-Windenergie im Süden und Westen annehmen oder zum Ergebnis haben. Die Größenordnung dieses Mehrausbaus für die Jahre 2030 und 2035 liegen beim Drei- bis Sechsfachen im Vergleich zum NEP.⁴ Ein Szenario mit einem im Vergleich zu den anderen Modellierungen erheblich beschleunigten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung (85 % bis zum Jahr 2030) führt vor allem im Süden und Westen zu einem noch massiveren Ausbau der Onshore-Windstromerzeugung (mehr als den Faktor 5 im Vergleich zum NEP). Unter diesen Annahmen wird der Netzausbau nach NEP dann jedoch wieder erforderlich.⁵ Die „realistischen“ Potenzialgrenzen im Jahr 2030 werden in den Szenarien mit besonders starken Windenergieausbau im Süden und Westen deutlich überschritten. Gleiches gilt für die exemplarische Analyse der langfristigen Dezentralisierungsvariante des VDE. Szenarien mit einem geringeren Netzausbaubedarf sind überwiegend durch einen sehr starken Ausbau von Photovoltaik im Süden charakterisiert. Das Kapazitätsniveau der PV-Anlagen übertrifft hier dasjenige des Netzentwicklungsplans im Jahr 2030 bzw. 2035 um das Zwei- bis Dreifache.⁶

Eine weitere exemplarische Studie, welche die Schwierigkeiten einer dezentralen Versorgung aufzeigt, ist die Studie „Transparenz Stromnetze; Stakeholder-Diskurs und Modellierung zum Netzausbau und Alternativen“ des Öko-Institutes vom Juli 2018. Das Öko-Institut untersucht in dieser Studie fünf Szenarien, von denen zwei einen dezentralen Ansatz darstellen. Die gutachterliche Betrachtung des Öko-Instituts führt zusammengefasst zu zwei Erkenntnissen: Das Potenzial dezentraler Ansätze führt entweder nicht zu signifikanten Einsparungen beim Ausbau des Übertragungsnetzes⁷ oder diese Ansätze können durch das bestehende Marktdesign nicht abgebildet werden⁸. Weiterhin sei darauf hingewiesen, dass auch in kleineren Markt- und Netzgebieten die bestehenden Anforderungen an die Versorgungs- und Netzsicherheit gelten. Dies gilt insbesondere für den (n-1)-sicheren Betrieb des Netzes, aber auch für das Vorhalten von Reservekraftwerken. Letzteres wird durch das innerdeutsche Übertragungsnetz, aber auch durch das europäische Verbundnetz volkswirtschaftlich effizient sichergestellt.

³ vgl. „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, BMWI, 2017 S. 56.

⁴ vgl. „Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze“; Öko-Institut, 2018, S. 69.

⁵ vgl. „Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze“; Öko-Institut, 2018, S. 67.

⁶ vgl. „Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze“; Öko-Institut, 2018, S. 70.

⁷ vgl. „Transparenz Stromnetze“; Öko-Institut, 2018, S. 29 und S. 35.

⁸ vgl. „Transparenz Stromnetze“; Öko-Institut, 2018, S. 27 und S. 35.

Die Gesamtschau der zitierten Studien führt zusammengefasst zu dem Ergebnis, dass der Verzicht auf Netzausbau einherginge mit hohem Investitionsbedarf durch massiven Zubau an Erzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien⁹ und Speichertechnologien¹⁰ sowie deutlich höheren Stromerzeugungskosten¹¹. Zudem zeigt sich, dass der Verzicht auf Netzausbau einen massiven Interventionsbedarf an anderer Stelle zur Folge hätte, der teilweise an heute vor Ort geltenden Vorgaben scheitern würde, unerwünschte Effekte wie etwa eine Preiszonenteilung mit sich brächte und letztlich in keinem vernünftigen Verhältnis stünde. Die Energiewende ohne Netzausbau ist kaum sinnvoll zu erreichen.

5.2 Blindleistungskompensation

Nachdem die Übertragungsnetzbetreiber im NEP 2019-2030 erstmalig den Bedarf an Blindleistungskompensationsanlagen ausgewiesen haben, zeigen sie im NEP 2021-2035 Zubaubedarfe für neue Kompensationsanlagen zur Spannungshaltung und Spannungsstabilität in Höhe von ca. 46,3 Gvar auf. Diese Zubaubedarfe setzen sich aus regelbaren und stationären Kompensationsanlagen zusammen. Die Analysen der Übertragungsnetzbetreiber benennen für Deutschland einen stationären Blindleistungszubaubedarf von 12,2 Gvar spannungssenkend und 12,8 Gvar spannungshebend. Für regelbare Kompensationsanlagen sehen die Übertragungsnetzbetreiber für das betrachtete Zieljahr 2035 einen Blindleistungszubaubedarf von 21,3 Gvar. Beispielhaft wird von den Übertragungsnetzbetreibern eine Anlagengröße von 300 Mvar für regelbare und stationäre Kompensationsanlagen angenommen. Damit ergeben sich aus den genannten Blindleistungszubaubedarfen 84 stationäre und 71 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 geclustert, d.h., Netzknoten, die mit dem oben beschriebenen Ansatz signifikante Auswirkungen aufeinander haben, werden zusammengefasst. 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. Dadurch ergibt sich, dass die Netzgruppen D71, D75 und D42 für die folgenden Untersuchungen weiter unterteilt werden. Letztendlich ergeben sich dadurch 25 Blindleistungsregionen, die zur Bilanzierung der Blindleistung herangezogen wurden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihren Untersuchungen zur Ermittlung der Zubaubedarfe auch jene Blindleistungsbedarfe herangezogen, welche sich aus den unterlagerten Verteilernetzen ergeben können, wenn diese ihre Blindleistungsbewirtschaftung entsprechend des Status Quo betreiben. Für die Verteilernetze stehen keine detaillierten Netzmodelle zur Lastflusssimulation zur Verfügung. Daher verwenden die

⁹ vgl. „Transparenz Stromnetze“; Öko-Institut, 2018, S. 35.

¹⁰ vgl. „Transparenz Stromnetze“; Öko-Institut, 2018, S. 29.

¹¹ vgl. „Transparenz Stromnetze“; Öko-Institut, 2018, S. 28 und S. 31.

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 Juni 2018 bis Mai 2019 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.

Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung unterschiedliche Methoden angewendet, um die von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten Blindleistungsbedarfe aus den Verteilernetzen zu untersuchen. Zunächst wurden diese Blindleistungsbedarfe wie von den Übertragungsnetzbetreibern eingereicht berücksichtigt. Dadurch steigen die Kompensationsbedarfe im Übertragungsnetz in erheblichem Umfang an. Insbesondere bei den stationären Blindleistungsbedarfen ergibt sich ein erheblicher Mehrbedarf von ca. 32 Gvar. Des Weiteren hat die Bundesnetzagentur weitere Variationen des prognostizierten Verteilernetzverhaltens untersucht. Dafür nutzte sie zwei Varianten, bei der Blindleistungsbedarfe aus dem Verteilernetz auf die derzeit gültigen technischen Anschlussregeln nach VDE-AR-N 4141-1 begrenzt werden. Die erste Variante (Variante 1) beschränkt den maximalen Blindleistungsaustausch einer Verteilernetzgruppe mit dem Übertragungsnetz auf 48 % des betragsmäßigen Maximums der Bezugs- bzw. Einspeisewirkleistung dieser Verteilernetzgruppe. Die zweite methodische Variante (Variante 2) begrenzt die Blindleistungsbedarfe aus dem Verteilernetz zusätzlich zu den in der ersten Variante verwendeten Grenzen in den Fällen, in denen der Wirkleistungsaustausch zwischen Übertragungs- und Verteilernetz weniger als 25 % seines Maximums beträgt, auf null. In einer dritten Variante (Variante 3) wurden die Blindleistungsbedarfe aus den Verteilernetzen nur dann berücksichtigt, wenn diese eine stützende Wirkung in Hinblick auf die Blindleistungsbilanz im überlagerte Höchstspannungsnetz aufweisen, d. h., wenn sie mit ihrem Verhalten den Blindleistungsbedarf im Höchstspannungsnetz senken können. Alle diese Methoden haben gezeigt, dass der Zubaubedarf an Kompensationsanlagen im Höchstspannungsnetz durch die Berücksichtigung von Blindleistungsbedarfen aus den Verteilernetzen in erheblichem Maße ansteigt. Die folgenden Grafiken zeigen die Bedarfe an stationärer Blindleistungskompensation.

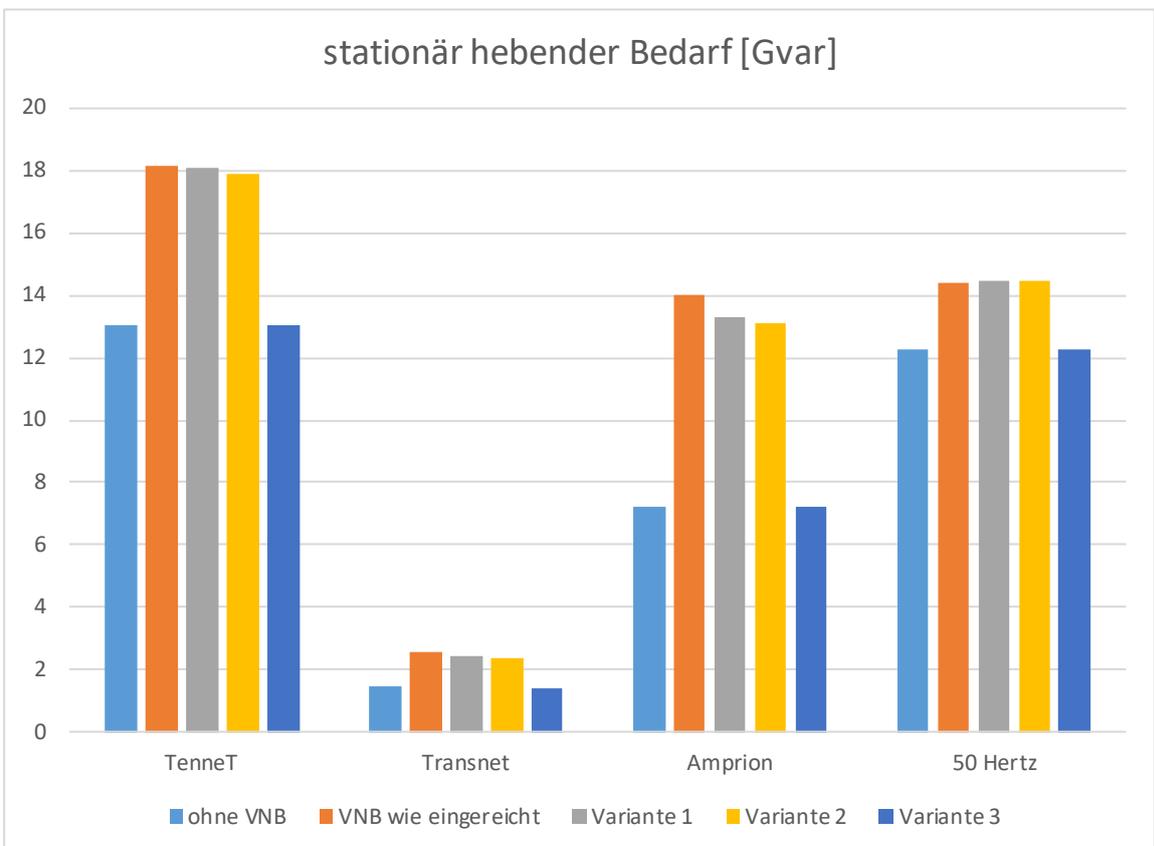
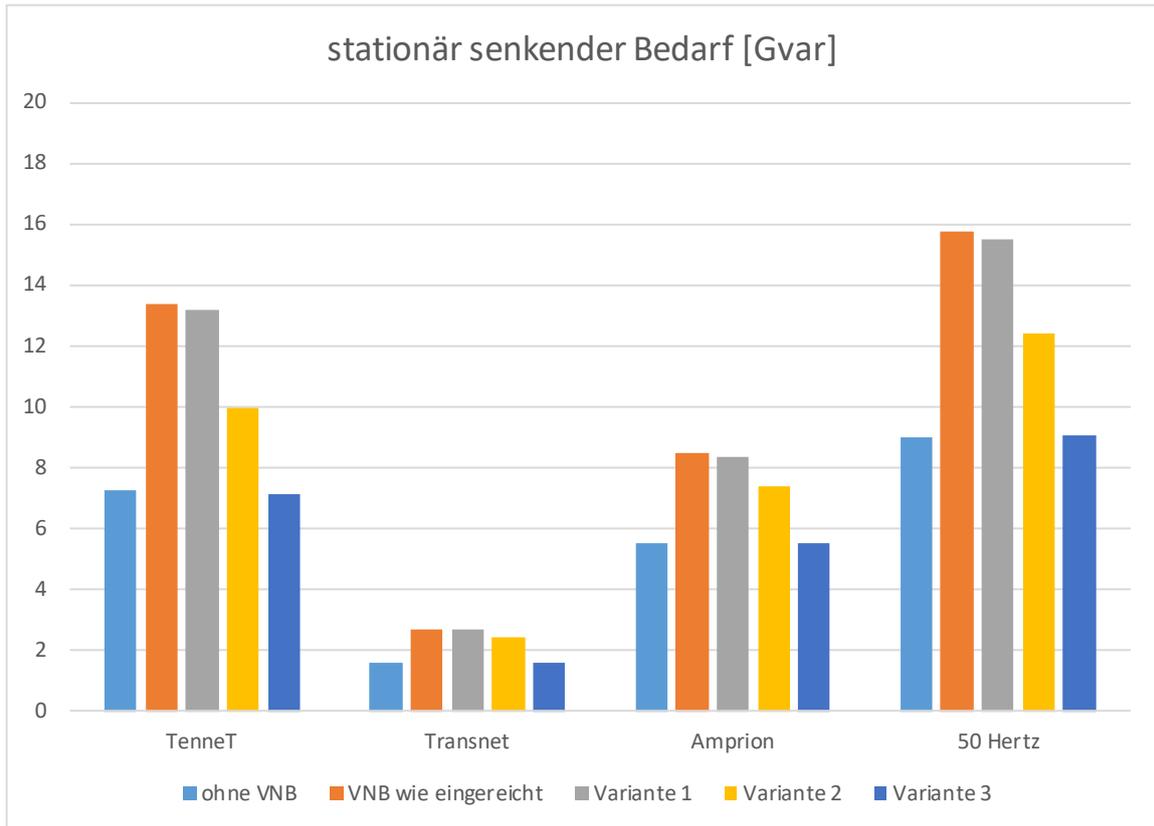


Abbildung 3: stationäre Blindleistungskompensation

Der Mehrbedarf an Blindleistungskompensation, der bei Berücksichtigung von Blindleistungsbedarfen aus dem Verteilernetz in die Ermittlung eingeht, ist deutlich erkennbar. Lediglich bei der für das Übertragungsnetz potenziell besten Variante, der dritten, zeigen sich keine deutlichen Änderungen, rechtfertigen daher aber auch nicht den methodischen Mehraufwand. Die Bundesnetzagentur berücksichtigt in ihrer Bestätigung im Sinne einer No-regret-Prüfung daher keine Blindleistungsbedarfe aus unterlagerten Verteilernetzen. Dies senkt den Kompensationsbedarf im Übertragungsnetz in erheblichem Maße, setzt aber voraus, dass die Bedarfe des Verteilernetzes zukünftig anders gedeckt werden. Obwohl diese Anforderung an die Verteilernetzbetreiber nicht den aktuell gültigen Anschlussregeln entspricht, ist dies sachlich gerechtfertigt. Denn eine weitgehende Bereitstellung von Blindleistung aus dem Übertragungsnetz ist in der künftigen Erzeugungsstruktur nicht angemessen. Jüngere Untersuchungen legen darüber hinaus die Vermutung nahe, dass eine dezentrale Blindleistungsbewirtschaftung innerhalb der Verteilernetze der für deren Blindleistungsbedarf effizientere Ansatz sein könnte. Sollte sich zukünftig zeigen, dass auch diese Blindleistungsbedarfe zu Teilen effizienter aus dem Übertragungsnetz zu decken sind, oder dass Verteilernetzbetreiber der Aufgabe, sich um den eigenen Blindleistungsbedarf selbst zu kümmern, aus welchen Gründen auch immer nicht nachzukommen vermögen, können sich die Kompensationsbedarfe in den nächsten Netzentwicklungsplanprozessen noch erhöhen.

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 sowie Mehrfachausfälle, ergeben.

Hierbei ergeben sich – in Übereinstimmung mit den Ergebnissen der Übertragungsnetzbetreiber – die größten dynamischen Blindleistungsbedarfe durch die stündlich betrachteten Änderungen der Einspeise- und Lastsituationen (Stundenwechsel). Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung die dynamischen Blindleistungsbedarfe, welche sich aus den Stundenwechseln ergeben haben, begrenzt, da sie die bei stündlicher Auflösung der Simulation beobachteten Stundenwechsel für überschätzt hält. Denn anders als bei der verwendeten Marktsimulation werden in der Realität auch 15-Minutenprodukte gehandelt. Das Sprungverhalten zum Stundenwechsel wird im Modell daher überschätzt. Aus den genannten Gründen wurden die zum Teil stark ausgeprägten Ausreißer der Wertereihen in der finalen Bilanzauswertung daher gefiltert. Dieser Filter schließt die größten Werte jeder Netzgruppe im Umfang von 1 % der Werteanzahl von der Auswertung aus. Die Bundesnetzagentur hat die von den Übertragungsnetzbetreibern eingereichten Mehrfachausfälle untersucht und konnte die eingereichten Kompensationsbedarfe, welche durch diese Mehrfachausfälle ausgelöst werden, grundsätzlich nachvollziehen. In der finalen Auswertung hat die Bundesnetzagentur einige unplausible Berechnungsergebnisse bei Mehrfachausfällen von der Auswertung ausgeschlossen, da ersichtlich wurde, dass diese Ergebnisse keine validen Arbeitspunkte darstellten.

Für die Ermittlung des Zubaubedarfs vergleichen die Übertragungsnetzbetreiber die ermittelten Blindleistungsbedarfe mit den verfügbaren Potenzialen bestehender Kompensationsanlagen. Neben den vorhandenen Kompensationsanlagen sind dies auch Konverter von Gleichstromprojekten und Kraftwerke, die je nach betrachtetem Netznutzungsfall ebenfalls Blindleistung liefern können, wenn sie in Betrieb sind.

In der von den Übertragungsnetzbetreibern angewandten Methodik werden zunächst die regelbaren Blindleistungsbedarfe bilanziert. Anschließend werden die stationären Bedarfe bilanziert und verbleibende regelbare Potenziale ebenfalls für die stationäre Betrachtung herangezogen. Dabei werden jedoch max. 30 % des ursprünglich zur Verfügung stehenden Potenzials an regelbarer Blindleistung für die stationäre Bilanzierung berücksichtigt. Die Übertragungsnetzbetreiber begründen dies damit, dass die hier betrachteten Stundenwechsel, anders als in der Realität, genau und ideal vorausgesagt werden können.

Die Bundesnetzagentur hat in ihren Untersuchungen die Auswirkungen der Begrenzung des verbleibenden stationären Blindleistungskompensationspotenziales auf die o. g. 30 % untersucht. Berechnungen mit 50 % und 100 % nutzbarem verbleibendem Potenzial haben ergeben, dass sich die Unterdeckungen in den stationären Fällen kaum verändern. In der Bestätigung folgt die Bundesnetzagentur daher insoweit dem Ansatz der Übertragungsnetzbetreiber.

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.

Bei der Prüfung hat sich die Bundesnetzagentur prinzipiell an der Methodik der Übertragungsnetzbetreiber orientiert. Die Bundesnetzagentur führt ebenfalls Lastflusssimulationen in allen 8760 Stunden des Zieljahres durch. Zur Untersuchung werden Netzsituationen nach Engpassmanagement (Redispatch und Einspeisemanagement) herangezogen, wodurch unrealistisch hohe Auslastungen der Netzelemente und daraus resultierend hohe Blindleistungsbedarfe nicht für die Ermittlung der Bedarfe herangezogen werden.

Die Bundesnetzagentur kann den von den Übertragungsnetzbetreibern ausgewiesenen Bedarf sowie die Methodik zur Ermittlung dieser Bedarfe grundsätzlich nachvollziehen. Für die Prüfung der eingereichten Maßnahmen hat die Bundesnetzagentur eigene Berechnungen durchgeführt, um den Bedarf für das Zieljahr 2035 zu ermitteln.

Die Bundesnetzagentur bestätigt nach ihren Untersuchungen insgesamt ein dynamisches Blindleistungsbudget von insgesamt 14,8 Gvar, ein stationäres spannungssenkendes Blindleistungsbudget von 13,4 Gvar und ein stationäres spannungshebendes Blindleistungsbudget von 11,9 Gvar für Kompensationsanlagen. Da bei den entsprechenden Anlagen wie bei allen anderen Netzausbaumaßnahmen auch in der Regel auf standardisierte Anlagen zurückgegriffen wird, können diese Budgets bei der Umsetzung gegebenenfalls auch leicht überschritten werden. Die detaillierte Aufteilung auf die einzelnen Regelzonen kann den Steckbriefen für die Sammelprojekte P90, P360, P400 und P412 entnommen werden.

Konsultation

Einige Konsultationsbeiträge wiesen auf die verschiedenen Möglichkeiten hin, die es zur Bereitstellung von Blindleistung gibt. Alle Anlagen im Netz sollten im Rahmen ihrer technischen Möglichkeiten an der Gewährleistung der Systemstabilität beteiligt sein. Die Nutzung bestehender Anlagen und Möglichkeiten sollte dabei Vorrang vor dem Bau neuer Infrastruktur haben. Ein Konsultationsbeitrag merkte an, dass Blindleistung und Momentanreserve nicht nur von den Übertragungsnetzbetreibern erbracht werden kann, sondern auch von Gaskraftwerken, Batterien und EE-Anlagen. Die Bundesnetzagentur müsse zudem in ihrer Bestätigung berücksichtigen, dass die Blindleistung gemäß der EU-Binnenmarktrichtlinie für nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen zunächst ausgeschrieben werden müssten.

Die unterschiedlichen Möglichkeiten zur Bereitstellung von Blindleistung sind, wie oben ausgeführt, in den Untersuchungen berücksichtigt. Es werden sowohl Kraftwerke wie auch EE-Anlagen und bereits bestehende Kompensationsanlagen im Netz für die bilanziellen Auswertungen berücksichtigt. Die EU-Binnenmarktrichtlinie schreibt vor, dass nicht frequenzgebunden Systemdienstleistungen marktlich beschafft werden müssten. Dies bedingt nicht zwangsläufig eine Ausschreibung. Weiterhin sind schon in der EU-Binnenmarktrichtlinie sogenannte vollintegrierte Netzkomponenten von einer marktlichen Beschaffung explizit ausgenommen. Nach § 12 Abs. 3 EnWG hat der Netzbetreiber selbst eine Abwägung zwischen einer Erbringung von Systemdienstleistungen aus eigenen Betriebsmitteln und einer marktlichen Beschaffung nach § 12h EnWG durchzuführen. Diese Abwägung haben die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der dargestellten Methodik getroffen. Die marktliche Beschaffung bezieht sich insofern darauf, ob und wie die Bereitstellung von Blindleistung beispielsweise aus den Kraftwerken und EE-Anlagen organisiert bzw. vergütet wird.

Um Kosten für Blindleistungskompensationsanlagen niedrig zu halten, solle die Bundesnetzagentur in ihrer Prüfung einen konservativen Ansatz zu Ermittlung der tatsächlichen Bedarfe für Blindleistung wählen, merkte ein Konsultationsbeitrag an. Dabei sollten auch Maßnahmen aus dem Verteilernetz berücksichtigt werden, oder EE-Anlagen die Blindleistung bereitstellen können.

Mehrere Konsultationsbeiträge bezogen sich auf Blindleistungsbedarfe, die sich aus den Verteilernetzen ergeben. Potenziale des Verteilernetzes seien nicht ausreichend berücksichtigt. Blindleistung könne auch aus dem Verteilernetz bereitgestellt oder bezogen werden. Eine bessere Koordinierung und Abstimmung mit den Verteilernetzbetreibern sei erforderlich. Die Erläuterungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Ermittlung der Bedarfe aus den unterlagerten Verteilernetzen mittels neuronaler Netz seien sehr knapp, die Bundesnetzagentur müsse diese einer grundsätzlichen Prüfung unterziehen. Vorgeschlagen wurde eine Validierung der Daten mittels einer umfassenden Datenbasis auf Grundlage einer Bereitstellung dynamischer, reduzierter Verteilernetzmodelle und die Einbindung dieser in das Übertragungsnetzmodell. In einem anderen Konsultationsbeitrag wurde vorgeschlagen, die Bedarfe aus dem Verteilernetz auch mittels sogenannter Grey-Box-Modelle zu ermitteln, die das Verteilernetz in reduzierter Form nachbilden. Damit könne der Ursprung des Blindleistungsbedarfes genauer ermittelt werden. So könne der Einfluss von Erzeugungsanlagen, Lasten und Netzverlusten auch getrennt identifiziert werden.

Die Bundesnetzagentur hat sich intensiv mit den Bedarfen aus den Verteilernetzen auseinandergesetzt. Dabei hat sich herausgestellt, dass die Blindleistungsbedarfe der Verteilernetze den Kompensationsbedarf für die Übertragungsnetzbetreiber deutlich erhöhen würden. Im Sinne einer No-regret-Prüfung hat die Bundesnetzagentur in ihrer Bestätigung daher keine Bedarfe aus dem Verteilernetz berücksichtigt. Somit hat sie, im Vergleich zu der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Prognose bestehend auf dem derzeitigen Verteilernetzverhalten, ein genutztes Potenzial an Blindleistung in den Verteilernetzen von über 30 Gvar unterstellt. Grundsätzlich ist es aus technischer wie aus volkswirtschaftlicher Sicht am besten, die entstehenden Bedarfe möglichst nah an ihrer Entstehung zu kompensieren. Die bestätigten Blindleistungsbedarfe hält die Bundesnetzagentur für No-regret-Maßnahmen. Ob und inwieweit Verteilernetze in Zukunft Blindleistung aus dem Übertragungsnetz benötigen oder ihrerseits für das Übertragungsnetz bereitstellen können, ist in Zukunft weiter zu untersuchen.

5.3 Momentanreserve

Im europäischen Stromsystem müssen jederzeit Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht gehalten werden, um die Netzfrequenz im Übertragungsnetzverbund in einem zulässigen Band um die 50 Hz zu halten.

Das heißt, es muss zu jedem Zeitpunkt genau so viel Leistung in das Netz eingespeist werden, wie diesem auch entnommen wird. Entsteht ein Ungleichgewicht, so steigt bei einem Leistungsüberschuss die Frequenz an und sinkt bei einem Leistungsmangel ab.

Dieser Frequenzänderung wirkt unmittelbar die sogenannte Momentanreserve entgegen, bevor die Frequenz durch Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung auf ihren Sollwert von 50 Hertz zurückgeführt wird. Momentanreserve wird historisch vor allem durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt. Dies geschieht physikalisch inhärent durch die Trägheit des rotierenden Teils (Rotor) der Synchrongeneratoren in diesen Kraftwerken, daher spricht man auch von Trägheit oder Schwungmasse im Netz. Neben der direkten Begrenzung der Frequenzabweichungsgeschwindigkeit unterstützen diese Synchrongeneratoren auch insgesamt die Stabilität des Netzes, z.B. bei Kurzschlussfällen.

Von besonderer Bedeutung ist die Dimensionierung der Momentanreserve bei größeren Störfällen, wie beispielsweise bei großen Kraftwerksausfällen oder insbesondere auch im Falle einer (störungsbedingten) Netzauftrennung, einem sogenannten „System-Split“. Solche Netzauftrennungen sind beispielsweise am 04.11.2006 und am 08.01.2021 aufgetreten. In diesen Fällen ist in der Regel das Leistungsungleichgewicht in den sich neu bildenden kleineren Netzregionen sehr groß, so dass sich die Netzfrequenz dort sehr schnell ändert. Die sogenannten Frequenzgradienten, d.h. die Geschwindigkeit, mit der sich die Netzfrequenz ändert, wird dabei als RoCoF (Rate of Change of Frequency) bezeichnet. Der Wert des RoCoF hängt dabei im Wesentlichen von der Größe des entstandenen Leistungsungleichgewichtes und der im (Teil-)Netz vorhandenen Momentanreserve ab.

Vor allem zwei Effekte führen dazu, dass das Thema Momentanreserve an Bedeutung gewinnt. Zum einen nimmt mit dem Fortschreiten der Energiewende der Anteil der konventionellen Kraftwerke und damit auch deren Beitrag an der Momentanreserve ab. Zum anderen steigen aber auch die großräumigen Leistungstransporte an, so dass die entstehenden Leistungsungleichgewichte im Falle eines System-Splits tendenziell größer werden.

Da die Netzfrequenz immer innerhalb eines bestimmten zulässigen Frequenzbandes von 47,5 bis 51,5 Hz gehalten werden muss, um einen zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten und einen Komplettausfall des Stromsystems zu verhindern, kann es notwendig sein, den RoCoF-Wert zu begrenzen, da ansonsten im Bedarfsfall nicht ausreichend Zeit für Gegenmaßnahmen (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung) bliebe.

Um den RoCoF im Falle eines System-Splits zu begrenzen, sind grundsätzlich mehrere Wege denkbar. Eine Begrenzung der Leistungstransite würde zwar helfen, steht jedoch den Zielen der Energiewende entgegen, da dies letztendlich zukünftig nur durch vorbeugend durchgeführtes Einspeisemanagement, also dem Abregeln von erneuerbaren Energien, erreicht werden könnte.

Realistischer wären die Möglichkeiten, zukünftige Erzeugungsanlagen entsprechend so auszustatten, dass sie Momentanreserve bereitstellen können, und eigene Betriebsmittel der Netzbetreiber zu errichten oder so ausulegen, dass Momentanreserve bereitgestellt werden kann. Hierfür würden sich Anlagen anbieten, die schon zur Bereitstellung von Blindleistung durch die Übertragungsnetzbetreiber geplant werden. Sowohl rotierende Phasenschieber, welche 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 kommen hierfür in Frage.

Die Übertragungsnetzbetreiber gehen aktuell von einer Kombination zur Erbringung von Momentanreserve durch Erzeugungsanlagen (bspw. mittels netzbildender Umrichter), Batteriespeichern und eigenen Netzbetriebsmitteln aus. Dementsprechend haben sie im NEP 2021-2035 erstmalig Bedarfe für Momentanreserve ausgewiesen und explizit Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve beantragt. Bei den beantragten Anlagen handelt es sich um Erweiterungen von STATCOM-Anlagen, welche unabhängig hiervon zur Bereitstellung regelbarer Blindleistung beantragt wurden. Die beantragten Sammelprojekte für Blindleistungskompensationsanlagen umfassen in Summe bis zu 40 GW Speicherleistung.

Zur Herleitung der erforderlichen Beiträge zur Momentanreserve führen die Übertragungsnetzbetreiber eine Analyse eines System-Splits anhand des Szenarios B 2035 des NEP 2021-2035 an. Grundsätzlich sind die Ergebnisse einer solchen Analyse abhängig von Ort und Umständen der konkret auftretenden Auftrennung des europäischen Verbundnetzes. Da es derzeit keinen als auslegungsrelevant definierten System-Split gibt, wurde hier die Netzaufteilung vom 04.11.2006 herangezogen. Damals trat eine Auftrennung des europäischen Verbundnetzes in drei Teilnetze auf, in Nordosten, Südosten und Südwesten. Unter anderem durch noch vergleichsweise kleine Leistungsungleichgewichte waren die Auswirkungen relativ überschaubar. Durch die prognostizierten Einspeisesituationen für das Szenario B 2035 ergibt sich jedoch eine, im Vergleich zum historischen Fall, erheblich kritischere Situation mit deutlich größeren Leistungsungleichgewichten.

In der vorgelegten Untersuchung zeigen die Übertragungsnetzbetreiber, dass im Falle einer Netzauftrennung entlang der Grenzen des Vorfalls von 2006 Teile Deutschlands in einer südwestlichen Netzinsel mit einer deutlichen Unterdeckung und andere Teile in einer nordöstlichen Netzinsel mit einem deutlichen Leistungsüberschuss lägen. Dieses Leistungsungleichgewicht wird mit bis zu 39 GW angegeben und resultiert aus den erheblichen innerdeutschen Nord-Süd-Transiten, hervorgerufen durch die massive Einspeisung erneuerbarer Energiequellen in Nord- und Ostdeutschland bei gleichzeitig geringer lokaler Netzlast. Die dargestellte Situation in der Nord-Ost-Region wird tendenziell noch dadurch verschärft, dass sich dort nur wenige (konventionelle) Anlagen befinden, welche Momentanreserve bereitstellen.

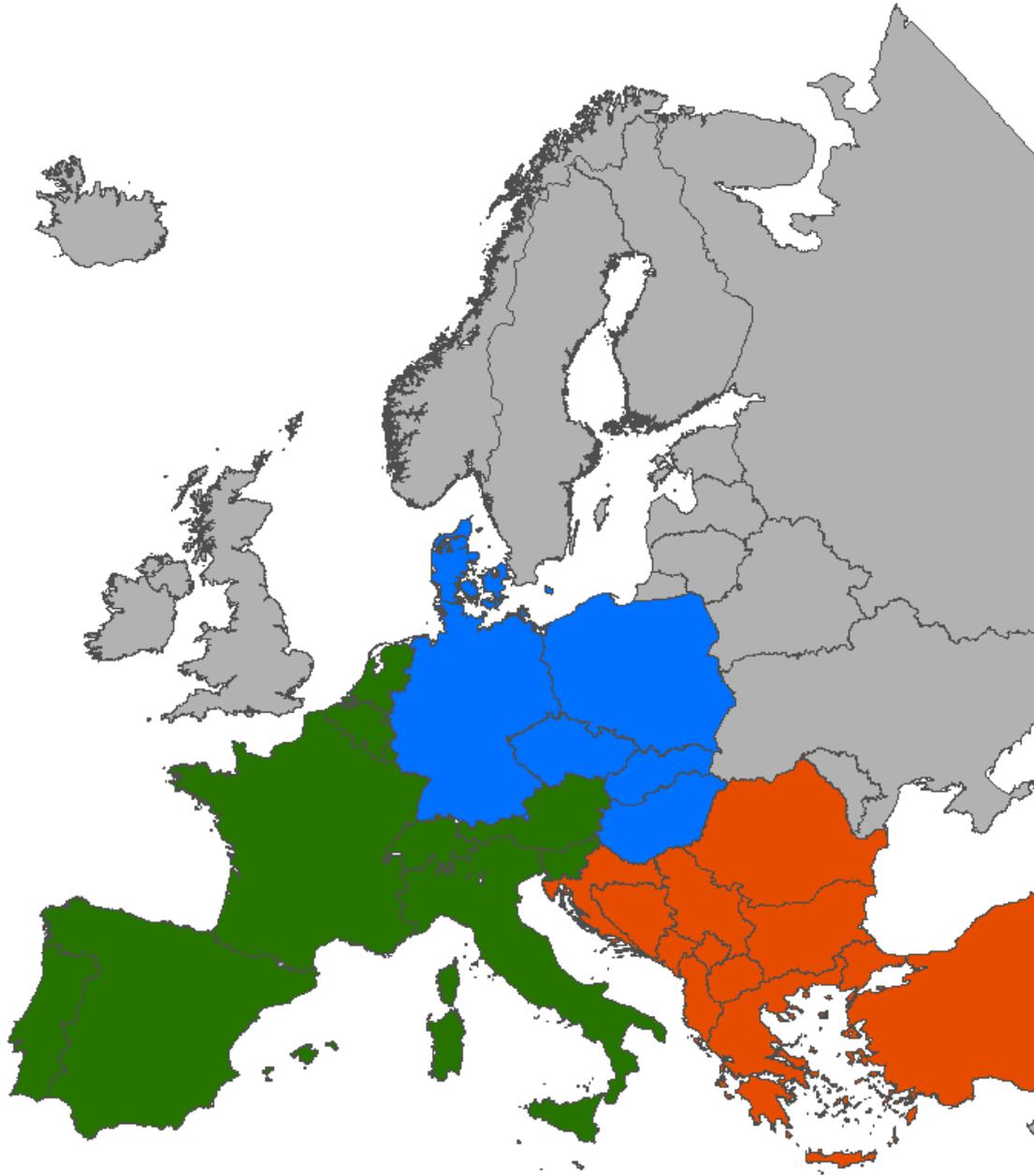
Die Übertragungsnetzbetreiber leiten in ihrer Untersuchung Maßnahmen ab, um den RoCoF in der Nord-Ost-Region auf 1 Hz/s bzw. 2 Hz/s zu begrenzen. Hierfür weisen sie sowohl Beiträge für Erzeugungsanlagen wie Windenergie und Photovoltaik oder Speicher aus wie auch einen durch eigene Netzbetriebsmittel zu stellenden Anteil.

Für die Auslegung entsprechender Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve ist die Bemessung der erforderlichen Speicherkapazitäten von besonderem Interesse. Da sich ein Speicherbedarf allerdings im Überfrequenzfall nicht zwingend ableiten lässt, wurden die Untersuchungen im Zuge der Prüfung durch die Bundesnetzagentur auf Unterfrequenzszenarien fokussiert. Die Übertragungsnetzbetreiber legten hierfür ein zum historischen Fall von 2006 alternatives System-Split-Szenario vor. Deutschland bildet in dem untersuchten Split-Zuschnitt eine Netzinsel im Nordosten des kontinentaleuropäischen Verbundsystems, zusammen mit Dänemark(-West), Polen, Tschechien der Slowakei und Ungarn. Dies ist insofern gerechtfertigt, dass System-Splits grundsätzlich kaum zu prognostizieren sind.



Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2021 - 2035: Untersuchter System-Split



Herausgeber: Bundesnetzagentur
Quellennachweis: © GeoBasis-DE / BKG 2016
Datenbasis: Übertragungsnetzbetreiber
Stand: 25.11.2021

Abbildung 4: System-Split-Szenario (Überfrequenzfall)

Die Bundesnetzagentur hat den dargestellten System-Split-Zuschnitt in den Szenarien B 2035 sowie C 2035 untersucht. Die Untersuchungen basieren auf einem Punktmodell, bei dem das Verhalten einer Netzinsel durch die auf einen Punkt aggregierten Größen Frequenz, Leistung und Momentanreserve ausgedrückt wird.

Zunächst wurden die sich ergebenden Leistungsungleichgewichte für das Nord-Ost-Inselnetz in den Szenarien B 2035 und C 2035 ausgewertet. Aus diesen Leistungsungleichgewichten werden die resultierenden Frequenzgradienten bzw. RoCoF hergeleitet, wenn nur die Momentanreservebeiträge der im jeweiligen Netznutzungsfall aktiven Anlagen berücksichtigt werden.

	B 2035	C 2035
max. Leistungsdefizit [GW]	-22.4	-22.2
max. RoCoF - [Hertz/s]	-2.42	-2.27

Es wurde nun sowohl im Szenario B 2035 als auch im Szenario C 2035 der Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve bestimmt, um den RoCoF auf 1 Hertz/s bzw. alternativ auf 2 Hertz/s zu begrenzen.

	B 2035	C 2035
Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve [GWs] – RoCoF 1 Hertz/s	333	310
Bedarf an zusätzlicher Momentanreserve [GWs] – RoCoF 2 Hertz/s	116	110

Angesichts dieser erheblichen Mehrbedarfe an Momentanreserve, welche im Überfrequenzfall noch größer ausfallen und in anderen Szenarien noch weiter ansteigen sieht die Bundesnetzagentur wie auch die Übertragungsnetzbetreiber die Lösung hier in einer Kombination aus dezidierten Anlagen zur Bereitstellung von Momentanreserve und neuen Anforderungen an Anschlussnehmer wie Kraftwerke, Batteriegroßspeicher und Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien. Dieser zweite Bestandteil der Lösung sollte durch neue Anforderungen an Anschlussnehmer genutzt werden. Die folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Begleitdokument „Bewertung der Systemstabilität“ zum NEP 2021-2035. Hier wird eine mögliche Zusammensetzung zur Deckung der dort ermittelten Momentanreservebedarfe durch Beteiligung verschiedener Anlagentypen aufgezeigt.

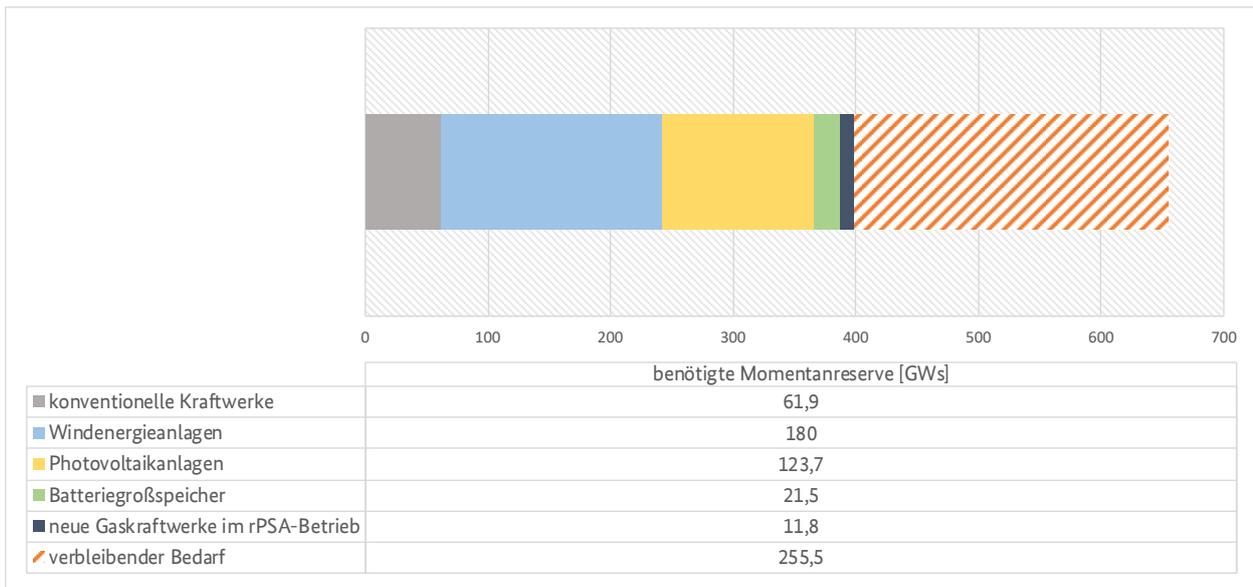


Abbildung 5: Darstellung der Momentanreserveanteile für das System-Split-Szenario aus dem Begleitdokument der Übertragungsnetzbetreiber (Überfrequenzfall)

Da die Frage der anzusetzenden RoCoF-Grenze nicht abschließend geklärt ist, legt die Bundesnetzagentur der Bestätigung des erforderlichen zusätzlichen Momentanreservebedarfs in Einklang mit den „Task Force Overfrequency Control Schemes - Recommendations for the Synchronous Area of Continental Europe“ (RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group, 2017) eine RoCoF-Begrenzung von 2 Hertz/s zugrunde, woraus sich ein Bedarf von 116 GWs an zusätzlicher Momentanreserve ergibt.

Da ein mitunter erheblicher Anteil der bereitzustellenden Momentanreserve mittel- bis langfristig durch Anschlussnehmer erbracht werden wird, berücksichtigt die Bundesnetzagentur ein „Innovationspotenzial“ von 76 GWs, wie es auch die Übertragungsnetzbetreiber für Gaskraftwerke im Phasenschieberbetrieb und bei Großspeichern sehen. Eine Bereitstellung aus anderen Quellen wie bspw. EE-Anlagen ist ebenso möglich

Damit ergibt sich ein durch die Übertragungsnetze zu erbringender Momentanreservebeitrag von 34 GWs. Da einerseits der genaue Ort der Bereitstellung nachrangig ist bzw. im Rahmen der Methode nicht bestimmt werden kann, sollte eine gleichmäßige Verteilung der Momentanreservebereitstellung erfolgen. Hinzu kommt, dass der genaue Verlauf eines System-Splits nicht vorherzusehen ist. Daher hat hiervon jeder der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 8,5 GWs bereit zu stellen. Bei dieser Dimensionierung der durch Übertragungsnetzbetreiber bereitzustellenden Momentanreserve handelt es sich aus Sicht der Bundesnetzagentur eindeutig um No-regret-Maßnahmen, da einerseits die angesetzte Begrenzung des RoCoF auf 2 Hz/s im Vergleich zum Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber eher konservativ angenommen ist und andererseits erhebliche Momentanreservebereitstellung durch Anschlussnehmer unterstellt wurde. In den folgenden NEP-Prozessen kann der Bedarf mit weiter zu entwickelnden Methoden untersucht werden und an weiteren Maßnahmen geprüft werden.

Entsprechend der Ausführungen der Übertragungsnetzbetreiber geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass der hier bestätigte Bedarf durch dediziert dafür entwickelte STATCOMs oder vergleichbare Anlagen gedeckt wird, die bereits zur Bereitstellung von Blindleistung bestätigt werden. Insofern handelt es sich bei der Bestätigung hier nicht um zusätzliche Anlagen, sondern um die technische Erweiterung von bereits vorhandenen oder aus anderen Gründen bestätigten Anlagen. Nach den aktuellen Planungen der Übertragungsnetzbetreiber würde der hier bestätigte Bedarf je Übertragungsnetzbetreiber einer Ausstattung von voraussichtlich zwei bis vier Anlagen entsprechen.

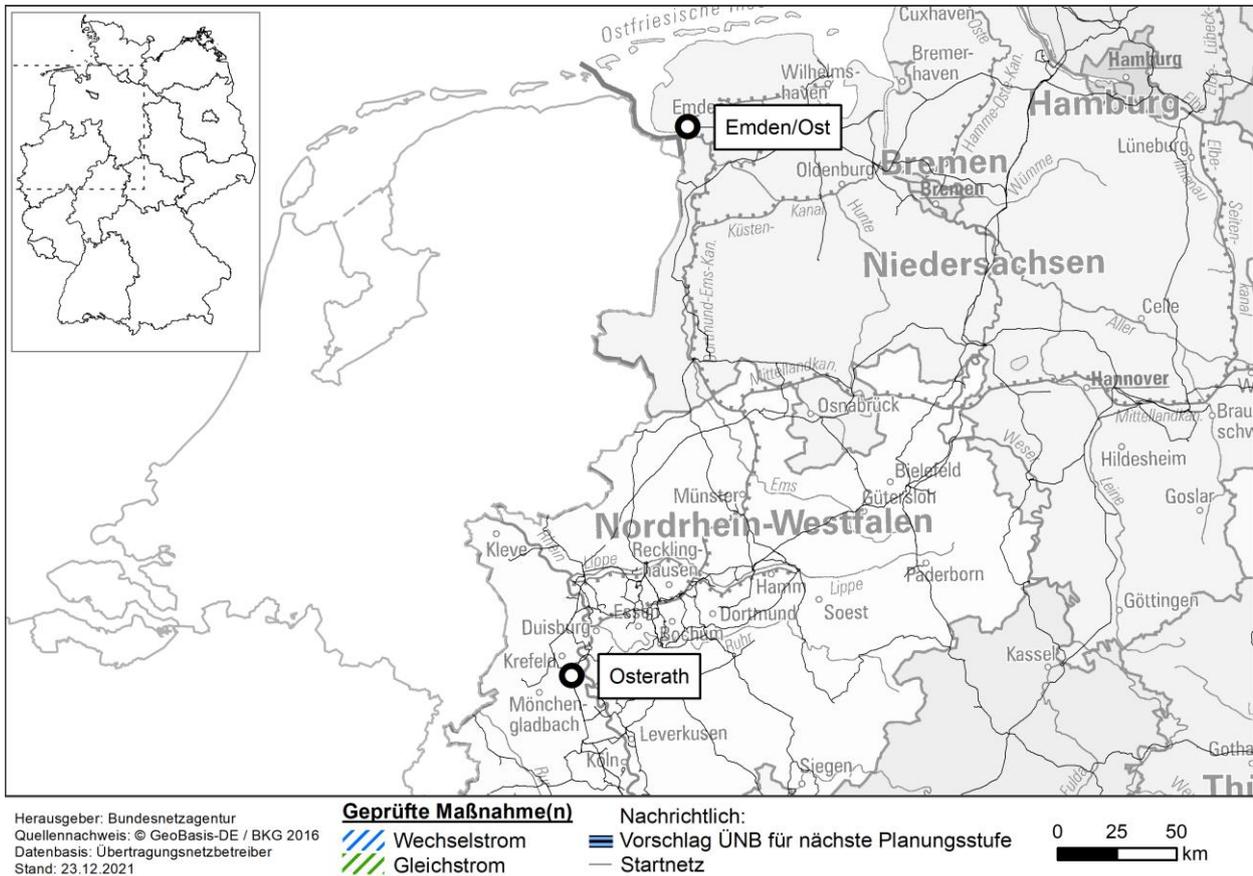
Ein Konsultationsbeitrag wies daraufhin, dass die getroffenen Annahmen zur System-Split-Grenze einen entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse hätten. Deshalb seien zwingend auch andere System-Split-Konfigurationen zu berücksichtigen und zu untersuchen.

Ein weiterer Konsultationsbeitrag führte an, dass der maximal zulässige RoCoF mit einem Puffer versehen werden müsse. Bei einem Wert von 2 Hz/s würde sich dieser Puffer ausschließlich aus der kinetischen Energie der Lasten und ihrer Spannungsabhängigkeit zusammensetzen. Es müsse untersucht werden, wie groß dieser Einfluss tatsächlich sei. Weiterhin merkt der Konsultationsbeitrag an, dass die Betrachtungen und Untersuchungen auf die transiente Stabilität des Systems erweitert werden müsse. Die alleinige Betrachtung des RoCoF vernachlässige die kurzzeitig lokale Natur der Frequenz. Lokale Transiente könnten eine Gefahr für Anlagen nahe am Ausfall darstellen. Dies müsste mit dynamischen Simulationen untersucht werden.

Die Bundesnetzagentur stimmt mit den eingegangenen Stellungnahmen zum Thema Momentanreserve dahingehend überein, dass der Zuschnitt eines Systemsplits entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse hat und dass in Zukunft hier weitere Situationen untersucht werden sollten. Ebenso sieht die Bundesnetzagentur die Notwendigkeit die Betrachtungen auf Untersuchungen der transienten Stabilität zu erweitern, unter anderem aus dem genannten Grund der lokal auftretenden Effekte und ihrer Auswirkungen. Entsprechende Weiterentwicklungen befinden sich bereits in der Bearbeitung.

5.4 Einzelmaßnahmen

DC1a: Ausnutzung inhärenter Reserven der HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen



Das Projekt DC1a dient der engpassminimierenden Nutzung von Leistungsreserven, die sich aus der technischen Spezifizierung des Projekts DC1 ergeben. Das Projekt erhöht die Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen.

DC1a: Ausnutzung inhärenter Reserven der HGÜ-Verbindung Emden/Ost – Osterath (A-Nord)

Die Maßnahme DC1a wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme DC1a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt. Die Maßnahme ist eine Änderung der Startnetzmaßnahme DC1, die als Vorhaben 1 seit 2013 im Bundesbedarfsplangesetz ist.

Durch die Ausnutzung inhärenter Reserven der HGÜ-Verbindung DC1 von Emden/Ost nach Osterath (A-Nord) kann die Übertragungsleistung von 2 GW auf 2,4 GW zum Zwecke der Engpassbewirtschaftung angehoben werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass durch die besonderen technischen Eigenschaften des Multiterminal-Projekts Ultranet/A-Nord unter gewissen Randbedingungen eine höhere Übertragungsleistung berücksichtigt werden kann. Ausschlaggebend ist die durch die Ausführung des südlichen Ultranet als Freileitung vorgegebene Gleichstromspannung, die durch die Ausführung als Multiterminal-Projekt auch für den hier betrachteten nördlichen Bereich vorgegeben ist. Die Spannung von Ultranet beträgt 380 kV. Da Ultranet mit Korridor A-Nord über einen Multiterminal-Konverter verbunden ist, muss Korridor A-Nord mit der gleichen Spannung betrieben werden. Da Korridor A-Nord anders als Ultranet mit Erdkabeln realisiert wird und diese eine niedrigere Stromtragfähigkeit als Freileitungen haben, müssen zur Umsetzung einer Übertragungsleistung von 2 GW bei Korridor A-Nord mehrere Kabelsysteme verlegt werden. Diese bieten jedoch Leistungsreserven, die durch die hier beantragte Maßnahme DC1a genutzt werden sollen. Da die übrigen HGÜ-Verbindungen durchgehend mit 525 kV Betriebsspannung geplant sind, sind bei diesen Projekten die Kabel von vorneherein so dimensioniert, dass keine Leistungsreserven bestehen.

Bewertung

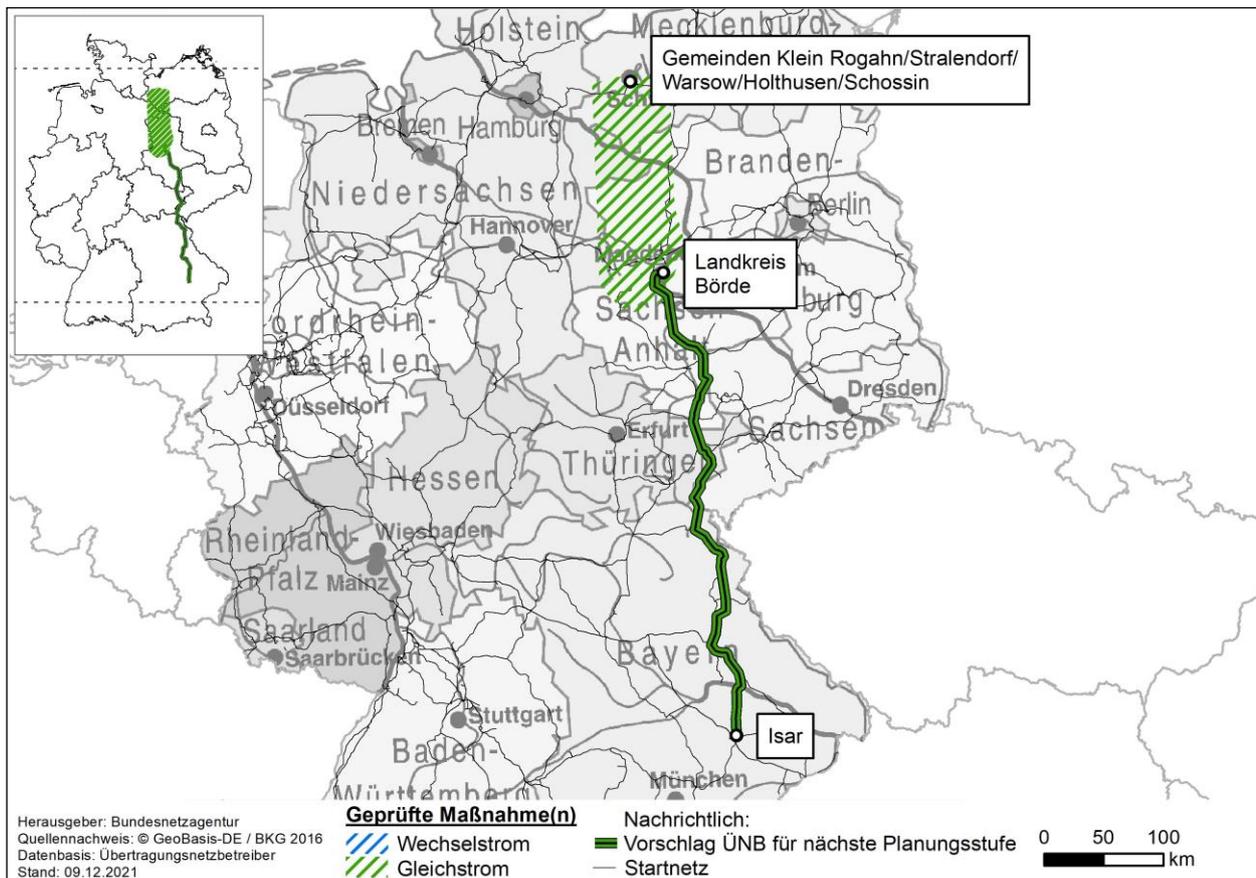
Da es sich um eine Optimierung der Startnetz-Maßnahme DC1 handelt, besteht der Nutzen der Maßnahme in der Reduzierung von Überlastungen auf vielen Leitungen um wenige Prozentpunkte, aber dies an ca. 2000 Stunden des jeweiligen Betrachtungsjahres, so dass die Maßnahme in Summe deutschlandweit den Überlastungsindex um bis zu ca. 246 GWh senkt. Damit trägt sie in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. Da es sich bei DC1a jedoch lediglich um die Optimierung der Startnetz-Maßnahme DC1 handelt, stehen diesen netztechnischen Vorteilen keine Mehrkosten gegenüber.

Die Maßnahme trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei. Bei der Prüfung der Maßnahme wurde die Startnetz-Maßnahme DC1 als realisiert unterstellt. Die hier dargestellten Prüfungsergebnisse beziehen sich daher ausdrücklich nur auf die mit der Maßnahme DC1a beantragte Leistungserhöhung um 400 MW.

Auf einen Blick

DC1a	DC1a
Überlastungsindex	-246 GWh
NOVA	0
bestätigt	ja
Vorhabenträger	Amprion

DC20: HGÜ-Verbindung Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Isar



Das Projekt DC20 soll die großräumige Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Bayern erhöhen.

DC20: Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Isar

Die Maßnahme DC20 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme DC20 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt, dort allerdings nur im Langfristszenario B 2035. Sie wurde von der Bundesnetzagentur als Alternative für das Projekt P44 untersucht. Die Maßnahme wurde anschließend vom Gesetzgeber statt des bestätigten Projekts P44 als Vorhaben 5a in das Bundesbedarfsplangesetz 2021 aufgenommen.

Im Rahmen der Maßnahme DC20 ist die Errichtung einer HGÜ-Verbindung zwischen dem Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin und Isar mit 2 GW Nennleistung geplant. Im nördlichen Abschnitt bis Landkreis Börde wird dafür ein Neubau in neuer Trasse erforderlich. Ab dem Landkreis Börde bis Isar könnte die Maßnahme in gleicher Trasse mit der Startnetzmaßnahme DC5 verlaufen. Im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin und Isar ist je eine DC-Konverterstation mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Exemplarisch werden drei Situationen im Szenario C 2035 dargestellt:

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Altenfeld und Redwitz mit bis zu 153 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 140 % ausgelastet.

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Klostermansfeld und Querfurt mit bis zu 135 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 126 % ausgelastet.

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Wessin und Güstrow mit bis zu 136 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 100 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex in mehr als 2000 Stunden des Jahres um in Summe bis zu ca. 4723 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC20 als erforderlich. Die mittlere Auslastung im (n-0)-Fall liegt im Szenario C 2035 bei ca. 60 %.

Alternativen

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2021 für das Projekt DC20 entschieden. Bislang haben sich noch keine neuen Erkenntnisse ergeben, durch die sich eine neuerliche Prüfung von Alternativen aufdrängen würde.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag zweifelte den grundsätzlichen Bedarf für die HGÜ-Verbindung DC20 von Mecklenburg-Vorpommern nach Bayern an. Sie sei nicht notwendig und unwirtschaftlich. Durch den Netzverknüpfungspunkt nordöstlich von München in Isar ergebe sich ein ansonsten nicht notwendiger Ausbau des Drehstromnetzes durch das Projekt P225.

Der Bedarf der Maßnahmen ist mit Blick auf das Jahr 2035 entsprechend vorstehenden Ausführungen eindeutig gegeben. Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erscheint aufgrund der fehlenden Monetarisierbarkeit des Nutzens einzelner Maßnahmen nicht sachgerecht, während der Nutzen des gesamten Netzausbaubedarfs in 2035 einschließlich der Projekte DC20 und P225 gegeben ist.

Grundsätzlich eignen sich als Netzverknüpfungspunkte solche Standorte, die bereits über die notwendige Infrastruktur in Form von Umspannwerken verfügen. Das können derzeitige oder ehemalige Kraftwerksstandorte wie Isar oder Gundremmingen sein. Die Bundesnetzagentur hat während der Prüfung des NEP 2024 festgestellt, dass die Verschiebung des Netzverknüpfungspunkts von Gundremmingen nach Isar ebenso wirksam die auftretenden Leitungsüberlastungen behebt. Die Bundesnetzagentur hat in diesem Zusammenhang auch festgestellt, dass diese Verschiebung des Netzverknüpfungspunkts weiteren Netzausbau im Wechselstromnetz zur

Folge hat. Der Gesetzgeber hat sich daraufhin entschieden, den Netzverknüpfungspunkt „Isar“ statt dem Netzverknüpfungspunkt „Gundremmingen“ in das Bundesbedarfsplangesetz aufzunehmen.

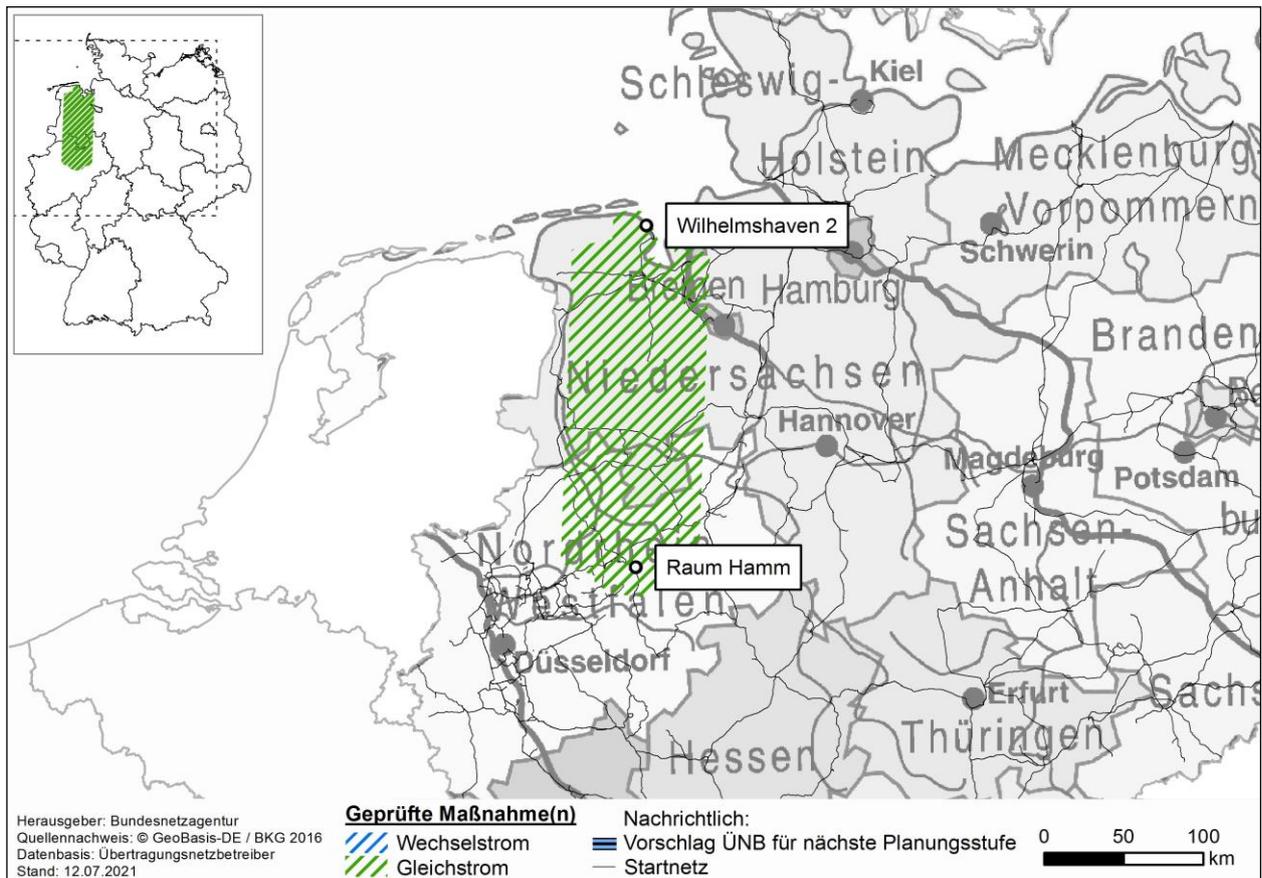
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

DC20		DC20
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-4741 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW
Auslastung	Durchschnitt	60 %
	Maximum	100 %
NOVA		VA
Trassenlänge	Bestand	539 km
	Ausbau	220 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz, TenneT

DC21: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Nordrhein-Westfalen



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 2 – Region 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 Maßnahme sieht eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Wilhelmshaven 2 in die Region Hamm vor. In Wilhelmshaven 2 und der Region Hamm sind jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die technische Ausgestaltung der Anschlüsse der DC21 und dem Offshore-Anbindungssystem NOR-9-2 am Standort Wilhelmshaven 2 noch in Klärung sind. Dies betrifft insbesondere die Frage, ob am Standort Wilhelmshaven 2 anstatt zweier Konverter ein einzelner Multiterminal-Konverter errichtet werden soll, der DC21 mit NOR-9-2 verbindet.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Exemplarisch werden drei Situationen im Szenario C 2035 dargestellt:

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Dörpen/West und Niederlangen mit bis zu 111 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 95 % ausgelastet.

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Garrel/Ost und Cappeln/West mit bis zu 105 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 93 % ausgelastet.

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Dollern und Alfstedt mit bis zu 121 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 100 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex in mehr als 3000 Stunden um in Summe bis zu ca. 6747 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC21b als erforderlich. Die mittlere Auslastung im (n-0)-Fall liegt im Szenario C 2035 bei ca. 65 %.

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 zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

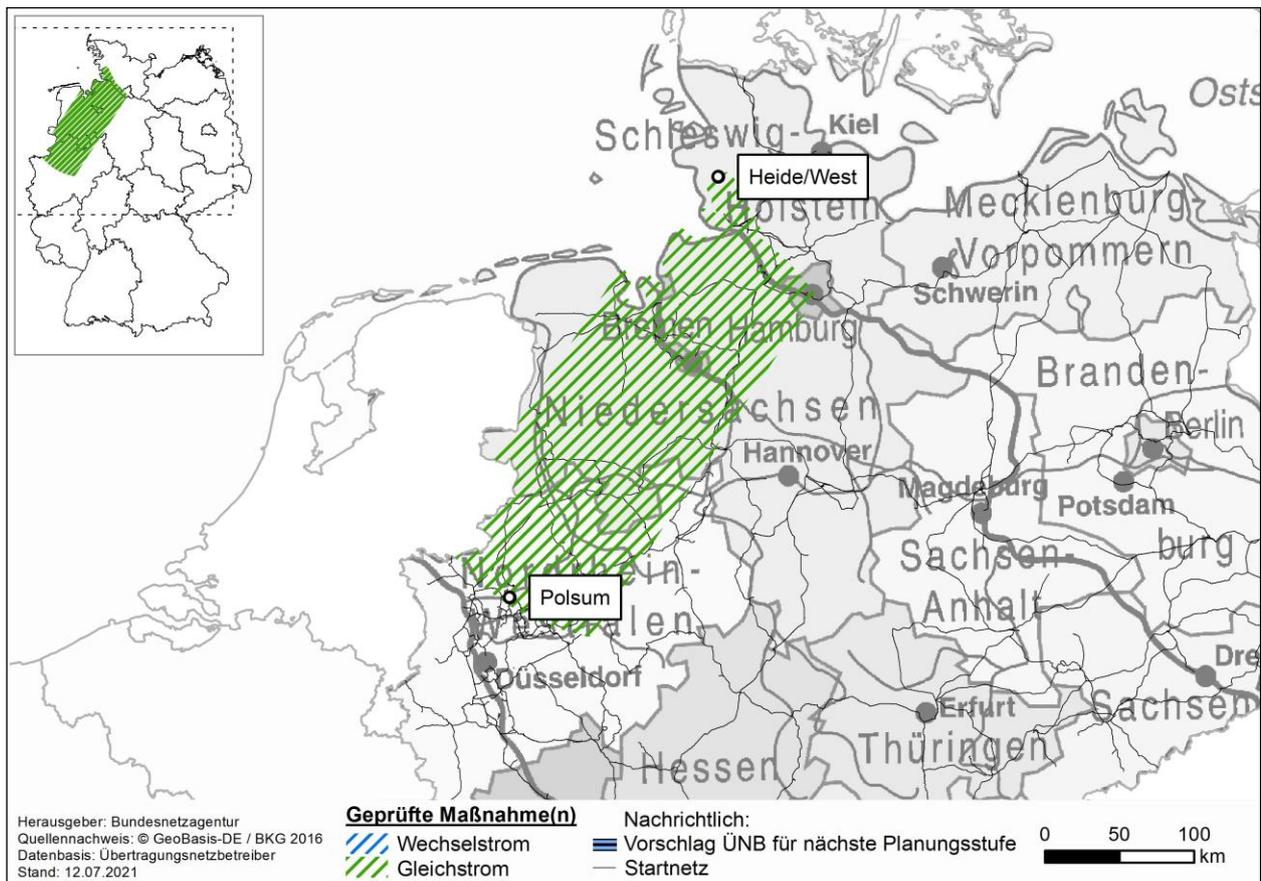
Bezüglich der Einbindung in einen Multiterminal-Konverter im Suchraum Heide begrüßt die Bundesnetzagentur grundsätzlich innovative Konzepte. Jedoch kommt das Projekt DC21 aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht mehr für eine Integration in Multiterminalsysteme in Frage, auch wenn möglicherweise ökonomische Vorteile entstehen könnten. Aufgrund der vergleichsweise frühen Inbetriebnahmedaten wäre das Risiko für Verzögerungen bei der Errichtung eines Multiterminals hier aus Sicht der Bundesnetzagentur zu groß. Sollten die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Planung des Projekts zu einer anderen Einschätzung kommen, bliebe ein Übergang auf eine solche Lösung dennoch denkbar.

Wie in Abschnitt I B 3 („Pfad zur Klimaneutralität“) bereits dargelegt, wird der Nord-Süd-Transportbedarf eines „Klimaneutralitätsnetzes“ über den in diesem Netzentwicklungsplan analysierten Netzausbaubedarf hinausgehen. Im Sinne der Beschleunigung der Prozesse sind die abschließenden Berechnungen zu dem Klimaneutralitätsnetz nicht ohne zwischenzeitliche Aktivitäten abzuwarten. Vielmehr ist es notwendig, bereits jetzt Vorsorge zu treffen, um eine schnelle Umsetzung der weiteren sich aus der Idee eines Klimaneutralitätsnetzes ergebenden Netzausbaumaßnahmen zu gewährleisten. Dementsprechend ist es angebracht, in der Planung dieser Maßnahme bereits Leerrohre für potenzielle weitere Systeme mit einzubeziehen, sofern dadurch im Rahmen der laufenden Genehmigungsverfahren keine nennenswerten Verzögerungen ausgelöst werden.

Auf einen Blick

DC21		DC21b
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-6747 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW
Auslastung	Durchschnitt	65 %
	Maximum	100 %
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	267 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

DC25: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Nordrhein-Westfalen



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.

Im Rahmen der Maßnahme ist eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW von Heide/West nach Polsum vorgesehen. Dafür sind an dem Anfangs- und Endpunkt der Maßnahme DC25 in Heide/West und Polsum jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Exemplarisch werden drei Situationen im Szenario C 2035 dargestellt:

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Hamburg/Nord und Dollern mit bis zu 198 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 140 % ausgelastet.

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Süderdonn und Brunsbüttel mit bis zu 198 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 138 % ausgelastet.

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Hamburg/Ost und Krümmel mit bis zu 108 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 96 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex in mehr als 4000 Stunden des Jahres um in Summe bis zu ca. 16185 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC25 als erforderlich. Die mittlere Auslastung im (n-0)-Fall liegt im Szenario C 2035 bei ca. 64 %.

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. Die Übertragungsnetzbetreiber geben als möglichen alternativen Netzverknüpfungspunkt die Schaltanlage im Kreis Segeberg an. Das ist zwar grundsätzlich denkbar, erscheint jedoch elektrotechnisch nicht vorzugswürdig, da die Prüfung durch die Bundesnetzagentur ergeben hat, dass der deutschlandweite Überlastungsindex im Vergleich zu der hier vorgeschlagene Variante um ca. 3500 GWh weniger reduziert wird und die Variante somit deutlich weniger wirksam ist. Weitere elektrotechnisch vergleichbare 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 zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Bezüglich der Einbindung in einen Multiterminal-Konverter im Suchraum Heide begrüßt die Bundesnetzagentur grundsätzlich innovative Konzepte. Jedoch kommt das Projekt DC25 aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht mehr für eine Integration in Multiterminalsysteme in Frage, auch wenn möglicherweise ökonomische Vorteile entstehen würden. Aufgrund der vergleichsweise frühen Inbetriebnahmedaten wäre das Risiko für Verzögerungen bei der Errichtung eines Multiterminals hier aus Sicht der Bundesnetzagentur zu groß. Sollten

die Übertragungsnetzbetreiber zu einer anderen Einschätzung kommen, wäre eine solche Lösung dennoch denkbar.

In der Konsultation wurde angeregt, das Projekt DC25 direkt mit 4 GW statt 2 GW Leistung auszuführen, um mehr Leistung von Schleswig-Holstein nach Süden abzutransportieren. Auch diese Frage hat die Bundesnetzagentur untersucht. Im Szenario C 2035 verbleiben nach der Realisierung der bestätigten Maßnahmen keine großräumigen Überlastungen mehr, so dass sich auf Grundlage des Zieljahres 2035 keine Begründung für eine Erweiterung ergibt. Daher hat die Bundesnetzagentur zusätzlich noch den Ausblick auf 2040 betrachtet. Hier steigen die Überlastungen zwar grundsätzlich wieder an, jedoch zeigen sich auch hier keine derart hohen großräumigen Überlastungen, dass sich eine Erweiterung des DC-Korridors rechtfertigen lässt, gerade im Hinblick auf die damit verbundenen Kosten von bis zu 4 Mrd. €. Daneben spricht auch die aktuelle Netztopologie in Heide/West gegen eine derartige Vergrößerung der Konverterleistung. Die hohe Konverterleistung würde dazu führen, dass die Westküstenleitung nicht mehr ausreichend dimensioniert ist, um den Korridor voll nutzen zu können. Es wäre also höchstwahrscheinlich flankierender AC-Ausbau, idealerweise mit der Schaffung einer neuen Vermaschung mit der Mittelachse, notwendig. Im Ergebnis lässt sich auf Grundlage des Netzentwicklungsplans 2021-2035 einschließlich des Langfristszenarios B 2040 derzeit keine Empfehlung für eine Erweiterung des Projekts DC25 auf 4 GW ableiten.

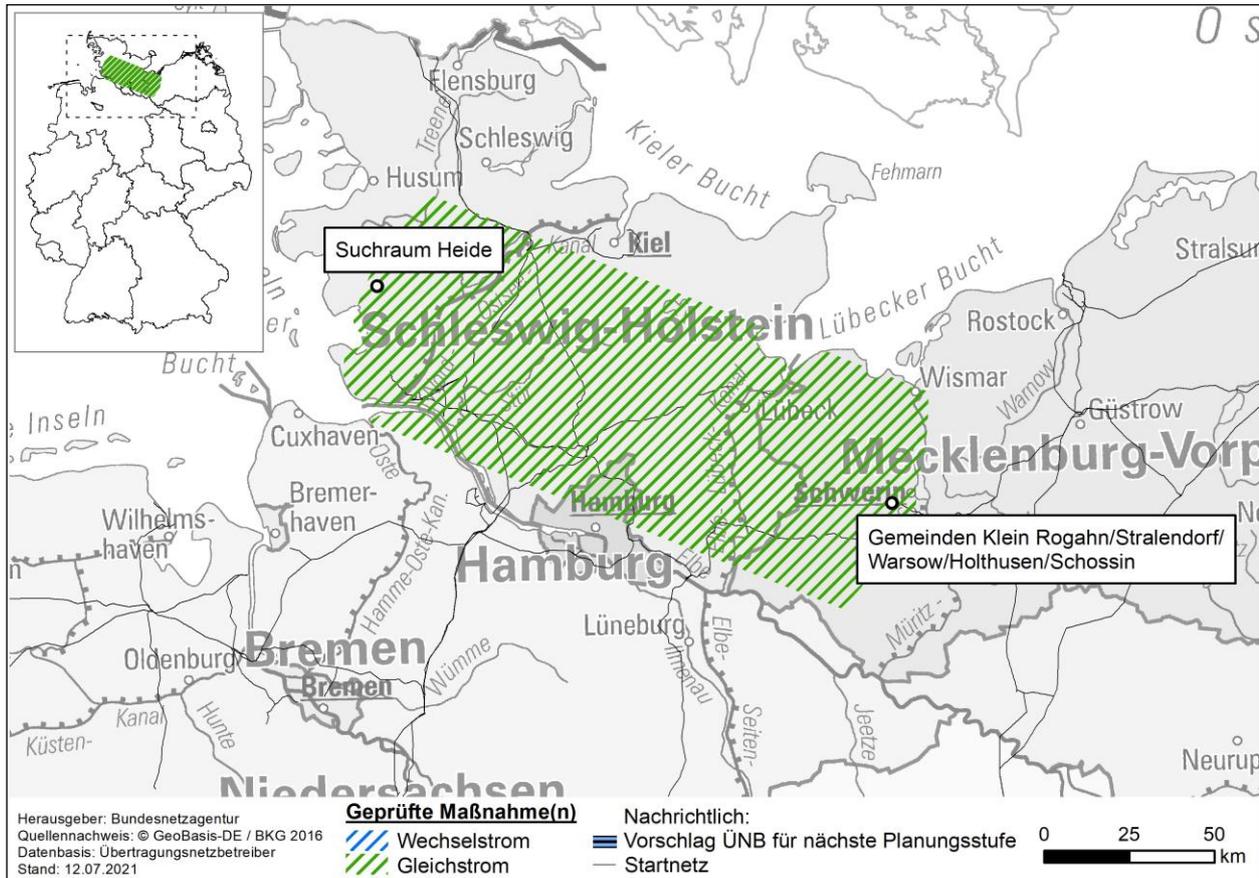
Darüber hinaus birgt eine Erweiterung des Projekts DC25 zum gegenwärtigen Zeitpunkt die Gefahr, die bereits eingeleiteten, auch informellen Planungsschritte zu entwerten und das Projekt zu verzögern. Der Fertigstellungszeitpunkt 2031 wäre dann nicht zu halten. In der ursprünglich geplanten Dimensionierung mit 2 GW ist das Projekt aber dringend erforderlich, um Netzengpässe zu vermeiden, insbesondere im Falle eines beschleunigten Erneuerbaren-Ausbaus und vorgezogenen Kohleausstiegs.

Wie in Abschnitt I B 3 („Pfad zur Klimaneutralität“) bereits dargelegt, wird der Nord-Süd-Transportbedarf eines „Klimaneutralitätsnetzes“ über den in diesem Netzentwicklungsplan analysierten Netzausbaubedarf hinausgehen. Im Sinne der Beschleunigung der Prozesse sind die abschließenden Berechnungen zu dem Klimaneutralitätsnetz nicht ohne zwischenzeitliche Aktivitäten abzuwarten. Vielmehr ist es notwendig, bereits jetzt Vorsorge zu treffen, um eine schnelle Umsetzung der weiteren sich aus der Idee eines Klimaneutralitätsnetzes ergebenden Netzausbaumaßnahmen zu gewährleisten. Dementsprechend ist es angebracht, in der Planung dieser Maßnahme bereits Leerrohre für potenzielle weitere Systeme mit einzubeziehen, sofern dadurch im Rahmen der laufenden Genehmigungsverfahren keine nennenswerten Verzögerungen ausgelöst werden.

Auf einen Blick

DC25		DC25
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-16185 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW
Auslastung	Durchschnitt	64 %
	Maximum	100 %
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	407 km
Bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

DC31: HGÜ-Verbindung von Schleswig-Holstein nach Mecklenburg-Vorpommern



Das Projekt DC31 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern.

DC31: Suchraum Heide – 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.

Mit der Maßnahme soll eine neue DC-Verbindung mit einer Leistung von 2 GW mit einem metallischen Rückleiter von dem Suchraum Heide nach dem Suchraum Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin errichtet werden. Im Suchraum Heide soll nach den Angaben der Übertragungsnetzbetreiber ein Multiterminal-Konverter zusammen mit zwei Offshore-Anbindungssystemen aus der Nordsee errichtet werden. Im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin soll eine Konverterstation errichtet werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Exemplarisch werden drei Situationen im Szenario C 2035 dargestellt:

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Klein Rogahn und Krümmel mit bis zu 112 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 100 % ausgelastet.

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Heide/West und Süderdonn mit bis zu 112 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 104 % ausgelastet.

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Hamburg/Nord und Dollern mit bis zu 140 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 132 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex in mehr als 2000 Stunden des Jahres um bis zu ca. 569 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC34 als erforderlich. Die mittlere Auslastung im (n-0)-Fall liegt im Szenario C 2035 bei ca. 56 %.

Alternativen

In den vorläufigen Prüfungsergebnissen wurde seitens der Bundesnetzagentur zunächst als Alternative ein Offshore-Anbindungssystem über Heide nach Klein Rogahn als vorteilhaft angesehen. Diese Alternative hätte allerdings kaum signifikante Unterschiede bei der Findung der landseitigen Trasse und bezieht sich dadurch im Kern auf die Fragestellung, inwieweit ein Zwischenpunkt im Suchraum Heide netztechnisch sinnvoll ist. Dies ist im Folgenden im Gesamtkontext bewertet.

Bewertung

Der Suchraum Heide ist von den Übertragungsnetzbetreibern als Netzverknüpfungspunkt für Offshore-Anbindungssysteme vorgesehen. Gleichzeitig bleibt der Raum Hamburg selbst nach Realisierung aller Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes stark engpassbehaftet, so dass ohne weitere Maßnahmen ein zusätzlicher Offshore-Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Heide fast zwangsläufig zu umfangreichem Einspeisemanagement führen würde.

Klein Rogahn ist vom Gesetzgeber als nördlicher Netzverknüpfungspunkt für die Erweiterung des SuedOstLink (DC20) mit einer Leistung von 2 GW vorgesehen worden. Da jedoch in der Region Klein Rogahn selbst keine derart großen erneuerbaren Einspeisungen vorliegen, wird die EE-Einspeiseleistung über das umliegende Netz großräumig zugeleitet. Dieser Sachverhalt ist auch bei anderen HGÜ-Systemen typisch. Da im Raum Klein Rogahn insbesondere aufgrund des Projekts DC20 zusätzliche Leistung gut und engpassfrei ins landseitige Netz integriert werden kann, ist es grundsätzlich vorteilhaft gezielt EE-Leistung zuzuführen.

Insofern ist eine Verbindung vom Suchraum Heide nach Klein Rogahn durchaus naheliegend. Gleichzeitig stellte sich jedoch insbesondere zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der vorläufigen Prüfungsergebnisse die Frage, inwieweit der Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Heide überhaupt für die Integration von Offshore-Windenergie geeignet ist. Das erste Offshore-Anbindungssystem wäre nach dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2032 vorgesehen. Dies verursacht jedoch im Raum Schleswig-Holstein und Hamburg umfangreiche Engpässe, die erst mit der DC31 und insbesondere dem AC-Projekt P227 Lübeck – Krümmel weitgehend behoben werden könnten. Diese wiederum waren jedoch im zweiten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber erst für das Jahr 2035 (DC31) und das Jahr 2040 (P227) vorgesehen. In dieser Konstellation wäre ein Offshore-Anbindungssystem im Suchraum Heide aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht sinnvoll gewesen.

