

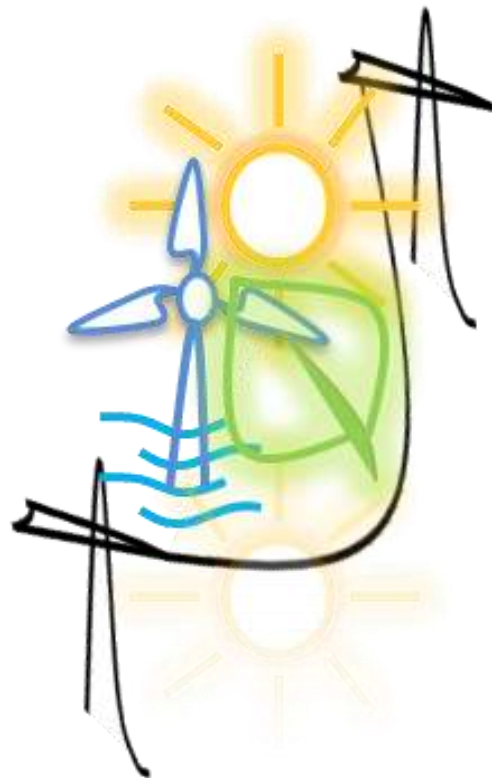


Bundesnetzagentur

Bestätigung

Netzentwicklungsplan Strom 2012

durch die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen



Sonntag, 25. November 2012

Bestätigung

In dem Verwaltungsverfahren

wegen der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom gem. § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG

gegenüber der

1. 50Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Eichenstraße 3A, 12435 Berlin

2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund

3. TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Kriegsbergstr. 32, 70174 Stuttgart

4. TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung,

Bernecker Str. 70, 95448 Bayreuth

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

am 25.11.2012

den Netzentwicklungsplan Strom 2012 in der überarbeiteten Fassung von 15.08.2012 wie folgt bestätigt:

1. Folgende Maßnahmen werden im Netzentwicklungsplan Strom 2012 als erforderlich bestätigt:

Name des Projekts/Vorhabens und der darin enthaltenen Maßnahme	Art
Projekt Korridor A Maßnahme 01: Emden/Borßum – Osterath	DC-Neubau
Maßnahme 02: Osterath – Philippsburg (Ultranet)	DC-Neubau
Projekt Korridor C Maßnahme 05: Brunsbüttel – Großgartach	DC- Neubau
Maßnahme 06 modifiziert: Wilster – Grafenrheinfeld	DC- Neubau
Projekt Korridor D Maßnahme 09: Lauchstädt - Meitingen	DC- Neubau
Projekt 21 Maßnahmen 51: Conneforde – Cloppenburg – Westerkappeln	Netzausbau und Netzverstärkung
Projekt 24 Maßnahme 71: Dollern – Sottrum	Netzverstärkung
Maßnahme 72: Sottrum – Wechold	Netzverstärkung
Maßnahme 73: Wechold – Landesbergen	Netzverstärkung
Projekt 25 Maßnahme 42: Barlt – Heide	Netzausbau
Maßnahme 42a: Brunsbüttel – Barlt	Netzausbau
Maßnahme 43: Heide – Husum	Netzausbau
Maßnahme 44: Husum – Niebüll	Netzausbau
Maßnahme 45: Niebüll – Grenze DK	Netzausbau
Projekt 30 Maßnahme 61: Hamm/Uentrop – Kruckel	Netzverstärkung
Projekt 33 Maßnahme 24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	Netzverstärkung
Projekt 36 Maßnahme 21: Bertikow – Pasewalk	Netzverstärkung
Projekt 37 Maßnahme 25: Vieselbach – Eisenach – Mecklar	Netzverstärkung

Projekt 38 Maßnahme 27: Pulgar – Vieselbach	Netzverstärkung
Projekt 39 Maßnahme 29: Röhrsdorf – Remptendorf	Netzverstärkung
Projekt 41 Maßnahme 57: Punkt Metternich – Niederstedem	Netzverstärkung
Projekt 42 Maßnahme 53: Kriftel – Obererlenbach	Netzverstärkung
Projekt 43 Maßnahme 74: Mecklar – Grafenrheinfeld	Netzausbau
Projekt 46 Maßnahme 56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	Netzverstärkung
Projekt 47 Maßnahme 60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Netzausbau
Maßnahme 64: Kriftel – Farbwerke Höchst Süd	Netzverstärkung
Maßnahme 31: Weinheim – Daxlanden	Netzverstärkung
Maßnahme 32: Weinheim – G380	Netzverstärkung
Maßnahme 33: G380 – Altlußheim	Netzverstärkung
Maßnahme 34: Altlußheim – Daxlanden	Netzverstärkung
Projekt 48 Maßnahme 38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell	Netzverstärkung
Maßnahme 39: Großgartach – Kupferzell	Netzverstärkung
Projekt 49 Maßnahme 41a: Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten	Netzverstärkung
Projekt 51 Maßnahme 37: Großgartach – Endersbach	Netzverstärkung
Projekt 52 Maßnahme 59: Herbertingen – Tiengen	Netzverstärkung
Maßnahme 93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Netzverstärkung
Maßnahme 95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Netzverstärkung
Projekt 59 Maßnahme 59: Bärwalde – Schmölln	Netzverstärkung
Projekt 60 Maßnahme 60: Abzweig Förderstedt	Netzausbau
Projekt 61 Maßnahme Abzweig Parchim/Süd	Netzverstärkung

Projekt 64 Maßnahme Combined Grid Solution [bilaterale Offshore-Anbindung DE-DK]	DC- Neubau
Projekt 65 Maßnahme 98: Oberzier – Bundesgrenze [BE]	DC- Neubau
Projekt 66 Maßnahme Wilhelmshaven – Conneforde	Netzausbau
Projekt 67 Maßnahme Abzweig Simbach	Netzausbau
Maßnahme Isar – Ottenhofen	Netzverstärkung
Maßnahme Bundesgrenze [AT] – Altheim	Netzausbau
Projekt 68 Maßnahme Errichtung eines Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen [NORD.LINK]	DC- Neubau
Projekt 69 Maßnahme Emden/Ost – Conneforde/Süd	Netzverstärkung
Projekt 70 Maßnahme Birkenfeld – Mast 115A	Netzausbau
Projekt 74 Maßnahme 96: Vöhringen – Bundesgrenze [AT]	Netzverstärkung
Maßnahme 97: Punkt Woringen – Memmingen	Netzverstärkung

**2. Folgende Maßnahmen wurden noch nicht für den
Netzentwicklungsplan Strom 2012 bestätigt:**

Name des Vorhabens und der darin enthaltenen Maßnahme	Art
Korridor B Maßnahme 04: Wehrendorf – Urberach	DC- Neubau
Korridor C Maßnahme 07: Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld	DC- Neubau
Projekt 20 Maßnahme 69: Emden/Ost – Halbmond	Netzausbau
Projekt 22 Maßnahme 70: Conneforde – Unterweser	Netzverstärkung
Projekt 23 Maßnahme 20: Dollern – Elsfleth/West	Netzverstärkung
Projekt 26	Netzverstärkung

Maßnahme 79: Hamburg-Nord – Dollern [Elbe Kreuzung]	
Projekt 31 Maßnahme 58: Punkt Blatzheim – Oberzier	Netzausbau
Projekt 34 Maßnahme 22: Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt	Netzverstärkung
Projekt 44 Maßnahme 28: Altenfeld – Grafenrheinfeld	Netzausbau
Projekt 47 Maßnahme 62: Bürstadt – BASF	Netzverstärkung
Maßnahme 63: Lamsheim – Daxlanden	Netzverstärkung
Maßnahme 65: Bürstadt – BASF – Lamsheim	Netzverstärkung
Projekt 49 Maßnahme 90: Daxlanden – Eichstetten	Netzverstärkung
Projekt 52 Maßnahme 94: Herberlingen – Bundesgrenze (AT)	Netzverstärkung
Projekt 53 Maßnahme 54: Raitersaich – Ludersheim	Netzverstärkung
Maßnahme 55: Ludersheim – Sittling – Isar	Netzverstärkung
Projekt 71 Maßnahme 46: Audorf – Kiel	Netzverstärkung
Maßnahme 47: Kiel – Göhl	Netzausbau
Projekt 72 Maßnahme 48: Göhl – Siems	Netzausbau
Maßnahme 49: Siems – Lübeck	Netzverstärkung
Maßnahme 50: Lübeck – Kaltenkirchen	Netzverstärkung
Projekt 73 Maßnahme 67: Brunsbüttel – Itzehoe	Netzverstärkung
Maßnahme 68: Itzehoe – Kaltenkirchen	Netzverstärkung

Die Übertragungsnetzbetreiber bleiben aufgefordert, die Erforderlichkeit dieser Maßnahmen in künftigen Netzentwicklungsplänen zu untersuchen und gegebenenfalls neu darzulegen.

Gliederung

I. Gründe.....	15
A. Entwicklungsprozess	15
1. Erstellung des Szenariorahmens.....	16
2. Regionalisierung.....	17
3. Marktmodellierung.....	17
4. Netzberechnung	18
5. Erstellung des Netzentwicklungsplans	18
B. Vorlage des Netzentwicklungsplans Strom 2012.....	19
C. Inhalt der Öffentlichkeitsbeteiligung.....	20
1. Teilnehmer der Öffentlichkeitsbeteiligung.....	20
2. Zusammenfassung der Stellungnahmen	27
2.1. Einzelmaßnahmenbetrachtung:	27
Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein Westfalen – Baden-Württemberg	27
Meerbusch-Osterath und geplante Errichtung der Konverterhalle.....	28
Korridor B: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Hessen – Baden- Württemberg.....	29
Maßnahme 04: Wehrendorf – Urberach.....	29
Korridor C: HGÜ Verbindung Schleswig-Holstein – Niedersachsen – Baden-Württemberg - Bayern.....	30
Maßnahme 05: Brunsbüttel – Großgartach	31
Maßnahme 06: Wilster – Goldshöfe.....	31
Maßnahme: 07 Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld.....	31
Korridor D: Sachsen-Anhalt – Bayern	31
Projekt 20: Raum Emden	32
Projekt 21: Raum Cloppenburg und Osnabrück.....	32
Maßnahme: 51 Conneforde – Cloppenburg – Westerkappeln	32
Projekt 23: Dollern – Elsfleth	33
Maßnahme 20: Dollern – Sottrum	33
Projekt 24: Dollern – Landesbergen	34
Maßnahme 71: Dollern – Sottrum	34
Projekt 25: Brunsbüttel – dänische Grenze	34
Maßnahme 42: Barlt – Heide	35
Maßnahme 42a: Brunsbüttel – Barlt	35
Maßnahme 43: Heide – Husum	35
Maßnahme 45: Niebüll – Grenze DK	36
Projekt 26: Hamburg/Nord – Dollern	36
Maßnahme 79: Hamburg/Nord – Dollern	36
Projekt 30: Westfalen	37
Maßnahme 61: Hamm/Uentrop – Kruckel.....	37
Projekt 31: Region Köln – Aachen.....	37
Maßnahme: 58 Punkt Blatzheim – Oberzier.....	37
Projekt 33: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	37

Maßnahme 24: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	37
Projekt 34: Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt.....	37
Maßnahme 22: Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt.....	37
Projekt 36: Lubmin – Pasewalk – Bertikow	38
Maßnahme 21: Bertikow – Pasewalk	38
Projekt 37: Vieselbach – Eisennach – Mecklar.....	39
Maßnahme: 25 Vieselbach – Eisenach – Mecklar	39
Projekt 38: Pulgar – Vieselbach	39
Maßnahme 27: Pulgar – Vieselbach	39
Projekt 39: Röhrsdorf – Remptendorf.....	39
Maßnahme 29: Röhrsdorf – Remptendorf.....	39
Projekt 43: Mecklar – Grafenrheinfeld	40
Maßnahme 74: Mecklar – Grafenrheinfeld.....	40
Projekt 44: Altenfeld – Grafenrheinfeld.....	40
Maßnahme 28: Altenfeld – Grafenrheinfeld	40
Projekt 46: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	42
Maßnahme 56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	42
Projekt 53:	42
Maßnahme 54: Raitersaich – Ludersheim	42
Maßnahme 55: Ludersheim – Sittling – Isar.....	43
Projekt 59: Bärwalde – Schmölln.....	43
Projekt 65: Deutschland – Belgien	43
Maßnahme 98: Oberzier – Lixhe.....	43
Projekt 66: Wilhelmshaven – Conneforde	43
Projekt 67: Deutschland – Österreich.....	44
Projekt 68: NORD.LINK.....	44
Projekt 71: Audorf – Göhl	44
Projekt 72: Göhl - Kaltenkirchen.....	47
Maßnahme 48: Göhl – Siems	47
Maßnahme 49: Siems – Lübeck	47
Maßnahme 50: Lübeck – Kaltenkirchen.....	47
Projekt 73: Brunsbüttel - Kaltenkirchen	49
Maßnahme 68: Itzehoe – Kaltenkirchen.....	49
2.2. Gesamtplanbetrachtung	50
2.2.1. Verwendung/Umfang HGÜ	53
2.2.2. Verwendung/Umfang AC	55
2.2.3. Technische Alternativen zum Netzentwicklungsplan 2012	55
2.2.4. Andere Übertragungstechnologien	55
2.2.5. Punktepaare	56
2.3. Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG	56
2.3.1. Zeitplan für alle Netzausbaumaßnahmen.....	56
2.3.2. Pilotprojekte für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernungen	57
2.3.3. Pilotprojekte zum Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen.....	61
2.3.4. Angaben über die zu verwendende Übertragungstechnologie	61

2.4. Nachvollziehbare Modellierung	62
2.4.1. Datengrundlage:	62
2.4.2. Eingangsparameter und Methodik.....	63
2.4.3. Regionalisierung.....	66
2.4.4. Startnetz	66
50HzT-001: Vieselbach - Altenfeld und Altenfeld - Redwitz	67
AMP-001: Wehrendorf – St. Hülfe.....	68
TNG-003: Bünzwangen – Goldshöfe	68
TTG-006: Wahle – Mecklar.....	68
TTG-007: Dörpen West - Niederrhein	69
TTG-009: Ganderkesee - Diepholz (St. Hülfe)	69
TTG-017: Schaltanlage Elsfleth/West	69
2.4.5. Markmodellierung.....	70
2.4.6. Ergebnisse der Simulation.....	72
2.4.7. NOVA-Prinzip	73
2.5. Berücksichtigung europäischer Netzentwicklungsplan und Offshore Netzplan.....	74
2.5.1 TYNDP	74
2.5.2. Offshore-Netzplan	75
2.6. Sonstige Stellungnahmen	76
2.6.1. Szenariorahmen	76
2.6.1.1. Allgemeines.....	76
2.6.1.2. Szenario B.....	79
2.6.1.3. Szenario C	79
2.6.1.4. Sonstiges	80
2.6.2. Dezentralisierung	80
2.6.3. Speicher	81
2.6.4. Einspeisemanagement.....	83
2.6.5. Technologie.....	84
2.6.5.1. Allgemeines	84
2.6.5.2. Erdkabeltechnologie	85
2.6.6. „Örtliche Verlagerung“	88
2.6.7. Kosten	88
2.7. Verfahrensfragen	89
2.7.1. Umgang mit den Stellungnahmen	90
2.7.2. Behörden-/Öffentlichkeitsbeteiligung.....	90
2.7.3. Anmerkungen zum NEP Strom 2012.....	91
2.7.4. Begleitdokument.....	92
2.7.5. Schaffung und Einhaltung gesetzlicher Rahmenbedingungen	94
2.7.6. Weitere Punkte.....	98
II. Entscheidungsgründe.....	100
A. Zuständigkeit und formelle Anforderungen	100
B. Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG	100
1. Maßnahmenbewertung gemäß § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG	100
1.1. Planungs- und Prüfungskriterien.....	101

1.1.1.	Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber: Planung.....	101
1.1.2.	Aufgabe der Bundesnetzagentur: Prüfung.....	103
1.1.2.1.	Wirksamkeit	105
1.1.2.2.	Bedarfsgerechtigkeit	108
1.1.2.3.	Erforderlichkeit.....	109
1.1.2.4.	Prüfung des Gesamtkonzepts.....	111
1.1.3.	Datengrundlage der Prüfung	113
1.1.3.1.	Datengrundlage der Bundesnetzagentur.....	114
1.1.3.2.	Datengrundlage TU Graz.....	115
1.1.4.	Länderübergreifende und grenzüberschreitende Vorhaben	117
1.2.	Einzelmaßnahmenbewertung	118
	Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – NRW – BaWü.....	119
	Maßnahme 01: Emden/Borßum – Osterath	121
	Maßnahme 02: Osterath – Philippsburg (Ultranet).....	127
	Korridor B: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Hessen – BaWü	131
	Maßnahme 04: Wehrendorf – Urberach.....	131
	Korridor C: HGÜ Verbindung Schleswig-Holstein – Niedersachsen – BaWü - Bayern.....	135
	Maßnahme 05: Brunsbüttel – Großgartach.....	137
	Maßnahme 06: Wilster – Goldshöfe.....	142
	Maßnahme 07: Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld.....	142
	Modifizierte Maßnahme 06: Wilster – Grafenrheinfeld	142
	Korridor D: Sachsen-Anhalt - Bayern	148
	Maßnahme: 09 Lauchstadt – Meitingen	149
	Projekt 20: Raum Emden	155
	Maßnahme 69: Emden/Ost – Halbmond.....	155
	Projekt 21: Raum Cloppenburg und Osnabrück.....	157
	Maßnahme: 51 Conneforde – Cloppenburg – Westerkappeln	157
	Projekt 22: Bereich nordwestliches Niedersachsen.....	160
	Maßnahme 70: Conneforde – Unterweser	160
	Projekt 23: Dollern – Elsfleth	162
	Maßnahme 20: Dollern – Elsfleth/West.....	162
	Projekt 24: Dollern – Landesbergen	165
	Maßnahme 71: Dollern – Sottrum	166
	Maßnahme 72: Sottrum – Wechold	168
	Maßnahme 73: Wechold – Landesbergen	170
	Projekt 25: Brunsbüttel – dänische Grenze	172
	Maßnahme 42: Barlt – Heide	173
	Maßnahme 43: Heide – Husum	177
	Maßnahme 44: Husum – Niebüll.....	179
	Maßnahme 45: Niebüll – Grenze DK	181
	Projekt 26: Hamburg/Nord – Dollern	184
	Projekt 30: Westfalen	186
	Maßnahme 61: Hamm/Uentrop – Kruckel.....	186
	Projekt 31: Region Köln – Aachen.....	188
	Maßnahme: 58 Punkt Blatzheim – Oberzier.....	188

Projekt 33: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	190
Maßnahme 24: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	190
Projekt 34: Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt.....	192
Maßnahme 22: Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt.....	192
Projekt 36: Lubmin – Pasewalk – Bertikow	195
Maßnahme 21: Bertikow – Pasewalk	195
Projekt 37: Vieselbach – Eisenach – Mecklar.....	198
Maßnahme: 25 Vieselbach – Eisenach – Mecklar	198
Projekt 38: Pulgar – Vieselbach	200
Maßnahme 27: Pulgar - Vieselbach.....	200
Projekt 39: Röhrsdorf – Remptendorf.....	202
Maßnahme 29: Röhrsdorf – Remptendorf.....	202
Projekt 41: Region Koblenz und Trier.....	204
Maßnahme 57: Punkt Metternich – Niederstedem	204
Projekt 42: Raum Frankfurt	206
Maßnahme 53: Kriftel – Obererlenbach	206
Projekt 43: Mecklar – Grafenrheinfeld	208
Maßnahme 74: Mecklar – Grafenrheinfeld.....	208
Projekt 44: Altenfeld – Grafenrheinfeld.....	211
Maßnahme 28: Altenfeld – Grafenrheinfeld	211
Projekt 46: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	214
Maßnahme 56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	214
Projekt 47: Region Frankfurt - Karlsruhe	216
Maßnahme 60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim.....	217
Maßnahme 64: Kriftel – Farbwerke Höchst Süd.....	219
Maßnahme 62: Bürstadt – BASF	221
Maßnahme 63: Lamsheim – Daxlanden	223
Maßnahme 65: Bürstadt – BASF – Lamsheim	225
Maßnahme 31: Weinheim – Daxlanden	227
Maßnahme 32: Weinheim – G380	229
Maßnahme 33: G380 – Altlußheim	231
Maßnahme 34: Altlußheim – Daxlanden	233
Projekt 48: Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern	235
Maßnahme 38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell.....	236
Maßnahme 39: Großgartach – Kupferzell	238
Projekt 49: Badische Rheinschiene.....	240
Maßnahme 90: Daxlanden – Eichstetten	241
Maßnahme 41a: Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten	243
Projekt 51: Mittlerer Neckarraum.....	245
Maßnahme 37: Großgartach – Endersbach.....	245
Projekt 52: Südliches Baden-Württemberg.....	247
Maßnahme 59: Herbertingen – Tiengen	248
Maßnahme 93: Punkt Rommersbach – Herbertingen	250
Maßnahme 94: Herbertingen – Bundesgrenze (AT).....	252
Maßnahme 95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	253
Projekt 53: Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Isar	255