Die 50Hertz Transmission GmbH teilte mit Schreiben vom 23.07.2021 mit, dass eine Verschiebung des Offshore-Anbindungssystems nach Klein Rogahn auch bis 2032 realisiert werden könnte. In dem Kontext teilte die TenneT TSO GmbH mit, dass auch ein Vorziehen der P227 möglich wäre, allerdings nicht ohne weiteres bis in das Jahr 2032.

Um die genannten Engpässe zu vermeiden und die Abhängigkeit von landseitigen Netzausbaumaßnahmen zu verringern, erschien der Bundesnetzagentur im Rahmen der vorläufigen Prüfungsergebnisse eine Verschiebung des Netzverknüpfungspunkts von Heide/West nach Klein Rogahn als die sinnvollere Alternative. Mit obigen nach dem Start der Konsultation am 20.09.2021 von den Übertragungsnetzbetreibern eingereichten Informationen stellt sich die Frage hinsichtlich der Notwendigkeit oder Sinnhaftigkeit eines Zwischenpunkts im Suchraum Heide erneut. Grundsätzlich könnte durch einen Zwischenpunkt dort auch Strom aus Onshore-Windenergieanlagen in die DC-Trasse integriert werden, wenn die Leitung nicht durch die Einspeisung aus Offshore-Windparks voll ausgelastet ist. Dieser netztechnische Vorteil erschien jedoch mit Blick auf das Zieljahr 2035 vergleichsweise gering, vor allem mit Hinblick auf die Konverterkosten von etwa 600 Millionen Euro.

In der fortschreitenden Prüfung rückte jedoch insbesondere in Bezug auf die Offshore-Anbindungsleitungen die langfristige Entwicklung weiter in den Fokus. Dies wurde verstärkt durch den aktuellen Koalitionsvertrag vom Dezember 2021, der einen beschleunigten Ausbau der Offshore-Windenergie vorsieht. Mit Blick auf das Langfrist-Szenario B 2040 wäre aber ohnehin ein (weiteres) Offshore-Anbindungssystem im Suchraum Heide geplant. Diese wäre netztechnisch in einem dann bereits realisierten Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Heide gut integrierbar. Unter der Annahme eines Multiterminal-Konverters im Suchraum Heide, wie von den Übertragungsnetzbetreibern ursprünglich auch beantragt, würden damit für diesen Zwischenpunkt gar keine absehbaren Mehrkosten entstehen, bei gleichzeitigen netztechnischen Vorteilen. Auch ein Vorziehen dieser Anbindungsleitung wäre bei der Wahl der Lösung DC31 anders als bei der ursprünglich von der Bundesnetzagentur vorgeschlagenen Lösung leichter denkbar.

Die oben genannten netztechnischen Vorteile konnte die Bundesnetzagentur durch zusätzliche Redispatch-Rechnungen in der Folge noch quantifizieren. So ergeben sich je nach Szenario und Netzausbaustand Kosteneinsparungen für Redispatch von 19 bis 46 Millionen Euro pro Jahr. Die Einsparungen werden in der Tendenz größer bei weiterem landseitigen Onshore-Windausbau bzw. Verzögerungen beim Netzausbau im Drehstromnetz. Insbesondere bei einer Verzögerung der P227 Lübeck – Krümmel steigen die Einsparungen durch das Projekt DC31 an.

Zusätzlich teilte die TenneT TSO GmbH in der Folge auch noch mit, dass sich ihre Einschätzung zur Realisierung der P227 insofern geändert habe, dass auch eine Inbetriebnahme im Jahr 2032 möglich erscheine. Dies ist insbesondere im Hinblick auf die weiterhin absehbaren verbleibenden Engpässe im Raum Schleswig-Holstein und Hamburg zu begrüßen. In Bezug auf diese Engpässe wäre ggf. noch zu prüfen, ob eine Erhöhung der zulässigen Betriebsströme auf bis zu 4000 A auf der Westküstenleitung und der Mittelachsen-Leitung in Schleswig-Holstein möglich wäre. Nach Aussage der TenneT TSO GmbH ist dies zumindest teilweise denkbar. Diese Betrachtungen wären aber unabhängig von der DC31 selbst.

Im Rahmen der Konsultation wurde aufgeworfen, ob alternativ zur DC31 auch eine Verstärkung der bereits im Bundesbedarfsplangesetz enthaltenen DC25 auf eine Leistung von 4 GW möglich wäre. Diese Alternative wurde seitens der Bundesnetzagentur ebenfalls geprüft. Dabei zeigt sich, dass diese Alternative zwar netztechnisch geringfügig besser wirkt, jedoch aufgrund ihrer längeren Trasse von 407 km statt 212 km nahezu doppelt so teuer wäre, so dass die erheblichen Mehrkosten nicht gerechtfertigt sind. Angesichts der erheblich längeren Trasse bestehen auch Zweifel an einer zeitgerechten Realisierung dieser Alternative.

Aufgrund dieser Überlegungen soll das Projekt DC31 entsprechend des Antrags der Übertragungsnetzbetreiber als Multiterminal-System in Verbindung mit den Offshore-Anbindungssystemen NOR-12-2 und NOR-x-3 ausgeführt werden. Als geplantes Inbetriebnahmejahr ist dabei 2032 vorzusehen. Wünschenswert wäre aus Sicht der Bundesnetzagentur und einiger Konsultationsbeiträge eine Ausführung als Pilotprojekt für eine sogenannte Multivendor-Lösung, bei der über die Standardisierung der Konvertertechnik eine freie Herstellerwahl garantiert wird. Allerdings sollte dadurch nicht die zeitliche Realisierung der betroffenen Maßnahmen gefährdet werden.

Ein DC-Leistungsschalter ist aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht zwingend notwendig, um die Verschaltung der Offshore-Anbindungsleitungen mit der DC31 auf der Gleichstromseite zu ermöglichen. Dennoch würde ein entsprechender Leistungsschalter insbesondere bei der Integration von 4 GW Offshore-seitiger Erzeugungsleistung Vorteile bringen, so dass sich das Gesamt-Projekt als Pilot für einen DC-Leistungsschalter anbieten würde, sollte ein solcher herstellerseitig verfügbar werden.

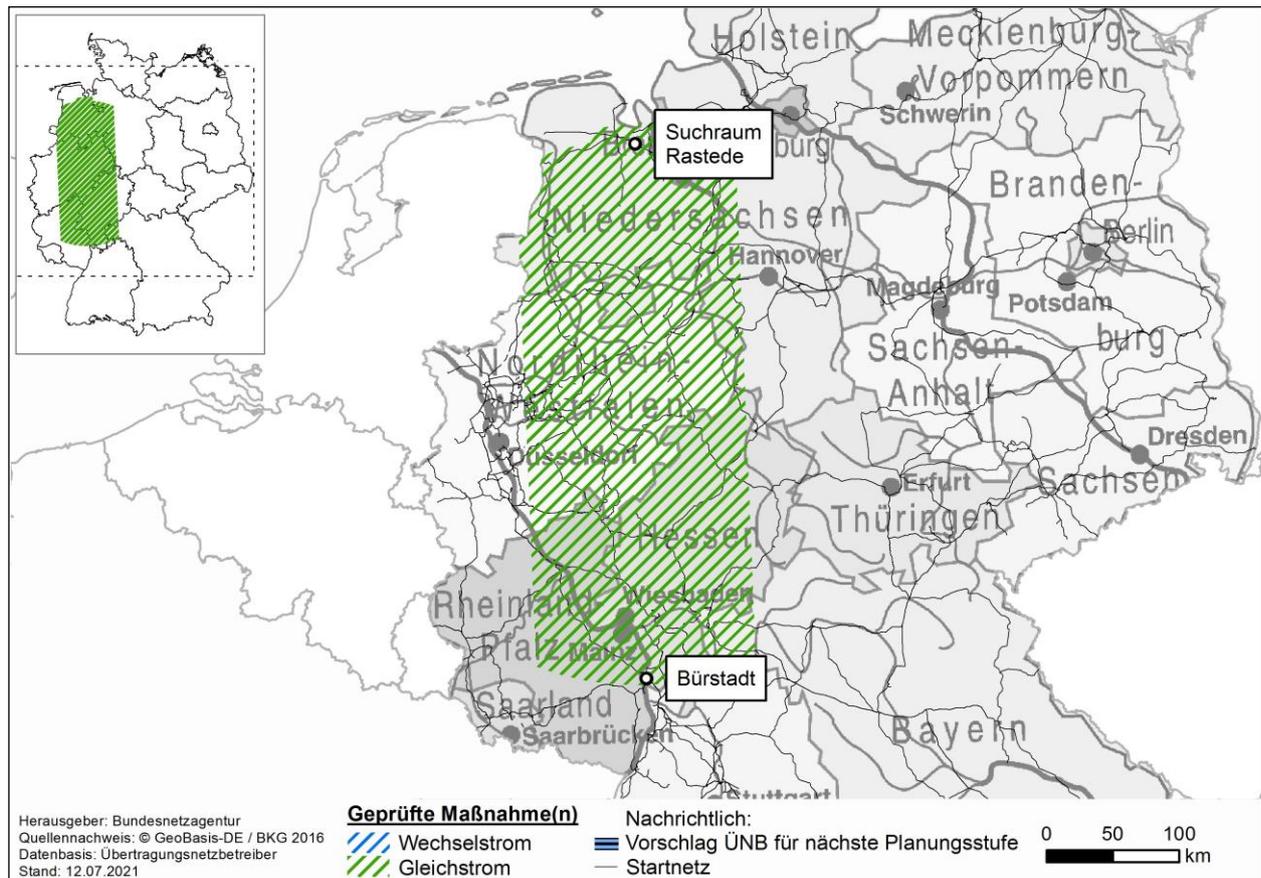
Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Mit Schreiben vom 03.12.2021 teilten die 50Hertz Transmission GmbH und die TenneT TSO GmbH zudem mit, dass sie im Sinne einer effizienten Umsetzung dieses Projekts insbesondere in Verbindung mit den Offshore-Anbindungssystemen NOR-12-2 und NOR-x-3 eine gemeinsame Umsetzung mit ca. hälftiger Aufteilung planen. Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung, dass das Projekt in seiner spezifischen Gestalt zügiger und effizienter gemeinschaftlich umgesetzt wird. Denn mit der Realisierung des Multiterminal-Konverters wird ein innovatives HGÜ-Konzept realisiert, bei dem es sinnvoll ist, auf die Expertise von zwei Netzbetreibern zurückzugreifen. Daneben ist aufgrund der Multiterminal-Technik eine intensive Abstimmung bei der Spezifikation der Konverter zwischen den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern notwendig. Daher legt die Bundesnetzagentur gemäß § 12c Abs. 8 Satz 7 EnWG die 50Hertz Transmission GmbH und die TenneT TSO GmbH als gemeinsame Vorhabenträger der DC31 fest.

Auf einen Blick

DC31		DC31
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-569 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW
Auslastung	Durchschnitt	56 %
	Maximum	100 %
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	212 km
Bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz und TenneT gemeinsam

DC34: HGÜ-Verbindung von Niedersachsen nach Hessen



Das Projekt DC34 dient der großräumigen Erhöhung der Übertragungskapazität aus Niedersachsen in das Rhein-Main-Gebiet, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

DC34: Suchraum Rastede – Bürstadt

Die Maßnahme DC34 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme DC34 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Im Rahmen der Maßnahme ist eine HGÜ-Verbindung mit einer Nennleistung von 2 GW vom Suchraum Rastede nach Bürstadt vorgesehen. Dafür sind an dem Anfangs- und Endpunkt der Maßnahme DC34 jeweils DC-Konverter mit einer Kapazität von 2 GW zu errichten.

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

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Exemplarisch werden drei Situationen im Szenario C 2035 dargestellt:

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Pfungstadt und Urberach mit bis zu 119 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 99 % ausgelastet.

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Waldlaubersheim/Bacharach und Bürstadt mit bis zu 112 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 100 % ausgelastet.

Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Conneforde und Rastede mit bis zu 139 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 108 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex in mehr als 3000 Stunden des Jahres um bis zu ca. 4115 GWh und trägt damit bereits im Jahr 2035 in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden. Diese Wirkung wird sich bei einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien in Umsetzung des KSG 2021 und des Koalitionsvertrages voraussichtlich noch verstärken.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme DC34 als erforderlich. Die mittlere Auslastung im (n-0)-Fall liegt im Szenario C 2035 bei ca. 58 %.

Alternativen

Alternativ zur vorgeschlagenen Maßnahme wurde von den Übertragungsnetzbetreibern auch eine DC-Verbindung zwischen Rastede und Rommerskirchen untersucht. Dies erscheint zwar grundsätzlich möglich, jedoch hat sich die Alternative in den Analysen der Übertragungsnetzbetreiber als weniger wirksam herausgestellt. Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur zu dieser alternativen Verbindung gelangen ebenfalls zu dem Ergebnis, dass diese weniger wirksam ist. Durch diese reduziert sich der deutschlandweite Überlastungsindex nur um 3638 GWh und somit um 477 GWh weniger als die hier betrachtete Maßnahme mit dem südlichen Netzverknüpfungspunkt in Bürstadt. Die Bundesnetzagentur hat zusätzlich weitere alternative Netzverknüpfungspunkte in Weinheim, Altbach und Großkrotzenburg untersucht. Auch diese alternativen Netzverknüpfungspunkte weisen mit einer Reduzierung von 4064, 3771 und 2967 GWh eine geringere Wirksamkeit in Bezug auf den deutschlandweiten Überlastungsindex aus.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag begrüßte, dass der nördliche Netzverknüpfungspunkt des HGÜ-Korridors DC34 in Rastede auf den Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede ausgeweitet wurde. Eine geradlinige Verbindung zwischen dem potenziellen Anlandungsbereich zukünftiger Offshore-Systeme südlich von Baltrum und Langeoog mit Bürstadt verlief nicht östlich von Conneforde im Bereich Rastede, sondern westlich von Conneforde. Hier käme ein Netzverknüpfungspunkt an der 380 kV-Leitung Conneforde – Diele in Betracht.

Zu dem Vorschlag eines Netzverknüpfungspunkts an der 380 kV-Leitung Conneforde – Diele ist festzustellen, dass diese Bestandsleitung bereits heute hoch ausgelastet ist und eine zusätzliche Einbindung von Offshore-Windenergie einen Ausbau dieser Leitung verursachen würde. Im Gegensatz dazu wird die Leitung zwischen

Conneforde und Elsfleth/West durch das geplante Projekt P119 ohnehin bereits verstärkt und kann somit die Offshore-Windenergie ins Wechselstromnetz integrieren.

Einige Konsultationsbeiträge sahen eine besondere Herausforderung darin, einen geeigneten Standort für die südliche Konverterstation des HGÜ-Korridors DC34 zu finden. Sie forderten daher den Suchraum angemessen zu erweitern, um mehrere Alternativen untersuchen zu können. Aus ihrer Sicht würde sich der Standort des stillgelegten Kernkraftwerks in Biblis besonders anbieten. Darum solle die Bezeichnung des südlichen Netzverknüpfungspunkts in „Suchraum Bürstadt/Biblis“ geändert werden.

Bürstadt bezeichnet lediglich den Standort des Umspannwerks (Netzverknüpfungspunkt), an welches die Maßnahme angeschlossen wird, trifft jedoch noch keine Aussage darüber, wo genau der Konverterstandort gelegen ist. Diesen Standort zu finden bleibt den weiteren Genehmigungsverfahren vorbehalten.

Bewertung

Der Raum Rastede ist von den Übertragungsnetzbetreibern als neuer Netzverknüpfungspunkt für Offshore-Anbindungsleitungen vorgesehen. Gleichzeitig bestehen umfangreiche Überlastungen zwischen Norddeutschland und Südhessen. Daher sind ein gezielter Abtransport der Offshore-Leistung aus dem Raum Rastede sowie ein Überspannen der überregionalen Engpässe aus Sicht der Bundesnetzagentur vom Ansatz her zielführend. Dabei zeigt sich, dass der neue Korridor eine erhebliche engpassentlastende Wirkung hat und insbesondere deutschlandweit den Überlastungsindex deutlich reduzieren kann. Es ist auch nicht ersichtlich, wie den auftretenden Überlastungen anderweitig durch einfachere Verstärkungsmaßnahmen ausreichend entgegengewirkt werden könnte, da viele der betroffenen überlasteten Leitungen bereits verstärkt wurden oder noch werden.

Aus diesen Gründen kommt die Bundesnetzagentur zu dem Ergebnis, dass ein weiterer DC-Ausbau in Form des Projekts DC34 notwendig ist, um die Integration von erneuerbaren Energien, insbesondere von Offshore-Windenergie, zu ermöglichen und gezielt in die (zukünftigen) Lastzentren im Großraum Frankfurt zu transportieren.

Es ist auch kein alternativer nördlicher Netzverknüpfungspunkt erkennbar, der geeignet wäre, um zeitnah Offshore-Windenergie aufzunehmen, und der dann gezielt zur Integration von erneuerbaren Energien genutzt werden könnte. Insbesondere Netzverknüpfungspunkte in der Region um die Startpunkte des SuedLink bieten weniger Potenzial für weitere Offshore-Anbindungen als der Suchraum Rastede.

Bei den weiteren Untersuchungen des südlichen Netzverknüpfungspunkts haben die Übertragungsnetzbetreiber mit Rommerskirchen eine Alternative genannt. Zusätzlich hat die Bundesnetzagentur auch weitere südliche Netzverknüpfungspunkte untersucht. Dabei kamen neben Altbach als deutlich südlicher gelegener Netzverknüpfungspunkt noch Weinheim und Großkrotzenburg in Betracht. Bei diesen Untersuchungen konnte jedoch nicht betrachtet werden, ob die genannten Netzverknüpfungspunkte überhaupt aufgrund regionaler Gegebenheiten für die Anbindung des Konverters geeignet wären. Dies kann lediglich für Altbach angenommen werden, da Altbach im NEP 2019-2030 als Endpunkt für das Projekt DC23 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgesehen war.

Im Ergebnis zeigte sich, dass keiner der alternativ betrachteten Netzverknüpfungspunkte netztechnische Vorteile gegenüber Bürstadt aufweist, so dass aus Sicht der Bundesnetzagentur kein Anlass besteht, diesen Netzverknüpfungspunkt zu ändern. Die Wahl des Umspannwerks Bürstadt verdeutlicht auch, dass der neue

Korridor insbesondere für die Versorgungssicherheit der industriellen Ballungsräume des Landes Hessen und deren Belieferung mit erneuerbarer Energie erforderlich ist.

Auch im Rahmen des Projekts DC34 ist seitens der Übertragungsnetzbetreiber am Netzverknüpfungspunkt Rastede ein Multiterminal-Konverter vorgesehen. Hierzu ist zunächst festzuhalten, dass die im Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber beschriebene Integration von drei Offshore-Anbindungssystemen mit einer Leistung von jeweils 2 GW an ein landseitiges DC-System mit lediglich zwei Konvertern mit jeweils 2 GW nicht möglich ist. Deswegen geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass lediglich zwei der drei geplanten Offshore-Anbindungsleitungen in ein etwaiges Multiterminal-System eingebunden werden.

Dadurch würden im Ergebnis durch die Multiterminal-Lösung zwei Konverter und damit geschätzte Investitionskosten von 1,2 Mrd. € eingespart werden. Gleichzeitig wäre zwar bei der aktuell anzunehmenden Ausführung ein metallischer Rückleiter bei DC34 notwendig, der bei einer Trassenlänge von 528 km zu geschätzten Mehrkosten von etwa 580 Mio. € führt. In Summe sind die ökonomischen Vorteile dennoch so deutlich, dass die Bundesnetzagentur auch hier von einer Realisierung als Multiterminal-System ausgeht. Zum aktuellen Zeitpunkt kann aus Sicht der Bundesnetzagentur offenbleiben, welches der drei Offshore-Anbindungssysteme nicht Teil des Multiterminals wird.

Ein DC-Leistungsschalter ist aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht zwingend notwendig, um die Verschaltung der Offshore-Anbindungsleitungen mit der DC34 auf der Gleichstromseite zu ermöglichen. Dennoch würde ein entsprechender Leistungsschalter insbesondere bei der Integration von 4 GW offshoreseitiger Erzeugungsleistung Vorteile bringen, so dass sich das Gesamt-Projekt als Pilot für einen DC-Leistungsschalter anbieten würde, sollte ein solcher herstellerseitig verfügbar werden.

Da die Fertigstellung des Projekts DC34 aktuell für 2035 geplant ist, bliebe auch mehr Zeit, um die Konverter als Multivendor-Lösung zu konzipieren, sollte dies im Rahmen der DC31 nicht möglich sein.

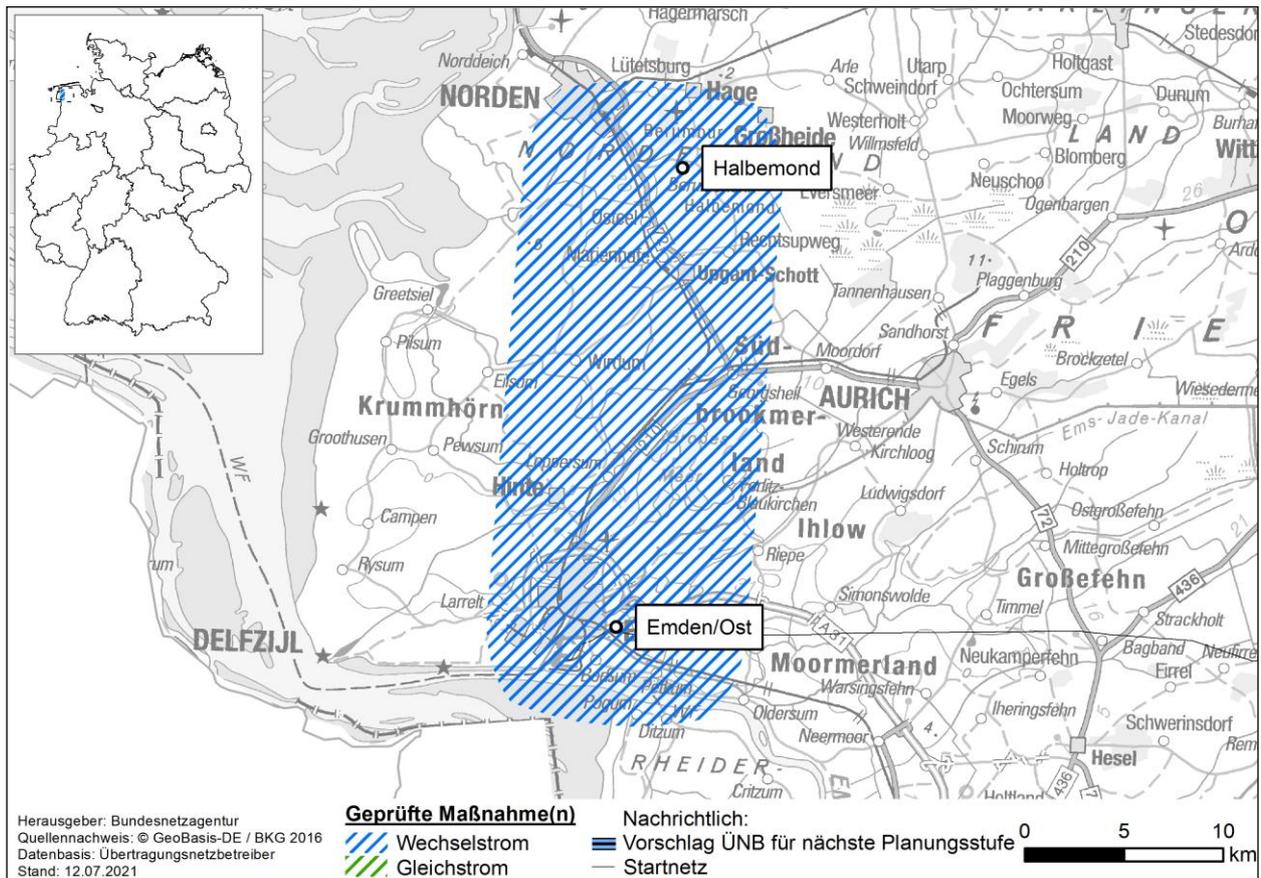
Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Wie in Abschnitt I B 3 („Pfad zur Klimaneutralität“) bereits dargelegt, wird der Nord-Süd-Transportbedarf eines „Klimaneutralitätsnetzes“ über den in diesem Netzentwicklungsplan analysierten Netzausbaubedarf hinausgehen. Im Sinne der Beschleunigung der Prozesse sind die abschließenden Berechnungen zu dem Klimaneutralitätsnetz nicht ohne zwischenzeitliche Aktivitäten abzuwarten. Vielmehr ist es notwendig, bereits jetzt Vorsorge zu treffen, um eine schnelle Umsetzung der weiteren sich aus der Idee eines Klimaneutralitätsnetzes ergebenden Netzausbaumaßnahmen zu gewährleisten. Dementsprechend ist es angebracht, in der Planung dieser Maßnahme bereits Leerrohre für potenzielle weitere Systeme mit einzubeziehen, sofern dadurch im Rahmen der laufenden Genehmigungsverfahren keine nennenswerten Verzögerungen ausgelöst werden.

Auf einen Blick

DC34		DC34
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-4115 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2000 MW
Auslastung	Durchschnitt	58 %
	Maximum	100 %
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	528 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P20: Netzausbau zwischen Emden und Halbmond



Das Projekt P20 soll die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens erhöhen, um erneuerbare Energie in das Übertragungsnetz zu integrieren.

M69: Emden/Ost – Halbmond

Die Maßnahme M69 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M69 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt und im NEP 2013 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 37 seit 2015 im Bundesbedarfsplangesetz.

Durch Neubau in neuer Trasse soll eine 380 kV-Leitung mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von je 4000 A zwischen Emden/Ost und einem neuen Umspannwerk in Halbmond errichtet werden.

Wirksamkeit

Die Wirksamkeit der Maßnahme ist nicht mit Überlastungen im Übertragungsnetz begründet, sondern mit nachgewiesenen Überlastungen des Verteilernetzes. Diese Überlastungen wurden in den vergangenen Netzentwicklungsplänen mit integrierten Datensätzen des zuständigen Verteilernetzbetreibers geprüft. Auch in diesem NEP wurden durch den Verteilernetzbetreiber entsprechende Datensätze erstellt und zur

Verfügung gestellt. Die Überlastungen zeigen sich auch unter Berücksichtigung der Prognosen des Szenariorahmens zum NEP 2021-2035.

Erforderlichkeit

Wie auch schon in den vergangenen Netzentwicklungsplänen ist die Auslastung der Maßnahme relativ gering. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 7 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit insgesamt knapp 400 MW in einer Größenordnung, die noch im Verteilernetz transportiert werden kann. Insofern war die Untersuchung einer Alternative im Verteilernetz geboten. Diese Untersuchungen hat der zuständige Verteilernetzbetreiber durchgeführt und kommt zu dem Ergebnis, dass eine Integration der Leistung über das Verteilernetz grundsätzlich möglich ist.

In den übermittelten Datensätzen wurde durch den Verteilernetzbetreiber eine Erzeugungs- und Lastsituation im Jahr 2035 unterstellt, die mit den Annahmen des NEP übereinstimmt. Außerdem wurden die sonstigen bestätigten Maßnahmen im Höchstspannungsnetz in der Region als realisiert angenommen (insbesondere das Projekt P175). In diesen Analysen zeigte sich zwar eine etwas höhere Auslastung der P20 M69 im Grundlastfall, diese lag jedoch selbst in den untersuchten Starkwindfällen immer noch bei maximal 10 bis 12 % bzw. im Bereich unter 600 MW. In den Netzmodellvarianten ohne die Maßnahme M69 und mit angenommenem Ausbau der 110 kV-Verteilernetzstruktur zeigte sich zudem, dass diese die Übertragungsaufgabe sicher beherrscht. Da zudem eigene Analysen der Bundesnetzagentur zeigten, dass die unterstellten Leistungen aus Onshore-Windenergieanlagen sich im Bereich des auch zukünftig maximal Erwartbaren bewegen, ist nicht davon auszugehen, dass sich die Maßnahme M69 zukünftig doch als erforderlich erweisen wird.

Die Maßnahme ist somit nach Berücksichtigung aller bekannten Parameter nicht erforderlich.

Alternativen

Wie vorstehend erläutert kommt bei der Maßnahme ein alternativer Ausbau im Verteilernetz in Betracht. Diese Alternative wurde vom zuständigen Verteilernetzbetreiber entwickelt, von der Bundesnetzagentur untersucht und nunmehr für valide befunden.

Konsultation

Mehrere Konsultationsbeiträge äußerten sich einvernehmlich ablehnend zur Maßnahme M69 und begrüßten den Vorbehalt der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Erforderlichkeit, bzw. die Prüfung der Verteilernetzalternative. Ein Konsultationsbeitrag führte an, dass für die betroffene Region unabhängig von etwaigen höheren Ausbauzielen der Onshore-Windenergie kein signifikanter, langfristiger Nettozubau an Leistung zu erwarten ist.

Bewertung

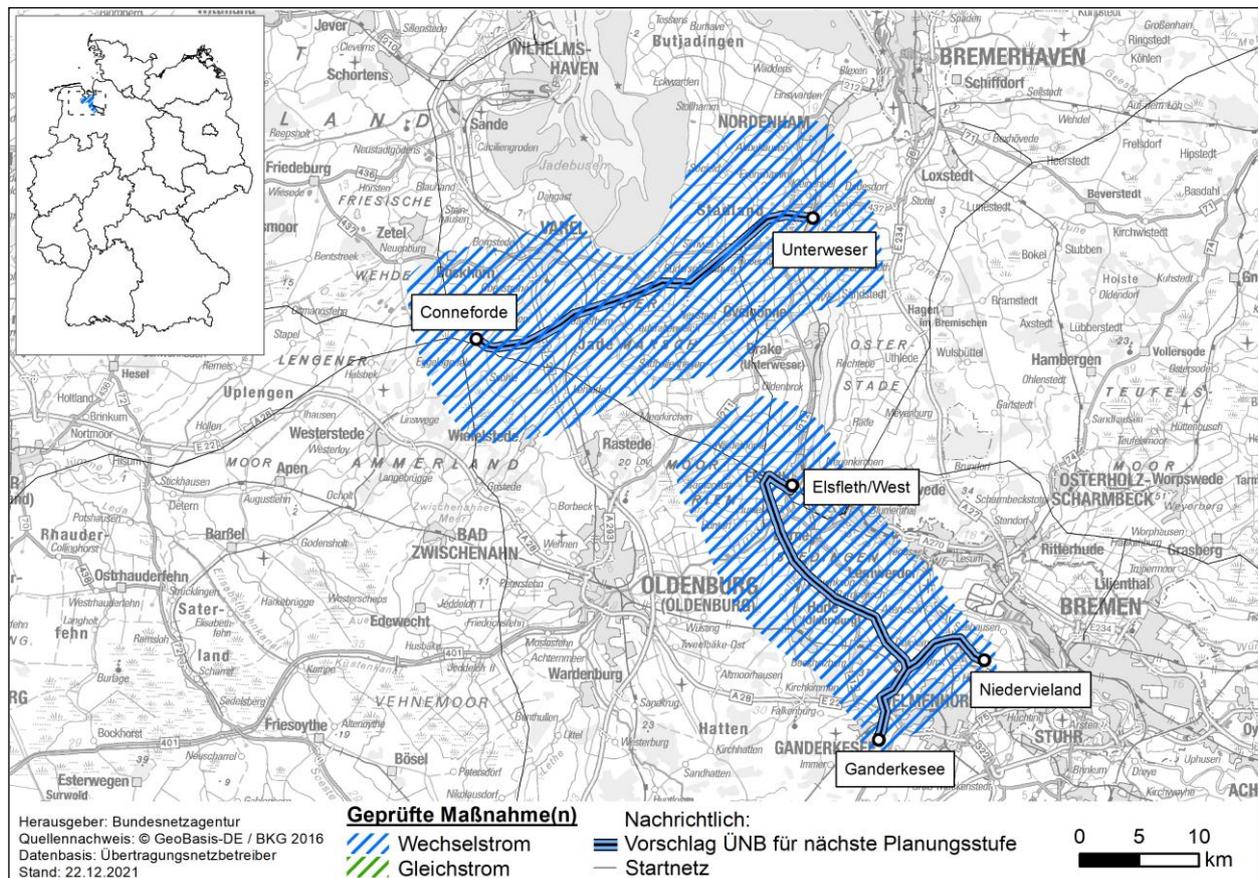
Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam, jedoch nach eingehender Prüfung der Verteilernetzalternative nicht als erforderlich. Die Untersuchungen des Verteilernetzbetreibers kommen inzwischen zu dem Ergebnis, dass dessen Ausbau möglich ist und auch langfristig die Integration der prognostizierten Leistung an erneuerbaren Energien sicherstellen kann. Die neue, abweichende Einschätzung des Verteilernetzbetreibers im Vergleich zu den bisherigen Untersuchungen basiert im Wesentlichen auf einer Änderung des § 43h EnWG, die einen Ersatz der bestehenden 110 kV-Leitungen mit einer deutlich höheren Übertragungskapazität als Freileitung ermöglicht. Dagegen musste bisher bei der Untersuchung der Alternativen zwingend ein Verteilernetzausbau durch 110 kV-Erdkabel unterstellt werden. Allerdings sei nach

Aussage des Verteilernetzbetreibers dafür zwingend das Projekt P175 (Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden – Conneforde) notwendig, da unter anderem durch das neue Umspannwerk Wilhelmshaven 2 zusätzliche Umspannkapazität in Küstennähe entsteht. Dieses Projekt ist bereits im Bundesbedarfsplangesetz und ist aus Sicht der Bundesnetzagentur ohnehin weiter bestätigungsfähig.

Auf einen Blick

P20		M69
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		k.A.
Erforderlichkeit		nein
Leistungsfluss	Maximum	400 MW
Auslastung	Durchschnitt	2,7 %
	Maximum	7 %
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	30 km
bestätigt		nein
Vorhabenträger		TenneT

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



Das Projekt P22 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität von Conneforde nach Unterweser sowie von Elsfleth/West nach Ganderkesee.

M80: Elsfleth/West – Ganderkesee (über Niedervieland)

Die Maßnahme M80 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M80 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 55 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass von Elsfleth/West über Niedervieland nach Ganderkesee die Verstärkung der bestehenden 380 kV-Leitung notwendig sei. Durch Ersatzneubau soll eine Leitung mit zwei 380 kV-Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4000 A errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die 380 kV-Schaltanlagen Ganderkesee und Niedervieland verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Elsfleth/West und Ganderkesee mit bis zu 121 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung auf 82 %.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 175 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M80 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 57 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit 3262 MW in Summe für das neue Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 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 zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

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. Zwischenzeitlich wurde sie in Form der Maßnahme M92 erstmals im NEP 2019-2030 bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 54 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Maßnahme M92 sah vor, einen bestehenden 220 kV-Stromkreis zwischen Conneforde und Unterweser auf 380 kV umzustellen. Die Übertragungsnetzbetreiber geben jedoch an, dass dies zu großen Teilen aufgrund der TA Lärm abweichend von der bisherigen Einschätzung nicht möglich sei, und haben dementsprechend im Nachgang zur Konsultation wieder die Maßnahme M82 beantragt, mit der die bestehende Leitung nunmehr durch Neubau in bestehender Trasse auf zwei 380 kV-Stromkreise mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A verstärkt werden soll.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die 380 kV-Schaltanlage in Conneforde hierfür verstärkt werden muss und die Schaltanlage in Unterweser neu gebaut werden muss. Dies ist grundsätzlich naheliegend, jedoch nicht Gegenstand der Prüfung des Netzentwicklungsplans.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Unterweser und Conneforde mit bis zu 108 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung auf 71 %.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 433 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M92 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 49 %. Der maximale Wirkleistungsfluss im Szenario C 2035 liegt mit 1032 MW für das neue System in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

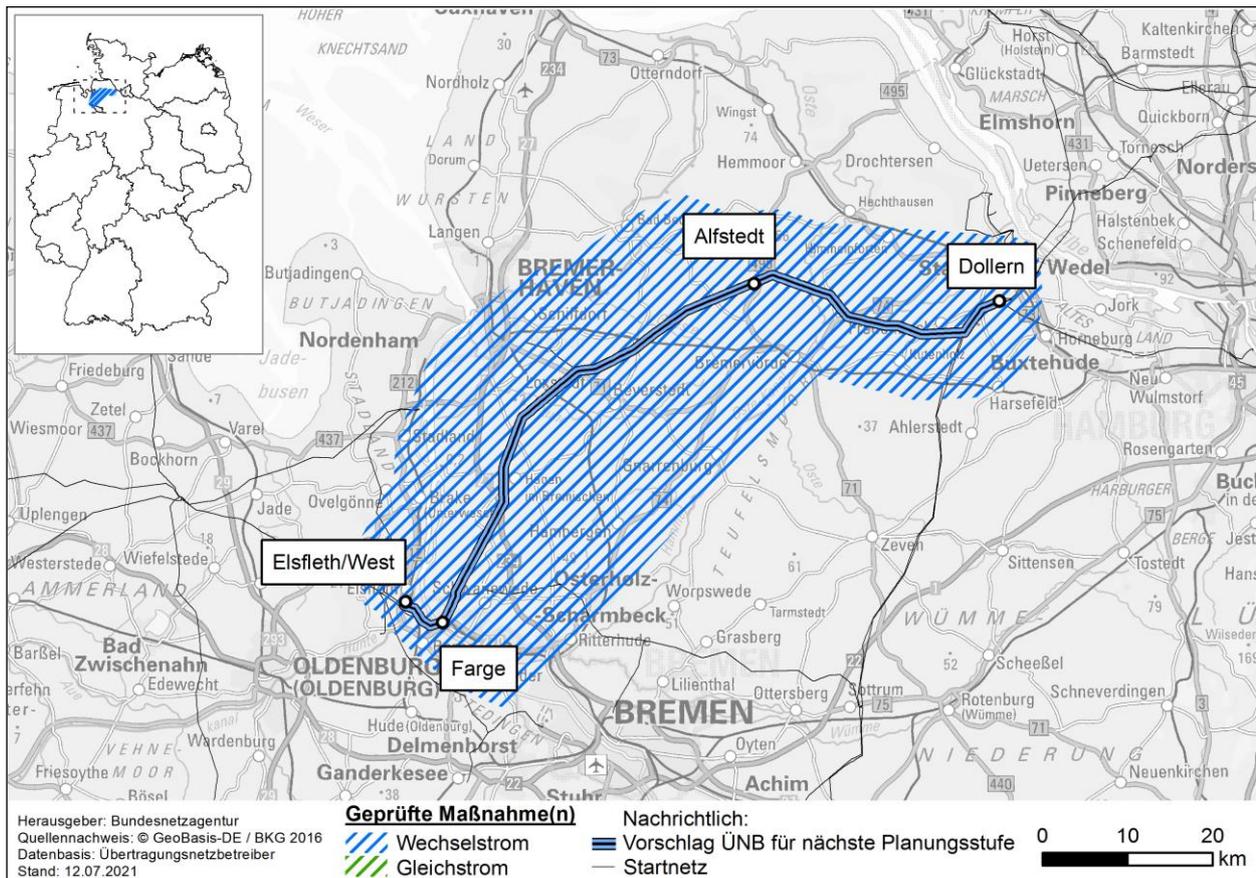
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

	P22	M80	M82
Wirksamkeit		ja	ja
Überlastungsindex		-175 GWh	-433 GWh
Erforderlichkeit		ja	ja
Leistungsfluss	Maximum	3262 MW	1032 MW
Auslastung	Durchschnitt	27 %	15 %
	Maximum	57 %	49 %
NOVA		V	O
Trassenlänge	Bestand	36 km	32 km
	Ausbau	-	-
bestätigt		ja	ja
Vorhabenträger		TenneT	TenneT

P23: Netzverstärkung zwischen Dollern und Elsfleth/West



Das Projekt P23 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Dollern und Elsfleth/West in Niedersachsen.

M20: Dollern – Alfstedt – Farge – Elsfleth/West

Die Maßnahme M20 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M80 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.

Von Dollern über Alfstedt und Farge 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 Stromtragleistungsfähigkeit von je 4000 A neu errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die 380 kV-Schaltanlagen Dollern und Alfstedt verstärkt werden müssen. Aufgrund von lokalen Gegebenheiten müsse das Umspannwerk Farge darüber hinaus an geeigneter Stelle neu errichtet werden. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Elsfleth/West und Dollern mit bis zu 140 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die Auslastung auf 116 %.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 69 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M20 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 60 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit 3458 MW für das neue Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Alternativ zur vorgeschlagenen Maßnahme ist laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber auch eine Verstärkung der bestehenden Achse Dollern – Sottrum – Elsfleth/West (Parallelneubau) denkbar. Dies erscheint zwar grundsätzlich möglich und würde voraussichtlich ebenfalls den Überlastungen entgegenwirken, jedoch erscheint ein zusätzlicher Neubau im Vergleich zur hier vorgeschlagenen Verstärkung überdimensioniert.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

	P23	M20
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-69 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3458 MW
Auslastung	Durchschnitt	19 %
	Maximum	60 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	100 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

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

Das Projekt P24 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M71TR1: 380/220 kV-Transformator Sottrum

Die Maßnahme M71TR1 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M71TR1 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des NEP 2021-2035 nachgereicht.

Der Standort Sottrum soll bis zur geplanten Inbetriebnahme des Projekts P119 im Jahr 2030/2031 um einen zweiten 380/220 kV-Netzkuppltransformator erweitert werden um Überlastungen im Übertragungsnetz zu vermeiden. Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2026 an. Nach Realisierung des Projekts P119 entfällt die 220 kV-Spannungsebene am Standort Sottrum und damit auch der Nutzen von 380/220 kV-Netzkuppltransformatoren in Sottrum.

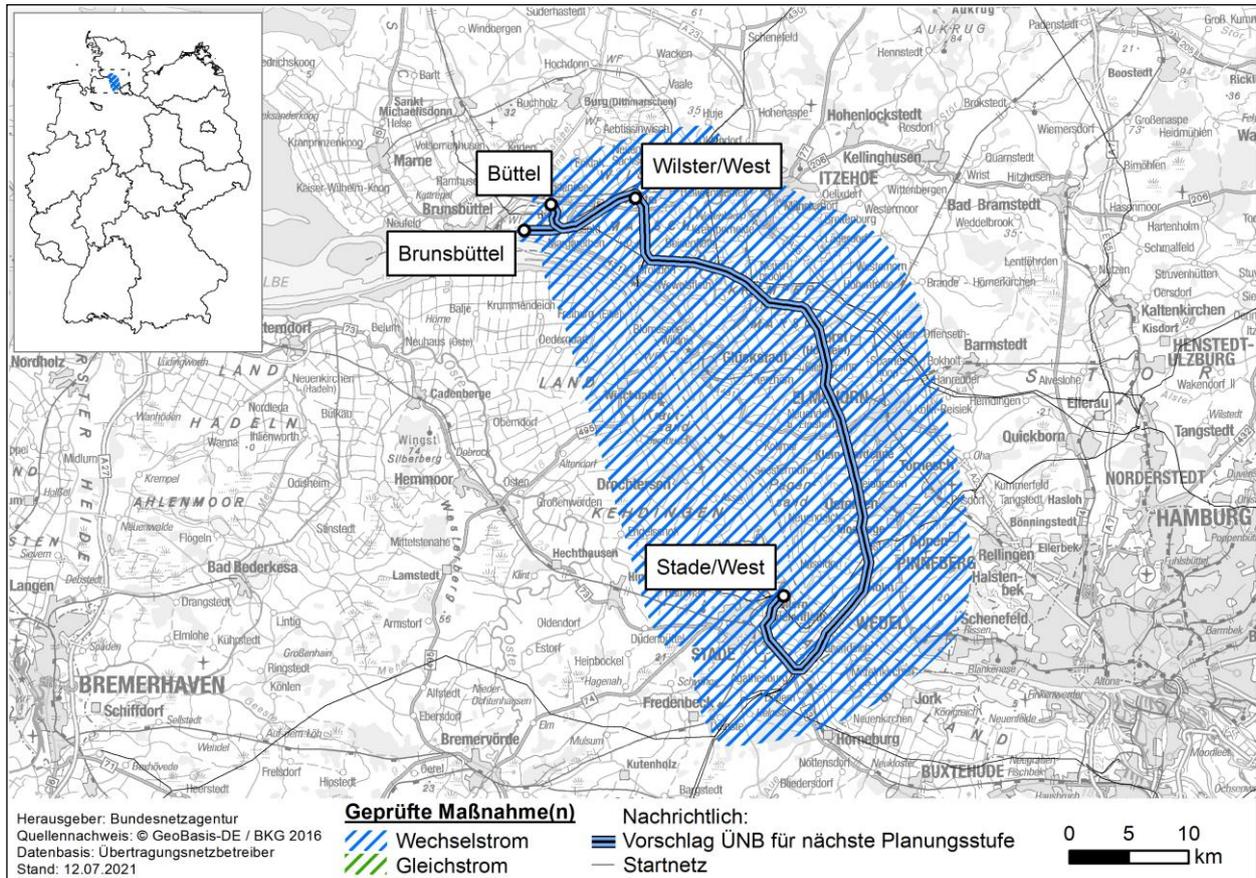
Bewertung

Die Kriterien der Wirksamkeit und Erforderlichkeit finden bei der Prüfung dieser Maßnahme keine Berücksichtigung. Stattdessen wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt. Die Maßnahme M71TR1 weist in der Prüfung über den Betrachtungszeitraum einen wirtschaftlichen Nutzen auf, der die Investitionskosten übersteigt.

Auf einen Blick

P24	M71TR1
NOVA	O
bestätigt	ja

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



Das Projekt P26 mit den Maßnahmen M432, M76 und M89 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im südwestlichen Schleswig-Holstein und nördlichen Niedersachsen durch Ersatzneubauten von 380 kV-Leitungen in bestehender Trasse.

M342: Brunsbüttel - Büttel
M76: Büttel - Wilster/West
M89: Wilster/West - Stade/West

Die Maßnahmen M342, M76 und M89 werden bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahmen M342, 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.

Mit den Maßnahmen soll eine bestehende 380 kV-Leitung durch Neubau in bestehender Trasse verstärkt werden, indem die Stromtragfähigkeit auf 4000 A je Stromkreis angehoben wird. Im letzten Abschnitt zwischen dem Kreuzungsmast der Leitungen nach Wilster/West und Hamburg/Nord ist die bauliche Umsetzung bereits erfolgt, so dass nach aktuellem Stand lediglich der bisher genehmigte Dauerstrom erhöht werden muss.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Büttel verstärkt werden muss. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen beispielsweise ist im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Büttel und Wilster/West mit bis zu 163 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahmen sinkt die Auslastung auf ca. 126 %. Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu ca. 1481 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 87 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2501 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

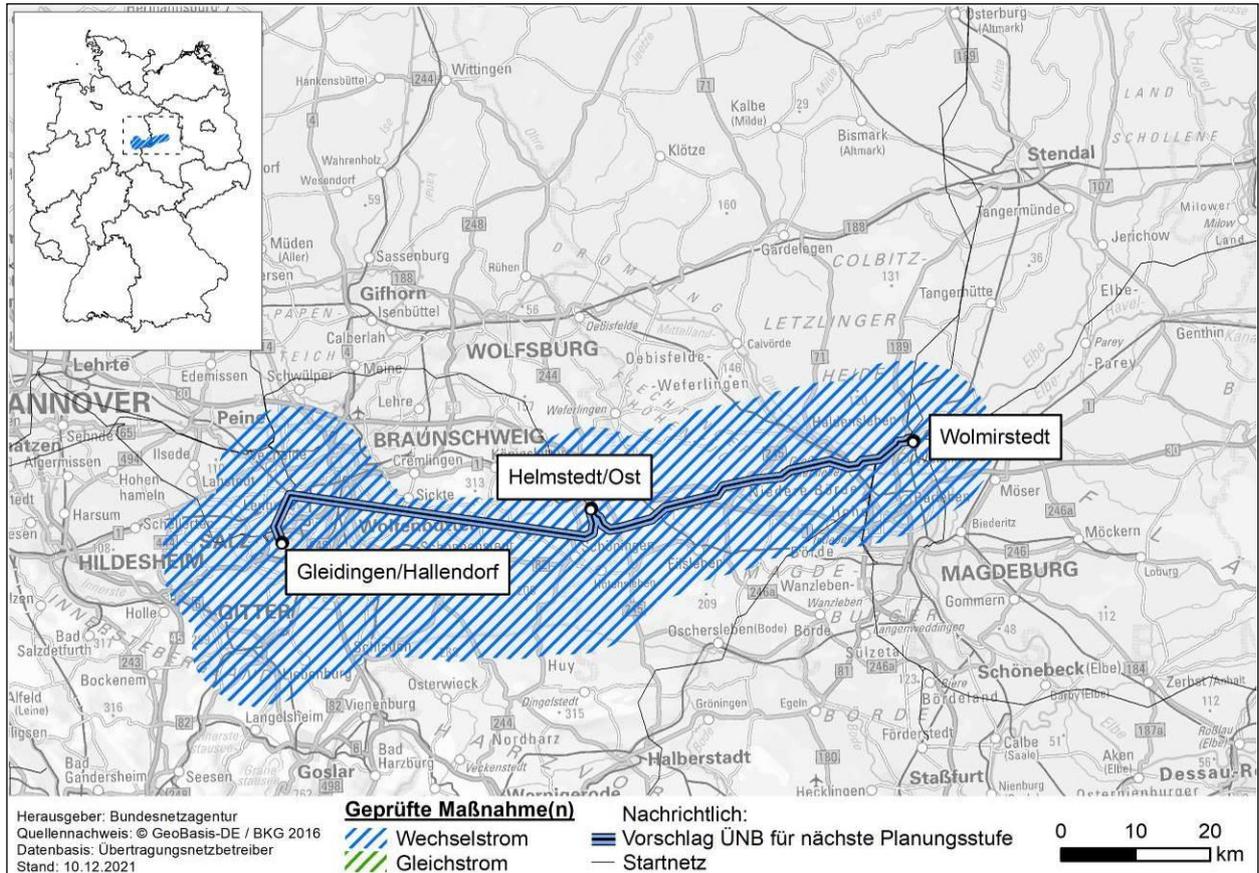
Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P26		M432/M76/M89
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-1481 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	5002 MW
	Durchschnitt	25 %
Auslastung	Maximum	87 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	55 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

P33: Netzverstärkung zwischen Wolmirstedt und Gleidigen/Hallendorf



Das Projekt P33 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen-Anhalt und Niedersachsen. Es stärkt die Verbindung der Übertragungsnetze der 50Hertz Transmission GmbH und der TenneT TSO GmbH.

M24b: Wolmirstedt – Helmstedt/Ost – Gleidigen/Hallendorf

Die Maßnahme M24b wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M24b wurde erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und im NEP 2024 erstmals bestätigt. Zusammen mit der im Startnetz befindlichen Maßnahme M24a ist es als Vorhaben 10 Teil des Bundesbedarfsplans.

Der Vorhabenträger ist an die Bundesnetzagentur herangetreten und hat aus genehmigungsrechtlichen Gründen um eine Änderung des Maßnahmenzuschnittes gebeten. Statt wie bisher von Wolmirstedt nach Mehrum Nord, soll die Maßnahme M24b nun von Helmstedt kommend am Standort Gleidigen/Hallendorf enden. Der Abschnitt von Gleidigen/Hallendorf nach Mehrum Nord wird Teil des Projekts P228. Aus elektrotechnischer Sicht ergeben sich für das betrachtete Zieljahr 2035 keinerlei Veränderungen durch die veränderten Maßnahmenzuschnitte.

Von Wolmirstedt über Helmstedt/Ost und Hallendorf/Gleidingen soll eine neue 380 kV-Leitung mit Hochstrombeseilung im bestehenden Trassenraum errichtet werden (Netzverstärkung).

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Wolmirstedt und Helmstedt verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Weiterhin ist die Schaltanlage in Gleidingen/Hallendorf zu verstärken. Dies ist aufgrund der Ablösung der 220 kV-Strukturen notwendig.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Helmstedt/Ost und Wolmirstedt mit bis zu 130 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahmen ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 88 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 270 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M24b als erforderlich. Die maximale Auslastung im (n-0)-Fall liegt immer noch bei ca. 62 %. Dies entspricht einem Leistungsfluss von je 1756 MW für die beiden Systeme und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2021 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.

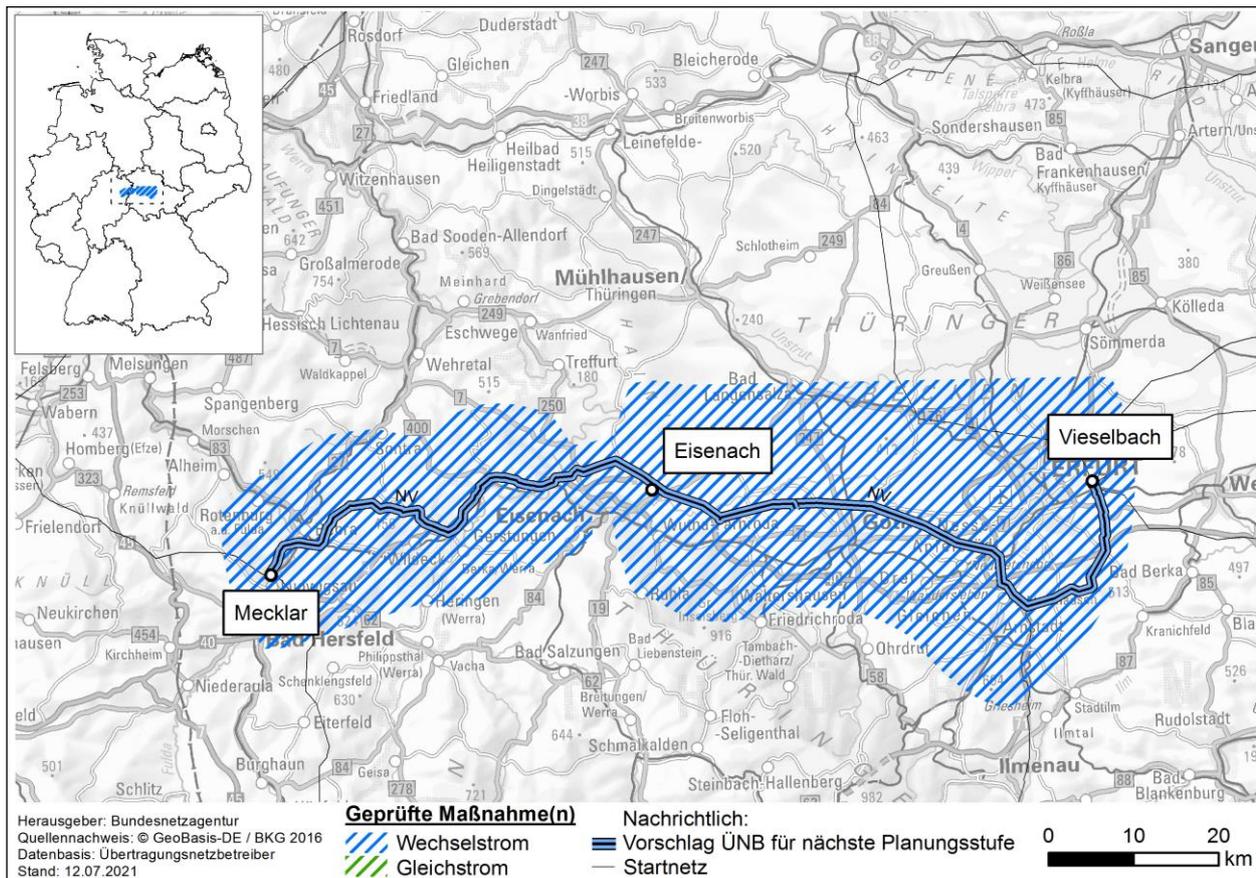
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei. Die Bundesnetzagentur übernimmt die geänderten Maßnahmenzuschnitte der P33 und P228, da sich keine elektrotechnischen Änderungen ergeben.

Auf einen Blick

P33		M24b
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-270 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3512 MW
Auslastung	Durchschnitt	15 %
	Maximum	62 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	113 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz, TenneT

P37: Netzverstärkung und -ausbau Mecklar – Vieselbach



Das Projekt P37 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Hessen.

M25a: Vieselbach – Landesgrenze Thüringen/Hessen

M25b: Landesgrenze Thüringen/Hessen – Mecklar

Die Maßnahmen M25a und M25b werden bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahmen M25a und M25b wurden erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Beide Maßnahmen sind als Vorhaben 12 seit 2013 im Bundesbedarfsplangesetz.

Durch die Umbeseilung einer bestehenden 380 kV-Leitung mit geringerer Stromtragfähigkeit soll die Stromtragfähigkeit zwischen Vieselbach und Mecklar auf 4000 A erhöht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Vieselbach, Eisenach und Mecklar verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Vieselbach und Ebenheim mit bis zu 110 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahmen ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 92 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu ca. 134 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M25a und M25b als erforderlich. Die maximale Auslastung im (n-0)-Fall liegt immer noch bei ca. 60 %. Dies entspricht einem Leistungsfluss von 1698 MW auf jedem der beiden Systeme und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 (erneut) für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

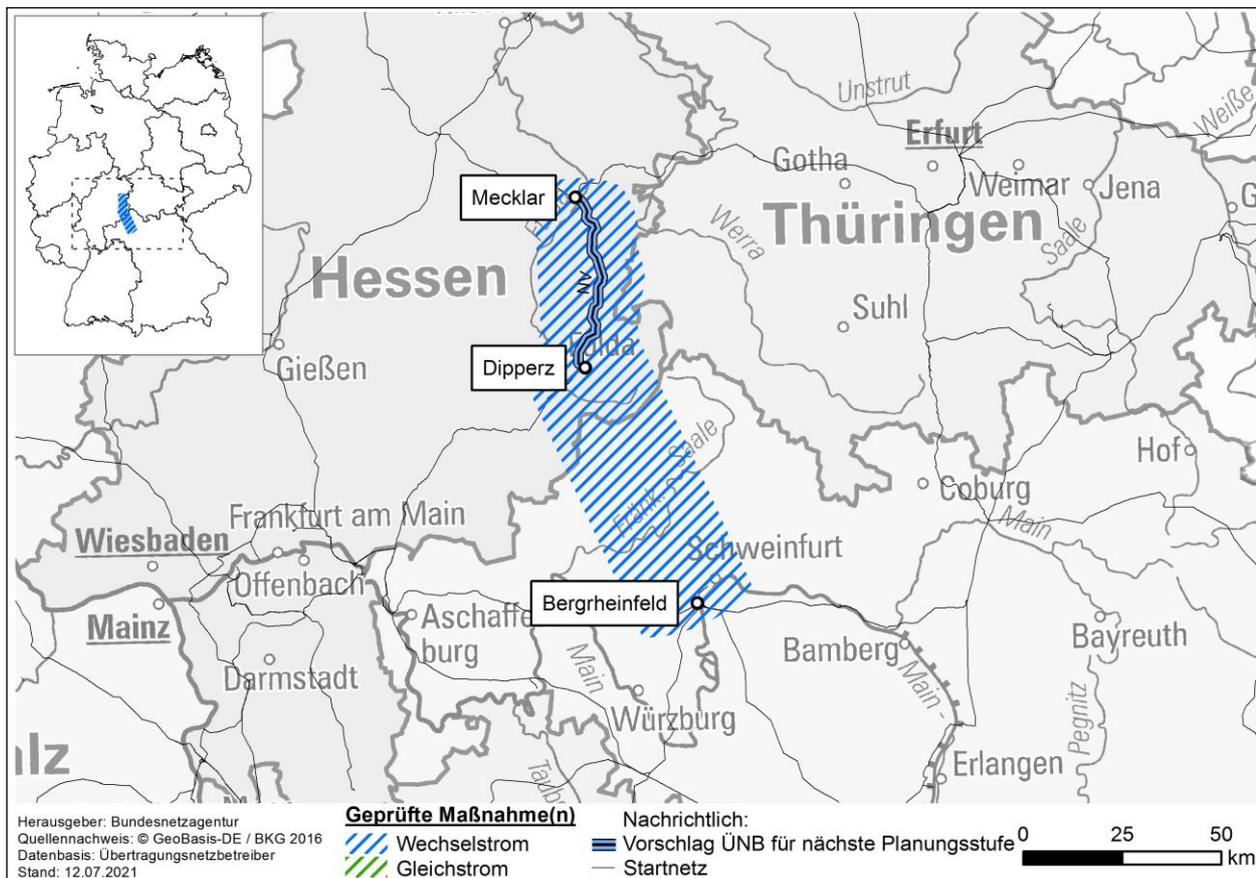
Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P37		M25a/M25b
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-134 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3396 MW
Auslastung	Durchschnitt	15 %
	Maximum	60 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	130 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz, TenneT

P43: Netzverstärkung Mecklar – Dipperz und Netzausbau Dipperz – Bergheinfeld/West



Das Projekt P43 vergrößert die Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern, um die zukünftig steigenden Nord-Süd-Transite durch Deutschland bewältigen zu können. Das Projekt besteht aus einer Verstärkung des Drehstromnetzes zwischen Mecklar und Dipperz sowie einer neuen Verbindung zwischen Dipperz und Bergheinfeld/West.

M74a: Mecklar – Dipperz

M74b: Dipperz – Bergheinfeld/West

Die Maßnahmen M74a und M74b werden bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahmen M74a und M74b wurden, seinerzeit noch als gemeinsame Maßnahme M74, erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und im NEP 2012 erstmals bestätigt. Beide Maßnahmen sind als Vorhaben 17 seit 2013 im Bundesbedarfsplangesetz.

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 Bergrheinfeld/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 Bergrheinfeld/West verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im Szenario C 2035 ein Stromkreis zwischen Mecklar und Dipperz mit bis zu 176 % belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahmen ist dieser Stromkreis maximal nur noch mit bis zu 94 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um in Summe bis zu ca. 1539 GWh und tragen damit erheblich dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M74a und M74b als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 68 %. Der maximale Wirkleistungsfluss im Szenario C 2035 beträgt ca. je 1925 MW für die beiden neuen Stromkreise und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2021 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.

Konsultation

Zum Projekt P43 gingen während der Konsultation einige Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur ein. In diesen Stellungnahmen werden der Bedarf, sowie die Akzeptanz für die Maßnahmen in Frage gestellt. Es wird die These aufgestellt, den verfolgten Zweck durch Alternativen auch anderweitig und umweltschonender erreichen zu können.

Zu den Alternativen des Projekts P43 sind in den vergangenen NEP ausführliche Untersuchungen durchgeführt worden. Dabei hatten sich alle Varianten als elektrotechnisch nahezu gleichwertig erwiesen. Im Netzentwicklungsplan 2021-2035 werden diese Untersuchungen nicht wiederholt, da keine neuen Erkenntnisse zu erwarten sind. Dementsprechend beschränkt sich die Bundesnetzagentur auf die Untersuchung der bereits im Bundesbedarfsplangesetz enthaltenen und von den Übertragungsnetzbetreibern erneut beantragten Vorzugslösung der Übertragungsnetzbetreiber.

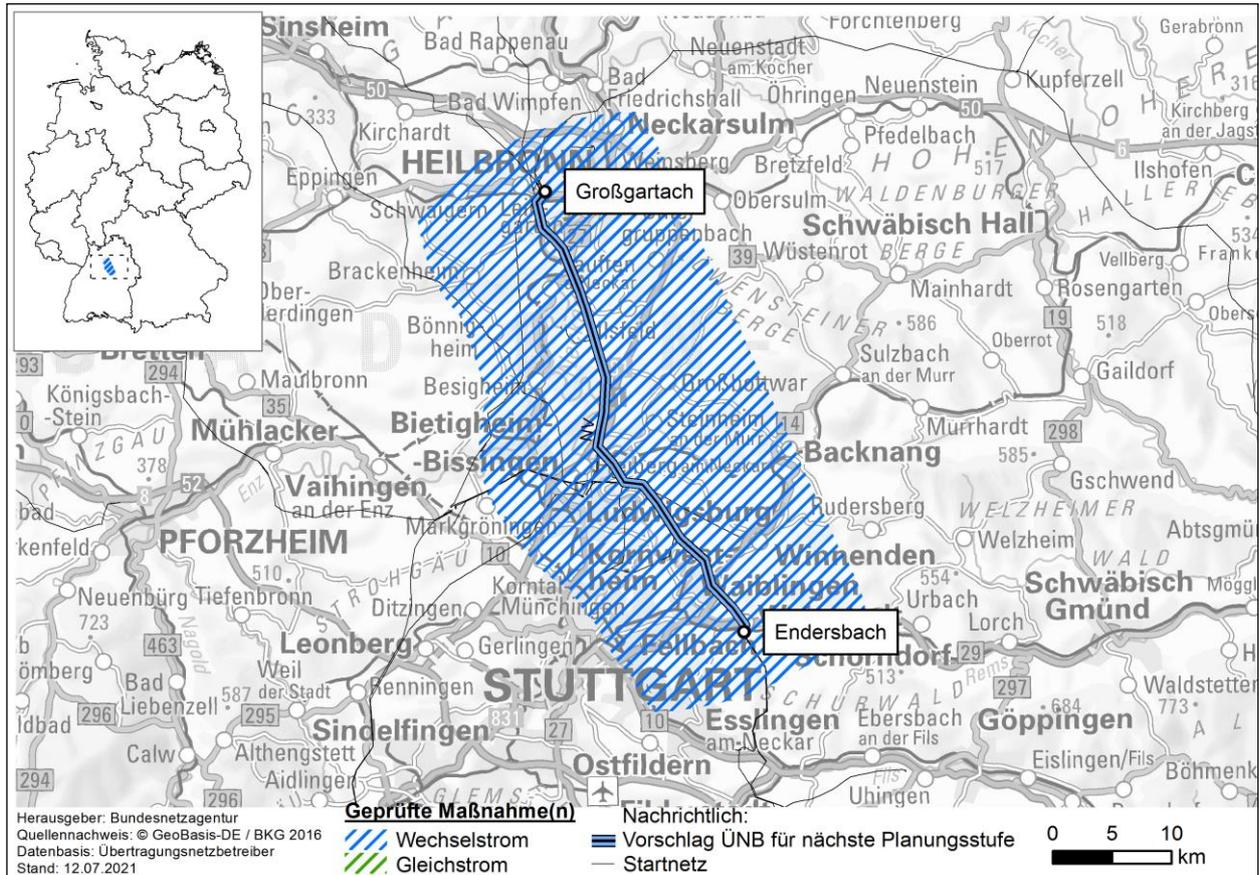
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen 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

P43		M74a & M74b
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-1539 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3850 MW
Auslastung	Durchschnitt	19 %
	Maximum	68 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	50 km
	Ausbau	80 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 M51 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 22 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

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 müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Großgartach und Mühlhausen mit bis zu 116 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis zwischen Großgartach und Mühlhausen nur noch mit bis zu 84 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 46 GWh und trägt damit dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M37 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 52 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit 1188 MW für das neue System in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 (erneut) für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

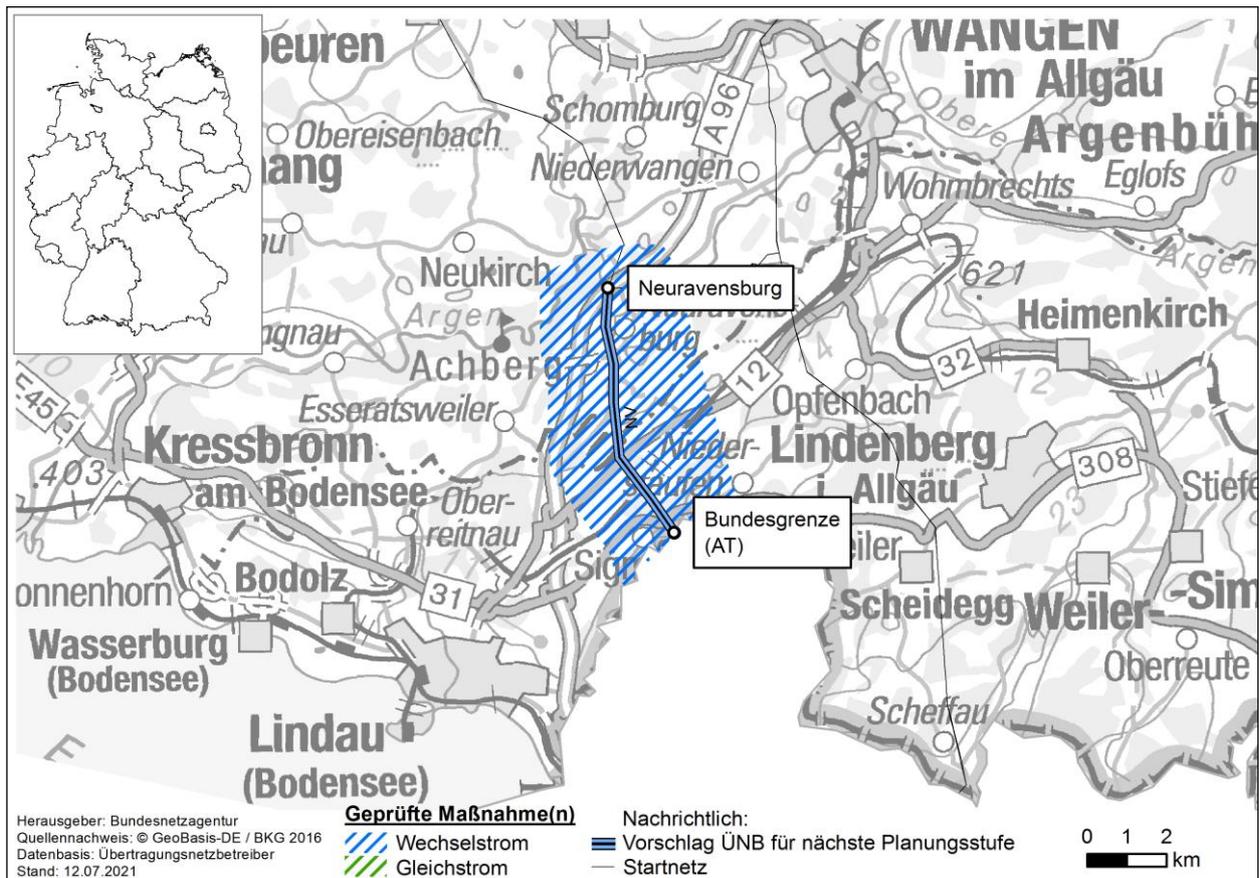
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

	P51	M37
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-46 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	1188 MW
	Durchschnitt	16 %
Auslastung	Maximum	52 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	27 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TransnetBW

P52: Netzverstärkung südliches Baden-Württemberg



Das Projekt P52 erhöht die Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg und nach Österreich.

M94b: Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)

Die Maßnahme M94b wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M94b wurde in dieser Form von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2013 für das Zieljahr 2023 beantragt und bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 40 seit 2015 im Bundesbedarfsplan-gesetz.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll eine neue 380 kV-Leitung mit deutlich höherer Übertragungs-kapazität errichtet werden.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag gab an, dass das Projekt P52 im europäischen Kontext Teil einer Gesamtplanüber-legung des gesamten Bodenseeraums ist, welche zumindest auf österreichischer Seite für eine Inbetriebnahme nach 2035 vorgesehen ist. Da zudem die als Begründung ursprünglich herangezogene sogenannte „Bodenseestudie“ von 2016 ist und sich insbesondere im europäischen Umfeld die Rahmenbedingungen

verändert haben, wird angeregt die Studie bzw. ihre Aussagen und Schlüsse gemeinsam durch die betroffenen Netzbetreiber in Zusammenarbeit mit den Regulierungsbehörden neu zu evaluieren.

Die Bundesnetzagentur teilt diese Auffassung und legt den Übertragungsnetzbetreibern entsprechende Untersuchungen für den nächsten Netzentwicklungsplan nahe.

Bewertung

In der Vergangenheit wurde die Maßnahme zusammen mit der (Startnetz-)Maßnahme M95 geprüft und bestätigt und daher bereits im NEP 2019-2030 zusammen mit der Maßnahme M95 in das Startnetz überführt. Aufgrund von Projektverzögerungen und noch erforderlichen Abstimmungen mit den beteiligten Unternehmen und Behörden auf österreichischer Seite wurde die Maßnahme M94b in diesem NEP wieder in das Zubaunetz aufgenommen.

Da es sich um eine grenzüberschreitende Maßnahme handelt, wird sie jetzt einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen (vgl. I B 7.8). Die Maßnahme M94b führt sowohl im Szenario C 2035 als auch im Langfristszenario B 2040 zu positiven Wohlfahrtseffekten zugunsten der Netzkunden. Ihr Gesamtnutzen inklusive der Kosten über einen Zeitraum von 40 Jahren liegt im Szenario C 2035 bei 122 Mio. € und im Szenario B 2040 bei 479 Mio. €. Der Gesamtnutzen ist somit in beiden Szenarien positiv.

In Bezug auf die Verzögerungen und geschilderten Unklarheiten hinsichtlich des Gesamtkontextes in den benachbarten Ländern sind die Übertragungsnetzbetreiber aufgefordert gemeinsam mit den benachbarten Netzbetreibern im nächsten Netzentwicklungsplan eine Neubewertung der betroffenen Maßnahmen vorzunehmen.

Auf einen Blick

P52 M94b	Wohlfahrt	Kosten	Klimafolge-	CAPEX	OPEX
	[Mio. €/Jahr]	Netzverluste [Mio. €/Jahr]	kosten [Mio. €/Jahr]	[Mio. €]	[Mio. €/Jahr]
Marktsimulation					
Deutschland	17		-3		
- davon					
Konsumentenrente	33				
- davon					
Produzentenrente	3				
- davon Engpassrente	-19				
Redispatch	-8	1	3		
Gesamt	10	1	0	151,7	1,2
Gesamtnutzen über 40 Jahre [Mio. €]					122,1
Vorhabenträger	Amprion				

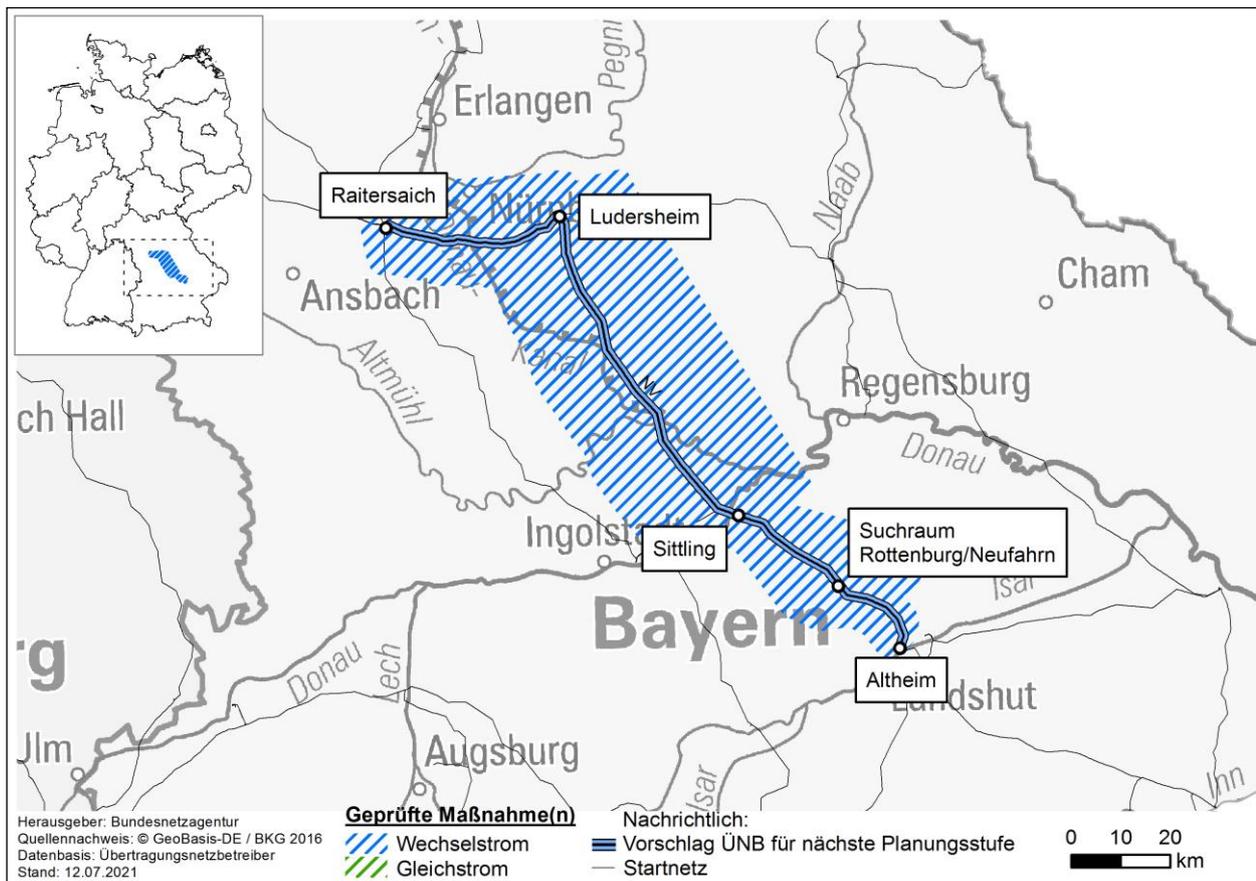
Wohlfahrt: positiver Wert entspricht Verbesserung

Redispatch: positiver Wert entspricht Reduzierung der Redispatchkosten, also Verbesserung

Kosten Netzverluste: mit stündlichen regionalen Preisen bewertete Netzverluste, positiver Wert entspricht Verschlechterung

Klimafolgekosten: positiver Wert entspricht Verschlechterung

P53: Netzverstärkung und -ausbau Raitersaich/West – Ludersheim – Sittling – Altheim



Das Projekt P53 erhöht die Nord/Süd-Übertragungskapazität innerhalb Bayerns.

M54: Raitersaich/West – Ludersheim

M350: Ludersheim – Sittling – Suchraum Stadt Rottenburg/Gemeinde Neufahrn – Altheim

Die Maßnahmen M54 und M350 werden bestätigt.

Beschreibung

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

Im Zuge der Maßnahme M54 soll die bestehende 220 kV-Leitung von Raitersaich 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 über Sittling und den Suchraum Stadt Rottenburg/Gemeinde Neufahrn 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 naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand 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 solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im Szenario C 2035 ein Stromkreis zwischen Altheim und Sittling mit bis zu 112 % belastet, wenn der parallele Stromkreis ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme sind die Stromkreise zwischen Altheim und Sittling maximal nur noch mit bis zu 96 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu 30 GWh und trägt damit dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M54 und M350 als erforderlich. Im Szenario B 2040 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei 52 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in B 2040 beträgt 1497 MW für jedes der beiden Systeme und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 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.

Konsultation

Zum Projekt gingen in der Konsultationsphase einige Stellungnahmen bei der Bundesnetzagentur ein. In diesen Stellungnahmen werden Alternativen für das Projekt P53 genannt.

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 darstellt. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2021 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.

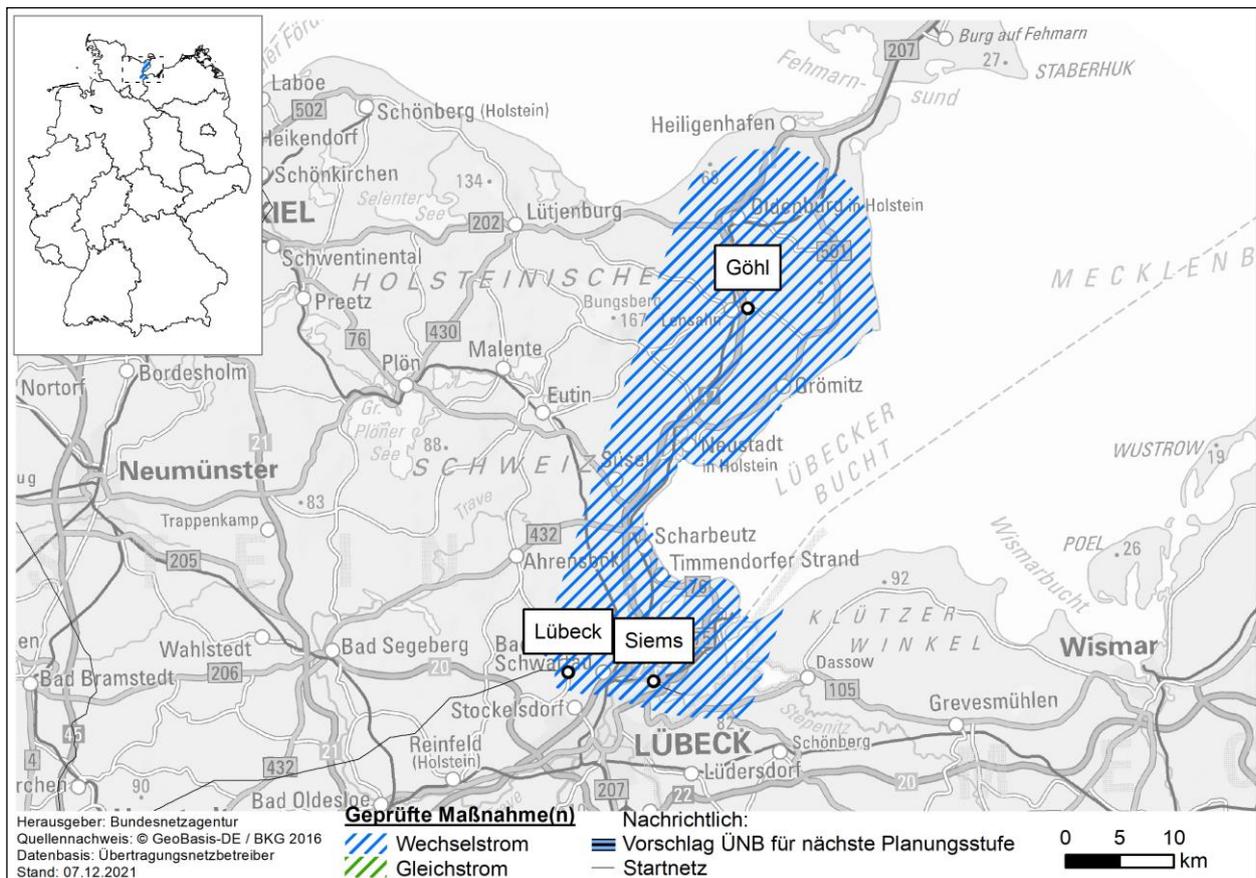
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P53		M54/M350
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-30 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2994 MW
Auslastung	Durchschnitt	18 %
	Maximum	52 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	45 km
	Ausbau	114 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

P72: Netzverstärkung und -ausbau an der Ostküste Schleswig-Holsteins (Ostküstenleitung)



Das Projekt P72 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und der angemessenen Einbindung des Interkonnektors Baltic Cable. Das Projekt besteht aus den Maßnahmen M49, M351 und M50. Die Maßnahme M50 (Segeberg-Lübeck) ist seit diesem Prozess Teil des Startnetzes, da ein Antrag auf Planfeststellung gestellt wurde und die Maßnahme in den zurückliegenden Netzentwicklungsplänen hinreichend geprüft und bestätigt wurde.

M49: Lübeck/West – Siems

Die Maßnahme M49 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M49 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt und im NEP 2013 für das Zieljahr 2023 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Teil des Vorhabens 42 seit 2015 im Bundesbedarfsplangesetz.

Im Rahmen der Maßnahme M49 planen die Übertragungsnetzbetreiber den Bau einer neuen 380 kV-Leitung als Ersatz für das bestehende 220 kV-Erdkabel zwischen Lübeck und Siems. Die Maßnahme M49 dient der (n-1)-sicheren Anbindung der HGÜ-Verbindung Baltic Cable nach Schweden und ermöglicht damit den gesicherten Leistungsaustausch zwischen Deutschland und Schweden.

Abweichend vom NEP 2019-2030 planen die Übertragungsnetzbetreiber keine direkte Verbindung zwischen Lübeck/West und Siems, sondern eine Einschleifung in die Maßnahme M351 (Lübeck/West – Göhl). Dadurch müssen in das Umspannwerk Lübeck/West nur noch zwei Stromkreise statt vier eingeführt werden. Dies erscheint nach Einschätzung der Bundesnetzagentur grundsätzlich vorteilhaft.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Siems und Lübeck verstärkt werden müssen und eine neue 380 kV-Schaltanlage in Lübeck/West errichtet werden muss. Dies ist grundsätzlich naheliegend, jedoch nicht Gegenstand der Prüfung des Netzentwicklungsplans.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M49 kann nicht mit der Vermeidung einer (n-1)-Verletzung im Übertragungsnetz selbst begründet werden. Ohne die Maßnahme M49 müsste die Leistung des Baltic Cable, welches nach Schweden führt und am Umspannwerk Herrenwyk mit dem deutschen Netz verbunden ist, bei Ausfall des vorhandenen 220 kV-Stromkreises zwischen Siems und Lübeck vollständig über das 110 kV-Netz transportiert werden. Hierdurch würden im unterlagerten 110 kV-Netz Überlastungen auftreten, welche durch die Maßnahme M49 behoben werden.

Dies wurde bereits im NEP 2014 mit einem integrierten Netzdatensatz (Verteiler- und Übertragungsnetz) geprüft. Im NEP 2017-2030 wurde diese Untersuchung von der Schleswig-Holstein Netz AG wiederholt und insbesondere auch ein alternativer Ausbau im Verteilernetz betrachtet und von der Bundesnetzagentur geprüft. Obwohl sich die Last- bzw. Einspeisesituation in Siems nicht wesentlich geändert hat, hat die Bundesnetzagentur im NEP 2019-2030 erneut die Wirksamkeit der Maßnahme mithilfe eines integrierten Netzdatensatzes der Schleswig-Holstein Netz AG überprüft. Diese Überprüfung hat die Bundesnetzagentur im NEP 2021-2035 zusammen mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH und der Schleswig-Holstein Netz AG erneut durchgeführt. Auch im NEP 2021-2035 zeigen die Berechnungen anhand des integrierten Netzdatensatzes, dass ein Ausbau im Verteilernetz weiterhin nicht nachhaltig ist. Angesichts der gleichbleibenden Prognose der Last- bzw. Einspeisesituation in Siems ist auch im NEP 2021-2035 der 380 kV-Ausbau im Rahmen der Maßnahme M49 im Vergleich zum Ausbau im Verteilernetz vorzuziehen.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M49 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 43 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in C 2035 beträgt 1290 MW für das System Lübeck/West – Siems. Die hohe Auslastung im Vergleich zu den letzten Netzentwicklungsplänen liegt an der im NEP 2021-2035 angenommenen Einschleifung des Standortes Siems in die Leitung der Maßnahme M351: Göhl – Lübeck. Dadurch überträgt das System Lübeck/West – Siems sowohl EE-Leistung aus dem Raum Göhl als auch die Leistung des Baltic Cable.

Alternativen

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurde als naheliegende Alternative ein Ausbau im Verteilernetz untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2021 erneut für die hier vorgeschlagene Maßnahme entschieden. Dennoch hat die Bundesnetzagentur eine erneute Überprüfung des alternativen Ausbaus im Verteilernetz durchgeführt.

Konsultation

Mehrere Konsultationsbeiträge merkten an, dass die Genehmigung des Baltic Cable bis 2032 befristet sei und dies von dem Betreiber auch auf dessen Internetseite so dargestellt werde. Somit stehe mit 2032 das Enddatum für den Betrieb des Baltic-Cables fest und es werde kein Stromaustausch auf dieser Basis zwischen Schweden und Deutschland mehr möglich sein. Daher dürfe das Baltic Cable mit befristeter Betriebsgenehmigung bis 2032 nicht als Legitimation für die Teilmaßnahme M49 herangezogen werden. Weiterhin wird hierzu angeführt, dass Schweden 2026 seinen Anteil an Strom, der über das Baltic Cable zurzeit noch transportiert werde, über die neue Hansa Power Bridge (jeweils 700 MW) leiten werde, da dieses Seekabel leistungsfähiger und weniger störungsanfällig sei. Im Jahr 2034 wolle Schweden dann ein weiteres Seekabel in Betrieb nehmen, mit dem rund 1.400 MW nach Güstrow transportiert werden sollen. Damit verliere das Baltic Cable seine wirtschaftliche Grundlage und es trete eine wesentliche Änderung der Rahmenbedingungen ein.

Die Bundesnetzagentur hat den Betreiber Swedish Baltic Cable Aktiebolag (BCAB) mit Beschluss vom 19.11.2019 als Transportnetzbetreiber zertifiziert. Aus der Eigenschaft als Transportnetzbetreiber ergibt sich gemäß § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG die Pflicht, die Leitung sicher, zuverlässig und diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren. Der Bundesnetzagentur liegen keine Hinweise auf ein Einstellen des Betriebs des Baltic Cable vor. Es sind auch keine Anzeichen erkennbar, dass einer Verlängerung der Gestattungs- bzw. Konzessionsverträge nicht möglich sei. Das Befristen von Genehmigungen ist gängige Verwaltungspraxis und kein Indiz dafür, dass eine erneute Genehmigung nicht möglich wäre. Hinzukommt, dass nicht die Betriebsgenehmigung auf schwedischer Seite ausläuft, sondern lediglich der Konzessionsvertrag 2032.

Die Planungen zusätzlicher Interkonnektoren zwischen Deutschland und Schweden sind ebenfalls kein Indiz für ein Ende des Betriebs des Baltic Cable. In die Modellrechnungen zur ökonomischen Grundlage der neuen Interkonnektoren ist das Baltic Cable als Bestandsnetz mit eingerechnet. Wenn die zusätzlichen Interkonnektoren sich als neue Projekte „rechnen“, zeigt dies, dass auch für das Baltic Cable weiterhin eine ökonomisch tragfähige Basis gegeben ist. Die neuen Projekte belegen eher im Gegenteil, dass für die stärkere Integration des europäischen Energiemarkts weiterhin ein langfristiger technischer und ökonomischer Bedarf besteht.

Solange der Betreiber des Baltic Cable den Betrieb nicht einstellt, muss die Leitung als Grundlage für die Entscheidung im Netzentwicklungsplan herangezogen werden. Der (n-1)-sichere Anschluss des Baltic Cable über die Maßnahme M49 entspricht den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und dient der politisch und rechtlich vorgegebenen Stärkung des europäischen Binnenmarkts. In einem Strommarkt mit verschiedenen konkurrierenden Erzeugern und Energiequellen sowie in einem vermaschten Netz ist es nicht möglich, Netzausbau nur zum Abtransport innerdeutscher erneuerbarer Energien zuzulassen. Das Netz muss vielmehr allen Erzeugern diskriminierungsfrei und (n-1)-sicher zur Verfügung stehen. Dabei lassen historische Ausfallsituationen keine Rückschlüsse auf die zukünftige Zuverlässigkeit zu. Insofern ist auch die nicht (n-1)-sichere Auslegung des Baltic Cable selbst nicht relevant, da dies im Ermessen des Betreibers liegt und bei HGÜ-Interkonnektoren grundsätzlich dem Standard entspricht.

Der Betrieb des Baltic Cable wird in allen Planungen zum internationalen Stromhandel sowohl auf europäischer Ebene im TYNDP als auch im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan als gegeben zugrunde gelegt. In diese Planungen ist Swedish Baltic Cable Aktiebolag selbst in seiner Eigenschaft als zertifizierter Transportnetzbetreiber wiederum eingebunden. Bei der Prüfung der Hansa Power Bridge I und II ist der Betrieb des Baltic Cable ebenfalls unterstellt. Der konkrete Vergleich der Handelszeitreihen des Baltic Cable aus der Marktmodellierung mit und ohne Hansa Power Bridge II zeigen kaum Abweichungen voneinander, sodass deutlich ist, dass die

Inbetriebnahme des Interkonnektors keine Auswirkungen auf den Betrieb des Baltic Cable hat. Insofern wird die Handelskapazität zusätzlich zum Baltic Cable genutzt und hat keine Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Baltic Cable.

Durch die regelmäßige Überprüfung des Netzentwicklungsplans durch die Bundesnetzagentur ist jedoch sichergestellt, dass auf sich eventuell einstellende geänderte Rahmenbedingungen reagiert werden kann.

Weiterhin sprachen sich mehrere Konsultationsbeiträge dafür aus, dass im Falle einer Realisierung der Maßnahme M49 eine Erdkabellösung vorzuziehen sei.

Eine teilweise Erdverkabelung kann nur bei Vorhaben eingesetzt werden, die im Bundesbedarfsplan eine entsprechende Kennzeichnung als Pilotvorhaben erhalten. Das Vorhaben 42 selbst ist bereits als Pilotprojekt für Erdkabel vorgesehen. 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 Bundesnetzagentur hat wie auch schon in vergangenen Netzentwicklungsplänen zusammen mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH und dem Verteilernetzbetreiber Schleswig-Holstein Netz AG mögliche Alternativen untersucht. Die Ergebnisse zeigen erneut, dass der Ausbau im Übertragungsnetz durch die Maßnahme M49 vorzugswürdig ist, daher wird die Maßnahme M49 bestätigt.

M351: Abzweig Göhl

Die Maßnahme M351 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M351 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt und im NEP 2013 für das Zieljahr 2023 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Teil des Vorhabens 42 seit 2015 im Bundesbedarfsplangesetz.

Mit der Maßnahme M351 planen die Übertragungsnetzbetreiber den Neubau einer 380 kV-Leitung zwischen dem Abzweig Lübeck/West – Siems und dem neuen Umspannwerk Göhl.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme drei neue 380/110 kV-Transformatoren in Göhl errichtet werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

In den bisherigen Netzentwicklungsplänen begründete sich die Wirksamkeit der Maßnahme M351 stets aus Überlastungen im 110 kV-Netz. Diese Überlastungen wurden in den vergangenen Netzentwicklungsplänen anhand integrierter Datensätze des Verteilernetzbetreibers geprüft und nachvollzogen. Im NEP 2024 hatten die Prüfungen einen Bedarf an vier 110 kV-Systemen ergeben, um die angenommene Einspeiseleistung ohne Ausbau im Übertragungsnetz übertragen zu können. Dabei wurde eine installierte Leistung im Raum Göhl

von 560 MW angenommen. Da diese Prognose der installierten Leistung im NEP 2019-2030 mit 647 bis 845 MW im Vergleich zum NEP 2014 und NEP 2017-2030 noch gestiegen ist und sich damit die Notwendigkeit der Maßnahme M351 verschärft hat, hat die Bundesnetzagentur im letzten Prozess auf eine erneute detaillierte Berechnung der Verteilernetzalternative verzichtet. Auch im NEP 2021-2035 ist die Annahme zur installierten Leistung im Raum Göhl nochmals auf bis zu 1130 MW gestiegen. Die Annahmen der Bundesnetzagentur entsprechen grundsätzlich den Landeszielen Schleswig-Holsteins zum Ausbau erneuerbarer Energien; die regionale Ausweisung der Flächen für Windenergie bildet wiederum die Grundlage der Regionalisierung der Onshore-Windenergie im NEP. Dennoch hat die Bundesnetzagentur zusammen mit dem Verteilernetzbetreiber Schleswig-Holstein Netz AG die Maßnahme anhand integrierter Datensätze einer wiederholten Prüfung unterzogen. Die Ergebnisse zeigen erneut, dass der 380 kV-Netzausbau im Raum Göhl-Lübeck die wirtschaftlichste Netzausbauparallele ist, die zudem anforderungsgerecht und nachhaltig ist. Ein alleiniger 110 kV-Netzausbau wäre demgegenüber bereits bei Fertigstellung hoch ausgelastet und würde keine Reserven für einen weiter zunehmenden EE-Ausbau bereitstellen. Die Berechnungen haben weiterhin gezeigt, dass ohne die Maßnahme M351 hohe Überlastungen im Verteilernetz auftreten.

Die Bundesnetzagentur bestätigte die Maßnahme M351, da die nach aktuellem Stand der Technik des Übertragungsnetzes ausgelegte Neubauleitung zum einen im direkten Vergleich zum Verteilernetzausbau gegenüber einem passgenauen Ausbau des Hochspannungsnetzes vorteilhaft ist, z.B. durch die Vermeidung von Stromverlusten durch den effizienteren Transport auf der höheren Spannungsebene, und zum anderen da dadurch das Risiko zusätzlicher Stromtrassen in der Region durch einen weiteren EE-Ausbau vermieden werden kann.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M351 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 22 %. Dies entspricht einem Wirkleistungsfluss von etwa 1100 MW für das Doppelsystem und liegt damit in einer Größenordnung, die normalerweise nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann. Dennoch wurde diese Möglichkeit im Detail mit der Schleswig-Holstein Netz AG untersucht.

Alternativen

In den vergangenen Netzentwicklungsplänen wurde als naheliegende Alternative ein Ausbau im Verteilernetz untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum Bundesbedarfsplangesetz 2021 erneut für die hier vorgeschlagene Maßnahme entschieden. Dennoch hat die Bundesnetzagentur eine erneute Überprüfung des alternativen Ausbaus im Verteilernetz durchgeführt, diese Alternative jedoch als unwirtschaftlich und nicht nachhaltig verworfen.

Konsultation

In mehreren Konsultationsbeiträgen wurde die Einschleifung des Abzweigs nach Göhl begrüßt. Dies führe zu einer regionalen Entlastung am Umspannwerk Lübeck/West und die Leitung M351 verkürze sich dadurch um rund 15 km. Ein anderer Konsultationsbeitrag wiederum sprach sich gegen die Einschleifung aus. Diese sei nicht plausibel, da hierdurch beide Maßnahmen zusammengeführt werden und sich bedingen und somit die Maßnahme M351 von der Realisierung der Maßnahme M49 abhängig sei und sich eine längere Gesamttrasse von Lübeck nach Göhl ergebe. Die Begründung für die Einschleifung könne zudem nicht nachvollzogen werden.

Mit der vorgeschlagenen Einschleifung kann grundsätzlich der Aufwand und die Kosten der Maßnahmen reduziert werden, da andernfalls auf dem ersten Teilstück von Lübeck in Richtung Siems und Göhl ein viersystemiger 380 kV-Ausbau notwendig würde. Somit ist dies die kostengünstigere und nachhaltigere Variante.

Mehrere Konsultationsbeiträge vertraten, dass die einzuspeisende Leistung aus EE-Anlagen in Ostholstein von 1700 MW überdimensioniert sei. Dies wird darauf zurückgeführt, dass PV-Anlagen in Ostholstein aufgrund wertvoller Ackerflächen und sensiblen Naturräumen weniger stark ausgebaut werden, es unwahrscheinlich sei, dass Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen gleichzeitig zu Belastungsspitzen führen. Weiterhin solle die Nutzung von EE-Strom vor Ort geprüft werden. Es wird kritisiert, dass bei den Bedarfsprognosen jene Effekte durch beispielsweise Elektrolyseure und vor-Ort Speicherung nicht ausreichend berücksichtigt wurden, die eine Reduzierung der Einspeiseleistung bewirken. Hierbei solle stärker in den Fokus rücken, dass Ostholstein an der Entwicklungsachse Hamburg-Kopenhagen liegt und bereits ab 2029 mit Effekten des derzeit in Bau befindlichen Fehmarnbelt-Tunnel zu rechnen sein wird. Zusätzlich zum Eigenverbrauch der Region werde dann auch eine deutlich wachsende Zahl von Transitreisenden (auch Lkw und Busse) zu verzeichnen sein, die Elektro-/Wasserstofffahrzeuge nutzen und mit regional erzeugter Energie versorgt werden sollen. Weiterhin wird darauf hingewiesen, dass sich die Entwicklungsgesellschaft Ostholstein (EGOH) an einem Förderwettbewerb beteiligt und mit einer ganzen Reihe von Wasserstoff-Projekten beworben habe, die in Kooperation mit vielen regionalen Partnern und Kommunen in den nächsten Jahren umgesetzt werden sollen. Ein Konsultationsbeitrag zog den Schluss, dass diese Effekte die Einspeiseleistung in das Übertragungsnetz nur in begrenztem Maße reduzieren werden, jedoch wird vermutet, dass die Auslastung der Leitung soweit beeinflusst werden könne, dass der kritische Wert unterschritten wird. Ein weiterer Konsultationsbeitrag befürwortete vor dem Hintergrund der aktuellen EE-Entwicklungsprognosen im Raum Göhl die erneute Überprüfung der 110 kV-Alternativen durch die Bundesnetzagentur.

Die Nutzung von elektrischer Energie durch Sektorenkopplung (hierzu gehört auch die Nutzung von elektrischer Energie im Verkehrssektor) und der Einsatz von Elektrolyseuren sowie von Speichern finden umfangreiche Berücksichtigung im Szenariorahmen 2021-2035 und sind damit bereits Teil der Berechnungen. Änderungen in den Rahmenbedingungen, die nach der Bestätigung des Szenariorahmens und nach Beginn der Marktmodellierungen und der Netzberechnungen vorgetragen werden, können in der Regel nicht mehr berücksichtigt werden, weil sonst die Arbeit am Netzentwicklungsplan nie abgeschlossen werden könnte. Im zweijährigen Erstellungsrhythmus des Netzentwicklungsplans ist es grundsätzlich möglich, neue Umstände in der Folgegeneration des NEP zu berücksichtigen.

Die vorgetragenen Umstände geben allerdings auch keinen hinreichenden Anhaltspunkt von einer grundlegenden Änderung der Rahmenparameter auszugehen, die einen signifikanten Einfluss auf die Einspeisesituation im Raum Göhl und somit auch auf die Wirksamkeit der Maßnahme M351 haben würden. Insbesondere die Zunahme der Elektromobilität und der Aufbau einer Elektrolyse-Infrastruktur sind in den Eingangsparametern berücksichtigt. Soweit die neue Bundesregierung diese Ziele nochmals verstärkt anstrebt, korrespondiert dies mit einem gleichzeitigen noch schnelleren Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung. Es verschieben sich damit nicht die für die Netzplanung wesentlichen Relationen, sondern lediglich der Zeitpunkt, zu dem diese Entwicklungen für notwendig erachtet werden.

Zwei Konsultationsbeiträgen forderten, die Maßnahme M351 erneut zu überprüfen, da ihre Auslastung in den vorläufigen Prüfungsergebnissen bei maximal 20 % lag. Ein Konsultationsbeitrag sprach sich dafür aus, dass neben der Überprüfung der Alternativen im Verteilernetz auch Alternativen mit Blick auf die Berücksichtigung des technischen Fortschritts offener und flexibler überprüft werden sollen. Eine Erdverkabelung der Drehstromleitung sei in das Spektrum der Alternativenprüfung aufzunehmen und als Technologie anzuerkennen, die den „anerkannten Regeln der Technik“ entspricht.

Das Erforderlichkeitskriterium und der Grenzwert einer Auslastung von 20 % als Indikator für eine Verteilernetzuntersuchung wird in Abschnitt I B 7.4 beschrieben. Ein alternativer Ausbau des Verteilernetzes ist im Falle der Maßnahme M351 nicht nachhaltig. Ein „exakt“ auf den prognostizierten Ausbau der Onshore-Windenergie zugeschnittener Netzausbau z. B. mit vier Systemen im 110 kV-Netz wäre bei fortschreitendem EE-Ausbau sofort wieder überlastet und würde kontinuierlich steigenden Netzausbaubedarf verursachen.

Eine teilweise Erdverkabelung kann nur bei Vorhaben eingesetzt werden, die im Bundesbedarfsplan eine entsprechende Kennzeichnung als Pilotvorhaben erhalten. Das Vorhaben 42 selbst ist bereits als Pilotprojekt für Erdkabel vorgesehen. 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.

Mehrere Konsultationsbeiträge schlugen Alternativen zur Maßnahme M351 vor. Demnach solle entweder eine direkte Gleichstromverkabelung durch die Ostsee zwischen Göhl und Schwerin installiert werden. Diese Trasse solle vollständig verkabelt werden, und ohne Zwischenkonverter bei Schwerin unmittelbar in den SuedOstLink einspeisen. Ein weiterer Vorschlag sieht vor, ein Gleichstromerkabel von Göhl über Pohnsdorf/Lübeck zu verlegen, südlich von Lübeck (Höhe Bad Oldesloe) mit der Leitung DC31 zu verknüpfen und mit dieser parallel über Schwerin nach Magdeburg zu führen. So könne der Strom ohne Zwischenkonverter bei Schwerin in den SuedOstLink eingespeist werden. Diese Alternative könne es zudem ermöglichen, die Leitung auf ganzer Länge zu verkabeln.

Die Bundesnetzagentur hat sich umfangreich mit der zukünftigen HGÜ-Struktur auseinandergesetzt, siehe Abschnitt I B 7.7 und die entsprechenden Steckbriefe der DC-Projekte. Eine DC-Verbindung von Göhl in Richtung Schwerin bzw. dem SuedOstLink ist dabei keine geeignete Alternative. Eine HGÜ-Trasse mit 2 GW Leistung, die nur für die begrenzte regionale Einspeisung aus einem relativ kleinen Raum dient, ist keine effiziente Alternative. Die Situation ist insofern nicht vergleichbar mit der Anbindung von Offshore-Windparks. Dies gilt umso mehr, da eine direkte Einspeisung in den SuedOstLink technisch nicht realisierbar ist, ohne deutliche Verzögerungen bei dringend benötigten DC-Vorhaben zu riskieren. Daher müsste für eine solche Verbindung als reine Punkt-zu-Punkt Verbindung realisiert werden. Bei der aktuell eingeplanten DC-Technik würden für eine solche Verbindung über 1,5 Mrd. € Investitionskosten entstehen, die in keinem Verhältnis zur Übertragungsaufgabe stehen. Ähnliches gilt für eine Verbindung mit dem Projekt DC31. Auch hier ist technisch eine Einbindung nicht innerhalb des zunehmend drängenderen Zeitrahmens möglich, und die entstehenden Kosten stehen in keinem Verhältnis zur Übertragungsaufgabe.

Bewertung

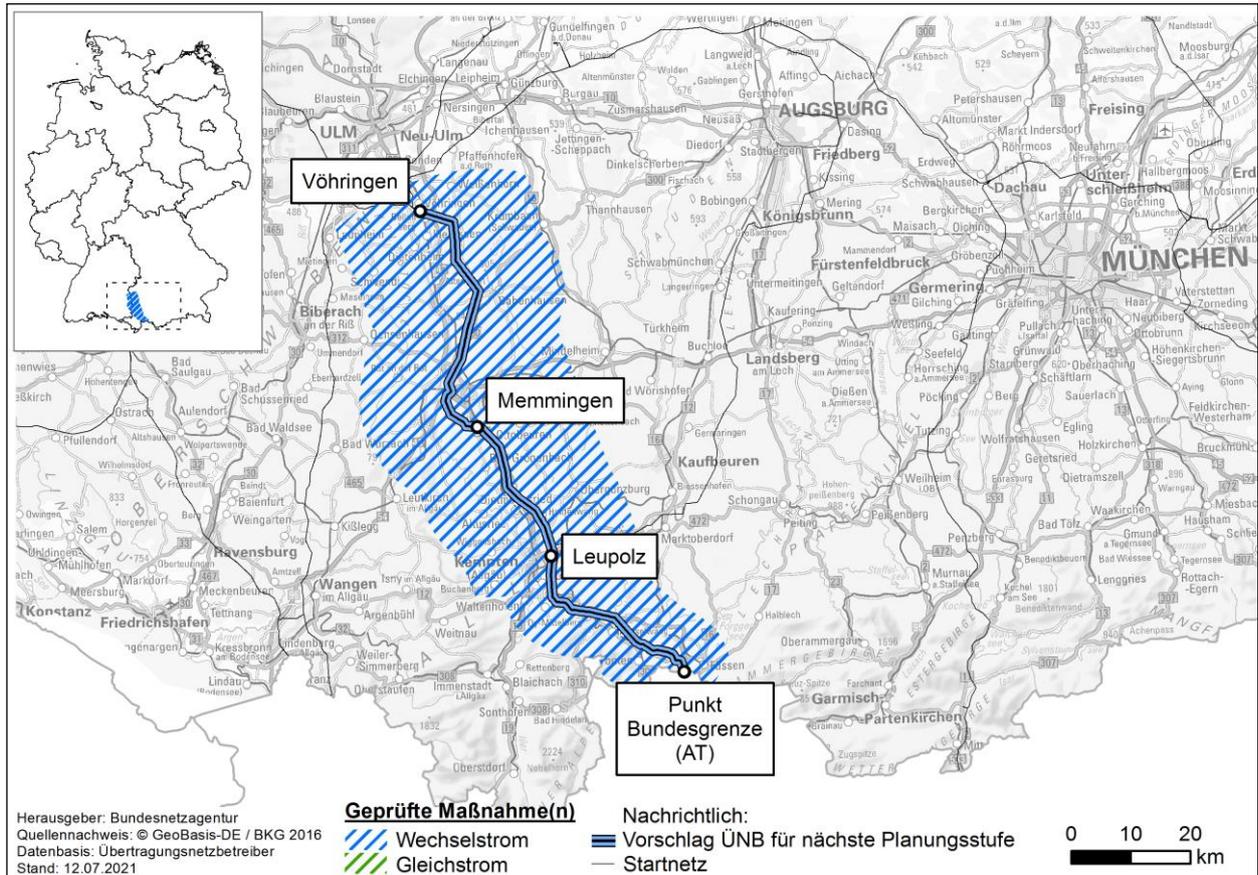
Die Bundesnetzagentur wird wie auch schon in vergangenen Netzentwicklungsplänen zusammen mit dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH und dem Verteilernetzbetreiber Schleswig-Holstein Netz AG mögliche Alternativen untersuchen. Die Ergebnisse zeigen erneut, dass der Ausbau im Übertragungsnetz durch die Maßnahme M4351 vorzugswürdig ist, daher wird die Maßnahme M351 bestätigt.

Auf einen Blick

P72		M49	M351
Wirksamkeit		ja	ja
Überlastungsindex		k.A. *)	k.A. *)
Erforderlichkeit		ja	ja
Leistungsfluss	Maximum	1290 MW	1100 MW
Auslastung	Durchschnitt	19 %	10 %
	Maximum	43 %	22 %
NOVA		V	A
Trassenlänge	Bestand	14 km	-
	Ausbau	-	40 km
bestätigt		ja	ja
Vorhabenträger		TenneT	TenneT

*) da Überlastungen ausschließlich im Verteilernetz auftreten, erfolgt keine Angabe des Überlastungsindex

P74: Netzverstärkung und -ausbau in Bayerisch Schwaben



Das Projekt P74 mit der Maßnahme M96 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich.

M96: Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)

Die Maßnahme M96 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Das Projekt P74 mit der Maßnahme M96 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2012 für das Zieljahr 2022 beantragt. Das Projekt ist als Nr. 47 Teil des TYNDP 2020.

Zwischen der 380 kV-Anlage Vöhringen, der 380 kV-Anlage Leupolz und der Grenze zu Österreich (Punkt Bundesgrenze AT) soll auf einer bestehenden 380 kV-Leitung eine Spannungsumstellung mit Stromkreisauflage/Umbeseilung erfolgen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Vöhringen und Leupolz verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag begrüßte die Einschätzung der Bundesnetzagentur aus der vorläufigen Bestätigung hinsichtlich der Nicht-Bestätigung, stellte jedoch den dort noch positiven Nettonutzen im Langfristszenario 2040 in Frage.

Ein weiterer Konsultationsbeitrag verwies auf die mit dem Projekt verbundene Steigerung der Grenzkuppelkapazität nach Österreich von 600 MW und die im Rahmen des TYNDP 2020 durchgeführte positive Kosten-Nutzen-Analyse.

Die Analysen des TYNDP 2020, bzw. auf dem Szenario „National Trends“, spiegeln zwar wie angeführt die Länderziele wieder, allerdings unterliegt die energiepolitische Welt stetem Wandel und seit dem Entwurf der TYNDP 2020-Szenarien mussten unter anderem die deutschen Klimaziele aufgrund von Beschlüssen des Bundesverfassungsgerichts nachgebessert werden. Darüber hinaus unterliegen die Ergebnisse des TYNDP grundsätzlich keiner Überprüfung durch unabhängige Instanzen und sind leider auch für sachkundige Dritte nicht nachzuvollziehen. Die Kosten-Nutzen-Analyse des NEP basiert hingegen auf aktuell verfügbaren Rahmenparametern und wurde in enger Abstimmung mit der Bundesnetzagentur durch den Gutachter erstellt.

Weiter wurde aufgeführt, dass die Finanzierung von zonenübergreifenden Kapazitätserweiterungen durch den Mitteleinsatz aus Engpasserlösen möglich sei. Ferner sei die zur Maßnahme äquivalente Infrastruktur auf österreichischer Seite bereits nahezu fertiggestellt. Letztlich hätte der Netzbetreiber Amprion GmbH dargelegt, dass er aus Gründen der Betriebssicherheit ohnehin Maßnahmen an der Bestandsleitung durchführen müsste, welche als Opportunitätskosten bei einer Bestätigung des Projekts berücksichtigt werden könnten.

Die Ermittlung von Kosten und Nutzen in der Kosten-Nutzen-Analyse des NEP erfolgt nach sachlichen und vor allem einheitlichen Kriterien. Etwaige Hinweise von Seiten des Netzbetreibers, oder gar eine eigene Kosten-Nutzen-Analyse hätten in der Konsultation eingereicht werden können. Dies ist jedoch nicht geschehen.

Bewertung

Da es sich um eine grenzüberschreitende Maßnahme handelt, wird sie entsprechend den Vorgaben des Szenariorahmens einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen (vgl. I B 7.8).

Die Maßnahme M96 führt nach Vorlage der finalen Kosten-Nutzen-Analyse des von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachters weder im Szenario B 2035 noch im Langfristszenario B 2040 zu einer gesteigerten Wohlfahrt für die Netzkunden. Ihr Gesamtnutzen inklusive der Kosten über einen Zeitraum von 40 Jahren liegt im Szenario B 2035 bei -156 Mio. € und im Szenario B 2040 bei -1062 Mio. €. Damit konnte der positive Nutzen im Langfristszenario aus der vorläufigen Bestätigung nicht bestätigt werden.

Auf einen Blick

P74 M96	Wohlfahrt [Mio. €/Jahr]	Kosten Netzverluste [Mio. €/Jahr]	Klimafolge- kosten [Mio. €/Jahr]	CAPEX [Mio. €]	OPEX [Mio. €/Jahr]
Marktsimulation Deutschland	4		0,3		
- davon Konsumentenrente	-12				
- davon Produzentenrente	22				
- davon Engpassrente	-5				
Redispatch	-1	0	0,5		
Gesamt	3	0	0,8	186,2	1,4896
Gesamtnutzen über 40 Jahre					-155,6
Vorhabenträger Amprion					

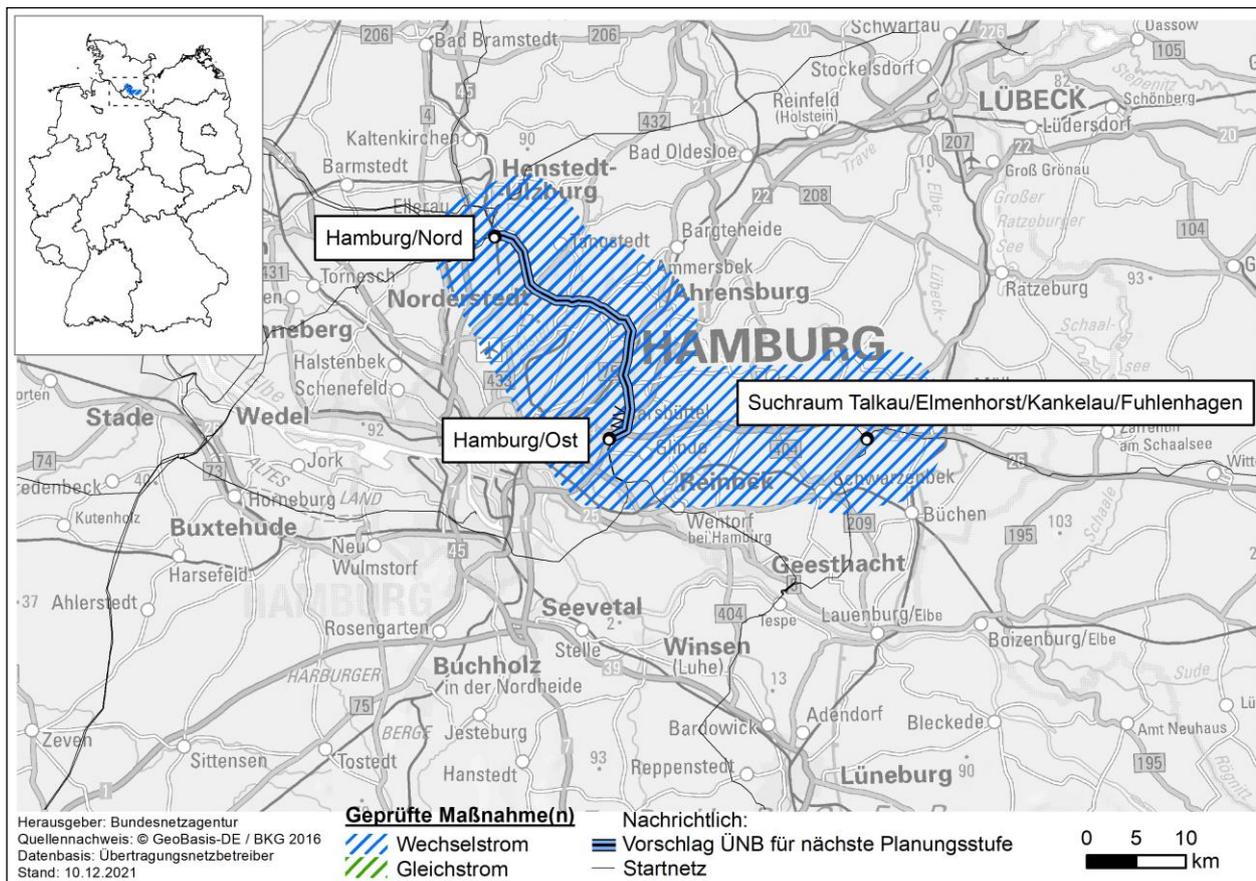
Wohlfahrt: positiver Wert entspricht Verbesserung

Redispatch: positiver Wert entspricht Reduzierung der Redispatchkosten, also Verbesserung

Kosten Netzverluste: mit stündlichen regionalen Preisen bewertete Netzverluste, positiver Wert entspricht Verschlechterung

Klimafolgekosten: positiver Wert entspricht Verschlechterung

P84: Netzverstärkung und -ausbau Hamburg/Nord – Suchraum Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen



Das Projekt P84 erhöht die Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein und Hamburg.

M367: Hamburg/Nord – Hamburg/Ost

Die Maßnahme M367 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M367 wurde erstmals im NEP 2013 für das Zieljahr 2023 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Teil des Vorhabens 51 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Durch eine Umbeseilung (HTLS) der bestehenden 380 kV-Leitung wird die Übertragungskapazität durch die Maßnahme M367 zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost erhöht.

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

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Hamburg/Nord und Hamburg/Ost mit bis zu 129 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 102 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 380 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M367 als erforderlich. Die maximale Auslastung im (n-0)-Fall liegt immer noch bei ca. 58 % je Stromkreis. Dies entspricht einem Leistungsfluss von 1650 MW pro Stromkreis und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag führte aus, dass mit den Projekten P84, P113, P223 und P227 vier Doppelleitungen zur Station Krümmel errichtet oder verstärkt würden. Zusätzlich dazu, dass den sechs aus dem Norden in Krümmel ankommenden 380 kV-Stromkreisen nur vier nach Süden und Osten abgehende 380 kV-Stromkreisen gegenüberständen, würden sich auch die Impedanzen derart verringern, so dass die verstärkten Leitungen von Krümmel nach Klein Rogahn und Wahle zukünftig neue Engpässe darstellen würden. Es sei deshalb möglicherweise sinnvoller auf die Leitungsmaßnahmen zu verzichten und die Offshore-Windenergie in Wasserstoff umzuwandeln.

Ein Abgleich theoretisch möglicher maximal zulässiger Stromgrenzwerte oder das Zählen von 380 kV-Stromkreisen ist gerade im vermaschten Übertragungsnetz nicht zielführend, da sich der Stromfluss und damit die Auslastung der Leitungen gemäß physikalischer Gesetzmäßigkeiten ergibt. Auch aus diesem Grund führt die Bundesnetzagentur deshalb eigene Netzberechnungen durch. Die durchgeführten Netzberechnungen der Bundesnetzagentur zeigen Überlastungen im Großraum Hamburg, die mit der Gesamtheit der genannten Projekte P84, P113, P223 und P227 deutlich reduziert werden können. Eine regionale Erhöhung der Wasserstoffproduktion, um Engpässe zu vermeiden ist insofern nicht zielführend, dass die Stromnachfrage im Süden weiterhin gedeckt werden muss.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

M368mod: Hamburg/Ost – Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen

Die Maßnahme M368mod wird bestätigt.

Beschreibung

Das Projekt P84 mit der Maßnahme M368 wurde erstmals im NEP 2013 für das Zieljahr 2023 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Teil des Vorhabens 51 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz. Die Maßnahme wurde von den Übertragungsnetzbetreibern im NEP 2021-2035 im Nachgang zu den vorläufigen Prüfungsergebnissen modifiziert (M368mod).

Bei der Maßnahme M368mod ist die neue Errichtung einer 380 kV-Leitung mit zwei Stromkreisen zwischen Hamburg/Ost und einem neu zu errichtenden Umspannwerk im Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen vorgesehen. In die neue Schaltanlage sollen die beiden bestehenden Stromkreise von Görries über Klein Rogahn nach Krümmel mittels Doppelschleifung eingebunden werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Hamburg/Ost erweitert werden müsse. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Hamburg/Ost und Krümmel mit bis zu 219 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 96 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 1580 GWh und trägt damit in erheblichen Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M368mod als erforderlich. Die maximale Auslastung im (n-0)-Fall liegt immer noch bei ca. 62 % je Stromkreis. Dies entspricht einem Leistungsfluss von 1760 MW pro Stromkreis und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Die Bundesnetzagentur hat die ursprüngliche Maßnahme M368 mit der nunmehr vorgeschlagenen Maßnahmen M368mod elektrotechnisch verglichen. Es ergab sich eine deutliche bessere Wirksamkeit der modifizierten Maßnahme M368mod.

Bewertung

Die Maßnahme M368mod erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P84		M367	M368mod
Wirksamkeit		ja	ja
Überlastungsindex		-380 GWh	-1580 GWh
Erforderlichkeit		ja	ja
Leistungsfluss	Maximum	3300 MW	3520 MW
Auslastung	Durchschnitt	23 %	18 %
	Maximum	58 %	62 %
NOVA		NV	NV
Trassenlänge	Bestand	31 km	-
	Ausbau	-	28 km
bestätigt		ja	ja
Vorhabenträger		50Hertz	50Hertz

P90: Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der TransnetBW GmbH

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

Beschreibung

Das Projekt enthält Drosselspulen an den Standorten Dellmensingen, Herbertingen und Trossingen mit einer aufsummierten statischen induktiven Blindleistung von 0,75 Gvar.

Darüber hinaus beinhaltet das Projekt mechanisch schaltbare Kondensatorbänke (MSCDN) an den Standorten Hüffenhardt, Kupferzell, Altflußheim, Daxlanden, Dellmensingen, Eichstetten, Kühmoos, Pulverdingen und Weier mit einer aufsummierten statischen kapazitiven Blindleistung von 2,25 Gvar.

Als dritten Punkt beinhaltet das Projekt STATCOM-Anlagen zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung an den Standorten Wendlingen, Dellmensingen, Eichstetten, Höpfingen, Kühmoos, Oberjettingen, Weinheim, Herbertingen, Stalldorf und Trossingen mit einer aufsummierten dynamischen Blindleistung von 2,75 Gvar.

Bewertung

Die Bundesnetzagentur bestätigt auf Grundlage der im Abschnitt „Blindleistungskompensation“ (vgl. II 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,
- 1,1 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung,
- 1,5 Gvar dynamischer Blindleistung.

Das dynamische Blindleistungsbudget ließ sich jedoch nur in einer Höhe von 1,0 Gvar nachweisen. Allerdings wurden durch weiterführende Stabilitätsanalysen zusätzliche Bedarfe in Höhe von 0,5 Gvar in der Netzgruppe D41 der TransnetBW GmbH festgestellt, so dass sich insgesamt ein Budget von 1,5 Gvar für dynamische Blindleistung ergibt.

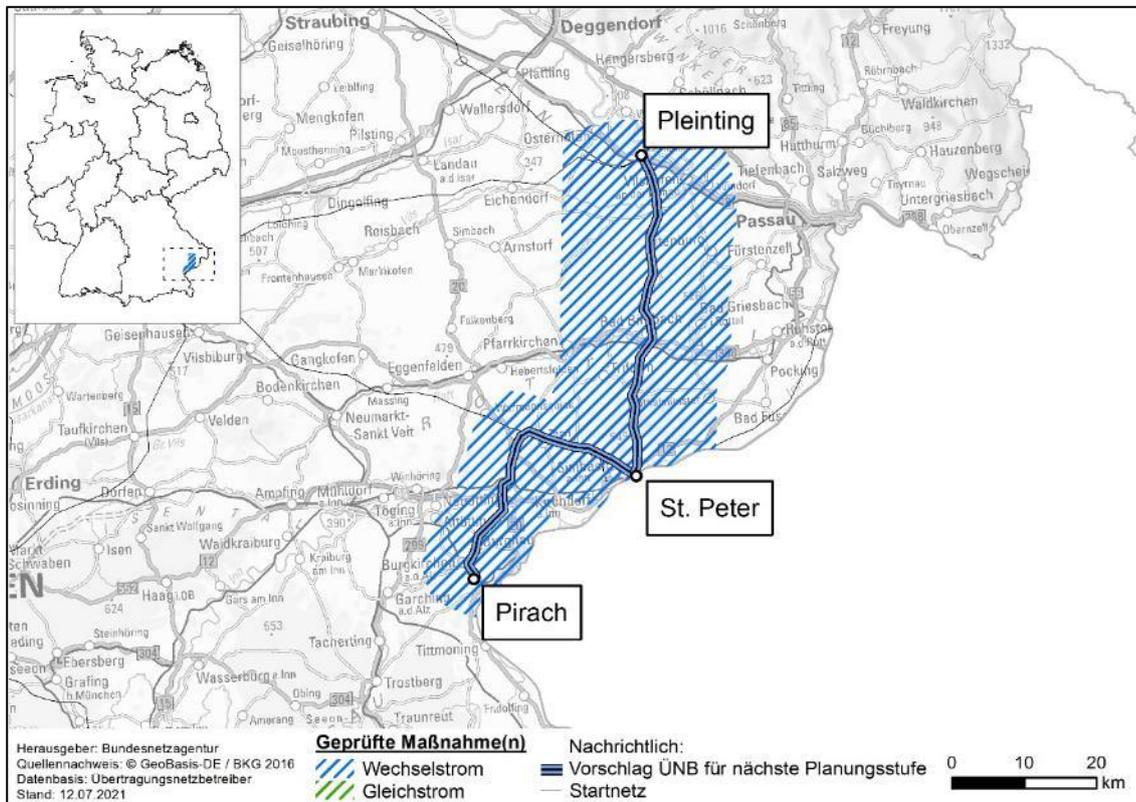
Nach Ansicht der TransnetBW GmbH sei das genehmigte Budget zur Blindleistungskompensation nicht ausreichend für einen sicheren Systembetrieb, und eigenen Analysen zufolge entstünden schon kurzfristig Probleme bei der Spannungshaltung. Ferner weist die TransnetBW darauf hin, dass nach den aktuell gültigen Regeln die Übertragungsnetzbetreiber in gewissen Grenzen für die Kompensation der Verteilnetzbedarfe zuständig seien.

Die Bundesnetzagentur hat sich mit dieser Thematik intensiv auseinandergesetzt, wie in Abschnitt II B 5.2 dargelegt. Die weiteren Analysen wurden, soweit sie der Bundesnetzagentur vorlagen, berücksichtigt und führten auch entsprechend zu einem höheren genehmigten Budget für Anlagen zur dynamischen Blindleistungskompensation.

Weiterhin macht die TransnetBW GmbH geltend, dass die geringeren Bedarfe unter anderem aufgrund niedrigerer Leitungsauslastungen in den Berechnungen der Bundesnetzagentur entstünden. Dies erscheint grundsätzlich plausibel, es gibt jedoch weder Indikationen, dass die Auslastungsergebnisse der Bundesnetzagentur nicht korrekt sind, noch hat die TransnetBW GmbH hierzu entsprechende Nachweise erbracht.

Die Bundesnetzagentur bestätigt darüber hinaus wie in Abschnitt II B 5.3 ausgeführt einen durch die TransnetBW GmbH im Rahmen des Projekts zu erbringenden Momentanreservebeitrag von insgesamt 8,5 GWs.

P112: Netzausbau Pirach – Pleinting – St. Peter



Das Projekt P112 erhöht die Kuppelkapazität zwischen Bayern und Österreich und verstärkt das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse. Das Projekt P112 ist mit dem Projekt TTG-P67 gekoppelt.

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 erstmals bestätigt. Die Maßnahmen sind als Teil des Vorhabens 32 seit 2015 im Bundesbedarfsplangesetz.

Durch Ersatzneubau soll ein 380 kV-Doppelsystem mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A in der bestehenden 220 kV-Trasse zwischen Pleinting und St. Peter realisiert werden. Zwischen der der Schaltanlage Pirach und der 380 kV-Leitung Altheim – St. Peter soll durch Ersatzneubau in bestehender 220 kV-Trasse ein 380 kV-Doppelsystem realisiert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die Schaltanlage in Pleinting verstärkt werden muss. Dies erscheint grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Pleinting und St. Peter mit bis zu 148% belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahmen ist der Stromkreis zwischen Pleinting und St. Peter nur noch mit bis zu 90% ausgelastet.

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu ca. 75 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M201 und M212 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 57%. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit je 1461 MW für die beiden neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 (erneut) für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

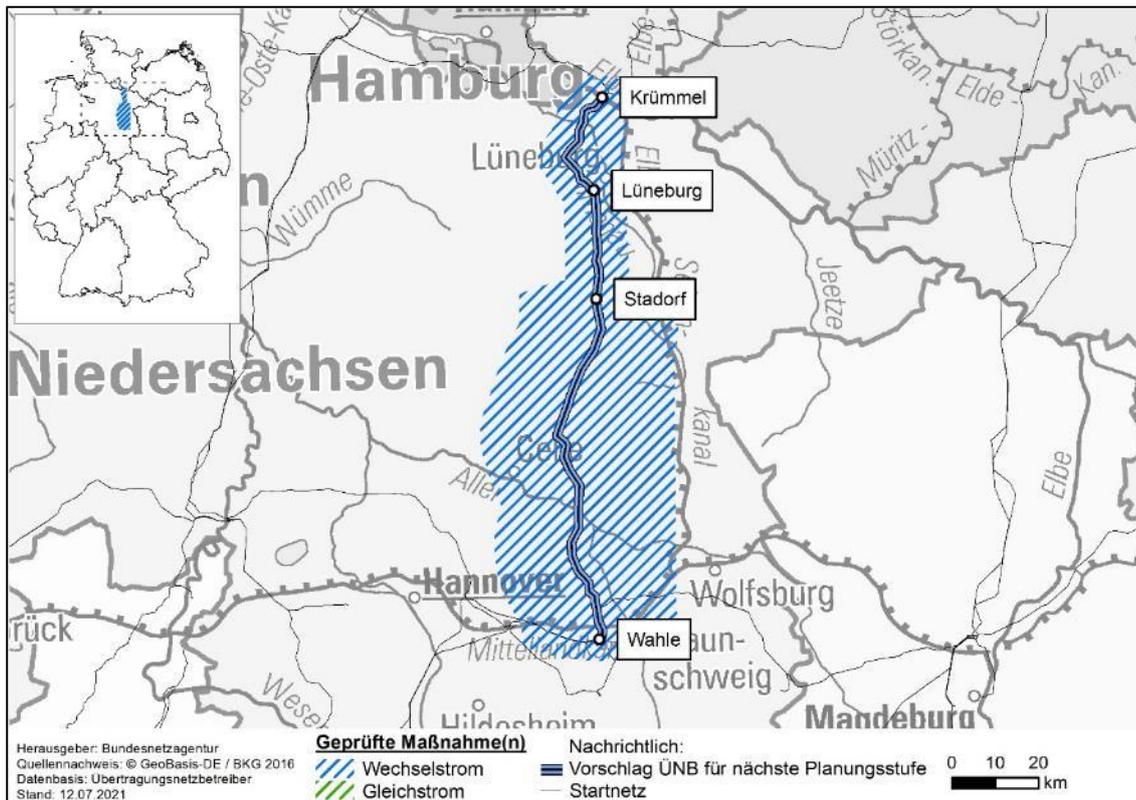
Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen 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.

Auf einen Blick

P112		M201/M212
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-75 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2922 MW
	Durchschnitt	22 %
Auslastung	Maximum	57 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	70 km
	Ausbau	-
Bestätigungsfähig		ja
Vorhabenträger		TenneT

P113: Netzverstärkung zwischen Krümmel und Wahle



Das Projekt P113 mit den Maßnahmen M202a und M203 sollte ursprünglich die Übertragungskapazität einer bereits bestehenden Nord-Süd-Transportachse im Osten Niedersachsens durch Ersatzneubau erhöhen. Im Laufe des Verfahrens reichte der zuständige Übertragungsnetzbetreiber jedoch einen alternativen Steckbrief des Projekts P113 mit den Maßnahmen M777 und M778 ein. Diese Maßnahmen sollen nun keinen Ersatz-, sondern einen Parallelneubau realisieren. Diese Möglichkeit hatten die Übertragungsnetzbetreiber bereits im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans angekündigt. Unter Berücksichtigung einer beschleunigten Fertigstellung dieses Projektes sei der bisherige Vorschlag mit den Maßnahmen M202a und M203 nicht mehr ausreichend, um die Transportaufgabe ohne nennenswerte Engpässe zu erfüllen. Eine Außerbetriebnahme der heute bereits hoch belasteten Leitung zu Zwecken des Ersatzneubaus gestalte sich aus Systemstabilitätsgründen äußerst schwierig. Zusätzlich wurde angeführt, dass der bisher unterstellte witterungsabhängige Freileitungsbetrieb nicht bzw. nur partiell möglich sei.

M777: Krümmel – Lüneburg – Stadorf

Die Maßnahme M777 wird bestätigt.

Beschreibung

Durch Neubau einer 380 kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von bis zu 4000 A zwischen den Schaltanlagen Krümmel und Stadorf soll die Übertragungsfähigkeit gesteigert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass über den Neubau der Leitung hinaus die Verstärkung der Schaltanlagen Krümmel und Stadorf sowie die Erneuerung und Volleinschleifung der Schaltanlage in

Lüneburg vonnöten seien. Dies erscheint grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen von Krümmel über Lüneburg nach Stadorf mit bis zu 144 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme sinkt diese Überlastung auf ca. 64 %.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 261 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 43 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit je 1430 MW pro Stromkreis des Doppelsystems in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Als Alternative käme laut Netzbetreiber die bisherige Variante des Ersatzneubaus in Betracht. Jedoch haben sie mehrere Gründe angeführt, warum diese nicht mehr ausreichend bzw. umsetzbar sei. Diese Gründe können von der Bundesnetzagentur nachvollzogen werden, da die originale Maßnahme zudem zwar wirksam war, die verbleibende Überlastung jedoch über 100 % lag.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei. Die Bundesnetzagentur hat ebenfalls geprüft, ob entgegen der neuen Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber auch ein Ersatzneubau entsprechend des ursprünglichen Antrags ausreichend wäre. Dies ist nicht der Fall. Ein Parallelneubau entlastet das Übertragungsnetz deutlich besser als der Ersatzneubau und reduziert den Überlastungsindex um weitere 94 GWh.

M778: Stadorf – Wahle

Die Maßnahme M778 wird bestätigt.

Beschreibung

Durch Neubau einer 380 kV-Leitung mit einer Stromtragfähigkeit von bis zu 4000 A zwischen den Schaltanlagen Stadorf und Wahle soll die Übertragungsfähigkeit gesteigert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass über den Neubau der Leitung hinaus die Verstärkung der Schaltanlagen Stadorf und Wahle vonnöten sei. Dies erscheint grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Stadorf und Wahle mit bis zu 160 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme sinkt diese Überlastung auf ca. 64 %.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 280 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 35 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit je 1145 MW pro Stromkreis des neuen Doppelsystems in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Als Alternative käme laut Netzbetreiber theoretisch bisherige Variante des Ersatzneubaus in Betracht. Jedoch haben sie mehrere Gründe angeführt, warum diese nicht mehr ausreichend bzw. umsetzbar sei. Diese Gründe können von der Bundesnetzagentur nachvollzogen werden, da die originale Maßnahme zudem zwar wirksam war, die verbleibende Überlastung jedoch über 100 % lag.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag führte aus, dass mit den Projekten P84, P113, P223 und P227 vier Doppelleitungen zur Station Krümmel errichtet oder verstärkt würden. Das Projekt P113 betreffend geht er davon aus, dass die Maßnahme nur deshalb nötig sei, da für die Bestandsleistung witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb ausgeschlossen wurde. Zusätzlich dazu, dass den sechs aus dem Norden in Krümmel ankommenden 380 kV-Stromkreisen nur vier nach Süden und Osten abgehende 380 kV-Stromkreisen gegenüberständen, würden sich auch die Impedanzen derart verringern, so dass die verstärkten Leitungen von Krümmel nach Klein Rogahn und Wahle zukünftig neue Engpässe darstellen würden. Es sei deshalb möglicherweise sinnvoller auf die Leitungsmaßnahmen zu verzichten und die Offshore-Windenergie in Wasserstoff umzuwandeln.

Bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans wird grundsätzlich witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb auf den Bestandsleitungen unterstellt, es sei denn es ist dies technisch oder rechtlich nicht möglich. Auf den Bestandsleitungen des Projektes P113 ist witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb im Netzmodell umgesetzt.

Ein Abgleich theoretisch möglicher maximal zulässiger Stromgrenzwerte oder das Zählen von 380 kV-Stromkreisen ist gerade im vermaschten Übertragungsnetz nicht zielführend, da sich der Stromfluss und damit die Auslastung der Leitungen gemäß physikalischer Gesetzmäßigkeiten ergibt. Auch aus diesem Grund führt die Bundesnetzagentur deshalb eigene Netzberechnungen durch. Die durchgeführten Netzberechnungen der Bundesnetzagentur zeigen Überlastungen im Großraum Hamburg, die mit der Gesamtheit der genannten Projekte P84, P113, P223 und P223 deutlich reduziert werden können. Eine regionale Erhöhung der Wasserstoffproduktion, um Engpässe zu vermeiden ist insofern nicht zielführend, dass die Stromnachfrage im Süden weiterhin gedeckt werden muss.

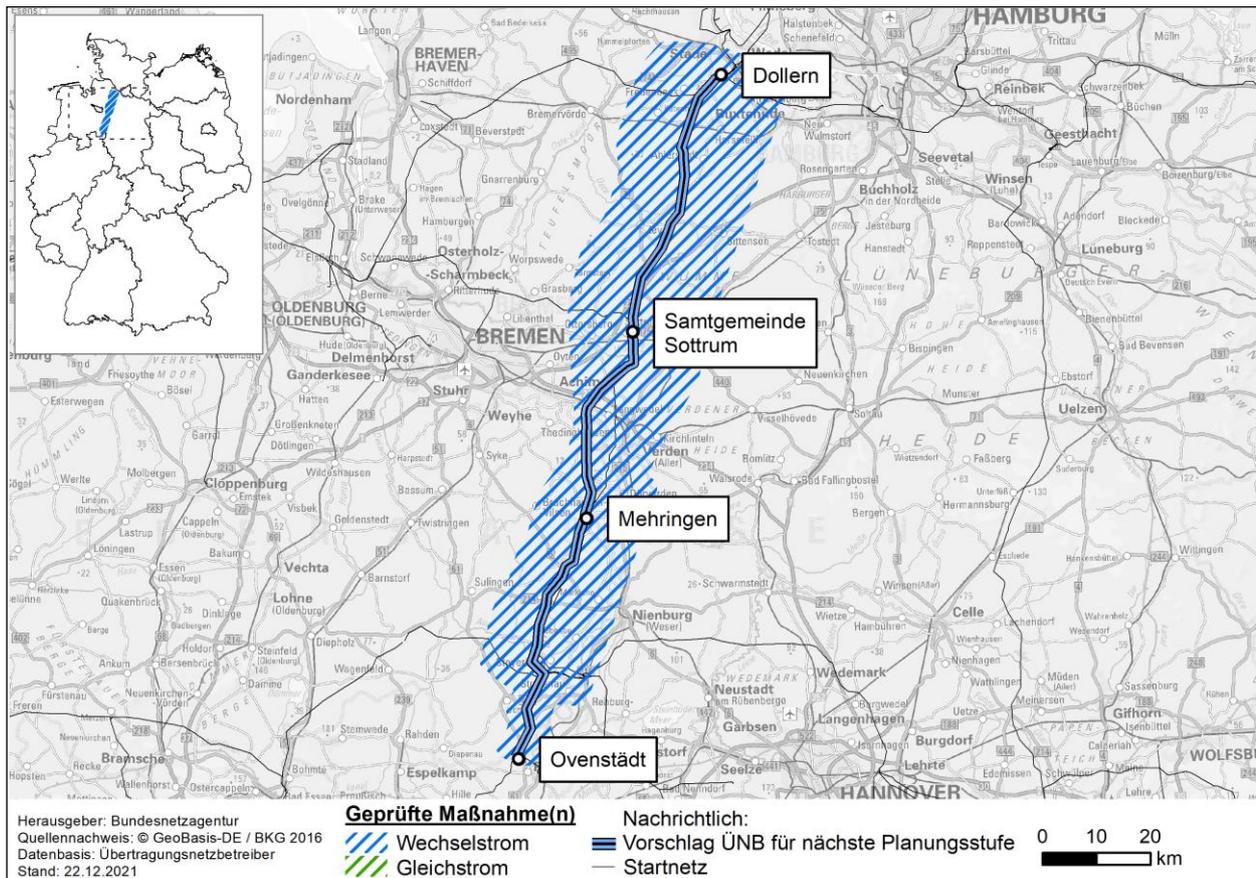
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei. Die Bundesnetzagentur hat ebenfalls geprüft, ob entgegen der neuen Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber auch ein Ersatzneubau entsprechend des ursprünglichen Antrags ausreichend wäre. Dies ist nicht der Fall. Ein Parallelneubau entlastet das Übertragungsnetz deutlich besser als der Ersatzneubau und reduziert den Überlastungsindex um weitere 94 GWh.

Auf einen Blick

P113		M777	M778
Wirksamkeit		ja	ja
Überlastungsindex		-261 GWh	-280 GWh
Erforderlichkeit		ja	ja
Leistungsfluss	Maximum	2860 MW	2290 MW
Auslastung	Durchschnitt	15 %	13 %
	Maximum	43 %	35 %
NOVA		V	V
Trassenlänge	Bestand	54 km	86 km
	Ausbau	-	-
bestätigt		ja	ja
Vorhabenträger		TenneT	TenneT

P116: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Dollern und Ovenstädt



Das Projekt P116 mit den Maßnahmen M206 und M494 erhöht die Übertragungskapazität einer bereits bestehenden Nord-Süd-Transportachse aus der Region Hamburg durch Niedersachsen in den Nordosten Nordrhein-Westfalens, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M206: Dollern - Samtgemeinde Sottrum - Mehringen - 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 seit 2021 Teil des Vorhabens 57 des Bundesbedarfsplangesetzes.

In beiden Maßnahmen zusammen sollen 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 darüber hinaus die betroffenen Schaltanlagen in Dollern und Ovenstädt verstärkt werden müssen. Darüber hinaus müssten die beiden im Rahmen von anderen Projekten

neu zu errichtenden Schaltanlagen in Mehringen und Sottrum für dieses Projekt erweitert werden. Dies erscheint grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen M206 und M494 erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Mehringen und Sottrum mit bis zu 156 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahmen beträgt die maximale Auslastung noch ca. 107 %.

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu ca. 834 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M206 und M494 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 63 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1813 MW je Stromkreis für das neue System in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Alternativ zur vorgeschlagenen Maßnahme ist laut den Übertragungsnetzbetreibern auch ein Parallelneubau auf der Achse Dollern, Elsfleth/West, Ganderkesee, St. Hülfe, Ohlensehlen und Landesbergen denkbar. Dies erscheint zwar grundsätzlich möglich und würde voraussichtlich ebenfalls den Überlastungen entgegenwirken, jedoch erscheint ein zusätzlicher Neubau im Vergleich zur hier vorgeschlagenen Verstärkung überdimensioniert.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag führte aus, dass die Kartendarstellung in der vorläufigen Bestätigung der Bundesnetzagentur den Eindruck erwecke, dass eine Trassenführung nach Landesbergen beabsichtigt sei und verweist darauf, dass im Raumordnungsverfahren für die Leitung Dollern – Landesbergen deutlich geworden sei, dass eine solche Trasseneinführung nicht raumverträglich sei.

Die Prüfung und Bestätigung des Netzentwicklungsplans befasst sich nicht mit Trassenführungen. Bei der elektrotechnischen Prüfung des Netzdatensatzes war die geprüfte Maßnahme nicht in die Schaltanlage Landesbergen eingeschleift.

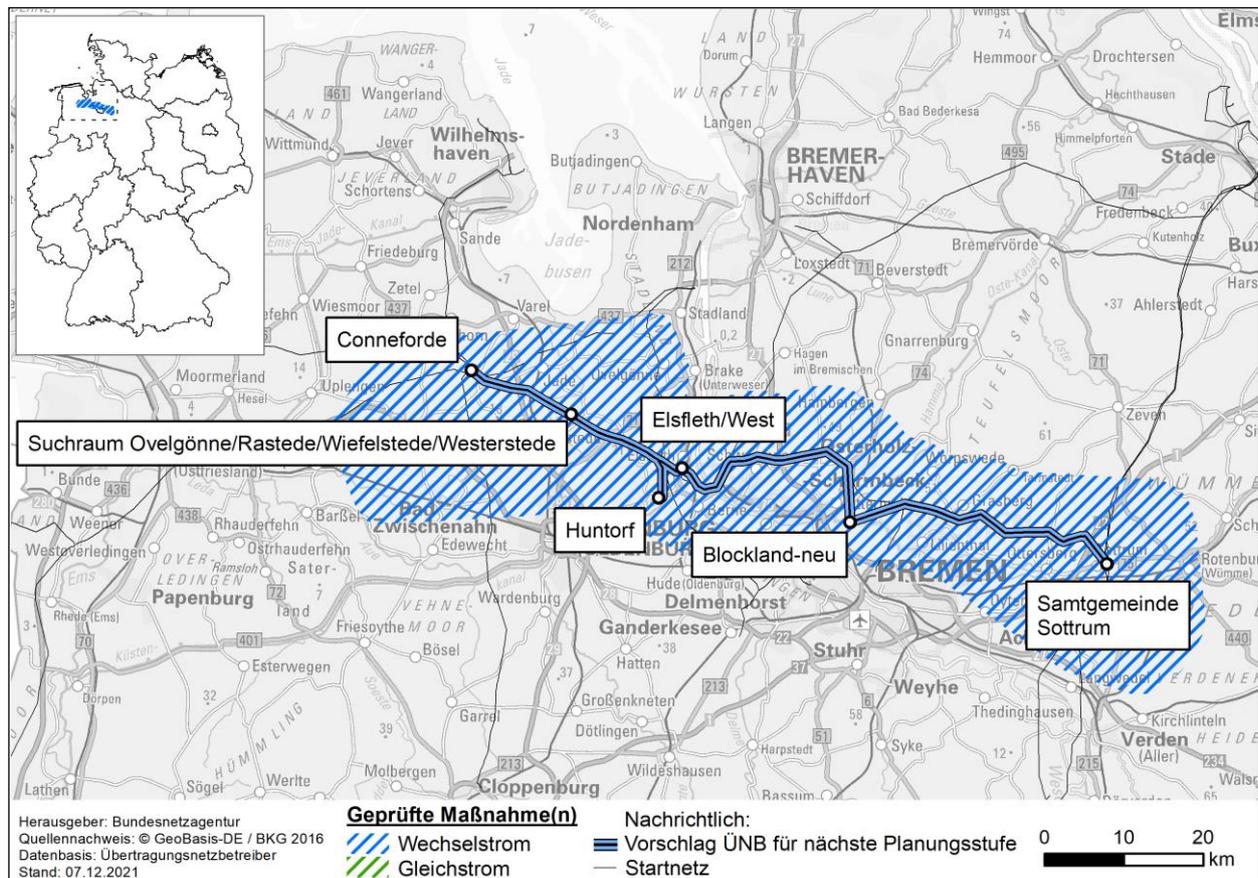
Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P116		M206/M494
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-834 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3626 MW
Auslastung	Durchschnitt	23 %
	Maximum	63 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	138 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

P119: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Conneforde, Elsfleth/West und Sottrum



Das Projekt P119 dient der Erhöhung der Stromtragfähigkeit innerhalb Niedersachsens.

M90: Conneforde – Suchraum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Elsfleth/West mit Anschluss Huntorf

M535: Elsfleth/West – Blockland (neu) – Samtgemeinde Sottrum

Die Maßnahmen M90 und M535 werden bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahmen M90 und M535 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 56 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Im Rahmen der Maßnahmen M90 und M535 soll die bestehende 220 kV-Leitung von Conneforde über Elsfleth/West nach Samtgemeinde Sottrum durch eine neue 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis ersetzt werden. Hierfür soll am Kreuzungspunkt mit dem Projekt P116 im Raum Sottrum eine neue Schaltanlage errichtet werden. Weiterhin soll dabei im Suchraum der Gemeinden Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede zur Multiterminalanbindung des Offshore-Netzanbindungssystems NOR-12-2 an die HGÜ-Verbindung DC34 sowie darüber hinaus weiterer Offshore-Netzanbindungssysteme eine neue 380 kV-Schaltanlage errichtet werden.

Ergänzend zu den vorläufigen Prüfungsergebnissen hat die TenneT TSO GmbH aufgrund von beantragten Lasterhöhungen des nachgelagerten Verteilernetzbetreibers eine Änderung bezüglich des 220 kV-Abzweigs Blockland eingereicht. Als Ersatz für den 220 kV-Abzweig Blockland einschließlich des Umspannwerks Blockland soll nunmehr ein neues 380/110 kV-Umspannwerk mit mehreren 380/110 kV-Transformatoren nördlich von Bremen und westlich des jetzigen Abzweigs errichtet werden. Der genaue Standort des Umspannwerks steht noch nicht fest. Der Bedarf bzw. die genaue Umsetzung eines solchen Netzanschlusses ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Conneforde und Elsfleth/West verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ob und wie im Detail kann jedoch auf der Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden. Außerdem geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Abzweige nach Huntorf und nach Blockland umgerüstet werden müssen. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Blockland und Sottrum mit bis zu 121 % überlastet. Durch Hinzunahmen der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 97 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu ca. 2406 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M90 und M535 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 83%. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit je 2373 MW für die beiden neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Im vergangenen NEP 2019-2030 wurden naheliegende Alternativen hinreichend untersucht. Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum BBPlG 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.

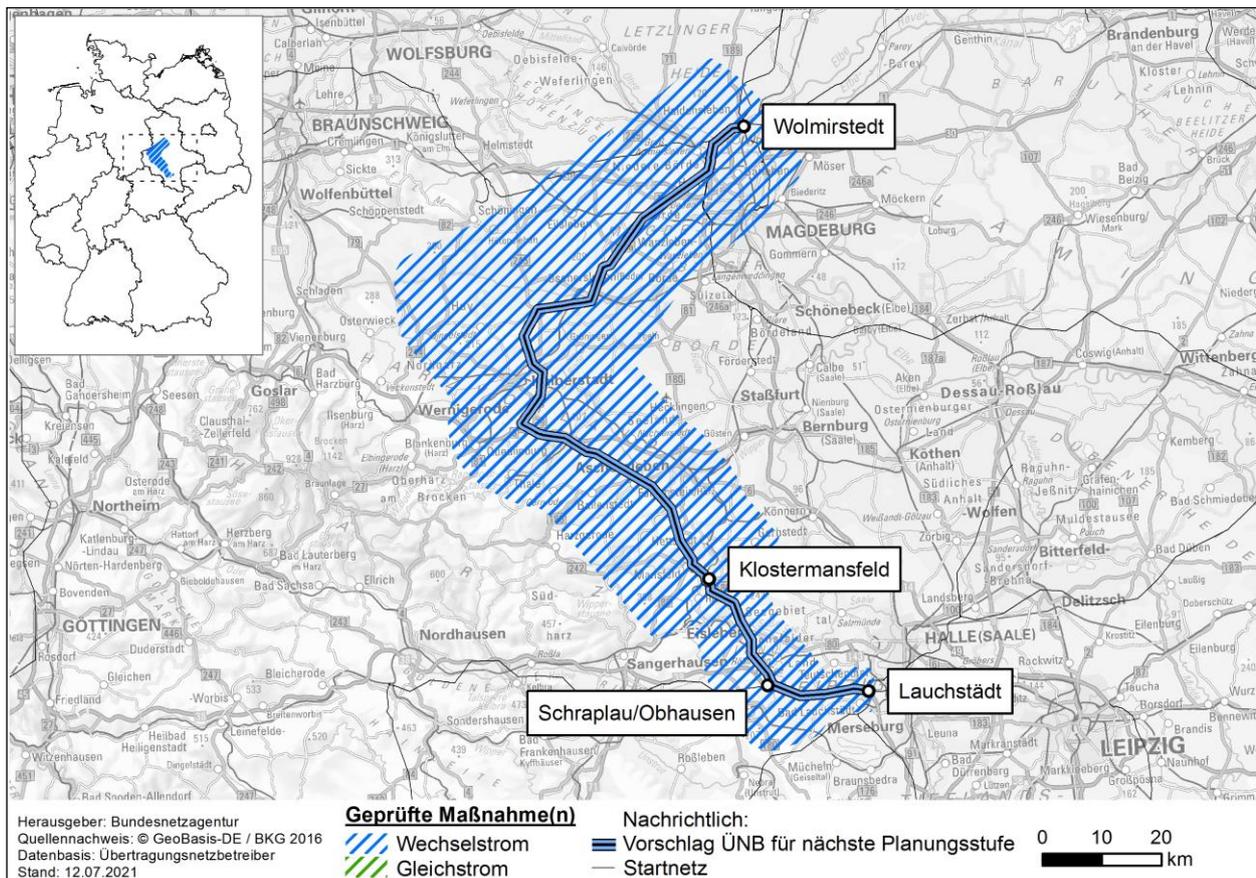
Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P119		M90/M535
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-2406 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	4746 MW
Auslastung	Durchschnitt	19 %
	Maximum	83 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	112 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

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



Das Projekt P124 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Sachsen-Anhalts, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M209a: Wolmirstedt – Klostermansfeld M209b: Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen – Lauchstädt

Die Maßnahmen M209a und M209b werden bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M209b wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2023 beantragt. Die Maßnahme M209a wurde erstmalig im NEP 2019-2030 beantragt. Beide Maßnahmen wurden zuletzt im NEP 2019-2030 bestätigt. Die Maßnahmen sind als Vorhaben 60 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

In beiden Maßnahmen soll die bestehende 380 kV-Leitung von Wolmirstedt über Klostermansfeld und ein neues Umspannwerk im Suchraum der Stadt Schraplau und Gemeinde Obhausen nach Lauchstädt durch Umbeseilung verstärkt werden und die Stromtragfähigkeit auf 4000 A je Stromkreis angehoben werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass darüber hinaus die betroffenen Schaltanlagen Klostermansfeld und Lauchstädt entsprechend verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass im Rahmen der Maßnahmen ein neues Umspannwerk für die Einbindung des Verteilernetzes errichtet werden muss. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Klostermansfeld mit bis zu 531 % belastet. Durch Umsetzung der Maßnahmen sinkt die Belastung auf 94 %.

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu ca. 2450 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahme M209a und M209b als erforderlich. In Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 39 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit je 1098 MW für die neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

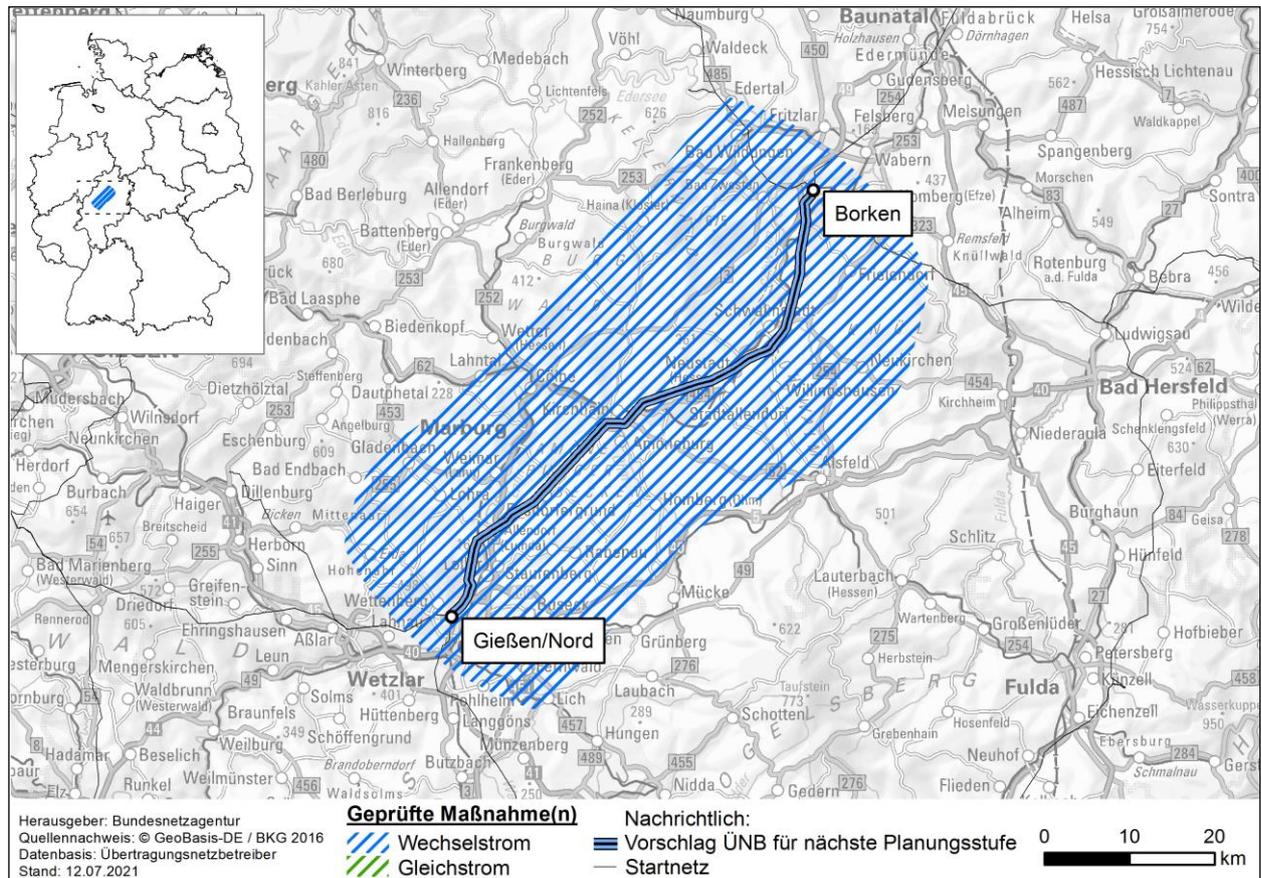
Bewertung

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.

Auf einen Blick

P124		M209a/M209b
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-2450 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2196 MW
Auslastung	Durchschnitt	14 %
	Maximum	39 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	156 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz

P133: Netzverstärkung zwischen Borken und Gießen/Nord



Das Projekt P133 mit der Maßnahme M253 erhöht die Übertragungskapazität einer bereits bestehenden Nord-Süd-Transportachse in Nordhessen, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

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 Bundesbedarfsplangesetz.

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 zudem an, dass darüber hinaus die betroffenen Schaltanlagen verstärkt werden müssen. Dies erscheint grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall das bestehende System zwischen Borken und Gießen/Nord mit bis zu 176 % belastet. Durch Umsetzung der Maßnahme sinkt die Belastung auf 138 %.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 219 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M253 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 100 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2840 MW pro Stromkreis für das neue System in einer Größenordnung, die nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

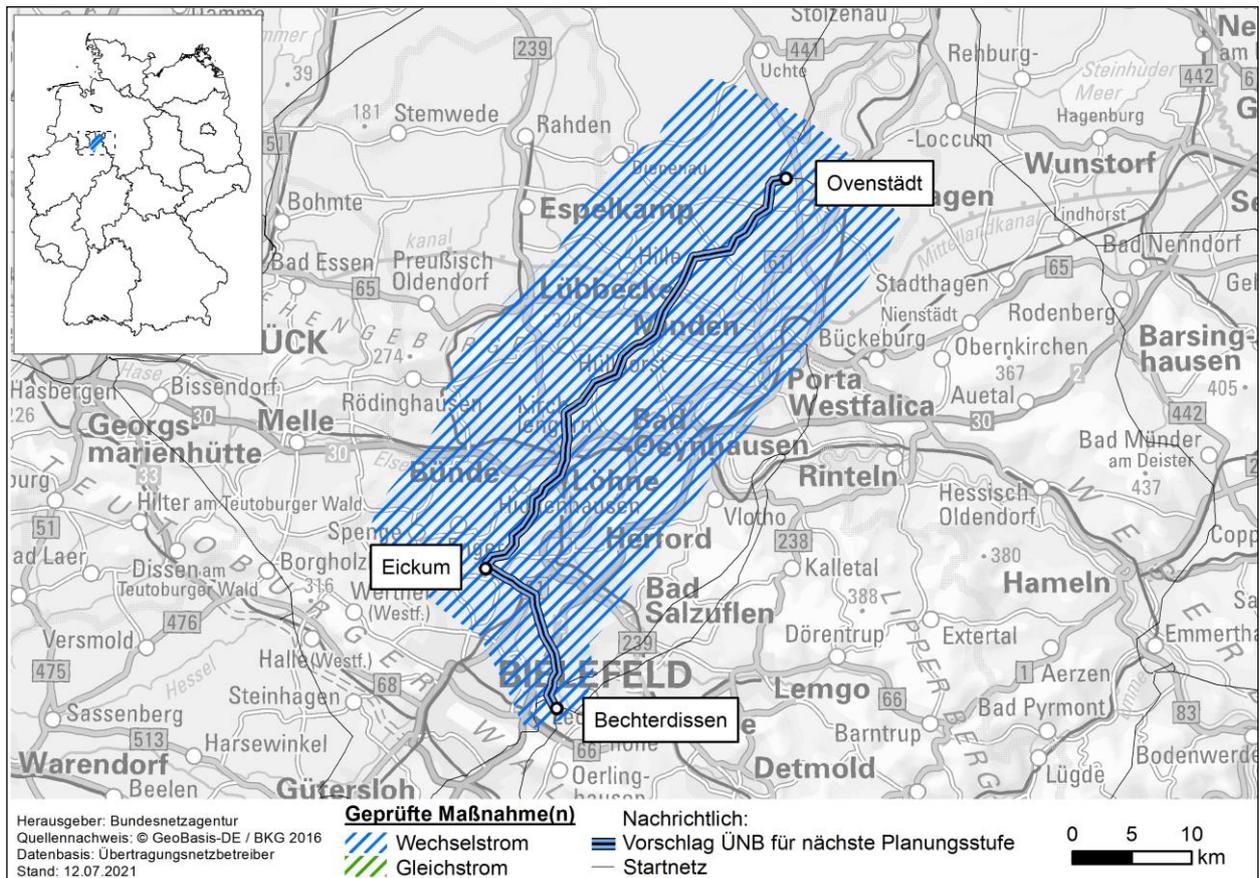
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

	P133	M253
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-219 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	5680 MW
Auslastung	Durchschnitt	27 %
	Maximum	100 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	73 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

P135: Netzverstärkung zwischen Ovenstädt und Bechterdissen



Das Projekt P135 mit der Maßnahme M255 erhöht die Übertragungskapazität einer bereits bestehenden Nord-Süd-Transportachse im Nordosten Nordrhein-Westfalens, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

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. Im NEP 2019-2030 wurde die Maßnahme erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 57 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit der bestehenden 380 kV Leitung zwischen Ovenstädt und Bechterdissen mit Einschleifung in Eickum auf 4000 A je Stromkreis angehoben werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass darüber hinaus betroffene Schaltanlagen verstärkt werden müssen. Dies erscheint grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M255 erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der bestehende Stromkreis zwischen Ovenstädt und Eickum mit bis zu 125 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme reduziert sich die maximale Auslastung auf 103 %.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 142 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M255 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 58 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 1196 MW je Stromkreis des Doppelsystems in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

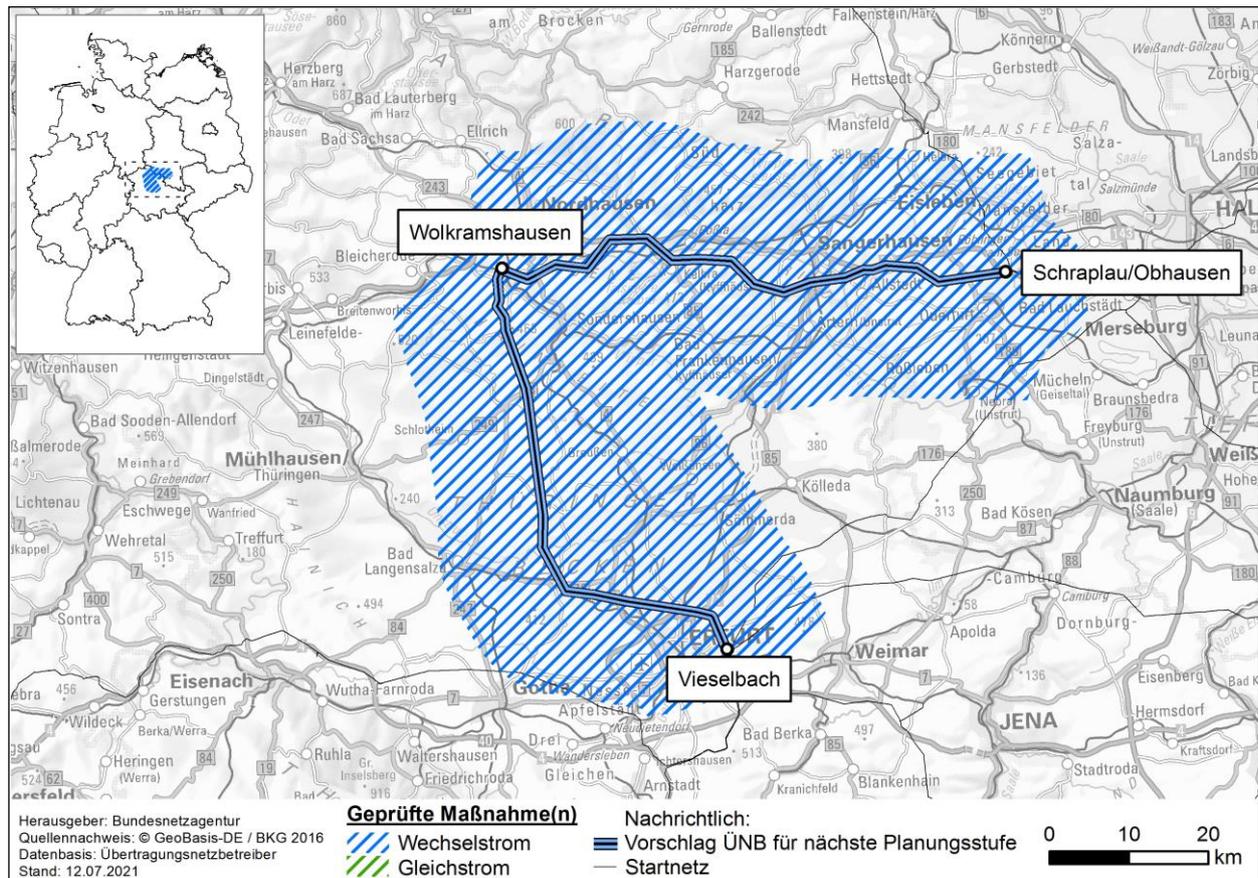
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

	P135	M255
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-142 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2392 MW
	Durchschnitt	21 %
Auslastung	Maximum	58 %
	NOVA	V
Trassenlänge	Bestand	60 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

P150: Netzverstärkung und -ausbau Schraplau/Obhausen – Vieselbach



Das Projekt P150 erhöht die Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt und Thüringen.