Maßnahme 54: Raitersaich – Ludersheim	256
Maßnahme 55: Ludersheim – Sittling – Isar.....	259
Projekt 59: Bärwalde – Schmölln.....	262
Projekt 60: Abzweig Förderstedt	264
Maßnahme 60: Abzweig Förderstedt	264
Projekt 61: Abzweig UW Parchim/Süd	266
Maßnahme: Abzweig Parchim/Süd.....	266
Projekt 64: Combined Grid Solution	268
Projekt 65: Deutschland – Belgien	270
Maßnahme 98: Oberzier – Lixhe.....	270
Projekt 66: Wilhelmshaven – Conneforde	272
Projekt 67: Deutschland – Österreich.....	274
Maßnahme: Abzweig Simbach	275
Maßnahme: Altheim – Bundesgrenze AT	277
Maßnahme: Isar – Totenhöfen.....	279
Projekt 68: NORD.LINK.....	281
Projekt 69: Emden/Ost – Conneforde/Süd	283
Projekt 70: Birkenfeld – Mast 115A	285
Projekt 71: Audorf – Göhl	287
Maßnahme 46: Audorf – Kiel	288
Maßnahme 47: Kiel – Göhl	292
Projekt 72: Göhl - Kaltenkirchen.....	295
Maßnahme 48: Göhl – Siems	296
Maßnahme 49: Siems – Lübeck	299
Maßnahme 50: Lübeck – Kaltenkirchen.....	302
Projekt 73: Brunsbüttel – Kaltenkirchen	305
Maßnahme 67: Brunsbüttel – Itzehoe	306
Maßnahme 68: Itzehoe – Kaltenkirchen.....	310
Projekt 74: Netzverstärkung Bayerisch-Schwaben.....	313
Maßnahme 96: Vöhringen – Bundesgrenze (AT).....	314
Maßnahme 97: Punkt Woringen – Memmingen.....	316
1.3. Gesamtplanbetrachtung.....	318
1.3.1. Identifizierung der Treiber für den zukünftigen Transportbedarf.....	318
1.3.1.1. Integration EE – Abschaltung konventionelle / AKW	319
1.3.1.2. Europäischer Binnenmarkt.....	320
1.3.1.3. Verteilnetze.....	321
1.3.2. Auswirkungen der Treiber auf das Startnetz.....	321
1.3.3. Mittel zur Behebung der Auswirkungen	323
1.3.4. Auswahl der Mittel	324
1.3.5. Auswahl der Technologie	326
1.3.5.1. Reine Wechselstromlösung	326
1.3.5.2. Erhöhung der Spannungsebene	327
1.3.5.3. HGÜ.....	327
1.3.6. Erwiderung Gesamtplanbetrachtung.....	330
2. Gemeinsamer nationaler Netzentwicklungsplan	332
3. Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG.....	332

3.1.	Zeitplan für alle Netzausbaumaßnahmen	332
3.1.1.	Benennung der Netzausbaumaßnahmen, welche in den nächsten drei Jahren erforderlich sind	332
3.1.2.	Übersicht: Zeitplan	334
3.2.	Pilotprojekte:	337
3.2.1.	Verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernungen.....	337
3.2.2.	Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen.....	339
3.2.3.	Erwiderung.....	339
3.3.	Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 4 EnWG	340
3.4.	Angaben über die zu verwendende Übertragungstechnologie	340
4.	Nachvollziehbare Modellierung	341
4.1.	Gesetzliche Anforderungen	341
4.2.	Erwiderung Stellungnahme	345
4.2.1.	Eingangsparameter und Methodik	345
4.2.2.	Datengrundlage	346
5.	Europäischer Netzentwicklungsplan und Offshore Netzplan	348
5.1.	TYNDP	348
5.1.1.	Szenarien des TYNDP 2012	349
5.1.2.	Grenzüberschreitende Transportkapazitäten	349
5.1.3.	Projekte und Maßnahmen	350
5.1.4.	Erwiderung Stellungnahmen	351
5.2.	Offshore-Netzplan.....	352
6.	Anforderungen gemäß § 12b Abs. 4 EnWG	353
6.1.	Betrachtung anderweitiger Planungsmöglichkeiten	353
6.2.	Öffentlichkeitsbeteiligung seitens der Übertragungsnetzbetreiber ...	355
C.	Konsultation der Bundesnetzagentur.....	357
1.	Statistische Aufbereitung Konsultation.....	357
2.	Erwiderung zu Themen außerhalb § 12b EnWG	359
2.1.	Szenariorahmen.....	360
2.2.	Dezentralisierung	362
2.3.	Einspeisemanagement.....	363
2.4.	Speicher.....	363
2.5.	Lastmanagement	366
2.6.	Technologien	366
2.7.	„örtliche Verlagerung“	367
2.8.	Kosten.....	367
2.9.	Verfahrensfragen	368
2.9.1.	Behörden-/Öffentlichkeitsbeteiligung	368
2.9.2.	Anmerkungen zum NEP Strom 2012.....	370
2.9.3.	Begleitdokument.....	371
2.9.4.	Gesetzliche Rahmenbedingungen	371
2.9.5.	Weitere Punkte.....	375
	Rechtsmittelbelehrung.....	376

Abbildungsverzeichnis.....	377
Tabellenverzeichnis.....	377
Abkürzungsverzeichnis.....	378
Glossar.....	381

I. Gründe

Die vorliegende Bestätigung des Netzentwicklungsplans beruht auf § 12c Abs. 4 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Sie ist in einen Gesamtprozess eingebettet, der zum Ziel hat, eine fachlich fundierte, breit mit der Öffentlichkeit und den Trägern öffentlicher Belange diskutierte und anschließend parlamentarisch legitimierte Ermittlung und Festlegung des Netzausbaubedarfs auf der Höchstspannungsebene zu gewährleisten. Der so ermittelte Netzausbaubedarf ist dann Grundlage für die nachfolgenden planungsrechtlichen Verfahrensschritte, in denen über die räumliche Lage der Vorhaben, deren genau Ausführung und die Lösung der raumordnungs- und fachplanungsrechtlichen Fragen zu entscheiden sein wird.

A. Entwicklungsprozess

Der Netzentwicklungsplan hat nach §12b Abs. 1 EnWG die Aufgabe zu ermitteln, welcher Netzausbaubedarf in den kommenden 10 Jahren erforderlich sein wird. Diese Aufgabe wird im Wege eines mehrstufigen Entwicklungsprozesses gelöst, der sich jährlich wiederholt und der im Folgenden grob skizziert wird.

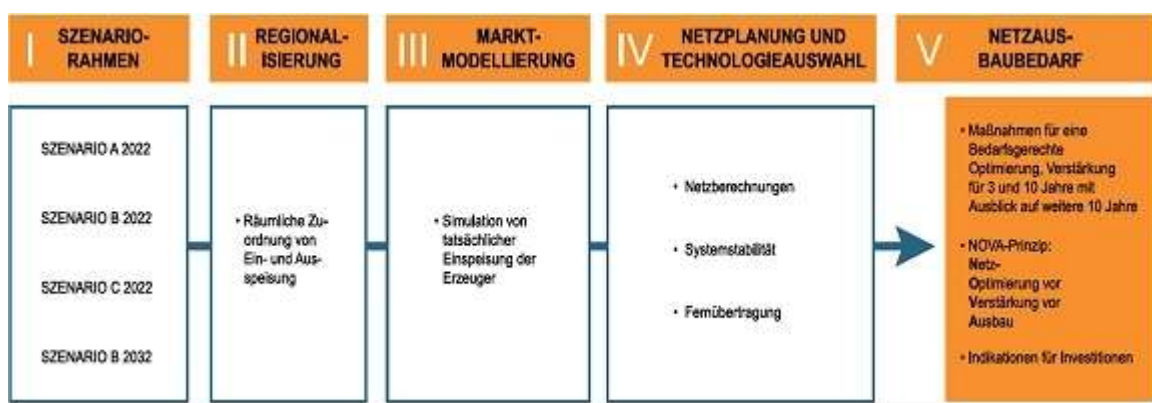


Abbildung 1: Erstellung des Netzentwicklungsplans

1. Erstellung des Szenariorahmens

Der Prozess der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans beginnt mit der Erstellung des Szenariorahmens. Dieser wurde von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) 2011 erstmals der Bundesnetzagentur übergeben und, nachdem die Öffentlichkeit die Möglichkeit zur Stellungnahme erhalten hatte, von der Bundesnetzagentur am 20.12.2011 genehmigt. Diese Genehmigung ist bestandskräftig geworden. Ihr Inhalt wird den folgenden Arbeitsschritten zu Grunde gelegt.

Der Szenariorahmen beschreibt die drei für die Netzbedarfsermittlung relevanten Szenarien mit Angaben zur Erzeugungsleistung, zur Last, zum Verbrauch und zur Versorgung für das Jahr 2022 und darüber hinaus muss ein Szenario die Entwicklungen für das Jahr 2032 abbilden. Diese beiden Jahre bilden die Referenzjahre. Die drei Szenarien bilden unterschiedliche Entwicklungspfade der deutschen Energielandschaft ab. Das Szenario A beinhaltet einen moderaten Anstieg der Erneuerbaren Energien und eine durch Kohleverstromung geprägte konventionelle Erzeugung. Szenario B, das für die weiteren Berechnungen als Leitszenario gilt, beinhaltet einen mittleren Ausbau der Erneuerbaren Energien, der sich an den real schon beobachteten Zubauraten orientiert sowie eine im Vergleich zu Szenario A stärker auf Gas als Primärenergieträger gestützte konventionelle Erzeugung. Im Szenario C wird ein besonders hoher Anteil an Strom aus Windkraft angenommen, der auf Zieldaten der Bundesländer zum Ausbau der Erneuerbaren Energien beruht.

Die Bestimmung des erforderlichen Netzausbaubedarfs im Übertragungsnetz richtet sich nach der zu erwartenden Netzbelastung. Netzbereiche mit gleichbleibender oder geringerer Netzbelastung müssen nicht erweitert werden. Hier besteht kein Bedarf für eine Erhöhung der Transportfähigkeit. Netzbereiche mit einem hohen Transportbedarf, welcher die gegenwärtigen Transportkapazitäten überschreitet, müssen dagegen bedarfsgerecht erweitert oder ausgebaut werden. Maßgeblich für die Netzbelastung und damit für den Netzausbaubedarf sind die Einspeisungen in das und die Entnahmen aus dem Übertragungsnetz in den betrachteten Referenzjahren 2022 und 2032.

2. Regionalisierung

Der Szenariorahmen enthält bundesweit aggregierte Daten zur Erzeugungsleistung nach Energieträgern und zur Last. Der genehmigte Szenariorahmen enthält keine Aussagen zur räumlichen Zuordnung von Ein- und Ausspeiseleistung. Eine regionale Zuordnung ist aber erforderlich um zu ermitteln, welche Teile des Netzes im Jahre 2022 Strom vom Erzeuger zum Verbraucher transportieren müssen. Daher wird die bestehende und zuzubauende Erzeugungsleistung soweit ihr Standort bekannt ist unmittelbar und ansonsten im Rahmen einer Modellierung den jeweiligen Netzknoten zugeordnet. Dies gilt für alle Erzeugungsleistungen, soweit sie unmittelbar im Übertragungsnetz angeschlossen sind. Für die Bestimmung der Netzauslastung ist darüber hinaus eine Zuordnung der Erzeugungsanlagen und der Last auf die regional verteilten, einzelnen Netzknoten des Übertragungsnetzes (ca. 450) zwingend erforderlich. Abhängig von der verwendeten Erzeugungstechnologie kommen bei der Regionalisierung unterschiedliche Herangehensweisen zum Einsatz.

3. Marktmodellierung

Nach der erfolgten regionalen Zuordnung auf einzelne Netzknoten des Übertragungsnetzes wird im dritten Schritt die Einspeisung der Erzeuger in das Stromnetz zur Befriedigung der künftigen Nachfrage ermittelt. Dieser Schritt ist erforderlich um die Höhe des Transportbedarfs und die dadurch entstehende Anforderungen an das in 10 Jahren benötigte Netz abschätzen zu können.

Dabei muss zwischen den diversen Anlagenarten unterschieden werden. Erneuerbare Erzeugung kommt schon auf Grund der fehlenden Brennstoffkosten in einem marktorientierten Modell vorrangig zum Einsatz. Bei Erneuerbarer Erzeugung, bei der Brennstoffkosten entstehen (wie z.B. Biomasse-Anlagen) oder bei nach dem KWK-G geförderten Anlagen kommt der Einspeisevorrang zum Tragen. Auch bei nicht nach dem KWK-G geförderten Anlagen kann durch die Wärmeauskopplung eine besondere Berücksichtigung in der Marktmodellierung erforderlich werden, wenn diese Anlagen auch bei hohen Brennstoffpreisen und niedrigen Strompreisen wegen der Wärmeauskopplung laufen müssen oder Renditen erzielen. Die klassischen konventionellen Erzeugungsanlagen werden immer dann Strom in das Netz einspeisen, wenn der Strompreis höher als die

Produktionskosten der Kraftwerke ist. Entscheidende Rahmenparameter sind zum Beispiel die künftige Höhe der Brennstoffkosten, der CO₂-Kosten, der Brennstofftransportkosten oder die Wirkungsgrade, die Mindeststillstandszeiten, die Mindestlaufzeiten und eingeschränkte Flexibilität der Kraftwerke.

Die gewählte Modellierung des Strommarktes (Marktmodell) basiert auf einer Methodik des IAEW der RWTH Aachen. Diese wurde über Jahre entwickelt und ist öffentlich zugänglich und umfangreich dokumentiert¹.

4. Netzberechnung

Aus dem Zusammenspiel der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, der Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken und der Verbraucherlast – die im Szenariorahmen als annähernd konstant betrachtet wurde – ergibt sich die Netzbelastung. Aus den ermittelten Netzbelastungen wird dann der Netzentwicklungsbedarf abgeleitet. Hierbei werden stationäre Netzanalysen (Lastflussberechnungen) sowie Stabilitätsuntersuchungen durchgeführt. Die Ausbauplanung beruht einerseits auf den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber und andererseits auf der Startnetztopologie. Die Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber beinhalten die Erfüllung der (n-1)-Sicherheit, die Erfüllung ausgewählter relevanter (n-2)-Fälle und das Freileitungsmonitoring als Bedingungen für einen sicheren Netzausbau. Das Startnetz, das den Berechnungen des Netzentwicklungsplans zugrunde gelegt wird, besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und wird ergänzt durch sich bereits in konkreter Planung oder im Bau befindliche Maßnahmen, bei denen der energiewirtschaftliche Bedarf (insbesondere durch das EnLAG oder durch einen Planfeststellungsbescheid) schon festgestellt ist.

5. Erstellung des Netzentwicklungsplans

Die Netzausbauplanung muss grundsätzlich nach dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor vererstärkung vor ausbau) erfolgen. Das heißt, dass die Übertragungsnetzbetreiber zunächst Optimierungsmaßnahmen ergreifen müssen, also beispielsweise alte Leiterseile gegen neue, leistungsstärkere austauschen. Erst wenn das Optimierungspotential erschöpft ist, werden netzverstärkende

¹ Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt, Dissertation Tobias Mirbach, RWTH Aachen, August 2009.

Maßnahmen ergriffen, z.B. Austausch einer 220kV-Beseilung gegen eine 380kV-Beseilung. Erst wenn auch das Verstärkungspotential ausgeschöpft ist, sind Netzausbaumaßnahmen im engeren Sinne zulässig, also z.B. der Neubau von Hochspannungstrassen.

Der Netzentwicklungsplan muss nach den gesetzlichen Vorgaben alle wirksamen Maßnahmen für eine bedarfsgerechte Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die für den zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Genau wie im Szenariorahmen müssen diese Maßnahmen für den Zeitraum von zehn Jahren betrachtet werden.

Darüber hinaus muss der Netzentwicklungsplan einen Zeitplan sowie Angaben über die Netzausbaumaßnahmen enthalten, die in den nächsten drei Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlichen sind. Der Netzentwicklungsplan muss ebenfalls Angaben über Pilotprojekte sowohl für eine verlustarme Übertragung als auch für Hochtemperaturleiterseile enthalten. Zusätzlich müssen die Übertragungstechnologien, die verwendet werden, angegeben sein. Ab dem zweiten Netzentwicklungsplan müssen Angaben über den Stand der Umsetzung und Begründungen für evtl. Verzögerungen von Maßnahmen enthalten sein.

B. Vorlage des Netzentwicklungsplans Strom 2012

Die Übertragungsnetzbetreiber legten der Bundesnetzagentur am 29.05.2012 den Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2012 vor. Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten diesen Entwurf auf ihrer Internetseite am 30.05.2012 und gaben der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher oder potenzieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlichen Belangen und den Energieaufsichtsbehörden der Länder Gelegenheit zur Äußerung bis zum 10.07.2012.

Unter Berücksichtigung der ersten Öffentlichkeitsbeteiligung wurde dieser Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2012 von den Übertragungsnetzbetreibern überarbeitet und der Bundesnetzagentur am 15.08.2012 zur Prüfung übergeben.

Nachdem die Bundesnetzagentur mit der Prüfung der Übereinstimmung des Netzentwicklungsplans Storm 2012 mit den Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG begonnen hat und einen Zwischenstand der Prüfung veröffentlicht hat, beteiligte sie gemäß § 12c Abs. 3 Satz 1 EnWG im Zeitraum zwischen dem 06.09.2012 und dem 10.10.2012 unverzüglich die Behörden deren Aufgabenbereich berührt sind, und im Zeitraum zwischen dem 06.09.2012 und dem 02.11.2012 die Öffentlichkeit. Bei dieser Öffentlichkeitsbeteiligung wurden der Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2012 (Stand 15.08.2012) der Übertragungsnetzbetreiber sowie das erläuternde Begleitdokument mit dem Zwischenstand der Prüfung sowie der Umweltbericht der Bundesnetzagentur veröffentlicht und für eine Frist von sechs Wochen am Sitz der Bundesnetzagentur im Tulpenfeld 4 in 53113 Bonn ausgelegt und darüber hinaus auf ihrer Internetseite (http://www.netzausbau.de/cIn_1911/DE/Bedarfsermittlung/Netzentwicklungsplan%202012/netzentwicklungsplan2012_node.html) öffentlich bekannt gemacht. Im Rahmen der Öffentlichkeitsbeteiligung fanden sechs Informationsveranstaltungen für die Öffentlichkeit statt. Die betroffene Öffentlichkeit konnte sich noch bis zwei Wochen nach Ende der Auslegung bis zum 02.11.2012 äußern.

Während der Konsultation sind 3313 Stellungnahmen eingegangen.

Diese wurden im Rahmen der Bestätigung berücksichtigt.

C. Inhalt der Öffentlichkeitsbeteiligung

1. Teilnehmer der Öffentlichkeitsbeteiligung

Im Rahmen der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung sind Stellungnahmen folgender Institutionen und Unternehmen eingegangen:

- 3M Deutschland GmbH
- ABB AG
- Adeliges Kloster Preetz
- Amt Achterwehr, Der Amtsdirektor für die Gemeinde Ottendorf
- Amt Lütjenburg, Der Amtsvorsteher, Bauamt
- Amt Nordsee-Treene, Die Amtsvorsteherin
- Arbeitgebervereinigung Bayerischer Energieversorgungsunternehmen e. V.

- Arbeitsgemeinschaft für Wohn- und Baubiologie e.V.
- Bauern- & Winzerverband Rheinland-Nassau e.V.
- Bauernverband Mecklenburg-Vorpommern e.V.
- Bayerischer Landesverein für Heimatpflege e.V.
- Bayerischer Waldbesitzerverband e.V.
- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie
- Bayerischer Bauernverband Unterfranken
- Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt, Hamburg
- Betriebsrat der Servicegesellschaft Meerbusch Wittlich GmbH & Co. KG
- Buchmann & van Zuidam Werbeagentur GmbH
- BUND - Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland
- BUND - Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, LV NRW e.V., Ortsgruppe Meerbusch
- BUND - Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, Ortsgruppe Hohberg
- Bund Naturschutz in Bayern e. V., Kreisgruppe Bayreuth
- Bund Naturschutz in Bayern e.V., Ortsgruppe Creußen
- BUND Schleswig-Holstein e.V.
- Bundesamt für Naturschutz
- Bundesministerium der Verteidigung
- Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
- Bundesverband Beruflicher Naturschutz e.V.
- Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz e.V. (BBU) e.V./ regio Wasser e. V. Freiburger Arbeitskreis Wasser
- Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
- Bundesverband WindEnergie e.V.
- BUND-Kreisgruppe Ostholstein
- Bündnis 90/Die Grünen, Ortsverband & Fraktion im Rat der Stadt Meerbusch

- Bürgergenossenschaft EnergieWende ER und ERH eG, Bürger-Energie ProRegion eG, Initiative Energiewende ER(H)langen
- Bürgerinitiative "Keine Stromautobahn über Winkelhaid"
- Bürgerinitiative „380 KV - No!“
- Bürgerinitiative „380-kV-Werra-Meißner" e. V./ Hessen
- Bürgerinitiative „Auf dem Berge" Gegen Riesenmasten---Pro Erdkabel
- Bürgerinitiative „Bürger PRO ERDKABEL Harzvorland“ e.V.
- Bürgerinitiative „Keine 380kV Freileitung im Schwalm-Eder-Kreis“
- Bürgerinitiative „Unter Hochspannung“
- Bürgerinitiative Delligsen in der Hilsmulde e.V.
- Bürgerinitiative gegen den Standort Konverterstation/ Umspannwerk Moorriem
- Bürgerinitiative Umweltschutz Offenburg e. V.
- Bürgerinitiativen „Pro Erdkabel NRW“
- CDU-Fraktion im Niedersächsischen Landtag, Fraktionsvorsitzender
- DB Energie GmbH
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
- Deutsche Limeskommission
- Deutsche Umwelthilfe
- Deutscher Bauernverband
- DIPLOMA Private Staatlich Anerkannte Hochschule
- E.ON Bioerdgas GmbH
- E.ON Netz GmbH im Namen von E.ON AG
- Elternbeirat der Ev. Kindertagesstätte "Himmelszelt"
- EnBW Energie Baden-Württemberg AG
- ENERCON GmbH
- Energie-Initiative Kirchberg e.V.,
- ENOVA Energieanlagen GmbH
- ENSO NETZ GmbH
- EUROPARC Deutschland e.V./ Nationale Naturlandschaften
- EWE NETZ GmbH
- Feriendorf "Altes Land" Verwaltungsgesellschaft mbH

- fesa e.V.
- Frank Druck GmbH & Co. KG
- Freistaat Sachsen, Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr
- Freistaat Thüringen, Ministerium für Bau, Landesentwicklung und Verkehr
- Freistaat Thüringen, Thüringer Landesverwaltungsamt
- Gemeinde Alveslohe, Der Bürgermeister
- Gemeinde Auengrund
- Gemeinde Högsdorf, Bürgermeister
- Gemeinde Hüttlingen, Der Bürgermeister
- Gemeinde Ludwigsau, Bürgermeister
- Gemeinde Prasdorf, Der Bürgermeister
- Gemeinde Stockelsdorf, Die Bürgermeisterin
- Gemeinde Süderheistedt
- Gemeinde Winkelhaid
- Gemeinden Bad Essen u. Bissendorf vertreten durch Dr. Schwanholz (MdB)
- Germanwatch e.V.
- Greenpeace e.V.
- Grundbesitzerverband Nordrhein-Westfalen e.V.
- Handelskammer Hamburg
- Hansestadt Attendorn, Der Bürgermeister
- Hansestadt Bremen, Der Senator für Umwelt, Bau und Verkehr
- Heimat- und Schützenbund Osterath 1955 e. V.
- Hessischer Bauernverband e.V.
- Industrie- und Handelskammer Südthüringen
- Industrieverband Hamburg e. V.
- Infranetz AG
- Innenministerium Baden-Württemberg, Landespolizeipräsidium
- Kath. Kirchengemeinde Hildegundis von Meer
- Klimaschutz - Bayerns Zukunft e.V.
- Kreis Steinburg, Der Landrat, Kreisbauamt
- Kreisbauernschaft Mettmann
- Kreisjägerschaft Plön im Landesjagdverband Schleswig-Holstein e.V.