M352a: Schraplau/Obhausen – Wolframshausen

M463: Wolframshausen - Vieselbach

Die Maßnahmen M352a und M463 werden bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahmen M352a und M463 wurden erstmals im NEP 2014 für das Zieljahr 2024 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Beide Maßnahmen sind als Vorhaben 44 im Bundesbedarfsplangesetz.

Durch Neubau in bestehender Trasse zwischen Schraplau/Obhausen über Wolframshausen und Vieselbach auf eine 380 kV-Leitung wird die Übertragungsfähigkeit zwischen Vieselbach und Schraplau/Obhausen deutlich erhöht.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Vieselbach und Wolframshausen verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Schraplau/Obhausen mit bis zu 115 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahmen ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 65 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu ca. 520 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M352a und M463 als erforderlich. Die maximale Auslastung liegt im (n-0)-Fall immer noch bei ca. 36 % der beiden Systeme. Dies entspricht einem Leistungsfluss von 1030 MW pro Stromkreis und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

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

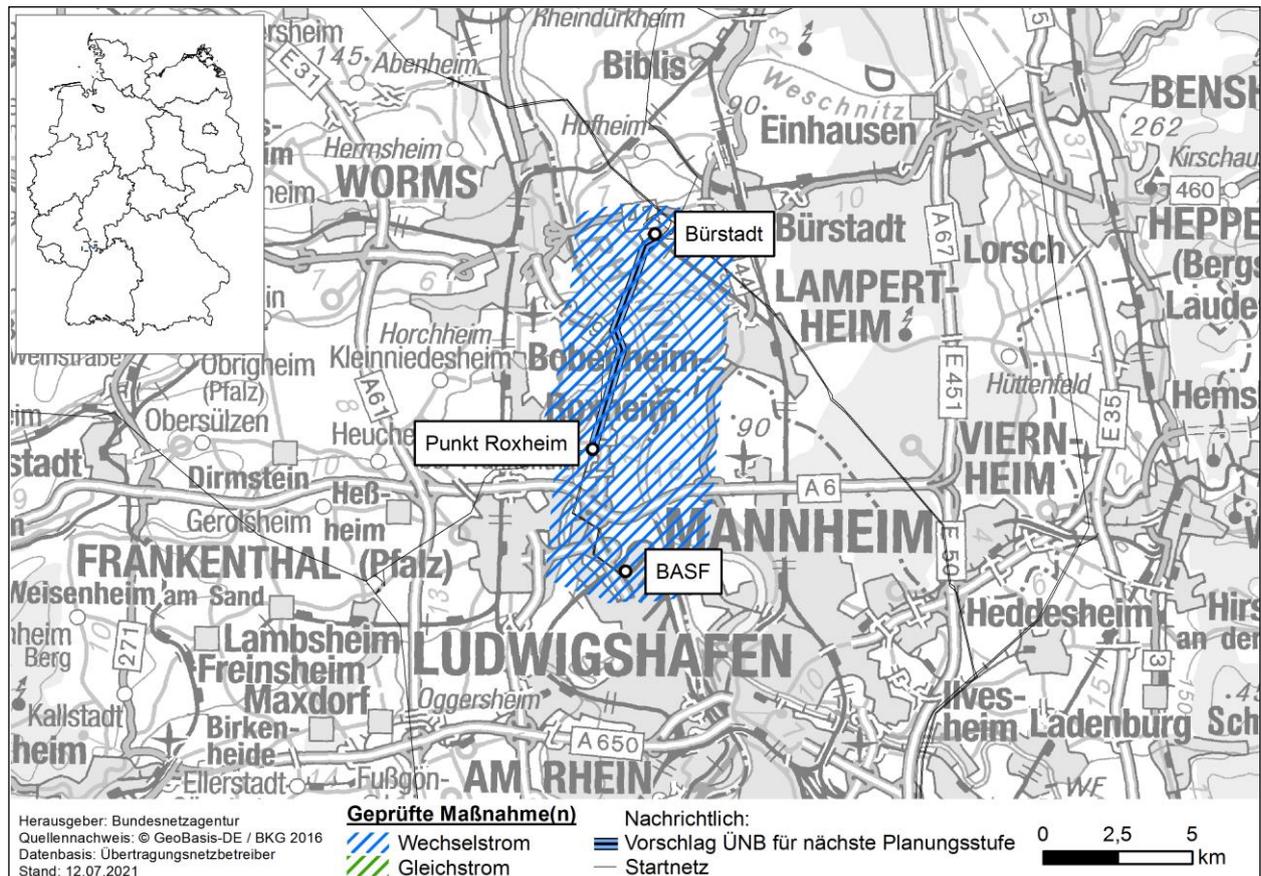
Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P150		M352a/M463
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-520 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2060 MW
	Durchschnitt	9 %
Auslastung	Maximum	36 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	137 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz

P159: Netzverstärkung Bürstadt – BASF



Das Projekt P159 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Rheinland-Pfalz, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M62: Bürstadt – BASF

Die Maßnahme M62 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M62 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2024 beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 67 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Durch Neubau in bestehender Trasse von Bürstadt zum Punkt Roxheim und dem Neubau in neuer Trasse vom Punkt Roxheim nach BASF wird der Standort BASF mit dem 380 kV-Netz verbunden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage in Bürstadt verstärkt werden muss. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben ebenfalls an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlage am Standort BASF verstärkt werden muss. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Bürstadt und BASF mit bis zu 186 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 49 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 4342 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M62 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 27 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit 2069 MW für die drei neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

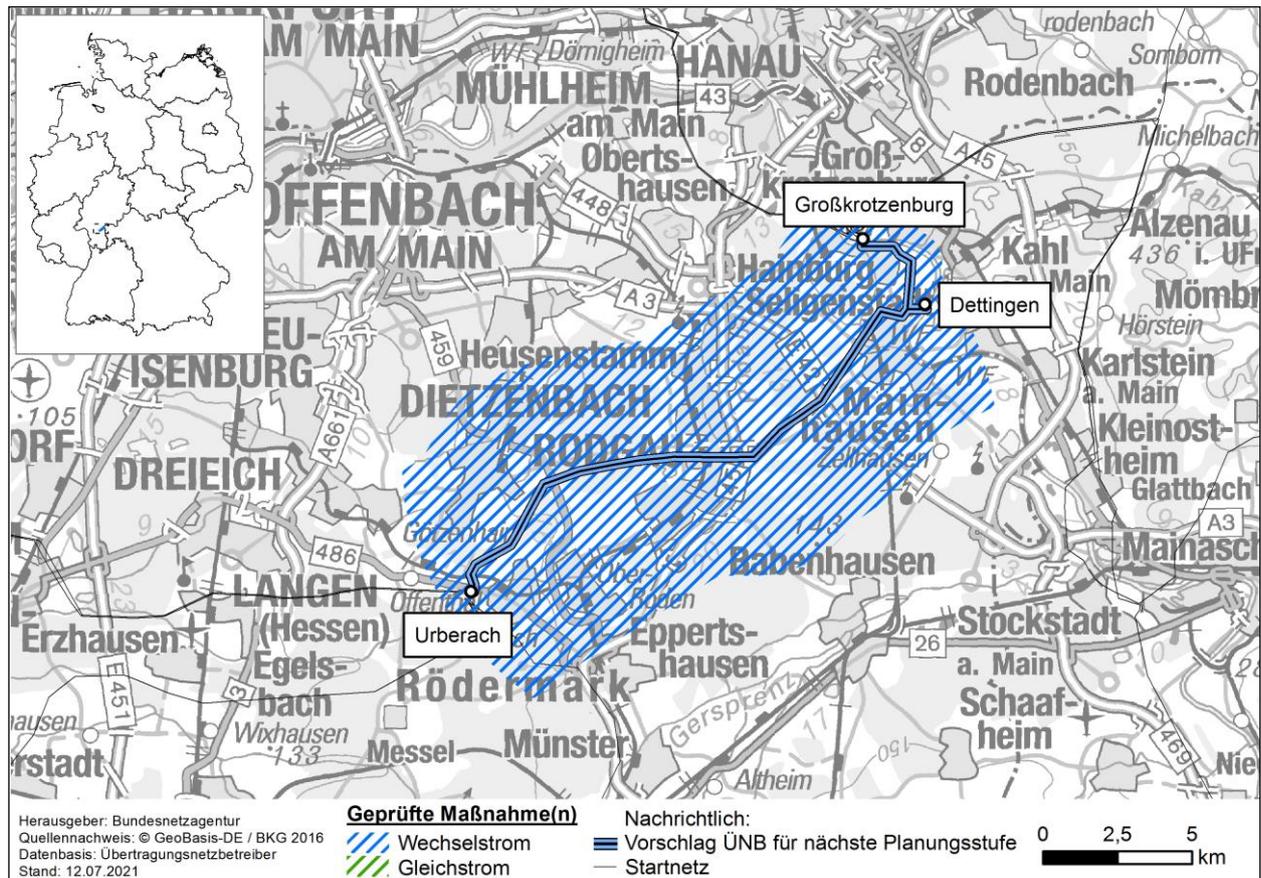
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P159		M62
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-4342 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2069 MW
Auslastung	Durchschnitt	9 %
	Maximum	27 %
NOVA		V/A
Trassenlänge	Bestand	13 km
	Ausbau	5 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P161: Netzverstärkung südöstlich von Frankfurt



Das Projekt P161 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Hessens, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M91: Großkrotzenburg – 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.

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 müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Großkrotzenburg und Dettingen im Szenario C 2035 mit bis zu 207 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 186 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 415 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M91 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 120 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit 5800 MW für die zwei neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

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.

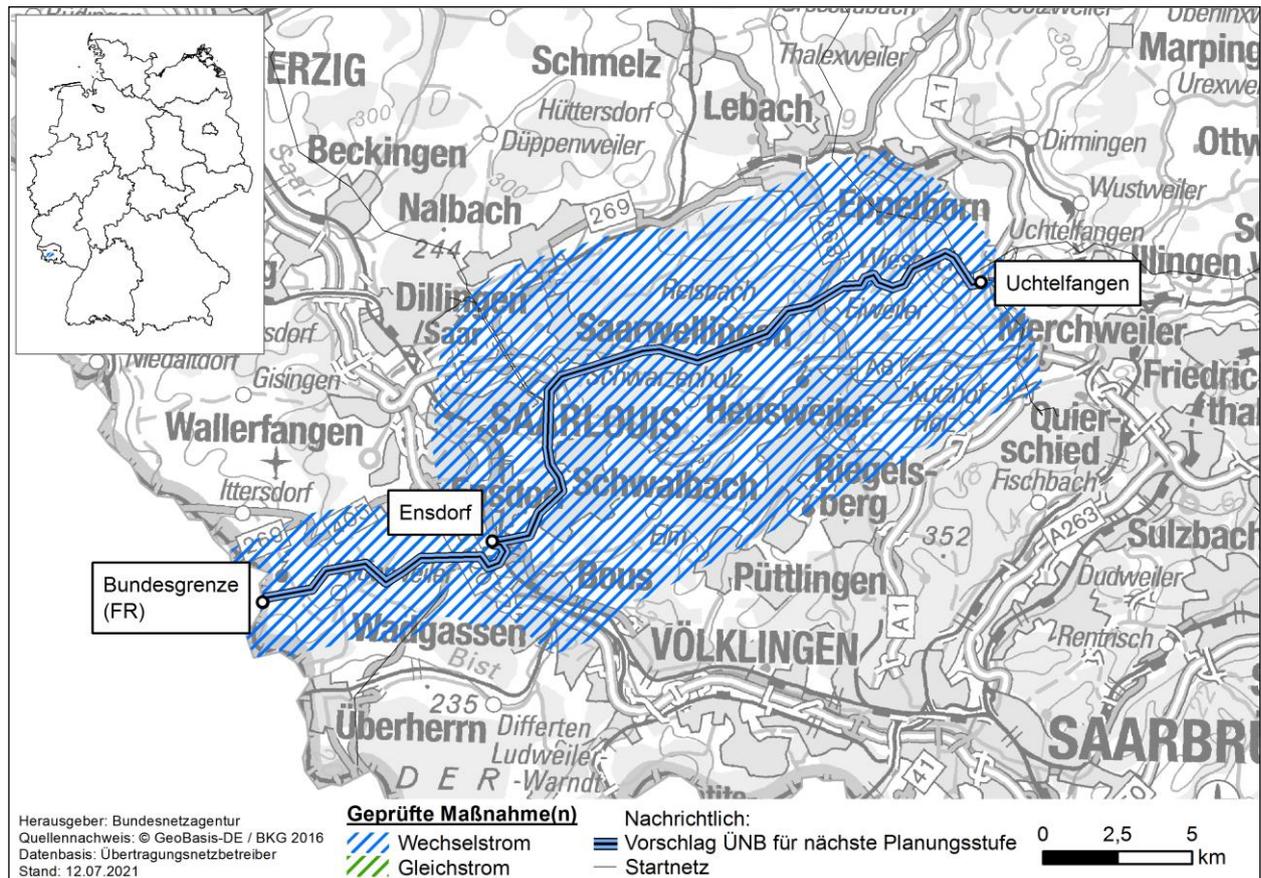
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P161		M91
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-415 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	5800 MW
	Durchschnitt	31 %
Auslastung	Maximum	120 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	24 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion, TenneT

P170: Netzverstärkung Uchtelfangen – Ens Dorf – Vigy



Das Projekt P170 mit der Maßnahme M380 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Frankreich.

M380: Uchtelfangen – Ens Dorf – Bundesgrenze (FR)

Die Maßnahme M380 wird bestätigt.

Beschreibung

Das Projekt P170 mit der Maßnahme M380 wurde erstmals im NEP 2024 identifiziert und von der Bundesnetzagentur im NEP 2017-2030 bestätigt. Das Projekt ist als Nr. 244 Teil des TYNDP 2020.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass zwischen den Umspannanlagen Uchtelfangen, Ens Dorf und Vigy (Frankreich) die Erweiterung einer bestehenden 380 kV-Leitung erforderlich wird. Dies könne durch den Einsatz von HTLS auf der bestehenden Leitung oder, wenn dies aus statischen Gründen nicht möglich ist, durch den Neubau in bestehender Trasse erfolgen (Netzverstärkung).

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die 380 kV-Anlagen in Uchtelfangen und Ens Dorf neu errichtet bzw. verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag hob hervor, dass das Projekt auf französischer Seite ebenfalls einen sehr hohen Nutzen aufweist, und regte an die Fertigstellung entsprechend zu priorisieren.

Die Bundesnetzagentur kann dem grundsätzlich folgen, allerdings liegt die Reihenfolge, in der einmal bestätigte Netzausbauprojekte die nächsten Verfahrensschritte durchlaufen, in der Hand der projektverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber.

Bewertung

Da es sich um eine grenzüberschreitende Maßnahme handelt, wird sie entsprechend den Vorgaben des Szenariorahmens einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen (vgl. I B 7.8).

Die Maßnahme M380 führt sowohl im Szenario C 2035 als auch im Langfristszenario B 2040 zu positiven Wohlfahrtseffekten zugunsten der Netzkunden. Außerdem trägt sie in beiden Szenarien dazu bei, CO₂-Emissionen zu vermeiden. Ihr Gesamtnutzen inklusive der Kosten über einen Zeitraum von 40 Jahren liegt im Szenario C 2035 bei 22842 Mio. € und im Szenario B 2040 bei 26864 Mio. €. Der Gesamtnutzen ist somit in beiden Szenarien positiv.

Auf einen Blick

P170 M380	Wohlfahrt [Mio. €/Jahr]	Kosten Netzverluste [Mio. €/Jahr]	Klimafolge- kosten [Mio. €/Jahr]	CAPEX [Mio. €]	OPEX [Mio. €/Jahr]
Marktsimulation Deutschland	259		-263		
- davon Konsumentenrente	2110				
- davon Produzentenrente	-1764				
- davon Engpassrente	-87				
Redispatch	10	-31	-10		
Gesamt	269	-31	-274	74,0	0,6
Gesamtnutzen über 40 Jahre [Mio. €]					22842,0
Vorhabenträger Amprion					

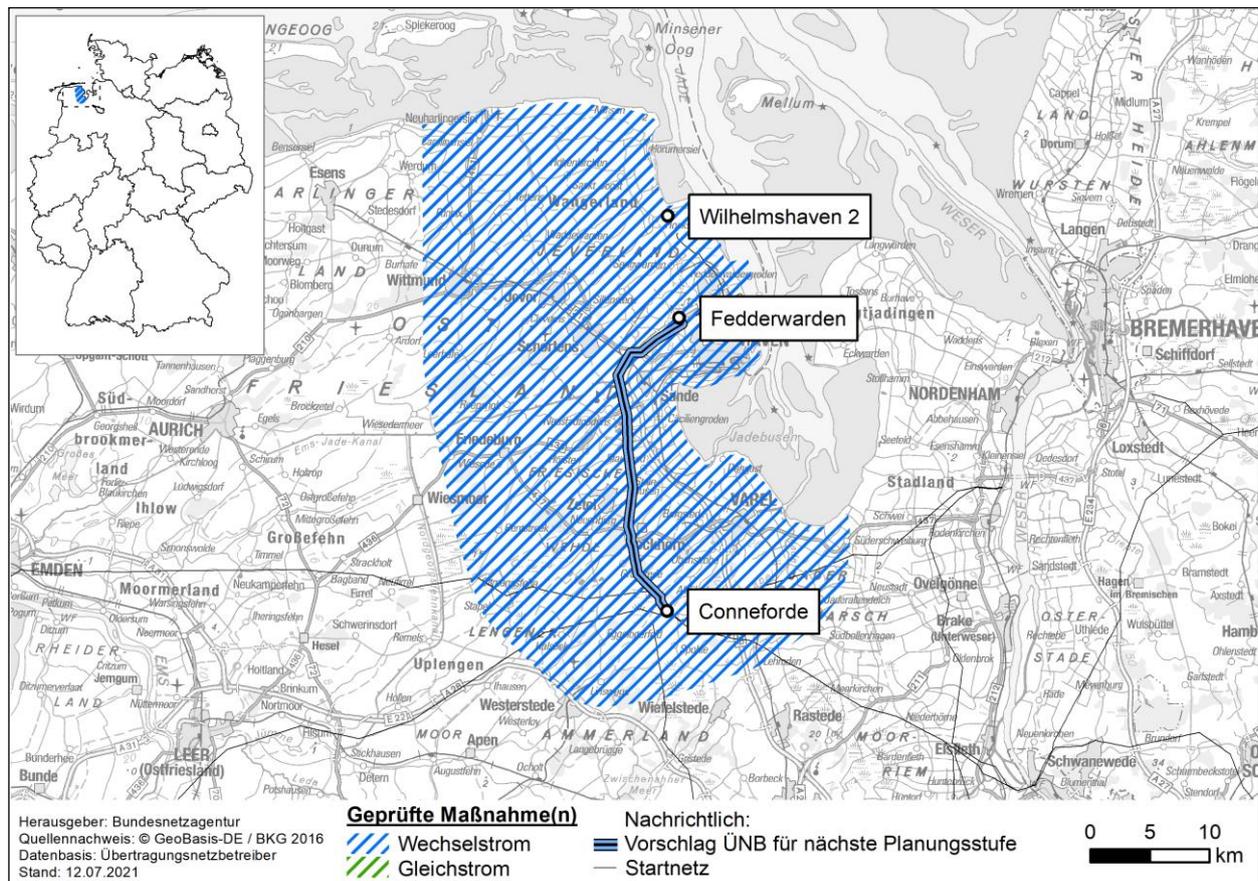
Wohlfahrt: positiver Wert entspricht Verbesserung

Redispatch: positiver Wert entspricht Reduzierung der Redispatchkosten, also Verbesserung

Kosten Netzverluste: mit stündlichen regionalen Preisen bewertete Netzverluste, positiver Wert entspricht Verschlechterung

Klimafolgekosten: positiver Wert entspricht Verschlechterung

P175: Netzausbau und -verstärkung: Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden – Conneforde



Das Projekt P175 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Niedersachsen.

M385: Netzausbau zwischen Wilhelmshaven 2 und Fedderwarden M466: Netzverstärkung zwischen Wilhelmshaven 2 und 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.

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 Wilhelmshaven 2 (Suchraum Stadt Wilhelmshaven/Landkreis Friesland) nach Fedderwarden vorgesehen. Im Rahmen der Maßnahme M466 ist die Ablösung der vorhandenen 220 kV-Leitung von Inhausen nach Voslapp über Maade und Fedderwarden nach Conneforde durch eine 380 kV-Doppelleitung mit einer Stromtragfähigkeit von 4000 A je Stromkreis vom neu zu errichtenden Umspannwerk Wilhelmshaven 2 (Suchraum Stadt Wilhelmshaven/Landkreis Friesland) nach Conneforde geplant (Netzverstärkung).

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die Umspannwerke Fedderwarden und Conneforde zu verstärken seien (Netzverstärkung). Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Weiterhin geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass in Wilhelmshaven 2 bis zu drei 380/110 kV-Transformatoren aufzustellen seien. Dies ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die neue Station Wilhelmshaven 2 dient sowohl der Anbindung der Offshore-Anbindungsleitung NOR-9-2 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 Maßnahme aus dem Projekt P175 wäre der Standort Wilhelmshaven 2 lediglich über das 110 kV-Netz angebunden. Daraus würden extreme Überlastungen des 110 kV-Netzes in zahlreichen Stunden resultieren.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise für die Maßnahme M385 bei ca. 37 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit 2142 MW für das neue Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise für die Maßnahme M466 bei ca. 35 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit 2030 MW für das neue Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Sonstige Erwägungen

Der Standort Wilhelmshaven 2 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 Wilhelmshaven 2 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

Konsultation

Mehrere Konsultationsbeiträge forderten, dass bei den Maßnahmen M385 und M466, die in Parallelführung zu teilerdverkabelten Trassenabschnitten verlaufen, ebenfalls eine Teilerdverkabelung vorgesehen und im

NEP 2021-2035 festgehalten wird. Passiere dies nicht, könne ggf. keine raum- und umweltverträgliche Freileitungstrasse identifiziert und rechtssicher genehmigt werden.

Die Festlegung von Pilotprojekten für Teilerdkabelung ist nicht die Aufgabe des NEP. Dies kann lediglich bei einer Novellierung des Bundesbedarfsplangesetzes vom Gesetzgeber festgelegt werden.

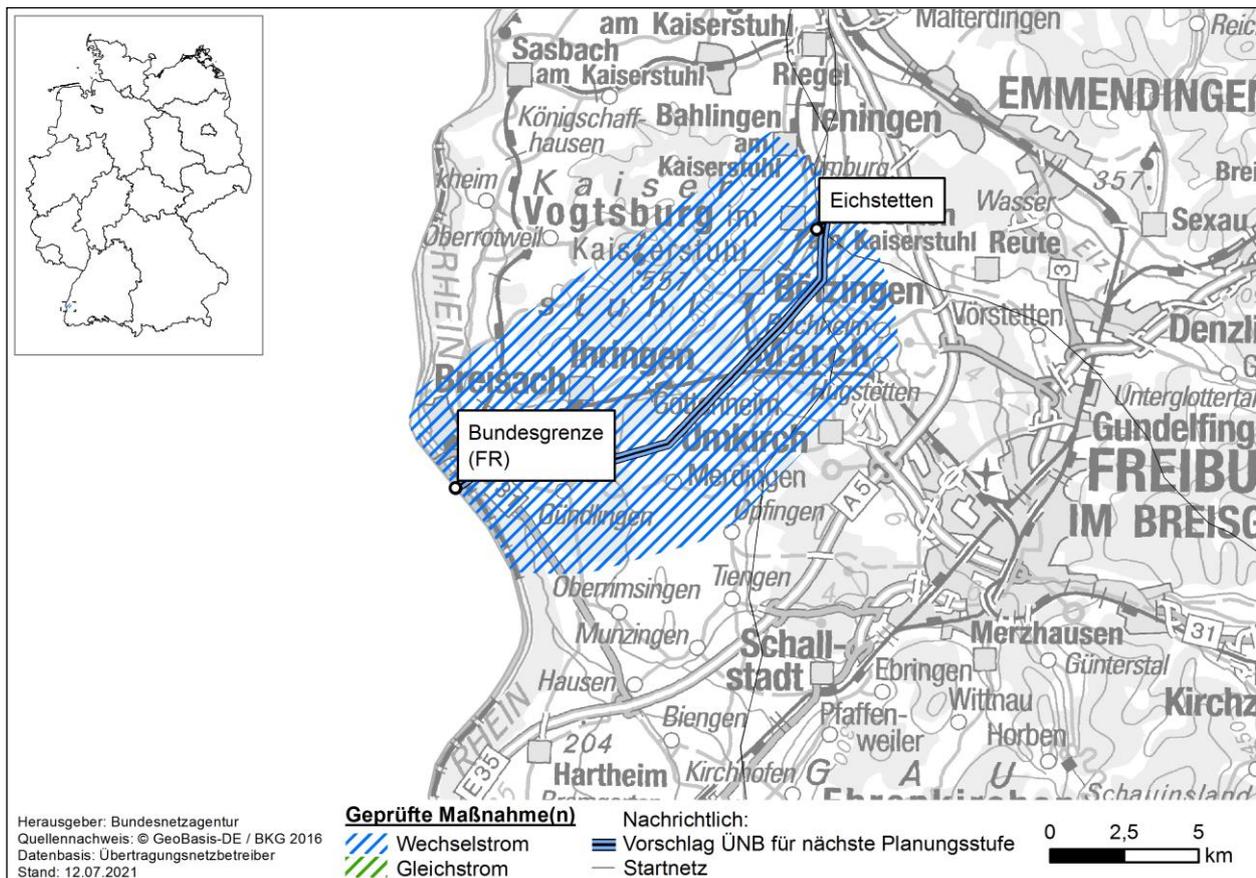
Bewertung

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

Auf einen Blick

P175		M385	M466
Wirksamkeit		ja	ja
Überlastungsindex		-	6,38 GWh
Erforderlichkeit		ja	ja
Leistungsfluss	Maximum	2142 MW	2030 MW
Auslastung	Durchschnitt	8 %	%
	Maximum	37 %	35 %
NOVA		A	V
Trassenlänge	Bestand	-	36 km
	Ausbau	15 km	-
bestätigt		ja	ja
Vorhabenträger		TenneT	TenneT

P176: Netzverstärkung südwestliches Baden-Württemberg/Grenzregion Frankreich



Das Projekt P176 mit der Maßnahme M387 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Frankreich im Raum Freiburg.

M387: Eichstetten – Bundesgrenze (FR)

Die Maßnahme M387 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M387 wurde erstmals im NEP 2025 von den Übertragungsnetzbetreibern identifiziert und im NEP 2017-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 72 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll eine 380 kV-Leitung von Eichstetten nach Muhlbach realisiert werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die betroffenen Schaltanlagen verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Bewertung

Da es sich um eine grenzüberschreitende Maßnahme handelt, wird sie entsprechend den Vorgaben des Szenariorahmens einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen (vgl. I B 7.8).

Die Maßnahme M387 führt sowohl im Szenario C 2035 als auch im Langfristszenario B 2040 zu positiven Wohlfahrtseffekten zugunsten der Netzkunden. Außerdem trägt sie in beiden Szenarien dazu bei, CO₂-Emissionen zu vermeiden. Ihr Gesamtnutzen inklusive der Kosten über einen Zeitraum von 40 Jahren liegt im Szenario B 2035 bei 4909 Mio. € und im Szenario B 2040 bei 12583 Mio. €. Der Gesamtnutzen ist somit in beiden Szenarien positiv.

Auf einen Blick

P176 M387	Wohlfahrt [Mio. €/Jahr]	Kosten Netzverluste [Mio. €/Jahr]	Klimafolge- kosten [Mio. €/Jahr]	CAPEX [Mio. €]	OPEX [Mio. €/Jahr]
Marktsimulation Deutschland	43		-20		
- davon Konsumentenrente	213				
- davon Produzentenrente	-195				
- davon Engpassrente	25				
Redispatch	30	-7	-26		
Gesamt	73	-7	-46	59,2	0,5
Gesamtnutzen über 40 Jahre [Mio. €]					4908,6
Vorhabenträger TransnetBW					

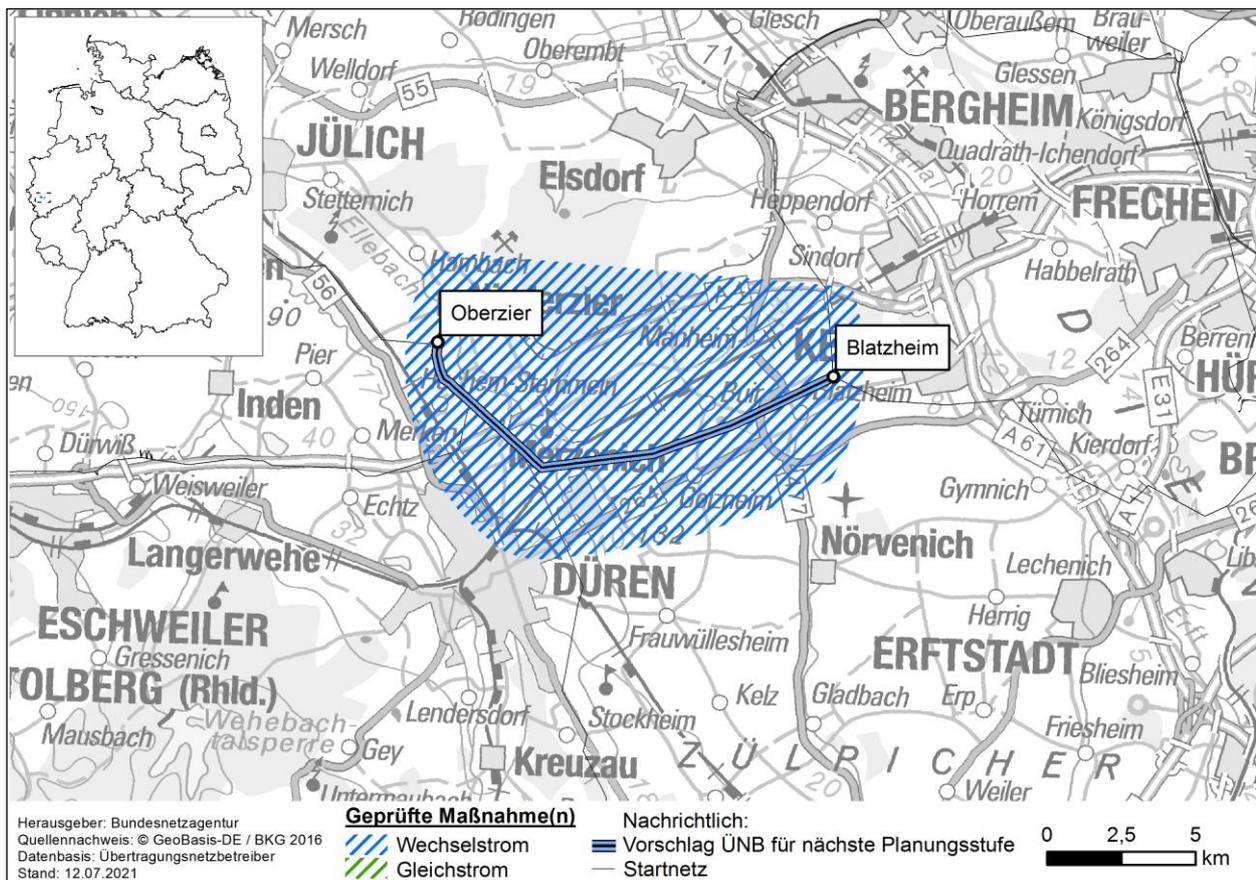
Wohlfahrt: positiver Wert entspricht Verbesserung

Redispatch: positiver Wert entspricht Reduzierung der Redispatchkosten, also Verbesserung

Kosten Netzverluste: mit stündlichen regionalen Preisen bewertete Netzverluste, positiver Wert entspricht Verschlechterung

Klimafolgekosten: positiver Wert entspricht Verschlechterung

P200: Oberzier – Punkt Blatzheim



Das Projekt P200 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M425: Oberzier – Punkt Blatzheim

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.

Das bestehende Dreibein Paffendorf – Oberzier – Sechtem soll aufgelöst werden. Dazu erfolgt die Errichtung zweier zusätzlicher 380 kV-Stromkreise von Oberzier zum Punkt Blatzheim. Am Punkt Blatzheim werden dann die zwei Stromkreise nach Paffendorf mit den neuen Stromkreisen nach Oberzier durchverbunden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlage in Oberzier erweitert werden muss. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall das Dreibein Paffendorf – Oberzier – Sechtem im Szenario C 2035 mit bis zu 148 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der ehemalige Teil des Dreibeins nur noch mit bis zu 65 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 124 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M425 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 74 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt im Szenario C 2035 mit 3421 MW für die zwei neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Im vergangenen NEP 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.

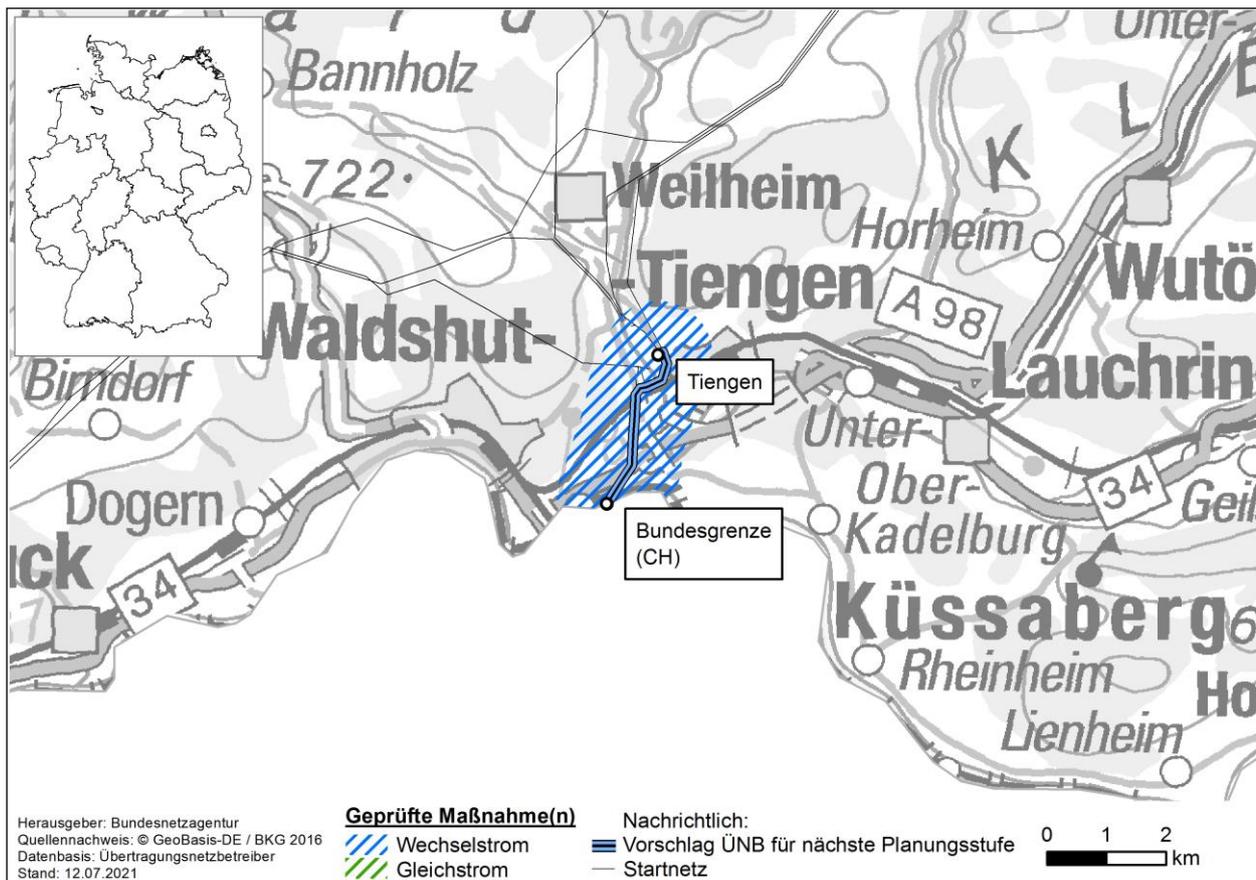
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

	P200	M425
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-124 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3421 MW
	Durchschnitt	18 %
Auslastung	Maximum	74 %
NOVA		✓
Trassenlänge	Bestand	16 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P204: 380 kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau (CH)



Das Projekt P204 mit der Maßnahme M420 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz.

M430: Tiengen – Bundesgrenze (CH)

Die Maßnahme M430 wird bestätigt.

Beschreibung

Das Projekt P204 wurde im NEP 2025 erstmalig beantragt. Das Projekt ist als Nr. 31 Teil des TYNDP 2020.

Mit der Maßnahme soll zwischen den Schaltanlagen Tiengen und Beznau (CH) in bestehender Trasse eine neue Leitung mit deutlich erhöhter Übertragungskapazität errichtet werden (Netzverstärkung). Ebenfalls soll die Leitung Tiengen – Kühmoos auf 380 kV umgestellt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die 380 kV-Schaltanlage in Tiengen erweitert werden muss. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Bewertung

Da es sich um eine grenzüberschreitende Maßnahme handelt, wird sie entsprechend den Vorgaben des Szenariorahmens einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen (vgl. I B 7.8).

Nach Vorliegen der finalen Kosten-Nutzen-Analyse des von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachters auf den aktualisierten Datensätzen weist die Maßnahme in Szenario C 2035 einen leicht positiven Nutzen von 19 Mio. €, kumuliert über 40 Jahre, auf. Im Szenario B 2040 liegt dieser Nutzen bei etwa 312 Mio. €. Die abweichende Einschätzung in den vorläufigen Prüfungsergebnissen basiert auf einem zwischenzeitlich korrigierten Datensatz für die Prüfung des Projektes. Aufgrund des in beiden untersuchten Szenarien positiven Gesamtnutzens wird die Maßnahme bestätigt.

Auf einen Blick

P204 M430	Wohlfahrt [Mio. €/Jahr]	Kosten Netzverluste [Mio. €/Jahr]	Klimafolge- kosten [Mio. €/Jahr]	CAPEX [Mio. €]	OPEX [Mio. €/Jahr]
Marktsimulation Deutschland	26		2,3		
- davon Konsumentenrente	-57				
- davon Produzentenrente	105				
- davon Engpassrente	-22				
Redispatch	-12	6	5,4		
Gesamt	-15	6	8	15,6	0,13
Gesamtnutzen über 40 Jahre [Mio. €]					19,0
Vorhabenträger Amprion					

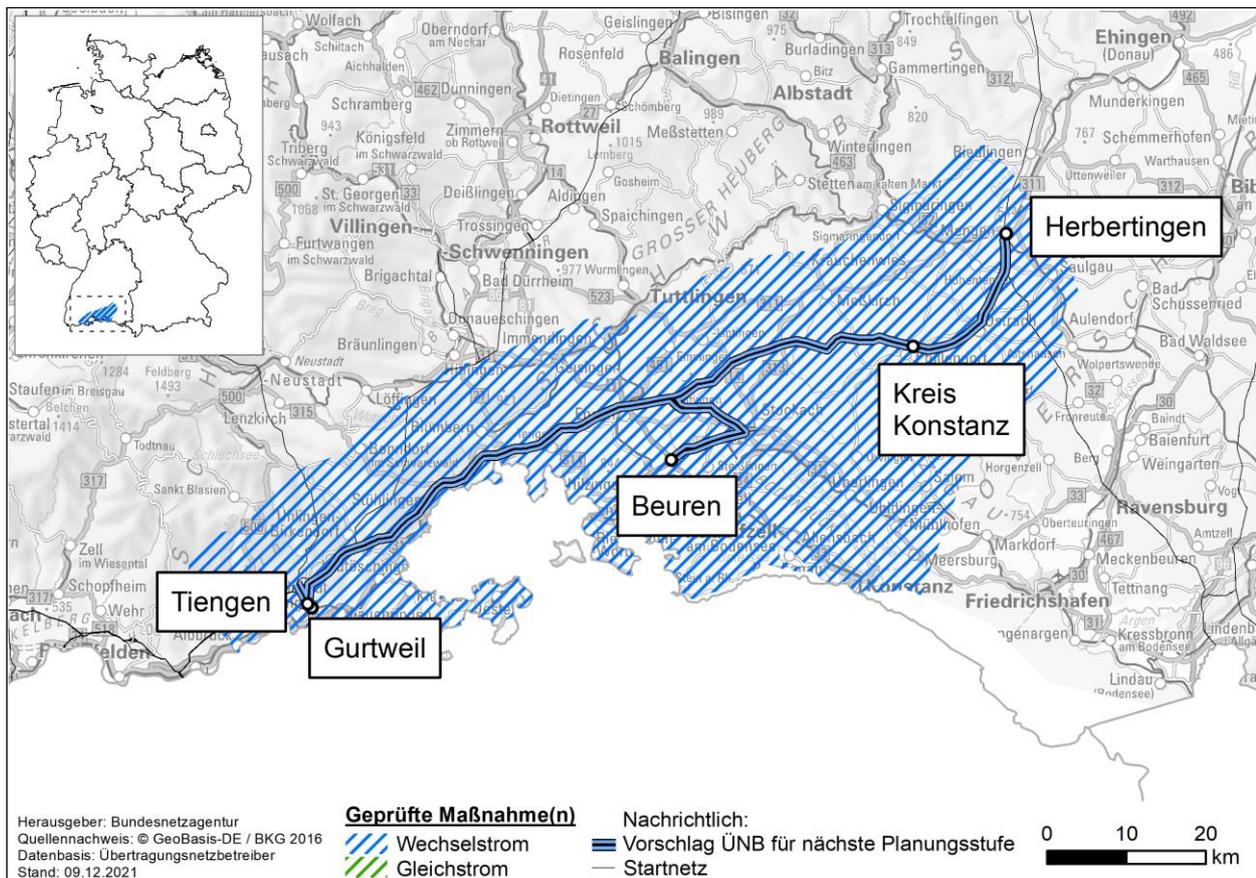
Wohlfahrt: positiver Wert entspricht Verbesserung

Redispatch: positiver Wert entspricht Reduzierung der Redispatchkosten, also Verbesserung

Kosten Netzverluste: mit stündlichen regionalen Preisen bewertete Netzverluste, positiver Wert entspricht Verschlechterung

Klimafolgekosten: positiver Wert entspricht Verschlechterung

P206: Hochrhein



Das Projekt P206 erhöht die Übertragungskapazität im Hochrheingebiet.

M417: Herbertingen – Kreis Konstanz – Beuren – Gurtweil/Tiengen

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. Sie 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.

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 dafür eine Neuerrichtung der Anlagen Gurtweil und Tiengen 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 Suchraum Kreis Konstanz in 380/110 kV errichtet werden. Die beiden 380 kV-Anlagen

sollen die beiden bestehenden 220 kV-Anlagen in Beuren und Stockach ersetzen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Herberlingen und Tiengen mit bis zu 127 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis zwischen Herberlingen und Tiengen nur noch mit bis zu 49 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 61 GWh und trägt damit dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M417 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 45 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit 1086 MW für das neue System in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

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.

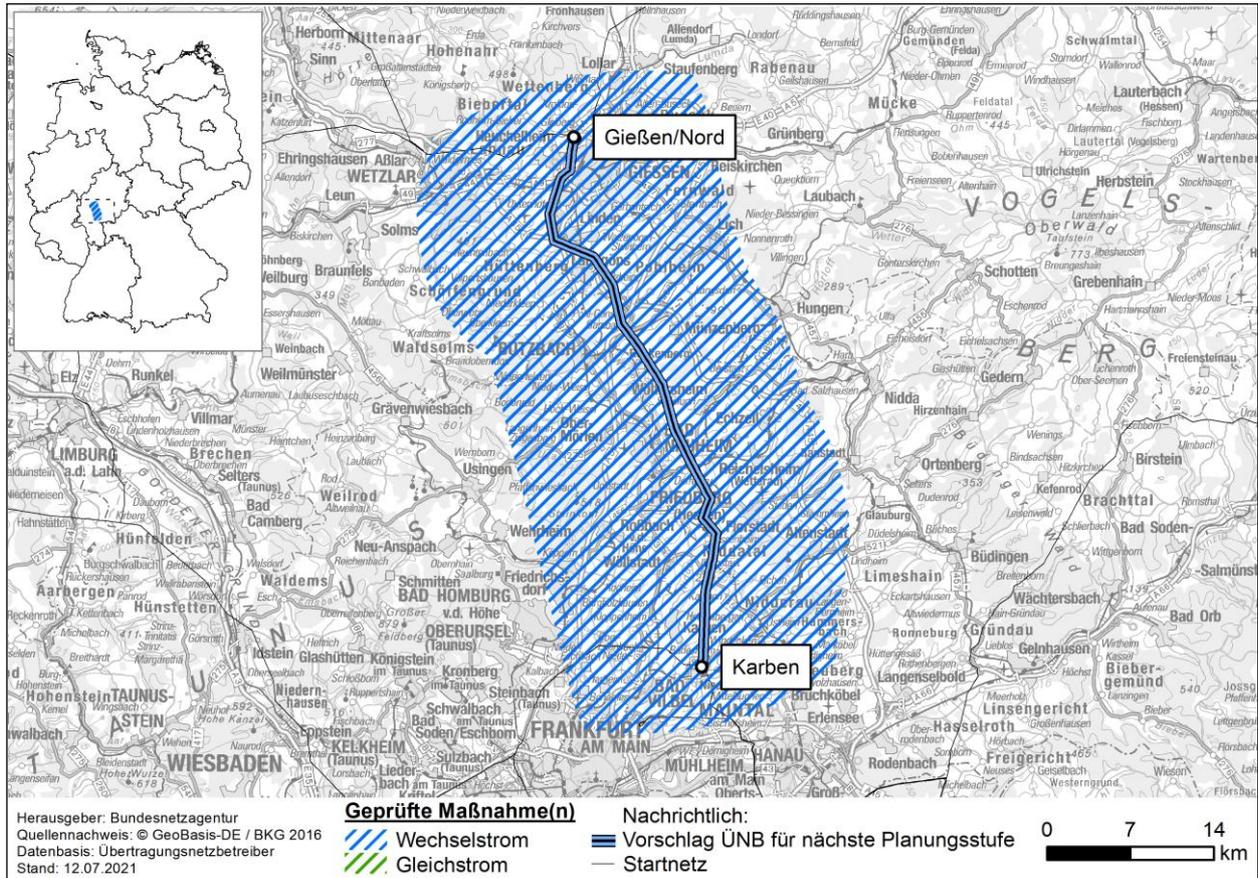
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P206		M417
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-61 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	1086 MW
Auslastung	Durchschnitt	12 %
	Maximum	45 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	140 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion, TransnetBW

P211: Netzverstärkung zwischen Gießen/Nord und Karben



Das Projekt P211 mit der Maßnahme M434 erhöht die Übertragungskapazität einer bereits bestehenden Nord-Süd-Transportleitung in Mittelhessen, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M434: Gießen/Nord – Karben

Die Maßnahme M434 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M434 wurde erstmals im NEP 2025 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt. Im NEP 2019-2030 wurde die Maßnahme erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 65 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

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

Die Übertragungsnetzbetreiber geben zudem an, dass die betroffenen Schaltanlagen verstärkt werden müssen. Dies erscheint grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme M434 erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall das bestehende System zwischen Gießen/Nord und Karben mit bis zu 131 % belastet. Durch Umsetzung der Maßnahme sinkt die Belastung auf 108 %.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 146 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M434 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 74 %. Der maximale Wirkleistungsfluss liegt mit 2094 MW pro Stromkreis in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 (erneut) für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

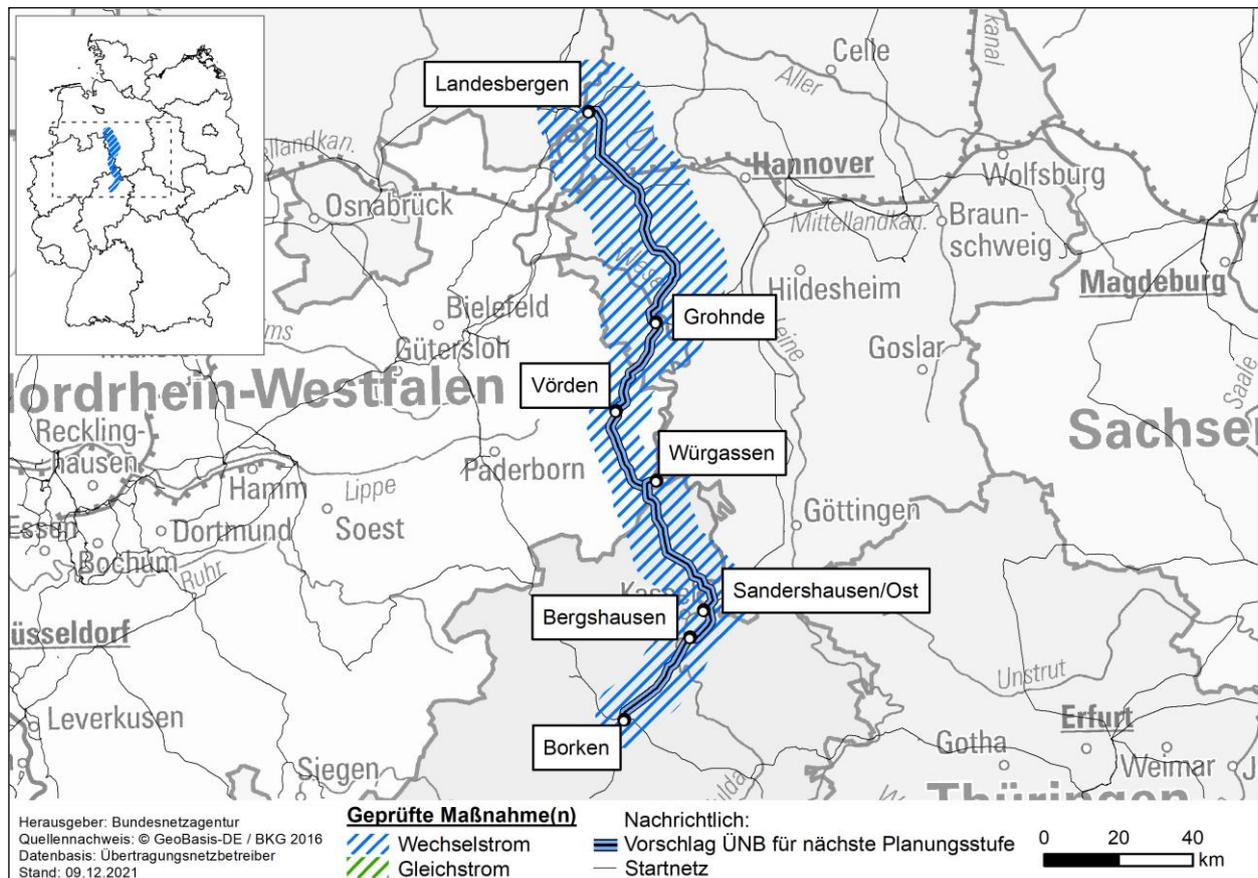
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P211		M434
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-146 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	4188 MW
Auslastung	Durchschnitt	24 %
	Maximum	74 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	51 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

P212: Netzverstärkung Landesbergen – Grohnde – Würgassen – Bergshausen – Borken



Das Projekt P212 erhöht die Übertragungskapazität in Niedersachsen und Hessen, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

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 von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Durch Umbeseilung soll die Leitung von Landesbergen über Grohnde, Vörden, Würgassen, Sandershausen/Ost und Bergshausen nach Borken auf 4000 A 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

müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im Szenario C im 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Grohnde und Würgassen mit bis zu 137 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahmen ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 117 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu ca. 481 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 46 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit je 1301 MW für die beiden neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

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

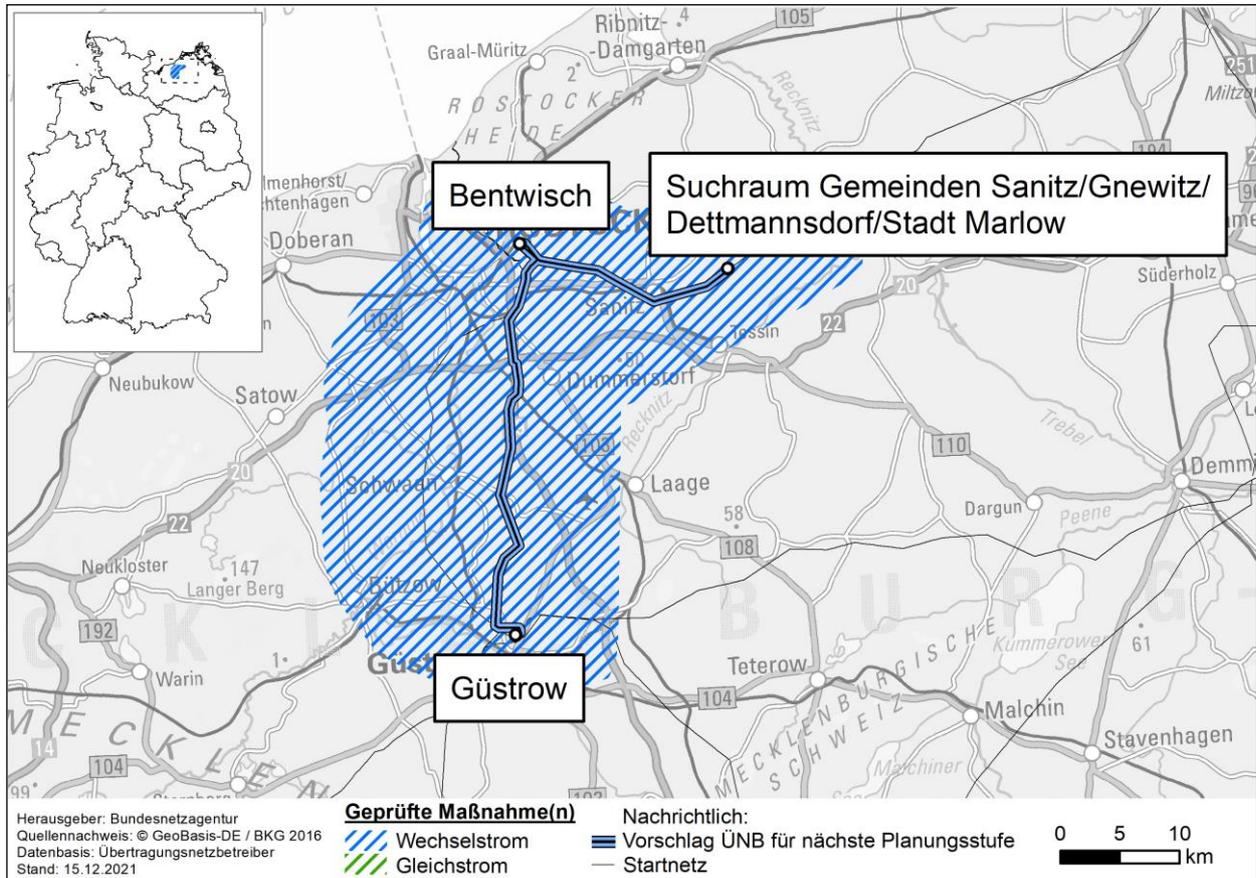
Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich, insbesondere auch schon in den Szenarien für das Jahr 2035. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P212		M797/M435/ M472/M473
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-481 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2602 MW
Auslastung	Durchschnitt	17 %
	Maximum	46 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	217 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

P215: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow



Das Projekt P215 erhöht die Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

M454: Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow

Die Maßnahme M454 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M454 wurde erstmals im NEP 2025 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und im NEP 2019-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist seit 2021 als Vorhaben 52 im Bundesbedarfsplangesetz.

Von Güstrow über Bentwisch bis zu dem Suchraum der Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow wird die bestehende 220 kV-Leitung durch eine neue 380 kV-Leitung mit Hochstrombeseilung ausgetauscht. Dadurch wird die Stromtragfähigkeit zwischen Güstrow und dem neuen Standort im Suchraum der Gemeinden Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow durch die Maßnahme auf 4000 A erhöht.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Bentwisch und Güstrow verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow und Bentwisch mit bis zu 292 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 15 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 12 GWh und trägt damit dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M454 als erforderlich. Die maximale Auslastung im (n-0)-Fall liegt immer noch bei ca. 21 % pro Stromkreis. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit 1190 MW für die beiden neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Als Alternative zum eingereichten Projekt hat die Bundesnetzagentur die Möglichkeit untersucht auf das Teilstück zwischen Bentwisch und Sanitz/Gnewitz/Dettmannsdorf/Stadt Marlow zu verzichten. Als Netzverknüpfungspunkt für weitere Offshore-Anbindungsleitungen oder Interkonnektoren wären damit statt Sanitz/Dettmannsdorf alternative Netzverknüpfungspunkte zu untersuchen. Aus netztechnischer Sicht ist der Standort Bentwisch als gleichwertig zu betrachten. Dagegen sprechen laut zuständigem Netzbetreiber die unzureichenden Platzverhältnisse am Standort Bentwisch, die einem Ausbau des dortigen Umspannwerkes entgegenstehen würden. Das erscheint zwar grundsätzlich nachvollziehbar, kann jedoch im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht abschließend geprüft und entschieden werden. Insofern regt die Bundesnetzagentur an, diese Alternative im Rahmen des nachfolgenden Genehmigungsverfahrens zu prüfen.

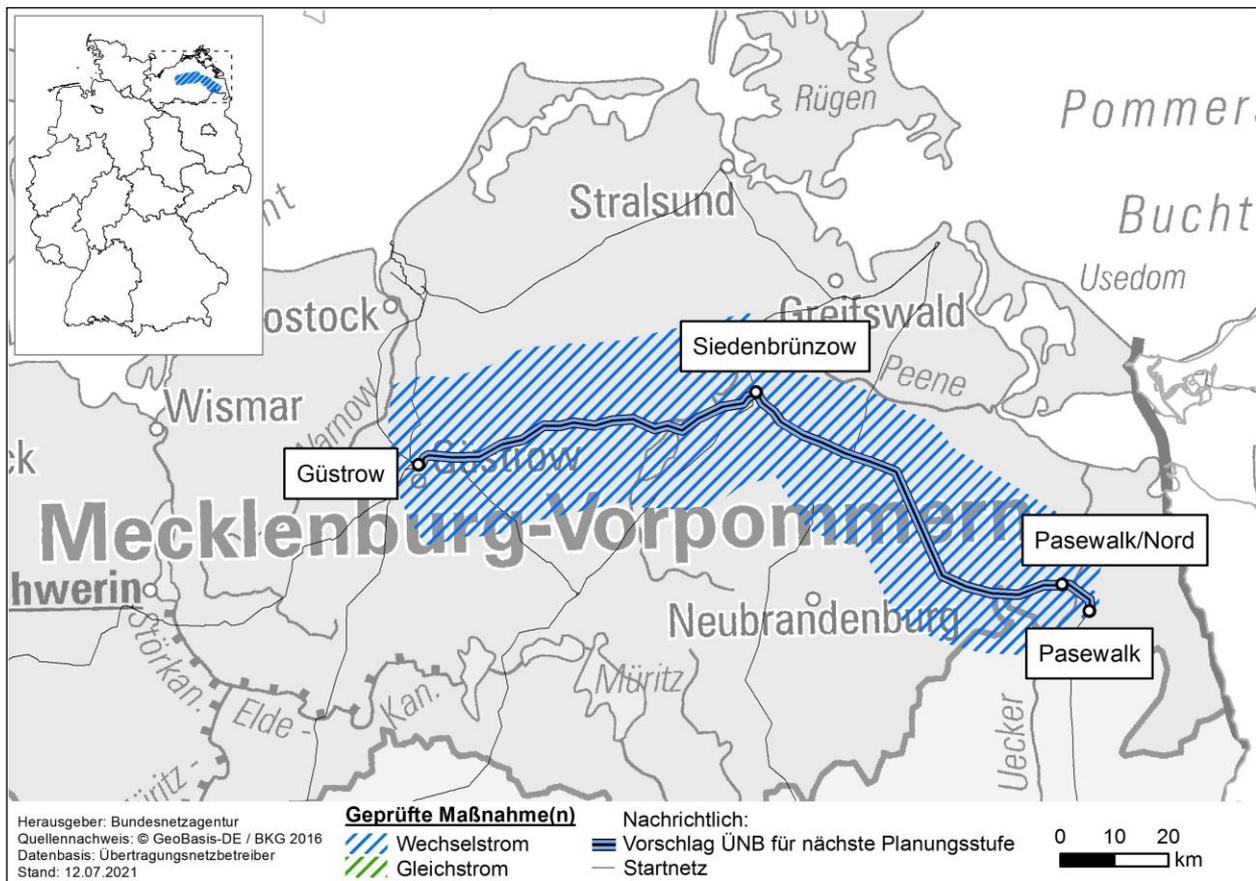
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei. Daneben ist das Projekt P215 ebenfalls notwendig, um das bestätigte Projekt P221 Hansa Power Bridge II in das Übertragungsnetz zu integrieren.

Auf einen Blick

P215		M454
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-12 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	1190 MW
Auslastung	Durchschnitt	7 %
	Maximum	21 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	56 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz

P216: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk



Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern.

M455: Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow M523: Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk

Die Maßnahmen M455 und M523 werden bestätigt.

Beschreibung

Das Projekt P216 wurde mit der Maßnahme M455 erstmals im Entwurf des NEP 2025 beantragt. Im NEP 2019-2030 wurden die Maßnahmen M455 und M523 bestätigt und sind als Vorhaben 53 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Im Rahmen der Maßnahmen soll von Güstrow über Siedenbrünzow, Iven bzw. einem neuen Standort im Suchraum der Gemeinden Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow, Pasewalk/Nord nach Pasewalk möglichst im bestehenden 220 kV-Trassenraum eine neue 380 kV-Leitung mit Hochstrombeseilung errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Güstrow, Siedenbrünzow, Iven, Pasewalk/Nord und Pasewalk erweitert werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Altentreptow und Gransee mit bis zu 119 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahmen ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 97 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu ca. 200 GWh und tragen damit in erheblichen Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M455 und M523 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 38 %. Dies entspricht einem Leistungsfluss von 1100 MW für jedes der beiden Systeme und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

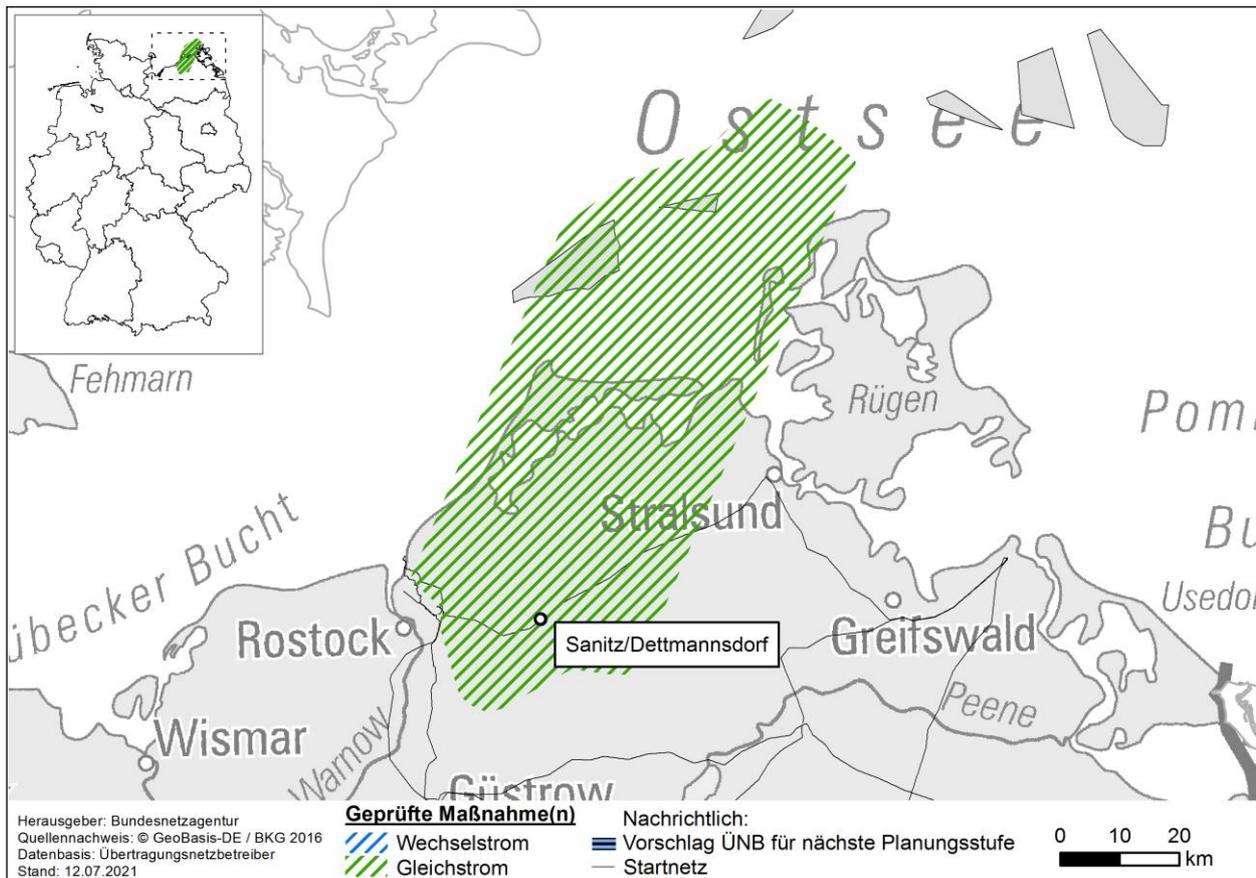
Bewertung

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.

Auf einen Blick

P216		M455/M523
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-200 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2200 MW
Auslastung	Durchschnitt	10 %
	Maximum	38 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	152 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz

P221: DC-Netzausbau: 2. Ausbaustufe Hansa PowerBridge (HPB II)



Das technische Ziel des Projekts P221 (HPB II) ist eine weitere Erhöhung der Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland. Dieser zusätzliche Interkonnektor soll die Verbindung weiter verstärken.

M461a: Güstrow - Südschweden

Die Maßnahme M461a wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M461a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 für das Langfristszenario beantragt, bisher jedoch noch nicht bestätigt. Das Projekt P221 ist als Nr. 267 Teil des TYNDP 2020.

Hansa PowerBridge ist ein DC-Interkonnektor zwischen dem NVP Güstrow und Südschweden. Die erste Ausbaustufe mit 700 MW ist als Vorhaben 69 Teil des Bundesbedarfsplangesetzes und soll bereits 2026 in Betrieb genommen werden. Bei der Maßnahme M461a handelt es sich um die zweite Ausbaustufe mit ebenfalls 700 MW. Das technische Ziel des Projekts ist die Erhöhung der Handelskapazität zwischen Schweden und Deutschland.

Bewertung

Da es sich um eine grenzüberschreitende Maßnahme handelt, wird sie entsprechend den Vorgaben des Szenariorahmens einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen (vgl. I B 7.8).

Die Maßnahme M461a führt sowohl im Szenario C 2035 als auch im Langfristszenario B 2040 zu positiven Wohlfahrtseffekten für die Netzkunden. Außerdem trägt sie in beiden Szenarien dazu bei, CO₂-Emissionen zu vermeiden. Ihr Gesamtnutzen inklusive der Kosten über einen Zeitraum von 40 Jahren liegt im Szenario B 2035 bei 5447 Mio. € und im Szenario B 2040 bei 6709 Mio. €. Der Gesamtnutzen ist somit in beiden Szenarien positiv.

Auf einen Blick

P221 M461a	Wohlfahrt [Mio. €/Jahr]	Kosten Netzverluste [Mio. €/Jahr]	Klimafolge- kosten [Mio. €/Jahr]	CAPEX [Mio. €]	OPEX [Mio. €/Jahr]
Marktsimulation Deutschland	143		-33		
- davon Konsumentenrente	527				
- davon Produzentenrente	-390				
- davon Engpassrente	6				
Redispatch	-1	2	0		
Gesamt	142	2	-33	165,0	1,32
Gesamtnutzen über 40 Jahre [Mio. €]					6709,5
Vorhabenträger 50Hertz					

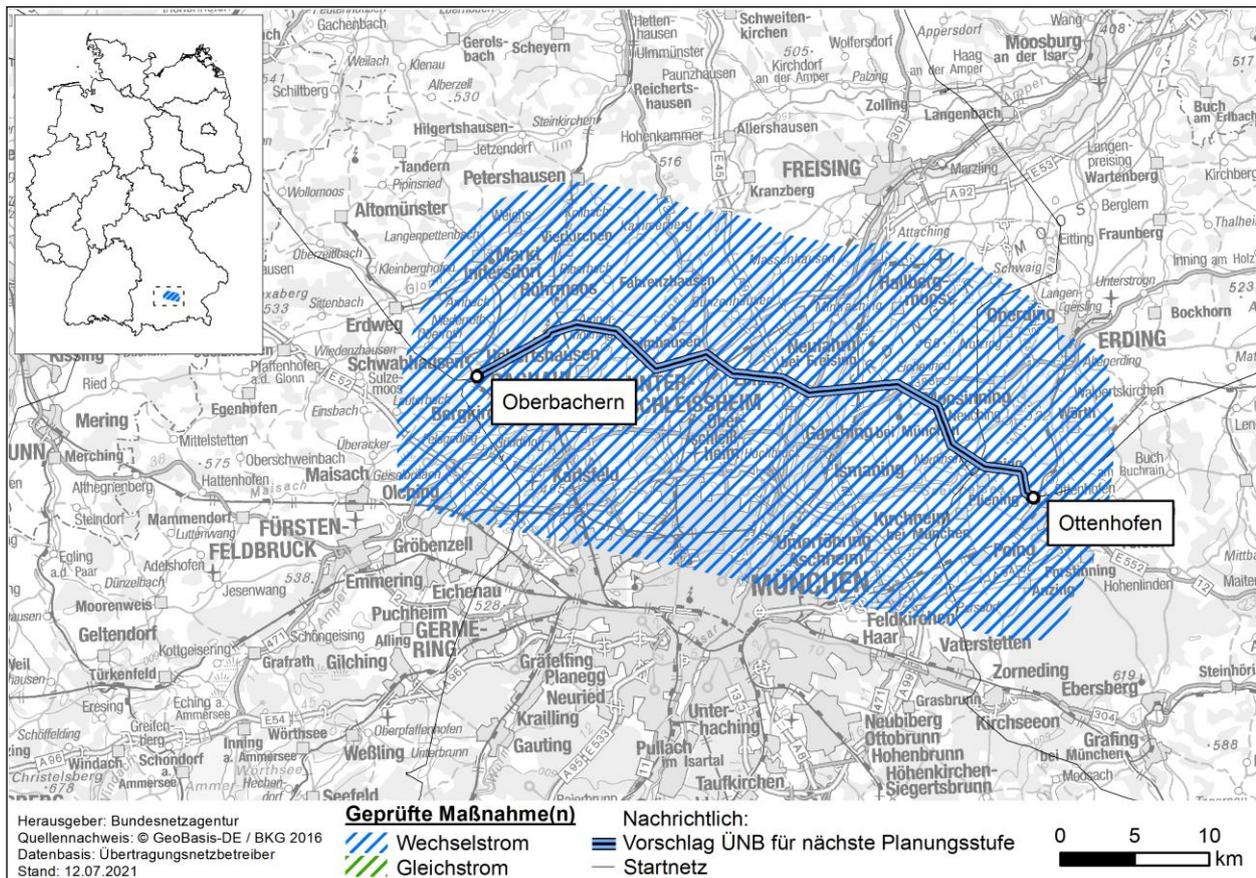
Wohlfahrt: positiver Wert entspricht Verbesserung

Redispatch: positiver Wert entspricht Reduzierung der Redispatchkosten, also Verbesserung

Kosten Netzverluste: mit stündlichen regionalen Preisen bewertete Netzverluste, positiver Wert entspricht Verschlechterung

Klimafolgekosten: positiver Wert entspricht Verschlechterung

P222: Netzverstärkung Oberbachern – Ottenhofen



Das Projekt P222 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns von Ottenhofen nach Oberbachern, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M461: Oberbachern – Ottenhofen

Die Maßnahme M461 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M461 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2024 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 47 seit 2015 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die bestehenden 380 kV-Leitungen zwischen Oberbachern und Ottenhofen sollen durch Neubau in bestehender Trasse 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 Maßnahmen die Schaltanlagen in Ottenhofen und Oberbachern verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Oberbachern und Ottenhofen im Szenario C 2035 mit bis zu 170 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis zwischen Oberbachern und Ottenhofen nur noch mit bis zu 110 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 206 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M461 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 69 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit je 1948 MW für die beiden neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 (erneut) für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

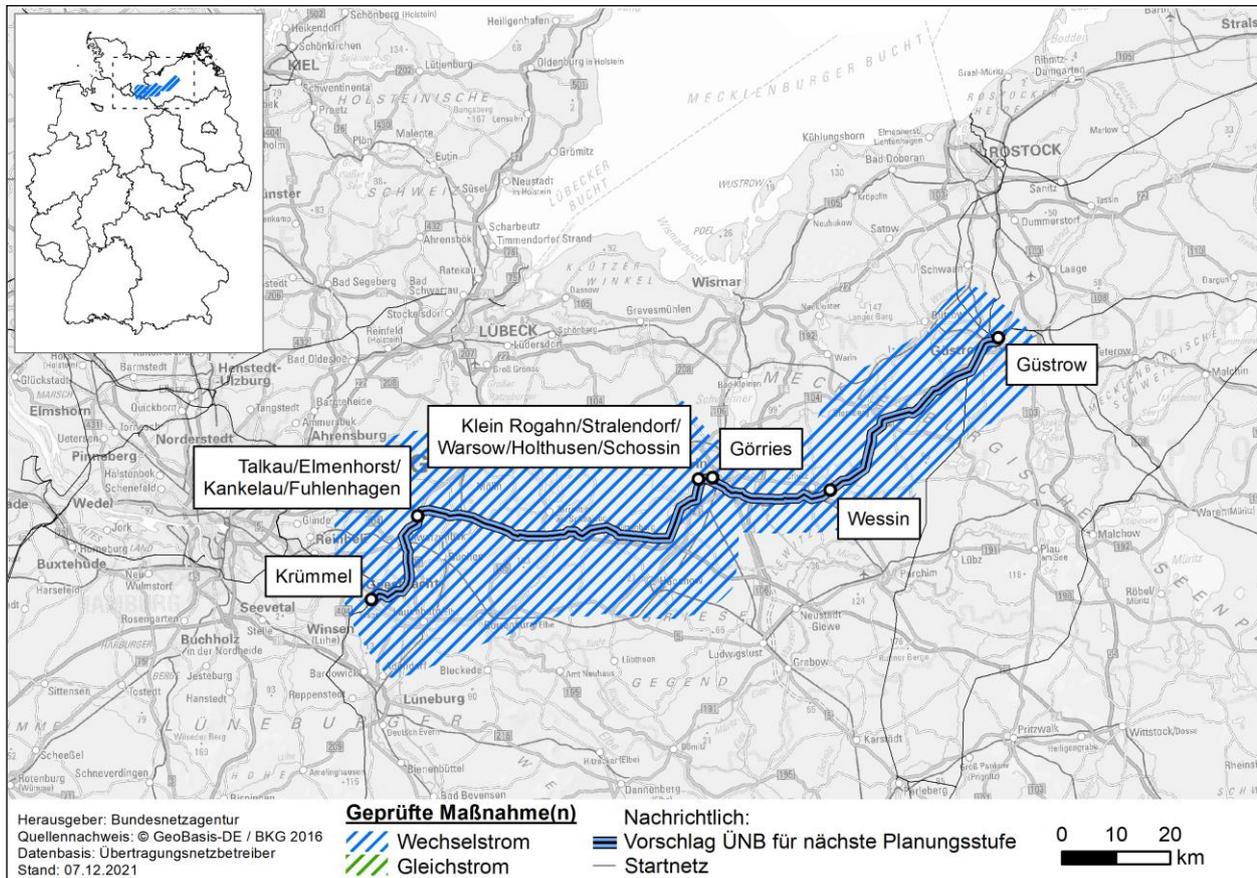
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen 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

	P222	M461
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-206 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3896 MW
Auslastung	Durchschnitt	19 %
	Maximum	69 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	49 km
	Ausbau	-
Bestätigungsfähig		ja
Vorhabenträger		TenneT

P223: Netzverstärkung Güstrow – Wessin – Görries – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen – Krümmel



Das Projekt P223 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M462a: Güstrow – Wessin – Görries – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen – Krümmel

Die Maßnahme M462a wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M462a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2025 beantragt.

Durch Umbeseilung soll die Leitung von Güstrow über Wessin, Görries, den Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin und den Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen nach Krümmel auf 4000 A ertüchtigt werden. Die Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen soll im Zuge der Umsetzung des geänderten Projekts P84 errichtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Görries, Wessin und Güstrow verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen der zu errichtenden Anlage im Suchraum der Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin und der Schaltanlage im Suchraum der Gemeinden Talkau/Elmenhorst/Kankelau/Fuhlenhagen mit bis zu 112 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 102 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 108 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M462a als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 38 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit je 1910 MW für die beiden neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

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

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag führte aus, dass mit den Projekten P84, P113, P223 und P227 vier Doppelleitungen zur Station Krümmel errichtet oder verstärkt würden. Zusätzlich dazu, dass den sechs aus dem Norden in Krümmel ankommenden 380 kV-Stromkreisen nur vier nach Süden und Osten abgehende 380 kV-Stromkreise gegenüberstünden, würden sich auch die Impedanzen derart verringern, dass die verstärkten Leitungen von Krümmel nach Klein Rogahn und Wahle zukünftig neue Engpässe darstellen würden. Es sei deshalb möglicherweise sinnvoller auf die Leitungsmaßnahmen zu verzichten und die Offshore-Windenergie in Wasserstoff umzuwandeln.

Ein Abgleich theoretisch möglicher maximal zulässiger Stromgrenzwerte oder das Zählen von 380 kV-Stromkreisen ist gerade im vermaschten Übertragungsnetz nicht zielführend, da sich der Stromfluss und damit die Auslastung der Leitungen gemäß physikalischer Gesetzmäßigkeiten ergibt. Auch aus diesem Grund führt die Bundesnetzagentur eigene Netzberechnungen durch. Diese zeigen Überlastungen im Großraum Hamburg, die mit der Gesamtheit der genannten Projekte P84, P113, P223 und P223 deutlich reduziert werden können. Eine regionale Erhöhung der Wasserstoffproduktion, um Engpässe zu vermeiden ist insofern nicht zielführend, als die Stromnachfrage im Süden weiterhin gedeckt werden muss.

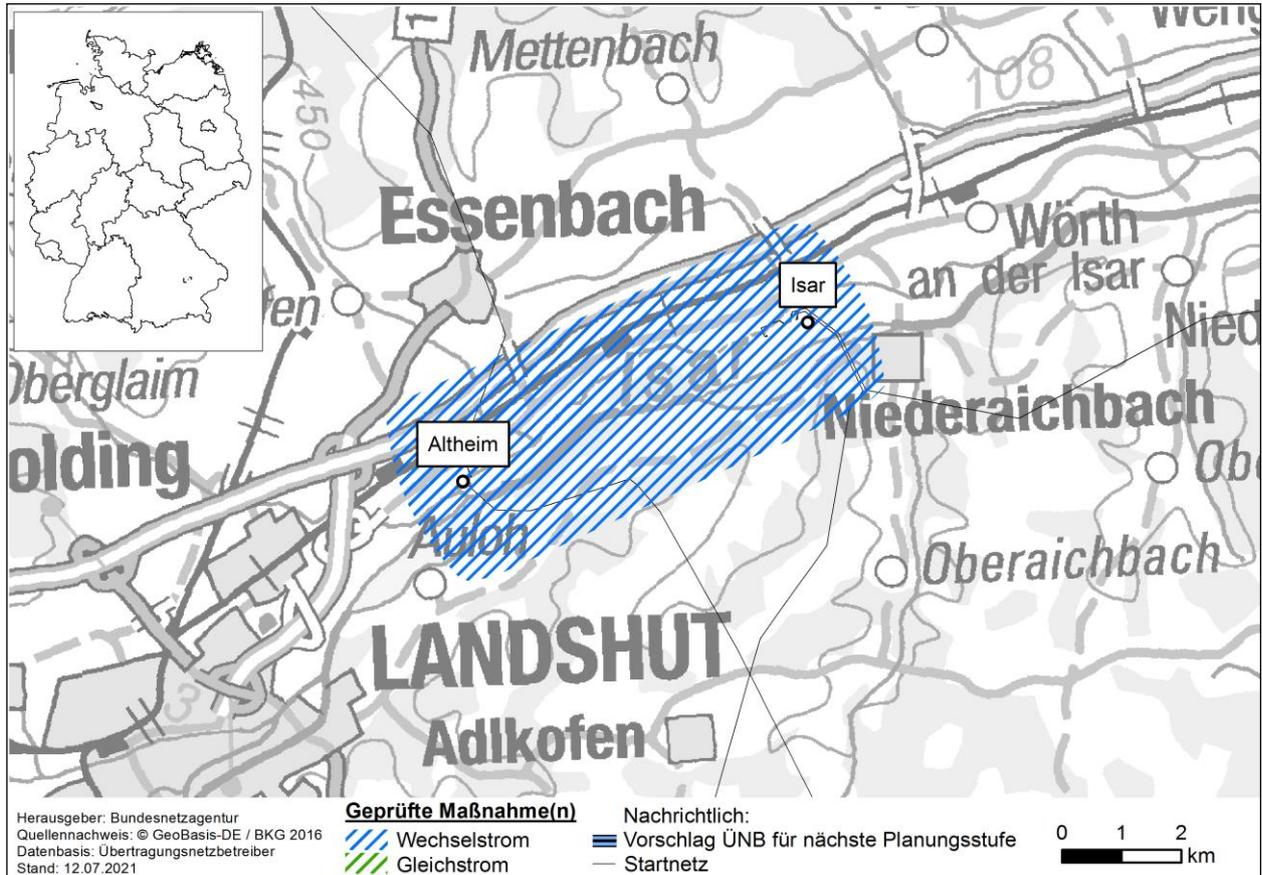
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P223		M462a
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-108 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3820 MW
Auslastung	Durchschnitt	7 %
	Maximum	38 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	147 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz

P225: Netzverstärkung Altheim – Isar



Das Projekt P225 dient der Verstärkung des bestehenden Drehstromnetzes zwischen Alheim und Isar, um die zusätzlichen Leistungsflüsse durch den südlichen Konverterstandort der Südostlink-Erweiterung in Isar aufnehmen zu können.

M464a: Alheim – Isar

Die Maßnahme M464a wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M464a wurde erstmals im NEP 2019-2030 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt. Die Bundesnetzagentur betonte in der Bestätigung des NEP 2019-2030, dass die Maßnahme M464a zu realisieren sei, um den Nutzen der Südostlink-Erweiterung DC20 zu heben.

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 Alheim 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

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise ein Stromkreis zwischen Isar und Ottenhofen im Szenario C 2035 mit bis zu 157 % belastet, wenn ein Stromkreis zwischen Altheim und Isar ausfällt. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis in diesem Fall nur noch mit bis zu 96 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um in Summe bis zu ca. 96 GWh und trägt damit erheblich dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M464a als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 63 %. Der maximale Wirkleistungsfluss im Szenario C 2035 beträgt ca. je 1197 MW für die drei neuen Stromkreise und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen/Konsultation

Unter anderem im Rahmen der Konsultation wurde als Alternative zum Projekt P225 eine Verschiebung des Endpunkts der P53 von Altheim nach Isar angeregt. Diese Verschiebung bei gleichzeitigem Verzicht auf das Projekt P225 erhöht jedoch nach den Berechnungen der Bundesnetzagentur die Überlastungen im deutschen Übertragungsnetz. Insofern ist die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Variante netztechnisch besser. Darüber hinaus müsste bei einem Verschwenken des Projekts P53 nach Isar das Umspannwerk Altheim weiterhin ausreichend sicher an das Übertragungsnetz angebunden werden. Dies ist sowohl für die Versorgungssicherheit der Region als auch für die sichere Integration der PV-Leistung in der Region von großer Bedeutung. Das Verschwenken der „Juraleitung“ führt jedoch dazu, dass diese sichere Anbindung an das Übertragungsnetz nicht mehr gewährleistet wäre. So würde beispielsweise bei einem Mastumbruch südlich von Altheim ein Blackout der Region drohen. Um dieses Problem zu vermeiden, müsste gegebenenfalls eine neue Leitung von Isar nach Altheim geführt werden, so dass schon dafür eine Maßnahme vergleichbar zum Projekt P225 notwendig wäre.

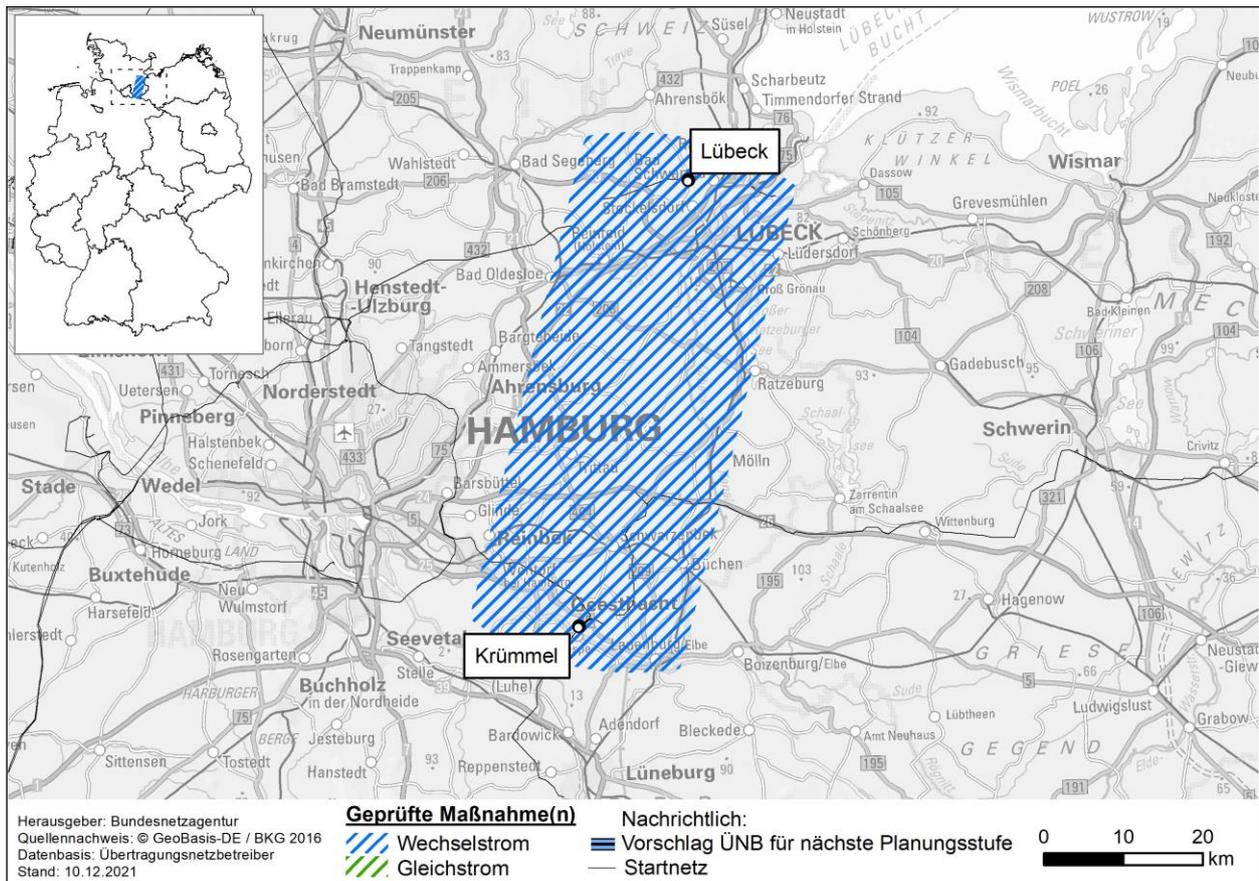
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen 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

P225		M464a
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-96 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3591 MW
Auslastung	Durchschnitt	20 %
	Maximum	63 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	8 km
Bestätigungsfähig		ja
Vorhabenträger		TenneT

P227: Netzausbau Lübeck/West – Krümmel



Das Projekt P227 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins und schafft eine zusätzliche, leistungsfähige Verbindung in Richtung Süden, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M468: Lübeck/West – Krümmel

Die Maßnahme M468 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M468 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2017-2030 beantragt.

Durch Neubau in neuer Trasse soll mit einer 380 kV-Doppelleitung eine neue Verbindung von Lübeck/West nach Krümmel erfolgen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme die Schaltanlagen in Lübeck/West und Krümmel verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Kreis Segeberg und Hamburg/Nord

mit bis zu 207 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 119 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 1815 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M468 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 58 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit je 1664 MW für die beiden neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Die von den Übertragungsnetzbetreibern erwähnte Verschiebung des Endpunkts der Leitung von Krümmel nach Klein Rogahn oder Görries wurde untersucht. Es zeigte sich, dass beide östlicher gelegenen Endpunkte das Übertragungsnetz insgesamt deutlich schlechter entlasten würden als Krümmel. Die beiden alternativen Endpunkte werden deshalb als Alternative verworfen. Die HGÜ-Maßnahme DC31 Suchraum Heide – Klein Rogahn ist keine Alternative, sondern wird zusätzlich zur Maßnahme M468 benötigt.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag führte aus, dass mit den Projekten P84, P113, P223 und P227 vier Doppelleitungen zur Station Krümmel errichtet oder verstärkt würden. Zusätzlich dazu, dass den sechs aus dem Norden in Krümmel ankommenden 380 kV-Stromkreisen nur vier nach Süden und Osten abgehende 380 kV-Stromkreisen gegenüberständen, würden sich auch die Impedanzen derart verringern, so dass die verstärkten Leitungen von Krümmel nach Klein Rogahn und Wahle zukünftig neue Engpässe darstellen würden. Es sei deshalb möglicherweise sinnvoller auf die Leitungsmaßnahmen zu verzichten und die Offshore-Windenergie in Wasserstoff umzuwandeln.

Ein Abgleich theoretisch möglicher maximal zulässiger Stromgrenzwerte oder das Zählen von 380 kV-Stromkreisen ist gerade im vermaschten Übertragungsnetz nicht zielführend, da sich der Stromfluss und damit die Auslastung der Leitungen gemäß physikalischer Gesetzmäßigkeiten ergibt. Auch aus diesem Grund führt die Bundesnetzagentur deshalb eigene Netzberechnungen durch. Die durchgeführten Netzberechnungen der Bundesnetzagentur zeigen Überlastungen im Großraum Hamburg, die nur mit der Gesamtheit der genannten Projekte P84, P113, P223 und P227 deutlich reduziert werden können. Eine regionale Erhöhung der Wasserstoffproduktion, um Engpässe zu vermeiden, ist insofern nicht zielführend, dass die Stromnachfrage im Süden weiterhin gedeckt werden muss, und ein Transport des Wasserstoffs nach Süden, um ihn dort wieder in Strom umzuwandeln, wirtschaftlich wesentlich schlechter ist.

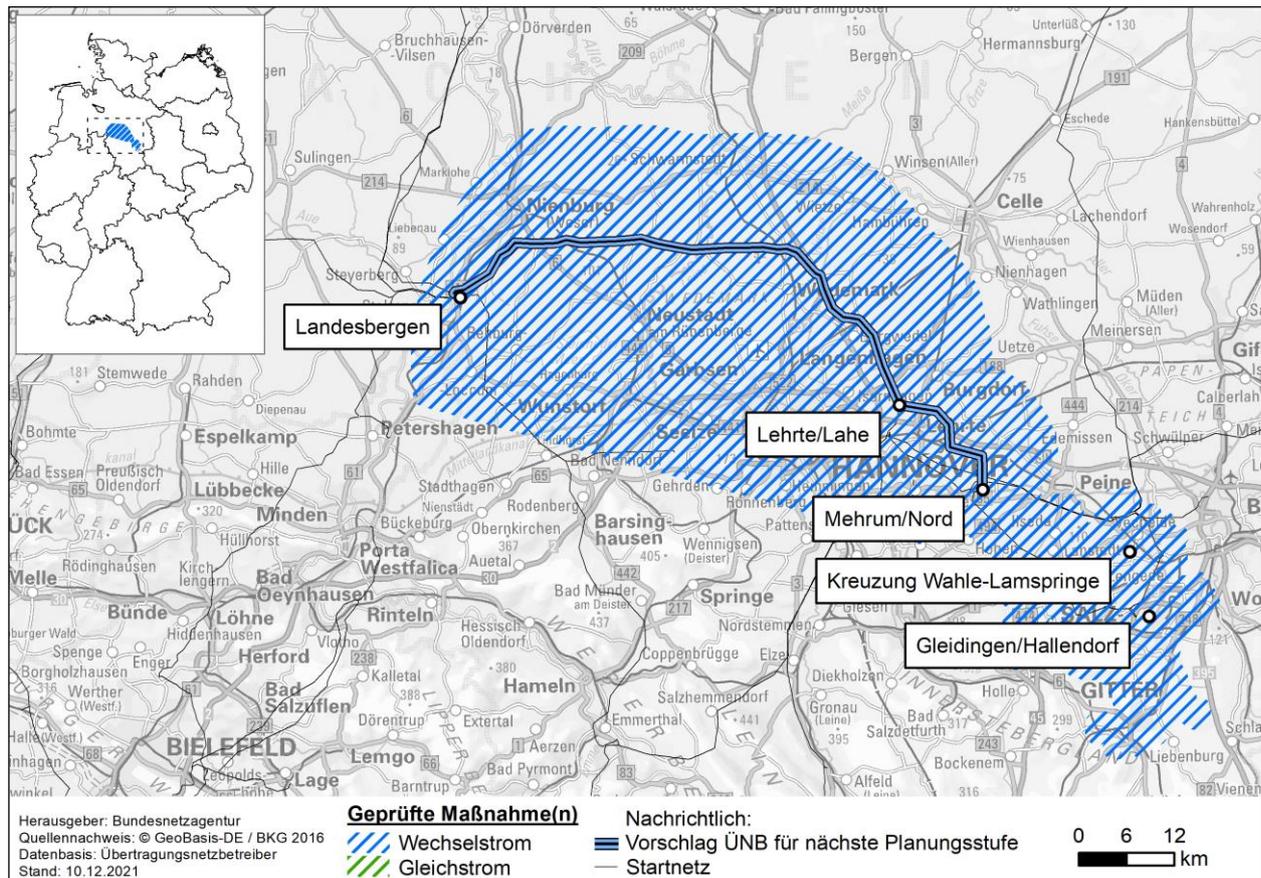
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich, insbesondere auch schon in den Szenarien für das Jahr 2035. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P227		M468
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-1815 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3328 MW
Auslastung	Durchschnitt	19 %
	Maximum	58 %
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	80 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

P228: Netzverstärkung Landesbergen – Gleidingen/Hallendorf



Das Projekt P228 erhöht die Übertragungskapazität in Niedersachsen.

M469a: Landesbergen – Lehrte/Lahe – Mehrum/Nord

M799: Mehrum/Nord – Kreuzung Wahle-Lamspringe

M800: Kreuzung Wahle-Lamspringe – Gleidingen/Hallendorf

Die Maßnahmen M469a, M799 und M800 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 M799 und M800 waren bisher Teil der Maßnahme M24b des Projektes P33 und damit als Teil des Vorhabens 10 im Bundesbedarfsplangesetz.

Im Rahmen der Maßnahme M469a ist die Ablösung der vorhandenen 220 kV-Leitung zwischen Landesbergen und Wahle durch eine neue 380 kV-Leitung mit zwei Stromkreisen mit einer Stromtragfähigkeit von je 4000 A von Landesbergen über Lehrte/Lahe nach Mehrum/Nord vorgesehen (Netzverstärkung). Weiterhin sehen die Maßnahme M799 und M800 eine Ablösung der bestehenden 220 kV-Leitung zwischen Mehrum und Hallendorf/Gleidingen durch eine 380 kV-Leitung mit zwei Stromkreisen und einer Stromtragfähigkeit von 4000 A vor. Zusätzlich soll eine neue Schaltanlage am Kreuzungspunkt (Suchraum der Gemeinden

Vechede/Ilsede/Söhlde/Lengede) der Maßnahme M800 und dem EnLAG-Vorhaben 6 (Wahle – Mecklar) errichtet werden, in welche beide Leitungen eingeschliffen werden sollen (Netzausbau).

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass die bestehende Schaltanlage in Landesbergen sowie die im Rahmen von TTG-P115 neu zu errichtende 380 kV-Schaltanlage Mehrum/Nord zu erweitern sei (Netzverstärkung). Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Darüber hinaus sei in Lehrte/Lahe (Suchraum Stadt Lehrte) eine neue 380 kV-Schaltanlage mit drei 380/110 kV-Transformatoren sowie zwei 380/220 kV-Transformatoren zu errichten, an welche die 110 kV-Schaltanlage Lehrte des Verteilernetzbetreibers Avacon sowie die 220 kV-Schaltanlage Lahe des Verteilernetzbetreibers Enercity in geeigneter Weise angeschlossen werden müssten. Dies ist aufgrund der Spannungsumstellung notwendig. Wie dies im Detail umgesetzt wird, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Das Projekt steht im Zusammenhang mit dem Projekt P33 M24b. Nach Inbetriebnahme von P228 und P33 M24b kann die bestehende 220 kV-Infrastruktur der TenneT TSO GmbH zwischen Landesbergen und Wahle mit Ausnahme der 220 kV-Leitung von Wahle nach Braunschweig zurückgebaut werden. Eine mögliche Nutzung als 110 kV-Leitungen durch den örtlichen Verteilernetzbetreiber könnte vorbehaltlich weiterer Festlegungen im Genehmigungsverfahren geprüft werden.

Aus genehmigungsrechtlichen Gründen haben die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahmen M799, M800 und M24b angepasst. Aus netztechnischer Sicht ergeben sich aus diesen veränderten Maßnahmenschnitte der beiden Projekte P33 und P228 keine Unterschiede.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Wahle und Lamspringe mit bis zu 128 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahmen ist dieser Stromkreis nur noch mit bis zu 73 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu ca. 1240 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen als erforderlich. Die maximale Auslastung im (n-0)-Fall liegt immer noch bei ca. 49 %. Dies entspricht einem Leistungsfluss von 1390 MW pro Stromkreis und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

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 Prüfung von Alternativen aufdrängen würde. Der geänderte Maßnahmenschnitt im Zusammenhang mit der der P33 hat insofern keine Auswirkung, dass das Projekt P33 ebenfalls schon im Bundesbedarfsplangesetz enthalten ist.

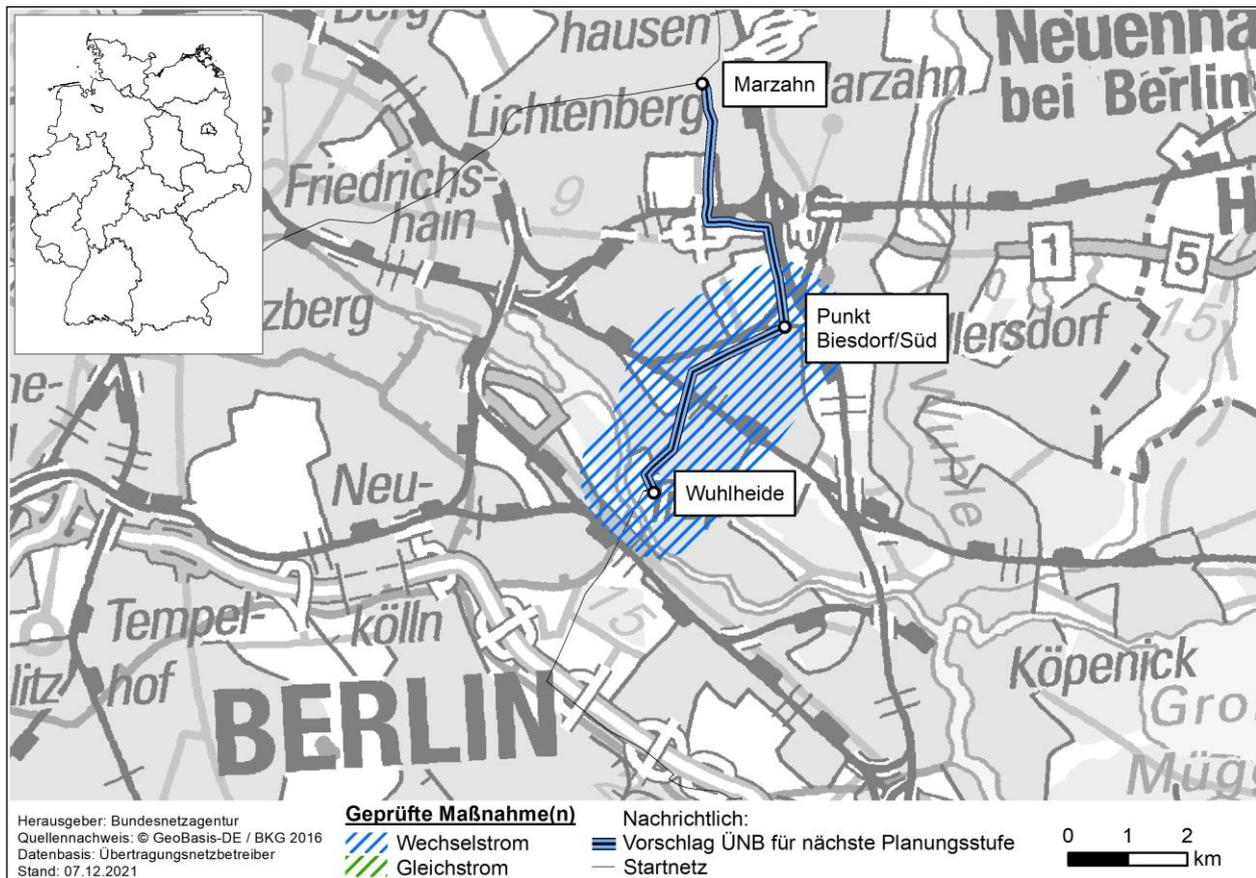
Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei. Die Bundesnetzagentur übernimmt die geänderten Maßnahmenzuschnitte der Projekte P33 und P228, da sich keine elektrotechnischen Änderungen ergeben.

Auf einen Blick

P228		M469a/M799/M800
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-1240 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2780 MW
Auslastung	Durchschnitt	15 %
	Maximum	49 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	138 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		TenneT

P252: Netzverstärkung Marzahn – Wuhlheide



Das Projekt P252 erhöht die Versorgungssicherheit Berlins.

M534a: (Marzahn –) Punkt Biesdorf/Süd – Wuhlheide

Die Maßnahme M534a wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M534a wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

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.

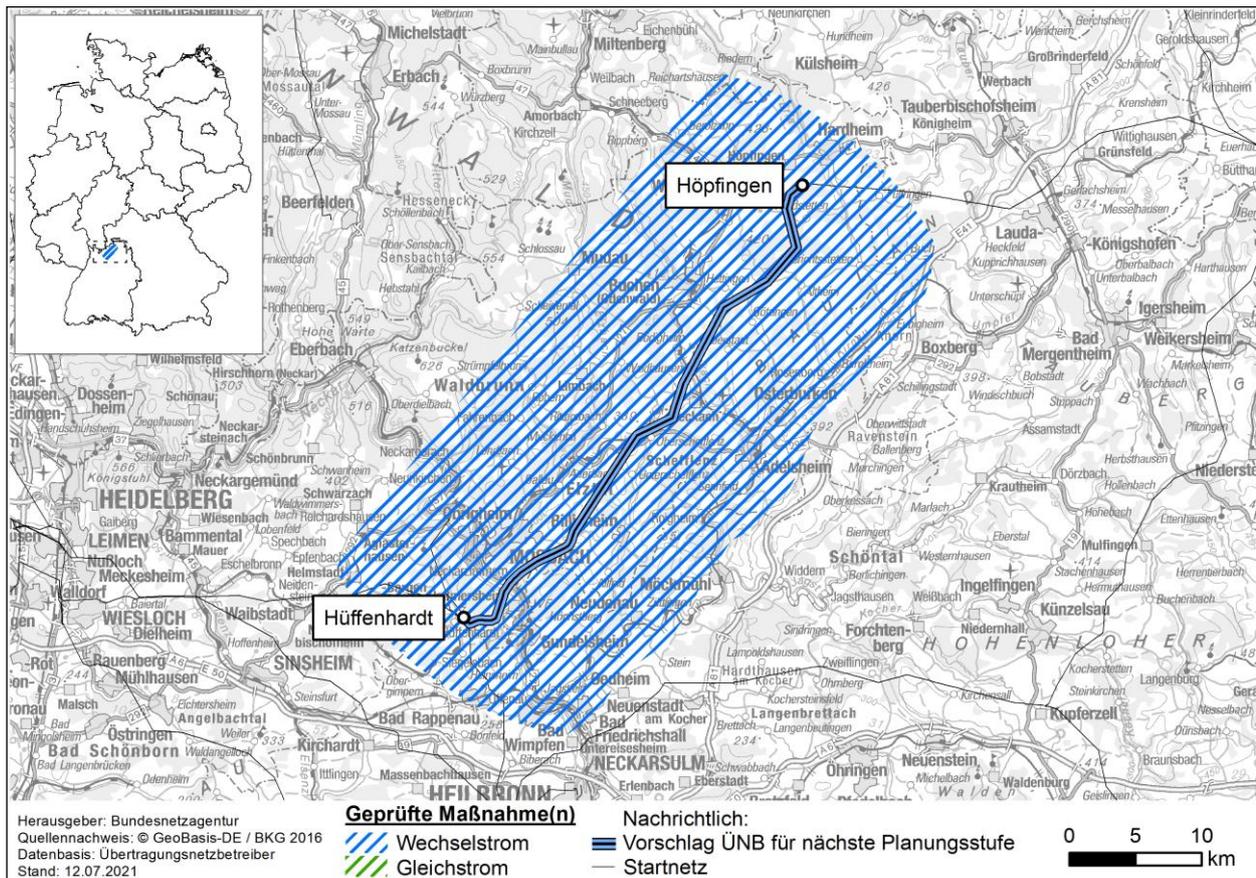
Bewertung

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

P252	M534a
NOVA	V
Trassenlänge	4 km
bestätigt	ja
Vorhabenträger	50Hertz

P302: Netzverstärkung zwischen Höpfingen und Hüffenhardt



Das Projekt P302 erhöht die Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

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.

Bisher existiert nur ein 380 kV-Stromkreis zwischen Höpfingen nach 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 müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der bestehende Stromkreis zwischen Höpfingen und Hüffenhardt mit bis zu 104 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist dieser Stromkreis zwischen Höpfingen und Hüffenhardt nur noch mit bis zu 89 % ausgelastet.

Die Maßnahme M511 wird nicht nur mit der Vermeidung einer (n-1)-Verletzung im Übertragungsnetz selbst begründet, sondern soll auch Überlastungen, die im unterlagerten 110 kV-Netz zwischen Höpfingen und Hüffenhardt auftreten, vorbeugen. Die Bundesnetzagentur hat im NEP 2019-2030 die Wirksamkeit der Maßnahme deshalb mithilfe eines integrierten Netzdatensatzes überprüft, der die relevante 110 kV-Netzgruppe der Netze BW GmbH enthält.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 43 GWh und trägt damit dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M511 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 47 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit 1210 MW für das neue System in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 wiederholt für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

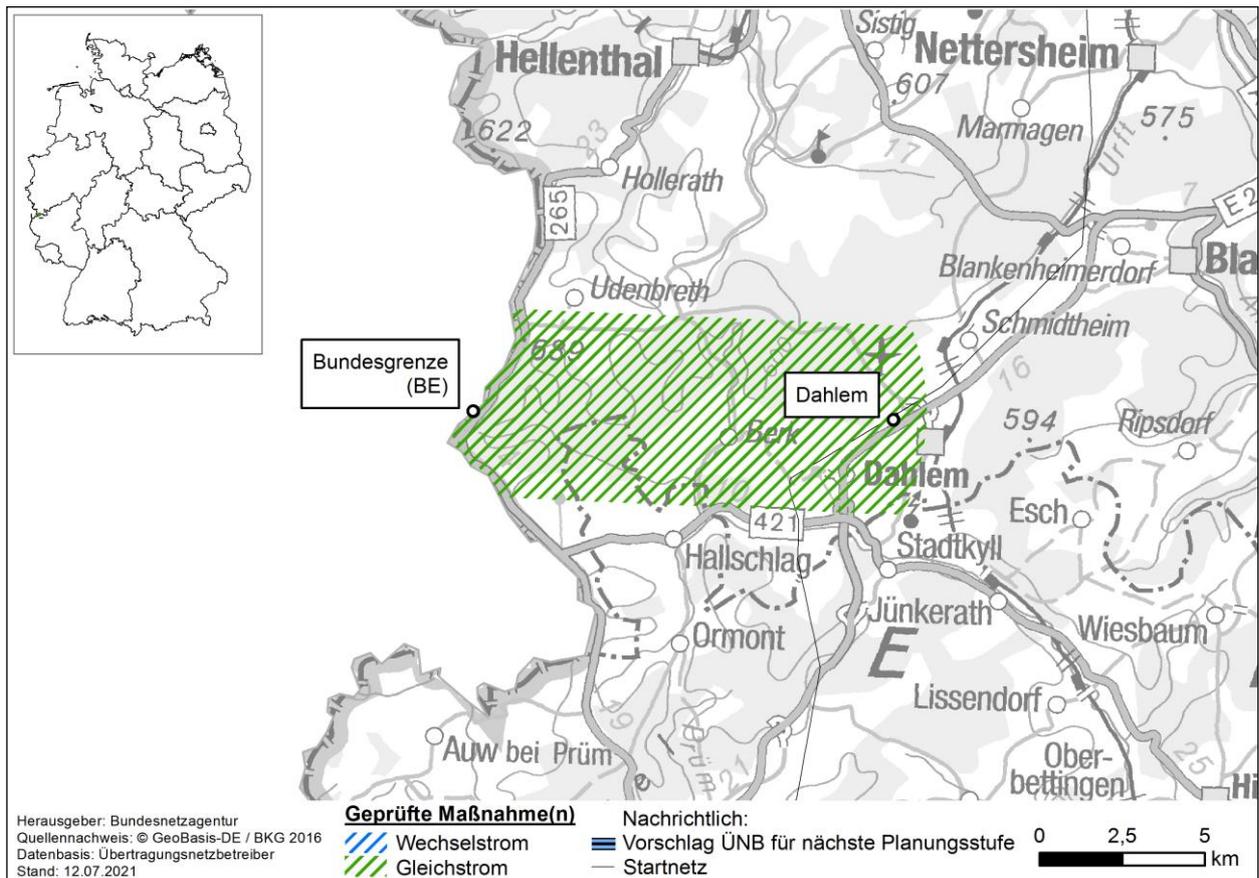
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P302		M511
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-43 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	1210 MW
Auslastung	Durchschnitt	11 %
	Maximum	47 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	46 km
	Ausbau	-
Bestätigt		ja
Vorhabenträger		TransnetBW

P313: Zweiter Interkonnektor Deutschland – Belgien



Das Projekt P313 mit der Maßnahme M488 ist eine zusätzliche Verbindung zum Austausch von Strom zwischen Belgien und Deutschland. Das Projekt soll gemeinsam mit dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia betrieben werden.

M488: Dahlem – Bundesgrenze (BE)

Die Maßnahme M488 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M488 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt, jedoch nicht bestätigt. Das Projekt P313 ist als Nr. 225 Teil des TYNDP 2020.

Die Maßnahme M488 ist als HGÜ-Verbindung zwischen den bestehenden 380 kV-Anlagen in Dahlem im Kreis Euskirchen und Gramme (Belgien) geplant. Dafür ist der Neubau von zwei Konverterstationen an beiden Endpunkten erforderlich, um Drehstrom in Gleichstrom und umgekehrt wandeln zu können. Die Übertragungskapazität soll 1 GW betragen.

Die finalen Netzverknüpfungspunkte hängen laut Übertragungsnetzbetreiber maßgeblich von der Trassenrealisierbarkeit sowie dem Untersuchungsergebnis der laufenden Abstimmungen mit dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber ab. Am Netzverknüpfungspunkt ist eine neue 380 kV-Anlage zu errichten und an

die 380 kV-Stromkreise zwischen Oberzier und Niederstedem anzuschließen, oder die bestehende 380 kV-Anlage in Dahlem neu zu errichten (Netzausbau).

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag sprach sich aufgrund des zu erwartenden belgischen Ausstiegs aus der Kernenergie dafür aus, das Projekt zeitnah zu realisieren und die Trasse aufgrund der auf deutscher Seite alleinigen Betroffenheit Nordrhein-Westfalens in Landesverantwortung zu belassen.

Das Projekt P313 ist bisher nicht im Bundesbedarfsplangesetz aufgeführt, wo zugleich über die Zuständigkeit für die weitere Umsetzung entschieden wird.

Bewertung

Da es sich um eine grenzüberschreitende Maßnahme handelt, wird sie entsprechend den Vorgaben des Szenariorahmens einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen (vgl. I B 7.8).

Die Maßnahme M488 führt sowohl im Szenario C 2035 als auch im Langfristszenario B 2040 zu positiven Wohlfahrtseffekten für die Netzkunden. Außerdem trägt die grenzüberschreitende Maßnahme in beiden Szenarien dazu bei CO₂-Emissionen zu vermeiden. Ihr Gesamtnutzen, inklusive der Kosten über einen Zeitraum von 40 Jahren, liegt im Szenario B 2035 bei 4894 Mio. € und in B 2040 bei 5213 Mio. €. Der Gesamtnutzen ist somit in beiden Szenarien positiv.

Auf einen Blick

P313 M488	Wohlfahrt [Mio. €/Jahr]	Kosten Netzverluste [Mio. €/Jahr]	Klimafolge- kosten [Mio. €/Jahr]	CAPEX [Mio. €]	OPEX [Mio. €/Jahr]
Marktsimulation Deutschland	58		-82		
- davon Konsumentenrente	320				
- davon Produzentenrente	-207				
- davon Engpassrente	-56				
Redispatch	-6		2		
Gesamt	52,0	4,0	-80,0	180,0	1,4
Gesamtnutzen über 40 Jahre [Mio. €]					4894,3
Vorhabenträger	Amprion				

Wohlfahrt: positiver Wert entspricht Verbesserung

Redispatch: positiver Wert entspricht Reduzierung der Redispatchkosten, also Verbesserung

Kosten Netzverluste: mit stündlichen regionalen Preisen bewertete Netzverluste, positiver Wert entspricht Verschlechterung

Klimafolgekosten: positiver Wert entspricht Verschlechterung

P314: Leistungsflusssteuerung zwischen Uchtelfangen und Vigy

Das Projekt P314 steuert Leistungsflüsse, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse innerhalb Deutschlands optimiert zu nutzen.

M489: Phasenschiebertransformatoren in Ensdorf

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 Ensdorf werden zwei Phasenschiebertransformatoren aufgestellt, um die Leistungsflüsse in Richtung Vigy steuern zu können.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Uchtelfangen und Ensdorf im Szenario C 2035 mit bis zu 128 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 100 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 793 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

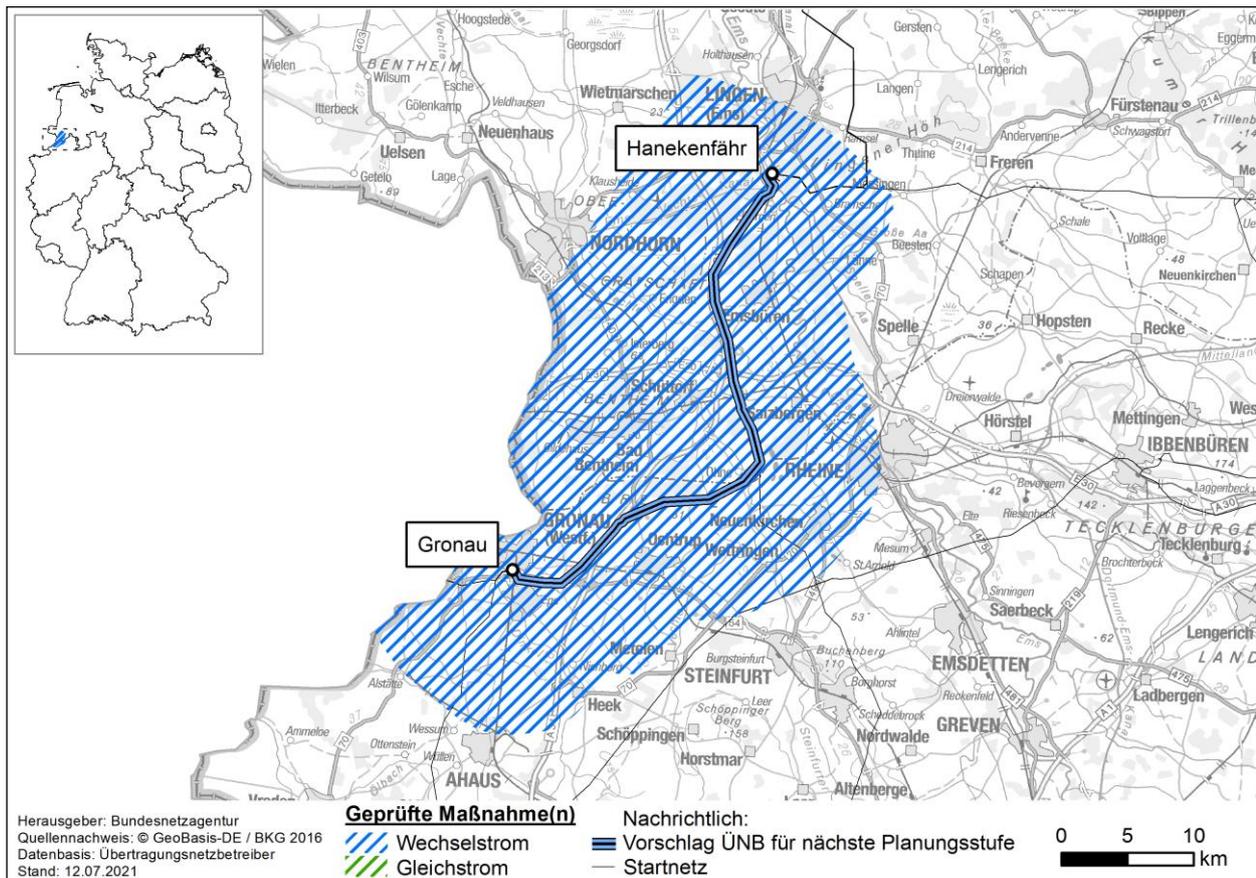
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P314	M489
Wirksamkeit	ja
Überlastungsindex	-793 GWh
NOVA	O
bestätigt	ja
Vorhabenträger	Amprion

P315: Netzausbau Hanekenfähr – Gronau



Das Projekt P315 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M491: Hanekenfähr – Gronau

Die Maßnahme M491 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M491 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2025 beantragt und im NEP 2017-2030 erstmals bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 63 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

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 müssen. Dadurch müssen 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

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Gronau und Hanekenfähr mit bis zu 178 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Gronau und Hanekenfähr nur noch mit bis zu 104 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 1136 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M491 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 84 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit 4439 MW für zwei neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 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 zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

	P315	M491
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-1136 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	4439 MW
Auslastung	Durchschnitt	30 %
	Maximum	84 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	94 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P327: Leistungsflusssteuerung in der Region Siegerland

Das Projekt P327 steuert Leistungsflüsse, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse innerhalb Deutschlands optimiert zu nutzen.

M522: Leistungsflusssteuerndes Betriebsmittel in der Region Siegerland

Die Maßnahme M522 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M522 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2017-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Am Standort Dauersberg werden Phasenschiebertransformatoren aufgestellt, um die Leistungsflüsse in Richtung Kruckel steuern zu können.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Kruckel und Witten im Szenario C 2035 mit bis zu 131 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 117 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 48 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

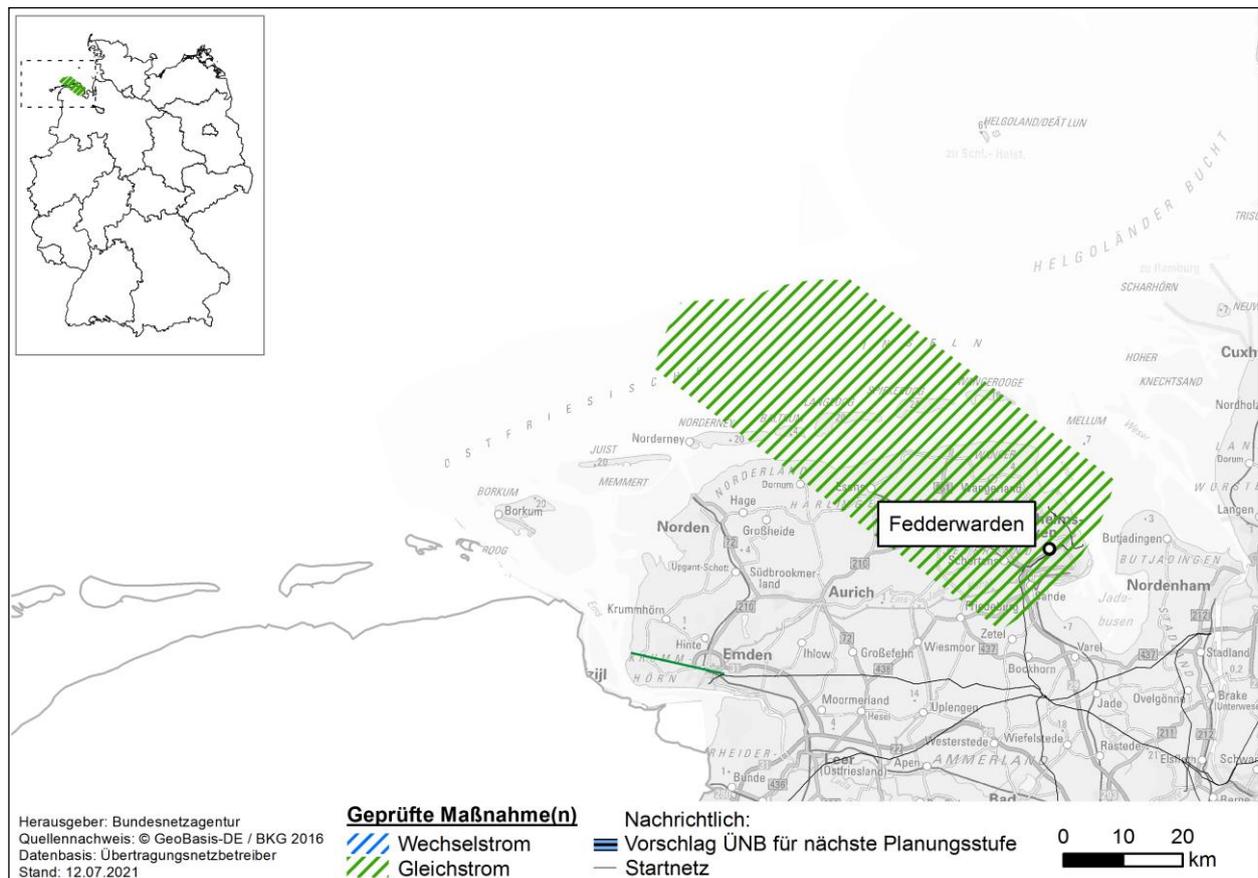
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P327	M522
Wirksamkeit	ja
Überlastungsindex	-48 GWh
NOVA	0
bestätigt	ja
Vorhabenträger	Amprion

P328: DC-Netzausbau: Errichtung eines DC-Interkonnectors zwischen Deutschland und Großbritannien (NeuConnect)



Das Projekt P328 mit der Maßnahme M534 ist ein geplanter HGÜ-Interkonnectorkabel zwischen Deutschland und Großbritannien, der die beiden Länder erstmalig direkt miteinander verbinden soll.

M534: Fedderwarden - Großbritannien

Die Maßnahme M534 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M534 wurde von einem Drittvorhabenträger erstmals als Projekt 309 in den TYNDP 2018 eingebracht und war dort in der finalen Version enthalten. Von den Übertragungsnetzbetreibern wurde sie daraufhin erstmals im NEP 2019-2030 aufgeführt und bei der Prüfung durch die Bundesnetzagentur aufgrund des nachgewiesenen positiven Nutzens bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 70 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Durch Neubau eines HGÜ-Seekabel-Systems zwischen dem Netzverknüpfungspunkt Fedderwarden und der Isle of Grain sollen das deutsche und das britische Übertragungsnetz miteinander gekoppelt und die Marktgebiete erstmals direkt miteinander verbunden werden. Die Kapazität des Systems wird mit 1400 MW angegeben.

Die Übertragungsnetzbetreiber nennen im NEP eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme in 2025, wobei der Vorhabenträger im Projektdatenblatt des TYNDP 2020 noch von 2023/24 ausgeht. Die Übertragungsnetzbetreiber sind jedoch bei der Realisierung des Projekts bis auf die Herstellung des Anschlusses an das deutsche Übertragungsnetz nicht involviert.

Bewertung

Da es sich um eine grenzüberschreitende Maßnahme handelt, wird sie entsprechend den Vorgaben des Szenariorahmens einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen (vgl. I B 7.8).

Die Maßnahme M534 führt sowohl im Szenario C 2035 als auch im Langfristszenario B 2040 zu positiven Wohlfahrtseffekten für die Netzkunden. Außerdem trägt sie in beiden Szenarien dazu bei, CO₂-Emissionen zu vermeiden. Ihr Gesamtnutzen inklusive der Kosten über einen Zeitraum von 40 Jahren liegt im Szenario B 2035 bei 14413 Mio. € und im Szenario B 2040 bei 24770 Mio. €. Der Gesamtnutzen ist somit in beiden Szenarien positiv.

Auf einen Blick

	Wohlfahrt [Mio. €/Jahr]	Kosten Netzverluste [Mio. €/Jahr]	Klimafolge- kosten [Mio. €/Jahr]	CAPEX [Mio. €]	OPEX [Mio. €/Jahr]
P328 M534					
Marktsimulation					
Deutschland	285		-48		
- davon					
Konsumentenrente	774				
- davon					
Produzentenrente	-493				
- davon Engpassrente	4				
Redispatch	47	13	-11		
Gesamt	333	13	-59	525	4
Gesamtnutzen über 40					
Jahre [Mio. €]					14413,1
Vorhabenträger					
Dritter					

Wohlfahrt: positiver Wert entspricht Verbesserung

Redispatch: positiver Wert entspricht Reduzierung der Redispatchkosten, also Verbesserung

Kosten Netzverluste: mit stündlichen regionalen Preisen bewertete Netzverluste, positiver Wert entspricht Verschlechterung

Klimafolgekosten: positiver Wert entspricht Verschlechterung

P353: Querregeltransformatoren (PST) in Twistetal

Das Projekt P353 steuert Leistungsflüsse, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse innerhalb Deutschlands optimiert zu nutzen.

M532: Ad-hoc-Maßnahme Querregeltransformatoren in Twistetal

Die Maßnahme M532 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M532 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Am Standort Twistetal werden vier Phasenschiebertransformatoren aufgestellt, um die Leistungsflüsse in Richtung Borken steuern zu können.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Twistetal und Borken im Szenario C 2035 mit bis zu 112 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 104 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 615 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

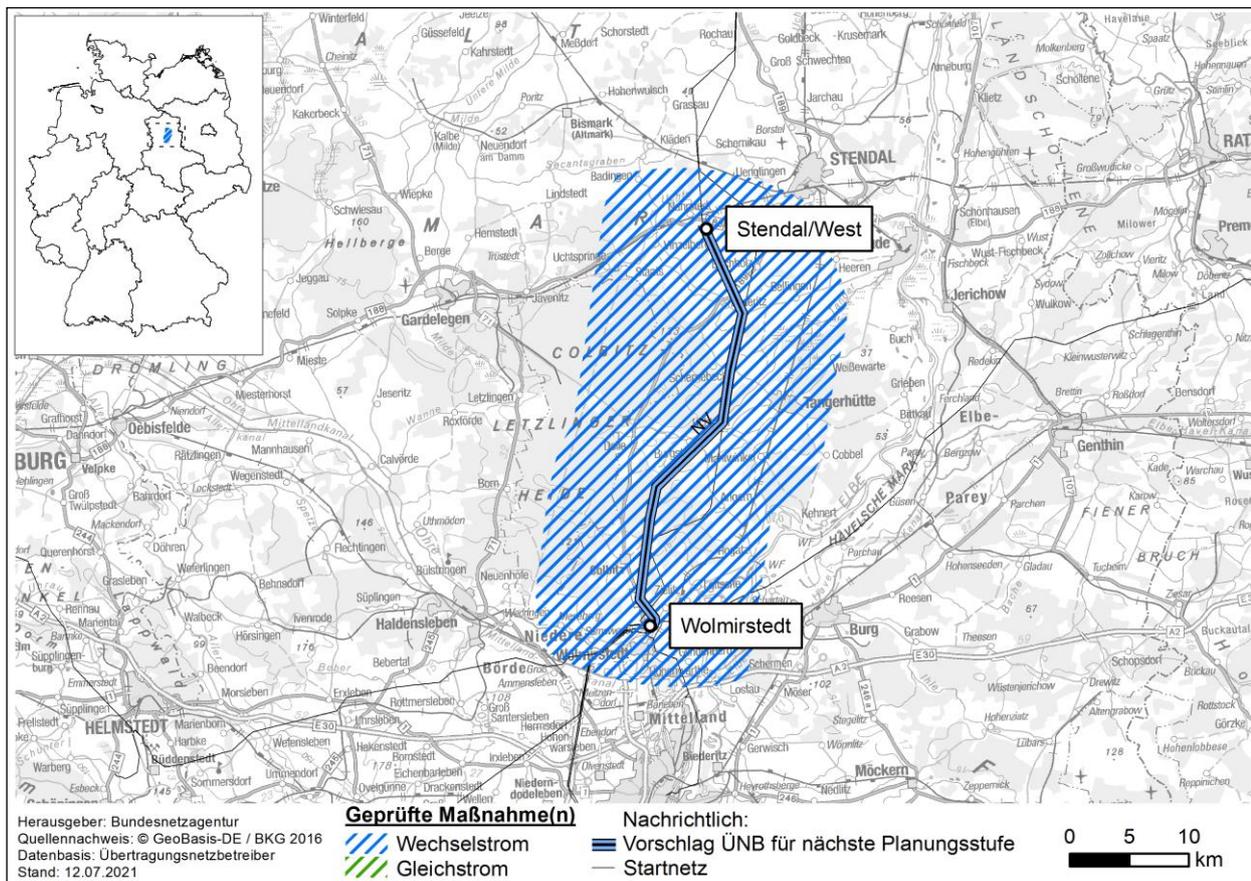
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P353	M532
Wirksamkeit	ja
Überlastungsindex	-615 GWh
NOVA	O
bestätigt	ja
Vorhabenträger	TenneT

P359: Netzverstärkung und -ausbau zwischen Stendal/West und Wolmirstedt



Das Projekt P359 erhöht die Übertragungskapazität in Sachsen-Anhalt.

M571: Stendal/West – Wolmirstedt

Die Maßnahme M571 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M571 wurde erstmals im NEP 2019–2030 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Teil des Vorhabens 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 erhöht werden. Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass in einem ersten Schritt zunächst WAFB umgesetzt werden soll. Dies erscheint grundsätzlich sinnvoll, wird jedoch im NEP nicht geprüft und bestätigt, sondern vorausgesetzt.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Wolmirstedt und Stendal/West mit

bis zu 686 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 89 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 610 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M571 als erforderlich. Die maximale Auslastung im (n-0)-Fall liegt immer noch bei ca. 68 %. Dies entspricht einem Leistungsfluss von 1930 MW pro Stromkreis und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

	P359	M571
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-610 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3860 MW
Auslastung	Durchschnitt	20 %
	Maximum	68 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	67 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz

P360: Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH

Das Projekt umfasst Blindleistungskompensationsanlagen zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Sicherstellung der Spannungsstabilität in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH.

Beschreibung

Das Projekt enthält Drosselspulen an den Standorten Mitte, Malchow, Suchraum Osterburg, Suchraum Schraplau/Obhausen, Suchraum Schwanbeck, Zeitz, Suchraum Delitzsch, Streumen, Altenfeld, Suchraum Ebenheim, Weida, Wolframshausen, Altdöbern, Bertikow, Preilack, Thyrow, Berlin/Südost, Hamburg/Nordost, Bentwisch, Güstrow, Pasewalk, Parchim/Süd, Jessen/Nord, Pulgar, Altöbern, Pulitz/Süd, Altentreptow/Süd und Betzsee/Nord. Weitere Anlagen sind in Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg und Thüringen geplant. Darüber hinaus enthält das Projekt einen weiteren Bedarf an langsam regelnder induktiver Blindleistung in Höhe von 1,2 Gvar für die Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH.

Insgesamt ergibt sich für das Projekt eine aufsummierte statische induktive Blindleistung von 6,3 Gvar.

Darüber hinaus beinhaltet das Projekt mechanisch schaltbare Kondensatorbänke (MSCDN) an den Standorten Altenfeld und Röhrsdorf. Insgesamt ergibt sich für das Projekt eine aufsummierte statische kapazitive Blindleistung von 1,3 Gvar.

Als dritten Punkt beinhaltet das Projekt STATCOM-Anlagen zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung an den Standorten Lauchstädt, Weida, Röhrsdorf, Ragow, Siedenbrünzow, Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz, Neuenhagen, Malchow, Remptendorf, Streumen, Iven, Suchraum Gemeinde Osterburg, Eula, Suchraum Gemeinde Ebenheim, Suchraum Gemeinde Schwanebeck, Reuter, Wolframshausen, Preilack 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 2035 eine aufsummierte dynamische Blindleistung von 6,6 Gvar.

Bewertung

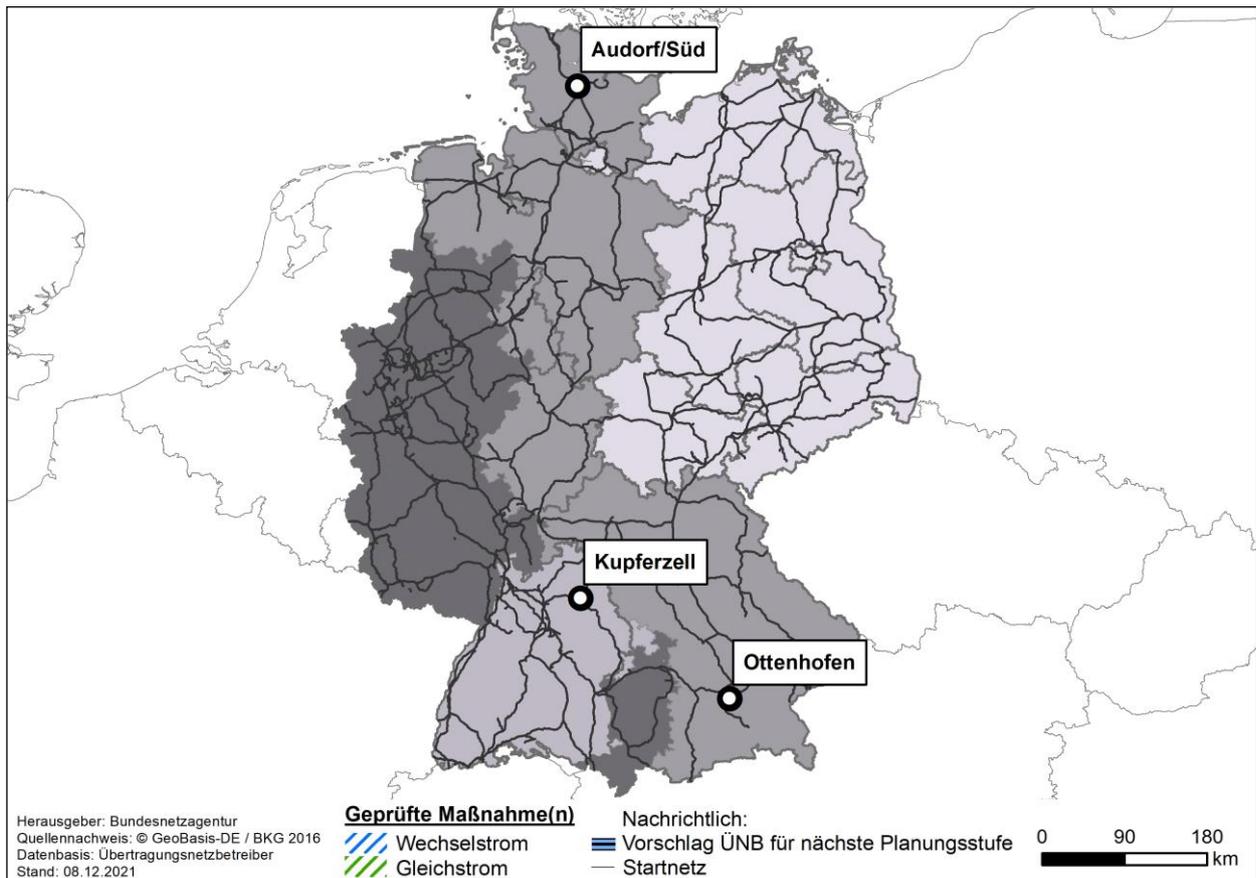
Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung nur die Anlagen berücksichtigt, die bis zum Jahr 2035, dem Zieljahr dieser Bestätigung, beantragt wurden.

Die Bundesnetzagentur bestätigt auf Grundlage der im Abschnitt „Blindleistungskompensation“ (vgl. II B 5.2) beschriebenen Methodik folgende Blindleistungsbudgets für die Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH, welche zur Umsetzung der beantragten Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen:

- 6,3 Gvar statisch induktiver Blindleistung inklusive 1,2 Gvar für langsam regelnde Anlagen,
- 1,3 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung,
- 4,6 Gvar dynamischer Blindleistung.

Die Bundesnetzagentur bestätigt darüber hinaus wie in Abschnitt II B 5.3 ausgeführt einen durch die 50Hertz Transmission GmbH im Rahmen des Projekts zu erbringenden Momentanreservebeitrag von insgesamt 8,5 GWs.

P365/P430: Netzbooster-Pilotanlagen



In den Projekten P365 und P430 sollen Netzbooster-Pilotanlagen zur Erprobung von kurativen Betriebsführungskonzepten zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes realisiert werden.

M583: Netzbooster-Pilotanlagen Audorf/Süd und Ottenhofen

Die Maßnahme M583 wird bestätigt.

M646: Netzbooster-Pilotanlage Kupferzell

Die Maßnahme M646 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahmen M583 und M646 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Bundesnetzagentur hatte dabei auf Basis der Datengrundlage von 2019 eine Amortisation der Anlagen innerhalb von elf Jahren ermittelt und war davon ausgegangen, dass gleichwertige technische Alternativen nicht mit der gebotenen Sicherheit zur Verfügung stehen würden. Die Übertragungsnetzbetreiber gaben und geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme M583 im Jahr 2023 an. Die Inbetriebnahme der Maßnahme M646 soll im Jahr 2025 erfolgen.

Bei den Netzbooster-Pilotanlagen handelt es sich um Batteriespeicher, die in die Leitsysteme der Übertragungsnetzbetreiber eingebunden werden, um eine neue kurative Netzbetriebsführungstechnik zu erproben und 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 I B 7.11). Hierfür muss in der Regel in Süddeutschland Leistung eingespeist werden und in Norddeutschland Leistung ausgespeist oder reduziert werden.

Im Rahmen der Maßnahme M583 sollen zwei Netzbooster-Anlagen an den Standorten Audorf/Süd in Norddeutschland und Ottenhofen in Süddeutschland errichtet werden. Diese sollen eine Leistung von jeweils 100 MW und eine Kapazität von jeweils 100 MWh haben.

Im Rahmen der Maßnahme M646 soll eine Netzbooster-Anlage am Standort Kupferzell in Süddeutschland 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.

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 ursprünglich mit der Redispatch-Einsparung begründet. Sie hat aber auch einen gewissen Anteil von Forschungs- und Entwicklungscharakter, weil die gewonnenen Erfahrungen in eine neue Form der Netzbetriebsführung münden könnten.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag kritisierte Netzbooster im Eigentum des Übertragungsnetzbetreibers und forderte eine genaue Beschreibung des Einsatzzweckes, sodass eine Ausschreibung der Leistung und anschließend der Betrieb durch Marktteilnehmer ermöglicht werde.

Die Errichtung und der Betrieb durch Dritte können durch Dritte als Dienstleistung übernommen werden. Dafür muss der Übertragungsnetzbetreiber die Leistung vorher detailliert beschreiben und diskriminierungsfrei ausgeschrieben haben. Das ermöglicht auch, dass ein an den Stromhandels, den Regelleistung oder sonstigen Wettbewerbsmärkten agierendes Unternehmen, welches die Batteriespeicher auf Basis von Dienstleistungsverträgen für die Übertragungsnetzbetreiber betreibt, die Anlagen im sogenannten dual use gemäß § 11a Absatz 2 EnWG auch für andere Zwecke einsetzt, in Zeiten, in denen ein Bedarf für den Netzboostereinsatz technisch ausgeschlossen werden kann, oder der Dienstleister die Speicher größer als für den eigentlichen Boostereinsatz dimensioniert und die zusätzlich Kapazität am Markt nutzt.

Bewertung

Die Bundesnetzagentur hat die Pilotanlagen der Übertragungsnetzbetreiber geprüft. Das Betriebsführungskonzept war zudem auch Gegenstand des Forschungsvorhabens InnoSys.

Die Maßnahmen dienen 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, deren Ergebnisse der Bundesnetzagentur vorliegen. Nach diesen Unterlagen würden sich die Investitionskosten der drei Netzbooster-Anlagen zusammen innerhalb von 18 bis 19 Jahren amortisieren.

Die Bundesnetzagentur führt jedoch zusätzlich eigenständige Analysen durch, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu bewerten. Die Projekte P365 und P430 werden dabei gemeinsam bewertet (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt I B 7.11).

Das folgende Bild zeigt Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung im Zeitverlauf. Es werden die jährlichen Einsparungen aufsummiert und den Kosten gegenübergestellt.

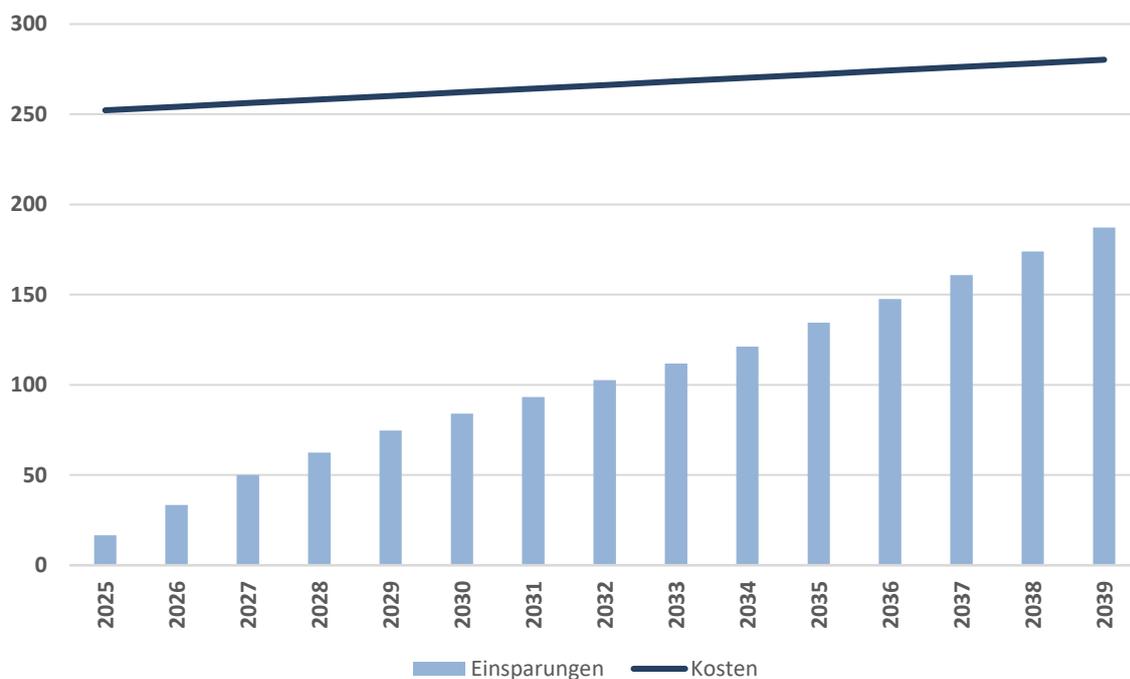


Abbildung 6: Gegenüberstellung Kosten und Einsparungen der Projekte P430 und P365 in Mio. €

Nach 15 Jahren liegen die Einsparungen noch deutlich unterhalb der Kosten. Die Amortisationszeit, die sich bei konstanter Fortschreibung der Einsparungen ergäbe, läge bei etwa 23 Jahren. Damit konnte keine Wirtschaftlichkeit der Projekte P365 und P430 festgestellt werden. Der Hauptunterschied zur Betrachtung der Übertragungsnetzbetreiber liegt darin begründet, dass die Bundesnetzagentur bei ihrer eigenen Prüfung den kurativen Einsatz ohnehin erforderlicher HGÜ-Systeme berücksichtigt hat.

Insoweit haben die Analysen grundsätzlich eine bessere Kosten-Nutzen-Relation eines kurativen Einsatzes von HGÜ anstelle von Netzboostern gezeigt. Dafür bedürfte es keiner zusätzlichen Investitionen in weitere neue Betriebsmittel, sondern lediglich in neue Schutz- und Leittechnik. Auch weil jede Form der kurativen Netzbetriebsführung neben den reinen Investitionen mit großem Aufwand und auch möglichen Risiken verbunden ist, spricht viel dafür, den Einsatz der kurativen Netzbetriebsführung zunächst mit weiteren Studien sowie mit den vorhandenen bzw. ohnehin zu errichtenden Betriebsmitteln zu prüfen. Investitionen in verbesserte Schutz- und Leittechnik sind insoweit als No-regret-Maßnahmen anzusehen, da sie in jedem Falle erforderlich werden.

Die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber wiesen mit einem Schreiben vom 09.12.2021 darauf hin, dass ein Nutzen der Netzbooster-Pilotanlagen insbesondere auch schon vor Inbetriebnahme der wesentlichen HGÜ-Projekte gegeben sei. Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung insoweit, dass mit den Netzbooster-Pilotanlagen schon deutlich früher Erfahrungen mit reaktiven Betriebskonzepten gesammelt werden können.

Die Bundesnetzagentur erachtet es daher als sinnvoll, die Netzbooster als Pilotanlagen eines neuartigen Betriebsführungskonzepts auch in der Praxis durch die Übertragungsnetzbetreiber testen zu lassen. Insofern sprechen im Rahmen der erforderlichen Abwägung gewichtige Gründe für eine Bestätigung. Denn auf diesem Wege könnten Erfahrungen im Bereich der reaktiven Netzbetriebsführung bereits früher als im Falle der HGÜ-Systeme und auch in einem abgrenzbaren Bereich erprobt werden, bevor man den nächsten Schritt der Erprobung im Bereich der HGÜ-Systeme angeht. Als Inbetriebnahmejahre der Netzbooster-Pilotanlagen wurden seitens der Übertragungsnetzbetreiber die Jahre 2023 bzw. 2025 angegeben. Gleichzeitig haben die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans eine Fertigstellung der großen HGÜ-Korridore um das Jahr 2028 herum prognostiziert. Selbst wenn man hier noch Beschleunigungspotenzial annähme, so würde man jedenfalls in den ersten Jahren des Betriebs einer HGÜ-Leitung gut beraten sein, zunächst Sicherheit in der Betriebsführung dieser Leitungen zu gewinnen und erst danach weitere Neuerungen der Netzbetriebsführung einzuführen. Damit haben die Netzbooster-Pilotanlagen einen zeitlichen Vorteil von 4 bis 6 Jahren, der genutzt werden kann, den innovativen technischen Ansatz zu testen und auch weiter zu entwickeln, ohne zunächst die Risiken einer Beherrschung des reaktiven Einsatzes eines 2 GW-Konverters wie er für die HGÜ typisch wäre eingehen zu müssen.

Daher will es die Bundesnetzagentur angesichts der fehlenden Erfahrungen mit der Technologie nicht allein auf die ökonomische Prognose ankommen lassen.

Auf einen Blick

P365/P430	M583	M646
NOVA	O	O
bestätigt	ja	ja
Vorhabenträger	TenneT	TransnetBW

P366: Umstrukturierung Großraum Frankfurt

Das Projekt P366 erhöht die Umspannkapazität im Raum Frankfurt.

M433: Großkrotzenburg

Die Maßnahme M433 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M433 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Durch Austausch der drei bestehenden 380/220 kV-Netzkuppeltransformatoren am Standort Großkrotzenburg durch drei 380/220 kV-Netzkuppeltransformatoren mit je 650 MVA soll die Austauschkapazität zwischen dem 220 kV- und 380 kV-Netz erhöht werden.

Wirksamkeit

Für die Maßnahme konnte anhand der vorliegenden Daten keine Wirksamkeit nachgewiesen werden. Es wurden Netzberechnungen im Szenario C 2035 durchgeführt und Einfachausfälle der bestehenden 380/220 kV-Netzkuppeltransformatoren sowie die Einfachausfälle eines Transformators bei betrieblicher Freischaltung eines anderen 380/220 kV-Netzkuppeltransformators simuliert. Dabei konnten keine Überlastungen an den verbleibenden 380/220 kV-Netzkuppeltransformatoren festgestellt werden.

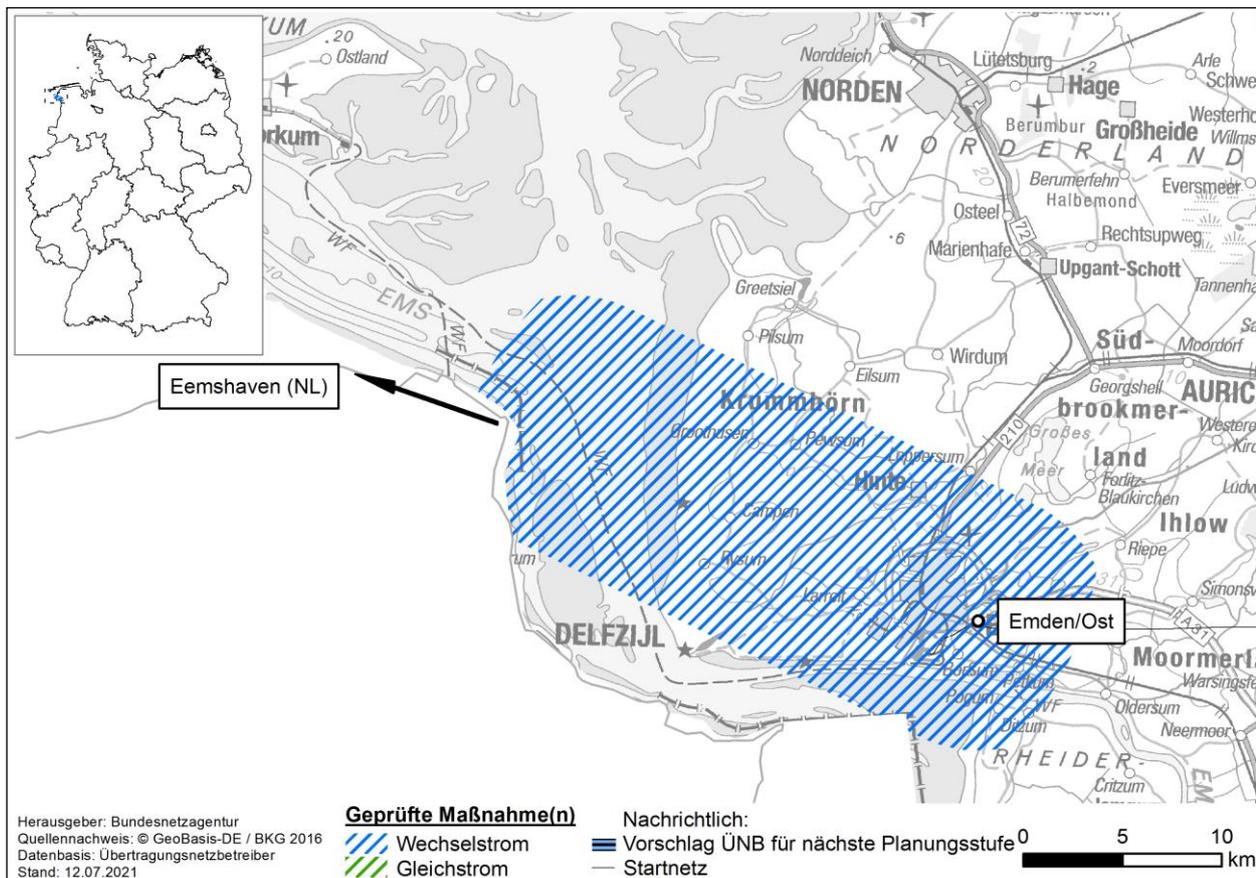
Bewertung

Die Maßnahme ist nicht wirksam und es sind keine sonstigen Umstände ersichtlich, die eine Bestätigung rechtfertigen würden.

Auf einen Blick

P366	M433
Wirksamkeit	-
NOVA	V
bestätigt	Nein
Vorhabenträger	TenneT

P367: Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden



Das Projekt P367 mit den Maßnahmen M714 und M716 dient der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden.

M714: Emden/Ost – Grenze DE/NL (Eemshaven) M716: Phasenschiebertransformator in Emden/Ost

Die Maßnahmen M714 und M716 werden bestätigt.

Beschreibung

Das Projekt aus dem TYNDP 2020 mit der Nummer 1047 wurde erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Im Rahmen dieser Maßnahmen soll eine neue 380 kV-Leitung mit einem Stromkreis zwischen dem Umspannwerk Emden/Ost und der Landesgrenze DE/NL errichtet werden. Zusätzlich soll ein Phasenschiebertransformator in Emden/Ost errichtet werden (Netzausbau).

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die 380 kV-Schaltanlage Emden/Ost zu verstärken sei. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Bewertung

Da es sich um grenzüberschreitende Maßnahmen handelt, werden sie entsprechend den Vorgaben des Szenariorahmens einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen (vgl. I B 7.8).

Die Maßnahmen M714 und M716 führen sowohl im Szenario C 2035 als auch im Langfristszenario B 2040 zu einer positiven Wohlfahrtseffekten für die Netzkunden. Außerdem tragen sie in beiden Szenarien dazu bei CO₂-Emissionen zu vermeiden. Der Gesamtnutzen inklusive der Kosten über einen Zeitraum von 40 Jahren liegt im Szenario C 2035 bei 1401 Mio. € und im Szenario B 2040 bei 2162 Mio. €. Der Gesamtnutzen ist somit in beiden Szenarien positiv.

Auf einen Blick

P367 M714/M716	Wohlfahrt	Kosten	Klimafolge-	CAPEX	OPEX
	[Mio. €/Jahr]	Netzverluste [Mio. €/Jahr]	kosten [Mio. €/Jahr]	[Mio. €]	[Mio. €/Jahr]
Marktsimulation Deutschland	-4		4		
- davon Konsumentenrente	-75				
- davon Produzentenrente	88				
- davon Engpassrente	-17				
Redispatch	47	10	-11		
Gesamt	44	10	-7	181,1	1,5
Gesamtnutzen über 40 Jahre [Mio. €]					1400,8
Vorhabenträger TenneT					

Wohlfahrt: positiver Wert entspricht Verbesserung

Redispatch: positiver Wert entspricht Reduzierung der Redispatchkosten, also Verbesserung

Kosten Netzverluste: mit stündlichen regionalen Preisen bewertete Netzverluste, positiver Wert entspricht Verschlechterung

Klimafolgekosten: positiver Wert entspricht Verschlechterung

P371: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in der Regelzone der TenneT TSO GmbH

Das Projekt P371 erhöht den zulässigen Kurzschlussstrom diverser Schaltanlagen im Netzgebiet der TenneT TSO GmbH, um sie auf das zukünftig erforderliche Niveau zu ertüchtigen.

M773: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bergrheinfeld/West

Die Maßnahme M773 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M773 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Aufgrund von kurz- bis mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen, insbesondere dem vorgesehenen Anschluss von DC4 und P43 in Bergrheinfeld/West steigt die Kurzschlussleistung in der Region. Deswegen soll durch Ertüchtigung die 380 kV-Schaltanlage Bergrheinfeld/West für einen höheren Bemessungskurzschlussstrom ausgelegt werden.

Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2019-2030 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2021-2035 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms um 20,6 % der 380 kV-Schaltanlage am Standort Bergrheinfeld/West nachgewiesen.

Bewertung

Die Maßnahme M773 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

M774: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Großkrotzenburg

Die Maßnahme M774 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M774 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Aufgrund von kurz- bis mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen, insbesondere durch die Inbetriebnahme der Projekte P43, P161 und P500 steigt die Kurzschlussleistung in der Region. Deswegen soll die 380 kV-Schaltanlage Großkrotzenburg für einen höheren Bemessungskurzschlussstrom ausgelegt werden.

Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2019-2030 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2021-2035 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms um 42,9 % der 380 kV-Schaltanlage am Standort Großkrotzenburg nachgewiesen.

Bewertung

Die Maßnahme M774 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

M789: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Borken

Die Maßnahme M789 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M789 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Aufgrund von Netzausbaumaßnahmen, insbesondere durch die Inbetriebnahme der Projekte TTG-P118, TTG-P151 und P113 steigt die Kurzschlussleistung in der Region. Deswegen soll durch Netztrennung und/oder Ertüchtigung die 380 kV-Schaltanlage Borken für einen höheren Bemessungskurzschlussstrom ausgelegt werden.

Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2019-2030 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2021-2035 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms um 9,5 % der 380 kV-Schaltanlage am Standort Borken nachgewiesen.

Bewertung

Die Maßnahme M789 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

M791: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Karben

Die Maßnahme M791 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M791 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Aufgrund von Netzausbaumaßnahmen, erhöhter Kurzschlussbeiträge in dem Zeithorizont t+5 der Amprion-Regelzone und der Schaltanlage Großkrotzenburg steigt die Kurzschlussleistung in der Region. Deswegen soll durch Netztrennung und/oder Ertüchtigung die 380 kV-Schaltanlage Karben für einen höheren Bemessungskurzschlussstrom ausgelegt werden.

Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2019-2030 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2021-2035 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms um 23,8 % der 380 kV-Schaltanlage am Standort Karben nachgewiesen.

Bewertung

Die Maßnahme M791 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

M792: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mecklar

Die Maßnahme M792 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M792 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Aufgrund von Netzausbaumaßnahmen, u.a. der P43, dem Anschluss weiterer Leitungen aus der Schaltanlage Hardeggen in dem Zeithorizont t+5 und einem erhöhten Kurzschlussbeitrag aus Vieselbach steigt die Kurzschlussleistung in der Region. Deswegen soll durch Netztrennung und/oder Ertüchtigung die 380 kV-Schaltanlage Mecklar für einen höheren Bemessungskurzschlussstrom ausgelegt werden.

Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2019-2030 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2021-2035 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms um 14,3 % der 380 kV-Schaltanlage am Standort Mecklar nachgewiesen.

Bewertung

Die Maßnahme M792 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

M793: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Dollern

Die Maßnahme M793 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M793 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Aufgrund von Netzausbaumaßnahmen, insbesondere durch die Inbetriebnahme der Projekte P23, P26 und P116, steigt die Kurzschlussleistung in der Region. Deswegen soll durch Ertüchtigung die 380 kV-Schaltanlage Dollern für einen höheren Bemessungskurzschlussstrom ausgelegt werden.

Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2019-2030 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2021-2035 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms um 9,5 % der 380 kV-Schaltanlage am Standort Dollern nachgewiesen.

Bewertung

Die Maßnahme M793 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

M794: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Diele

Die Maßnahme M794 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M794 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Aufgrund von Netzausbaumaßnahmen in der Region steigt die Kurzschlussleistung in der Region. Deswegen soll durch Ertüchtigung die 380 kV-Schaltanlage Diele für einen höheren Bemessungskurzschlussstrom ausgelegt werden.

Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2019-2030 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2021-2035 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms um 80 % der 380 kV-Schaltanlage am Standort Diele nachgewiesen.

Bewertung

Die Maßnahme M794 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

M795: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Conneforde

Die Maßnahme M795 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M795 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Aufgrund von Netzausbaumaßnahmen, insbesondere durch die Inbetriebnahme der Projekte P22, P119 und P175, steigt die Kurzschlussleistung in der Region. Deswegen soll durch Netztrennung und/oder Ertüchtigung die 380 kV-Schaltanlage Conneforde für einen höheren Bemessungskurzschlussstrom ausgelegt werden.

Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2019-2030 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2021-2035 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms um 20,6 % der 380 kV-Schaltanlage am Standort Conneforde nachgewiesen.

Bewertung

Die Maßnahme M795 ist wirksam, da die bestehende Anlage bisher nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

M796: Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mehrum/Nord

Die Maßnahme M796 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M796 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Aufgrund von kurz- bis mittelfristigen Netzausbaumaßnahmen, insbesondere dem vorgesehenen Anschluss von P33 und P228 in Mehrum/Nord, steigt die Kurzschlussleistung in der Region. Deswegen soll durch Netztrennung und/oder Ertüchtigung die 380 kV-Schaltanlage Mehrum/Nord für einen höheren Bemessungskurzschlussstrom ausgelegt werden.

Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2019-2030 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP 2021-2035 wurden Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms um 6,8 % der 380 kV-Schaltanlage am Standort Mehrum/Nord nachgewiesen.

Bewertung

Die Maßnahme M796 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

P371	M773/M774/M789/M791/ M792/M793/M794/M795/M796
NOVA	V
bestätigt	ja
Vorhabenträger	TenneT

P400: Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der TenneT TSO GmbH

Das Projekt umfasst Blindleistungskompensationsanlagen zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Sicherstellung der Spannungsstabilität in der Regelzone der TenneT TSO GmbH.

Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung Anlagen berücksichtigt, die bis zum Jahr 2035, dem Zieljahr dieser Bestätigung, beantragt wurden.

Beschreibung

Das Projekt enthält Drosselspulen an den Standorten Klixbüll/Süd, Hattdorf, Landesbergen, Ohlensehlen, Schwandorf, Kriegbrunn, Irsching, Ludersheim, Oberhaid, Raitersaich, Sittling, Altheim, Isar Oberbachern, Ottenhofen, Pirach, Husum/Nord, Jardelund, Schuby/West, Dollern, Unterweser, Bechterdissen, Eickum, Helmstedt, Wahle und Pleinting mit einer aufsummierten statischen induktiven Blindleistung von 4,1 Gvar.

Darüber hinaus beinhaltet das Projekt mechanisch schaltbare Kondensatorenbanken an den Standorten Klixbüll/Süd, Handewitt, Heide/West, Audorf/Süd, Wilster/West, Elsfleth/West, Grohnde, Dipperz, Würgau, Simbach und Pirach. Weiterhin werden weitere 2,1 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 5,3 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, Wahle, Mehrum/Nord, Landesbergen, Hallendorf, Bechterdissen, Dipperz, Gießen/Nord, Eschborn, Raitersaich, Würgau, Ottenhofen und Sittling. Rotierende Phasenschieber sind für die Standorte Audorf/Süd, Lübeck/West, Mehringen, Würgassen, Großkrotzenburg, Etzenricht, Oberbachern und Pleinting vorgesehen. Darüber hinaus sind weitere Anlagen in der Größenordnung 2,1 Gvar zur Bereitstellung von dynamischer Blindleistung vorgesehen. Insgesamt ergibt sich damit aufsummiert eine dynamische Blindleistung von 8,5 Gvar.

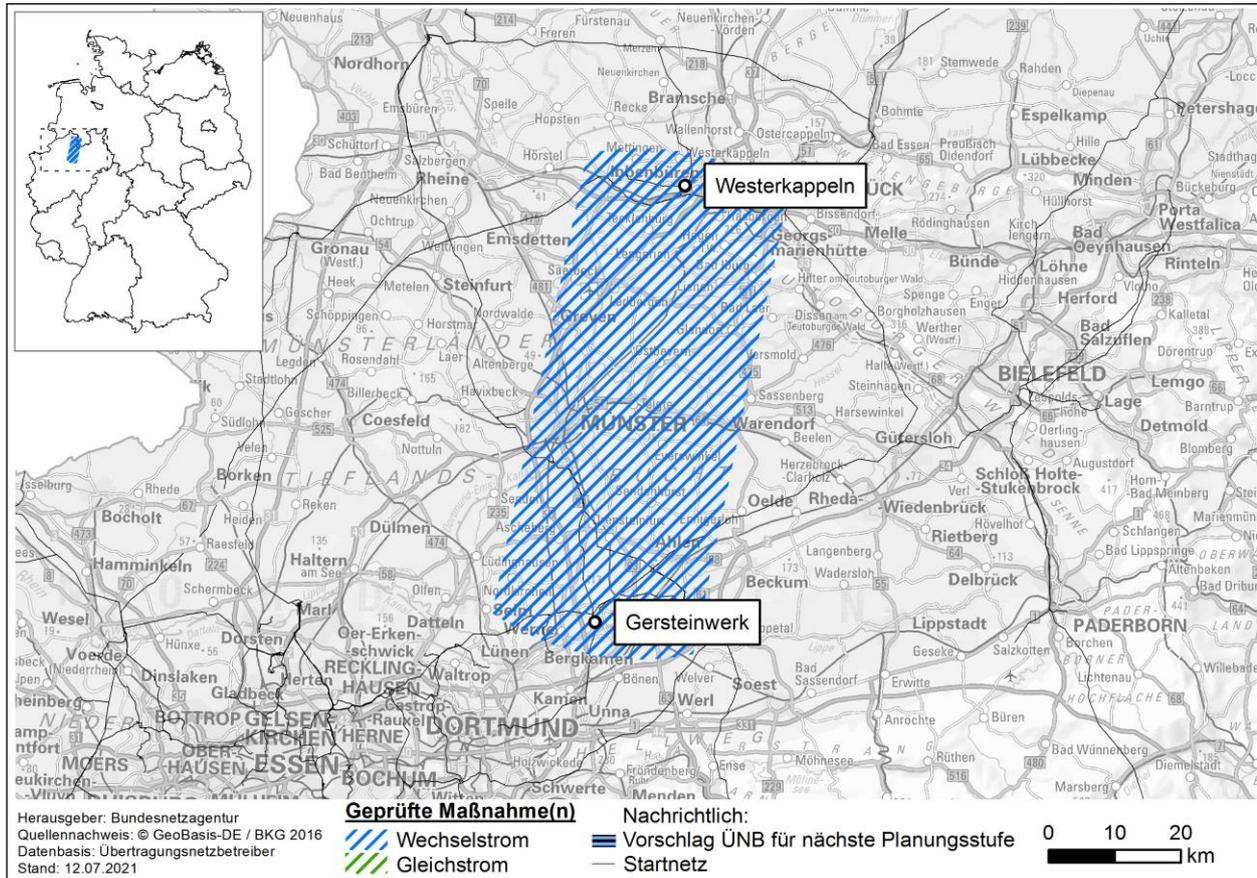
Bewertung

Die Bundesnetzagentur bestätigt auf Grundlage der im Abschnitt „Blindleistungskompensation“ (vgl. II B 5.2) beschriebenen Methodik folgende Blindleistungsbudgets für die Regelzone der TenneT TSO GmbH, welche zur Umsetzung der beantragten Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen:

- 4,1 Gvar statisch induktiver Blindleistung,
- 5,3 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung,
- 6,0 Gvar dynamischer Blindleistung.