- Land Baden Württemberg, Ministerium für Arbeit und Sozialordnung, Familie, Frauen und Senioren
- Land Baden Württemberg, Ministerium für Verkehr und Infrastruktur
- Land Brandenburg, Landesamt für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz
- Land Brandenburg, Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten
- Land Rheinland-Pfalz, Generaldirektion Kulturelles Erbe
- Land Rheinland-Pfalz, Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung
- Landesbund für Vogelschutz in Bayern e. V. - Verband für Arten- und Biotopschutz (LBV)
- Landesbüro der Naturschutzverbände NRW
- Landesjagdverband Schleswig-Holstein e. V.
- Landesregierung Nordrhein-Westfalen, Ministerium für Klima, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz
- Landesregierung Nordrhein-Westfalen, Ministerium für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk
- Landesregierung Nordrhein-Westfalen, Staatskanzlei
- Landesregierung Rheinland Pfalz, Ministerium Bildung, Wissenschaft, Weiterbildung und Kultur
- Landesregierung Sachsen Anhalt, Ministerium für Wissenschaft und Wirtschaft
- Landkreis Aurich, Der Landrat
- Landkreis Emsland, Der Landrat
- Landkreis Leer, Kreisverwaltung, Amt für Planung und Naturschutz
- Landkreis Nienburg/Weser, Der Landrat
- Landkreis Oldenburg, Der Landrat
- Landkreis Wesermarsch, Der Landrat
- Landratsamt Coburg
- Landratsamt Hildburghausen
- Landvolk Niedersachsen Kreisbauernverband Stade e.V.
- Landvolk Niedersachsen Landesbauernverband e. V.
- Landwirtschaftskammer Schleswig Holstein

- Lauprecht Rechtsanwälte Notare
- Luftsportverein Bad Neuenahr-Ahrweiler e.V.
- Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein
- Mitglied des Stadtrates der Stadt Elsfleth, Die Linke
- Mitglied des Stadtrates der Stadt Meerbusch
- Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH (MIBRAG)
- NABU-Bundesverband
- NaturStromAnlagen GmbH
- Niedersächsische Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr
- Niedersächsisches Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz und Landesentwicklung
- Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz
- NOVE e.V. im Klimabündnis Oberberg
- Pro Erdkabel NRW
- Ratsherr der Stadt Meerbusch, Deutsche Zentrumspartei NRW
- Rechtsanwalt Dr. Clemens Antweiler
- Rechtsanwalt Heinrich P. Weyen
- Rechtsanwälte Günther
- Regionale Planungsgemeinschaft Mittelthüringen
- Regionale Planungsgemeinschaft Südwestthüringen
- Rheinischer Landwirtschafts-Verband e.V., Kreisbauernschaft Bonn — Rhein-Sieg e.V. der Landwirte, Obst- und Gemüsebauern
- Rheinischer Landwirtschafts-Verband e.V., Kreisbauernschaft Düren e.V.
- Rheinischer Landwirtschafts-Verband e.V., Kreisbauernschaft Köln/ Rhein-Erft-Kreis e.V.
- Rhein-Kreis Neuss, Der Landrat
- Rheinland-Nassau e.V.
- RWP Rechtsanwälte
- Samtgemeinde Lühe, Gemeinde Jork und der Verein f. d. Anerkennung des Alten Landes zum Welterbe der UNESCO e.V
- Schusteracht e.V.
- Servicegesellschaft Meerbusch Willich GmbH & Co.KG (Betriebsrat)

- SPD Stadtverband Meerbusch mit SPD-Fraktion im Rat der Stadt Meerbusch
- Stadt Elsfleth, Die Bürgermeisterin
- Stadt Emden, Der Oberbürgermeister
- Stadt Großbreitenbach, Der Bürgermeister
- Stadt Hann. Münden, Bürgermeister
- Stadt Kaltenkirchen, Bürgermeister
- Stadt Meerbusch, Bürgermeister
- Stadt Oldenburg in Holstein
- Stadt Schwäbisch Gmünd, Oberbürgermeister
- Stadt Schwentinental, Die Bürgermeisterin
- Stadt Uelzen
- Statnett SF
- Stiftung Offshore Windenergie
- SWKiel Netz GmbH/ Stadtwerke Kiel AG
- Tourismusverein Altes Land e.V.
- Tractebel Engineering S. A./ GDF SUEZ
- Umweltbundesamt
- Umweltliste Breisach e.V.
- UVP-Gesellschaft e. V.
- UWG-Ratsfraktion Meerbusch
- Verband Deutscher Hopfenpflanzer e.V.
- W. Eicker & H. W. Speis Immobilien
- Wählergemeinschaft Henstedt-Ulzburg für Bürgermitbestimmung (WHU)
- Wählergemeinschaft Pro-Kaki
- Wasserliefergenossenschaft Weinberg eG
- Werbe- und Interessen-Ring in Osterath e.V.
- West Münsterland, Kreis Borken, Der Landrat
- Windland Energieerzeugungs GmbH
- Wolf & Pabich GmbH
- WWF

Darüber hinaus haben sich zahlreiche Privatpersonen zum Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2012 geäußert. Die eingegangenen Stellungnahmen werden auf der Internetseite der Bundesnetzagentur unter Schwärzung der personenbezogenen Daten veröffentlicht, wenn der Veröffentlichung nicht widersprochen wurde.

2. Zusammenfassung der Stellungnahmen

Im Rahmen dieser Konsultation sind Stellungnahmen zu folgenden Fragestellungen eingegangen:

2.1. Einzelmaßnahmenbetrachtung:

Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Nordrhein Westfalen – Baden-Württemberg

Viele Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass Korridor A aufgrund der hohen Konzentration an Bestandsleitungen nur als Kabelvariante auszuführen sei. Auch seien die Korridore A und B mit den EnLAG-Maßnahmen wegen räumlicher Belastung zusammenzulegen und in den Bundesbedarfsplan zu nehmen. Andere Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass die Notwendigkeit für den Korridor A auf Offshore-Annahmen basieren würde, die als nicht zu erreichen betrachtet werden müssten. Es wird dargelegt, dass der Korridor A für eine Ausgestaltung als Hochspannungs-Gleichspannungs-Übertragung (HGÜ) ungeeignet sei. Grund hierfür seien mangelnde aber absehbare Ein- und Ausspeisungen bei Änderungen, z. B. Annahmen von Rheinland-Pfalz, da eine Ausgestaltung als HGÜ nur Belastungen für einzelne Länder aber keinen Nutzen bringen würde, und dass bislang keine Erfahrungswerte vorhanden seien. Auch sei die HGÜ-Technik wegen der begrenzten Länge hier um ein vielfaches teurer als Freileitungen oder Kabelvarianten. Alternativ wird eine 550 kV AC-Leitung auf der Strecke Weißenthurm (bzw. Metternich) bis Philippsburg (bzw. Karlsruhe/Daxlanden) vorgeschlagen.

Es wird dargelegt, dass Korridor A als HGÜ ohne Konvertierung an Land mit einem Transport bis in die Lastzentren möglich sei. Hierfür sei die Offshore-Entwicklung

maßgeblich. Eine HGÜ-Leitung bis in die Lastzentren ermögliche eine Vermeidung zusätzlicher Trassen nach 2022. Verschiedene Konsultationsteilnehmer kommen zu dem Schluss, dass die Notwendigkeit einer reinen Durchleitungsfunktion nicht gegeben sei. Vielmehr wird vermutet, dass auch Strom aus dem rheinischen Braunkohlerevier dieser Leitung nutze.

Es wird erklärt, dass der Korridor A stärker auszulegen sei.

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Festlegung auf HGÜ-Technologie zu früh geschah, so werde eine Prüfung der Übertragungstechnik schon jetzt abgehandelt. Hier hätte eine technische Alternativenprüfung (ggf. Wechselstromnetz) geschehen müssen.

Manche Konsultationsteilnehmer merken an, dass der vorgesehene Abstand zur Schieneninfrastruktur nicht geeignet sei. Weitere Konsultationsteilnehmer sehen die Notwendigkeit einer Unterbrechung des Korridors bei Osterath nicht begründet, da HGÜ-Systeme laut der Netzanalyse (S. 92) erst ab Trassenlängen von mehr als 400 km rentabel seien. Diese Länge sei durch die Unterbrechung nicht gegeben. Es wird darauf aufmerksam gemacht, dass aus Lastflusssicht die zwingende Notwendigkeit dieser Maßnahme nicht gegeben sei (S. 38 Begleitdokument).

Zusätzliche Informationen im Netzentwicklungsplan seien notwendig, um die HGÜ-Verbindung zu begründen. Dies betreffe auch das Begleitdokument auf S. 38: Dort seien zu M02 nur zwei leichte Überlastung, auch mit HGÜ im Betrieb, vermerkt. An dieser Stelle sehen die Konsultationsteilnehmer keinen Bedarf für diese HGÜ-Verbindung.

Da die Entwicklungen vom Offshore-Zubau zu hoch und der Ausnutzungsgrad der Braunkohlekraftwerke unrealistisch eingeschätzt wurden, sei nach Ansicht verschiedener Konsultationsteilnehmer hier nicht von einer "wahrscheinlichen Entwicklung" i. S. d. § 12a EnWG zu sprechen.

Meerbusch-Osterath und geplante Errichtung der Konverterhalle

Einige Konsultationsteilnehmer wenden zur Konverterhalle in Osterath ein, dass hier eine entsprechende Notwendigkeit fraglich sei. Es seien für den Standort keine Alternativen geprüft worden und die Konverterhalle sei ein Sicherheitsrisiko

aufgrund von Unfällen oder terroristischen Anschlägen. Als mögliche Alternativstandorte werden Braunkohleabbaugebiete in Neurath, Industrieflächen sowie Flächen entlang der Verkehrswege A57, L30 oder Bahntrasse Krefeld-Neuss genannt. Einige Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass für den Konverter Netzoptimierungen durchgeführt werden müssen, die nicht notwendig wären. Das stelle eine Verletzung des NOVA-Prinzips dar. Auch seien bei der Betrachtung des Converters die Trassenkorridore als Zu- und Ableitungen zu berücksichtigen. Darüber hinaus wird dargelegt, dass es momentan ein zu frühes Planungsstadium im Verfahren des Netzausbaus sei, um einen Konverter Parzellenscharf planen zu können. Es würde jegliche Grundlage fehlen, um den Bedarf des Converters rechtlich abzusichern. Ein Teil der Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass ein Doppelkonverter gegenüber anderen Konvertertypen nicht sinnvoll sei. Die Konsultationsteilnehmer machen deutlich, dass Meerbusch-Osterath ein Knotenpunkt ohne räumliche Alternative sei. Ein Konverter käme an den Anfangs- und Endpunkten der Trasse bzw. in der Nähe einspeisender Kraftwerke in Frage.

Es werden verschiedene Verfahrensfehler in den Stellungnahmen vorgetragen:

- die Einspeisung von Braunkohlestrom,
- die Darstellung der Konverterstation im Netzentwicklungsplan,
- die nicht ordnungsgemäße Öffentlichkeitsbeteiligung, und
- die unbeantworteten Anfragen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern.

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

Maßnahme 04: Wehrendorf – Urberach

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass für Korridor B 04: Wehrendorf - Urberach Bündelungsoptionen zu nutzen seien und eine Verkabelungsalternative anzubieten sei. Dies sei im Netzentwicklungsplan 2012 klar zum Ausdruck zu bringen. Da die VSC-HGÜ-Technik derzeit nicht mehrpunktfähig sei, befürchten manche Konsultationsteilnehmer, dass es keinen netztechnischen Nutzen gäbe. Es wird vorgeschlagen, dass die geplante HGÜ-

Technik bereits für Offshore-Netzanschlussleitungen zu nutzen sei. Dadurch könne bei der Verbindung der Leitungen auf Konverter im Norden Deutschlands verzichtet werden. In diesem Zusammenhang wird darauf hingewiesen, dass die Onshore-Netzplanung mit den Offshore-Planungen abzustimmen sei. Manche Konsultationsteilnehmer befürworten die Aufnahme des Projekts in das Bundesbedarfsplangesetz.

Viele Konsultationsteilnehmer fordern, dass die Offshore-Kabel NORD.LINK und NorGer in raumordnerischen Korridoren zu bündeln seien. Dadurch würde sich der Transportbedarf von HGÜ-Korridor C zum Korridor B verschieben.

Die Einwohner befürchten, dass der Bau von HGÜ-Leitungen eine technische Überformung der angrenzenden Siedlungen nach sich ziehe, so einige Konsultationsteilnehmer. Dies sei aus städtebaulicher und regionalplanerischer Sicht nicht erstrebenswert. Daher sei eine erneute Prüfung von Alternativtrassen und Netzknotenpunkten erforderlich.

Viele Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass eine Bürgerbeteiligung zum Projekt nicht stattgefunden habe, und fordern, informiert zu werden.

Korridor C: HGÜ Verbindung Schleswig-Holstein – Niedersachsen – Baden-Württemberg - Bayern

Viele Konsultationsteilnehmer bitten um detailliertere Angaben zu Korridor C: Die Methodik wurde zu kompliziert dargestellt und sei verständlicher zu erläutern. Weiterhin seien die verschiedenen Angaben im NEP 2012 zu korrigieren, z. B. die Angaben in den Tabellen von S. 383 oder die Länge von Korridor C im Szenario C 2022. Manche Konsultationsteilnehmer befürchten erhebliche Auswirkungen durch den Bau des Korridors, z. B. auf die menschliche Gesundheit und den Natur- und Landschaftsschutz.

Um die Freirauminanspruchnahme zu minimieren, sei zu prüfen, ob die Maßnahme mit der Trasse Wahle-Mecklar gebündelt werden kann. Für eine Bewertung von Trassenalternativen sei festzulegen, ob es sich bei Korridor C um eine Freileitung oder ein Erdkabel handle. Viele Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass Korridor C in das Bundesbedarfsplangesetz aufzunehmen sei.

Maßnahme 05: Brunsbüttel – Großgartach

Ein Teil der Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass der Transportbedarf von Korridor C zu B zu verschieben sei, wenn die Maßnahmen NORD.LINK und NorGer gebündelt werden. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird begrüßt, dagegen sei der Umfang des Netzausbaus überdimensioniert.

Maßnahme 06: Wilster – Goldshöfe

Einige Konsultationsteilnehmer bitten darum, dass die betroffene Bevölkerung über den geplanten Korridor C zu informieren sei.

Maßnahme: 07 Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld

Manche Konsultationsteilnehmer begrüßen den Ausbau der Erneuerbaren Energien, dagegen sei der Umfang des Netzausbaus überdimensioniert. Es sei unklar, ob die Offshore-Windparks in die Planungen einbezogen wurden.

Verschiedene Konsultationsteilnehmer lehnen den Bau des Umspannwerkes in Kaltenkirchen ab und fordern eine solidarische Verteilung der Belastungen auf mehrere Gemeinden.

Weitere Konsultationsteilnehmer befürchten erhebliche Auswirkungen durch den Bau des Korridors, z. B. auf den Tourismus. Einige Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass die Umspannwerke Henstedt-Rhen und Norderstedt-Friedrichsgabe als alternative Standorte für Kaltenkirchen zu nutzen seien. Es seien keine geeigneten Flächen für Konverterhallen bzw. Umspannwerke in Kaltenkirchen vorhanden. Daher lehnen viele Teilnehmer diese und die Leitungen westlich der A7 ab.

Korridor D: Sachsen-Anhalt – Bayern

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Leitung der Kapazitätserweiterung zum Ausbau der Kohlekraftwerke diene. Es wird die

Meinung vertreten, dass die Leitung unter Berücksichtigung des zügigen Ausbaus von Erneuerbaren Energien eher erforderlich sein könne. Einige Konsultationsteilnehmer können den Bedarf der Leitung nicht nachvollziehen. Andere Konsultationsteilnehmer bemerken, dass die Masten aufgrund ihres Alters ausgetauscht werden müssten, und raten in diesem Zuge zu einer Verlegung außerhalb der Ortschaft. Manche Konsultationsteilnehmer bitten, darum die beteiligten Bürger besser mit einzubeziehen. Wiederum andere Konsultationsteilnehmer stufen den Bedarf der Thüringenleitung als dringlich ein. Demnach solle die Leitung bis 2015 in Betrieb gehen.

Projekt 20: Raum Emden

Maßnahme 69: Emden/Ost – Halbmond

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Umspannanlage in Halbmond im NEP 2012 richtig benannt und eine zeitnahe Realisierung angestrebt werde. Weitere Konsultationsteilnehmer verweisen darauf, dass eine Alternative zum Neubau der 380-kV-Trasse Emden/Ost Halbmond weder zweckmäßig noch volkswirtschaftlich sinnvoll sei. Die Erhöhung der Umspannkapazitäten durch Erweiterung bzw. Neubau der Schaltanlagen Frage, Dottern und Sottrum scheine nicht ausreichend. Dies solle bei Erweiterungsmaßnahmen Berücksichtigung finden.

Projekt 21: Raum Cloppenburg und Osnabrück

Maßnahme: 51 Conneforde – Cloppenburg – Westerkappeln

Manche Konsultationsteilnehmer hegen Zweifel am Bedarf eines Neubaus zwischen Conneforde - Cloppenburg, da anderslautende Aussagen vorhanden seien. Die Aufnahme der Maßnahme in den Bundesbedarfsplan solle vom Ergebnis der noch ausstehenden Prüfung durch die Bundesnetzagentur abhängig gemacht werden.

Projekt 23: Dollern – Elsfleth

Maßnahme 20: Dollern – Sottrum

Viele Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass der Bau der Maßnahme negativ für den Tourismus im betroffenen Gebiet sei. Besonders werden die Schutzgüter Landschaft(sbild) und Erholung, Kultur- und Sachgüter sowie Boden, angesprochen. Daher sei nach Alternativen für den Netzausbau zu suchen, z. B. eine Bündelung mit der HGÜ-Trasse von Korridor B oder über den Korridor C.

Verschiedene Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass das Startnetz zu korrigieren sei – das Umspannwerk Elsfleth sei nicht genehmigt, und der Offshore-Netzplan liege nicht vor. Daher würden Informationen zur Ermittlung, Begründung und Genehmigung der Maßnahme fehlen und die Schaltanlage Elsfleth/West sei nicht genehmigungsfähig. Einige Konsultationsteilnehmer merken an, dass Kleinensiel als Standort für die Konverterstation zu prüfen sei, da dort kein weiterer Flächenverbrauch und keine weiteren Anschlussarbeiten erforderlich seien. Als Alternativen für den Anschluss des NorGer-Kabels werden auch das AKW Unterweser oder Brunsbüttel vorgeschlagen.

Einige Konsultationsteilnehmer stellen fest, dass die zwischen TEN Thüringer Energienetze und 50HzT abgestimmten Erweiterungsmaßnahmen in den 380/110 kV-Umspannwerken Eisenach und Großschwabhausen nicht im Netzentwicklungsplan berücksichtigt seien.

Andere Konsultationsteilnehmer stehen dem Ausbau aus technischer Sicht kritisch gegenüber; da es keinen Sinn mache, den Offshore-Gleichstrom küstennah in Wechselstrom umzuwandeln. Die Weiterleitung von Wechselstrom sei mit größeren Verlusten verbunden als der Transport von Gleichstrom in der HGÜ-Technologie. Dies widerspräche der Devise der Energieeinsparung und könne gegenüber den Menschen in Norddeutschland, die mit den Windmühlen vor ihren Häusern leben müssten, nicht gerechtfertigt werden. Der Offshore- und Onshore-Strom solle daher im HGÜ-Verfahren in die industriellen Ballungszentren transportiert werden. Zudem fordern manche Konsultationsteilnehmer, angesichts des großen Konfliktpotentials die Verlegung von Leitungen durch Flussläufe zu prüfen.