Die Bundesnetzagentur bestätigt darüber hinaus wie in Abschnitt II B 5.3 ausgeführt einen durch die TenneT TSO GmbH im Rahmen des Projekts zu erbringenden Momentanreservebeitrag von insgesamt 8,5 GWs.

P402: Netzausbau Westerkappeln – Gersteinwerk



Das Projekt P402 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M602: Westerkappeln – Gersteinwerk

Die Maßnahme M602 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M602 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt.

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 müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan. Sofern es sich jedoch um eine Ertüchtigung aufgrund von gestiegenen Kurzschlussströmen handelt, ist dies als separate Maßnahme in den NEP einzubringen und zu prüfen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Hanekenfähr und Merzen mit bis zu 201 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 143 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 2296 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M602 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 75 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit je 1868 MW für die beiden neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Als Alternative führen die Übertragungsnetzbetreiber einen Neubau in bestehender Trasse von Westerkappeln nach Wettringen (P312 M487 aus dem NEP 2019-2030) an. Diese Alternative ist netztechnisch jedoch weniger gut geeignet, das Übertragungsnetz zu entlasten und wird deshalb verworfen.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag bat als Alternative zum Freileitungsbau eine HGÜ-Erdverkabelung zu prüfen.

Die Investitionskosten für HGÜ-Verbindungen sind derart hoch, dass sie nur zur Überbrückung weiter Strecken genutzt werden, da dann ihre Transportkapazität in Kombination mit ihrer Regelbarkeit zur weiträumigen Entlastung des Übertragungsnetzes genutzt werden kann. Der Zuschnitt der Maßnahme M602 erfüllt diese Anforderungen nicht.

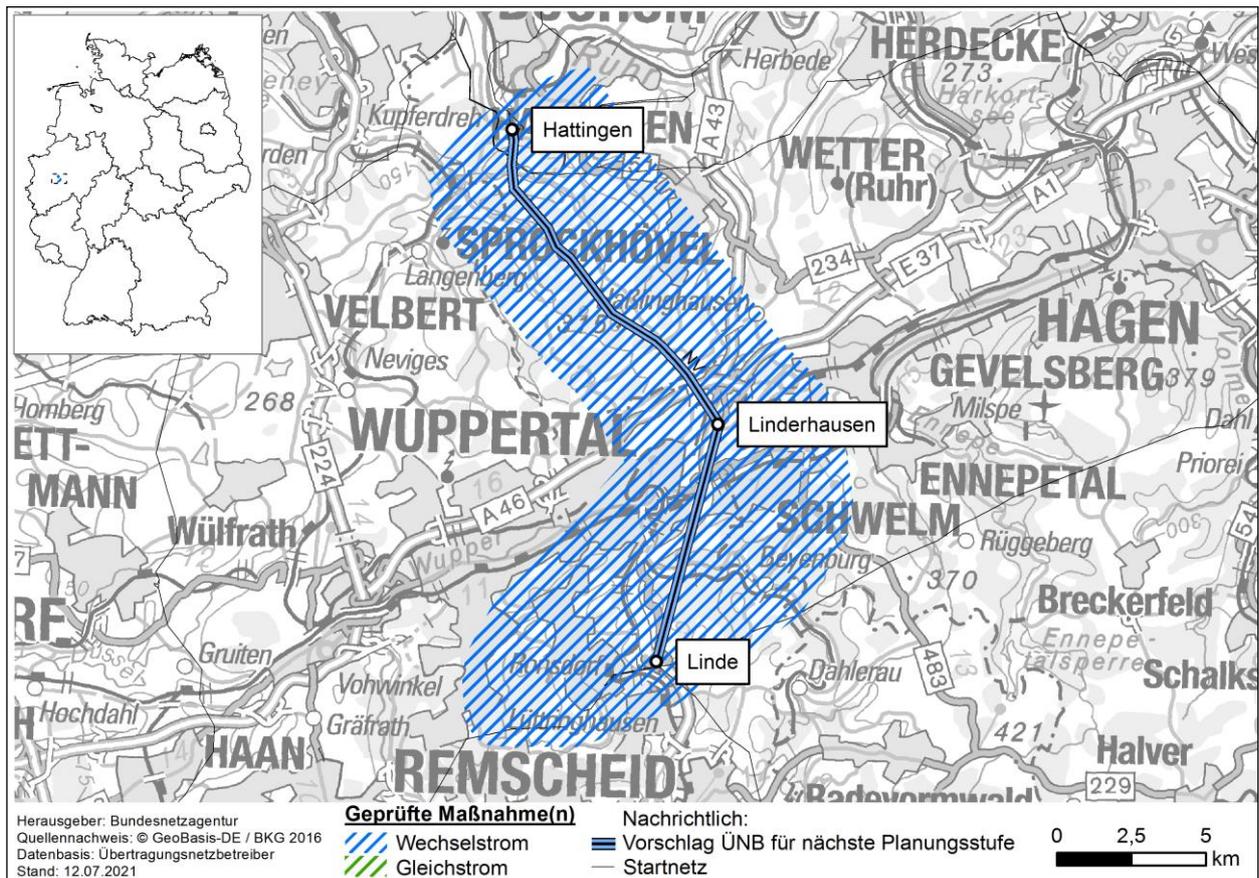
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P402		M602
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-2296 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3735 MW
Auslastung	Durchschnitt	25 %
	Maximum	75 %
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	126 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P403: Netzverstärkung Hattingen – Linde



Das Projekt P403 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M603: Hattingen – Linde

Die Maßnahme M603 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M603 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 64 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Von Hattingen nach Linde 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 müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand 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. Diese Anlage ist nicht Teil der Prüfung und Bestätigung des NEP.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Eiberg und Mettmann mit bis zu 127 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 85 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 784 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M603 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 65 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit je 1656 MW für die beiden neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben im NEP 2021-2035 als Alternative den Neubau eines Doppelsystems zwischen Hattingen und Opladen an. Das ist grundsätzlich denkbar, jedoch erscheint ein zusätzlicher Neubau im Vergleich zur hier vorgeschlagenen Verstärkung überdimensioniert.

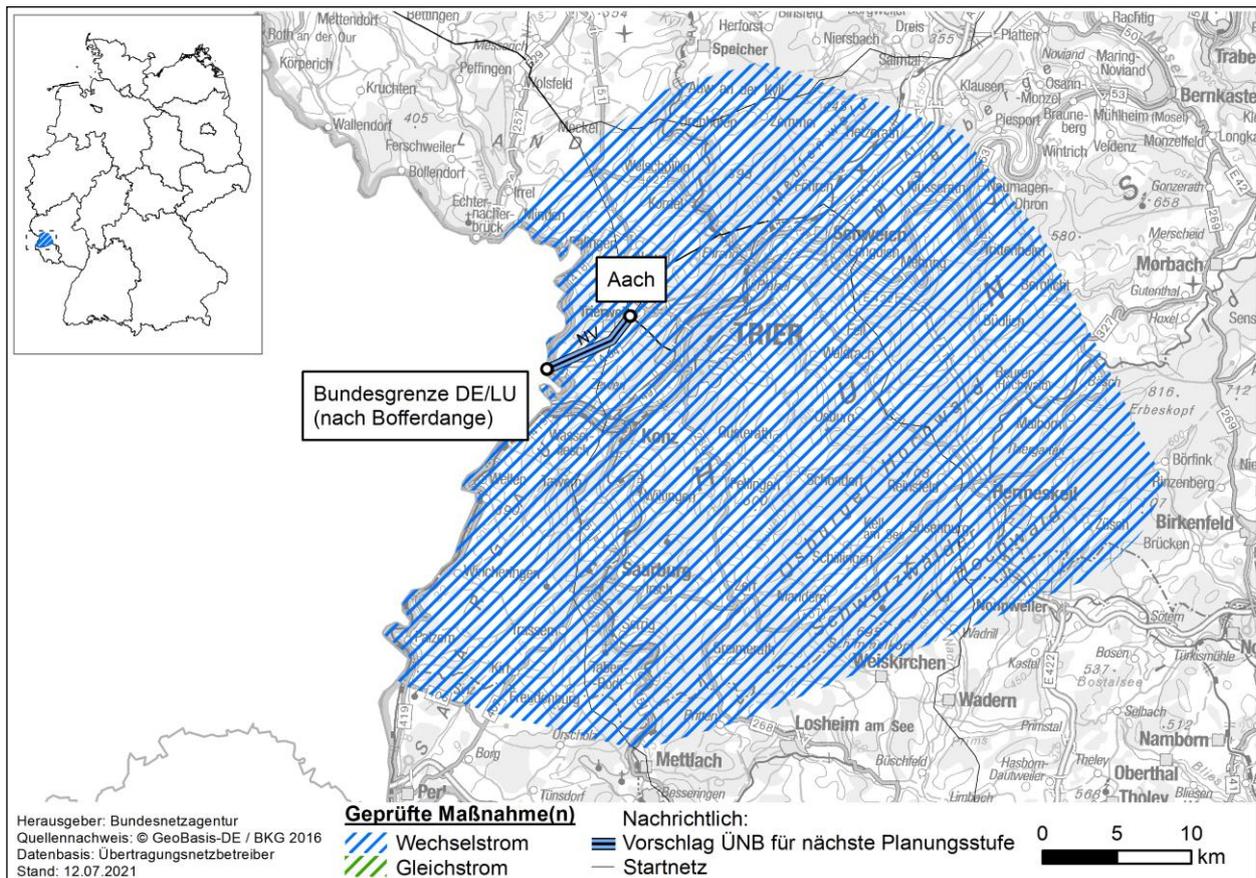
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

	P403	M603
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-784 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	3313 MW
	Durchschnitt	25 %
Auslastung	Maximum	65 %
	NOVA	V
Trassenlänge	Bestand	25 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P406: Netzverstärkung Aach – Bofferdange



Das Projekt P406 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Luxemburg für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse.

M606: Aach – Bofferdange

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.

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 eingeschleift 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, sondern wie alle innerdeutschen Projekte auf seine Wirksamkeit und Erforderlichkeit überprüft.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der alte 220 kV-Stromkreis zwischen Niederstedem und Luxemburg mit bis zu 149 % belastet. Wird dieser alte Stromkreis durch die Maßnahme abgelöst, ist der neue 380 kV-Stromkreis von Aach nach Luxemburg nur noch mit bis zu 36 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 1856 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M606 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 20%. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit je 495 MW für die beiden neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Im vergangenen NEP 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.

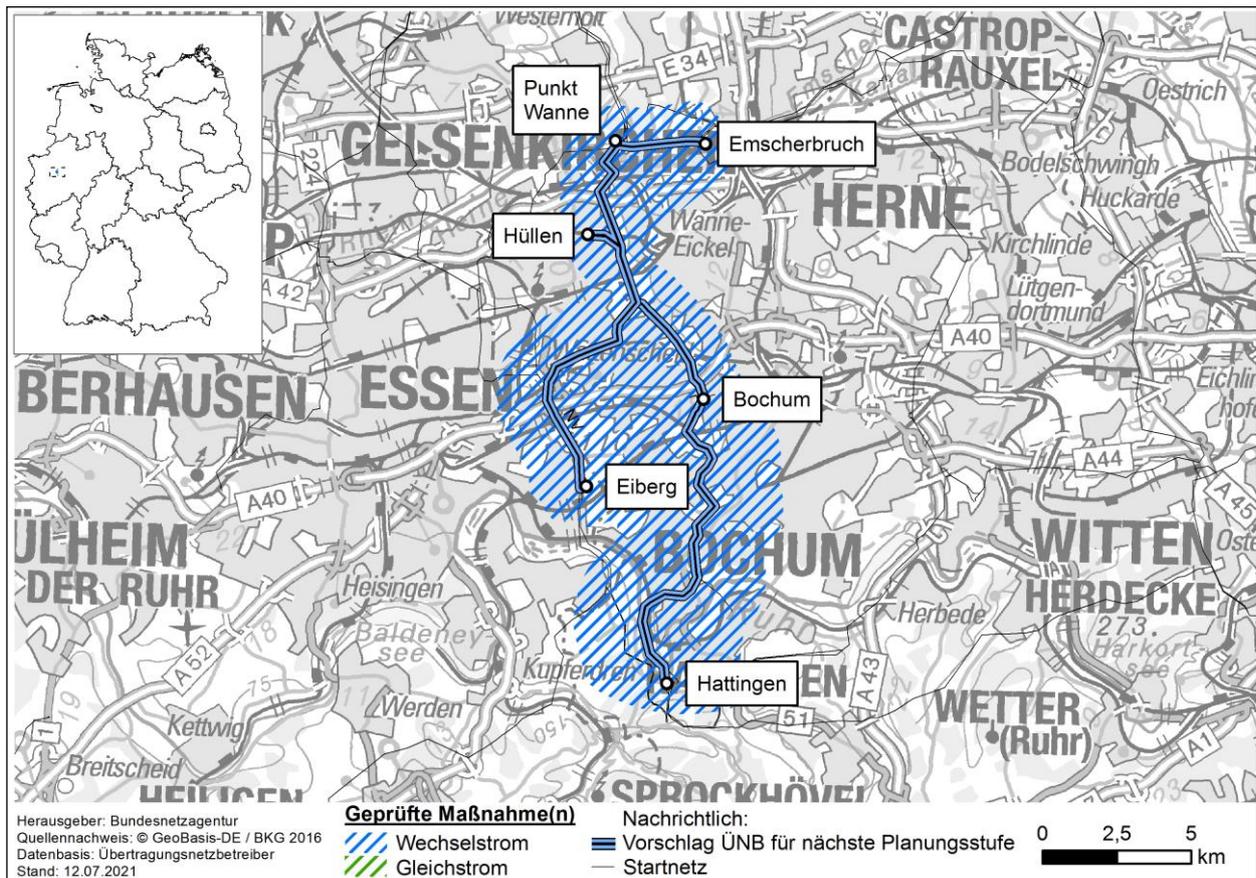
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P406		M606
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-1856 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	990 MW
	Durchschnitt	13 %
Auslastung	Maximum	20 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	10 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P408: Netzverstärkung zentrales Ruhrgebiet



Das Projekt P408 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M621: Eiberg – Bochum

M622: Bochum – Hattingen

M744: Emscherbruch – Bochum/Eiberg

Die Maßnahmen M621, M622 und M744 werden bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahmen M621, M622 und M744 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt.

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.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Hüllen und Eiberg im Szenario C 2035 mit bis zu 112 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahmen ist ein Stromkreis zwischen Hüllen und Eiberg nur noch mit bis zu 82 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu ca. 64 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M621, M622 und M744 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 34 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit insgesamt 1764 MW für das neue Doppelsystem in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Alternativ zu den vorgeschlagenen Maßnahmen ist laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber auch ein Neubau von Kusenhorst über Emscherbruch, Pöppinghausen und Witten nach Hattingen als Neubau in neuer und bestehender Trasse denkbar. Dies erscheint zwar grundsätzlich möglich und würde voraussichtlich ebenfalls den Überlastungen entgegenwirken, jedoch erscheint ein zusätzlicher Neubau im Vergleich zur hier vorgeschlagenen Verstärkung überdimensioniert.

Bewertung

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie haben eine ausreichende Auslastung und tragen signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P408		M621/M622/M744
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-64 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	1764 MW
	Durchschnitt	10 %
Auslastung	Maximum	34 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	57 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P410: Phasenschiebertransformatoren in Enniger

Das Projekt P410 steuert Leistungsflüsse, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse innerhalb Deutschlands optimiert zu nutzen.

M624: Phasenschiebertransformatoren in Enniger

Die Maßnahme M624 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M624 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt.

Am Standort Enniger werden Phasenschiebertransformatoren aufgestellt, um die Leistungsflüsse in Richtung Uentrop und Gersteinwerk steuern zu können.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Enniger und Uentrop im Szenario C 2035 mit bis zu 133 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 100 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 1499 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Sie trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P410	M624
Wirksamkeit	X
Überlastungsindex	-1499 GWh
NOVA	O
bestätigt	ja
Vorhabenträger	Amprion

P412: Blindleistungskompensationsanlagen in der Regelzone der Amprion GmbH

Das Projekt umfasst Blindleistungskompensationsanlagen zur Einhaltung der Spannungsgrenzen und Sicherstellung der Spannungsstabilität in der Regelzone der Amprion GmbH.

Die Bundesnetzagentur hat in ihrer Prüfung Anlagen berücksichtigt, die bis zum Jahr 2035, dem Zieljahr dieser Bestätigung, beantragt wurden.

Beschreibung

Das Projekt enthält Drosselspulen an den Standorten Urberach, Gundelfingen, Weißenthurm und Uchtelfangen. Als weitere mögliche Standorte werden das westliche Emsland, die Grafschaft Bentheim, das östliche Ruhrgebiet, Ostwestfalen und das Rheinland/Bergisches Land genannt. Insgesamt ergibt sich eine aufsummierte statische induktive Blindleistung von 2,3 Gvar.

Darüber hinaus beinhaltet das Projekt mechanisch schaltbare Kondensatorbänke an den Standorten Hanekenfähr, Kruckel, Uentrop, Dauersberg, Hoheneck. Weitere Anlagen sollen sich auf die Regionen Westliches Emsland, Grafschaft Bentheim, Rheinland/Bergisches Land, Siegerland/Region Koblenz und Bayerisch Schwaben verteilen. Insgesamt ergibt sich für das Projekt eine aufsummierte statische kapazitive Blindleistung von 4,2 Gvar.

Als dritten Punkt beinhaltet das Projekt STATCOM-Anlagen und rotierende Phasenschieber zur dynamischen Bereitstellung von Blindleistung an den Standorten Bischofsheim, Uentrop, St. Barbara und Gundelfingen. Die übrigen Anlagen verteilen sich auf die Regionen Westliches Emsland, Grafschaft Bentheim, Rheinland, 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 3,9 Gvar.

Bewertung

Die Bundesnetzagentur bestätigt auf Grundlage der im Abschnitt „Blindleistungskompensation“ (vgl. II B 5.2) beschriebenen Methodik folgende Blindleistungsbudgets für die Regelzone der Amprion GmbH, welche zur Umsetzung der beantragten Kompensationsanlagen zur Verfügung stehen:

- 2,3 Gvar statisch induktiver Blindleistung,
- 4,2 Gvar statisch kapazitiver Blindleistung,
- 2,7 Gvar dynamischer Blindleistung.

Die Bundesnetzagentur bestätigt darüber hinaus wie in Abschnitt II B 5.3 ausgeführt einen durch die Amprion GmbH im Rahmen des Projekts zu erbringenden Momentanreservebeitrag von insgesamt 8,5 GWs.

P414: hybride - Elektrolyse

Das Projekt P414 dient nach Angabe der Übertragungsnetzbetreiber der Errichtung einer systemdienlich eingesetzten Power-to-Gas-Anlage.

M414: hybride (Hanekenfähr/Öchtel)

Die Maßnahme M414 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M414 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und bisher nicht bestätigt.

Das Projekt dient der Errichtung einer großtechnischen Power-to-Gas-Anlage mit einer Leistung von 100 MW zusammen mit Open Grid Europe (OGE), die an das Stromnetz der Amprion GmbH angeschlossen werden soll. Dieser Elektrolyseur soll laut Aussage des Übertragungsnetzbetreibers durch den systemdienlichen Einsatz den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungsnetzes gewährleisten. Die Anlage soll Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff umwandeln. Das Gasnetz der OGE soll diesen Wasserstoff z.B. zu Wasserstofftankstellen transportieren. Die vorhandenen Gasspeicher der OGE sollen „umgewidmet“ werden und fortan Wasserstoff speichern.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in keinem Szenario als wirksam. Auch die Übertragungsnetzbetreiber haben keinerlei Nachweis zur Wirksamkeit der Maßnahme vorgelegt. Die angeführte netzplanerische Begründung, dass die Leistung der Anlage in der Summenleistung der Power-to-Gas Anlagen in den Szenarien berücksichtigt ist, kann nicht nachvollzogen werden. Im Szenariorahmen ist eine marktorientierte Betriebsweise der Power-to-Gas-Anlagen vorgegeben. Daher hat die Bundesnetzagentur bei der Bestimmung der Mantelzahlen für Power-to-Gas-Anlagen im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens nicht den Betrieb einer solchen Anlage unterstellt.

Bewertung

Die Bundesnetzagentur begrüßt grundsätzlich, dass die Übertragungsnetzbetreiber sich mit dem systemdienlichen Einsatz von Power-to-Gas Anlagen befassen. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass Power-to-Gas zukünftig eine wichtige Technologie werden kann, um die Klimaziele in allen relevanten Sektoren zu erfüllen. Dies wird allein schon dadurch deutlich, dass in der Genehmigung des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur je nach Szenario zwischen 3,5 GW und 8,5 GW Power-to-Gas Anlagen für das Jahr 2035 angenommen werden, die im bestehenden Ordnungsrahmen allerdings von wettbewerblichen Akteuren betrieben werden.

Die hier beantragte Maßnahme darf allerdings mit dem Inkrafttreten des EnWG 2021 am 26.07.2021 durch einen Übertragungsnetzbetreiber nicht umgesetzt werden. Der Gesetzgeber hat von den ohnehin nur sehr engen Öffnungsmöglichkeiten des Clean Energy Package, Netzbetreibern den Betrieb von sogenannten Power-to-Gas- oder Power-to-Hydrogen-Anlagen zu erlauben, keinen Gebrauch gemacht.

Aufgabe von Übertragungsnetzbetreibern ist die Übertragung von Strom, wozu ausschließlich der Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz einschließlich grenzüberschreitender Verbindungsleitungen zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern oder Verteilern, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst gehört. Wird eine Power-to-Gas-Anlage von einem Übertragungsnetzbetreiber betrieben, so widerspricht dies der Entflechtungsregelung in § 8 Abs. 2 S. 4 EnWG, wonach Übertragungsnetzbetreiber keine Eigentümer von Energiespeicheranlagen sein oder eine solche errichten, verwalten oder betreiben dürfen.

Selbst wenn man unterstellte, dass die Maßnahme ausnahmsweise durch einen Übertragungsnetzbetreiber betrieben werden dürfte, müsste sie nach aktuellem Stand die Maßnahme abgelehnt werden, da durch die Übertragungsnetzbetreiber bisher in keiner Weise die Notwendigkeit dieser Maßnahme für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gemäß § 12b EnWG dargelegt wurde.

P421: Netzverstärkung Trossingen

Das Projekt P421 verhindert Überlastungen im unterlagerten Verteilernetz.

M702: Einführung UW Trossingen

Die Maßnahme M702 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M702 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern nach Veröffentlichung des zweiten Entwurfs des NEP 2021-2035 nachgereicht.

Mit der Maßnahme soll das UW Trossingen in einen zweiten 380 kV-Stromkreis eingeschliffen werden. Dafür ist ein Ersatzneubau bzw. die Umbeseilung vom UW Trossingen zur 380 kV-Leitung von Engstlatt nach Gurtweil erforderlich.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass auch aufgrund weiterer geplanten Maßnahmen ein Neubau des UW Trossingen notwendig sei. 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

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 hat die Wirksamkeit der Maßnahme deshalb mithilfe eines integrierten Netzdatensatzes überprüft, der die relevante 110 kV-Netzgruppe des betroffenen Verteilernetzbetreibers enthält.

Fällt der bestehende 380 kV-Stromkreis zwischen Engstlatt und Trossingen in hochbelasteten Stunden aus, führt dies dazu, dass das 110 kV-Netz zwischen Engstlatt und Trossingen teilweise zwischen 107 % und 126 %, je nach angenommener Topologie, ausgelastet ist. Durch die Maßnahme M702 reduziert sich die Auslastung dann auf unter 100 %.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam.

Auf einen Blick

P421	M702
Wirksamkeit	X
NOVA	V
bestätigt	ja
Vorhabenträger	TransnetBW

P428: Netzverstärkung 380 kV-Schaltanlage Kühmoos

Das Projekt P428 erhöht den zulässigen Kurzschlussstrom der Schaltanlage Kühmoos, um sie auf das zukünftig erforderliche Niveau zu ertüchtigen.

M700: UW Kühmoos

Die Maßnahme M700 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M700 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und bestätigt.

Durch Neubau und Erweiterung soll die 380 kV-Schaltanlage Kühmoos für einen höheren Bemessungs-kurzschlussstrom ausgelegt werden.

Wirksamkeit

Unter Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen des vorherigen Netzentwicklungsplans 2019-2030 und der relevanten Änderungen in der Netztopologie des aktuellen NEP2035 (2021) wurden Kurzschlussstrom-berechnungen durchgeführt und eine Überschreitung des zulässigen maximalen Kurzschlussstroms um 51,6 % der 380 kV-Schaltanlage am Standort Kühmoos nachgewiesen.

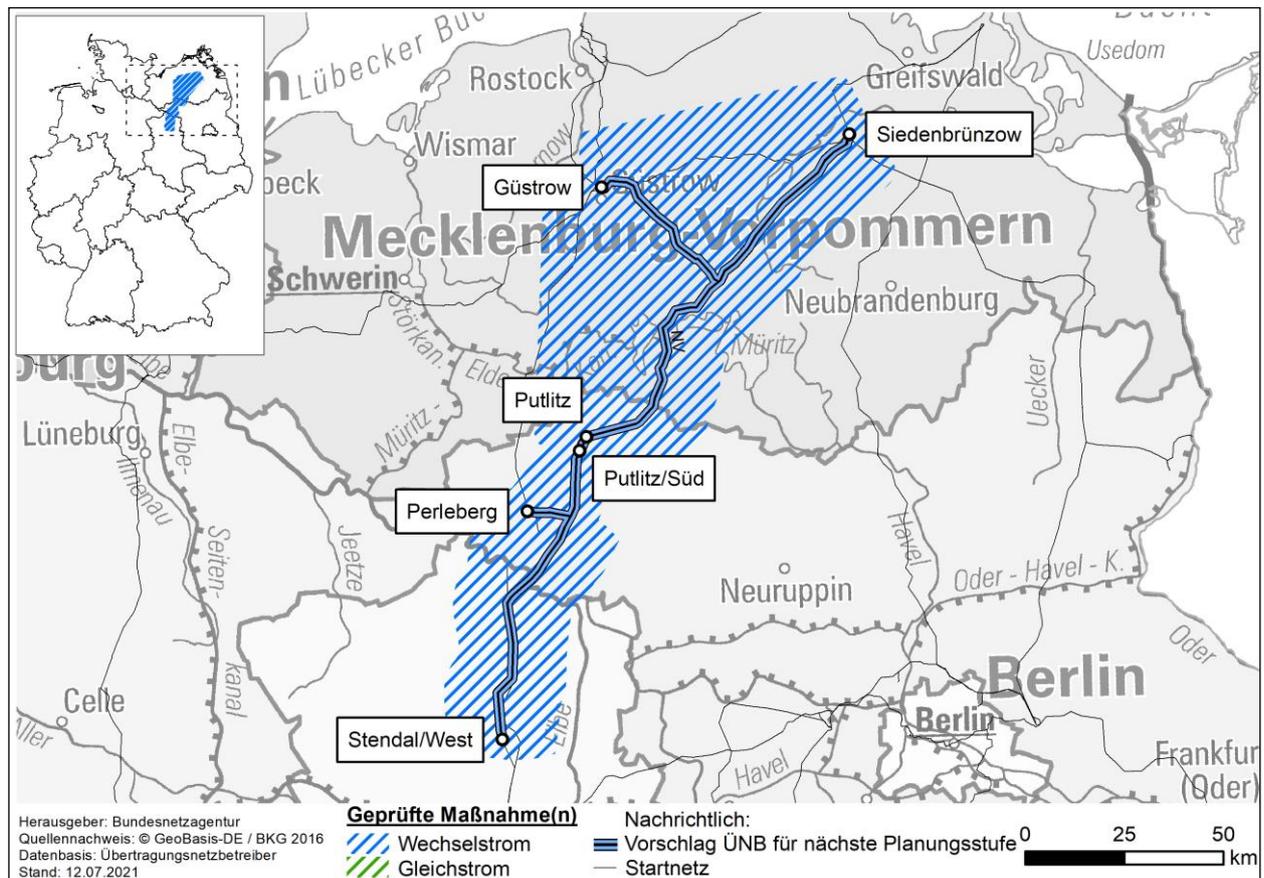
Bewertung

Die Maßnahme M700 ist wirksam, da die bestehende Anlage nicht auf das zukünftig zu erwartende Kurzschlussstromniveau ausgelegt ist und eine entsprechende Ertüchtigung der Anlage dies behebt.

Auf einen Blick

P428	M700
NOVA	V
bestätigt	ja
Vorhabenträger	TransnetBW

P450: Netzverstärkung Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd – Putlitz – Perleberg – Stendal/West



Das Projekt P450 erhöht die Übertragungskapazität in der 50Hertz-Regelzone.

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 erstmals im NEP 2019-2030 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahmen sind als Teil des Vorhabens 60 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Die Maßnahmen bestehen in einer Umbeseilung der bestehenden 380 kV-Leitungen zwischen Putlitz/Süd und Stendal/West und zwischen Güstrow und Putlitz/Süd. Durch die Maßnahmen 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 NEP 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.

Des Weiteren geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues Umspannwerk für die Einbindung des Verteilernetzes errichtet werden soll. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahmen erweisen sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahmen ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Putlitz und Osterburg mit bis zu 548 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahmen ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 78 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduzieren die Maßnahmen den Überlastungsindex um bis zu ca. 825 GWh und tragen damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweisen sich die Maßnahmen M678 und M786 als erforderlich. In Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall bei ca. 27 %. Dies entspricht einem Leistungsfluss von 784 MW und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

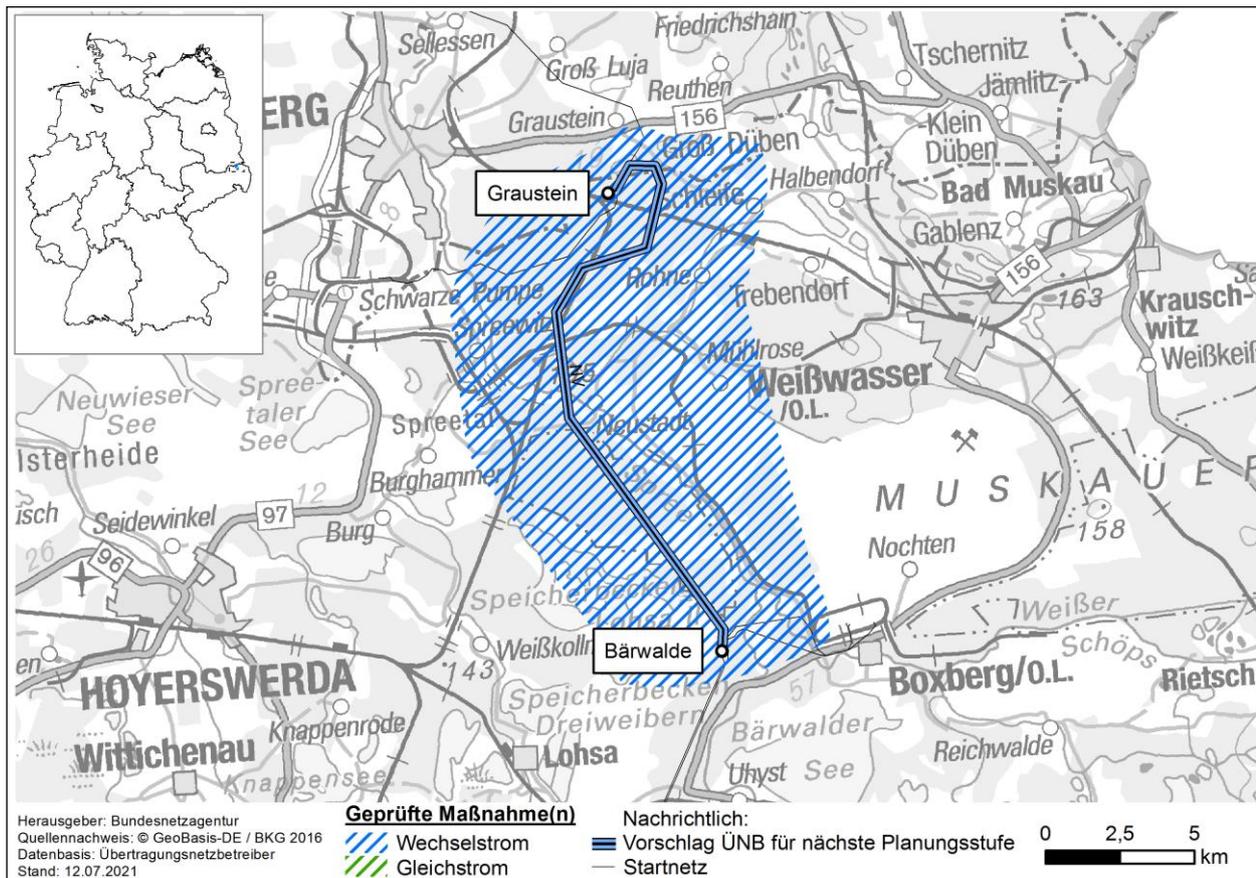
Bewertung

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.

Auf einen Blick

P450		M678/M786
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-825 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	784 MW
Auslastung	Durchschnitt	8 %
	Maximum	27 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	250 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz

P451: Netzverstärkung Graustein – Bärwalde



Das Projekt P451 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Brandenburg und Sachsen.

M681: Graustein – Bärwalde

Die Maßnahme M681 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M681 wurde erstmals im NEP 2019–2030, damals noch als Teil des Projekts P451, von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt und von der Bundesnetzagentur bestätigt. Die Maßnahme ist als Vorhaben 62 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Durch die Umbeseilung einer bestehenden 380 kV-Leitung mit geringerer Stromtragfähigkeit soll die Stromtragfähigkeit zwischen Graustein und Bärwalde durch die Maßnahme auf 4000 A erhöht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass in einem ersten Schritt zunächst WAFB umgesetzt werden soll. Dies erscheint grundsätzlich sinnvoll, wird jedoch im NEP nicht geprüft und bestätigt, sondern vorausgesetzt.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Graustein und Bärwalde mit bis zu 341 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahmen ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 82 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 195 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M681 als erforderlich. Die maximale Auslastung im (n-0)-Fall liegt immer noch bei ca. 46 % je Stromkreis. Dies entspricht einem Leistungsfluss von 1300 MW pro Stromkreis und liegt damit in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz 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 2021 für die hier vorgeschlagene Variante entschieden.

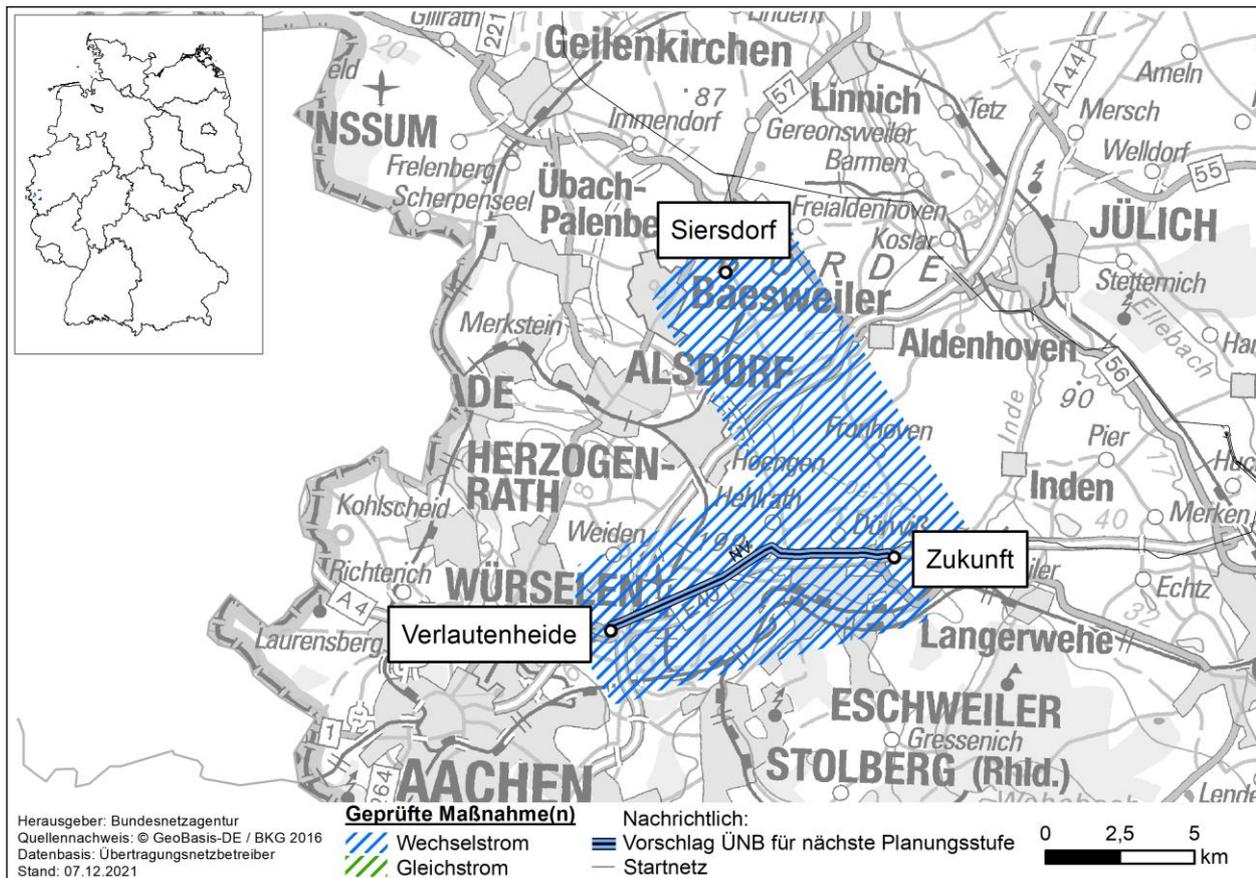
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P451		M681
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-195 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2600 MW
Auslastung	Durchschnitt	14 %
	Maximum	46 %
NOVA		✓
Trassenlänge	Bestand	22 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz

P462: Netzerweiterung im Raum Aachen



Das Projekt P462 erhöht die Versorgungssicherheit im Raum Aachen.

M689: Netzerweiterung im Raum Aachen

Die Maßnahme M689 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M689 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt und teilweise bestätigt. Die Teilmaßnahme Zukunft – Verlautenheide ist als Vorhaben 75 seit 2021 im Bundesbedarfsplangesetz.

Ein neuer 380 kV-Stromkreis soll durch Zubeseilung zwischen Zukunft und Verlautenheide erstellt 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, Zukunft und Verlautenheide jeweils ein weiterer 380/110 kV-Transformator aufgestellt werden soll und dafür die 110 kV-Schaltanlagen erweitert werden müssten. In Siersdorf müsse zusätzlich die bestehende 380 kV-Schaltanlage erweitert werden und in Zukunft und Verlautenheide müsse 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 naheliegend, kann im Detail jedoch auf Ebene des Netzentwicklungsplans nicht geprüft werden und bleibt den folgenden Verfahren vorbehalten.

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. Diese Alternative ist grundsätzlich der eigentlichen Teilmaßnahme Siersdorf nach Zukunft gegenüber vorzugswürdig, da sie die Versorgungssicherheit eines weiteren Umspannwerkes erhöht. Derzeit schätzen die Übertragungsnetzbetreiber die Genehmigungs- und Realisierungsfähigkeit des Neubaus in bestehender Trasse jedoch größer ein als den Neubau in neuer Trasse.

Bewertung

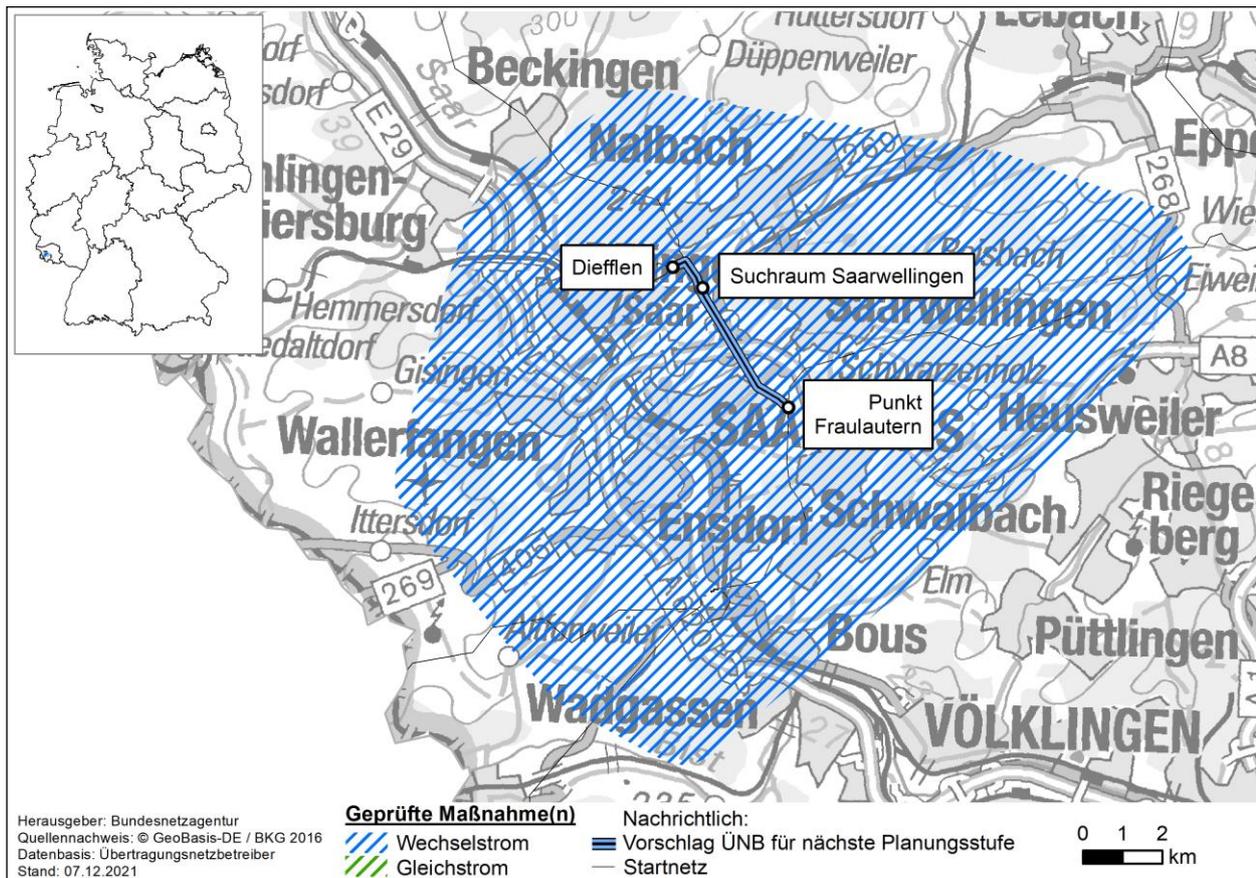
Durch die Zubeseilung zwischen Zukunft und Verlautenheide und den Neubau in bestehender Trasse zwischen Siersdorf und Zukunft wird die Versorgungssicherheit im Raum Aachen erhöht, da insbesondere Einfachausfälle während Freischaltungen aufgrund von Instandhaltungs- und Wartungsarbeiten nicht zu einer Unterbrechung der Versorgung führen. Es sind auch keine alternativen Versorgungsmöglichkeiten erkennbar, die dieses Problem wirksam beheben.

Dabei ist festzuhalten, dass die Alternative 380 kV-Leitung von Siersdorf nach Verlautenheide der 380 kV-Leitung von Siersdorf nach Zukunft aus netztechnischer Sicht vorzuziehen ist. Gegen diese Variante sprechen laut Aussage des zuständigen Netzbetreibers genehmigungsrechtliche Bedenken. Das erscheint zwar grundsätzlich nachvollziehbar, kann jedoch im Rahmen des Netzentwicklungsplans nicht abschließend geprüft und entschieden werden. Insofern regt die Bundesnetzagentur an, diese Alternative im Rahmen des Genehmigungsverfahrens zu prüfen.

Auf einen Blick

P462		M689
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	24 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P464: Netzerweiterung im Saarland



Das Projekt P464 erhöht die Versorgungssicherheit im Saarland.

M691: Netzerweiterung im Saarland

Die Maßnahme M691 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M691 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2019-2030 beantragt.

Durch Neubau vom Punkt Fraulautern nach Diefflen und von Diefflen nach Saarwellingen sowie die Spannungsumstellung vom Punkt Fraulautern nach Saarwellingen soll das Übertragungsnetz an gestiegene Anforderungen angepasst werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Suchraum Saarwellingen ein neues 380/110 kV-Umspannwerk errichtet werden müsse. Zusätzliche Transformatoren müssten an den Standorten Ensdorf und Saarwellingen 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 Saarwellingen angeschlossen würden. Bei möglichen, zukünftig höheren notwendigen Netzanschlusskapazitäten wäre es notwendig auf dem Standort der heutigen 220 kV-Anlage Diefflen eine 380 kV-Anlage zu errichten. 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 im Szenario C 2035 zu Auslastungen von bis zu 125 % auf den Stromkreisen, die auch Industriekunden versorgen. Durch Hinzunahme der Maßnahme treten derartige Fälle nicht auf.

Alternativen

Die Maßnahme sieht vor, dass die Standorte Obergraben und Dillinger Hütte zukünftig über 110 kV-Leitungen versorgt werden. Alternativ hierzu ist laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber auch ein 380 kV-Neubau zu den Standorten möglich. Dies erscheint zwar grundsätzlich möglich, zusätzliche neue 380 kV-Leitungen sind im Vergleich zur hier vorgeschlagenen 110 kV-Leitungen allerdings nicht bedarfsgerecht.

Alternativ zur vorgeschlagenen Maßnahme ist laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber auch ein Neubau zwischen Wadern und Diefflen denkbar. Dies erscheint zwar grundsätzlich möglich, jedoch erscheint eine zusätzliche Leitung im Vergleich zur hier vorgeschlagenen Verstärkung überdimensioniert.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag wies auf den steigenden Leistungsbedarf aus dem Übertragungsnetz im Saarland hin, der bei der geplanten klimaneutralen Produktion von Stahl entstehen würde. Dies sei bei der Prüfung der Maßnahme zu berücksichtigen, da davon auszugehen sei, dass das bestehende 220 kV-Netz nicht ausreichend leistungsfähig ist.

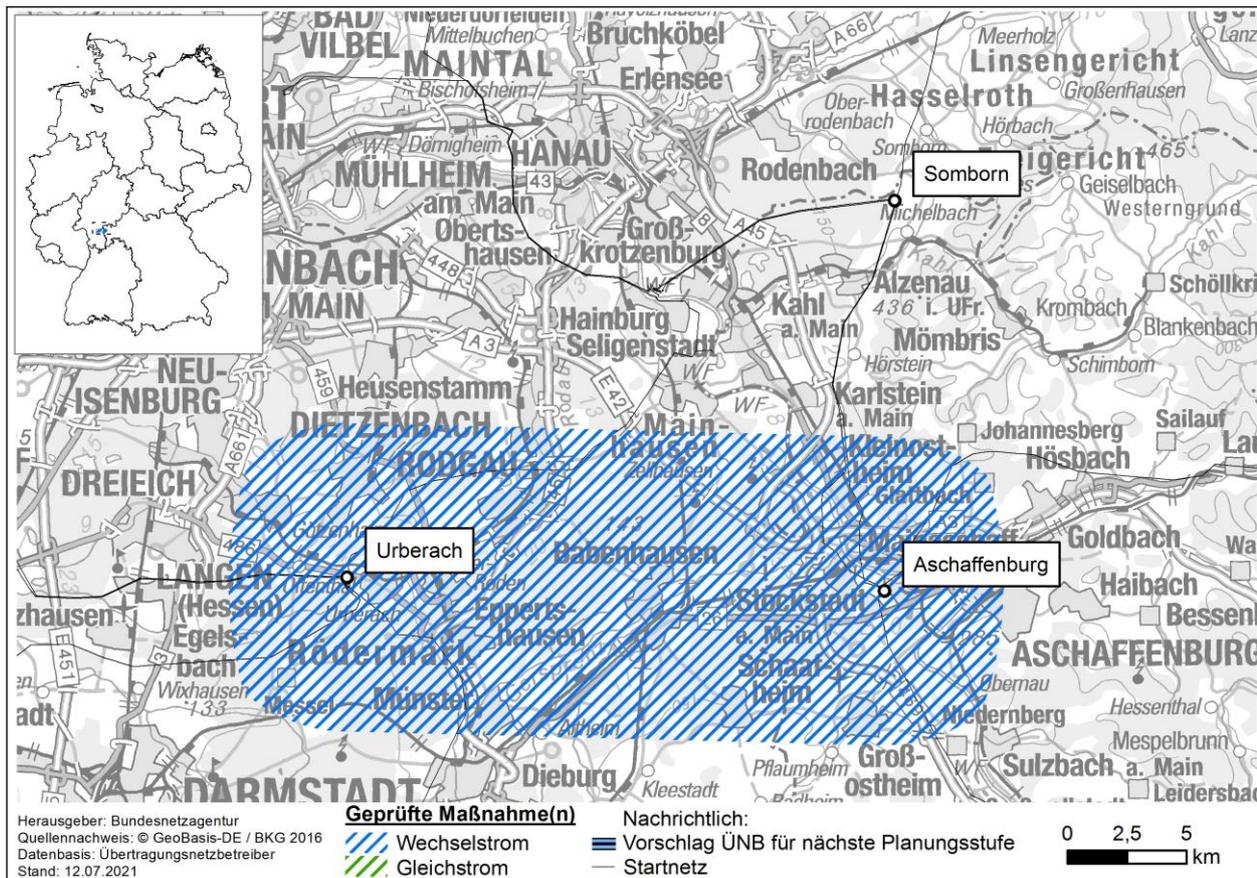
Bewertung

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

P464		M691
Wirksamkeit		X
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	8,3 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P500: Netzverstärkung und -ausbau Somborn – Aschaffenburg – Urberach



Das Projekt P500 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M737: Aschaffenburg – Urberach

Die Maßnahme M737 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M737 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

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 für die Leitung verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend, ist jedoch nicht Gegenstand 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, dass ggf. das bestehende Umspannwerk Aschaffenburg ersetzt werden muss und dass das Umspannwerk Aschaffenburg um zwei

zusätzliche 380/110 kV-Transformatoren erweitert werden muss. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Urberach und Großkrotzenburg mit bis zu 183 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 110 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 912 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M737 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 48 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit je 1211 MW für jedes neue System in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Alternativ zur vorgeschlagenen Maßnahme ist laut Aussage der Übertragungsnetzbetreiber eine Erweiterung des Projekts P161 um weitere Stromkreise, in Kombination mit der Verlängerung des Projekts P161 nach Somborn und Verlagerung der 220 kV-Verbindung zum Umspannwerk Trennfeld von Großkrotzenburg nach Somborn denkbar. Diese Alternative entlastet das Übertragungsnetz allerdings schlechter als die reguläre Maßnahme und wurde deshalb verworfen.

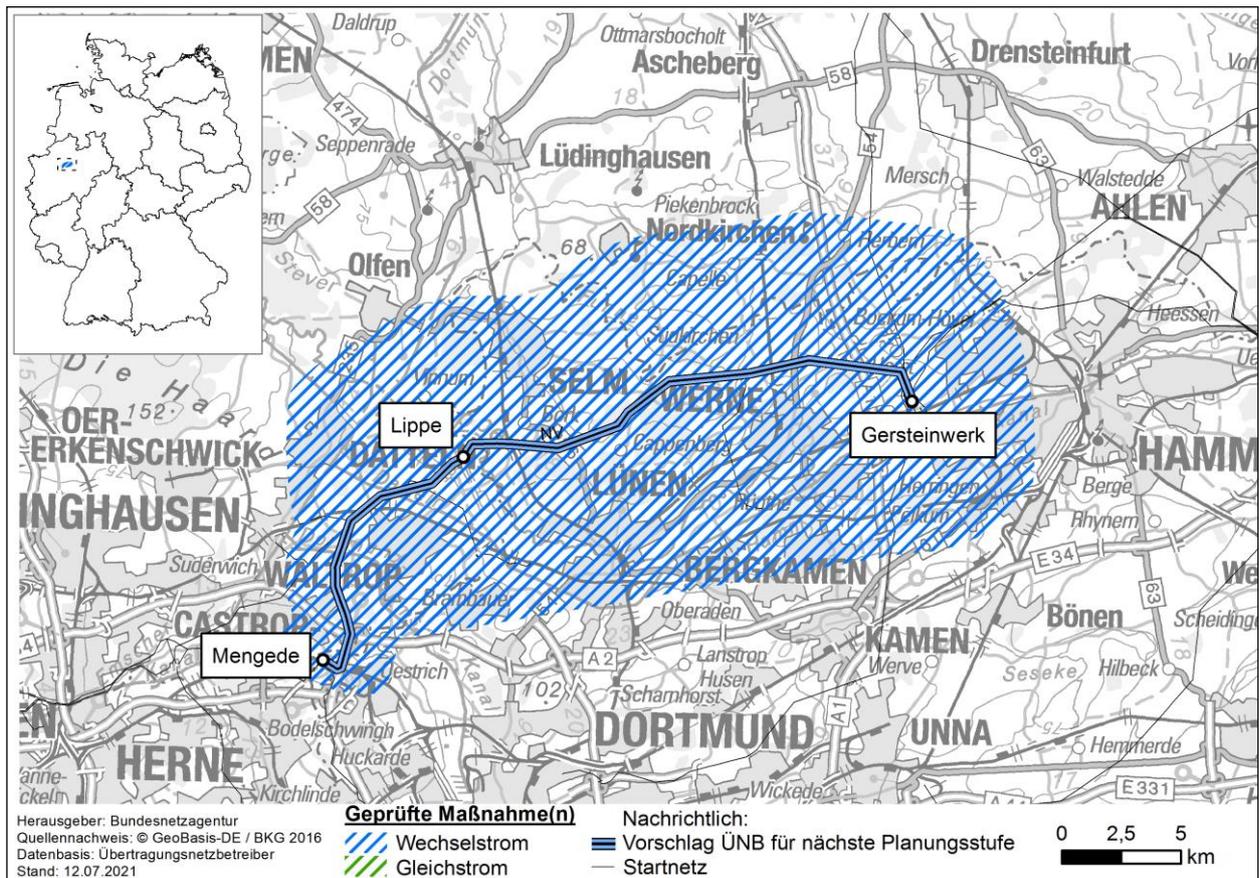
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P500		M737
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-912 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2422 MW
Auslastung	Durchschnitt	12 %
	Maximum	48 %
NOVA		A
Trassenlänge	Bestand	-
	Ausbau	29,5 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion, TenneT

P501: Netzverstärkung Gersteinwerk – Lippe – Mengede



Das Projekt P501 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M740: Neubau in bestehender Trasse Gersteinwerk – Lippe – Mengede

Die Maßnahme M740 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M740 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll die bestehende 380 kV-Leitung von Gersteinwerk 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 notwendig.

Wirksamkeit

Aufgrund des großen Einflusses der Maßnahme M602 Westerkappeln – Gersteinwerk des Projekts P402 auf diese Maßnahme wurde die P402 M602 im Netz bei der Prüfung der P501 M740 vorausgesetzt.

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Gersteinwerk und Mengede mit bis zu 114 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist ein Stromkreis zwischen Gersteinwerk und Mengede nur noch mit bis zu 76 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 475 GWh zusätzlich zur P402 M602 und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M740 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 61 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit insgesamt 6275 MW für die vier neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

Alternativ zur vorgeschlagenen Maßnahme ist laut den Übertragungsnetzbetreibern auch ein Neubau zwischen Uentrop und Kruckel denkbar. Diese Alternative verstärkt netztechnische Probleme an angrenzenden Stellen und wird deshalb verworfen.

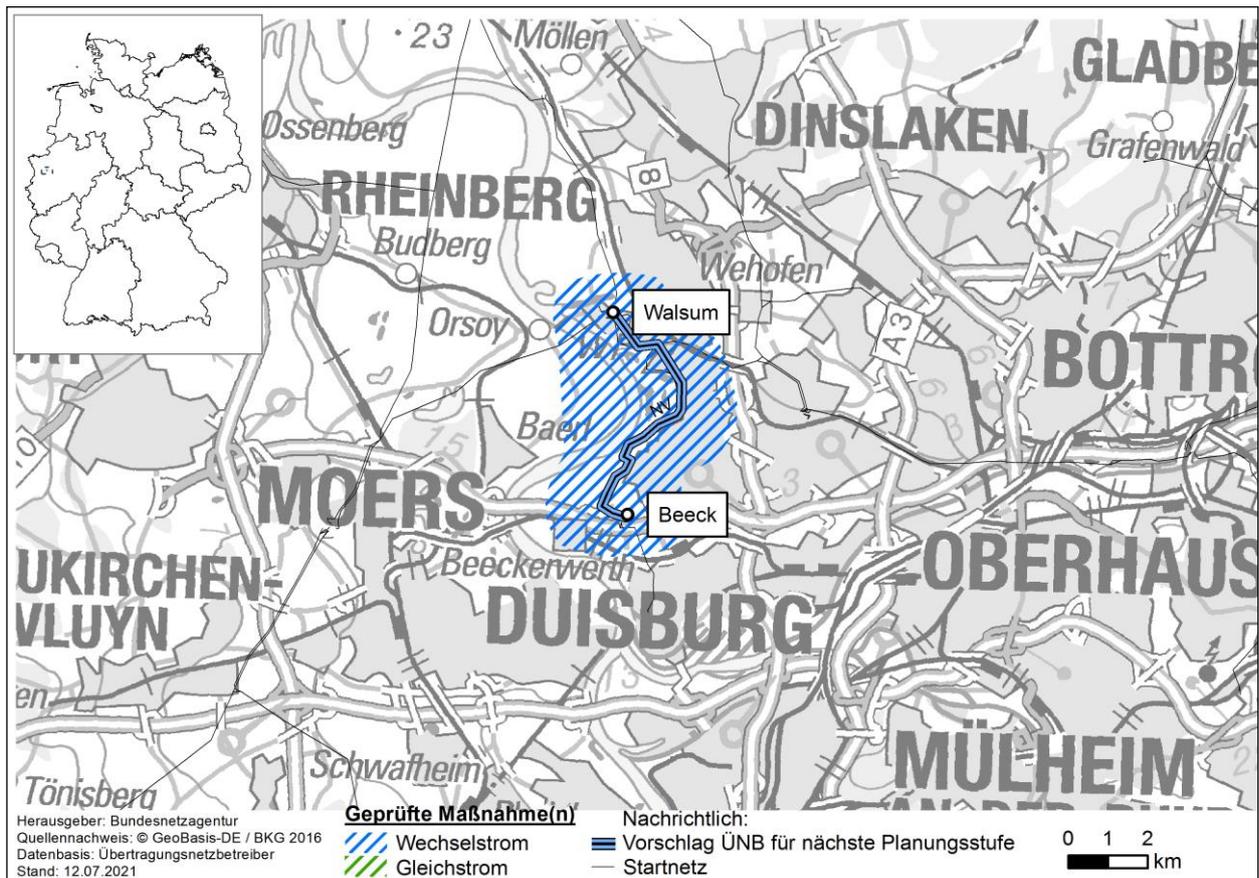
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P501		M740
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-475 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	6275 MW
Auslastung	Durchschnitt	23 %
	Maximum	61 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	34 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P502: Netzverstärkung Walsum – Beeck



Das Projekt P502 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M741: Neubau in bestehender Trasse Walsum – Beeck

Die Maßnahme M741 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M741 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll ein bestehendes 220 kV-Doppelsystem von Walsum nach Beeck durch ein neues 380 kV-Doppelsystem ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahmen die Schaltanlagen in Walsum und Beeck verstärkt werden müssen. Dies ist grundsätzlich naheliegend und auch aufgrund der Spannungs-umstellung notwendig. 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

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Walsum und Beeck mit bis zu 158 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 56 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 231 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M741 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 29 %. Der maximale Wirkleistungsfluss im Szenario C 2035 liegt mit insgesamt 1115 MW für die beiden neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

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

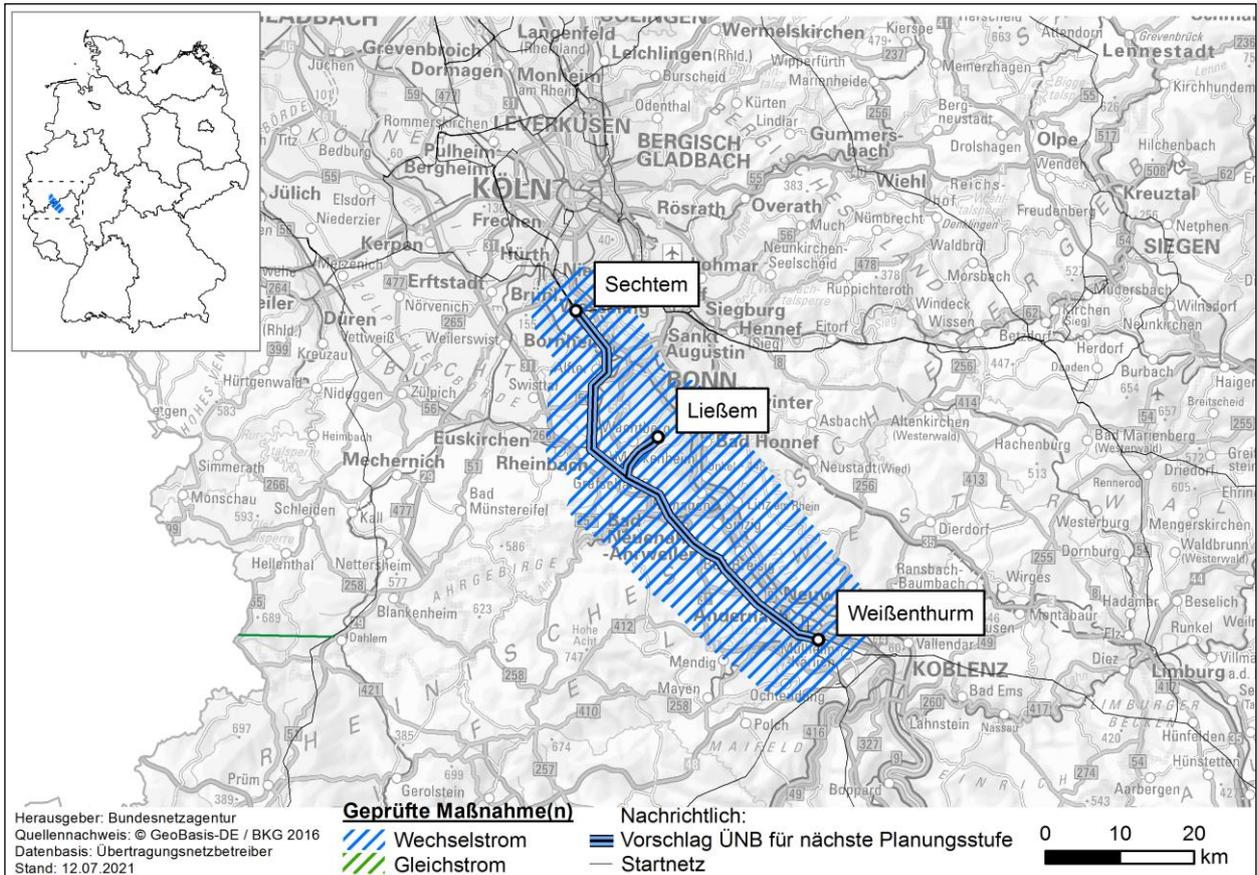
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P502		M741
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-231 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	1115 MW
	Durchschnitt	14 %
Auslastung	Maximum	29 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	8,5 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P504: Netzverstärkung Sechtem – Weißenthurm



Das Projekt P504 erhöht die Übertragungskapazität von Nordrhein-Westfalen nach Rheinland-Pfalz, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M743: Sechtem – Weißenthurm

Die Maßnahme M743 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M743 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Durch Umbeseilung soll die Stromtragfähigkeit der bestehenden Systeme zwischen Sechtem und Weißenthurm erhöht werden.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall der Stromkreis zwischen Sechtem und Weißenthurm mit bis zu 143 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 62 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 148 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M743 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 48 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit insgesamt 2461 MW für die zwei neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

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

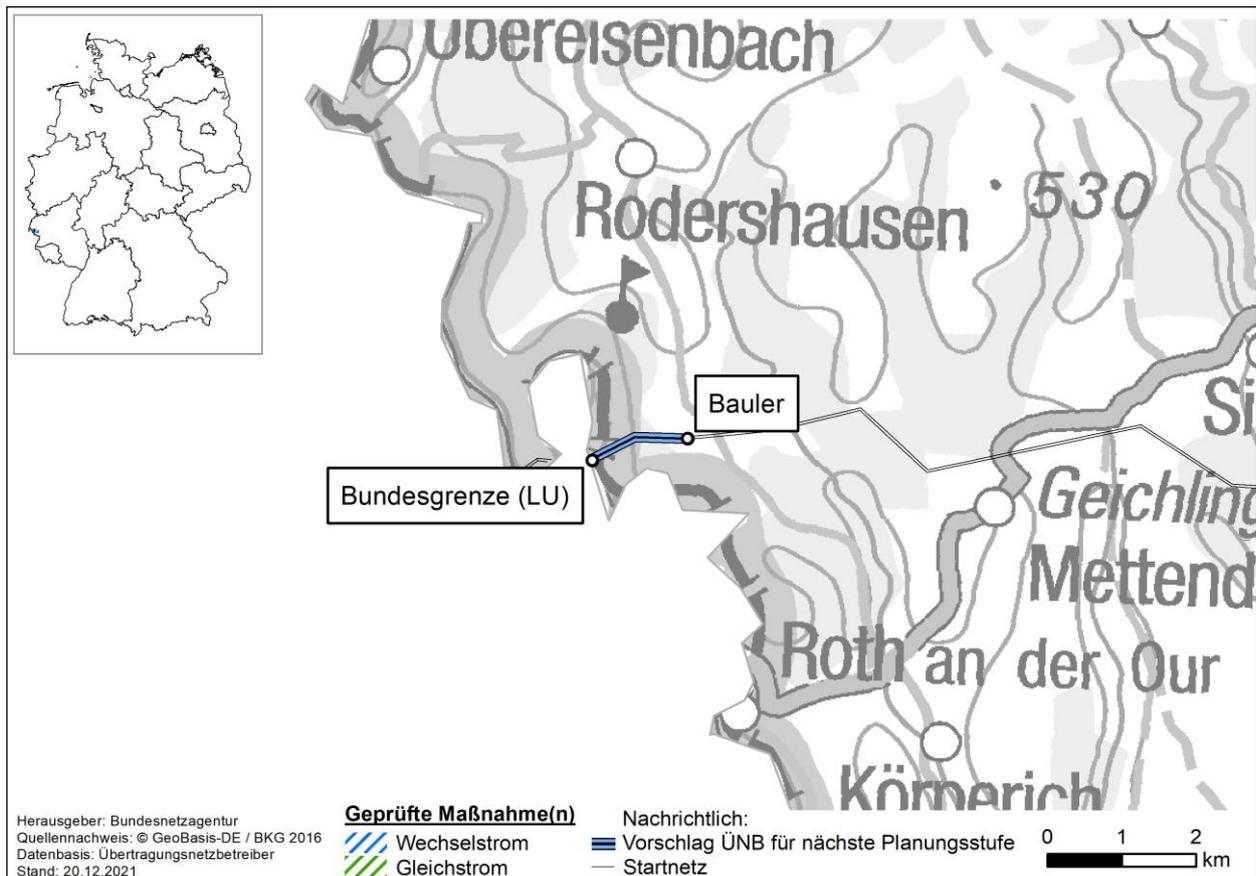
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

P504		M743
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-148 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	2461 MW
Auslastung	Durchschnitt	14 %
	Maximum	48 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	77 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P505: Netzverstärkung Bauler – Bundesgrenze (LU)



Das Projekt P505 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Rheinland-Pfalz und Luxemburg, um ein höheres Sicherheitsniveau herzustellen.

M754: Netzverstärkung Bauler – Bundesgrenze (LU)

Die Maßnahme M754 wird zwischen Bauler und der Bundesgrenze (LU) bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M754 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Durch Umbeseilung soll die bestehende 220 kV-Leitung von Niederstedem über Bauler zur Grenze nach Luxemburg ertüchtigt werden.

Wirksamkeit

Bei einem Ausfall beider Stromkreise der Leitung Aach – Bofferdange ist die zu ersetzende Bestandsleitung zwischen Bauler und der Bundesgrenze beispielsweise im Szenario C 2035 mit bis zu 117 % überlastet. Bei Ersatz der Bestandsleitung mit der Maßnahme M754 beträgt die maximale Auslastung bis zu 62 % bei Ausfall des Doppelsystems.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag legte dar, dass nach luxemburgischen Energie- und Klimaplan sowie dem Scenario Report 2040, welche die zu erwartenden demographischen und wirtschaftlichen Entwicklungen abbilden, eine Steigerung der Last von 830 MW auf über 1800 MW anzunehmen sei. Während dies zwar mit einer Steigerung der Erzeugungsleistung von 500 MW auf 2500 MW einherginge, sei diese aber zu größten Teilen aus erneuerbaren Quellen geplant.

Die Verteilung von Lasten und Erzeugungen im deutsch-luxemburgischen Marktgebiet, die Anbindung Luxemburgs über lediglich zwei Doppelsysteme und die Abhängigkeit der luxemburgischen Versorgungssicherheit von eben diesen Systemen mache die Berücksichtigung eines möglichen des (n-2)-Ausfalls erforderlich.

Diese Ausführungen sind für die Bundesnetzagentur nachvollziehbar.

Bewertung

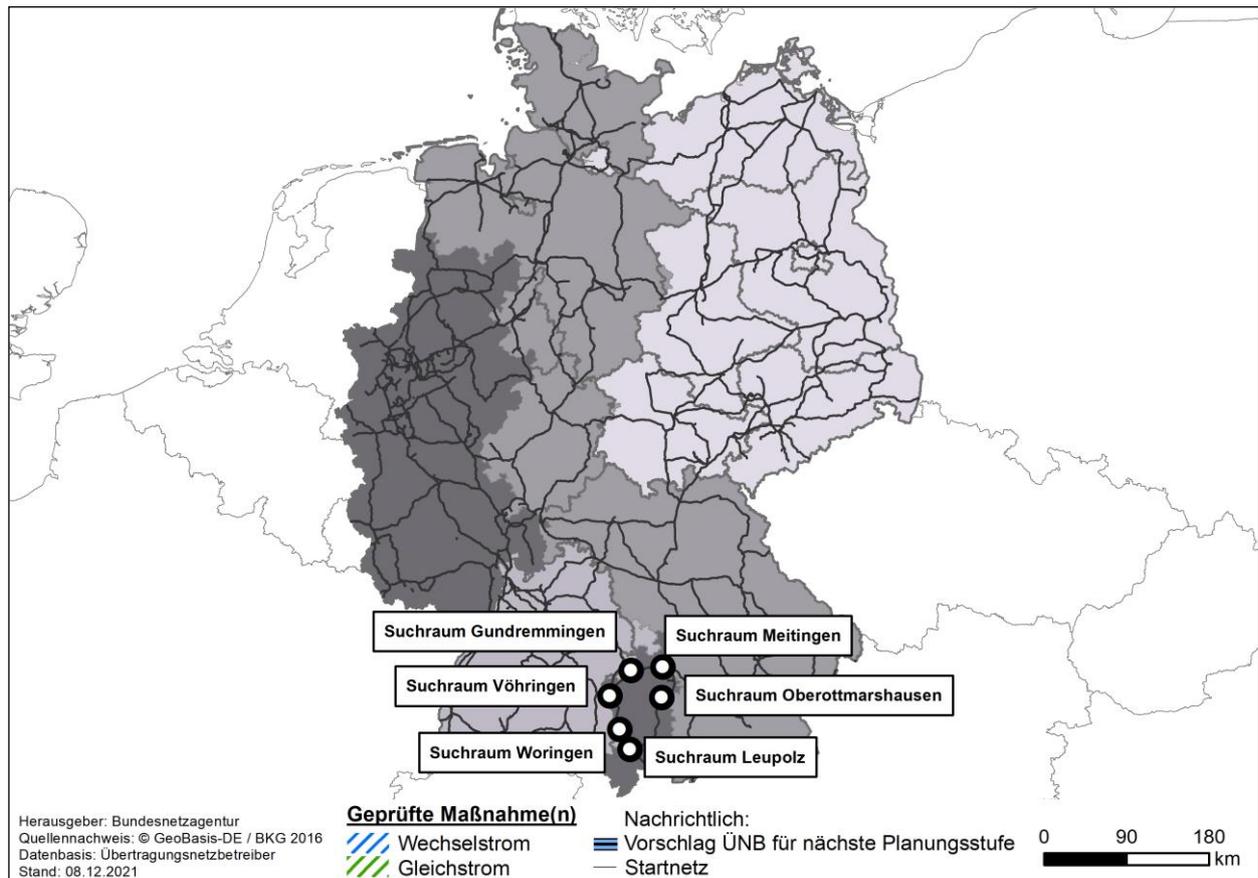
Zur Begründung der Maßnahme führen die Übertragungsnetzbetreiber aus, dass die Maßnahme notwendig sei, um eine über das (n-1)-Kriterium gehende Sicherheit zu schaffen. Dies liegt vor allem an den prognostizierten Laststeigerungen in Luxemburg und den sensiblen Kunden insbesondere aus dem Finanzsektor. Die Überlastungen im (n-2)-Fall konnten nachvollzogen werden.

Da auf der Leitung zwischen Niederstedem und Bauler, welche die Übertragungsnetzbetreiber im Zuge der Maßnahme ebenfalls verstärken wollten, keine Überlastungen festgestellt werden konnten, bestätigt die Bundesnetzagentur diesen Teil der beantragten Maßnahme nicht.

Auf einen Blick

P505		M754
Wirksamkeit		X
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	2 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		Amprion

P510: Netzbooster-Pilotanlagen



Im Projekt P510 sollen dezentrale Netzbooster-Pilotanlagen zur Erprobung von kurativen Betriebsführungskonzepten zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes realisiert werden.

M787: Netzbooster-Pilotanlagen in der Region Bayerisch-Schwaben

Die Maßnahme M787 wird nicht bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M787 wird erstmals im NEP 2021-2035 von den Übertragungsnetzbetreibern beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2025 an.

Bei den Netzbooster-Pilotanlagen handelt es sich um Batteriespeicher, die in die Leitsysteme der Übertragungsnetzbetreiber eingebunden werden, um eine neue kurative Netzbetriebsführungstechnik zu erproben und umzusetzen. Die Batteriespeicher stehen insofern nur 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 I B 7.11). Hierfür muss in der Regel in Süddeutschland Leistung eingespeist werden und in Norddeutschland Leistung ausgespeist oder reduziert werden.

Im Rahmen der Maßnahme M787 sollen mehrere kleinere Netzbooster-Anlagen in der Region Bayerisch-Schwaben errichtet werden. Diese sollen in Summe eine Leistung von 250 MW und eine Kapazität von 250 MWh haben. Die Anlagen sollen nach aktuellem Stand im Verteilernetz angeschlossen werden. Im Norden ist keine eigenständige Maßnahme geplant, da unter anderem die Einbindung von Offshore-Windparks vorgesehen ist.

Konsultation

Ein Konsultationsbeitrag sah dezentrale Netzbooster als vorteilhaft an, da sie einen zusätzlichen Nutzen im Verteilernetz stiften könnten.

Dem vorliegenden Antrag konnte weder eine konkrete Beschreibung über den genauen Nutzen, noch ein Nachweis wie hoch ein solcher Nutzen ausfällt entnommen werden. Demzufolge kann die Bundesnetzagentur bei der Prüfung keinen etwaigen Zusatznutzen durch den Einsatz im Verteilernetz berücksichtigen.

Bewertung

Die Maßnahme dient der Verringerung von Engpassmanagementkosten, indem durch eine kurative Betriebsweise das Übertragungsnetz höher ausgelastet werden kann. Zum Nachweis haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt, deren Ergebnisse der Bundesnetzagentur vorliegen. Nach diesen Ergebnissen würden sich die Investitionskosten der drei Netzbooster-Anlagen zusammen innerhalb von 18 bis 19 Jahren amortisieren.

Die Bundesnetzagentur führt jedoch zusätzlich eigenständige Analysen durch, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu bewerten. Die Projekte P365 und P430 werden dabei gemeinsam bewertet (zur Vorgehensweise vgl. Abschnitt I B 7.11).

Das folgende Bild zeigt Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbewertung im Zeitverlauf. Es werden die jährlichen Einsparungen aufsummiert und den Kosten gegenübergestellt.

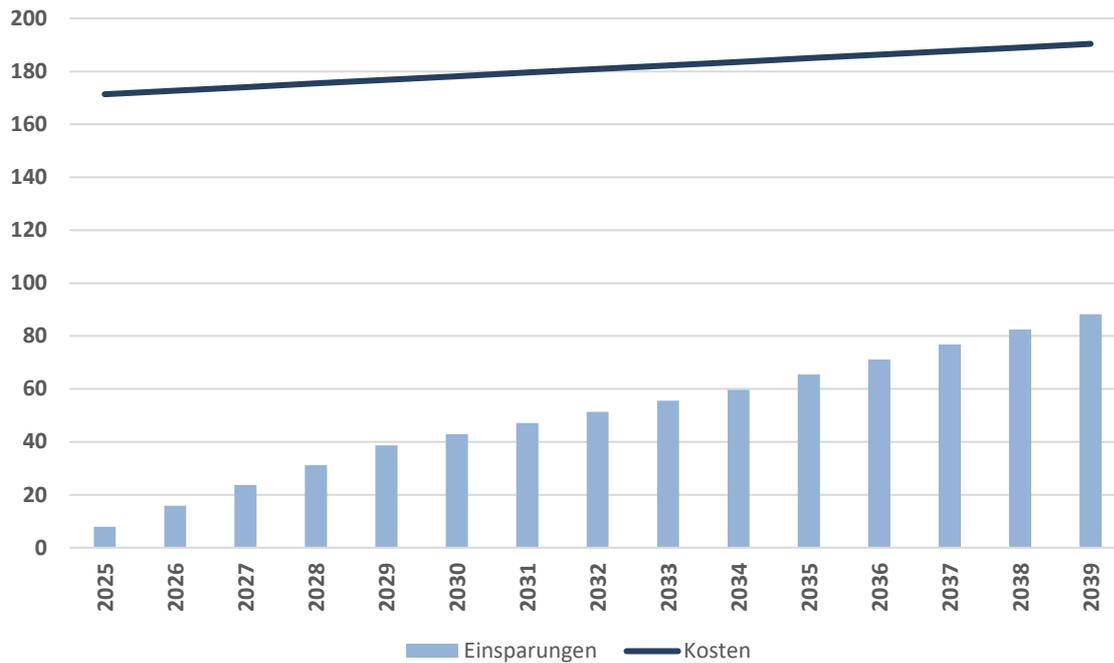


Abbildung 7: Gegenüberstellung Kosten und Einsparungen des Projekts P510 in Mio. €

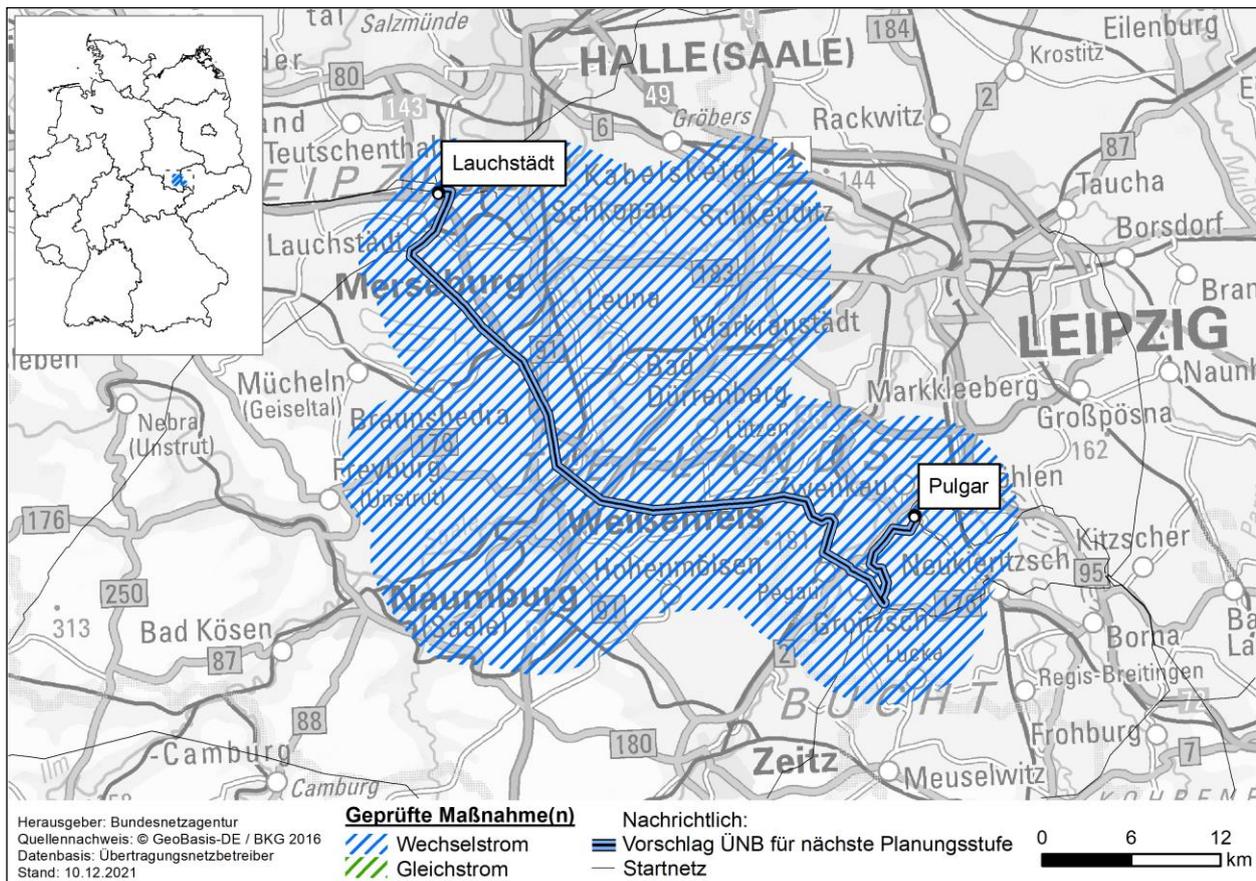
Nach 15 Jahren liegen die Einsparungen noch deutlich unterhalb der Kosten. Die Amortisationszeit, die sich bei konstanter Fortschreibung der Einsparungen ergäbe, läge bei etwa 38 Jahren. Damit konnte keine Wirtschaftlichkeit des Projekts P510 festgestellt werden.

Der Unterschied in den Analyseergebnissen ist, auch im Vergleich zu den Projekten P365/P430, eklatant. Er ist derart deutlich, dass sich die Frage einer Abwägung wie in im Fall der vorgenannten Projekte nicht stellt. Diese Differenzierung zwischen den Netzbooster-Projekten hatte die Bundesnetzagentur auch schon in den vorläufigen Prüfungsergebnissen angekündigt. Stellungnahmen, die insofern eine andere Sichtweise begründen würden sind weder seitens der Übertragungsnetzbetreiber noch als Konsultationsbeitrag eingegangen.

Auf einen Blick

P510	M787
NOVA	O
bestätigt	nein
Vorhabenträger	Amprion

P528: Netzverstärkung Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels – Pulgar



Das Projekt P528 erhöht die Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Sachsen-Anhalt, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

M750: Netzverstärkung Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels – Pulgar

Die Maßnahme M750 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M750 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Durch Neubau in bestehender Trasse soll eine bestehende 220 kV-Leitung von Lauchstädt nach Pulgar durch eine 380 kV-Leitung ersetzt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass im Rahmen der Maßnahme ein neues Umspannwerk im Suchraum Leuna/Merseburg/Weißenfels für die Einbindung von Großverbrauchern errichtet werden muss. Der Bedarf für solche Netzanschlüsse ist jedoch nicht Gegenstand der Prüfung im Netzentwicklungsplan.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im (n-1)-Fall ein Stromkreis zwischen Lauchstädt und Leuna im Szenario C 2035 mit bis zu 127 % belastet. Durch Hinzunahme der Maßnahme ist der Stromkreis nur noch mit bis zu 63 % ausgelastet.

Deutschlandweit reduziert die Maßnahme den Überlastungsindex um bis zu ca. 71 GWh und trägt damit in erheblichem Ausmaß dazu bei, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verringern oder zu vermeiden.

Erforderlichkeit

In sämtlichen geprüften Szenarien erweist sich die Maßnahme M750 als erforderlich. Im Szenario C 2035 liegt die maximale Auslastung im (n-0)-Fall beispielsweise bei ca. 24 %. Der maximale Wirkleistungsfluss in Szenario C 2035 liegt mit je 684 MW für die beiden neuen Stromkreise in einer Größenordnung, die regelmäßig nicht mehr sinnvoll im Verteilernetz transportiert werden kann.

Alternativen

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

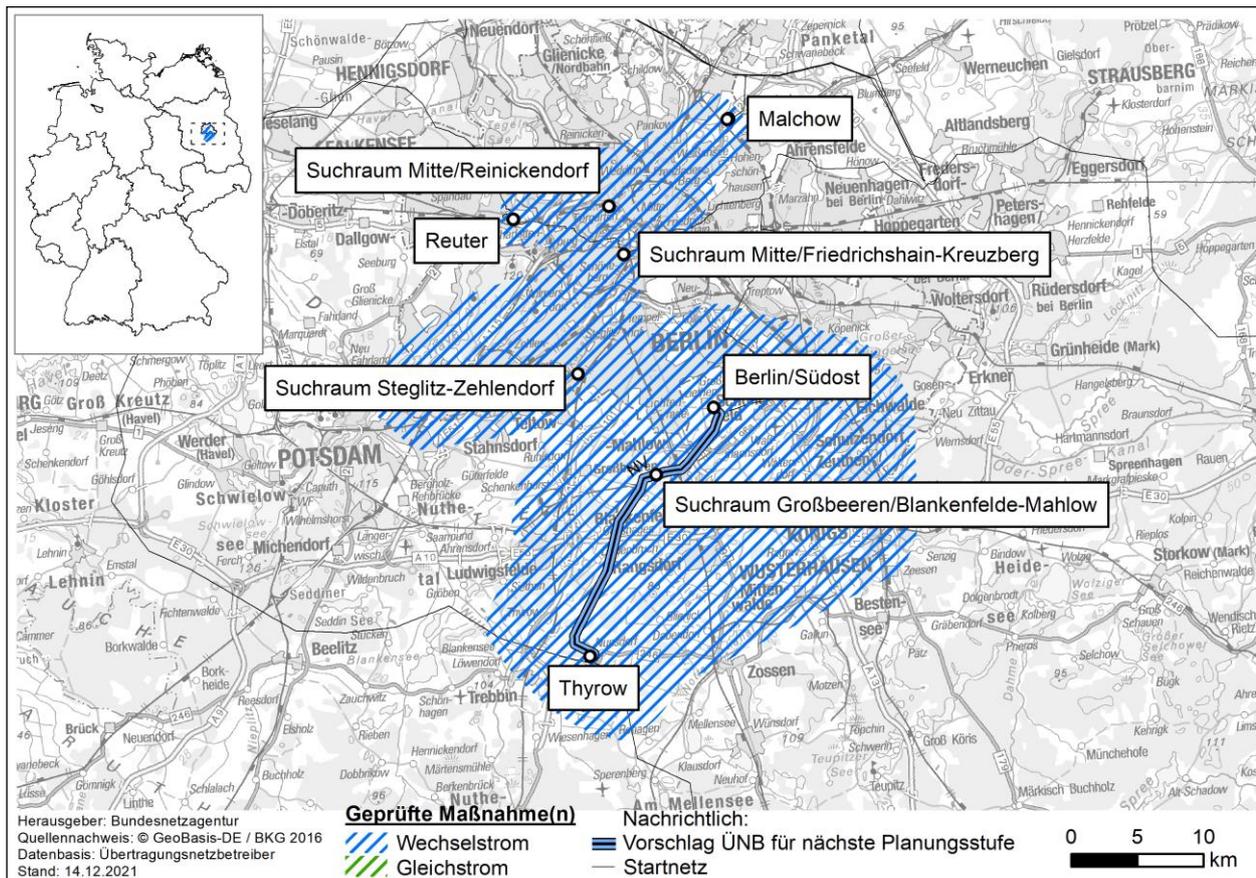
Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam und erforderlich, insbesondere auch schon in den Szenarien für das Jahr 2035. Sie hat eine ausreichende Auslastung und trägt signifikant zur Entlastung des Wechselstromnetzes und damit zur Einsparung von Engpassmanagement bei.

Auf einen Blick

	P528	M750
Wirksamkeit		ja
Überlastungsindex		-71 GWh
Erforderlichkeit		ja
Leistungsfluss	Maximum	1368 MW
Auslastung	Durchschnitt	8 %
	Maximum	24 %
NOVA		V
Trassenlänge	Bestand	59 km
	Ausbau	-
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz

P531: Netzausbau und -verstärkung Berlin



Das Projekt P531 erhöht die Versorgungssicherheit Berlins.

M531a: Thyrow – Suchraum Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow – Berlin/Südost/Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf – Suchraum Stadtbezirke Mitte/Friedrichshain-Kreuzberg
M531b: Malchow – Suchraum Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf – Reuter

Die Maßnahmen M534a und M531b werden bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahmen M534a und M531b wurden in dieser Form von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

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 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

P531		M531a/M531b
NOVA		A/V
Trassenlänge	Bestand	25 km
	Ausbau	38 km
bestätigt		ja
Vorhabenträger		50Hertz

P532: Netzverstärkung Umspannwerk Streumen

Das Projekt P532 erhöht die Übertragungskapazität in Sachsen, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken.

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.

Mit der Maßnahme soll die bestehende 380 kV-Schaltanlage verstärkt werden, um die zulässige Strombelastung der Sammelschienen und die Kurzschlussfestigkeit zu erhöhen.

Wirksamkeit

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam. Ohne die Maßnahme ist beispielsweise im Szenario C 2035 im (n-1)-Fall die 380 kV-Schaltanlage in Streumen mit bis zu 102 % belastet.

Darüber hinaus übersteigen bereits heute die maximalen modelltechnisch ermittelten Kurzschlussströme die Kurzschlussfestigkeit der 380 kV-Schaltanlage in Streumen um 12 % und können so zu Einschränkungen im Betrieb führen. Diese Situation wurde darüber hinaus an einem Datensatz, der die Netzsituation im Jahr 2030 abbildet, aufgezeigt. Eine Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit der Schaltanlage behebt diese Situation.

Bewertung

Die Maßnahme erweist sich in allen betrachteten Szenarien als wirksam.

Auf einen Blick

P532	M536a
Wirksamkeit	X
NOVA	V
bestätigt	ja
Vorhabenträger	50Hertz

P550: Netzoptimierung zwischen Conneforde und dem Landkreis Cloppenburg

Das Projekt P550 dient der temporären Einbindung des Offshore-Anbindungssystems NOR-7-1 in das landseitige Netz, falls die hierfür erforderliche Inbetriebnahme von TTG-P21 in 2025 nicht sichergestellt werden kann.

M782: Netzoptimierung Conneforde – Garrel/Ost

Die Maßnahme M782 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Maßnahme M782 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern erstmals im NEP 2021-2035 beantragt.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben eine erwartete Inbetriebnahme der Maßnahme im Jahr 2025 an.

Im Rahmen dieser Maßnahme sollen zwischen der Kabelübergangsanlage Bevenbruch und der 220 kV-Bestandsleitung Conneforde – Cloppenburg ein wenige Hundert Meter langes Freileitungsprovisorium sowie zwei 380/220 kV-Transformatoren im Umspannwerk Garrel/Ost errichtet werden, um die Anbindung des Konverters der NOR-7-1 zu ermöglichen. Das Provisorium soll nach vollständiger Inbetriebnahme von TTG-P21 zurückgebaut werden.

Darüber hinaus soll die bestehende 220 kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg/Ost mit 80 °C-Trassierung, witterungsabhängigem Freileitungsbetrieb und aktiver (n-1)-Überwachung ausgerüstet werden (Netzoptimierung). Das bestehende Umspannwerk in Conneforde wird hierzu durch Tausch von begrenzenden Komponenten in den 220 kV Leitungsschaltfeldern Conneforde – Cloppenburg/Ost verstärkt (Netzverstärkung).

Bewertung

Die Maßnahme M782 ist als temporäre Maßnahme zur Reduzierung von Engpassmanagement wirksam. Aufgrund des geplanten Inbetriebnahmedatums in 2025 haben die Übertragungsnetzbetreiber eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf Grundlage des Szenarios B 2025 des NEP 2019-2030 durchgeführt. Daraus ergibt sich, dass die Maßnahme 2,2 TWh Redispatch (ca. 422 Mio. €) in einem Jahr einsparen kann, gegenüber keiner Einspeisung aus der Offshore-Anbindung BorWin 5. Unter der Annahme, dass kein Freileitungsmonitoring auf der bestehenden 220 kV-Leitung umgesetzt werden kann, spart das Projekt weiterhin 1,7 TWh Redispatch (ca. 340 Mio. €) in einem Jahr ein. Demgegenüber stehen nach aktuellem Stand Investitionskosten von etwa 88 Mio. €.

Auf einen Blick

P550 M782	Redispatch [GWh]	Differenz zur Referenz [GWh]	Engpass- management [Mio. €]	Differenz zur Referenz [GWh]
Referenz:				
B 2025 ohne P21, ohne P550 (BorWin5 aus)	17337	-	1,75	-
B 2025 ohne P21, mit P550 (BorWin5 ein) ohne FLM auf 220 kV Garrel/Ost - Conneforde	15630	-1707	1,4	-340
B 2025 ohne P21, mit P550 (BorWin5 ein)	15171	-2166	1,3	-422
Vorhabenträger TenneT				

6. Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen

Die Bundesnetzagentur bestätigt die Offshore-Anbindungen auf Basis der geltenden Ausbauziele des Windenergie-auf-See-Gesetzes. Diese geltende Rechtslage hat auch die Konsultation und deren eingegangene Stellungnahmen geprägt. Die Bundesnetzagentur verkennt nicht, dass die Offshore-Ausbauziele in naher Zukunft gemäß Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung vorgezogen bzw. angehoben werden sollen. Danach sollen die Anbindungssysteme in 2030 bereits 30 GW Offshore-Leistung erschließen, in 2035 sollen es 40 GW sein und in 2045 werden 70 GW Offshore angestrebt. Die Bundesnetzagentur unterstützt diese Vorhaben. Sie bestätigt im Netzentwicklungsplan 2021-2035 eine auf Basis der bisherigen Planungsgrundlagen resultierende Reihenfolge der Errichtung der Anbindungsleitungen und behält sich zugleich vor, die Fertigstellungstermine anzupassen, sobald auf Basis neuer gesetzlicher Regelungen eine rechtssichere Festlegung möglich ist.

6.1 Ermittlung des Ausbaubedarfs

Die gesetzlichen Ziele für den Ausbau der Offshore-Windenergie liegen gemäß § 1 Abs. 2 WindSeeG bei 20 Gigawatt installierter Leistung bis zum Jahr 2030 und bei 40 Gigawatt bis zum Jahr 2040. Angesichts der Vorgaben des Klimaschutzgesetzes ist Gegenstand der politischen Debatte, ob und wie diese Ziele angehoben bzw. schneller erreicht werden können. Die Bestätigung von Anbindungsleitungen im NEP muss dieser Ausgangslage Rechnung tragen. Denn als Trägerin öffentlicher Aufgaben hat die Bundesnetzagentur bei ihren Entscheidungen den Zweck des Klimaschutzgesetzes und die zu seiner Erfüllung festgelegten Ziele zu berücksichtigen (§ 13 Abs. 1 S. 1 KSG).

Anhand des genehmigten Szenariorahmens und der zugehörigen Netzberechnungen kann entsprechend der aktuell im WindSeeG festgelegten Ziele der Bedarf an Offshore-Anbindungsleitungen perspektivisch bis zum Jahr 2040 für eine installierte Leistung von 40 Gigawatt beurteilt werden. Da allerdings der FEP 2020 die anzubindenden Erzeugungsgebiete bzw. Flächen für die Windparks derzeit nur bis zum Jahr 2030 konkret festlegt, erfolgt die Bestätigung einiger Anbindungsleitungen, nämlich der für den Zeitraum zwischen den Jahren 2030 und 2035 geplanten, zunächst nur bis zu den sogenannten Grenzkorridoren, an denen die Anbindungsleitungen vom Küstenmeer in die AWZ übergehen. Dass innerhalb des Küstenmeers die notwendigen Trassenkorridore zur Verfügung stehen, wurde mit den betroffenen Küstenländern konsultiert.

Ausbaubedarf bis 20 GW

Die im FEP 2020 ausgewiesene Fläche O-1.3 in Gebiet O-1 ist bislang noch nicht durch ein Anbindungssystem erschlossen und weist eine voraussichtlich zu installierende Leistung in Höhe von insgesamt 300 MW auf. Daher wird diese Fläche mit dem vierten AC-Anbindungssystem OST-1-4 für Gebiet O-1 erschlossen, welches entsprechend des FEP 2020 mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 300 MW realisiert wird.

Die Gebiete N-3 und N-6 weisen entsprechend der Festlegungen des FEP 2020 eine voraussichtlich zu installierende Leistung von je 900 MW und Gebiet N-7 eine voraussichtlich zu installierende Leistung von 980¹² MW auf. Diese Gebiete beinhalten fünf noch nicht durch Anbindungssysteme erschlossene Flächen (N-3.5, N-3.6, N-6.6, N-6.7, N-7.2). Die Flächen sollen dann mit dem jeweils dritten (NOR-3-2 und NOR-6-3) bzw.

¹² Im Rahmen der Länder- und Verbändeanhörung des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie zur zweiten WindSeeV wurde eine mögliche Erhöhung der Kapazität der Anbindungsleitung NOR-7-2 diskutiert. Hierbei hat sich herausgestellt, dass eine Leistung von 980 MW in Büttel integrierbar sei, ohne das UCTE Kriterium zu gefährden. Eine erhöhte Kapazität von 980 MW erscheint daher sinnvoll. Nach Angaben von TenneT sollen hierdurch keine Verzögerungen entstehen.

zweiten DC-Anbindungssystem (NOR-7-2) für das betroffene Gebiet erschlossen werden. Die Gebiete N-3, N-6 und N-7 liegen in der Küstenentfernungszone 1 und 2, die Realisierung der Anbindungssysteme würde daher entsprechend des FEP 2020 mit einer Übertragungskapazität von mindestens 900 MW erfolgen.

Die Gebiete N-9 und N-10 weisen entsprechend der Festlegungen des FEP 2020 eine voraussichtlich zu installierende Leistung von 4000 MW beziehungsweise 2000 MW auf. Diese Gebiete beinhalten sechs noch nicht erschlossene Flächen (N-9.1, N-9.2, N-9.3, N-9.4, N-10.1 und N-10.2) mit voraussichtlich jeweils 1000 MW. Jeweils zwei dieser Flächen sollen mit den DC-Anbindungssystemen NOR-9-1, NOR-9-2 und NOR-10-1 erschlossen werden.

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie beabsichtigt dem Vorentwurf zur Fortschreibung des FEP 2020 vom 17.12.2021 zufolge die Festlegung einer Fläche O-2.2 im Gebiet mit einer Leistung von 1000 MW. Die Fläche O-2.2 umfasst Teilbereiche sowohl des im Raumordnungsplan 2021 festgelegten Vorranggebiets EO2 als auch des bedingten Vorbehaltsgebiets EO2-West. Die beabsichtigte Festlegung in dem im Vorentwurf dargestellten Umfang sowie die voraussichtlich zu installierende Leistung der Fläche O-2.2 ist jedoch abhängig von dem Ergebnis der raumordnerischen Prüfung, welche sich aus dem Grundsatz 2 des Kapitels 2.2.2 des Raumordnungsplans 2021 ergibt. Sollte bis Mitte des Jahres 2022 keine Zustimmung des für Schifffahrt zuständigen Bundesministeriums erfolgen, reduziert sich die Fläche um den Bereich des bedingten Vorbehaltsgebiets EO2-West und damit ebenfalls die zu installierende Leistung. Die Bestätigung würde zwar eine Abweichung der Regionalisierung entsprechend Szenariorahmen 2021-2035 bedeuten, jedoch noch nicht vom Ausbaupfad auf 30 GW, da hierdurch nur eine Fläche in der Nordsee mit 1000 MW nicht ausgeschrieben werden müsste. Dennoch bedürfte es aller aufgeführten Anbindungssysteme in der Nordsee (entfiele bspw. die Ausschreibung auf der Fläche N-10.2, bedürfte es NOR-10-1 trotzdem zur Erschließung der Fläche N-10.1). Zumal aufgrund der Umsetzung des KSG ein Anheben der Ziele für das Jahr 2030 möglich erscheint.

Ausbaubedarf bis 32 GW

Das Gebiet N-12 weist entsprechend der informatorischen Darstellungen des Anhangs zum FEP 2020 eine voraussichtlich zu installierende Leistung von etwa 4000 MW auf, die Gebiete N-11 und N-13 je etwa 2000 MW. Diese Gebiete sollen mit den DC-Anbindungssystemen NOR-12-1, NOR-12-2, NOR-11-1, und NOR-13-1 erschlossen werden. Da die Flächen der Gebiete N-11, N-12 und N-13 im FEP 2020 noch nicht festgelegt worden sind, bestehen noch Unsicherheiten, sowohl was die Flächenzuschnitte als auch was die voraussichtliche Leistung angeht. Die Gebiete N-11, N-12 und N-13 der Zone 3 haben nach Angaben des FEP 2020 ein voraussichtliches Gesamtpotenzial von 8 bis 10 GW. So gibt es in diesen Gebieten eventuell weitere Flächen mit einer voraussichtlichen Leistung von insgesamt 2000 MW. Diese würden dann durch das DC-Anbindungssystem NOR-11-2 erschlossen werden. Da die Bestätigung auf Basis des Szenarios C 2035 erfolgt, müsste eine weitere Fläche in Küstenentfernungszone 4 erschlossen werden, in welcher der FEP 2020 noch keine Gebiete festgelegt hat (siehe hierzu die weiteren Ausführungen im folgenden Abschnitt). Diese Fläche müsste durch die Anbindung NOR-x-1 erschlossen werden.

Die Gebiete N-9, N-10, N-11, N-12 und N-13 liegen in der Küstenentfernungszone 3, die Realisierung der Anbindungssysteme würde daher entsprechend des FEP 2020 mit einer Übertragungskapazität von 2000 MW erfolgen.

Ausbaubedarf bis 40 GW

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie hat mit Schreiben vom 29.06.2021 ausgeführt, dass ein Ausbau an Offshore-Windenergie zur Erreichung des Ausbauziels von 40 GW nach derzeitigem Stand voraussichtlich in den Vorrang- und Vorbehaltsgebieten Windenergie des zweiten Entwurfs der Fortschreibung des Raumordnungsplans der AWZ für die Nordsee vom 02.06.2021 möglich ist. Der Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in Nord- und Ostsee ist seit dem 01.09.2021 bestandskräftig. Diese Gebiete befinden sich in Küstenentfernungszone 4 und 5. Auch entsprechende Trassenräume werden über die Vorbehaltsgebiete Leitungen vorgehalten. Zur Erschließung der Gebiete sind mindestens die DC-Anbindungssysteme NOR-x-2, NOR-x-3, NOR-x-4 und NOR-x-5 erforderlich. Sollten die weiteren Untersuchungen des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie in einer Fortschreibung des FEP 2020 ergeben, dass das Potenzial der Flächen N-11, N-12 und N-13 der Zone 3 lediglich bei 8 GW liegt, so wäre zur Erreichung der 40 GW in 2040 ein weiteres Anbindungssystem zur Zone 4 notwendig. Das Anbindungssystem NOR-11-2 der Zone 3 würde dagegen entfallen.

Umfang der Bestätigung

Da der FEP 2020 für den Zeitraum nach 2030 noch keine genaue Festlegung zu Flächen (einschließlich der Inbetriebnahmejahre und der dazu erforderlichen Anbindungssysteme) getroffen hat, sollten die Anbindungssysteme nach 2030 nach Auffassung der Bundesnetzagentur vom Netzverknüpfungspunkt zumindest bis zum Grenzkorridor (Gate) ohne Vorbehalt bestätigt werden. Der Grenzkorridor stellt einen Sammelpunkt für den Übergang vom Küstenmeer zur AWZ dar. Welche konkreten Flächen (und nach 2035 auch welche Gebiete) von den Anbindungssystemen angebinden werden, muss in den Fortschreibungen des FEP 2020 festgelegt werden. Die vorbehaltlose Bestätigung bis zum Grenzkorridor soll die Planungssicherheit erhöhen und somit zur Beschleunigung des Ausbaus beitragen.

Mit Schreiben vom 29.06.2021 hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie Stellung zur voraussichtlichen Reihenfolge sowie zur möglichen Trassenführung der für 30 GW notwendigen Anbindungen genommen. Hierin führt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie aus, dass alle zur Erschließung der Flächen N-11 bis N-13 benötigten Leitungen in der AWZ südöstlich des Gebietes N-11 über einen gemeinsamen Bündelungspunkt geführt werden. Von diesem Punkt aus sei ein Trassenverlauf zu den Grenzkorridoren N-II, N-III und N-V möglich. Bezogen auf die AWZ ist eine Bestätigung bis zum Grenzkorridor demnach ohne Vorbehalt möglich. Die Gebiete N-11, N-12 und N-13 der Zone 3 haben ein voraussichtliches Gesamtpotenzial von 8 bis 10 GW, sodass die Anbindungssysteme NOR-12-1, NOR-12-2, NOR-11-1, NOR-11-2 und NOR-13-1 zur Einbindung notwendig wären.

Der Raumordnungsplan der AWZ enthält Vorrang- und Vorbehaltsgebiete Windenergie. Entsprechende Trassenräume zur Anbindung der Gebiete werden über die Vorbehaltsgebiete Leitungen vorgehalten. In der Stellungnahme vom 29.06.2021 weist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie darauf hin, dass voraussichtlich alle Netzanbindungen der Zonen 4 und 5 über einen gemeinsamen Bündelungspunkt verlaufen. So sei die Anbindung der Vorbehaltsgebiete für Windenergie auf See über die Vorbehaltsgebiete Leitungen zu allen Grenzkorridoren zum Küstenmeer mit Ausnahme von N-IV möglich. Bezogen auf die AWZ besteht daher auch für die Anbindungsleitungen des Langfristszenarios kein Vorbehalt für eine Bestätigung bis zum Grenzkorridor.

6.2 Offshore-Konsultationsthemen

Um dem Ausbaupfad der Offshore-Windenergie und der hohen Nachfrage Rechnung zu tragen, sollten Onshore-Netzverknüpfungspunkte aus Sicht mehrerer Konsultationsbeiträge so dimensioniert werden, dass potenziell größere Lasten als bisher – auch aus Nachbarländern – angeschlossen werden können. Ein Konsultationsbeitrag schlug vor, dass im NEP ermittelt werden sollte, an welchen Netzverknüpfungspunkten weitere Offshore-Wind-Kapazitäten an Land geführt werden können. Für die künftige Anlandung von Offshore-Windenergie sei es erforderlich, ein ganzheitliches Konzept zu entwickeln, damit land- und seeseitiger Netzausbau zusammenpassen. Außerdem müsse sichergestellt werden, dass onshore erzeugter EE-Strom abtransportiert, zusätzliche Lasten wie die Wasserstoffproduktion bedient und Redispatch-Eingriffe weiter reduziert werden können.

Der kommende Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan wird Szenarien zur Abbildung der Klimaneutralität mit dem Gesamtbild der Offshore-Erzeugung enthalten. Hierbei werden auch die Offshore-Netzverknüpfungspunkte gesamthaft optimiert. Derzeit gibt es für die Betreiber von Elektrolyseuren wenig Anreize, diese auch erzeugungsnah zu realisieren. Das ganzheitliche Konzept des Abstimmens des landseitigen und des seeseitigen Netzausbaus ist genau das, was die Bundesnetzagentur mit der vorliegenden Bestätigung erreichen will.

Viele Konsultationsbeiträge sprachen sich für eine beschleunigte Planung und Realisierung der Offshore-Netzanbindungen und für einen verstärkten Ausbau der Offshore-Windenergie aus. Für die anstehende Elektrifizierung und Dekarbonisierung aller Sektoren gelte es, möglichst schnell Offshore-Strom flächen-deckend verfügbar zu machen. Vor diesem Hintergrund wurde begrüßt, dass mit der 50Hertz Transmission GmbH zukünftig ein dritter Übertragungsnetzbetreiber in der Nordsee aktiv werden soll. Ferner wurde vorgeschlagen, dass die geplanten Fertigstellungstermine der DC-Anbindungsleitungen in der Nordsee noch einmal in Hinblick auf eine mögliche Beschleunigung des Ausbaus geprüft werden. Insbesondere sollten dabei die DC-Anbindungssysteme geprüft bzw. beschleunigt werden, die möglichst weit im südlichen bzw. östlichen Binnenland an das AC-Netz angebunden werden. Diese Maßnahmen könnten den Nord-Süd-Transport von elektrischer Energie besser unterstützen bzw. Netzengpasssituationen entschärfen.

Aufgrund des erhöhten Strom- und Wasserstoffbedarfs sollten weitergehende Ausbaupotenziale über 2040 hinaus frühzeitig in den Blick genommen und ein ambitionierter Ausbau der Windenergie in der Nordsee angestrebt werden. Absehbare Bündelungspotenziale bei den Netzanbindungen könnten so frühzeitig genutzt und mehrfache Rauminanspruchnahmen derselben Regionen vermieden werden.

Die Bundesnetzagentur teilt zwar nicht jedes Detail in den einschlägigen Konsultationsäußerungen. Der grundsätzlichen Zielrichtung stimmt sie aber zu. Sie unternimmt daher im Netzentwicklungsplan 2021-2035 alle im bestehenden Planungssystem möglichen Schritte, um der absehbaren Beschleunigung des seeseitigen Windenergieausbaus bestmöglich zu entsprechen. Dazu werden alle Anbindungssysteme des Szenarios C 2035 vorbehaltlos bestätigt. Die darüberhinausgehenden Anbindungen des Szenarios B 2040 werden ebenfalls bestätigt, jedoch mit dem Vorbehalt einer erneuten Bestätigung im kommenden NEP. Über das Jahr 2040 hinaus kann die Bundesnetzagentur zum jetzigen Zeitpunkt nach derzeitiger Rechtslage keine weiteren Anbindungssysteme bestätigen.

Ein Konsultationsbeitrag führte aus, dass die Gestehungskosten bei der Offshore-Windleistung die höchsten aller erneuerbaren Energien seien. Dieser Strom müsse dann über teure HGÜ-Trassen abtransportiert werden.

Die dafür notwendigen Investitionen seien besser in Onshore-Ausbau der Windenergie und den Vorortausbau von Speichern umzuleiten.

Die Bundesnetzagentur hält sich im Prozess der Netzentwicklung an die gesetzlichen Vorgaben und Ziele. Das WindSeeG sieht derzeit einen Ausbau der Offshore-Windenergie von 40 GW in 2040 vor. Dieses Ziel wurde auch in der Planung berücksichtigt, um das Netz darauf zu dimensionieren. Ohne Offshore-Windenergie sind die übergeordneten Ausbauziele kaum erreichbar. Förderseitig und die Windenerträge betreffend stellt sich die Offshore-Windenergie aktuell als günstige und effiziente Erzeugungsform dar. In diesem Zusammenhang weist die Bundesnetzagentur auf die Ergebnisse der Ausschreibungen und die Zuschlagspreise für Windenergie auf See hin, die auf den Webseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht werden.

Mehrere Konsultationsbeiträge sprachen sich allgemein für eine bessere Synchronisierung zwischen Netzentwicklungsplanung und Flächenentwicklungsplan aus. Betrachtet werden sollte zukünftig auch die Option einer Anbindung von Offshore-Windparks über Wasserstoff-Pipelines.

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur versuchen die Prozesse bestmöglich aufeinander abzustimmen. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie hat am 17.12.2021 bereits ein Verfahren zur Fortschreibung des FEP 2020 eingeleitet. Es wird gemeinsam daran gearbeitet, dass die Genehmigung des Szenariorahmens bereits auf Angaben des Entwurfs der FEP-Fortschreibung zurückgreifen kann. Die Entscheidung darüber, ob zukünftig bestimmte Offshore-Flächen über ein Anbindungssystem an das landseitige Stromnetz oder als sonstige Energiegewinnungsbereiche an Elektrolyseeinheiten auf See angeschlossen werden, trifft der FEP nach Vorgaben des WindSeeG.

Viele Konsultationsbeiträge befassten sich mit Konzepten für eine staatenübergreifende Offshore-Vernetzung. Die Vorhaben North Sea Wind Power Hub (TenneT), Eurobar-Initiative (Amprion, 50Hertz) und dänische Energy Hubs hätten erheblichen Einfluss auf zukünftige Offshore-Anbindungen in Schleswig-Holstein sowie auf das landseitige Netz.

Die Bundesnetzagentur und die anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber haben sich unter Beteiligung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz auf ein gemeinsames Vorgehen zur Untersuchung und Prüfung von Offshore-Hybrid-Projekten geeinigt. So werden die Übertragungsnetzbetreiber zeitnah eine Studie ausschreiben, welche den möglichen Nutzen sowie die Herausforderungen eines vermaschten Offshore-Netzes untersucht. Diese Studie soll dann von der Bundesnetzagentur begleitend zum nächsten NEP geprüft werden, um gegebenenfalls einzelne Hybridvorhaben bestätigen zu können. Hierfür wird das langfristige Ausbauziel im Jahr 2045 unterstellt. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hat ebenfalls eine Studie zur Untersuchung der Ausgestaltung eines vermaschten Offshore-Netzes in Auftrag gegeben, deren Ergebnisse parallel einfließen sollen.

6.3 Netzverknüpfungspunkte und Realisierungsreihenfolge

Netzverknüpfungspunkte stellen die Verbindung der Anbindungssysteme der Offshore-Windparks mit dem 220/380 kV-Übertragungsnetz an Land dar.

Die im zweiten Entwurf des NEP 2021-2035 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 rechtzeitig realisiert ist und keine alternativen, besser geeigneten Netzverknüpfungspunkte existieren. 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 forcierten Ausbau der Offshore-Windenergie in den Jahren 2026 bis 2040 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 für die Offshore-Anbindungen 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 Ausfallleistung 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 die 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 2021-2035 eingebrachten Netzverknüpfungspunkte als sachgerecht.

Die Realisierungsreihenfolge und die Zeitpunkte der geplanten Fertigstellung der sieben Anbindungen bis zum Jahr 2030 (bei 20 GW installierter Offshore-Leistung) richten sich nach den bestehenden Vorgaben des FEP 2020 zur Reihenfolge der zur Ausschreibung festgelegten Flächen und zu den Inbetriebnahmejahren der Anbindungssysteme, die zur Erschließung der jeweiligen Flächen erforderlich sind.

Für die Anbindungssysteme zur Realisierung einer installierten Offshore-Leistung von 30 GW hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie sowohl im informatorischen Anhang zum FEP 2020 als auch mit Schreiben vom 29.06.2021 die voraussichtliche – vom zweiten Entwurf des NEP 2021-2035 der Übertragungsnetzbetreiber abweichende – Reihenfolge der Anbindungssysteme nach dem Jahr 2030 dargestellt, welche die noch nicht erschlossenen Gebiete in Zone 3 anbinden. Konkrete Flächen legt der aktuell gültige FEP 2020 hierfür noch nicht fest.

Ebenso wenig kann für die Anbindungssysteme zur Erschließung der Zonen 4 und 5 mangels Ausweisung von Flächen und Gebieten im FEP 2020 eine spezifische Reihung vorgenommen werden. Allerdings sind entsprechend der Stellungnahme des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie Potenziale in den Zonen 4 und 5 vorhanden, die eine Erschließung von 40 GW installierter Offshore-Leistung ermöglichen. Zur Anbindung dieser 40 GW bedarf es bei einer Übertragungskapazität von 2 GW weiterer fünf Anbindungssysteme.

Die Bundesnetzagentur unterstellt für die Inbetriebnahme der Anbindungssysteme nach dem Jahr 2030 daher einen gleichmäßigen Ausbau, das heißt die Realisierung je eines Anbindungssystems pro Jahr. Eine Ausnahme besteht für das Jahr 2035: Da die Bestätigung auf Basis des Szenarios C 2035 erfolgt, müsste eine weitere Anbindung NOR-x-1 bereits im Jahr 2035 realisiert werden. Aus diesem Grund werden die vier Anbindungssysteme, welche zur Erreichung des Ausbauziels von 40 GW benötigt werden, um jeweils ein Jahr vorgezogen.

In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist jedoch ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar. Die Bestätigung eines früheren Inbetriebnahmejahrs ist mangels einer entsprechenden Anpassung des WindSeeG jedoch noch nicht möglich. Da jedoch die Anbindungssysteme bis 40 GW bestätigt werden, können die Übertragungsnetzbetreiber bereits jetzt mit der Planung und Realisierung der Anbindungen beginnen.

Da für die Flächen nach dem Jahr 2030 im FEP 2020 noch keine genaue Festlegung einschließlich der Inbetriebnahmejahre und der dazu erforderlichen Anbindungssysteme getroffen wurde, können die Anbindungssysteme nach dem Jahr 2030 lediglich vom Netzverknüpfungspunkt bis zum Grenzkorridor bestätigt werden. Welche Flächen in welcher Reihenfolge und mit welchem Inbetriebnahmejahr von den entsprechenden Anbindungssystemen erschlossen werden, muss in der Fortschreibung des FEP 2020 festgelegt werden.

Auf Basis der Vorgaben des FEP 2020 für die Anbindungen bis zum Jahr 2030, der Einschätzung des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie zur Reihenfolge der Anbindungen in Zone 3 und zum Potenzial für Offshore-Windenergie in den Zonen 4 und 5 ergibt sich auf Basis des Szenarios C 2035 und dessen Fortführung im Szenario B 2040 eine Reihung der Anbindungssysteme einschließlich der geplanten Fertigstellungszeitpunkte entsprechend folgender Tabelle:

Anbindungssystem	geplantes Jahr der Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt
OST-1-4	2026	Suchraum Brünzow/Kemnitz/ Lubmin
NOR-7-2	2027	Büttel
NOR-3-2	2028	Hanekenfähr
NOR-6-3	2029	Hanekenfähr
NOR-9-1	2029	Unterweser
NOR-9-2	2030	Wilhelmshaven 2
NOR-10-1	2030	Unterweser
OST-2-4 ¹⁾	2030	Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz
NOR-12-1	2031	Wehrendorf
NOR-12-2	2032	Suchraum Heide
NOR-11-1	2033	Westerkappeln
NOR-11-2	2034	Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede
NOR-13-1	2035	Suchraum Zensenbusch
NOR-x-1	2035	Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede
NOR-x-2 ¹⁾	2036	Rommerskirchen
NOR-x-3 ¹⁾	2037	Suchraum Heide
NOR-x-4 ¹⁾	2038	Oberzier
NOR-x-5 ¹⁾	2039	Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede
OST-T-1 (Testfeldanbindung) ²⁾	-	Suchraum Gemeinden Broderstorf/Dummerstorf/ Papendorf/Roggentin/Rostock

1) Bestätigung unter dem Vorbehalt einer Festlegung entsprechender Flächen in der Fortschreibung des FEP 2020

2) Bestätigung unter dem Vorbehalt einer Festlegung in der Fortschreibung des FEP 2020

Wie bereits erwähnt, erachtet die Bundesnetzagentur auf Basis der bisherigen Rechtslage und den bisher vorliegenden Untersuchungen und Festlegungen des FEP 2020 diese Anbindungsreihenfolge für sinnvoll. Die Bundesnetzagentur behält sich vor die Fertigstellungstermine vorzuverlegen und zu ändern, wenn dies zur Beschleunigung des Ausbaus der Offshore-Windenergie möglich und geboten ist.

Anbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1

Für die Anbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 sieht der zweite Entwurf des NEP 2021-2035 als Netzverknüpfungspunkt Unterweser vor. Dies entspricht der Bestätigung des NEP 2019-2030 sowie der Festlegung im FEP 2020. Die Übertragungsnetzbetreiber führten im Rahmen der Konsultation des NEP 2019-2030 aus, dass das Umspannwerk Unterweser technisch entsprechend ausgebaut wird, um das UCTE-Kriterium zu erfüllen, also so ausgelegt wird, dass die maximal erlaubte Ausfalleistung von 3 GW dort nicht überschritten wird. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist der Netzverknüpfungspunkt Unterweser daher für die Anbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-10-1 geeignet.

Anbindungssystem NOR-9-2

Für das Anbindungssystem NOR-9-2 sieht der zweite Entwurf des NEP 2021-2035 als Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 vor. In der Bestätigung des NEP 2019-2030 wurde noch das Anbindungssystem NOR-12-1 nach Wilhelmshaven 2 bestätigt. Im FEP 2020 wurde jedoch aufgrund des geänderten Zuschnitts der Flächen in den Gebieten N-9 und N-10 das Anbindungssystem NOR-9-2 anstelle von NOR-12-1 zum Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 (wie noch im FEP 2019) festgelegt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist der Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 für das Anbindungssystem NOR-9-2 daher geeignet.

Anbindungssystem NOR-12-1

Für das Anbindungssystem NOR-11-2 sieht der zweite Entwurf des NEP 2021-2035 als Netzverknüpfungspunkt Wehrendorf mit einer geplanten Fertigstellung in 2031 vor. Durch die geänderte Reihenfolge zur Anbindung der Flächen entsprechend der Stellungnahme des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie wird zwar voraussichtlich NOR-12-1 und nicht NOR-11-2 in 2031 realisiert. Ursprünglich war für NOR-12-1 zwar der Netzverknüpfungspunkt Suchraum Zensenbusch vorgesehen. Entsprechend der Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber wäre aufgrund der Länge der Anbindung nach Zensenbusch eine Einbindung bis zum Jahr 2031 jedoch voraussichtlich nicht realisierbar. Am Netzverknüpfungspunkt Wehrendorf bestehen zudem hinsichtlich der landseitigen Einbindung des Anbindungssystems keine Bedenken. Küstennähere Netzverknüpfungspunkte, insbesondere solche, die bereits im Jahr 2031 zur Verfügung stünden und eine landseitige Integration des seeseitig erzeugten Stroms gewährleisten, kommen nach Einschätzung der Bundesnetzagentur nicht in Betracht. So stehen bereits vor dem Jahr 2031 erschlossene Netzverknüpfungspunkte aufgrund mangelnder Ausbaumöglichkeiten zur Einhaltung des UCTE-Kriteriums nicht mehr zu Verfügung. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist der Netzverknüpfungspunkt Wehrendorf daher auch für das Anbindungssystem NOR-12-1 geeignet.

Anbindungssystem NOR-12-2

Für das Anbindungssystem NOR-13-1 sah der zweite Entwurf des NEP 2021-2035 als Netzverknüpfungspunkt Heide/West mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2032 vor. Durch die geänderte Reihenfolge zur Anbindung der Flächen entsprechend der Stellungnahme des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie wird jedoch NOR-13-1 in der Reihung nach hinten (derzeit auf das Jahr 2035) verschoben und NOR-12-2 auf das Jahr 2032 vorgezogen. Für NOR-12-2 ist im zweiten Entwurf des NEP 2021-2035 der Netzverknüpfungspunkt Suchraum Rastede vorgesehen. Da dieser jedoch erst für das Jahr 2034 vorgesehen ist, erfolgt die landseitige Einbindung von NOR-12-2 in 2032 nunmehr im Suchraum Heide.

Aufgrund netztechnischer Überlastungen im Großraum Hamburg erscheint die Einbindung des Anbindungssystems NOR-12-2 am Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Heide, welcher seitens der Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2032 vorgesehen ist, sachgerecht. Die Einbindung eines Anbindungssystems mit einer Kapazität von 2 GW am Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Heide bedingt jedoch die zügige Fertigstellung sowohl des landseitigen Projekts P227 als auch des neuen HGÜ-Korridors DC31. Das Projekt P227 wurde im zweiten Entwurf des NEP ursprünglich nur im Langfristszenario B 2040 vorgeschlagen. Die TenneT TSO GmbH hält mit Stellungnahme 05.11.2021 eine Inbetriebnahme im Jahr 2032 für erreichbar. Ohne die Projekte P227 und DC31 käme es im Großraum Hamburg zu Überlastungen, sodass eine Anbindung im Suchraum Heide in den vorläufigen Prüfungsergebnissen noch als nicht sachgerecht angesehen wurde. Aufgrund der vorgezogenen Inbetriebnahme der DC31 und P227 können die zusätzlichen 2 GW der Offshore-Anbindung NOR-12-2 jedoch gut in das landseitige Netz integriert werden (vgl. Projektsteckbriefe in Abschnitt II B 5.4), sodass der Suchraum Heide in 2032 als geeigneter NVP bestätigt wird.

Der zweite Entwurf des NEP 2021-2035 sah außerdem weiterhin Heide/West als Netzverknüpfungspunkt des Anbindungssystems NOR-x-3 in 2038 vor. Ein zweites Anbindungssystem im Suchraum Heide kann nach Fertigstellung der Projekte DC31 und P227 in das landseitige Netz integriert werden. Aus diesem Grund hält die Bundesnetzagentur den Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Heide für die beiden Anbindungssysteme NOR-12-2 und NOR-x-3 für sachgerecht.

Anbindungssystem NOR-11-1

Für das Anbindungssystem NOR-11-1 sieht der zweite Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber den Netzverknüpfungspunkt Suchraum Westerkappeln mit einer Fertigstellung im Jahr 2033 vor. Hinsichtlich des Anbindungssystems NOR-11-1 hat sich das voraussichtliche Inbetriebnahmejahr gegenüber dem zweiten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber nicht geändert. Im Suchraum Westerkappeln bestehen hinsichtlich der landseitigen Einbindung des Anbindungssystems keine Bedenken. Küstennähere Netzverknüpfungspunkte, insbesondere solche, die bereits im Jahr 2031 zur Verfügung stünden und eine landseitige Integration des seeseitig erzeugten Stroms gewährleisten, kommen nach Einschätzung der Bundesnetzagentur nicht in Betracht. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist der Netzverknüpfungspunkt Suchraum Westerkappeln für das Anbindungssystem NOR-11-1 daher geeignet.

Anbindungssystem NOR-11-2

Für das Anbindungssystem NOR-12-2 sieht der zweite Entwurf des NEP 2021-2035 als Netzverknüpfungspunkt den Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede, mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2034 vor. Durch die geänderte Reihenfolge zur Anbindung der Flächen entsprechend der Stellungnahme des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie wird NOR-12-2 wie beschrieben vorgezogen und NOR-11-2 auf 2034 verschoben. Der für NOR-11-2 im zweiten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgesehene Netzverknüpfungspunkt Wehrendorf ist jedoch bereits für die landseitige Einbindung des Anbindungssystems NOR-12-1 erforderlich. Im Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede bestehen (nach Inbetriebnahme der P119 in 2031) hinsichtlich der landseitigen Einbindung des Anbindungssystems NOR-11-2 im Jahr 2034 keine Bedenken. Zudem ist die zeitliche Realisierbarkeit des Netzverknüpfungspunkts bis zum Jahr 2034 gewährleistet, da dieser – wenn auch für eine andere Anbindung – bereits im zweiten Entwurf für 2034 geplant war. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist der Netzverknüpfungspunkt Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede daher für das Anbindungssystem NOR-11-2 geeignet.

Anbindungssystem NOR-13-1

Für das Anbindungssystem NOR-12-1 sieht der zweite Entwurf des NEP 2021-2035 als Netzverknüpfungspunkt den Suchraum Zensenbusch mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2035 vor. Durch die geänderte Reihenfolge zur Anbindung der Flächen entsprechend der Stellungnahme des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie wird NOR-12-1 jedoch wie bereits erläutert auf das Jahr 2031 vorgezogen, so dass NOR-13-1 auf das Jahr 2035 verschoben wird. Der für NOR-13-1 im zweiten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vorgesehene Netzverknüpfungspunkt Heide/West dient nunmehr der Einbindung der NOR-12-2. Im Suchraum Zensenbusch bestehen hinsichtlich einer landseitigen Einbindung des Anbindungssystems NOR-13-1 im Jahr 2035 keine Bedenken. Zudem ist die zeitliche Realisierbarkeit des Netzverknüpfungspunkts bis 2035 gewährleistet, da dieser – wenn auch für eine andere Anbindung – bereits im zweiten Entwurf für 2035 geplant war. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ist der Netzverknüpfungspunkt Suchraum Zensenbusch daher für das Anbindungssystem NOR-13-1 geeignet.

Anbindungssystem NOR-x-1

Für das Anbindungssystem NOR-12-1 sieht der zweite Entwurf des NEP 2021-2035 als Netzverknüpfungspunkt den Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2035 (entsprechend dem Szenario C 2035) vor. Rastede ist bereits für das Anbindungssystem NOR-11-2 im Jahr 2034 vorgesehen. Nach Fertigstellung des zusätzlichen HGÜ-Korridors DC34 könnte dieser Netzverknüpfungspunkt weitere Offshore-Leistung aufnehmen. Für eine Einbindung der NOR-x-1 in 2035 ist jedoch die fristgerechte Inbetriebnahme des neuen HGÜ-Korridors DC34 spätestens in 2035 zwingend erforderlich. Eine Beschleunigung der Planung sowie der Genehmigungsverfahren und die Einhaltung des ambitionierten Zeitplans sollten daher angestrebt werden. Da das Szenario C 2035 im Jahr 2035 zwei Anbindungen vorsieht und die Bundesnetzagentur weiterhin von einem gleichmäßigen Ausbau ausgeht, wird die NOR-x-1 abweichend zum Entwurf des NEP 2021-2035 auf das Jahr 2035 vorgezogen.

Anbindungssystem NOR-x-2

Für das Anbindungssystem NOR-12-1 sieht der zweite Entwurf des NEP 2021-2035 als Netzverknüpfungspunkt Rommerskirchen mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2037 vor. Für die weiter südlich gelegenen Netzverknüpfungspunkte spricht der Umstand, dass das Netz hier bereits gut ausgebaut ist. Der Netzverknüpfungspunkt Klein Rogahn wurde als Alternative untersucht. Allerdings ist das gut ausgebaute Netz in Rommerskirchen besser geeignet, um eine zusätzliche Leistung von 2 GW aufzunehmen. Aus diesem Grund wird der Netzverknüpfungspunkt Rommerskirchen für die NOR-x-2 bestätigt. Dies bedeutet jedoch nicht, dass Klein Rogahn generell nicht zur Einbindung von Offshore-Anbindungen geeignet ist. Vielmehr geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass mit steigenden Ausbauzahlen im kommenden NEP 2023 auch Klein Rogahn zur Einbindung von Offshore-Leistung erforderlich sein wird. Da das Szenario C 2035 im Jahr 2035 zwei Anbindungen vorsieht und die Bundesnetzagentur weiterhin von einem gleichmäßigen Ausbau ausgeht, wird die NOR-x-2 abweichend zum Entwurf des NEP 2021-2035 auf das Jahr 2036 vorgezogen.

Anbindungssystem NOR-x-3

Für das Anbindungssystem NOR-12-1 sah der zweite Entwurf des NEP 2021-2035 als Netzverknüpfungspunkt Heide/West mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2038 vor. Nach Inbetriebnahme der Projekte DC31 und P227 wäre auch die Einbindung einer zweiten Anbindungsleitung am Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Heide netztechnisch machbar. Da das Szenario C 2035 im Jahr 2035 zwei Anbindungen vorsieht und die Bundesnetzagentur weiterhin von einem gleichmäßigen Ausbau ausgeht, wird die NOR-x-3 abweichend zum Entwurf des NEP 2021-2035 auf das Jahr 2037 vorgezogen.

Anbindungssystem NOR-x-4

Für das Anbindungssystem NOR-12-1 sieht der zweite Entwurf des NEP 2021-2035 als Netzverknüpfungspunkt Oberzier mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2039 vor. Für die weiter südlich gelegenen Netzverknüpfungspunkte spricht der Umstand, dass das Netz hier bereits gut ausgebaut ist. Der Netzverknüpfungspunkt Klein Rogahn wurde als Alternative untersucht. Allerdings ist das gut ausgebaute Netz in Oberzier besser geeignet, um eine zusätzliche Leistung von 2 GW aufzunehmen. Aus diesem Grund wird der Netzverknüpfungspunkt Oberzier für die NOR-x-4 bestätigt.

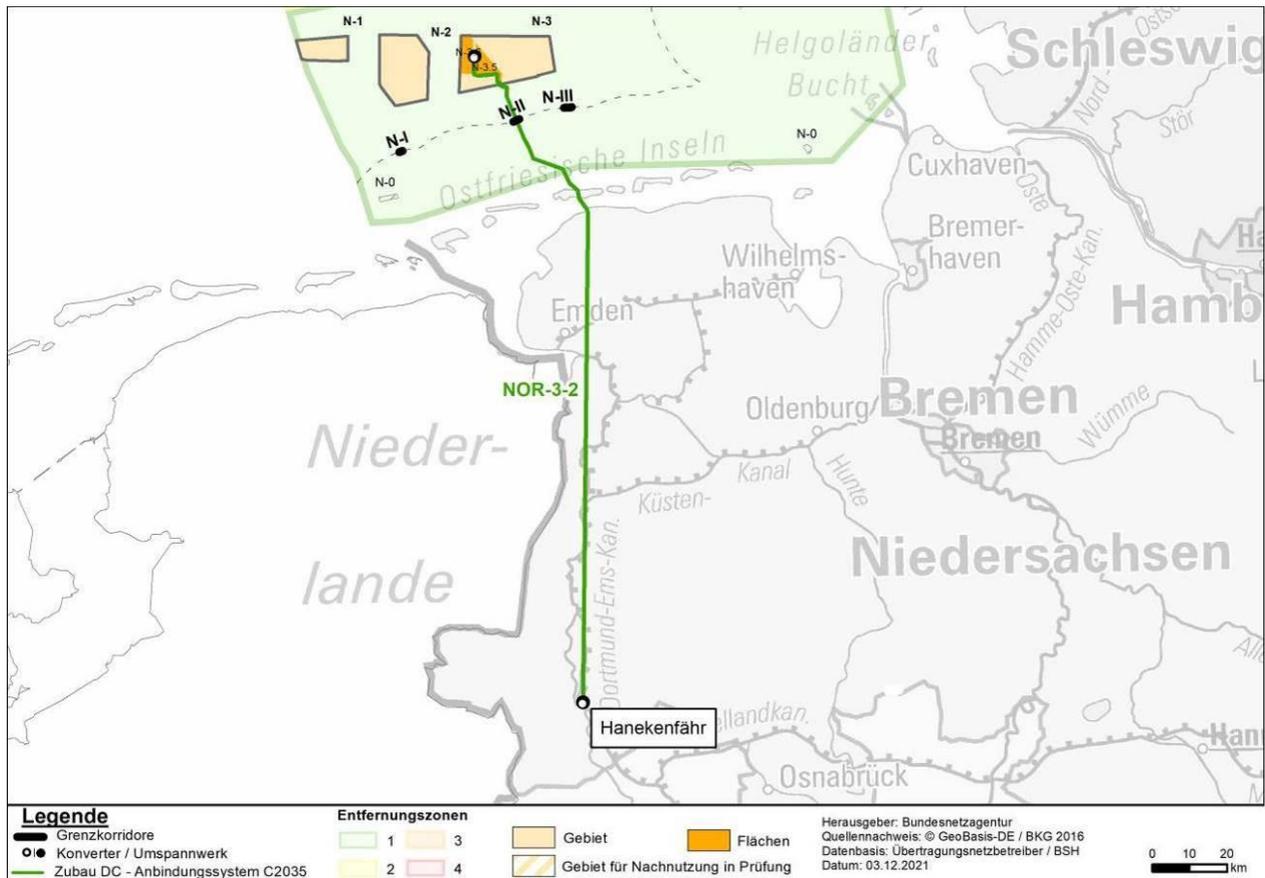
Dies bedeutet jedoch nicht, dass Klein Rogahn generell nicht zur Einbindung von Offshore-Anbindungen geeignet wäre. Vielmehr geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass mit steigenden Ausbauzahlen im kommenden NEP 2023 auch Klein Rogahn zur Einbindung von Offshore Leistung erforderlich sein wird. Da das Szenario C 2035 im Jahr 2035 zwei Anbindungen vorsieht und die Bundesnetzagentur weiterhin von einem gleichmäßigen Ausbau ausgeht, wird die NOR-x-4 abweichend zum Entwurf des NEP 2021-2035 auf das Jahr 2038 vorgezogen.

Anbindungssystem NOR-x-5

Für das Anbindungssystem NOR-12-1 sieht der zweite Entwurf des NEP 2021-2035 als Netzverknüpfungspunkt den Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede mit einer geplanten Fertigstellung im Jahr 2040 vor. Nach Fertigstellung des zusätzlichen HGÜ-Korridors DC34 könnte dieser Netzverknüpfungspunkt weitere Offshore-Leistung aufnehmen. Rastede ist bereits für das Anbindungssystem NOR-11-2 im Jahr 2034 vorgesehen. Nach Fertigstellung des zusätzlichen HGÜ-Korridors DC34 könnte dieser Netzverknüpfungspunkt weitere Offshore-Leistung aufnehmen. Für eine Einbindung der NOR-x-5 sowie der NOR-x-1 in 2035 ist jedoch die fristgerechte Inbetriebnahme des neuen HGÜ-Korridors DC34 spätestens in 2035 zwingend erforderlich. Eine Beschleunigung der Planung sowie der Genehmigungsverfahren und die Einhaltung des ambitionierten Zeitplans sollten daher angestrebt werden. Da das Szenario C 2035 im Jahr 2035 zwei Anbindungen vorsieht und die Bundesnetzagentur weiterhin von einem gleichmäßigen Ausbau ausgeht, wird die NOR-x-5 abweichend zum Entwurf des NEP 2021-2035 auf das Jahr 2039 vorgezogen.

6.4 Steckbriefe der Nordsee-Anbindungssysteme

Projekt NOR-3-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-3 (Zone 1).

M14: HGÜ-Verbindung NOR-3-2

Das Anbindungssystem NOR-3-2 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 320 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 900 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-3 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr geführt werden.

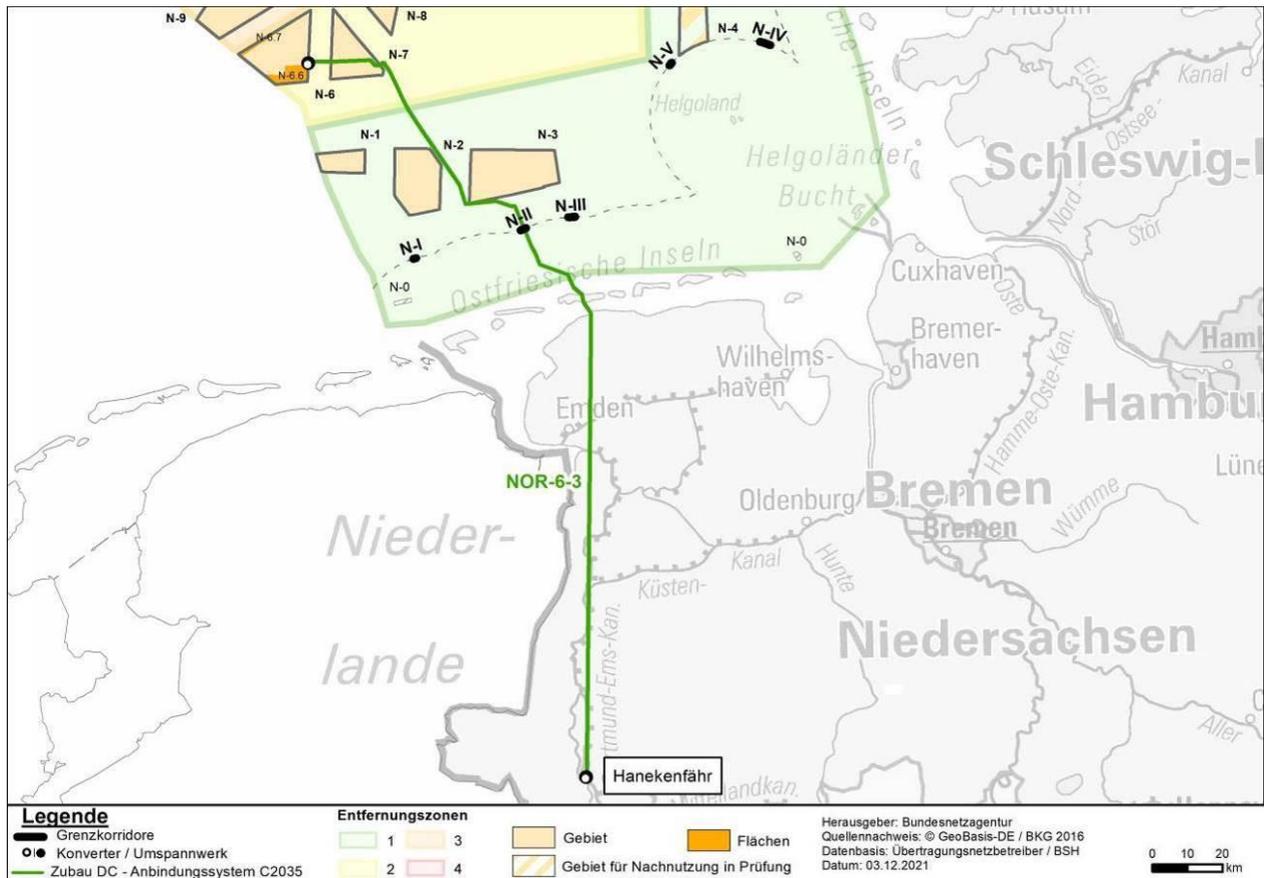
Gemäß FEP 2020 wird in Gebiet N-3 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 2700 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-3 soll durch drei Anbindungssystemen mit je 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Startnetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-3-1 und NOR-3-3 sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-3-2.

Auf einen Blick

NOR-3-2	
Trassenlänge	ca. 220 km
geplante Fertigstellung	2028*
Vorhabenträger	Amprion

* In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-6-3



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-6 (Zone 2).

M29: HGÜ-Verbindung NOR-6-3

Das Anbindungssystem NOR-6-3 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 320 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 900 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-6 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Hanekenfähr geführt werden.

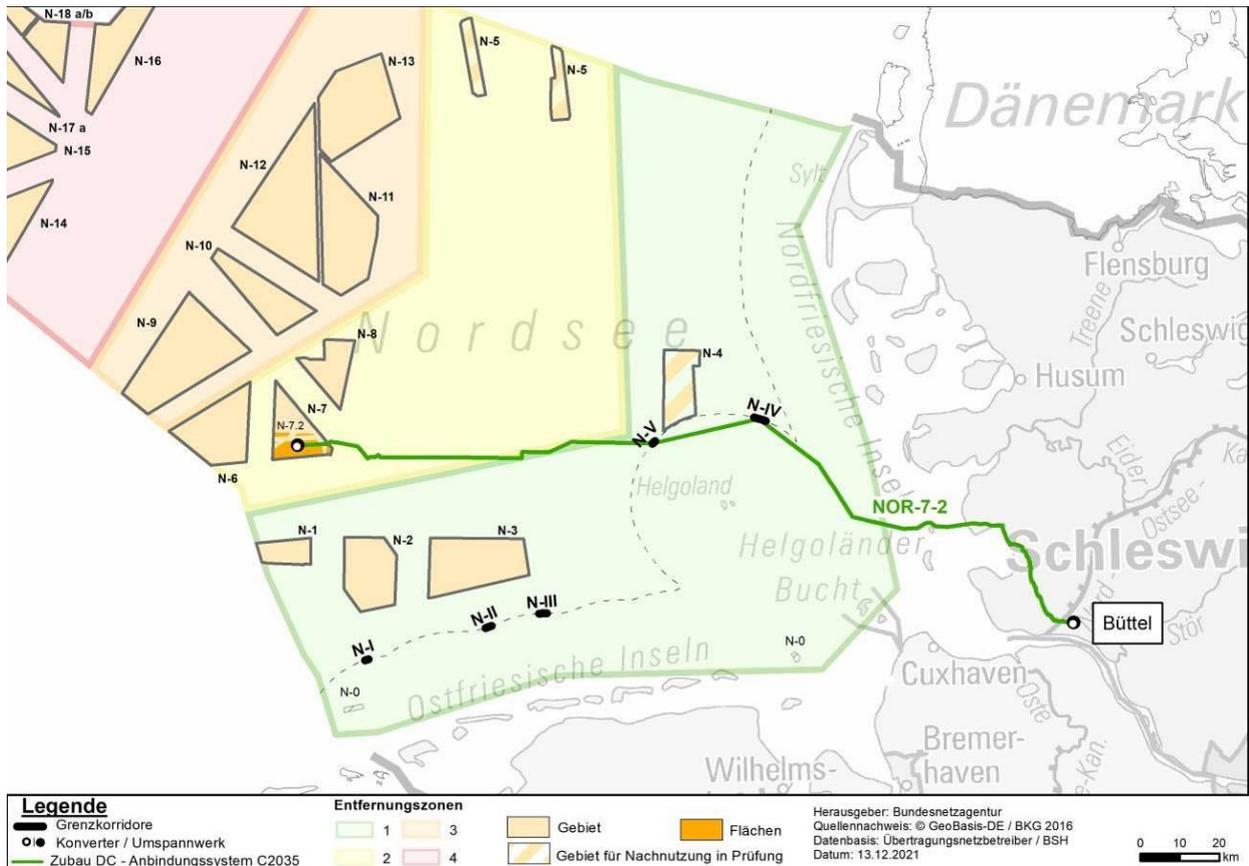
Gemäß FEP 2020 wird in Gebiet N-6 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 2000 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-6 soll mittels je eines Anbindungssystems mit 400 MW, 800 MW und 900 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Startnetz befindlichen Anbindungen NOR-6-1 und NOR-6-2 sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-6-3.

Auf einen Blick

NOR-6-3	
Trassenlänge	ca. 283 km
geplante Fertigstellung	2029*
Vorhabenträger	Amprion

* In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-7-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-7 (Zone 2).

M32: HGÜ-Verbindung NOR-7-2

Das Anbindungssystem NOR-7-2 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels 320 kV-DC-Technologie und mit einer Übertragungskapazität von 980¹³ MW erfolgen.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-7 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Büttel geführt werden.

¹³ Im Rahmen der Länder- und Verbändeanhörung des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie zur zweiten WindSeeV wurde eine mögliche Erhöhung der Kapazität der Anbindungsleitung NOR-7-2 diskutiert. Hierbei hat sich herausgestellt, dass eine Leistung von 980 MW in Büttel integrierbar sei ohne das UCTE Kriterium zu gefährden. Eine erhöhte Kapazität von 980 MW erscheint daher sinnvoll. Nach Angaben von TenneT sollen hierdurch keine Verzögerungen entstehen.

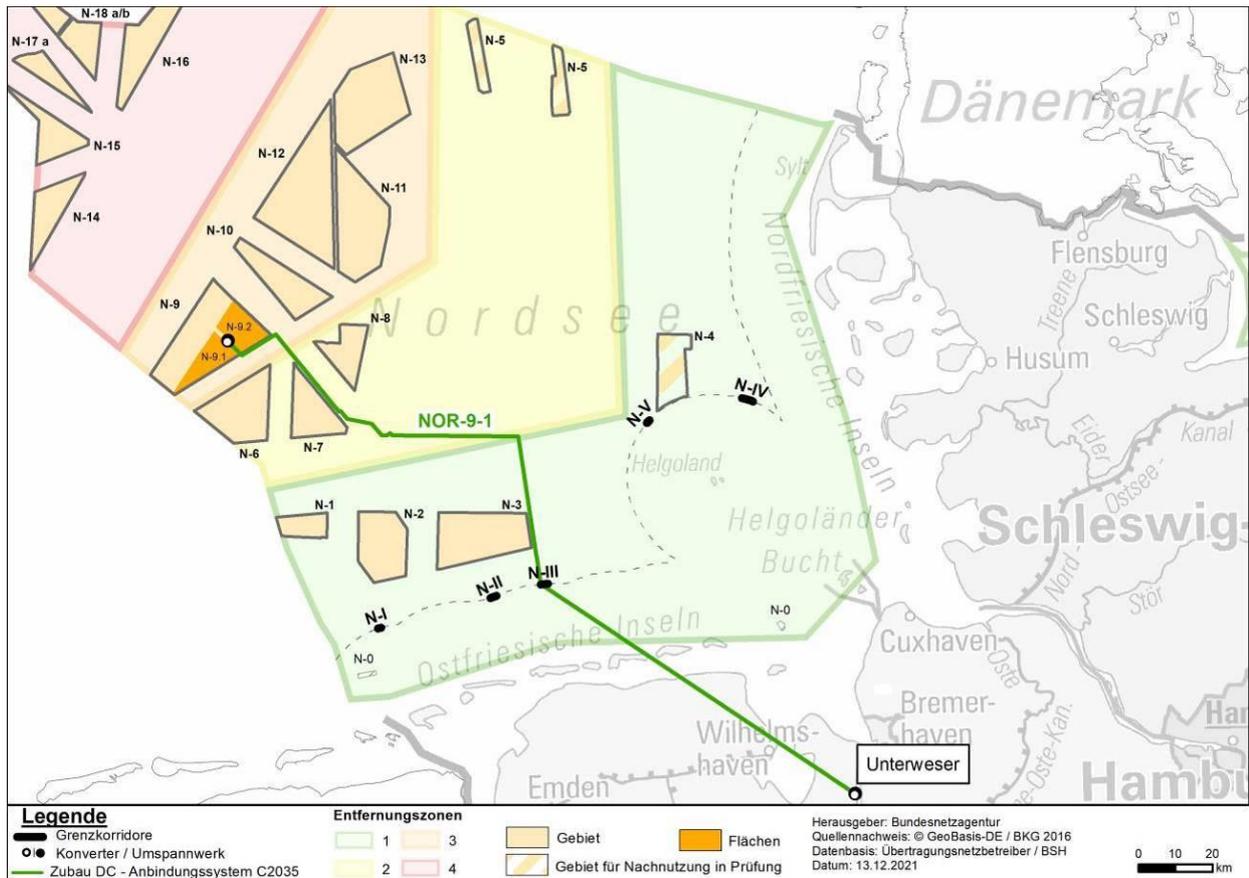
Gemäß FEP 2020 wird in Gebiet N-7 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 1880 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-7 soll mittels zweier Anbindungssysteme mit 900 MW und 980 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Startnetz befindliche Anbindung NOR-7-1 sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-7-2.

Auf einen Blick

	NOR-7-2
Trassenlänge	ca. 235 km
geplante Fertigstellung	2027*
Vorhabenträger	TenneT

* In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-9-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-9 (Zone 3).

M234: 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 in Gebiet N-9 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Unterweser geführt werden.

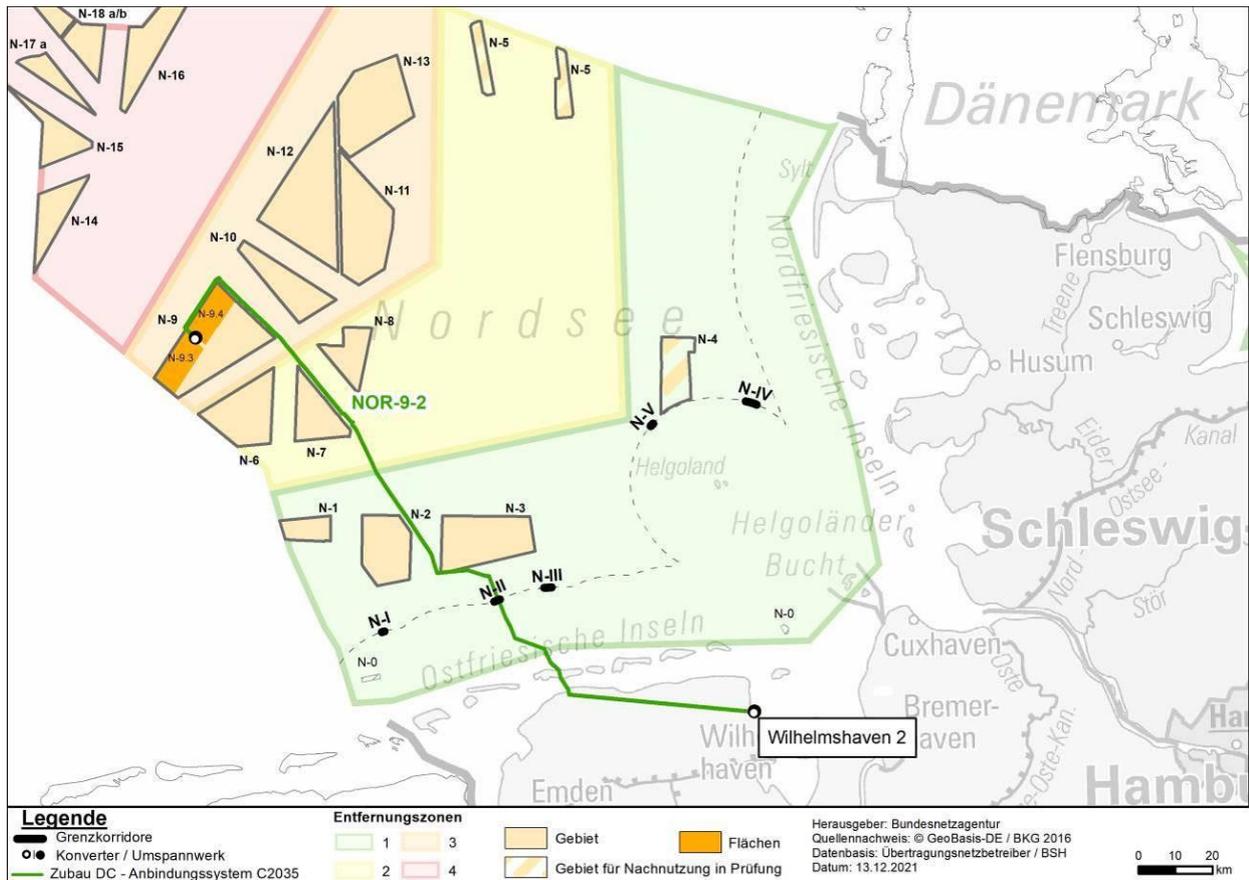
Gemäß FEP 2020 wird in Gebiet N-9 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 4000 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-9 soll durch zwei Anbindungssysteme mit je 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-9-2.

Auf einen Blick

NOR-9-1	
Trassenlänge	ca. 270 km
geplante Fertigstellung	2029*
Vorhabenträger	TenneT

* In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-9-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in 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 in Gebiet N-9 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 geführt werden.

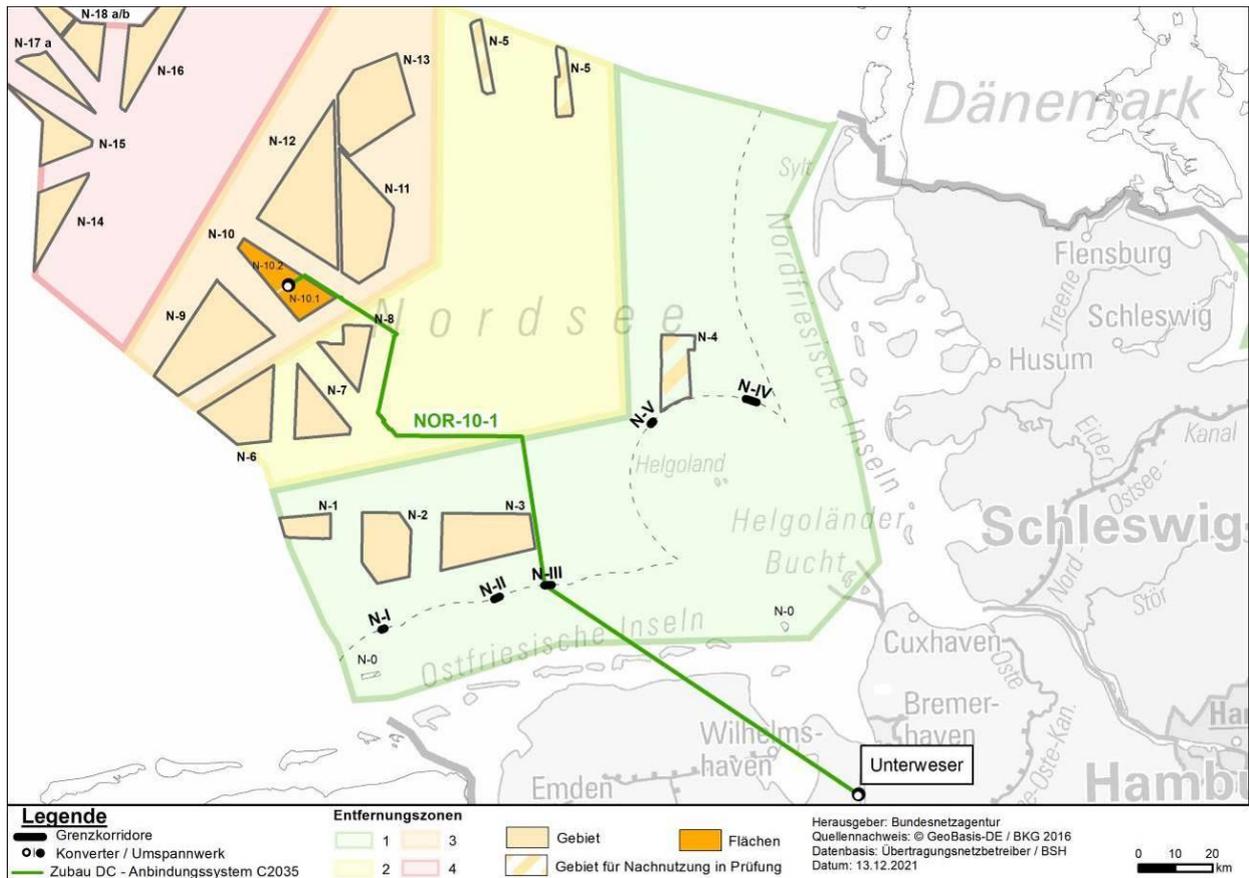
Gemäß FEP 2020 wird in Gebiet N-9 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 4000 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-9 soll durch zwei Anbindungssysteme mit je 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-9-2.

Auf einen Blick

NOR-9-2	
Trassenlänge	ca. 250 km
geplante Fertigstellung	2030*
Vorhabenträger	TenneT

* In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-10-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-10 (Zone 3).

M231: 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 in Gebiet N-10 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Unterweser geführt werden.

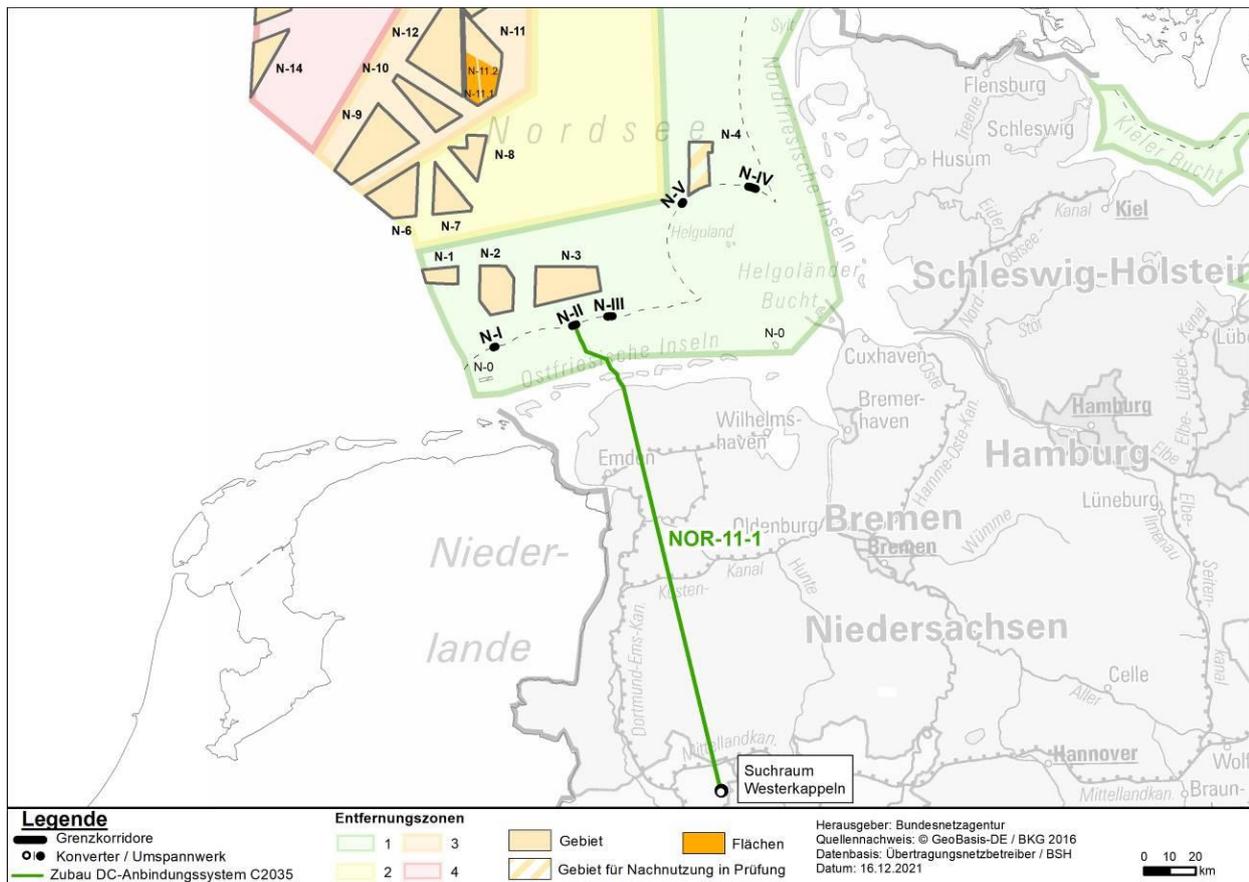
Gemäß FEP 2020 wird in Gebiet N-10 insgesamt eine Erzeugungsleistung in Höhe von ca. 2.000 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets N-10 soll mittels eines Anbindungssystems mit 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem NOR-10-1.

Auf einen Blick

NOR-10-1	
Trassenlänge	ca. 270 km
geplante Fertigstellung	2030*
Vorhabenträger	TenneT

* In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-11-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-11 (Zone 3).

M39: HGÜ-Verbindung NOR-11-1

Das Anbindungssystem NOR-11-1 wird bestätigt.

Beschreibung

Für den Netzverknüpfungspunkt ist der Suchraum Westerkappeln vorgesehen.

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-11 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Westerkappeln geführt werden.

Der FEP 2020 hat für das Gebiet N-11 noch keine erwartete Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Erschließung des Gebiets N-11 soll voraussichtlich durch zwei Anbindungssysteme mit jeweils 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-11-2.

Der FEP 2020 weist für die Gebiete N-11, N-12 und N-13 weder die erwartete Erzeugungsleistung noch eine Reihenfolge zur Anbindung der Flächen aus. Daher ist für die hierfür erforderlichen Anbindungsleitungen im NEP 2021-2035 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-II vorgesehen.

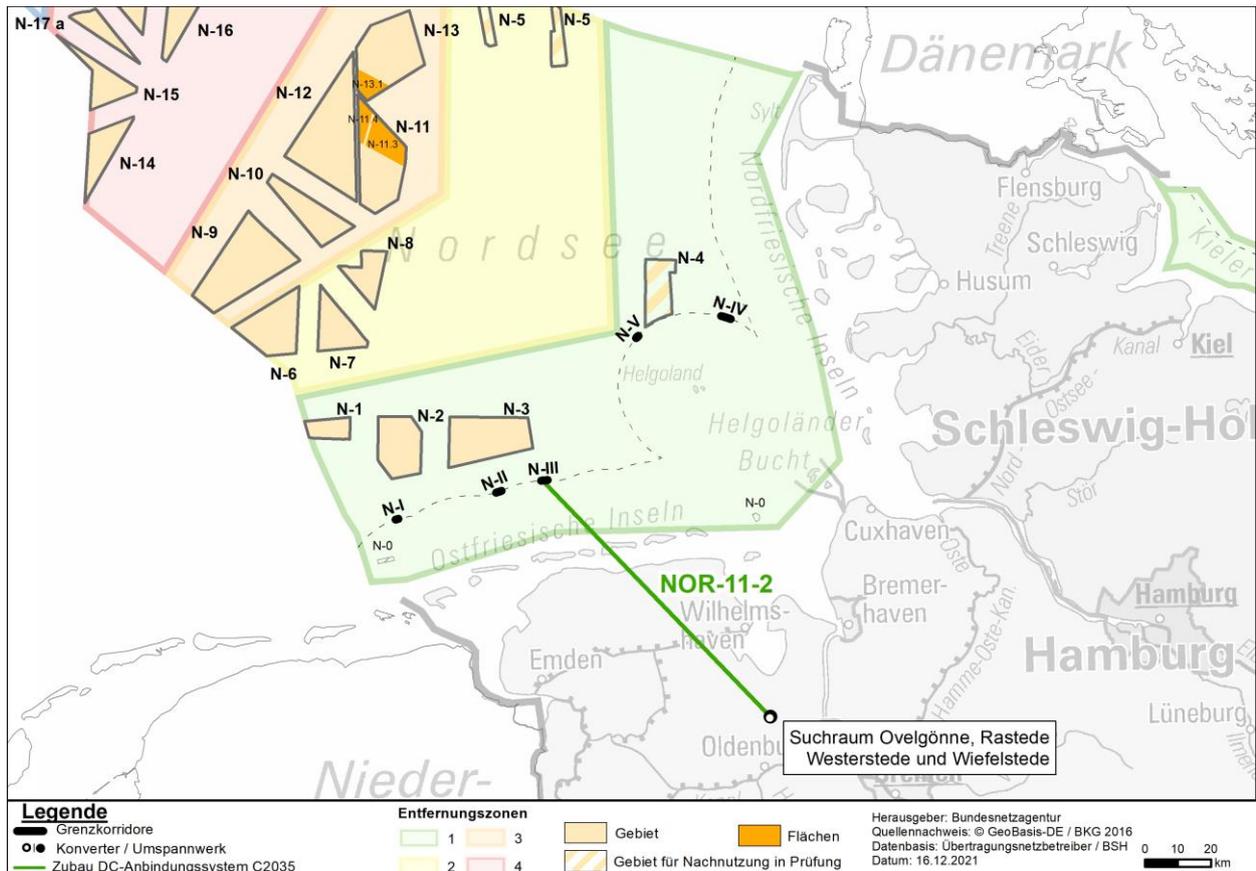
Entsprechend der Vorgabe des Landes-Raumordnungsprogramms Niedersachsen (LROP), zunächst die bereits festgelegten Vorranggebiete Kabeltrasse vollständig auszunutzen werden NOR-12-1 und NOR-11-1 über den Grenzkorridor II geführt.