Ein Teil der Konsultationsteilnehmer befürchtet, dass der Bau der Schaltanlage ein erheblicher Eingriff in die Schutzgüter, z. B. Kulturgüter, sei. und dass die Region technisch überformen werde. Es wird um eine überregionale Alternativenprüfung gebeten.

Projekt 24: Dollern – Landesbergen

Maßnahme 71: Dollern – Sottrum

Die Auswirkungen auf die Schutzgüter, z. B. Mensch und menschliche Gesundheit, Landschaft(sbild) und Erholung sowie Kultur- und Sachgüter, werden angesprochen. Viele Konsultationsteilnehmer fordern, dass nach Alternativen für die Maßnahme zu suchen seien.

Projekt 25: Brunsbüttel – dänische Grenze

Im Rahmen der Konsultation wurde von vielen Konsultationsteilnehmer Kritik an der Westküstentrasse geäußert. Zunächst sei die Windenergie und andere Erneuerbare Energien über die bestehenden 110 kV-Leitungen in das Höchstspannungsnetz integrierbar. Ein Konsultationsteilnehmer verweist auf eine 110 kV -Freileitung zwischen Niebüll und Brunsbüttel. Aufgrund dieser Tatsache müsse laut Konsultationsteilnehmer unbedingt geprüft werden, ob eine Bündelung nicht realisierbar sei, um die Schutzgüter Mensch, Tiere (Vogelzuggebiet) und Landschaft zu schützen. Dies greift ein Konsultationsteilnehmer auf und schlägt eine zentrale Trasse in der Mitte von Schleswig-Holstein vor. Ein weiterer Konsultationsteilnehmer befürwortet eine Prüfung auf Erdverkabelung der bestehenden 110 kV-Freileitung von Niebüll - Brunsbüttel. Dadurch würde nach der Realisierung der 380 kV-Freileitung weiterhin nur eine Trasse das Landschaftsbild verschandeln. Andere Konsultationsteilnehmer wiederum befürworten die geplante Westküstentrasse, da ohne diese 380 kV-Leitung die Netzsicherheit sowohl im 110 kV- als auch im 380 kV-Netz gefährdet und sie demnach unabdingbar sei. Nach einem andern Konsultationsteilnehmer sei aber auch die Netzstabilität über andere Strategien erreichbar, wie Energiespeicher, neue Beseilung und Netzmonitoring.

Weitere Konsultationsteilnehmer bemängeln im Zusammenhang mit P25 die unzureichende Alternativenprüfung und fordern weitere Prüfungen auf weniger schädliche Alternativen. Einige Konsultationsteilnehmer befürchten, dass diese Maßnahme künftig nur dem überregionalen Handel diene, die Macht der Großkonzerne weiter stärke und niemals den Geldbeutel des Endverbrauchers entlaste.

Manche Konsultationsteilnehmer haben dahingehend Bedenken, dass dieses Großbauprojekt zu einer Investitionsruine werden würde, und durch Auf- und Abbau der Leitungen der Strompreis unnötig erhöht würde.

Maßnahme 42: Barlt – Heide

Manche Konsultationsteilnehmer tragen vor, die Westküstenleitung müsse mit der bereits auf der gesamten Strecke bestehenden 110 kV-Leitung gebündelt werden. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit stehe eindeutig fest. Im Land Schleswig-Holstein sei für das Vorhaben ein stringentes Planfeststellungsverfahren mit der Realisierung bis Ende 2017 geplant.

Maßnahme 42a: Brunsbüttel – Barlt

Es wird vorgetragen, die geplante 380 kV-Leitung müsse als Erdkabel verlegt werden.

Maßnahme 43: Heide – Husum

Konsultationsteilnehmer schlagen vor, die Leitung insbesondere in dem Abschnitt Heide-Husum - unter weitgehender Umgehung der Siedlungsbereiche zu planen. Bevor ein Neubau geplant werde, müsse außerdem die bestehende 110 kV-Leitung zunächst ertüchtigt werden. Weitere Konsultationsteilnehmer bestätigen, dass der Ausbau der Höchstspannungsleitung im Bereich Heide-Husum aufgrund der immer zunehmenden Stromerzeugung aus regenerativen Energien notwendig sei.

Maßnahme 45: Niebüll – Grenze DK

Manche Konsultationsteilnehmer tragen vor, die Maßnahme Niebüll-Grenze Dänemark sei nicht nachvollziehbar und daher entbehrlich. Weitere Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass der Bedarf der Westküstenleitung von Brunsbüttel nach Niebüll von der Bundesnetzagentur nicht bestätigt werden könne. Da die Westküstenleitung mit dem Abtransport der in Schleswig-Holstein erzeugten Erneuerbaren Energien Richtung Süden begründet werde, sei demnach ein Stromaustausch mit Dänemark nicht notwendig. Dieser finde bereits über zwei vorhandene Höchstspannungsleitungen bei Ellund statt. Aber auch die Begründung mit einem möglichen Stromaustausch wäre nicht überzeugend, da beide Länder - Deutschland und Dänemark - in diesem Gebiet Windkraftanlagen betreiben und vom Ausbleiben des Starkwinds gleichermaßen betroffen sein dürften. Für den Strombezug aus norwegischen Speichern bedarf es ebenfalls keiner Strombrücke nach Dänemark, da hierfür das NORD.LINK-Kabel zwischen Norwegen und Brunsbüttel vorgesehen sei.

Projekt 26: Hamburg/Nord – Dollern

Maßnahme 79: Hamburg/Nord – Dollern

Einige Konsultationsteilnehmer bemängeln die erst sehr spät (für 2021) geplante Inbetriebnahme der Maßnahmen P26, P71, P72 und P73 in Schleswig-Holstein, da es dort bereits jetzt zu Engpässen im 110 kV-Netz beim Abtransport des Stroms aus den Windenergieanlagen komme. Es sei daher zu prüfen, ob diese Maßnahmen bereits zu einem früheren Zeitpunkt durchgeführt werden könnten.

Durch die Netzausbauplanung und die damit verbundenen Maßnahmen werde der Kulturräum Altes Land belastet, daher sei nach alternativen Standorten zu suchen.

Projekt 30: Westfalen

Maßnahme 61: Hamm/Uentrop – Kruckel

Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass die Optimierungsmaßnahme (Leiterseiltausch) aus Transparenzgründen in den Netzentwicklungsplan aufzunehmen sei. Eine Aufnahme in das Bundesbedarfsplangesetz erscheine entbehrlich.

Projekt 31: Region Köln – Aachen

Maßnahme: 58 Punkt Blatzheim – Oberzier

Einige Konsultationsteilnehmer tragen vor, die Neubautrasse sei insbesondere wegen des fortschreitenden Braunkohletagebaus notwendig. Daher sei die Trasse vergleichbar zur Startnetzmaßnahme AMP-030 darzustellen und die Begründung dementsprechend zu ergänzen. Eine Aufnahme in den Bundesbedarfsplan sei vom Ergebnis der Prüfung durch die Bundesnetzagentur abhängig zu machen.

Projekt 33: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle

Maßnahme 24: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle

Manche Konsultationsteilnehmer begrüßen die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Wahle und Wolmirstedt, da diese die Versorgung der Industrieregion Magdeburg/Wolfsburg/Braunschweig/Salzgitter und Hannover gewährleisten ebenso wie die weitere industriepolitische Entwicklung der Region.

Projekt 34: Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt

Maßnahme 22: Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt

Ein Teil der Konsultationsteilnehmer weist darauf hin, dass der Szenariorahmen zu niedrige Werte für das Land Brandenburg ausweise. Für die Entwicklung der Onshore-Windkraftanlagen sei dort nur eine installierte Leistung von 5,6 GW vorgesehen, die Landesregierung gehe allerdings von 7,5 GW aus.

Die Maßnahmen P34 und P36 seien wegen der Belastung und des Ausbaus der vorhandenen Netzverknüpfungspunkte erforderlich, zudem bestehe Bedarf an Leistungserhöhungen und neuen Netzverknüpfungspunkten. Zu berücksichtigen sei auch der hohe Auslastungsgrad in den Verteilnetzen.

Viele Konsultationsteilnehmer tragen vor, ein schnellstmöglicher Nord-Süd-Netzausbau sei notwendig. Aufgrund der stetig steigenden Einspeisemengen von EEG-Strom werde das vorhandene Netz aber bald an seine Kapazitätsgrenzen stoßen. Der derzeit geplante Fertigstellungszeitraum für die Netzverstärkung Güstrow-Stendal/West-Wolmirstedt sei viel zu spät und müsse vorgezogen werden.

Projekt 36:Lubmin – Pasewalk – Bertikow

Maßnahme 21: Bertikow – Pasewalk

Einige Konsultationsteilnehmer bringen vor, die Trasse und die Maßnahmen P38, P39 und P59 verfolgten nicht die Ziele der Energiewende und des Klimaschutzes, sondern sicherten die bessere Auslastung von konventionellen Kohlekraftwerken und deren klimaschädlichen Weiterbetrieb. Dies gelte insbesondere für die in Planung befindliche Uckermarkleitung, da die Netzverbindungen nach Polen vordringlich dem Abtransport des Braunkohlestroms aus dem Lausitz-Revier dienen.

Zudem seien im Szenariorahmen die Werte für die Entwicklung der Onshore-Windkraftanlagen für das Land Brandenburg mit 5,6 GW statt 7,5 GW zu niedrig angesetzt, was bei der Bewertung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Maßnahmen berücksichtigt werden müsse.

Die Maßnahmen P34 und P36 seien wegen der zusätzlich beantragten Netzverknüpfungspunkte erforderlich, auch der bereits bestehende hohe Auslastungsgrad in den Verteilnetzen müsse Beachtung finden.

Projekt 37: Vieselbach – Eisennach – Mecklar

Maßnahme: 25 Vieselbach – Eisenach – Mecklar

Manche Konsultationsteilnehmer tragen vor, das P37 habe mangels Trassenneubau keine raumordnerische Relevanz.

Der Trassenneubau im Bereich Vieselbach-Altenfeld-Redwitz sei nicht notwendig. Auch die Bundesnetzagentur habe die energiewirtschaftliche Notwendigkeit nicht abschließend bestätigt. Da von den ÜNB aber keine Änderungen verlangt würden, könnten diese durch den massiven Netzausbau den profitablen Stromhandel umfassend erweitern, womit die Bundesnetzagentur ihrer Kontroll- und Aufsichtspflicht nicht gerecht werde.

Projekt 38: Pulgar – Vieselbach

Maßnahme 27: Pulgar – Vieselbach

Einige Konsultationsteilnehmer bemängeln, die vierte Trasse und die Ergebnismaßnahmen der Projekte P38, P39 und P59 dienen nicht den Zielen des Klimaschutzes und der Energiewende, sondern der Auslastung und dem Ausbau konventioneller Kohlekraftwerke. Dies sei indirekt auch bei der Ergebnismaßnahme P36 als Anschlussstück an die "Uckermarkleitung" der Fall. Vor diesem Hintergrund solle die Notwendigkeit dieser Maßnahmen geprüft werden.

Das P38 habe keine besondere raumordnerische Relevanz, da kein Trassenneubau erforderlich sei.

Projekt 39: Röhrsdorf – Remptendorf

Maßnahme 29: Röhrsdorf – Remptendorf

Einige Konsultationsteilnehmer tragen vor, der Korridor D (Thüringenleitung) und die Maßnahmen der Projekte P38, P39 und P59 dienen nicht den Zielen der Energiewende und des Umweltschutzes, sondern der Auslastung und dem Ausbau

konventioneller Kohlekraftwerke, insbesondere die "Uckermarkleitung". Dies verlängere deren klimaschädlichen Weiterbetrieb.

Das P39 besitze mangels Trassenneubau keine besondere raumordnerische Relevanz.

Projekt 43: Mecklar – Grafenrheinfeld

Maßnahme 74: Mecklar – Grafenrheinfeld

Ein Teil der Konsultationsteilnehmer hinterfragt die Notwendigkeit der Maßnahme. Es solle möglichst auf die 380 kV-Leitung P43 verzichtet werden, deren Funktion die Nord-Süd-Hochspannungsgleichstromleitung übernehmen solle, die laut Szenario B 2032 ohnehin erforderlich sei.

Es wird die Untersuchung aller in Frage kommenden Trassenverläufe bezweifelt, da der gesamte Raum Südniedersachsen ausgelassen worden sei (HDÜ-Maßnahmen). Ein Konsultationsteilnehmer fordert, die Planung und den Bau der Pilottrasse einzustellen, solange keine Erfahrungswerte derartiger Projekte vorlägen.

Projekt 44: Altenfeld – Grafenrheinfeld

Maßnahme 28: Altenfeld – Grafenrheinfeld

Manche Konsultationsteilnehmer wenden sich gegen P44 und gegen eine 380 kV-Leitung zwischen Lauchstädt und Redwitz. Zudem führen sie an, die obere Landesplanungsbehörde habe die Führung einer 4-systemigen 380 kV-Freileitung geprüft, während der Anhang zum Netzentwicklungsplan ausführt, eine nur 2-systemige Leitungsverbindung schaffen zu wollen. Insoweit müsste das in Thüringen durchgeführte Raumordnungsverfahren Berücksichtigung finden, da dies bereits eine raumverträgliche Lösung für vier Systeme gefunden habe und daher weitere Leitungsbauten von Altenfeld nach Grafenrheinfeld absolut entbehrlich seien.

Einige Konsultationsteilnehmer weisen auf den Zusammenhang des Projekts mit der Südwestkuppelleitung Halle/Saale hin und erbitten eine Prüfung, ob wegen deren Ausführung mit vier Systemen die Leitung Altenfeld-Grafenrheinfeld entbehrlich sei.

Der Umfang des Netzausbaus sei überdimensioniert, insbesondere die Maßnahmen 05, 07, 09 und 28.

Die Maßnahme sei in der im Netzentwicklungsplan beschriebenen Form energiewirtschaftlich nicht notwendig. Der Netzentwicklungsplan gehe von einem unzutreffenden Sachverhalt aus, da die 380 kV-Leitung Lauchstädt-Vieselbach lediglich als Doppelleitung beschrieben werde, dies aber für erhebliche Teilstrecken der Südwestkuppelleitung nicht zutreffe.

Eine fehlende Übertragungskapazität könne durch weniger eingriffsintensive Maßnahmen kompensiert werden.

Der mittlere Teilabschnitt der Südwestkuppelleitung zwischen Vieselbach und Altenfeld umfasse auch die zweite Ausbaustufe mit der Installation der 380 kV-Stromkreise 3 und 4, daher sei eine weitere gesonderte Planfeststellung entbehrlich.

Entsprechendes sei für den dritten Teilabschnitt zwischen Altenfeld und Redwitz vorgesehen, so eine Vierfachleitung zwischen dem Umspannwerk Altenfeld und dem Umspannfeld Schalkau.

Ein erhöhter Übertragungsbedarf im ersten Teilabschnitt Lauchstädt-Vieselbach könne über einen 380 kV-Neubau im Trassenkorridor erfolgen (S. 233 im Planfeststellungsbeschluss), womit in Thüringen lediglich eine 4 km lange Zweisystemleitung verbliebe. Auf die Stellungnahmen der Oberen Landesbehörde und der Oberen Naturschutzbehörde wird verwiesen.

Verschiedene Konsultationsteilnehmer bezweifeln die Notwendigkeit des Trassenneubaus im Bereich Vieselbach-Altenfeld-Redwitz. Auch die Bundesnetzagentur bestätige in ihrem eigenen Begleitdokument nicht deren Notwendigkeit. Daher profitierten die ÜNB durch den massiven Netzausbau vom Stromhandel. Die Bundesnetzagentur werde ihrer Kontroll- und Aufsichtsfunktion nicht gerecht.

Die Lastenverteilung zwischen den Bundesländern müsse räumlich und wirtschaftlich angemessen erfolgen.

Einige Konsultationsteilnehmer bringen vor, es bestünden kaum Bündelungsoptionen mit anderen Bandinfrastrukturen. Das NOVA-Prinzip werde nicht eingehalten, da es hier Möglichkeiten gebe, zweisystemige Leitungen auf viersystemige zu verstärken.

Es wird eine genaue Alternativenprüfung verlangt. Zudem solle sich der Trassenneubau an bestehenden Infrastrukturkorridoren orientieren, um Bündelungseffekte auszunutzen.

Projekt 46: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf

Maßnahme 56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf

Die Notwendigkeit des Trassenausbaus im Bereich Vieselbach-Altenfeld-Redwitz wird bezweifelt. Die Bundesnetzagentur selbst bestätige diese in ihrem Begleitdokument nicht und verlange auch keine Änderungen von den ÜNB.

Damit werde die Bundesnetzagentur ihrer Kontroll- und Aufsichtsfunktion nicht gerecht, da die ÜNB so die Möglichkeit hätten, mit dem massiven Netzausbau vor allem den profitablen Stromhandel umfassend zu erweitern.

Projekt 53:

Es wird darauf verwiesen, dass die Masten der jetzigen Trasse bereits über 60 Jahre alt seien und ohnehin erneuert werden müssten. Sie müssten sowohl bei Beibehaltung der 220 kV-Trasse als auch bei Aufrüstung auf 380 kV ausgetauscht werden. Die Neuinvestitionen sollten in eine Trassenführung fließen, die noch für lange Jahre tragfähig sei.

Maßnahme 54: Raitersaich – Ludersheim

Manche Konsultationsteilnehmer regen an, die Trasse weiträumig um die betroffenen Ortschaften herum zu legen. Es wird gefordert, die vorhandene

Infrastruktur lediglich zu ertüchtigen. Zudem wird eine Abstimmung mit der Gemeinde Winkelhaid gefordert.

Maßnahme 55: Ludersheim – Sittling – Isar

Einige Konsultationsteilnehmer regen an, die Trasse um die betroffenen Ortschaften herum zu legen, außerhalb von jeglicher Wohnbebauung.

Projekt 59: Bärwalde – Schmölln

Es wird darauf hingewiesen, dass P59 nicht mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien zusammenhänge, sondern direkt mit der Auslastung der Kohlekraftwerke.

Projekt 65: Deutschland – Belgien

Maßnahme 98: Oberzier – Lixhe

Konsultationsteilnehmer befürworten das geplante, grenzüberschreitende Projekt, die entsprechende Verkabelung sowie die Aufnahme in das Bundesbedarfsplangesetz. Weitere Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass die HGÜ-Pilotstrecke klar im Netzentwicklungsplan zu begründen sei. Die Darstellung des Projekts sei technologieoffen darzustellen, da eine Bewertung der Umweltauswirkungen in Bezug auf die genutzte Technologie erst in weiteren Planungsschritten erfolgt.

Projekt 66: Wilhelmshaven – Conneforde

Manche Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass sich das Projekt bereits im Planfeststellungsverfahren befände. Manche Konsultationsteilnehmer geben zu bedenken, dass das Gebiet vom Landwirtschaftsministerium unter besonderen Schutz gestellt worden sei. Darüber hinaus könne man die Lastflüsse auf der entsprechenden Leitung solange nicht berechnen, wie die Anlandungspunkte der Offshore-Anlagen nicht bekannt seien, womit die Notwendigkeit eines

Anschlussknotenpunktes so nicht begründet werden könne, und damit auch die Trassenführung in der Form nicht zwingend vorgegeben sei.

Projekt 67: Deutschland – Österreich

Es wird befürchtet, dass sich durch die Änderungen an der Startnetzdefinition Verzögerungen im Genehmigungsverfahren ergeben werden. Dies sei nicht akzeptabel und zu korrigieren. Bei der Maßnahme handele es sich um eine als dringlich einzustufende Maßnahme, die bis 2015 in Betrieb zu nehmen sei. Eine weitere Verzögerung werde sich durch den Wechsel der Zuständigkeit von der Landes- auf die Bundesebene ergeben. Daher sei die Maßnahme nicht in das Bundesbedarfsplangesetz aufzunehmen.

Projekt 68: NORD.LINK

Einige Konsultationsteilnehmer sprechen sich für den Interkonnektor zwischen Norwegen und Deutschland aus. Andere Konsultationsteilnehmer fordern darüber hinaus, dass das Projekt NorGer mit in den Netzentwicklungsplan aufgenommen werden solle, da die Entscheidung darüber, welche der Leitungen gebaut werden noch nicht gefallen sei.

Einige Konsultationsteilnehmer bezweifeln, ob eine Entscheidung zu P68 getroffen werden kann, da dem Netzentwicklungsplan der Offshore-Netzplan nicht zugrunde gelegt worden ist.

Projekt 71: Audorf – Göhl

Viele Konsultationsteilnehmer machen geltend, für die geplante Trasse bestehe kein Bedarf. Da die Stadt Kiel keine zusätzliche Netzanbindung benötige und auch keine relevante Steigerung der maximalen elektrischen Netzlast im Kieler Versorgungsgebiet erkennbar sei, handele es sich um eine reine Ersatztrasse. Insbesondere sei eine Begründung mit der Überlastung des 110 kV-Netzes nicht nachvollziehbar. Schließlich sei die Planung ohne Einbeziehung der Offshore-Anbindung nicht ausgereift.

Es wird darum gebeten, die Notwendigkeit der Leitungen zu überprüfen. Dabei soll insbesondere überprüft werden, ob der Verzicht auf eine n-1 sichere Auslegung (in Analogie zu einer Einspeiseleitung) eine der beiden Trassen überflüssig machen würde, wodurch die Versorgungssicherheit gefährdet wäre, oder ob im Falle einer Störung lediglich für einen kurzen Zeitraum die angeschlossenen Windanlagen abgeschaltet werden müssten. Andere Konsultationsteilnehmer tragen vor, die Ostküstenleitung sei unbedingt erforderlich. Für den notwendigen Transport der Windenergie sollten daher P71 und P72 als Starnetzmaßnahmen bis 2015 festgestellt werden. Es wird die Zusammenlegung der Maßnahmen 46 und 47 zu einem Projekt 71 hinterfragt, obwohl die Inbetriebnahme der Maßnahmen zu unterschiedlichen Zeitpunkten erfolgen soll. Weitere Konsultationsteilnehmer machen geltend, die touristisch geprägten Bereiche seien von der Trassenplanung auszunehmen. Es seien zudem Erdkabel als Alternativen zu prüfen. Es solle die Bündelung mit bestehenden Trassen vorgenommen werden.

Maßnahme 47: Kiel – Göhl

Viele Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass das (n-1)-Prinzip bei der Bedarfsbegründung nicht herangezogen werden dürfe, da die Leitung nicht für die Versorgungssicherheit der Region vorgesehen sei. Für den Abtransport des Stroms aus dem Raum Kiel seien die bestehenden bzw. geplanten Trassen ausreichend. Andere Konsultationsteilnehmer tragen vor, die (n-1)-Sicherheit finde zwar Anwendung, sei für die Stadt Kiel aber auch über die bestehende Trasse Audorf-Kiel oder auch Lübeck-Siems gewährleistet.

Es wird vorgetragen, die Stadt Kiel plane als Ersatz für das alte Kohleheizkraftwerk ein GuD-Kraftwerk mit deutlich geringerer Leistung. Dieses Kraftwerk könne eingesetzt werden, um den schwankenden Stromertrag der Windkraftwerke in den Kreisen Plön und Ost-Holstein zu kompensieren. Viele Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass auch eine Ableitung großer Energiemengen nach Göhl nicht erforderlich sei, da das geplante große Kraftwerk in Kiel Hasselfelde nicht realisiert wird, sondern stattdessen nur ein Gaskraftwerk mit maximal 400 MW Leistung errichtet werden soll.

Es wird vorgetragen, auch die Anzahl der geplanten Windkraftanlagen könnten den Neubau einer 380 kV-Leitung nicht rechtfertigen. Es sei nicht dargelegt, ob die Bündelung und Verstärkung des bestehenden Netzes den Neubau erbehrlich

machen würden. Eine Optimierung des bestehenden Netzes sei möglich. Insbesondere weil große Teile der bestehenden Leitung nur einseitig beseilt seien. Auch sei Beseilung mit Hochtemperaturleiterseilen sei einem Neubau vorzuziehen. Vielen Konsultationsteilnehmern zufolge reduziere sich die Einspeisemenge aufgrund der Änderung des EEG. Damit werde die Notwendigkeit der Maßnahme entfallen.

Für den Energietransport von Norden nach Süden wird eine alternative Maßnahme Göhl-Hamburger Umland vorgeschlagen. Es wird geltend gemacht, bei der Prüfung seien auch die ökonomischen Auswirkungen auf die betroffenen Betriebe zu beachten. Eine neue Trasse an der Westküste sei ebenfalls eine mögliche Alternative.

Einige Konsultationsteilnehmer machen deutlich, dass für die geplante Trasse kein Bedarf bestehe. Es handele es sich um eine reine Entsorgungstrasse. Andere Konsultationsteilnehmer machen darauf aufmerksam, dass P71 47: Kiel-Göhl nicht ausgelastet sei. Auch die Trassenführung über Kiel und Rendsburg sei nicht nachvollziehbar, da eine kürzere Verbindung von Göhl über die Elbe in Betracht käme.

Weitere Konsultationsteilnehmer legen dar, die Ostküstenleitung sei unbedingt erforderlich. Sie müsse zur Integration des aus den Windenergieanlagen in Schleswig-Holstein gewonnenen Stroms bereits zu einem früheren Zeitpunkt, als im Netzentwicklungsplan derzeit bis 2021 geplant, realisiert werden. Es wird vorgeschlagen, für den notwendigen Transport der Windenergie die Projekte 71 und 72 als Starnetzmaßnahmen bis 2015 zu verwirklichen.

Es wird eingewendet, der Übertragungsnetzbetreiber TenneT sei bei der Planung von falschen Leistungsdaten ausgegangen.

Es wird angeregt, dass neue Technologien - insbesondere Erdverkabelung - in Erwägung gezogen werden. Auch die Verwendung von Erd- oder Seekabeln - teilweise in HGÜ-Technologie - sei eine zu prüfende Alternative. Es wird geltend gemacht, die touristisch geprägten Bereiche seien von der Trassenplanung auszunehmen.

Projekt 72: Göhl - Kaltenkirchen

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Inbetriebnahme zu spät geplant sei. Es bestehe bereits jetzt ein Netzengpass in Schleswig-Holstein. Mehrere andere Konsultationsteilnehmer vertreten die Auffassung, dass die geplante Fläche in Kaltenkirchen für ein Umspannwerk zu klein sei, dies habe TenneT bereits bestätigt, so einige Konsultationsteilnehmer. Andere Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass für die Fläche eine Flächenausweisung für Windenergieanlage geplant sei. Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern die bestehenden Trasse zunächst zu verstärken, bevor der geplante Neubau der Maßnahme 50 umgesetzt wird. Manche Konsultationsteilnehmer regen an, die geplant Freileitung als Erdverkabelung zu verlegen. Es wird darauf hingewiesen, dass der Bedarf für die Maßnahme nicht aus den Unterlagen zu entnehmen sei. Ein anderer bittet darum zu prüfen, ob ein Verzicht auf die (n-1)-Sicherheit eine der geplanten Trassen (P71 oder P72) überflüssig mache. Die Integrierung einer 110 kV-Leitung durch die Gemeinde Scharbeutz in die neue Trasse, wird von Konsultationsteilnehmern gefordert.

Verschiedene Konsultationsteilnehmer fordern eine genaue Prüfung der Trassenverläufe, um z. B. die Ortschaften nicht zu stark zu beeinträchtigen.

Maßnahme 48: Göhl – Siems

Es wird eine genaue Prüfung der Trassenverläufe gefordert, um z. B. die Ortschaften nicht zu stark zu beeinträchtigen.

Maßnahme 49: Siems – Lübeck

Einige Konsultationsteilnehmer fordern eine genaue Prüfung der Trassenverläufe, um z. B. die Ortschaften nicht zu stark zu beeinträchtigen.

Maßnahme 50: Lübeck – Kaltenkirchen

Manche Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass ein Umspannwerk mit Konverteranlage in Kaltenkirchen nicht notwendig sei. Andere Konsultationsteilnehmer befürchten, dass falsche Annahmen in die Netzberechnung eingegangen seien, da z. B. weniger Windenergieanlagen geplant

seien als ursprünglich angenommen, bzw. dass Änderungen durch die EEG-Novelle zu erwarten seien.

Viele Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass in der Planung keine Schaltanlage in Kaltenkirchen vorgesehen sei. TenneT habe bereits im Juli 2012 öffentlich erklärt, kein Umspannungswerk in Kaltenkirchen zu platzieren, dies sei erst im 2. Entwurf des Netzentwicklungsplans geändert worden. Mehrere andere Konsultationsteilnehmer vertreten die Auffassung, dass die geplante Fläche in Kaltenkirchen für ein Umspannwerk zu klein sei, auch dies habe TenneT bereits bestätigt, so einige Konsultationsteilnehmer.

Einige Konsultationsteilnehmer führen an, in Kaltenkirchen befände sich keine geeignete Fläche für ein Umspannwerk, daher sollte auch die Bezeichnung "Kaltenkirchen" aus dem Netzentwicklungsplan entfernt und durch "Hamburg-Nord" ersetzt werden.

Es wird darüber hinaus bezweifelt, dass die Kapazitäten in Büttel überschritten würden. Aus diesen Gründen bestehe kein Bedarf für diese Maßnahme. Manche Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Maßnahme deutlich überdimensioniert sei.

Ein Konsultationsteilnehmer wendet sich allgemein gegen die Planung von Umspannwerken und Leitungen, da die Bundesregierung noch kein schlüssiges Konzept für eine zukünftige Energieversorgung vorgelegt habe. Zudem sei das NOVA-Prinzip anzuwenden, wonach die Maßnahme 50 Lübeck-Hamburg und Maßnahme 68 Itzehoe-Hamburg-Nord zu erweitern und dadurch Kaltenkirchen auszusparen sei. Dabei solle der Anfangs- bzw. Endpunkt in Hamburg-Nord belassen werden.

Mehrere Konsultationsteilnehmer bemängeln, die Angaben des ÜNB TenneT TSO bezüglich der Bedarfsgerechtigkeit der vorhandenen Netzstruktur in Schleswig-Holstein würden nicht mit den Auskünften der Bundesnetzagentur übereinstimmen. Der geplante Leitungsbau für die Annahmen des Szenarios sei deutlich überdimensioniert. Beide Netzausbaumaßnahmen seien zudem durch Freileitungs-Monitoring zu vermeiden.

Die Konsultationsteilnehmer bringen weiterhin vor, eine Höchstspannungsleitung durch das Gewerbegebiet Henstedt-Ulzburg beeinträchtige die

Entwicklungsmöglichkeit der Gemeinde. Zudem seien die Veränderungen folgender Umstände zu berücksichtigen:

In der Region Kreis Segeberg seien entgegen der ursprünglichen Planung nur wenige neue Windenergieanlagen geplant, außerdem seien viele Projekte durch Bürgerentscheide abgelehnt worden.

Die erwarteten Strommengen seien keine ausreichende Rechtfertigung für 380 kV-Leitungen. Die Rechtfertigung der Trasse dürfe nicht mit Argumenten erfolgen, die bislang noch nicht vorgebracht worden seien.

Mehrere Konsultationsteilnehmer bezweifeln den Bau der Offshore-Anlagen und Offshore-Windparks an der Westküste in dem geplanten Umfang, da dies sehr kostenintensiv sei. Zudem sei die Nachfrage nicht gesichert, da in Baden-Württemberg und in Bayern derzeit diverse Windparks geplant seien.

Projekt 73: Brunsbüttel - Kaltenkirchen

Maßnahme 68: Itzehoe – Kaltenkirchen

Manche Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Inbetriebnahme zu spät geplant sei, es bestehe bereits jetzt ein Netzengpass in Schleswig-Holstein. Andere Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass für die Fläche eine Flächenausweisung für Windenergieanlage geplant sei. Mehrere Konsultationsteilnehmer fordern die bestehenden Trasse zunächst zu verstärken, bevor der geplante Neubau der Maßnahme 68 umgesetzt wird.

Einige Konsultationsteilnehmer verlangen konkret, die Maßnahme 50 Lübeck - Hamburg-Nord und die Maßnahme 68 Itzehoe - Hamburg-Nord im Bestand zu erweitern anstatt in Kaltenkirchen zu bauen, dies gebiete das NOVA-Prinzip.

Es wird bezweifelt, dass die in Büttel ankommenden Strommengen die dortigen Kapazitäten übersteigen und daher ein weiteres Umspannwerk gebaut werden müsse. Die Planungen vom 30.09.2011 hätten zudem keine 380 kV-Schaltanlagen im Raum Kaltenkirchen vorgesehen.

Manche Konsultationsteilnehmer wenden sich gegen die Planung von Umspannwerken und Leitungen, da die Bundesregierung noch kein schlüssiges Konzept für eine zukünftige Energieversorgung vorgelegt habe.

Mehrere Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, die Angaben des ÜNB TenneT TSO bezüglich der Bedarfsgerechtigkeit der vorhandenen Netzstruktur in Schleswig-Holstein würden nicht mit den Auskünften der Bundesnetzagentur übereinstimmen. Der geplante Leitungsbau für die Annahmen des Szenarios sei deutlich überdimensioniert. Beide Netzausbaumaßnahmen seien zudem durch Freileitungs-Monitoring zu vermeiden.

Die Konsultationsteilnehmer bringen weiterhin vor, eine Höchstspannungsleitung durch das Gewerbegebiet Henstedt-Ulzburg beeinträchtige die Entwicklungsmöglichkeit der Gemeinde. Zudem seien die Veränderungen folgender Umstände zu berücksichtigen:

In der Region Kreis Segeberg seien entgegen der ursprünglichen Planung nur wenige neue Windenergieanlagen geplant, außerdem wurden viele Projekte durch Bürgerentscheide abgelehnt.

Durch die Änderung des EEG werde sich die einzuspeisende und zu transportierende Strommenge wegen der reduzierten Einspeisevergütung verringern und somit den Leitungsneubau umdimensionieren, die 380 kV-Trasse sei dann nicht mehr zu rechtfertigen. Die erwarteten Strommengen seien keine ausreichende Rechtfertigung für 380 kV-Leitungen. Die Rechtfertigung der Trasse dürfe nicht mit Argumenten erfolgen, die bislang noch nicht vorgebracht worden seien.

Manche Konsultationsteilnehmer bezweifeln den Bau der Offshore-Anlagen und Offshore-Windparks an der Westküste in dem geplanten Umfang, da dies sehr kostenintensiv sei. Zudem sei die Nachfrage nicht gesichert, da in Baden-Württemberg und in Bayern derzeit diverse Windparks geplant seien.

2.2. Gesamtplanbetrachtung

Viele Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die dezentrale Stromerzeugung im Netzentwicklungsplan keine Berücksichtigung finden würde. Fachleute sprächen sich ebenfalls für eine dezentrale Stromerzeugung aus. Ebenfalls wird von vielen

darauf hingewiesen, dass Maßnahmen vernachlässigt werden, die zu einer Verminderung des Ausbaubedarfs beitragen, wie z. B. Speicherausbau, Lastmanagement, lastnahe Erzeugung, Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), das Abschneiden von Lastspitzen aus erneuerbaren Energien. Einige Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Erhöhung des Ausbaus der Windenergie in Bayern und die erhöhte Nachfrage nach Mini-Blockheizkraftwerken (BHKW) zu einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs führe, dies aber nicht ausreichend berücksichtigt sei. Es müsse klar erkennbar sein, welcher Teil des Ausbaubedarfs durch die Einspeisung Erneuerbarer Energien entstehe, und welcher auf die Einspeisung konventioneller Energien zurückgehe, so manche Teilnehmer der Konsultation. Es wird angemerkt, dass eine Priorisierung erfolgen müsse, damit Fehlplanungen vermieden werden können. Andere Konsultationsteilnehmer fordern eine genaue Erläuterung, welche Projekte im Rahmen eines Raumordnungsverfahrens und welche im Rahmen einer Bundesfachplanung weiter geplant werden. Einige Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass aufgrund unterschiedlicher Fehlplanungen und Fehlangaben nur "No-Regret"-Maßnahmen, die unumstritten sind, bestätigt werden sollten. Es wird kritisiert, dass nicht hinterfragt wurde, wie hoch der Ausbau an erneuerbaren Energien in Bayern sein müsse, damit keine Trassen mehr vom Norden in den Süden gebaut werden müssten. Einige Teilnehmer der Konsultation weisen darauf hin, dass der Entwurf des Netzentwicklungsplans nicht ausschließlich an den Zielen der Energiewende orientiert sei. Manche Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass die Ermittlung der Lastflüsse nicht nachvollziehbar und die Notwendigkeit der Trassen nicht ersichtlich sei. Andere Teilnehmer halten Puffer bei den Netzkapazitäten für erforderlich.

Durch Energieeinsparung und Energieeffizienzmaßnahmen werde sich der Netzausbaubedarf verringern. Die Netze seien nur soweit auszubauen, wie es nötig ist, merken einige Teilnehmer an. Es wird angemerkt, dass der Ausstieg aus der Kernenergie und der Netzausbau parallel hätten stattfinden müssen.

Die Erläuterungen im NEP seien zu stark in einer Fachsprache formuliert. Es müsse eine Methode entwickelt werden, um die Zusammenhänge allgemein verständlich darzustellen. Andere Teilnehmer der Konsultation haben die Sorge, dass die Einwendungen der Bürgerinnen und Bürger nicht ernst genommen

werden, und nur am Rande Beachtung finden. Weitere Teilnehmer sind der Ansicht, dass eine erneute Laufzeitverlängerung für Kernkraft bevorstehe und so der Netzausbau überflüssig werde.

Einige Konsultationsteilnehmer merken an, dass der Netzausbau überflüssig sei, weil Atomstromkapazitäten zur Verfügung stünden oder die bestehenden Netze ausreichend seien.

Positiv wird an den dem Netzentwicklungsplan gesehen, dass er gut aufgebaut sei sowie eine gute Gesamtübersicht enthalte, und dass das NOVA-Prinzip berücksichtigt wurde. Auch die Aufführung aller Neubauprojekte mit geplanter Inbetriebnahme und den Leitungslängen sei vorteilhaft.

Durch den Zeitmangel bei der Erstellung des NEP seien aber detaillierte Betrachtungen nicht weiter optimiert worden. Andere bemängeln die fehlenden Wahrscheinlichkeitsberechnungen oder die fehlenden Sensitivitätsberechnungen der Maßnahmen.

Manche Teilnehmer führen an, dass nicht eindeutig ersichtlich sei, welche technischen Anlagen in der Bedarfsfeststellung des NEP enthalten seien.

Es wird angeregt, dass alte Kraftwerksstandorte beim Netzausbau eine neue Verwendung finden könnten.

Manche Teilnehmer weisen darauf hin, dass der Netzentwicklungsplan nicht die 110 kV-Ebene berücksichtigt. Eine bessere Abstimmung zwischen diesen Ebenen sei notwendig, da es Auswirkungen auf die jeweils andere Ebenen gebe, so einige Teilnehmer. Eine Berücksichtigung der Verteilnetzebene sei daher erforderlich. Es wird eine engere Zusammenarbeit zwischen Deutschland und den Nachbarländern angeregt.

Es wird darauf hingewiesen, dass bereits heute ein Bedarf bestehe, den Strom aus dem Norden abzuführen. Die Inbetriebnahme der Hochspannungsleitung müsse so schnell wie möglich erfolgen. Es wird ein Optimierungsprozess angeregt, um die Geschwindigkeit der Energiewende und den Ausbau der erneuerbaren Energie anzupassen. Manche Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung (SUP) nicht in den NEP eingeflossen seien. Weitere Teilnehmer schlagen vor, die geänderten Passagen zu kennzeichnen, um die Nachvollziehbarkeit der Änderungen zu erhöhen.

2.2.1. Verwendung/Umfang HGÜ

In den eingegangenen Einwendungen wird vermehrt darauf hingewiesen, dass durch den hohen erforderlichen Übertragungsbedarf die Anwendung der HGÜ-Technologie zwingend geboten scheint. Diese Projekte seien vorrangig umzusetzen. Der Umfang der Verwendung der Technologie wird teilweise hinterfragt, besonders vor dem Hintergrund der geringen Praxiserfahrung mit der Technologie. Es wird in diesem Zusammenhang geltend gemacht, dass noch erheblicher Forschungs- und Weiterentwicklungsbedarf bestünde, bevor die HGÜ-Technik tatsächlich eingesetzt werden könnte. Gutachten sollten zur Bewertung des Umfangs der Technologie hinzugezogen werden. Eine Überdimensionierung sollte auch vor dem Hintergrund hoher Fehlinvestitionen vermieden werden. Hier gibt es auch die Forderung, dass mindestens 500 kV- oder 1000 kV-Gleichspannung als Nennspannung vorzuschreiben seien. An anderer Stelle wird hinterfragt, ob der Schwerpunkt bei den massiven Offshore-Windkraft-Plänen gerechtfertigt sei, oder ob es hierzu nicht doch Alternativen gäbe. Manche Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass drei der vier HGÜ Korridore zum Abtransport der Offshore-Leistung notwendig seien. Der vierte Korridor (Korridor D) diene hingegen lediglich dem Weiterbetrieb sowie dem Neubau von Kohlekraftwerken.

Demgegenüber geht aus anderen Stellungnahmen hervor, dass die Notwendigkeit der im NEP 2012 dargestellten vier Höchstspannungsgleichstromleitungen nicht erkennbar sei. Es wird befürchtet, dass die Notwendigkeit von den ÜNB vorgegeben wurde.

Weiterhin sei nicht ersichtlich, wie sensitiv die Belastungen der vier Korridore bei Änderungen der Offshore-Windenergie bzw. geändertem Windenergie-Ausbau im Süden Deutschlands seien. Dies lasse eine Bewertung der Notwendigkeit aller vier Korridore derzeit nicht zu. Alternativszenarien mit erhöhtem Einsatz der AC-Technologien seien zur Begründung der Notwendigkeit zu betrachten. Ein weiteres in den Stellungnahmen vorgebrachtes Anliegen ist, dass keine voreiligen Vorfestlegungen bei der Wahl der Technologien wie auch des Ausbaubedarfs zu treffen sei. Die Bundesnetzagentur wird dazu aufgefordert, Technologien und Projekte noch sorgfältiger zu untersuchen, und einer Erprobung hohe Priorität einzuräumen, bevor Entscheidungen von derartiger Tragweite getroffen werden.

An anderer Stelle wird darauf hingewiesen, dass die im Begleitdokument zu findende Aussage "Die Existenz der vier HGÜ-Korridore wird als gegeben vorausgesetzt" nicht hinnehmbar sei. Weiterhin wird angemerkt, dass ganz Deutschland von der geplanten Stromführung profitieren werde. Daher solle auch die Belastung gleichmäßig verteilt werden, wodurch sich ebenfalls die jeweilige örtliche Belastung reduziere. Es wird die Ansicht vertreten, dass die Leistung der Offshore-Windkraft direkt mittels Gleichstrom abzuführen und auf die zwischengelagerte Umwandlung in Drehstrom zu verzichten sei. Auch wird der Vorschlag gemacht, vorzugsweise bestehende Drehstromleitungen auf HGÜ-Technologie umzurüsten, um den erforderlichen Übertragungsbedarf zu realisieren.

Es wird darauf hingewiesen, dass die im NEP dargestellte Höchstspannungsgleichstromübertragung mit VSC-Technologie nicht Stand der Technik sei. Für das künftige Stromnetz solle die Drehstromübertragung weiter ausgebaut werden, da der Bau von Leitungen und Kompensationsanlagen kurzfristig erfolgen könne und kostengünstiger sei. Es wird vorgeschlagen, einen der vier Korridore als Pilotanlage zu errichten.

Manche Stellungnehmer weisen auf eine erhöhte Gefahr von großflächigen Stromausfällen hin. Diese würden aus dem konzentrierten Stromtransport über vier Korridore resultieren. Aus dem genannten Grund seien HGÜ-Erdverkabelungen vorzuziehen.

Nach manchen Konsultationsteilnehmern handelt es bei einer Bestätigung der HGÜ-Korridore um eine Vorfestlegung auf die HGÜ-Übertragungstechnik, deren vorteilhafte Verwendung gegenüber herkömmlicher Technologien aus dem Dokument nicht hervorgehe. Die HGÜ-Overlaynetzstruktur wird in Frage gestellt, da damit keinerlei Vermaschung des Energienetzes erfolgen werde. Insbesondere in Süddeutschland sei dies wenig schlüssig, da die Endpunkte der Trassen dort räumlich nah beieinander liegen.

Hinsichtlich der Transparenz solle im NEP ersichtlich sein, bei welchen Korridoren es sich um Parallelführungen von Leitungen handele, und wie vielen Kilometern dies entspräche. Des Weiteren sei eine Zusammenfassung der geplanten vier HGÜ-Korridore zu weniger Korridoren als Möglichkeit zu nennen.

2.2.2. Verwendung/Umfang AC

Im Rahmen der Konsultation wurden verschiedene Lösungen zur Trassenertüchtigung im bestehenden 380 kV-Wechselstromnetz aufgeführt. Folglich seien Leitungen mit höher belastbaren Materialien für höhere Betriebstemperaturen zu verwenden. Die vorhandenen Trassen sollen daher für höhere Spannungen umgebaut werden, z. B. von 110 kV/50 Hz auf 380 kV/50 Hz.

In Bezug auf die Nieder- und Mittelspannungsleitungen wurde angemerkt, dass nach wie vor Trassen mit 6 oder 10 kV/50 Hz. verwendet würden, die Energie verschwendend seien.

Viele Konsultationsteilnehmer befürchten die Schaffung von möglicherweise überdimensionierten Infrastrukturen, der man ohne vorherige Alternativenbetrachtung nicht begegnen könne.

2.2.3. Technische Alternativen zum Netzentwicklungsplan 2012

Im Rahmen der Alternativenbetrachtung wurde ein Konzept mit muffenlosen Vollverkabelungen vorgestellt. Weitere Teilnehmer tragen vor, dass die Auswahl des Leitszenarios B 2022, auf der die Bedarfsfeststellung beruht, unter sachgerechter Abwägung mit den weiteren Szenarien des Szenariorahmens als Alternativenprüfung erfolgen solle.

2.2.4. Andere Übertragungstechnologien

Es wird darauf hingewiesen, dass insbesondere Optionen für die künftige Sicherung des Stromtransports die Bereitschaft erhöhen würden, in unmittelbarer Nähe der geplanten Trasse auch neuere Technologien seitens der Bundesnetzagentur zuzulassen. Hierbei sei für sämtliche Varianten die technische Machbarkeit transparenter zu prüfen und die etwaigen Kosten wie auch Einflüsse auf Mensch und Natur genauestens abzuwägen. Damit sei am Ende ein mehrheitlich tragbarer Konsens zu erreichen.

Im Rahmen der Konsultation machen Stellungnehmer geltend, dass der Netzausbau, insbesondere der Bau von Freileitungen, bereits in früher

Planungsphase auf Widerstand der Bevölkerung stoßen würde. Er sei nur mit einer umfangreichen Alternativenprüfung zu begegnen, die ebenfalls eine Prüfung der Erdkabeltechnik beinhalte. Auch die Verwendung von Seekabeln, wie etwa durch die Hohwacher Bucht in die Kieler Förde, müsse als Alternative geprüft werden, da die Technik bereits im Öresundkabel und zwischen Spanien und Marokko auf der 380 kV-Ebene angewandt wurde. Die anfänglich hohen Investitionskosten stünden höheren Verlusten und Unterhaltungskosten von Freileitungen gegenüber. Mehrere Stellungnehmer schlagen vor, für den Netzausbau nicht Höchstspannungsgleichstromtechnologie anzuwenden, sondern das bestehende Bahnstromnetz zu nutzen. Neue Leitungen seien demnach mit einer Frequenz $16 \frac{2}{3}$ Hz zu betreiben und mit dem Bahnstromnetz zu vermaschen. Offshore-Windenergieanlagen (WEA) müssten dann mit einer anderen Frequenz Strom erzeugen. Des Weiteren sei es im Gegensatz zum Gleichstrom möglich, Leitungen mit Abzweigungen für den Stromtransport zu planen.

2.2.5. Punktepaare

Einige Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass mit Entscheidungen hinsichtlich bestimmter Punktepaare, Räume für die Prüfung alternativer Trassenführungen ausgeschlossen und mit einer Alternativlosigkeit begründet seien. Vielen Teilnehmern erschließt sich nicht, welche räumlichen Alternativen zur Planung in siedlungsnahen Gebieten und anderen naturschutzfachlich wertvollen Flächen geprüft wurden, und auf welche Abwägung hin diese verworfen worden seien. Sie sind der Auffassung, dass Bündelungsmöglichkeiten nicht allein ausschlaggebend für die Netzplanung sein dürfen und fordern, dass Alternativen zu den Ausbauszenarien des NEP 2012 zu berücksichtigen und zu veröffentlichen seien.

2.3. Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG

2.3.1. Zeitplan für alle Netzausbaumaßnahmen

Unter dem Stichwort der Konsistenz und Harmonisierung bringen Konsultationsteilnehmer vor, dass es sinnvoll sei, die voraussichtlichen Fertigstellungstermine aus dem Netzentwicklungsplan für das Startnetz mit dem

von der Bundesnetzagentur durchgeführten EnLAG-Monitoring abzugleichen. Die Zuordnung der Inbetriebnahmedaten zu einzelnen konkreten Projekten trage deutlich zur Übersicht bei, so manche Konsultationsteilnehmer. Es wird jedoch angemerkt, dass bei dem Inbetriebnahmejahr nicht ersichtlich sei, ob die Maßnahmen mit dem Inbetriebnahmejahren 2011 und 2012 bereits abgeschlossen sind seien, oder nicht. Eine Differenzierung sei hier wünschenswert. Viele Konsultationsteilnehmer Stellungnahmen zum Zeitplan geben an, dass dieser Zeitplan nicht nachvollziehbar sei und keine Priorisierung zur Ermittlung der vordringlichen Projekte enthalte. Dies spiele, so verschiedene Konsultationsteilnehmer, ebenfalls eine entscheidende Rolle für den Bundesbedarfsplan. Der Zeitplan bis zum Bundesbedarfsplan sei sehr knapp bemessen, es müsse nach Aussage mancher Konsultationsteilnehmer sichergestellt sein, dass die Beteiligungen aus den Konsultationen berücksichtigt seien. Einige Konsultationsteilnehmer erachten eine Staffelung des Bedarfs nach Jahren für sinnvoll. Es wird angeregt, an, den jährlichen Turnus auf zwei Jahre zu erweitern.

2.3.2. Pilotprojekte für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernungen

Mehrere Stellungnehmer unterstützen die Erprobung neuer Übertragungstechnologien wie beispielsweise die HGÜ in Pilotprojekten, da diese keine elektrischen Felder erzeugen und einen verlustärmeren Stromtransport auf große Distanzen ermöglichen. Jedoch wird ergänzt, dass die angestrebte VSC-HGÜ Technik lediglich in einem Pilotprojekt getestet werden sollte, da diese weltweit nicht praxiserprobt sei.

In diesem Zusammenhang wird zudem darauf verwiesen, dass auch höhere Spannungsebenen für den Transport über große Entfernungen zu prüfen seien.

Eine weitere Stellungnahme gibt an, dass der Einfluss auf Mensch und Tier im Umgebungsbereich von extrem hoher Gleichspannung erst ansatzweise untersucht wurde. Daher sollte mit einem Einsatz dieser Technik noch gewartet werden bis belastbare Aussagen vorhanden seien. Dem Vorsorgeprinzip gelte oberste Priorität.

Nach einigen Stellungnehmern ist die genaue Ausgestaltung des Einsatzes der HGÜ-Technologie eine Frage der Systemstabilität, des Eingriffs in die Umwelt, der Kosten sowie der gesetzlichen Rahmenbedingungen und ergibt sich im jeweiligen Genehmigungsverfahren.

Angeregt wird zudem eine Überprüfung einer 750 kV-HGÜ-Freileitung, um die Anzahl der Trassen zu minimieren.

In anderen Einwendungen wird darauf hingewiesen, dass durch den erforderlichen, hohen Übertragungsbedarf die Anwendung der HGÜ-Technologie zwingend geboten scheint. Diese Projekte seien vorrangig umzusetzen. Ein weiteres in den Stellungnahmen vorgebrachtes Anliegen ist, keine voreiligen Vorfestlegungen bei der Wahl der Technologien wie auch des Ausbaubedarfs zu treffen. Die Bundesnetzagentur wird aufgefordert, Technologien und Projekte noch sorgfältiger zu untersuchen, und einer Erprobung hohe Priorität einzuräumen, bevor Entscheidungen von derartiger Tragweite getroffen werden. An anderer Stelle wird darauf hingewiesen, die im Begleitdokument zu findende Aussage "Die Existenz der vier HGÜ-Korridore wird als gegeben vorausgesetzt" sei nicht hinnehmbar. In derselben Stellungnahme wird angemerkt, dass ganz Deutschland von der geplanten Stromführung profitieren werde, daher solle auch die Belastung gleichmäßig verteilt werden, dadurch würde die jeweilige örtliche Belastung reduziert werden. Auch wird in einer Stellungnahme die Ansicht vertreten, die Leistung der Offshore-Windkraft direkt mittels Gleichstrom abzuführen und auf die zwischengelagerte Umwandlung in Drehstrom zu verzichten. Auch wird der Vorschlag gemacht, vorzugsweise bestehende Drehstromleitungen zu HGÜ umzurüsten, um den erforderlichen Übertragungsbedarf zu realisieren.

In einigen Stellungnahmen wird die Konvertertechnologie der HGÜ als nicht ausgereift angesehen, von anderen wird darauf aufmerksam gemacht, dass lediglich Punkt-zu-Punkt-Verbindungen und kein vermaschtes Overlaynetz betrachtet wurden. Dieser Aspekt wird im Besonderen noch einmal aufgegriffen, da bei den geplanten Punkt-zu-Punkt-Verbindungen keine Mehrpunktfähigkeit (mehr als zwei Ein- und Ausspeisepunkte) möglich sind. Daher hätte z. B. das Land Niedersachsen keinen Nutzen durch die geplanten HGÜ-Verbindungen. Des Weiteren wird auf die fehlenden Erfahrungen zum Betrieb der HGÜ als

Freileitungen verwiesen. Hier wird insbesondere die Thematik der Raumladungswolken angesprochen.

In zahlreichen Stellungnahmen wird der Bau von HGÜ-Leitungen als Erdkabel gefordert und darauf verwiesen, dass diese in anderen Europäischen Ländern bereits Anwendung fänden.

In mehreren der Stellungnahmen wird ein forcierter Einsatz der innovativen HGÜ-Technologie gefordert, da diese, anders als die Wechselstromleitungen, eine große Menge norddeutschen Offshore-Windstroms über weite Distanzen fast verlustfrei in die Verbrauchszentren in Süd- und Westdeutschland transportieren könnten. Daher stellen die neuen HGÜ-Trassen das Kernstück des NEP und den Grundpfeiler der künftigen Netzinfrastruktur dar, um den Ausbau der erneuerbaren Energien fahrplangemäß voranschreiten zu lassen.

Einige Stellungnehmer begrüßten den Ausbau und den Einsatz der HGÜ-Technik, da diese keine elektrischen Felder verursachen und einen verlustärmeren Stromtransport über große Distanzen ermögliche. Zusätzlich würde dies laut verschiedener Stellungnehmer die Attraktivität des Energiesektors steigern und damit die wirtschaftliche Entwicklung Deutschlands stützen.

Des Weiteren wird die Frage aufgeworfen, ob durch die Verwendung höherer Spannungsebenen, der Ausbaubedarf bei den HGÜ-Trassen reduziert werden könne. Zahlreiche Stellungnehmer äußern zudem Bedenken ob alle vier HGÜ-Trassen benötigt würden. Dies dürfe nicht voreilig entschieden werden, sondern müsse auch nach einer Abwägung mit wissenschaftlicher Begleitung erfolgen.

Laut mancher Konsultationsteilnehmer werde in Veröffentlichungen beschrieben, dass HGÜ-Strecken erst ab einer Länge von 600 km energetisch und wirtschaftlich sinnvoll einsetzbar seien.

Speziell zur Verwendung der HGÜ-VSC fordern manche Stellungnehmer, dass zunächst eine Trasse als Pilotprojekt definiert werde.

Nach einigen Stellungnahmen sollte erst in weiteren Planungsstufen eine Festlegung auf eine bestimmte Übertragungstechnik (AC oder DC) erfolgen. Diese frühe Festlegung auf eine Übertragungstechnologie führe nach einer Stellungnahme dazu, dass keine gerichtlichen Einwendungen zum Verfahren mehr möglich seien.

Einige Stellungnehmer begrüßen ausdrücklich den Einsatz der ausgewählten VSC-HGÜ-Technologie. Damit werden dem bestehenden Übertragungsnetz effiziente und steuerbare Netzelemente hinzugefügt. Mit diesen HGÜ-Verbindungen sei es nicht nur möglich, das bestehende Drehstromnetz zu entlasten, sondern auch seine Spannung zu stützen und so Netzverluste zu senken. Durch die dynamische Weiterentwicklung speziell der VSC-HGÜ sei auch in den nächsten Jahren eine stetige Leistungssteigerung und weitere Verlustminimierung zu erwarten. An anderer Stelle wird darauf hingewiesen, dass diese Technologie derzeit nur für Leistungen bis ca. 1,2 GW realisierbar sei. Auch wird darauf verwiesen, dass es bisher lediglich ein größeres Projekt in VSC-HGÜ als Freileitungsstrecke gäbe (Caprivi Link: 950 km; 300 MW; 350 kV). An gleicher Stelle wird auch das derzeit größte Landverkabelungsprojekt in VSC-HGÜ erwähnt (Murraylink: 167 km; 220 MW; +/- 150 kV). Zum jetzigen Zeitpunkt seien im Netzentwicklungsplan jedoch keine Aussagen hinsichtlich der Eignung spezifischer Schaltungstopologien, beispielsweise Halbbrücke oder Vollbrücke, zu treffen, da sonst technologische Entwicklungen eingeschränkt und leistungsfähige Lösungen nicht mit dem entsprechenden Fokus weiter gefördert würden.

Nach einer Stellungnahme sollte im NEP ein Alternativszenario ergänzt werden, bei dem ein Großteil der HGÜ-Verbindungen durch Drehstromleitungen und Blindleistungskompensationsanlagen ersetzt werden.

Die entwickelte HGÜ-Overlaynetzstruktur überrasche insofern, da hier keinerlei Vermaschung erfolgt (lediglich über das untergelagerte AC-Netz). Die Gründe, warum diese Vermaschung nicht für sinnvoll erachtet wird, sollten dargestellt werden. Im Grundsatz sei davon auszugehen, dass die verfügbare HGÜ-Technologie inkl. Leistungsschaltern in 2022/2032 eine Vermaschung ermögliche, und dadurch das Overlaynetz deutlich effizienter zur Netzentlastung des untergelagerten AC-Netzes beitragen würde. In der Dokumentation sei auch darzustellen, wie Interkonnektoren mittels HGÜ-Technologie, wie z. B. aus Belgien bzw. Skandinavien, Berücksichtigung finden.

In einer weiteren Stellungnahme wird der Einsatz höherer Gleichspannungen von 750 kV vorgeschlagen. Hierdurch könnte auf jeder DC-Strecke eine größere Leistung übertragen werden und so ließen sich insgesamt womöglich Trassenkilometer sparen.

Einige Stellungnehmer geben an, dass die Systemverantwortlichkeit für das HGÜ-Overlaynetz bislang offen sei. Daher sei eine kurzfristig Klärung - ggf. auch auf europäischer Ebene - erforderlich.

Andere Stellungnehmer sind der Meinung, dass HGÜ-Korridore nicht gesetzlich festgelegt werden sollen. Es wird befürchtet, dass dadurch die technischen Entwicklungsmöglichkeiten und die Schaffung dezentraler Erzeugungsstrukturen eingeschränkt werden.

2.3.3. Pilotprojekte zum Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen

Im Rahmen der Konsultation wird bemängelt, dass der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen (HTLS) nicht genügend betrachtet wurde.

Weiterhin kritisieren Stellungnehmer, dass Pilotstrecken mit Hochtemperaturleiterseilen nicht genügend im NEP enthalten seien. Durch die Ertüchtigung einer HTLS-Beseilung von 110 kV- bzw. 220 kV-Netzen könnte der Leitungsneubaubedarf erheblich reduziert werden.

Aus den Stellungnahmen ging hervor, dass die HTLS-Technologie als ein Werkzeug für die beschleunigte Netzertüchtigung anzusehen sei. Verschiedene Konsultationsteilnehmer verweisen darauf, dass der aktuelle Netzentwicklungsplan jedoch keine Rückschlüsse hinsichtlich exakter Bedarfsflüsse und Lastflusszeitpunkte, Volatilität sowie Quantität der benötigten Erhöhung der Übertragungsfähigkeit zulasse. Daher wurde hierzu angemerkt, dass bei ca. einem Viertel der Projekte eine intensive Prüfung hinsichtlich HTLS ratsam sei.

2.3.4. Angaben über die zu verwendende Übertragungstechnologie

Manche Teilnehmer vertreten die Ansicht, dass die Zuverlässigkeit des deutschen Übertragungsnetzes nur mit Freileitungen gewährleistet werden könne, da Erdverkabelungen zu lange Reparaturzeiten in Anspruch nehmen würden, und somit die Versorgungssicherheit nicht gewährleistet werden könne. Ein Teil der Teilnehmer spricht sich gegen den Ausbau des Übertragungsnetzes über AC aus und fordert eine Prüfung von Ausbauvarianten mit einem anschließenden Wechsel

der Übertragungstechnologie. Andere Teilnehmer merken an, dass eine zusätzliche AC-Ebene von 550 kV für nicht sinnvoll erachtet wird.

2.4. Nachvollziehbare Modellierung

2.4.1. Datengrundlage:

Konsultationsteilnehmer merken an, dass die Zahlen der Bundesländer zum Szenariorahmen den Zeitpunkt der Erforderlichkeit der Maßnahmen beeinflussen und somit erneut zu prüfen seien.

Die Einbeziehung von Entwicklungsplanungen der Länder halten verschiedene Teilnehmer für erforderlich, ebenso wie ein anderer die Berücksichtigung der europäischen Richtlinien fordert.

Sowohl bei den Startnetzmaßnahmen als auch bei den Ergebnismaßnahmen fehlen Angaben zu technischen Eigenschaften, so Teilnehmer der Konsultation.

Bei den Verstärkungsmaßnahmen fehle bei einigen Maßnahmen die Form, in der die Verstärkung stattfinden soll.

Es sei nicht ausreichend dargestellt, warum in einem Szenario eines reduzierten Stromverbrauchs keine Reduzierung des Netzausbaus erfolgt.

Der aktuelle Netzentwicklungsplan ließe jedoch keine Rückschlüsse hinsichtlich exakter Bedarfsflüsse und Lastflusszeitpunkte, Volatilität sowie Quantität der benötigten Erhöhung der Übertragungsfähigkeit zu.

Es werde nicht berücksichtigt, dass sich der Stromverbrauch in den nächsten Jahren reduzieren wird, und somit ein Netzausbau nicht mehr nötig sei. Andere Teilnehmer weisen darauf hin, dass bspw. durch Elektromobilität der Stromverbrauch in den nächsten Jahren steigen werde, was im NEP berücksichtigt werden sollte.

Daten, die für eine Analyse von Lastflüssen benötigt würden, werden nicht veröffentlicht. Daher sei die Höhe des Ausbaus nicht nachvollziehbar und überdimensioniert.

Manche Teilnehmer bemängeln, dass die Netzanbindung zu den Nachbarländern nicht nachvollziehbar sei und dies zur Folge hätte, dass die Dimension des Netzausbaus unrealistisch sei.

Manche Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass es bisher kein Konzept gibt, dass alle Interessengruppen einbeziehe. Ebenfalls sei nicht bekannt, welche Energiemenge eingespart werden solle. Somit sei es auch nicht möglich, eine Planung über den Bedarf der nächsten Jahre zu erstellen.

Gesamte Datenbasis sei unklar und nicht nachvollziehbar.

Das Basisjahr für die Ermittlung der Windstromerzeugung sei besonders windreich gewesen. Daher sei die Prognose sehr hoch.

Es wird gefordert, dass das Gutachten der TU Graz veröffentlicht werden solle.

Der Netzausbau sei von den ÜNB entworfen, das sehen einige Teilnehmer sehr kritisch, da die ÜNB in eigenem wirtschaftlichem Interesse handeln.

2.4.2. Eingangsparameter und Methodik

Im Rahmen der Stellungnahmen werden die angenommenen Werte für die erneuerbare Energieerzeugung durch Wind, Photovoltaik, Biomasse und Laufwasser in Sachsen kritisiert. Allerdings hätten die Abweichungen aufgrund der Größenordnung im Ergebnisse keinen Einfluss auf die Richtigkeit der Netzplanung.

Es wird bemängelt, dass qualitative und quantitative Aussagen zur Systemrelevanz von Großkraftwerken fehlten. Zudem fehlten konkrete Aussagen zu spezifischen statischen und dynamischen Spannungshaltungsproblemen, die für eine Auswahl geeigneter Kompensationsanlagen notwendig seien.

In einer Stellungnahme wird angemerkt, dass die im NEP angenommenen Energieaustauschmengen mit den Europäischen Nachbarstaaten Frankreich, Schweiz und Österreich als möglicherweise zu gering ausfallen.

In mehreren Stellungnahmen wird angemerkt, dass es im NEP 2012 an einer Auseinandersetzung mit den für 2022 und 2032 möglichen Systemoptimierungspotenzialen zum geregelten Netzbetrieb fehle. Zu den Potenzialen zählen, die bisher nicht mögliche Steuerung der Standorte

konventioneller Kraftwerke und zukünftiger Speicher, die Fahrweise von neuen und bereits verfügbaren Speichern, den gezielten Einsatz von Lastmanagementpotenzialen sowie ein sinnvolles Redispatch. Diese Einflussfaktoren würden nicht qualitativ oder quantitativ im NEP 2012 bewertet. Es wird gefordert, darzustellen, an wie vielen Tagen und Stunden im Jahr der Verbrauch im Bereich der Jahreshöchstlast entspricht, und in wie weit ein Optimierungspotenzial zu einer Reduzierung des Netzausbaus beitragen könne. Maßgebende Netznutzungsfälle, für die das Netz maximal ausgelegt werde, seien zu charakterisieren und anzugeben. Außerdem wird seitens verschiedener Stellungnehmer gefordert, eine Netzanalyse mit einem reduzierten Verbrauch und einer damit verbundenen kleineren Jahreshöchstlast zu berechnen. Es fehle im NEP 2012 weiterhin eine plausible und detaillierte Begründung der angeblich ausbleibenden Auswirkungen von Einsparpotenzial auf den Netzausbaubedarf. Aussagen über Auswirkungen auf die 220 kV-Ebene seien vorzunehmen.

Zudem fordern manche Teilnehmer der Konsultation eine vertiefte Prüfung bei der Beurteilung der Notwendigkeit der Einzelmaßnahmen. So sei für diejenige Stunde, in der ein Engpass und damit einhergehend die Notwendigkeit einer Maßnahme identifiziert wurde, die Minderung der Übertragungsleistung zu ermitteln, mit der ohne das Projekt die (n-1)-Sicherheit gewährleistet bliebe. Darüber hinaus seien zur Entscheidungsfindung die Mehrkosten zu bestimmen, die durch das Abweichen von der günstigsten Erzeugungsstruktur entstünden.

In einer Stellungnahme wird bemängelt, dass die Angabe der Leistung für konventionelle must-run-Kapazitäten bei der Strommarktmodellierung fehle.

Mehrere Stellungnahmen gingen zum Thema der verwendeten Wetterdaten ein. Es wird u. a. vorgeschlagen, dass die Berechnungen zur Netzanalyse zusätzlich Wetterdaten eines durchschnittlichen Windjahres mit einbeziehen. Es wird außerdem hinterfragt, ob die Daten eines Wetterjahres als repräsentativ eingestuft werden können.

Des Weiteren wird vorgetragen, dass die maximale Einspeisung von Onshore-WEA mit 92 % der installierten Leistung als zu hoch angenommen und womöglich keine Abschaltung bei hohen Windstärken berücksichtigt sei. Es wird darauf hingewiesen, dass die Wetterdaten nicht an allen Standorten der WEA als gleich anzunehmen seien.

Auch die angenommenen Daten der Windenergieeinspeisung bei Offshore-WEA werden hinterfragt. Diese seien mit 97 % als zu hoch angenommen.

Manche Konsultationsteilnehmer bemängeln, dass marktbezogene präventive oder kurative Eingriffe in den Netzbetrieb wie Redispatch, Einspeisemanagement von EEG-Anlagen oder Lastabschaltungen im NEP nicht berücksichtigt seien. Des Weiteren seien Speichertechnologien und deren Entwicklung im NEP aufzunehmen.

Eine Stellungnahme beinhaltet die Kritik, der NEP 2012 lasse nicht eindeutig erkennen, dass Neubauvorhaben aus dem Grund errichtet werden sollen, dass Erneuerbare Energien im Netz integriert würden. So könnten die zu errichtenden Leitungen auch für den Abtransport der Energie alter Kohlekraftwerke dienen, wie das Kohlekraftwerk Jänschwalde, welches laut Szenario B 2032 hoch ausgelastet sei. Die Werte für die Auslastungen der Kohlekraftwerke seien im NEP zu hoch angenommen, da die zunehmende Einspeisung Erneuerbarer Energien, das zweitweise Runterregeln des konventionellen Kraftwerksparks erfordern würden. Es wird gefordert, dass der NEP eine eindeutige Aufschlüsselung des Zwecks jeder Maßnahmen und der Auslastung der dazugehörigen Kraftwerke enthält.

Die Herleitungsbeispiele zur Ermittlung des Transportbedarfs sowie das neue Kapitel 9.2 des Anhangs (Vorgehensweise zur Bestimmung der Korridorlänge, 2. NEP, S. 382f.) wurden als Ergänzungen positiv aufgenommen, jedoch seien einige Punkte offen geblieben.

So beinhaltet eine Stellungnahme den Wunsch nach einer transparenteren Darstellung der Marktsimulation in Form einer Dokumentation. Auch die Methodik zur Leistungsflussberechnung solle in Form einer Dokumentation im NEP dargestellt werden.

Weitere Stellungnehmer plädieren für eine weitergehende Erklärung der zugrundeliegenden Methodologie sowie der Implikationen von Szenario C 2022 als Ausgangspunkt für die Ergebnisse der anderen Szenarien A und B.

Stellungnahmen zielen ebenso auf den Blindleistungsbedarf des Höchstspannungsnetzes ab. Dieser werde im NEP lediglich exemplarisch dargestellt.

2.4.3. Regionalisierung

Andere Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die in den Szenarien enthaltenen Angaben zur installierten bzw. geplanten Energieerzeugung in den Bundesländern, z. B. Sachsen-Anhalt und Sachsen, sowie der Speicherdaten falsch benannt seien.

Sie befürchten, dass der Aufbau von dezentralen Erzeugerstrukturen erschwert sei, da der Netzbetrieb von Großerzeugeranlagen abhängig gemacht werde.

Weiterhin weisen Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass ein verringerter Netzausbaubedarf durch eine lastnahe Energieerzeugung möglich sei.

Viele Teilnehmer sind der Meinung, dass die Verteilnetze auszubauen seien, um die Übertragungsnetze zu minimieren, z. B. in ländlichen Regionen.

Die methodische Vorgehensweise bei der Regionalisierung des Netzentwicklungsplans sei nicht nachvollziehbar für verschiedene Konsultationsteilnehmer und sei weiterzuentwickeln. Sie sind der Ansicht, dass die Regionalisierung, insbesondere in den umliegenden Regionen der HGÜ-Knoten, detaillierter vorzunehmen sei. Die Informationen seien offen darzulegen.

2.4.4. Startnetz

Begrüßenswert sei, dass im Netzentwicklungsplan alle noch erforderlichen Maßnahmen, einschließlich EnLAG-Maßnahmen und bereits in Bau befindliche Projekte, dargestellt werden und somit eine Gesamtübersicht über den Netzausbau möglich ist. Allerdings solle explizit benannt werden, dass alle Startnetzmaßnahmen bereits in den Kilometerangaben der Szenarien enthalten sind. Außerdem wäre in der Tabelle der Maßnahmen des Startnetzes eine Differenzierung nach Neubau in bestehender Trasse und Um- bzw. Zubeseilung auf bestehendem Gestänge wünschenswert.

In Bezug zur Prüfung der Startnetzmaßnahmen machen manche Konsultationsteilnehmer darauf aufmerksam, dass bereits die ÜNB zu dem Schluss kamen, dass es nicht ausreichend sei, die EnLAG-Vorhaben pauschal als gesetzt in das Startnetz des NEP 2012 zu übernehmen. Zusätzlich zu zwei

EnLAG-Vorhaben, die bereits im ersten Entwurf zum Netzentwicklungsplan als nicht mehr notwendig ausgewiesen wurden, würden im überarbeiteten Entwurf zum Netzentwicklungsplan zusätzlich 16 Projekte vom Startnetz in die Ergebnismaßnahmen verschoben. Daher fordern manche Konsultationsteilnehmer die Überprüfung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit dieser 16 Projekte.

Es wird bemängelt, dass die Maßnahmen des EnLAG durch die DENA1-Netzstudie festgelegt wurden und diese heute neu zu berechnen seien. Sie könnten nicht in das Startnetz übernommen werden. Des Weiteren seien die Berechnungen des Netzentwicklungsplans sowie die angenommenen Daten für den engagierten Laien nicht nachvollziehbar. Deswegen bleibe die Bewertung zum Großteil nur den Experten überlassen. Es sei für die Bürger nicht verständlich erklärt, dass die Netzplaner auch die Netzbetreiber sind.

50HzT-001: Vieselbach - Altenfeld und Altenfeld - Redwitz

Bezogen auf den Abschnitt Altenfeld - Redwitz sei darauf hinzuweisen, dass die obere Landesplanungsbehörde am 30. März 2011 das Raumordnungsverfahren für den Abschnitt Altenfeld zur Landesgrenze Thüringen/Bayern abgeschlossen habe. In dem Verfahren wurde ein Trassenkorridor ermittelt, der am besten mit den Erfordernissen der Raumordnung vereinbar gewesen sei. Gegenstand des geprüften Vorhabens der 50Hertz Transmission GmbH sei die Führung einer 4-systemigen 380 kV-Freileitung vom Umspannwerk Altenfeld zu einem neu zu errichtenden Umspannwerk bei Schalkau. Im Gegensatz dazu wäre im Netzentwicklungsplan ausgeführt worden, dass in der Startnetztopologie davon ausgegangen wird, mit dem Neubau der 380 kV-Leitung zwischen Lauchstädt und Redwitz (nur) eine 2-systemige Leitungsverbindung zu schaffen.

Manche Stellungnehmer bemängelt, dass die Leitung in allen Szenarien vorhanden sei, aber kein Planfeststellungsbeschluss dafür vorliege.

Bezogen auf den Abschnitt von Vieselbach bis Altenfeld sind verschiedene Stellungnehmer besorgt aufgrund der potenziellen Umweltauswirkungen und Auswirkungen auf den Tourismus.

AMP-001: Wehrendorf – St. Hülfe

Für die Verbindung Bad Essen/Wehrendorf wird von einem Stellungnehmer ein anderer Streckenverlauf vorgeschlagen. Die vorgeschlagene Trasse sei kürzer und verlaufe nicht so nah an den Siedlungsgebieten Schledehausen, Wissingen und Jeggen. Insgesamt wäre der Ausbau nur dieser Trasse deutlich kostengünstiger und würde von einer breiten Bevölkerungsmehrheit akzeptiert.

Ein weiterer Vorschlag eines Teils der Stellungnehmer befasst sich mit der Trassenführung einer weiteren Amprion-Trasse. Diese verläuft von Bad Essen/Wehrendorf über das Wiehengebirge. Hier sollen die Möglichkeiten eine Trassenführung entlang des Mittellandkanals oder im Mittellandkanal durch die Verlegung eines modernen Höchstspannungsgleichstromkabels geprüft werden.

TNG-003: Bünzwangen – Goldshöfe

Aus einer Stellungnahme geht hervor, dass der vom Leitungsbau betroffene Ortsteil Lindach aus Sicht mancher Stellungnehmer durch vorhandene Infrastruktur (Ölpipeline, Ethylenpipeline, Produktenfernleitung der NATO und des Bundes) bereits vorbelastet sei. Die Bündelung von Übertragungsnetzen mit dieser Infrastruktur sei sinnvoll, jedoch den Betroffenen nur schwer zu vermitteln. Aus Erfahrungen mit vorherigen Planfeststellungsverfahren sei es gut, die Bürgerschaft und die Stadtverwaltung so früh wie möglich in den Planungsprozess einzubinden, und bei der Trassenfindung zu beteiligen, da sie aufgrund ihrer genauen Ortskenntnisse oft mehr wüssten als Fachleute.

TTG-006: Wahle – Mecklar

Es wird darauf hingewiesen, dass es sich bei der Trasse Wahle nach Mecklar nicht um den Maßnahmentyp „Netzverstärkung“ wie auf S. 122 des überarbeiteten NEP Strom dargestellt, sondern um den Maßnahmentyp „Neubau“ handelt (vgl. auch die Darstellung auf S. 256 des NEP).

Einige Stellungnehmer, die von der Planung betroffen sind, schlagen vor, in einem Forschungsprojekt die 380 kV-Erdverkabelung auf Umweltauswirkungen zu prüfen. Andere betroffene Stellungnehmer geben an, ihre Region sei nicht umweltseitig auf die Erdverkabelung geprüft worden.

Aus manchen Einwendungen gehen konkrete Vorschläge zur Bündelung der Maßnahme hervor. So sollen die potentiellen Umweltauswirkungen dieser Maßnahme als HGÜ-Erdkabel entlang der Autobahnen A39/A7 oder entlang der ICE-Trasse untersucht werden. Da diese Trassen noch nicht alt seien, müssten die Planungsunterlagen noch aktuell und damit nutzbar sein.

Weitere Stellungnahmen fordern die HGÜ-Erdverkabelung gesetzlich festzuschreiben und die Planung eines Drehstromsystems im Raumordnungsverfahren zu stoppen. Stattdessen solle die Planung zur Erdverkabelung mit HGÜ-Technik sofort beginnen.

Es wird Einspruch gegen die Trassenführung der neuen 380 kV-Höchstleistungsspannung Wahle-Mecklar eingelegt. Dem Verlauf der Trasse wurde von Verwaltung und Politik zugestimmt, nachdem eine Erdverkabelung in Aussicht gestellt wurde.

TTG-007: Dörpen West - Niederrhein

Nach der Aussage von Stellungnehmern werde das Raumordnungsverfahren noch im Jahr 2012 abgeschlossen.

TTG-009: Ganderkesee - Diepholz (St. Hülfe)

Die Leitung solle erdverkabelt werden, zumindest jedoch dort, wo die vorgegebenen Abstände nach dem (aktualisierten) Niedersächsischen Landesraumordnungsprogramm nicht eingehalten würden. Überdies sei die Leitung im EnLAG als Pilotprojekt zur Erdverkabelung ausgewiesen.

TTG-017: Schaltanlage Elsfleth/West

Mehrere Konsultationsteilnehmer sagen, das Startnetz bedürfe einer Korrektur bezogen auf die tatsächliche Ausgangssituation im Kontext des vorhandenen Übertragungsnetzes. So habe das Unternehmen TenneT bis heute nicht die angeforderten Unterlagen für den eingereichten Bauantrag der 380 kV-Schaltanlage vorgelegt. Somit sei keine Genehmigungsfähigkeit gegeben und damit die Voraussetzungen für die Aufnahme als Startnetzmaßnahme nicht erfüllt. Die Notwendigkeit der Schaltanlage in Moorriem ist mit der DENA1-Netzstudie aus dem Jahr 2005 begründet. Nach Stilllegung des Kernkraftwerks Unterweser sei

jedoch diese Notwendigkeit anders zu bewerten. Des Weiteren wird bemängelt, dass im gestellten Bauantrag nicht auf den Anschluss von Offshore-WEA hingewiesen werde. In Bezug zu Offshore-WEA bringen andere Stellungnehmer hervor, dass es derzeit keinen Offshore-Netzplan gäbe, und somit gegenwärtig keine Notwendigkeit eines Netzanschlusses für WEA bestünde. Schließlich könne davon ausgegangen werden, dass sich alternative Trassenführungen aus anderen Netzanschlusspunkten ergeben. Es wird darauf verwiesen, dass die Maßnahme auf nicht geeignetem Boden errichtet werden müsste, und weitere Einschnitte in die Natur und den Denkmalschutz nach sich ziehe.

2.4.5. Markmodellierung

Im Rahmen der Konsultation wird häufig kritisiert, dass beispielsweise Erzeugungsmanagement, Lastmanagement, Redispatchmaßnahmen, Countertrading oder Wind Curtailment als Möglichkeit zur Reduktion des Netzausbaubedarfs nicht hinreichend berücksichtigt würde.

Verschiedene Konsultationsteilnehmer würden daher die Planungsgrundsätze neu gestalten. Die Industrie habe wegen der Notwendigkeit der störungsfreien Fahrweise ihrer Produktionen ein hohes Interesse an Versorgungssicherheit. Dieser Anforderung müsse der Netzausbau auch vor dem Hintergrund ständig steigender Herausforderungen infolge des rasanten Ausbaus der erneuerbaren Energien genügen.

Darüber hinaus müsse jedoch zur Begrenzung der Netzausbaukosten und zur Optimierung der Systemkosten flankierende Anreize für flexible Bedarfe, flexible Kraftwerksfahrweisen sowie lastnahe Kraftwerksinvestitionen gesetzt werden. Insbesondere auch die zukünftigen Investitionen in erneuerbare Energien und die zukünftigen Fördermaßnahmen sollten dieser Zielsetzung genügen. Sollte eine entsprechend praxistaugliche Anreizsetzung gelingen, müsse sich dies auch im Netzentwicklungsplan sichtbar auswirken.

Die ÜNB würden das künftige Stromnetz wegen des gesetzlichen Einspeisevorrangs der erneuerbaren Energien auf deren maximal mögliche Einspeisung auslegen, d. h. auf 100 % der installierten Leistung der Erneuerbaren-

Energien-Anlagen. Einspeisespitzen, die oberhalb von 70 % der insgesamt installierten EE-Leistung liegen, würden jedoch nur wenige Stunden im Jahr erreicht. Die Bundesnetzagentur habe für die installierte Windleistung aus Szenario B 2022 (60 GW) ermittelt, dass eine Kappung der Einspeisespitzen um 30 % zu einem Verlust von 1,8 % der Jahresarbeit führen würde. Die Übertragungsleistung der Stromnetze könne jedoch unter dieser Prämisse um 30 % niedriger angesetzt werden. Der Netzausbaubedarf würde sich voraussichtlich verringern, wenn auch nicht überall um ebenfalls 30 %. Daher wird von Stellungnehmern angeregt, unverzüglich umfassende Untersuchungen zur Ermittlung der Effekte der Kappung von Einspeisespitzen für den notwendigen Netzausbau zu beauftragen, wodurch auch erhebliche Kosteneinsparungen erzielt werden könnten.

Eine weitere Stellungnahme beschreibt eine neue Markt- bzw. Lastsituation, die die Spitzenlast und Spitzeneinspeisung abmildern könne. Der wesentliche Impuls sei dabei, dass der Strompreis für den Privatverbraucher mit der Strombörse (Last- und Wettersituation) gekoppelt sein müsse. Hierdurch könne der Privatkunde finanziell profitieren und dem Energieversorger würde ermöglicht werden, das Netz und den Verbrauch zu steuern.

Manche Konsultationsteilnehmer gehen auf die maximale Einspeisung der installierten Leistung aus On- und Offshore-Windenergieanlagen ein. Hierbei seien Kernpunkte, wie Abschaltungen aufgrund von Überschreitungen der Abschaltgeschwindigkeiten und unzureichender Verfügbarkeit, nicht voll berücksichtigt worden. Verschiedenen Konsultationsteilnehmer stelle sich hierzu die Frage der Repräsentativität des Wetterjahres 2007. Darüber hinaus sei eine durchsichtige Erläuterung von Marktmodell und Netzberechnung wünschenswert.

Andere Konsultationsteilnehmer beanstanden die angenommenen Volllaststunden für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke, da diese von den Erfahrungswerten der letzten Jahre massiv abweichen. Die ÜNB würden zwar im überarbeiteten Netzentwicklungsplan angeben, dass sie bei einigen Braunkohlekraftwerken mit Mindesteinsatzzeiten die Revisionszeiten nicht berücksichtigt und deshalb die Marktmodellierung angepasst haben. Dies habe aber zu keinem anderen Ergebnis geführt, was aus Sicht von manchen Konsultationsteilnehmern nicht nachvollziehbar sei. Zudem sei nicht offengelegt, mit welchen Volllaststunden bei der Braunkohle die Neumodellierung erfolgte, noch wurde die ebenfalls kritisierte

zu hoch angesetzte Ausnutzungsdauer für Steinkohleblöcke bei der Neumodellierung berücksichtigt.

Für das Szenario B 2032 würden für Braunkohlekraftwerke aufgrund des Zurückdrängens durch die vermehrte Einspeisung von EE-Strom nur 4.916 Volllaststunden prognostiziert. Manche Stellungnehmer sind der Auffassung, dass diese Entwicklung sich schon im Jahr 2022 bemerkbar macht. Die Jahresvolllaststunden müssten daher bereits für das Szenario B 2022 entsprechend angepasst werden. Es sei von einer deutlich geringeren Auslastung bei Braun- und Steinkohleblöcken auszugehen, die eine Reduktion der Netzauslastung erwarten lassen, was wiederum Einfluss auf den identifizierten Netzausbaubedarf haben dürfte.

Die Annahme, dass die Kohlekraftwerke in Zukunft die Residuallast decken könnten sei fraglich, da sie aufgrund ihrer begrenzten Flexibilität - anders als Gaskraftwerke - diese nur bedingt decken können.

Es sei nicht nachvollziehbar, warum die elektrische Arbeit aus Braunkohle (148,4 TWh) in nahezu gleicher Höhe wie heute angenommen wird, obwohl die installierte Braunkohlekraftwerksleistung bis 2022 um 1.700 MW sinken soll und die wegfallenden Atomstrommengen (- 108 TWh) sowie der angenommene Rückgang der Erdgasverstromung (- 37 TWh) durch den Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen (+ 168 TWh) überkompensiert wird.

2.4.6. Ergebnisse der Simulation

Es wurde kritisiert, dass die PV-Erzeugung für 2020 als zu gering angenommen wurde, bezogen auf die aktuell installierte Leistung und den erwarteten Zubau.

In der Simulation sollte darauf geachtet werden, dass aus dem verwendeten Basis-Jahr 2007 die Extremwerte von Wind und Sonne Verwendung finden sollten, um daraufhin volkswirtschaftlich sinnvolle und zeitlich priorisierte Trassen bestimmen zu können.

Eine weitere Stellungnahme sagt aus, dass die verwendete Marktsimulation den Kraftwerkseinsatz unter der Voraussetzung vollständiger Information über Last und EE-Einspeisung zu jedem Zeitpunkt ermittelte. Dies bewirke beispielsweise bei den

Pumpspeicherkraftwerken idealisierte Einsätze. Eine genaue Angabe der verwendeten NTCs wäre im Sinne der Transparenz und Nachvollziehbarkeit zweckmäßig. Die Sensitivität der Last würde nur für eine Lastreduktion ermittelt. Eine Lasterhöhung könne jedoch größere Auswirkungen auf den Ausbaubedarf haben und ist angesichts der erwarteten Zunahme elektrischer Verbraucher trotz Effizienzsteigerungen nicht unwahrscheinlich. Die Annahmen und besonders deren Einfluss auf das Gesamtergebnis seien durch weitere Sensitivitätsrechnungen transparent zu machen. Weiterhin sollte deutlich werden, dass die Weiterentwicklung neuer Technologien die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle wesentlich beeinflussen könne.

Die Ergebnisse der Netzberechnungen seien nicht nachvollziehbar und wurden von den ÜNB - im Rahmen der ersten Konsultation - auch nicht offen gelegt. Diese fehlende Transparenz ließe an der Glaubwürdigkeit des gesamten Planes zweifeln.

2.4.7. NOVA-Prinzip

In den Stellungnahmen wird mehrfach die Forderung vorgebracht, vordringlich bestehende Trassen und Leitungen durch eine Erhöhung der Übertragungsleistung z. B. durch die Nutzung bestehender 110 kV-Trassen, welche für 380 kV ertüchtigt werden sollen, oder die Verwendung von Materialien, welche mit höheren Temperaturen betrieben werden können für den Netzausbau zu nutzen. Im Zuge einer allgemeinen Erhöhung der Betriebsspannungen solle auf die Verwendung von Mittelspannungsnetzen verzichtet werden. Diese werden als ineffizient bezeichnet. Generell solle NOVA konsequent befolgt werden und Netzverstärkungen der Vorzug vor Neubauten eingeräumt werden. Konkrete Netzsituationen seien vor dem Hintergrund des NOVA-Prinzips zu betrachten, so seien Schalthandlungen zur Vermeidung von Überlastungen hilfreich. Des Weiteren werden generell eine möglichst hohe Bündelung von möglichen Trassenverläufen sowie die Einhaltung ausreichender Mindestabstände zu Siedlungen gefordert. Im gleichen Zusammenhang wird auf die strikte Befolgung der gesetzlich vorgeschriebenen Teilverkabelungsabschnitte verwiesen. Es werden auch Bedenken geäußert, ob die ÜNB das NOVA-Prinzip eingehalten

hätten. Dies wird insbesondere im Zusammenhang mit einer HGÜ-Konverterstation vorgebracht.

Im Gegensatz dazu findet sich eine Stellungnahme, in der die Eignung von 220 kV-Trassen für eine Verwendung in 380 kV bezweifelt wird. Hier werde von falschen Voraussetzungen im NEP ausgegangen, was in späteren Planungsschritten zu Schwierigkeiten führen werde.

Der Ansatz der ÜNB, bei dem vier HGÜ-Leitungen hoch belastet würden, die durch AC Leitungen ergänzt würden, widerspreche laut einigen Konsultationsteilnehmern dem NOVA-Prinzip. Dieses sehe eine schrittweise Modellierung von Verstärkungsmaßnahmen zur Behebung konkreter Schwachstellen im Netz vor.

2.5. Berücksichtigung europäischer Netzentwicklungsplan und Offshore Netzplan

2.5.1 TYNDP

Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass zur sicheren Stromversorgung in Deutschland das europäische Stromnetz in die Überlegungen einzubeziehen sei. Dabei sei eine enge Zusammenarbeit mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern erforderlich.

Es wird befürchtet, dass Unterschiede zwischen den Maßnahmen im NEP 2012 und denen im TYNDP vorhanden seien. Dadurch fehle die Berücksichtigung des TYNDP.

Auch wird bemängelt, dass Informationen, z. B. zum Leitungsnetz der europäischen Nachbarn von Deutschland, zu den für Deutschland relevanten Maßnahmen aus dem TYNDP sowie PCIs, fehlten. Ein Teil der Konsultationsteilnehmer geben an, dass nicht erkennbar sei, ob eine Maßnahme des NEP 2012 mit einer Maßnahme des TYNDP übereinstimmt, oder ob es sich um eine zusätzliche Maßnahme handle.

Daneben wird der internationale Stromaustausch angesprochen und gefordert, die Veranlasser des Netzausbaus deutlich zu machen.

Konsultationsteilnehmer befürchten auch, dass ein europäisches Stromnetz anderen Ländern die Möglichkeit nehme, ein eigenes Energiekonzept zu verfolgen.

Andere Konsultationsteilnehmer unterstützen die im NEP 2012 vorgeschlagenen Maßnahmen, z. B. die Maßnahme P68 NORD.LINK, und betont, dass diese Maßnahmen eine Unterstützung für den integrierten Europäischen Energiemarkt seien.

2.5.2. Offshore-Netzplan

Über den zukünftig vorzulegenden Offshore-Netzentwicklungsplan äußerten sich viele Konsultationsteilnehmer: So wird von Teilnehmern der Konsultation der Wunsch nach einer besseren Koordination des Ausbaus der Windenergie und deren Anbindung mit Hilfe des Plans geäußert. Konsultationsteilnehmer tragen jedoch auch vor, dass die Netzplanung unvollständig sei, da die fehlenden Offshore-Anbindungen (see- und landseitig) im Netzentwicklungsplan nicht berücksichtigt wurden. Eine Einbeziehung sei erst seit der Vorlage des Offshore-Netzplans möglich.

Die Offshore-Netztopologie werde zudem erhebliche Auswirkungen auf den Onshore-Strom-Netzentwicklungsplan haben, weswegen u. a. die Zusammenführung zu einem Plan angeregt wird. Es wird bemängelt, dass der Offshore-Netzentwicklungsplan und der europäische Netzentwicklungsplan nicht in den Netzentwicklungsplan miteinbezogen worden wären. So sei laut einer Stellungnahme die tatsächliche Stromeinspeisung des noch nicht angebundenes Offshore-Netzes nicht in dem derzeitigen NEP abbildbar und die Erforderlichkeit bestimmter geplanter Stromleitungen nicht nachvollziehbar.

Der Abtransport der im Norden produzierten Energie müsse gewährleistet sein. Zum jetzigen Zeitpunkt könne die produzierte Menge nicht sinnvoll verwendet werden, kritisieren manche Teilnehmer der Konsultation.

Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Annahmen für die Einspeisung aus Windenergie sowohl Onshore als auch Offshore zu hoch angesetzt sind. Eine andere Stellungnahme berichtet angesichts einer starken Entwicklung der Offshore-Windenergie von einer nicht ausreichenden Netzplanung.

Andere Teilnehmer der Konsultation regen das Repowering der bestehenden Onshore-Anlagen an, dies sei der wirtschaftlichere Weg im Verhältnis zum

Offshore-Windenergieausbau. Die Offshore-Windparks stünden zudem viel zu weit draußen auf dem Meer. Das treibe die Kosten zusätzlich in die Höhe, kritisieren andere Konsultationsteilnehmer.

Weitere Teilnehmer sind der Meinung, dass die Offshore-Parks viel zu teuer seien, und die Energie da erzeugt werden solle, wo sie gebraucht werde. Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Kosten für den Ausbau der Offshore-Windparks nicht nur auf die norddeutschen Energieverbraucher bzw. gar nicht auf die Endverbraucher umgelegt werden dürfe. Auch müsse die Verunsicherung der Netz- und Windparkbetreiber in Haftungs- und Finanzierungsfragen mit dem Offshore-Netzentwicklungsplan beseitigt werden.

Alte Kraftwerksstandorte könnten als Offshore-Anbindung dienen, regen manche Konsultationsteilnehmer an, wobei eine Stellungnahme explizit auf die hohen Anforderungen an die Küstenlandkreise verweist. Die Anbindungspunkte auf dem Land müssten zu dem einer erneuten Prüfung unterzogen werden, da bestehende Stationen nicht in dem geforderten Maße (NEP 2012) belastet werden könnten.

Eine Weiterführung der Offshore-Anbindungsleitungen bis zu süd- oder westdeutschen Lastpunkten könne durch die Höchstspannungsgleichstrom-Korridore vermieden werden, regen manche Konsultationsteilnehmer an. Jedoch sei Korridor A zu schwach, Korridor C hingegen zu stark geplant, kritisieren einige Teilnehmer. Das Umfeld, bei dem es sich um Siedlungsgebiete und naturschutzfachlich wertvolle Flächen handle, ließe einen Ausbau der Trasse nicht zu. Des Weiteren lautet die Forderung einer Stellungnahme, es solle geprüft werden, ob Korridore gebündelt werden könnten, um umweltseitige Probleme zu umgehen.

2.6. Sonstige Stellungnahmen

2.6.1. Szenariorahmen

2.6.1.1. Allgemeines

In den eingegangenen Stellungnahmen weisen einige Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass die Notwendigkeit und der Umfang des geplanten Netzausbaus für Laien schwer zu überprüfen seien. Die Datenerhebungen und -berechnungen des Szenariorahmens seien kaum nachvollziehbar und die Annahmen zum

Strommengenbedarf entsprechen keiner nachhaltigen Umwelt- und Energiepolitik. So seien bei den Annahmen zum Szenariorahmen Punkte wie z. B. Energieeinsparung, Energieeffizienz und Energiemanagement zu berücksichtigen. Weitere Anpassungen seien beispielsweise vorzunehmen bei den Annahmen

- zum Stromverbrauch,
- zur aktuellen und künftigen Erzeugungsstruktur und zum Strommix, und
- zu Repowering-Möglichkeiten und Technologieentwicklungen.

Andere Stellungnehmer beklagen, dass die Erstellung des Szenariorahmens keinen Raum für deutlich vom Netzausbau abweichende Lösungen bietet. Beispielsweise benötige die Energiewende einen ganzheitlichen Ansatz, der nicht nur den Einsatz erneuerbarer Energien verfolge, sondern auch Alternativen zum Stromnetzausbau zulasse, wie etwa ein reduzierter Energieverbrauch.

Ein Vorschlag von Stellungnehmern ist, dass der Szenariorahmen alle zwei Jahre zu erstellen sei, um die Kommunikation zwischen den Stakeholdern zu erleichtern. Weiterhin sind die Zeithorizonte im Szenariorahmen zu verlängern.

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass regenerativ erzeugter Strom nicht vollständig in die Stromnetze eingespeist werden könne. Daher sei der Zubau von konventionellen Kraftwerken Geldverschwendung.

Verschiedene Stellungnehmer weisen auf eine Differenz der installierten Leistungen von erneuerbaren Energien zwischen dem Szenariorahmen und der Regionalisierung im Netzentwicklungsplan, z. B. in Sachsen, hin. Dies sei bei der Fortschreibung des Netzentwicklungsplans zu berücksichtigen. Für einige Teilnehmer an der Konsultation sei nicht nachvollziehbar, warum sich die Ergebnisse des Netzausbaus in allen drei Szenarien so ähneln. Es wird begrüßt, dass die Bedarfsabschätzung anhand von drei Szenarien erfolgt. Manche Stellungnehmer sind der Meinung, dass der Sicherheitsabschlag von 10 % in allen Bundesländern im Szenario C weder begründbar noch zutreffend sei, z. B. für Sachsen-Anhalt.

Es wird befürchtet, dass ein einzelnes Jahr als Basisjahr zur Ermittlung der Lastprofile nicht repräsentativ sei.

Verschiedene Konsultationsteilnehmer fordern, dass Sensitivitätsrechnungen durchgeführt werden, z. B.

- zur Ermittlung der Auswirkungen einer Kappung von regenerativen Energiespitzen,
- zur alternativen regionalen Verteilung der EE-Produktion,
- zum verzögerten Ausbau der Offshore-Windenergie, bzw.
- zu kumulativen Betrachtungen.

Es seien nur solche Maßnahmen in den anstehenden Bundesbedarfsplan aufzunehmen, die sich auf der Grundlage eines Szenarienvergleichs als langfristig notwendig erweisen und als planerisch gesichert gelten können. Weitergehend sind manche Stellungnehmer der Meinung, dass die Szenarien nicht auf umfangreichen Stromeinsparungen basieren sollen, um Versorgungslücken zu vermeiden.

Verschiedene Teilnehmer der Konsultation sind der Meinung, dass den Szenarien eine Abbildung von "Must Run"-Sockeln konventioneller Kraftwerke hinzuzufügen sei, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

Der Planungsprozess sei so zu gestalten, dass man aus Erkenntnissen des vorangegangenen NEPs lernen kann. Andere Stellungnehmer bitten darum, dass die Ausbauziele der erneuerbaren Energien sowie deren Netzanschluss zu überwachen und eine Anpassung der Priorisierung der Netzausbaumaßnahmen an diese Entwicklung durchzuführen sei. Dies sei ebenfalls für konventionelle Energieerzeugungsanlagen zu berücksichtigen.

Die Annahmen im Szenariorahmen seien an die Energieszenarien bzw. die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und den geplanten Änderungen im EEG anzupassen. Es wird angegeben, dass die energiepolitischen Ziele des Bundes und der Länder aufeinander abgestimmt werden müssen, andernfalls entstünden Ineffizienzen in den Regelungsbereichen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.

2.6.1.2. Szenario B

In den zum Szenario B eingegangenen Stellungnahmen weisen verschiedene Konsultationsteilnehmer darauf hin, dass die Ausgangsannahmen von Szenario B, z. B. die Angaben zu den regionalen Erzeugungsstrukturen oder zur Reduzierung des möglichen Ausbaus der erneuerbaren Energieträger nicht nachvollziehbar seien. Daher fordern einige Stellungnehmer, dass die Ausgangsannahmen im Szenariorahmen, z. B. zur Einspeisung erneuerbarer Energien, zum Ausbau der erneuerbaren Energien, zur Kraftwerksliste, zu den produzierten Strommengen oder zum Zertifikatspreis für CO₂, zu ändern seien. Zusätzlich sei der Rückgang des Strombedarfs im Szenario B zu berücksichtigen. Es wird argumentiert, dass zukünftige technische Entwicklungen, z. B. Speichertechniken, Einfluss auf den Netzausbaubedarf haben werden. Deswegen seien auch die technischen Entwicklungen zu berücksichtigen. Manche Stellungnehmer bestätigen, dass das Szenario B 2022 als Leitszenario zu betrachten sei.

Viele Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass Szenario B für die nördlichen Bundesländer, z. B. Schleswig-Holstein, überholt wäre und durch Szenario C zu ersetzen sei. Dies basiert auf der Aussage, dass die Einspeiseleistungen nördlicher Bundesländer, z. B. Schleswig-Holstein und Niedersachsen, zu gering sei.

2.6.1.3. Szenario C

Bei Szenario C sind einige Stellungnehmer der Ansicht, dass dieses Szenario hinsichtlich der Ausbauannahmen der erneuerbaren Energien besser als Leitszenario geeignet sei.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Annahmen von Szenario C, z. B. die Kapazität der Photovoltaik, zu ändern seien. Nach Aussage anderer Stellungnehmer seien die Zahlen der Bundesländer bezüglich Onshore-Windkraft zu gering, z. B. von Brandenburg. Dies müsse in der Prüfung der Notwendigkeit berücksichtigt werden.

2.6.1.4. Sonstiges

Konsultationsteilnehmer beziehen sich in Ihren Stellungnahmen auf die Kraftwerksliste ab, z. B. deren Informationsgehalt, die Lebensdauer von Anlagen sowie erneuerbare Energien.

Es wird befürchtet, dass die Regelleistung, z. B. der erneuerbaren Energien, weder bewertet, noch in den Umfang des Netzausbaus eingegangen sei,

womit die energiepolitischen Ziele, insbesondere die Ausschöpfung von Einsparpotentialen, nicht ausreichend berücksichtigt worden sei.

Konsultationsteilnehmer sind auch der Meinung, dass die Annahme zur Kostenentwicklung von Brennstoffen, z. B. Erdgas und Steinkohle, nicht begründet und daher zu ändern sei. Es wird angemerkt, dass der zunehmende Einsatz von energiesparenden Geräten und damit der zurückgehende Stromverbrauch nicht ausreichend berücksichtigt seien. Dadurch verringere sich ebenfalls der Netzausbaubedarf.

Die für 2032 angegebenen Anschlussleistungen, z. B. für Offshore-Windenergie, seien bereits jetzt zu berücksichtigen. Es wird vorgetragen, dass für die langfristige Ausbaubeschleunigung und Systemoptimierung längere Betrachtungszeiträume erforderlich seien, als sie im § 12a Abs. 1 EnWG vorgesehen sind.

2.6.2. Dezentralisierung

Es wird darauf aufmerksam gemacht, dass die Energiewende auf Dezentralisierung setze. Viele Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass vor dem Trassenausbau alternative Konzepte auszuschöpfen seien, wie beispielsweise die Regionalisierung und Dezentralisierung der Stromerzeugung, weil sich so der Netzausbau reduziere. Dadurch seien die negativen Auswirkungen des Netzausbaus, z. B. die Kosten oder eine mögliche Überdimensionierung, zu vermindern.

Verschiedene Teilnehmer der Konsultation sind der Meinung, dass im Netzentwicklungsplan Aussagen zur dezentralen Energieerzeugung und -versorgung fehlen. Vor einem Netzausbau seien die dezentralen

Ausbaumöglichkeiten und Kapazitäten von Stromleitungen und dazugehörigen technischen Anlagen zu erfassen und zu bewerten. Auch fordern sie, dass eine Abstimmung zwischen den dezentral orientierten Planungen der Bundesländer und den zentralen Planungen durch die ÜNB vorzunehmen sei.

Einige Konsultationsteilnehmer befürchten, dass durch den Netzentwicklungsplan die dezentrale Energieversorgung verhindert werde, und die marktbeherrschende Stellung von großen Unternehmen, z. B. Energieversorgungsunternehmen, Stromerzeugungsunternehmen, damit festgelegt sei.

Durch den dezentralen Ausbau erneuerbarer Energien erhöhe sich die Leistungsfähigkeit der Verteilnetze und der Ausbaubedarf für die Übertragungsnetze würde sich reduzieren. Dies müsse in die Fortschreibung des NEPs eingehen. Andere Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass das Referenzertragsmodell für Windenergie neu zu bewerten sowie die standortangepasste Vergütung für Photovoltaik zu überprüfen sei, um den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz zu vermeiden und den Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen zu reduzieren.

Verschiedene Konsultationsteilnehmer sind für den lokalen Ausbau von Solardächern und Energiespeichern. Es sei nicht nachvollziehbar, warum die energieintensiven Verbraucher nicht dort angesiedelt werden, wo Energie erzeugt wird. Darüber hinaus wird gefordert, dass dezentrale Energieerzeuger und -speicher zu fördern seien, z. B. durch vorrangigen Ausbau. Ferner wird der Wunsch nach weiterführenden Analysen in Hinblick auf alternative regionale Verteilung von Einspeisung und Energieeffizienz vorgebracht. Andere Stellungnehmer sind der Meinung, dass dezentrale Erzeugungsanlagen in Süddeutschland ausgebaut werden und somit kein Ausbau der Netze von Nord- nach Süddeutschland erfolgen muss.

2.6.3. Speicher

Die Möglichkeit der Speicherung des Stroms aus erneuerbaren Energie ist nach Ansicht einiger Konsultationsteilnehmer nicht ausreichend berücksichtigt worden. Darin bestehe ein großes Potenzial der Reduzierung des Netzausbaus.

Nach Meinung eines Konsultationssteilnehmers sollte die Möglichkeit der Speicherung im Ausland Berücksichtigung finden. Insbesondere Laufwasserkraftwerke böten hierfür ein gutes Potential.

Zur Überbrückung der sonnen- und windarmen Stunden sollten Anreize für die Bürger zur Installation eigener Stromspeicher geschaffen werden, um den Ausbau der Übertragungsleitungen zu verhindern, wird vorgeschlagen.

Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass durch den gezielten Einsatz von Speichern in privaten Haushalten der Netzausbau reduziert werden könne. Andere Konsultationsteilnehmer sehen hier einen Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit.

Eine Planung, die den zu erwartenden Fortschritt in den Bereichen Speicher, Smart- Grid und Demand-Side-Management einbezieht würde zwar erwähnt jedoch nicht berücksichtigt, so einige Teilnehmer der Konsultation. Eine Berücksichtigung der Verbindung zwischen Netzausbau und Speicherausbau