Auf einen Blick

	NOR-11-1
Trassenlänge	ca. 390 km
geplante Fertigstellung	2033*
Vorhabenträger	Amprion

*Die geplante Fertigstellung basiert auf der vorgeschlagenen Reihenfolge zur Anbindung der Flächen nach 2030 aus dem Schreiben des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie vom 29.06.2021, unter der Annahme, dass ein Anbindungssystem pro Jahr realisiert wird. In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-11-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-11 (Zone 3).

M242: HGÜ-Verbindung NOR-11-2

Das Anbindungssystem NOR-11-2 wird bestätigt.

Beschreibung

Für den Netzverknüpfungspunkt ist der Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede vorgesehen.

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-11 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede geführt werden.

Der FEP 2020 hat für das Gebiet N-11 noch keine erwartete Erzeugungsleistung ausgewiesen. Das Gebiet N-11 soll voraussichtlich durch zwei Anbindungssysteme mit jeweils 2000 MW Übertragungskapazität erschlossen werden, nämlich die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-11-1 und NOR-11-2.

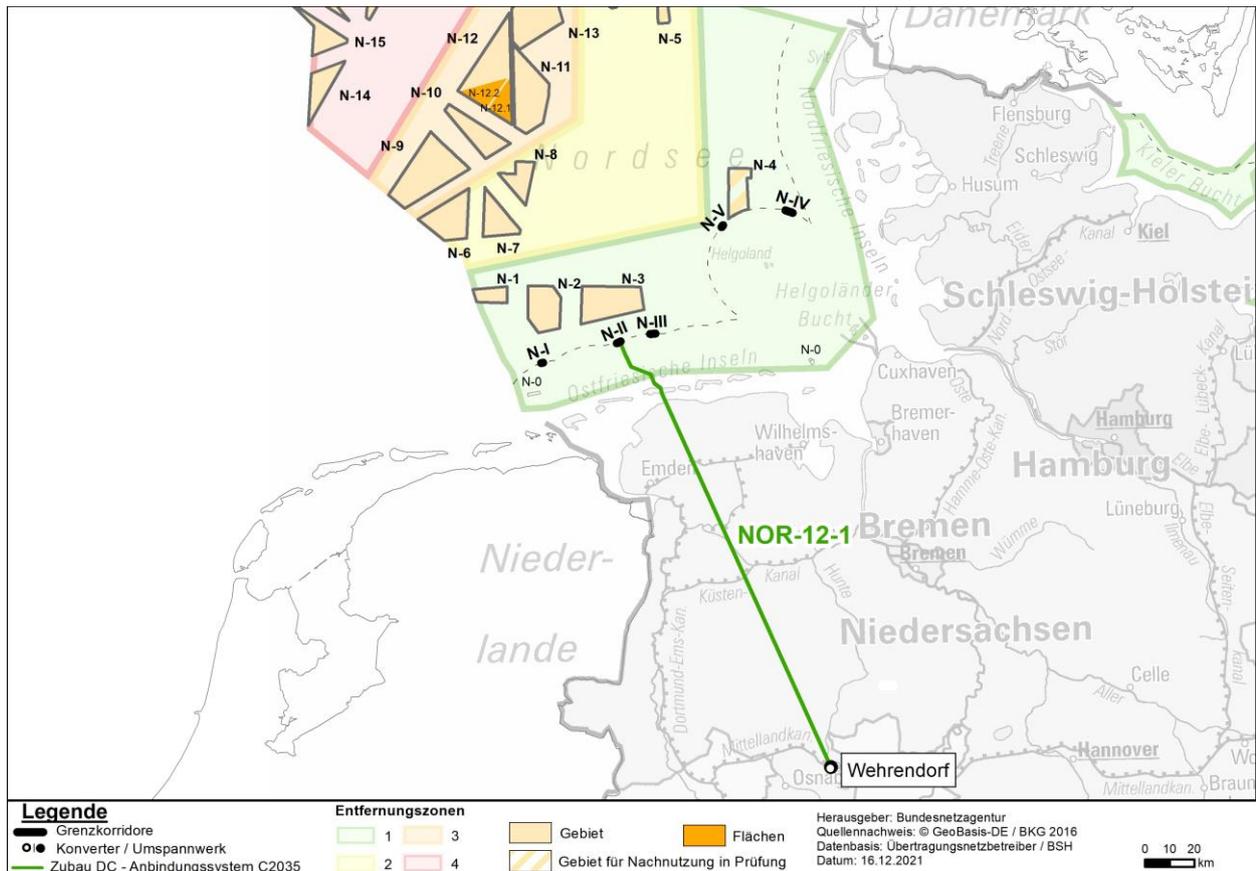
Der FEP 2020 weist für die Gebiete N-11, N-12 und N-13 weder die erwartete Erzeugungsleistung, noch eine Reihenfolge zur Anbindung der Flächen aus. Daher ist für die hierfür erforderlichen Anbindungsleitungen im NEP 2021-2035 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III vorgesehen.

Auf einen Blick

	NOR-11-2
Trassenlänge	ca. 265 km
geplante Fertigstellung	2034*
Vorhabenträger	TenneT

*Die geplante Fertigstellung basiert auf der vorgeschlagenen Reihenfolge zur Anbindung der Flächen nach 2030 aus dem Schreiben des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie vom 29.06.2021, unter der Annahme, dass ein Anbindungssystem pro Jahr realisiert wird. In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-12-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung einer Fläche für Offshore-Windenergie in der Nordsee in Gebiet N-12 (Zone 3).

M243: HGÜ-Verbindung NOR-12-1

Das Anbindungssystem NOR-12-1 wird bestätigt.

Beschreibung

Als Netzverknüpfungspunkt ist Wehrendorf vorgesehen.

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-12 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-II durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Wehrendorf geführt werden.

Der FEP 2020 hat für das Gebiet N-12 noch keine erwartete Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Erschließung des Gebiets N-12 soll voraussichtlich durch zwei Anbindungssysteme mit jeweils 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Dies sind die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-12-1 und NOR-12-2.

Der FEP 2020 weist für die Gebiete N-11, N-12 und N-13 weder die erwartete Erzeugungsleistung noch eine Reihenfolge zur Anbindung der Flächen aus. Daher ist für die hierfür erforderlichen Anbindungsleitungen im NEP 2021-2035 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-II vorgesehen.

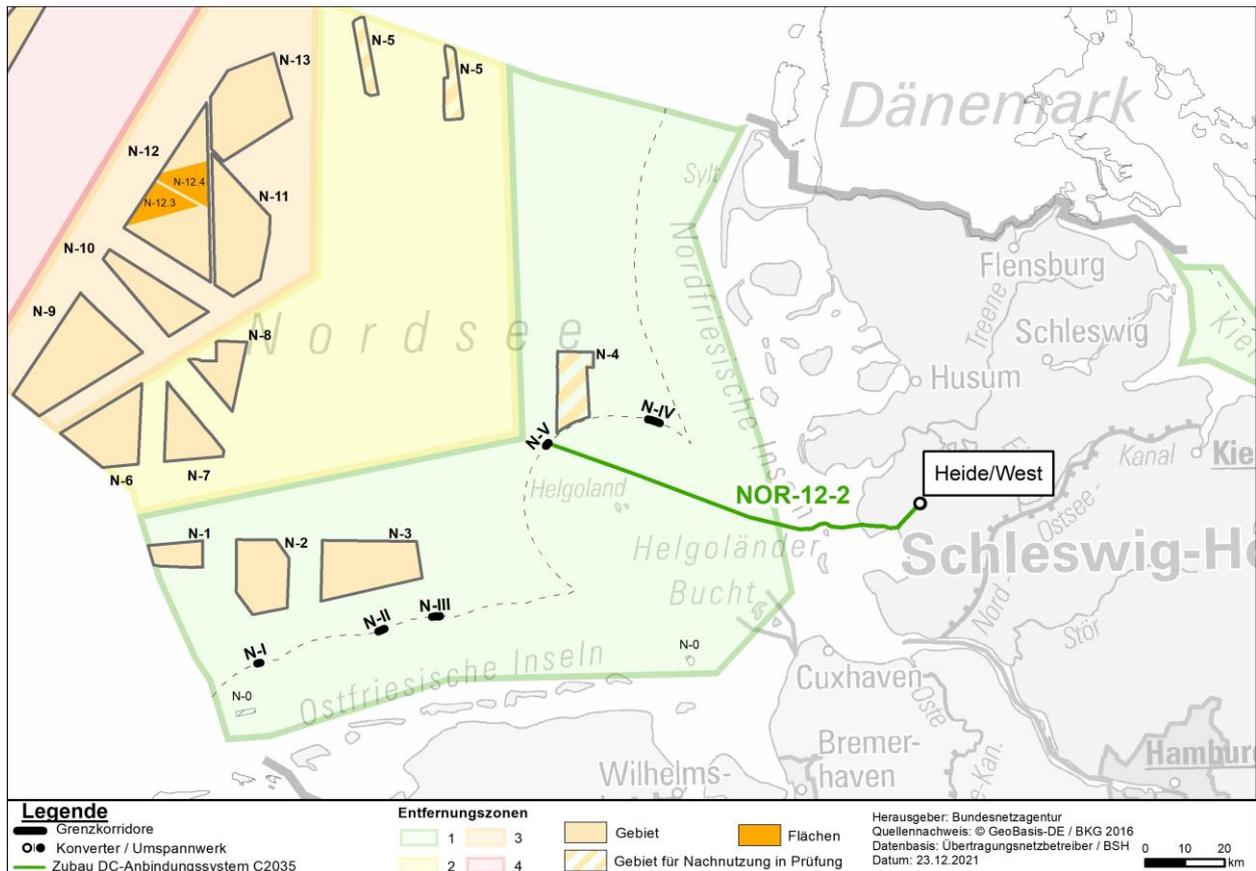
Entsprechend der Vorgabe des LROP, zunächst die bereits festgelegten Vorranggebiete Kabeltrasse vollständig auszunutzen, werden NOR-12-1 und NOR-11-1 über den Grenzkorridor II geführt.

Auf einen Blick

	NOR-12-1
Trassenlänge	ca. 390 km
geplante Fertigstellung	2031*
Vorhabenträger	Amprion

*Die geplante Fertigstellung basiert auf der vorgeschlagenen Reihenfolge zur Anbindung der Flächen nach 2030 aus dem Schreiben des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie vom 29.06.2021, unter der Annahme, dass ein Anbindungssystem pro Jahr realisiert wird. In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-12-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung einer Fläche für Offshore-Windenergie in der Nordsee in Gebiet N-12 (Zone 3).

M233: HGÜ-Verbindung NOR-12-2

Das Anbindungssystem NOR-12-2 wird bestätigt.

Beschreibung

Für den Netzverknüpfungspunkt ist der Suchraum Heide vorgesehen. Alternativ wurden die Netzverknüpfungspunkte Klein Rogahn, Westerkappeln und Suchraum Rastede untersucht, jedoch verworfen.

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in 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.

Der FEP 2020 hat für das Gebiet N-12 noch keine erwartete Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Erschließung des Gebiets N-12 soll voraussichtlich durch zwei Anbindungssysteme mit jeweils 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Dies sind die im Zubaunetz befindlichen Anbindungssysteme NOR-12-1 und NOR-12-2.

Der FEP 2020 weist für die Gebiete N-11, N-12 und N-13 weder die erwartete Erzeugungsleistung noch eine Reihenfolge zur Anbindung der Flächen aus. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2021-2035 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-V vorgesehen.

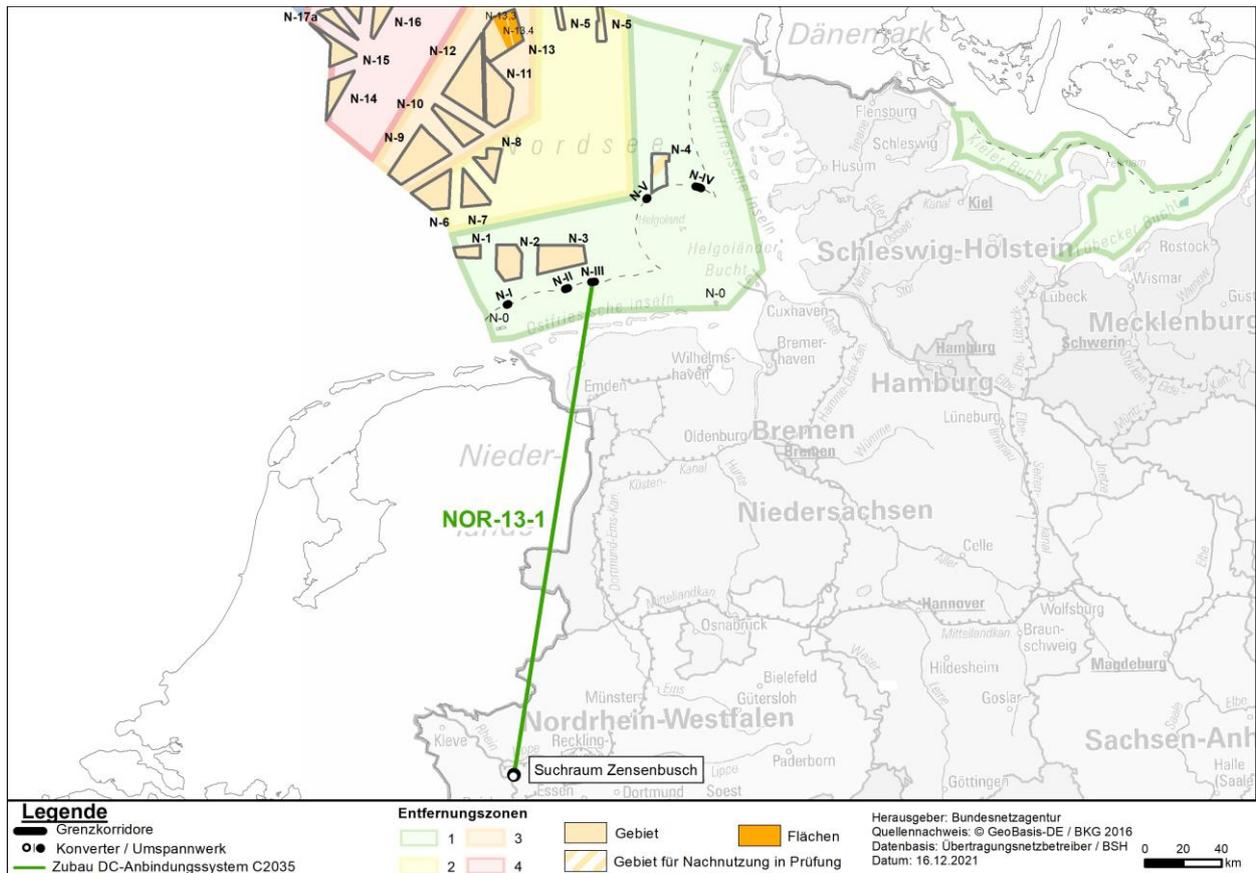
Mit Schreiben vom 03.12.2021 teilten die 50Hertz Transmission GmbH und die TenneT TSO GmbH zudem mit, dass sie im Sinne einer effizienten Umsetzung der Projekte DC31, NOR-12-2 und NOR-x-3 eine abgestimmte Umsetzung planen. Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung, dass die Projekte in ihrer spezifischen Gestalt abgestimmt zügiger und effizienter umgesetzt werden. Denn mit der Realisierung des Multiterminal-Konverters (siehe Projektsteckbrief DC31 in Abschnitt II B 5.4) wird ein innovatives HGÜ-Konzept realisiert, bei dem es sinnvoll ist, auf die Expertise von zwei Netzbetreibern zurückzugreifen. Aufgrund des im Koalitionsvertrag vorgesehenen vorgezogenen Ausbaus der Offshore-Windenergie ist eine beschleunigte Umsetzung der Offshore-Anbindungssysteme bereits absehbar. Dies wiederum ist zügiger und effizienter durch mehrere Übertragungsnetzbetreiber möglich. Daher bestimmt die Bundesnetzagentur gemäß § 12c Abs. 8 Satz 7 EnWG für das Projekt DC31 die 50Hertz Transmission GmbH und die TenneT TSO GmbH als gemeinsame Vorhabenträger; für das Projekt NOR-12-2 ist die 50Hertz Transmission GmbH Vorhabenträger und für das Projekt NOR-x-3 ist die TenneT TSO GmbH Vorhabenträger.

Auf einen Blick

	NOR-12-2
Trassenlänge	ca. 295 km
geplante Fertigstellung	2032*
Vorhabenträger	50Hertz

* Die geplante Fertigstellung basiert auf der vorgeschlagenen Reihenfolge zur Anbindung der Flächen nach 2030 aus dem Schreiben des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie vom 29.06.2021, unter der Annahme, dass ein Anbindungssystem pro Jahr realisiert wird. In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-13-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet N-13 (Zone 3).

M43: HGÜ-Verbindung NOR-13-1

Das Anbindungssystem NOR-13-1 wird bestätigt.

Beschreibung

Für den Netzverknüpfungspunkt ist der Suchraum Zensenbusch vorgesehen.

Die Netzanbindung soll mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Konverterplattform in Gebiet N-13 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Zensenbusch geführt werden.

Der FEP 2020 hat für das Gebiet N-13 noch keine erwartete Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Erschließung des Gebiets N-13 soll voraussichtlich durch ein Anbindungssystem mit 2000 MW Übertragungskapazität erfolgen: Dies ist das im Zubaunetz befindliche Anbindungssysteme NOR-13-1.

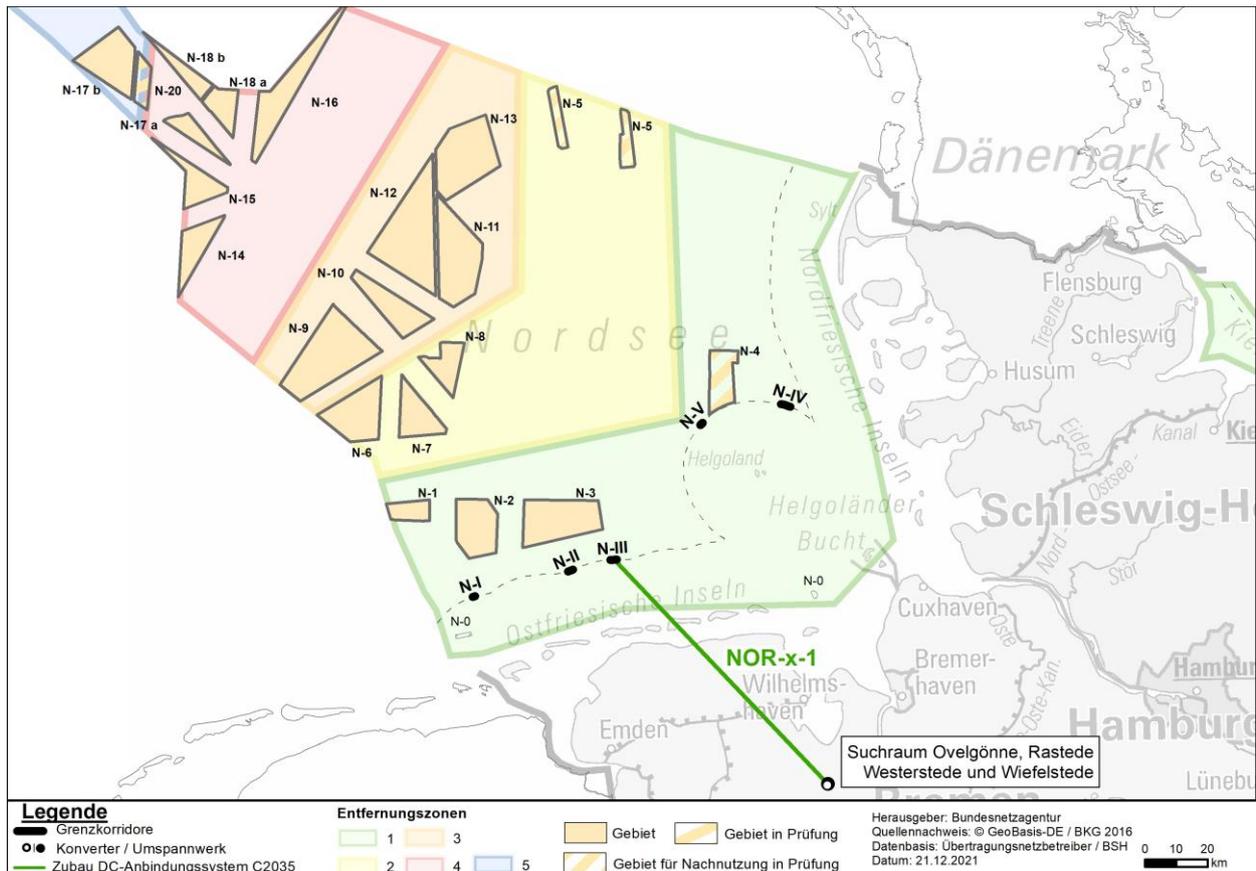
Der FEP 2020 weist für die Gebiete N-11, N-12 und N-13 weder die erwartete Erzeugungsleistung, noch eine Reihenfolge zur Anbindung der Flächen aus. Daher ist für die hierfür erforderlichen Anbindungsleitungen im NEP 2021-2035 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III vorgesehen.

Auf einen Blick

NOR-13-1	
Trassenlänge	ca. 490 km
geplante Fertigstellung	2035*
Vorhabenträger	Amprion

* Die geplante Fertigstellung basiert auf der vorgeschlagenen Reihenfolge zur Anbindung der Flächen nach 2030 aus dem Schreiben des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie vom 29.06.2021, unter der Annahme, dass ein Anbindungssystem pro Jahr realisiert wird. In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-x-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Zone 4.

M248: HGÜ-Verbindung NOR-x-1

Das Anbindungssystem NOR-x-1 wird bestätigt.

Beschreibung

Für den Netzverknüpfungspunkt ist der Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede vorgesehen.

Die Netzanbindung soll voraussichtlich mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden. Die konkret zu verwendende Technologie steht unter dem Vorbehalt entsprechender Vorgaben der Fortschreibung des FEP 2020.

Ausgehend von der Konverterplattform in Zone 4 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede.

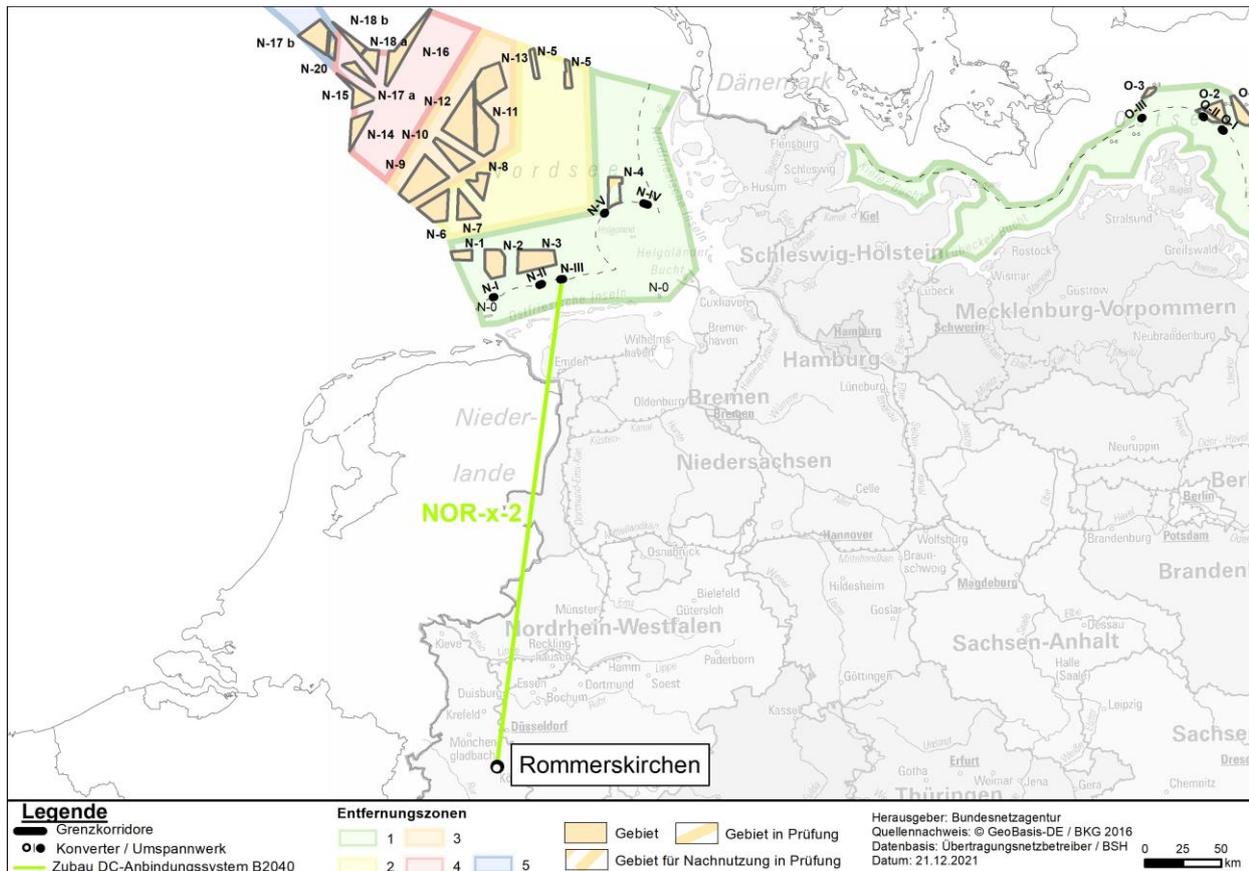
Der FEP 2020 hat für Zone 4 und 5 weder Gebiete noch Flächen mit einer erwarteten Erzeugungsleistung ausgewiesen. Die Erschließung von Zone 4 und 5 würde voraussichtlich durch mehrere Anbindungssysteme erfolgen. Daher ist für diese Anbindungsleitungen im NEP 2021-2035 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III vorgesehen.

Auf einen Blick

NOR-x-1	
Trassenlänge	ca. 350 km
geplante Fertigstellung	2035*
Vorhabenträger	TenneT

* In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-x-2



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Zone 4.

M246: HGÜ-Verbindung NOR-x-2

Das Anbindungssystem NOR-x-2 wird unter Vorbehalt bestätigt.

Beschreibung

Für den Netzverknüpfungspunkt ist der Suchraum Rommerskirchen vorgesehen. Für die Anbindungssysteme ab 2036 wurde weiterhin Klein Rogahn als alternativer Netzverknüpfungspunkt untersucht, jedoch wieder verworfen. Perspektivisch wäre jedoch auch Klein Rogahn als geeigneter Netzverknüpfungspunkt vorstellbar.

Die Netzanbindung soll voraussichtlich mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden. Die konkret zu verwendende Technologie steht unter dem Vorbehalt entsprechender Vorgaben der Fortschreibung des FEP 2020.

Ausgehend von der Konverterplattform in Zone 4 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Rommerskirchen geführt werden.

Der FEP 2020 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 2021-2035 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III vorgesehen.

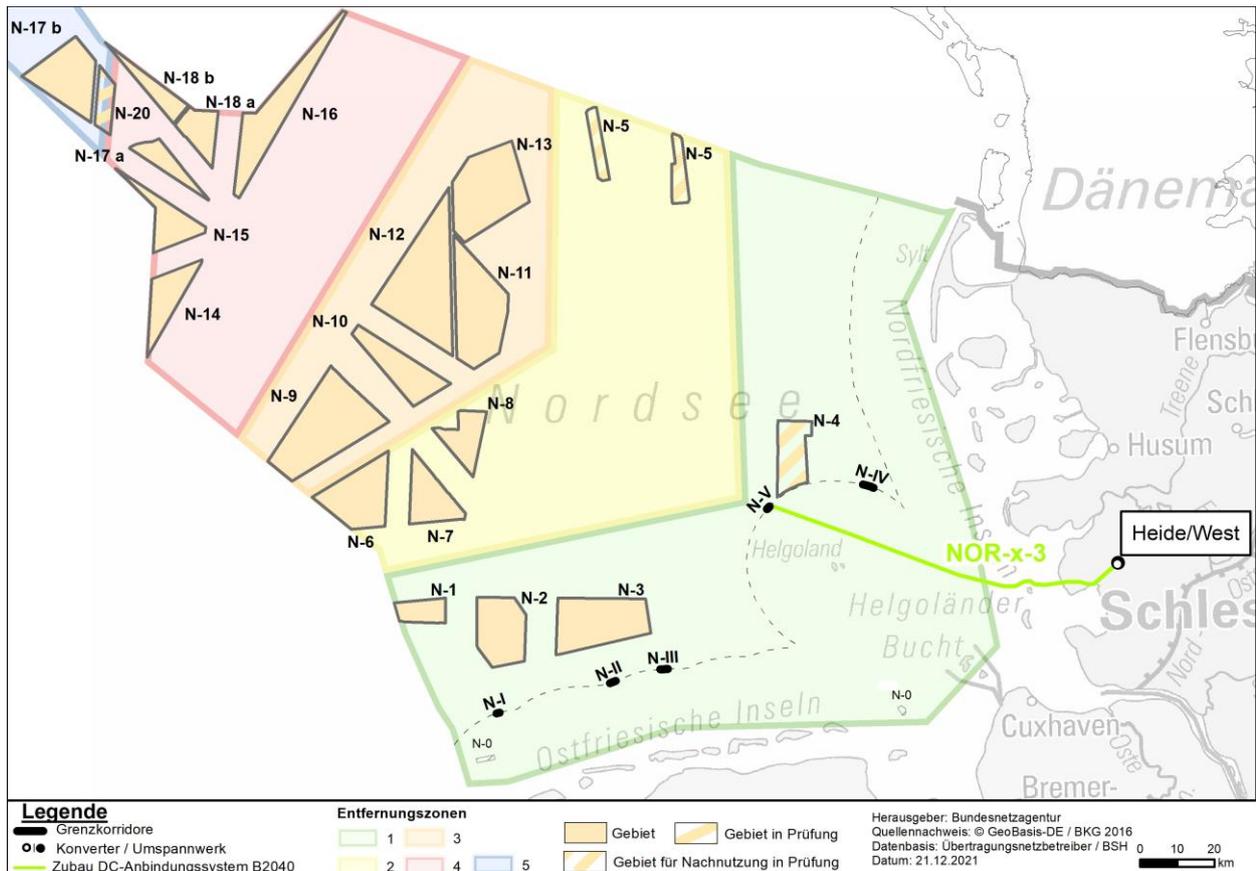
Die Beauftragung des über das Szenario C 2035 hinausgehenden Anbindungssystems NOR-x-2 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

Auf einen Blick

	NOR-x-2
Trassenlänge	ca. 652 km
geplante Fertigstellung	2036*
Vorhabenträger	Amprion

* Die über das Szenario C 2035 hinausgehenden Anbindungssysteme werden ab dem Jahr 2036 mit jeweils einer Anbindung pro Jahr fortgeschrieben. In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-x-3



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Zone 4.

M249: HGÜ-Verbindung NOR-x-3

Das Anbindungssystem NOR-x-3 wird unter Vorbehalt bestätigt.

Beschreibung

Für den Netzverknüpfungspunkt ist der Suchraum Heide vorgesehen. Für die Anbindungssysteme ab 2036 wurde weiterhin Klein Rogahn als alternativer Netzverknüpfungspunkt untersucht, jedoch wieder verworfen. Perspektivisch wäre jedoch auch Klein Rogahn als geeigneter Netzverknüpfungspunkt vorstellbar.

Die Netzanbindung soll voraussichtlich mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden. Die konkret zu verwendende Technologie steht unter dem Vorbehalt entsprechender Vorgaben der Fortschreibung des FEP 2020.

Ausgehend von der Konverterplattform in Zone 4 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-V durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt im Suchraum Heide geführt werden.

Der FEP 2020 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 2021-2035 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III vorgesehen.

Die Beauftragung des über das Szenario C 2035 hinausgehenden 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.

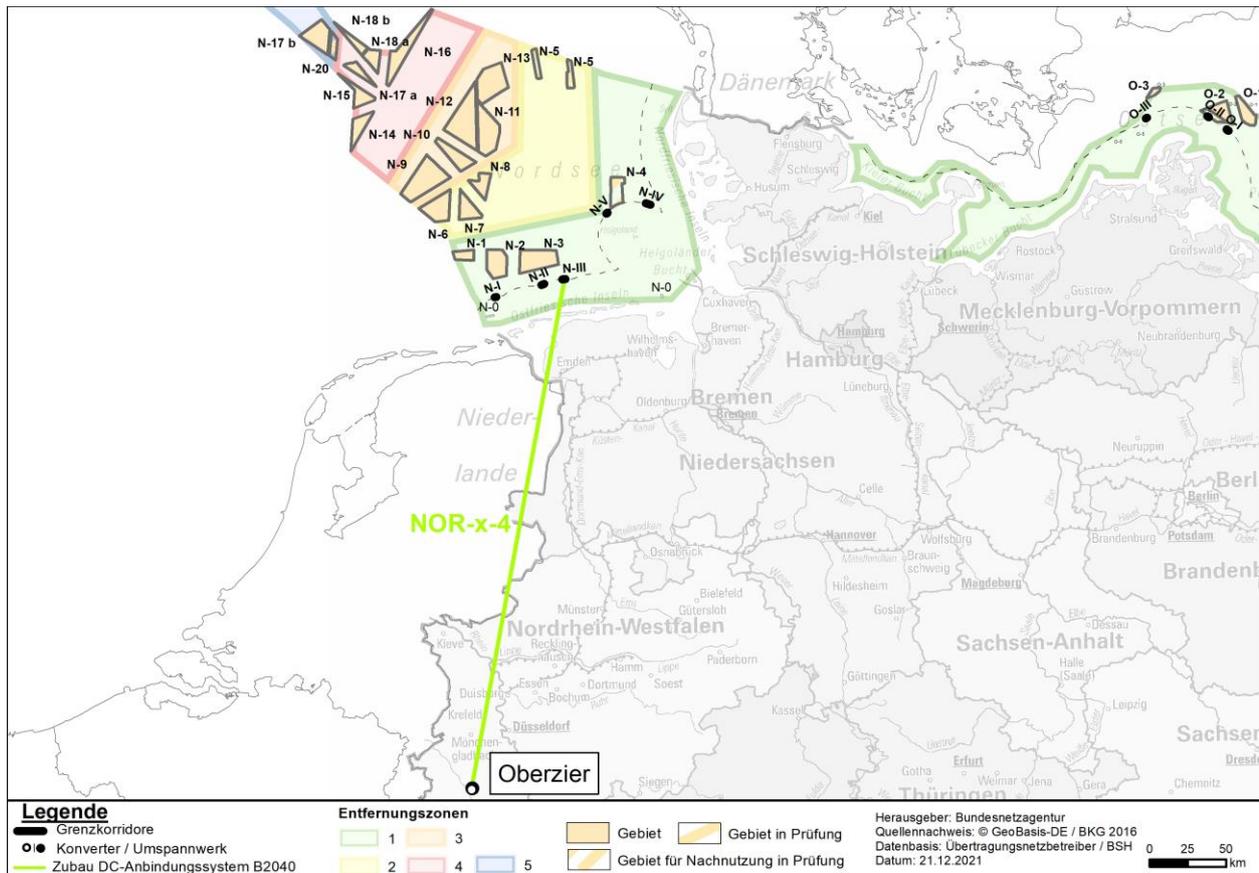
Mit Schreiben vom 03.12.2021 teilten die 50Hertz Transmission GmbH und die TenneT TSO GmbH zudem mit, dass sie im Sinne einer effizienten Umsetzung der Projekte DC31, NOR-12-2 und NOR-x-3 eine abgestimmte Umsetzung planen. Die Bundesnetzagentur teilt die Einschätzung, dass die Projekte in ihrer spezifischen Gestalt abgestimmt zügiger und effizienter umgesetzt werden. Denn mit der Realisierung des Multiterminal-Konverters (siehe Projektsteckbrief DC31 im Abschnitt II B 5.4) wird ein innovatives HGÜ-Konzept realisiert, bei dem es sinnvoll ist, auf die Expertise von zwei Netzbetreibern zurückzugreifen. Aufgrund des im Koalitionsvertrag vorgesehenen vorgezogenen Ausbaus der Offshore-Windenergie ist eine beschleunigte Umsetzung der Offshore-Anbindungssysteme bereits absehbar. Dies wiederum ist zügiger und effizienter durch mehrere Übertragungsnetzbetreiber möglich. Daher bestimmt die Bundesnetzagentur gemäß § 12c Abs. 8 Satz 7 EnWG für das Projekt DC31 die 50Hertz Transmission GmbH und die TenneT TSO GmbH als gemeinsame Vorhabenträger; für das Projekt NOR-12-2 ist die 50Hertz Transmission GmbH Vorhabenträger und für das Projekt NOR-x-3 ist die TenneT TSO GmbH Vorhabenträger.

Auf einen Blick

	NOR-x-3
Trassenlänge	ca. 310 km
geplante Fertigstellung	2037*
Vorhabenträger	TenneT

* Die über das Szenario C 2035 hinausgehenden Anbindungssysteme werden ab dem Jahr 2036 mit jeweils einer Anbindung pro Jahr fortgeschrieben. In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-x-4



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Zone 4.

M247: HGÜ-Verbindung NOR-x-4

Das Anbindungssystem NOR-x-4 wird unter Vorbehalt bestätigt.

Beschreibung

Als Netzverknüpfungspunkt ist Oberzier vorgesehen. Für die Anbindungssysteme ab 2036 wurde weiterhin Klein Rogahn als alternativer Netzverknüpfungspunkt untersucht, jedoch wieder verworfen. Perspektivisch wäre jedoch auch Klein Rogahn als geeigneter Netzverknüpfungspunkt vorstellbar.

Die Netzanbindung soll voraussichtlich mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden. Die konkret zu verwendende Technologie steht unter dem Vorbehalt entsprechender Vorgaben der Fortschreibung des FEP 2020.

Ausgehend von der Konverterplattform in Zone 4 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Oberzier geführt werden.

Der FEP 2020 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 2021-2035 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III vorgesehen.

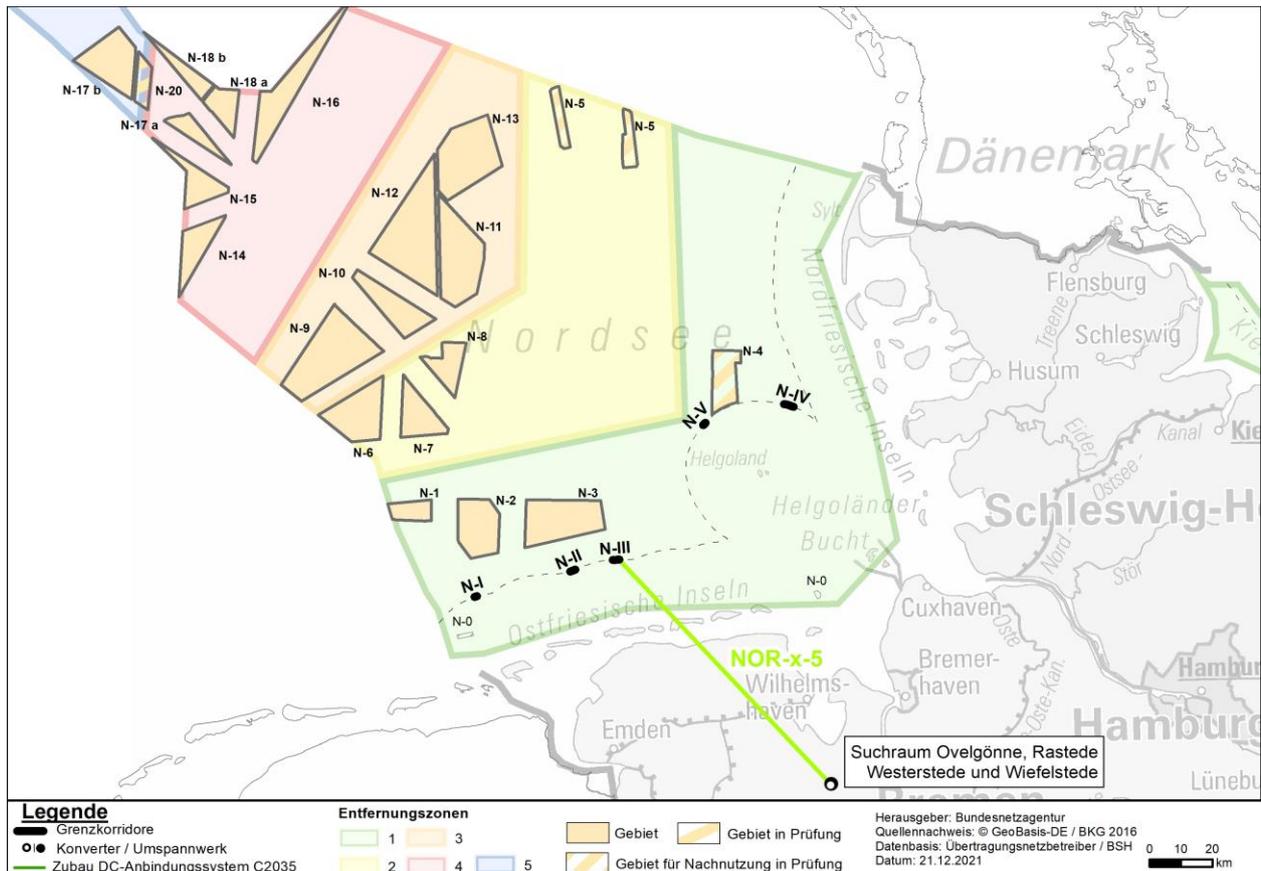
Die Beauftragung des über das Szenario C 2035 hinausgehenden Anbindungssystems NOR-x-4 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

Auf einen Blick

	NOR-x-4
Trassenlänge	ca. 676 km
geplante Fertigstellung	2038*
Vorhabenträger	Amprion

* Die über das Szenario C 2035 hinausgehenden Anbindungssysteme werden, ab dem Jahr 2036 mit jeweils einer Anbindung pro Jahr fortgeschrieben. In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt NOR-x-5



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Zone 4.

M250: HGÜ-Verbindung NOR-x-5

Das Anbindungssystem NOR-x-5 wird unter Vorbehalt bestätigt.

Beschreibung

Für den Netzverknüpfungspunkt ist der Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede vorgesehen. Für die Anbindungssysteme ab 2036 wurde weiterhin Klein Rogahn als alternativer Netzverknüpfungspunkt untersucht, jedoch wieder verworfen. Perspektivisch wäre jedoch auch Klein Rogahn als geeigneter Netzverknüpfungspunkt vorstellbar.

Die Netzanbindung soll voraussichtlich mittels 525 kV-DC-Technologie und einer Übertragungskapazität von 2000 MW realisiert werden. Die konkret zu verwendende Technologie steht unter dem Vorbehalt entsprechender Vorgaben der Fortschreibung des FEP 2020.

Ausgehend von der Konverterplattform in Zone 4 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor N-III durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt Suchraum Ovelgönne, Rastede, Westerstede und Wiefelstede verlaufen.

Der FEP 2020 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 2021-2035 eine Bestätigung vom Netzverknüpfungspunkt bis lediglich zum Grenzkorridor N-III vorgesehen.

Die Beauftragung des über das Szenario C 2035 hinausgehenden 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.

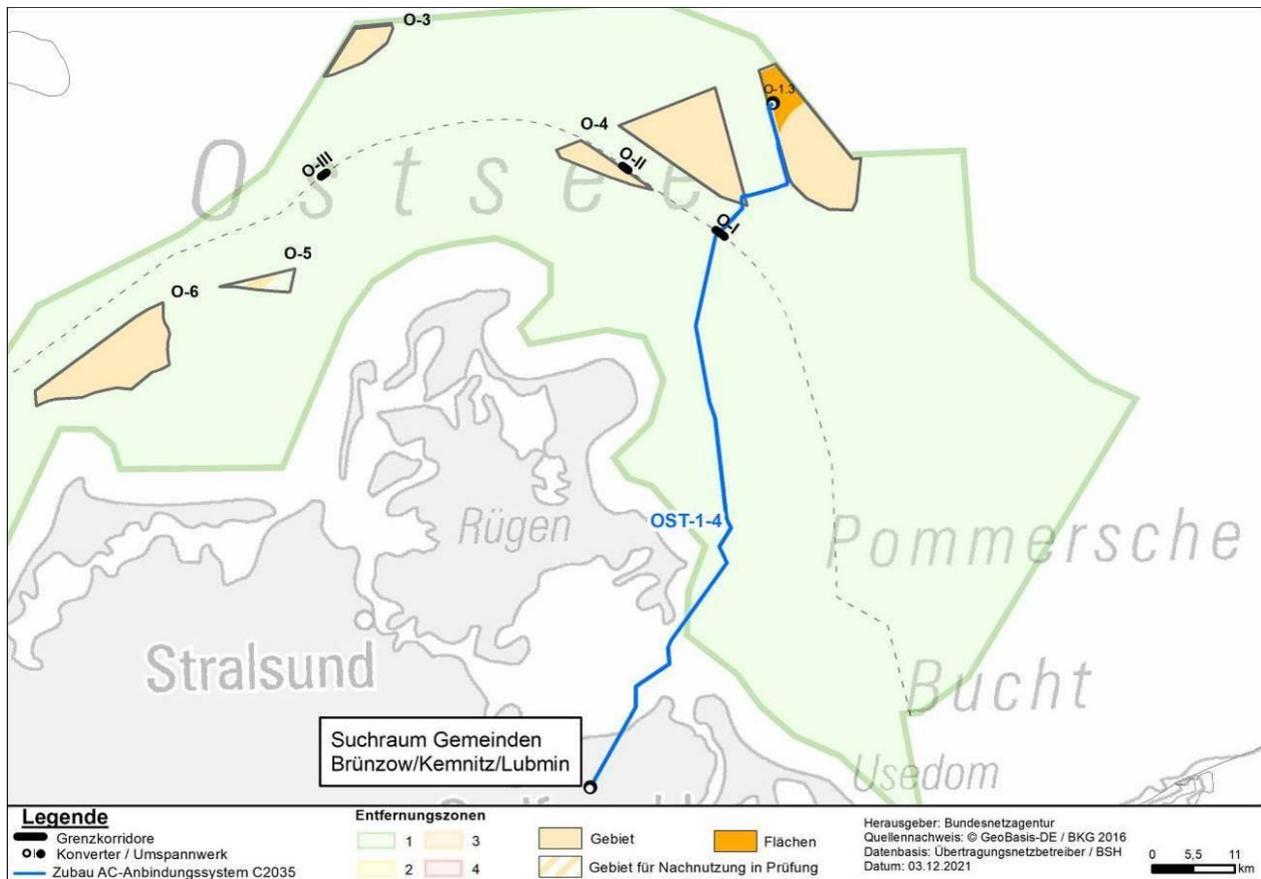
Auf einen Blick

	NOR-x-5
Trassenlänge	ca. 350 km
geplante Fertigstellung	2039*
Vorhabenträger	TenneT

* Die über das Szenario C 2035 hinausgehenden Anbindungssysteme werden ab dem Jahr 2036 mit jeweils einer Anbindung pro Jahr fortgeschrieben. In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

6.5 Steckbriefe der Ostsee-Anbindungssysteme

Projekt OST-1-4



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet O-1 (Zone 1).

M73: AC-Verbindung OST-1-4

Das Anbindungssystem OST-1-4 wird bestätigt.

Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels AC-Technik mit einer Übertragungskapazität von 300 MW realisiert werden.

Ausgehend von der Umspannplattform in Gebiet O-1 in der AWZ soll die AC-Netzanbindung über den Grenzkorridor O-I durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz/Lubmin geführt werden.

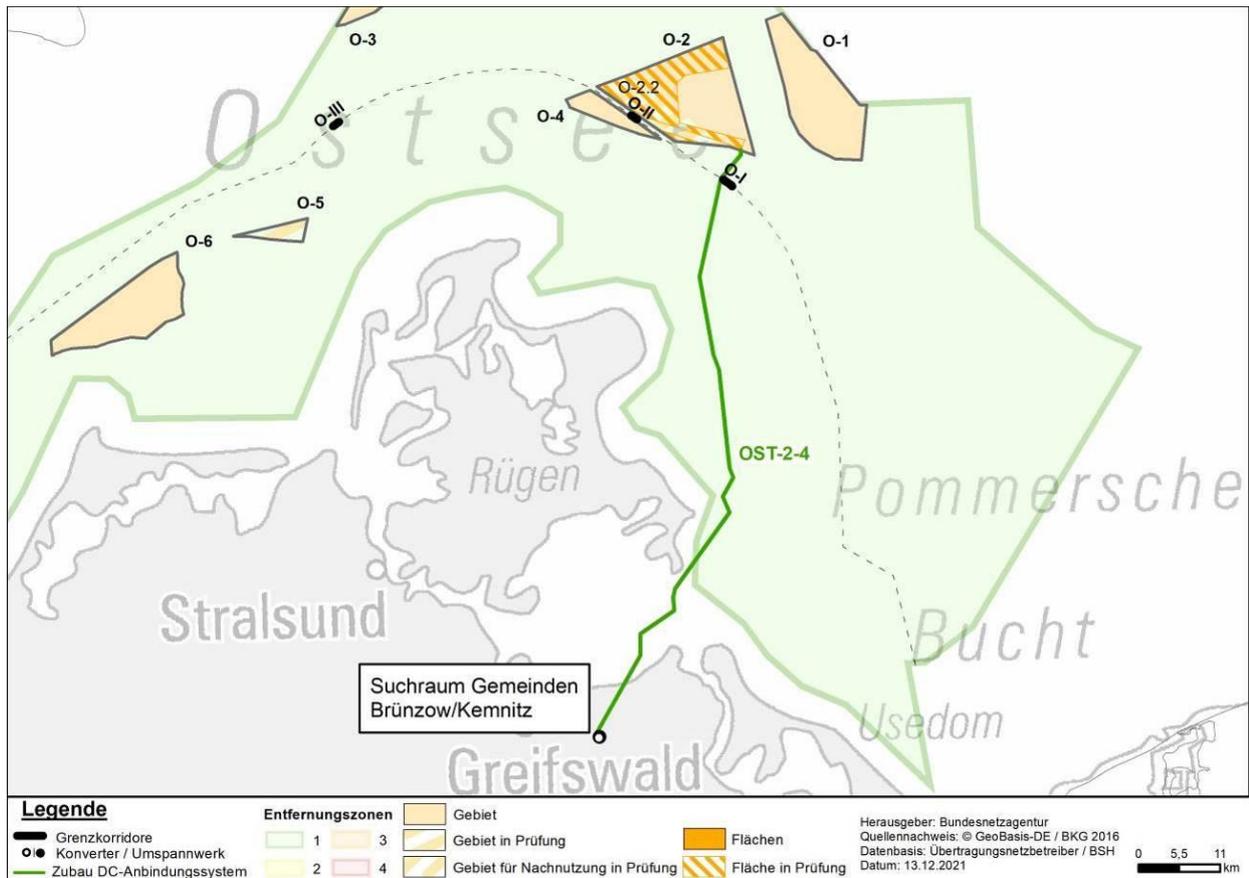
Gemäß FEP 2020 wird in Gebiet O-1 insgesamt eine Erzeugungleistung in Höhe von ca. 1050 MW erwartet. Die Erschließung des Gebiets O-1 soll durch drei Anbindungssysteme mit je 250 MW Übertragungskapazität und eines Anbindungssystems mit 300 MW erfolgen: Die im Startnetz befindliche Anbindungssysteme OST-1-1, OST-1-2 und OST-1-3 sowie das im Zubaunetz befindliche Anbindungssystem OST-1-4.

Auf einen Blick

OST-1-4	
Trassenlänge	ca. 105 km
geplante Fertigstellung	2026*
Vorhabenträger	50Hertz

* In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt OST-2-4



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Nordsee in Gebiet O-2 (Zone 1).

M74: AC- oder HGÜ-Verbindung OST-2-4

Das Anbindungssystem OST-2-4 wird unter Vorbehalt bestätigt.

Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels DC-Technik mit einer Übertragungskapazität von voraussichtlich 1000 MW realisiert werden. Die Kapazität steht unter dem Vorbehalt der Zustimmung des für Schifffahrt zuständigen Bundesministeriums zur Bebaubarkeit des bedingten Vorbehaltsgebiets EO2-Ost. Sollte dies negativ beschieden werden, liegt die Leistung der Fläche bei lediglich circa 600 MW. In diesem Fall ist von einer verringerten Leistung auszugehen und es muss geprüft werden, ob die Anbindung über zwei AC-Systeme oder über ein DC-System erfolgen soll.

Ausgehend von der Konverterplattform in der Fläche O-2.2 im Gebiet EO2 in der AWZ soll die DC-Netzanbindung über den Grenzkorridor O-I durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz geführt werden.

Der in 2021 fortgeschriebene Raumordnungsplan für die AWZ sieht für die Ostsee weitere Gebiete für die Windenergienutzung vor, die bislang nicht im FEP 2020 und damit auch nicht im Szenariorahmen 2021-2035 berücksichtigt wurden. Es handelt sich dabei um die zusätzlichen Gebiete, welche sich durch Festlegung des Vorranggebietes EO2 und des bedingten Vorbehaltsgebietes EO2-West ergeben. Letzteres wird als Vorbehaltsgebiet Windenergie auf See ab dem 01.01.2025 festgelegt, es sei denn, das für Schifffahrt zuständige Bundesministerium weist bis zum 30.06.2022 gegenüber dem für Raumordnung zuständigen Bundesministerium nach, dass dieses Gebiet aus zwingenden Gründen der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs für die Schifffahrt benötigt wird.

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie beabsichtigt gemäß Vorentwurf zur Fortschreibung des FEP 2020 vom 17.12.2021 die Festlegung einer Fläche O-2.2 im Gebiet EO2 mit einer Leistung von 1000 MW. Die Fläche O-2.2 umfasst Teilbereiche sowohl des im Raumordnungsplan 2021 festgelegten Vorranggebiets EO2 als auch des bedingten Vorbehaltsgebiets EO2-West. Die beabsichtigte Festlegung in dem im Vorentwurf dargestellten Umfang sowie die voraussichtlich zu installierende Leistung der Fläche O-2.2 sind jedoch abhängig von dem Ergebnis der raumordnerischen Prüfung, welche sich aus dem Grundsatz 2 des Kapitels 2.2.2 des Raumordnungsplans 2021 ergibt. Sollte bis Mitte des Jahres 2022 keine Zustimmung des für Schifffahrt zuständigen Bundesministeriums erfolgen, reduziert sich die Fläche um den Bereich des bedingten Vorbehaltsgebiets EO2-West und damit ebenfalls die zu installierende Leistung.

Die Beauftragung des Anbindungssystems OST-2-4 steht unter dem Vorbehalt, dass die potenziellen Flächen, die durch dieses Anbindungssystem erschlossen werden sollen, in einer Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans als Flächen festgelegt werden.

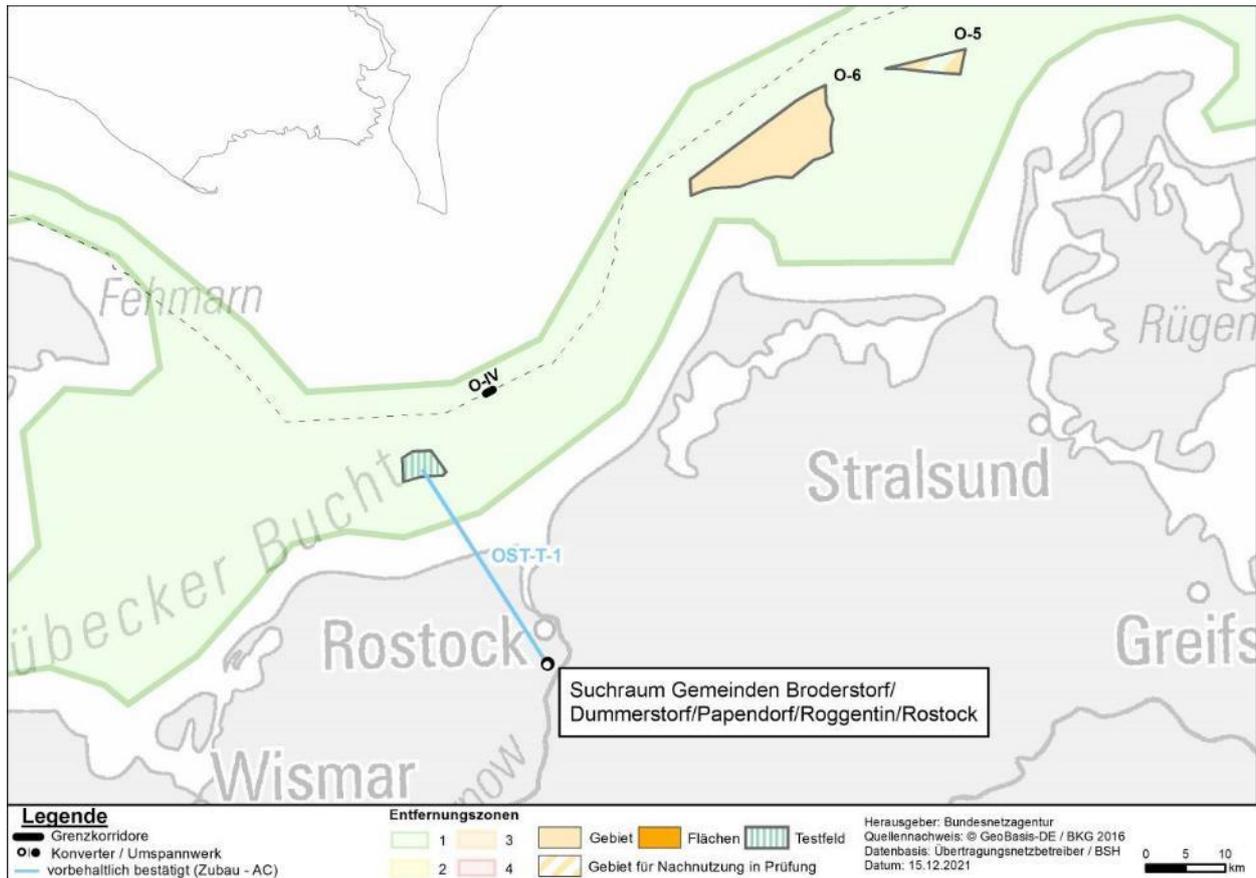
Die 50Hertz Transmission GmbH bestätigt in ihrer Stellungnahme vom 10.12.2021, dass das Anbindungssystem OST-2-4 bis zum Jahr 2030 realisierbar und in das landseitige Netz integrierbar sei; Voraussetzung sei insbesondere, dass die Planungsverfahren optimiert würden und die Marktlage eine Beschaffung der Anlagenkomponenten gewährleiste. Auch die Berechnungen der Bundesnetzagentur zeigen, dass die Einbindung der OST-2-4 am Netzverknüpfungspunkt im Suchraum der Gemeinden Brünzow/Kemnitz zum Zieljahr 2030 möglich ist.

Auf einen Blick

	OST-2-4
Trassenlänge	ca. 105 km
geplante Fertigstellung	2030*
Vorhabenträger	50Hertz

* In Bezug auf den Koalitionsvertrag ist ein Vorziehen der Anbindungssysteme absehbar, sodass die Übertragungsnetzbetreiber schnellstmöglich mit der Realisierung beginnen sollten.

Projekt OST-T-1



Ziel des Projekts ist die Anbindung von Flächen für Offshore-Windparks in der Ostsee im Küstenmeer Mecklenburg-Vorpommerns.

M85: AC-Verbindung OST-T-1

Das Anbindungssystem OST-T-1 wird unter Vorbehalt bestätigt.

Beschreibung

Die Netzanbindung soll mittels AC-Technik realisiert werden.

Die AC-Netzanbindung soll durch das Küstenmeer zum Netzverknüpfungspunkt im Suchraum der Gemeinden Broderstorf/Dummerstorf/Papendorf/Roggentin/ Rostock geführt werden.

Die im zweiten Entwurf des NEP 2021-2035 durch die Übertragungsnetzbetreiber beantragte Anbindung OST-T-1 (ehemals OST-7-1) wird unter Vorbehalt bestätigt. Im FEP 2020 wurde der räumliche Umriss des Testfelds, welches durch die Anbindung erschlossen werden soll, noch nicht konkret festgelegt. Deshalb hat das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie am 17.09.2021 ein Änderungsverfahren zur Teilfortschreibung des FEP 2020 eingeleitet, um das Testfeld nachträglich festzulegen. Dieses Verfahren ist noch nicht abgeschlossen. Die Bestätigung des Anbindungssystems steht daher unter dem Vorbehalt, dass in der Fortschreibung des FEP 2020 die konkrete Ausgestaltung des Testfelds, welches durch die Anbindung erschlossen werden soll, festgelegt wird.

Außerdem sollte die Testfeldanbindung aus Sicht der Bundesnetzagentur möglichst erst beauftragt werden, wenn auf Antrag mindestens eines potenziellen Betreibers seitens der Bundesnetzagentur festgestellt wurde, dass es sich bei einer für das Testfeld vorgesehenen Windenergieanlage um eine Pilotwindenergieanlage im Sinne des § 68 WindSeeG handelt. So kann sichergestellt werden, dass die Kosten der Anbindungsleitung für die Allgemeinheit der Netznutzer durch eine Nutzung des Testfelds mit Pilotwindenergieanlagen gerechtfertigt sind.

Auf einen Blick

	OST-T-1
Trassenlänge	ca. 40 km
geplante Fertigstellung	offen
Vorhabenträger	50Hertz

C Kosten

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist beim Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

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 dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdebegründung muss die Erklärung, inwieweit der Bescheid angefochten und seine Abänderung oder Aufhebung beantragt wird, und die Angabe der Tatsachen und Beweismittel, auf die sich die Beschwerde stützt, enthalten. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Jochen Homann

Präsident

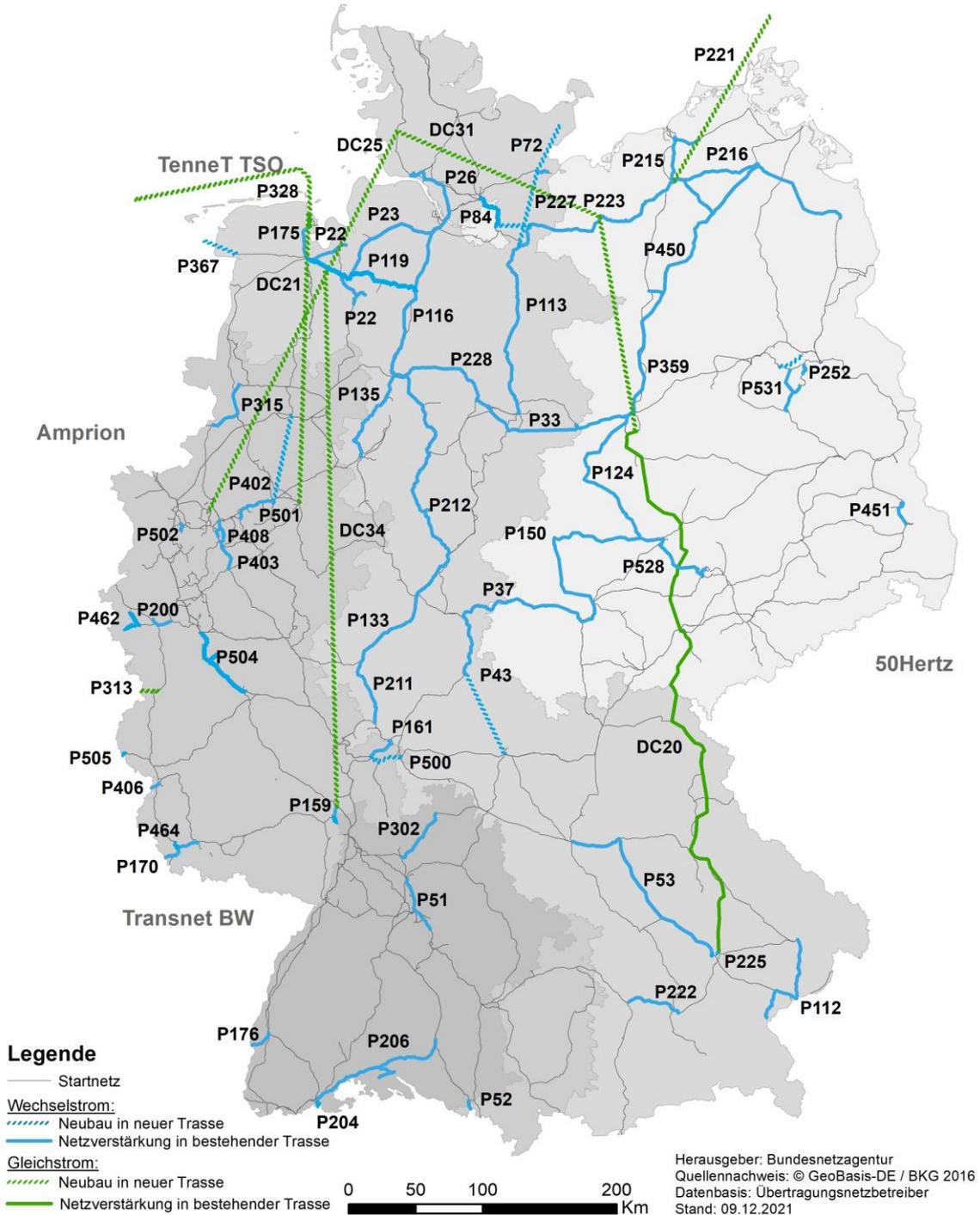
Anhang

Karten Übertragungsnetz



Bundesnetzagentur

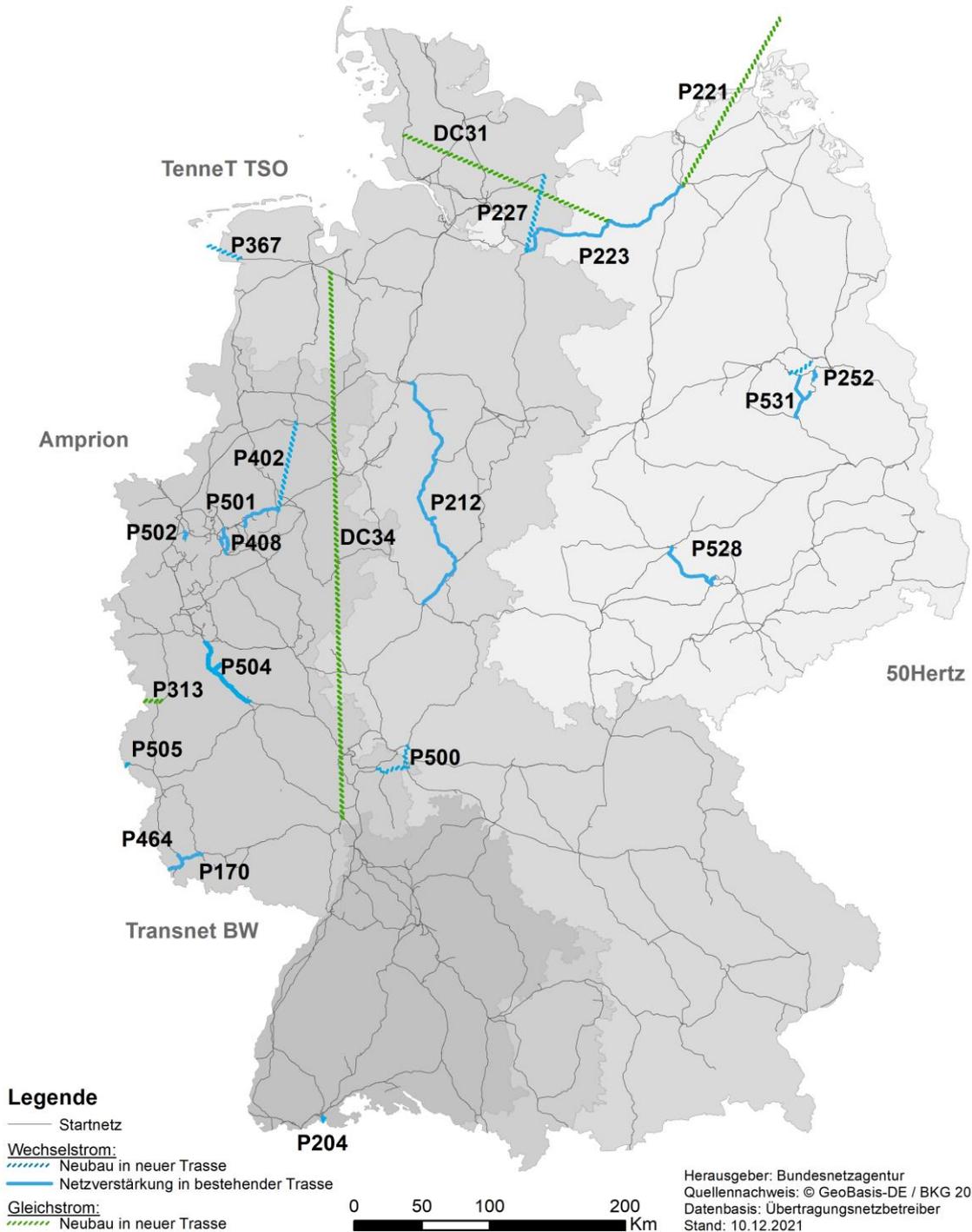
Netzentwicklungsplan Strom 2021 - 2035: bestätigte Maßnahmen





Bundesnetzagentur

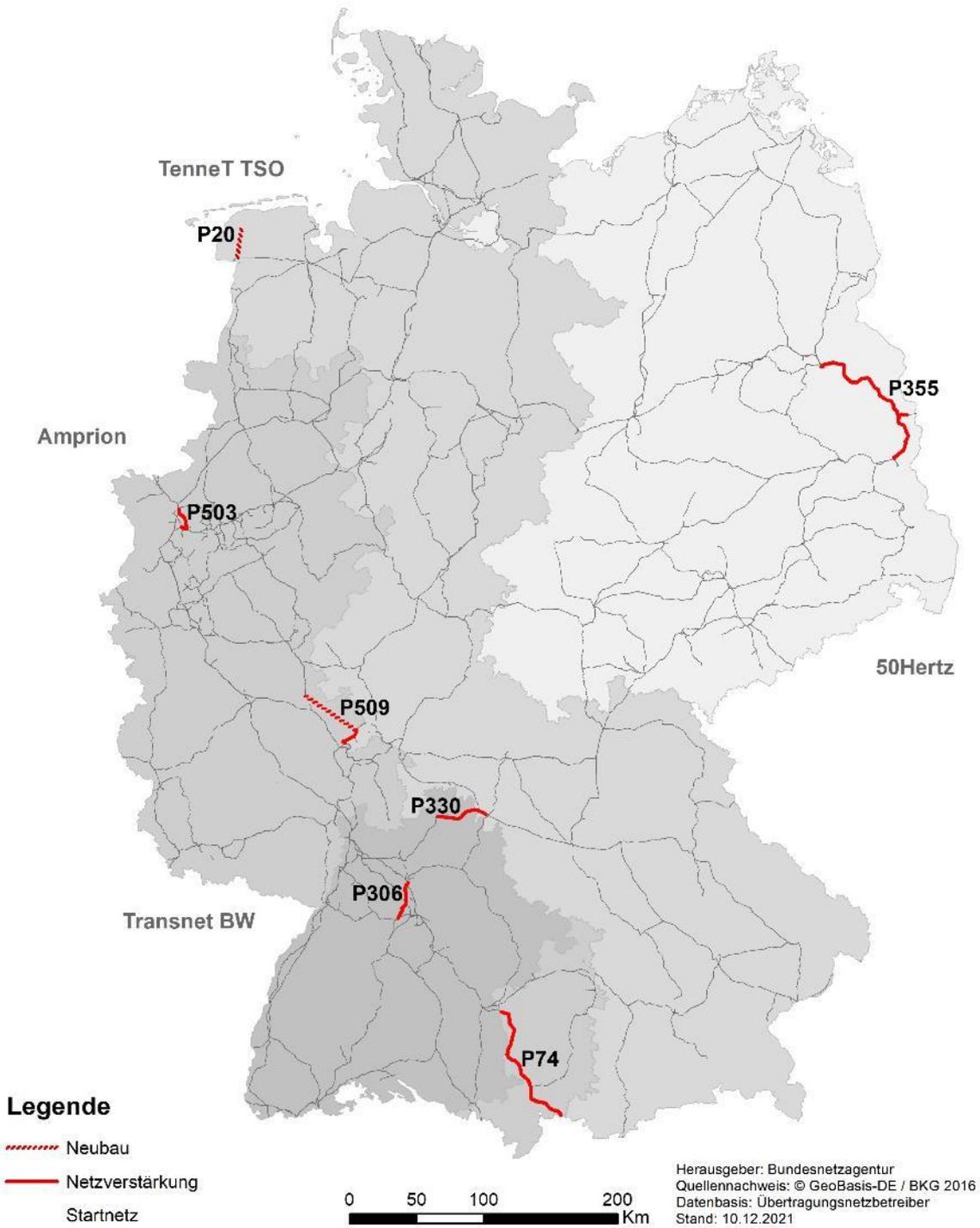
Netzentwicklungsplan Strom 2021 - 2035: neu bestätigte Maßnahmen



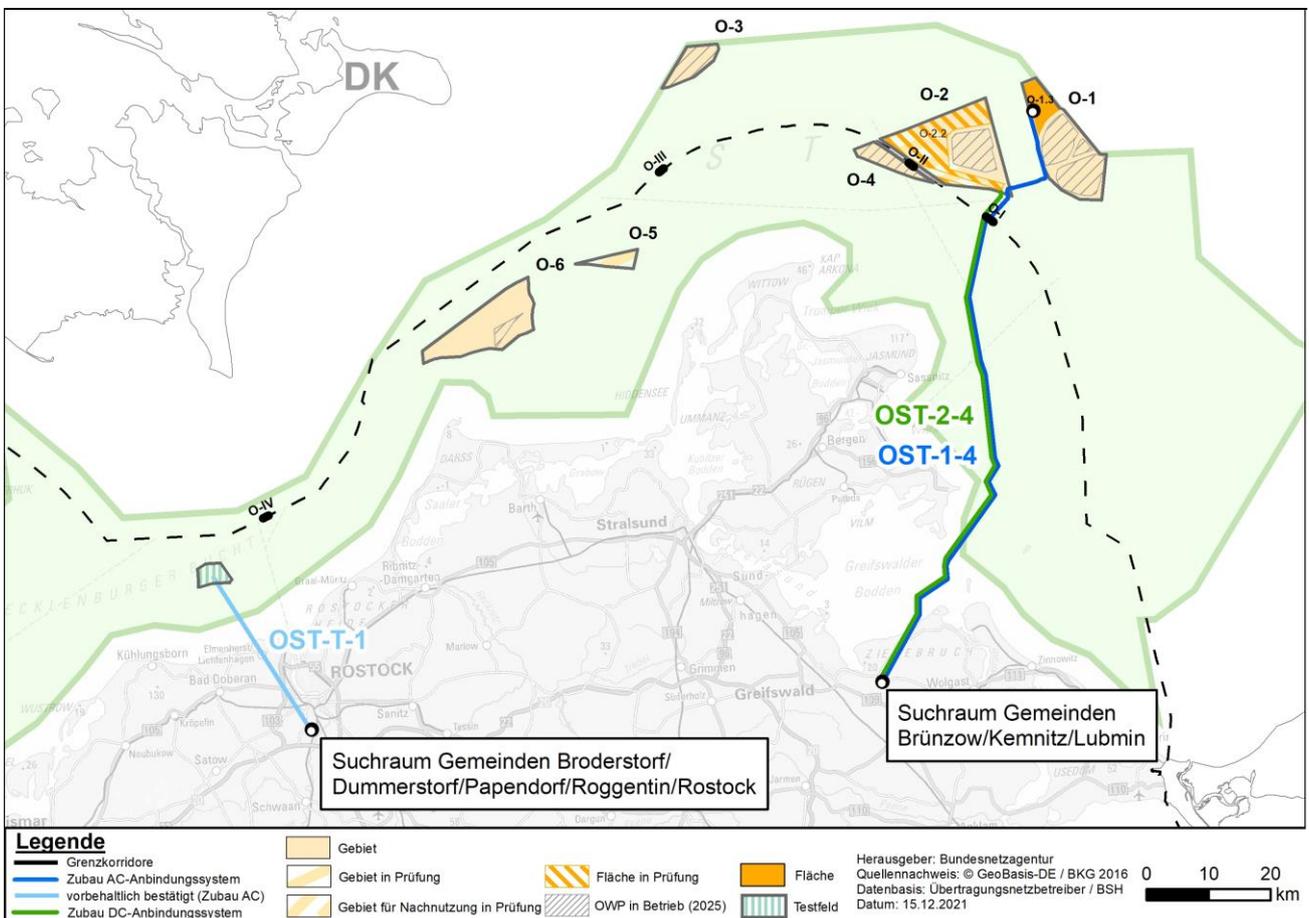
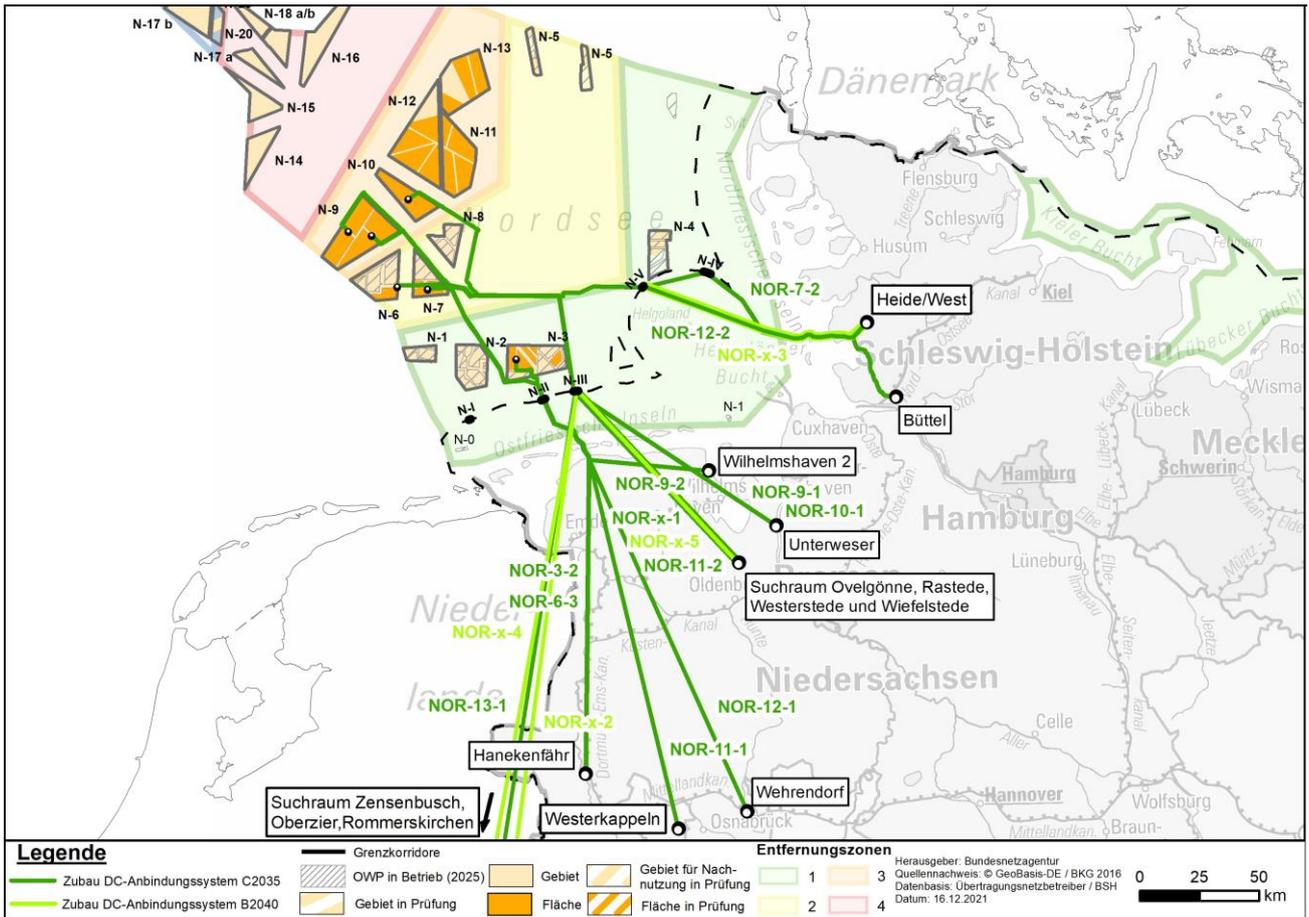


Bundesnetzagentur

Netzentwicklungsplan Strom 2021 - 2035: nicht bestätigte Maßnahmen



Karten Offshore-Anbindungen



Statistik

Netzentwicklungsplan 2021-2035, Kilometer Übertragungsnetz

	zweiter Entwurf	davon bestätigt	davon <u>nicht</u> bestätigt	zum Vergleich: Bundesbedarfsplan
AC-Neubau	500 km	450 km	50 km	200 km
DC-Neubau	2.150 km	2.150 km	0 km	1.450 km
DC-Interkonnektoren	250 km	250 km	0 km	250 km
AC-Interkonnektoren	50 km	50 km	0 km	0 km
AC-Netzverstärkung	3.700 km	3.450 km	250 km	2.800 km
				mittlerweile im Startnetz: 5.250 km
gesamt	6.650 km	6.350 km	300 km	9.900 km

Abkürzungsverzeichnis

AC	alternating current, Wechselstrom bzw. Drehstrom
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CBA	Cost benefit analysis
CO ₂	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 2020	Flächenentwicklungsplan 2020
FLM	Freileitungsmonitoring
GVar	Gigavar („voltampère réactif“), Einheit für Blindleistung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWs	Gigawattsekunde

GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HTL	Hochtemperaturleiterseile (sowohl konventionelle Hochtemperaturleiterseile als auch HTLS-Leiterseile)
HTLS	High Temperature Low Sag (Hochtemperaturleiterseile mit geringem Seildurchhang)
Hz	Hertz
KNA	Kosten-Nutzen-Analyse
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LROP	Landes-Raumordnungsprogramm
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
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UW	Umspannwerk
WAFB	witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz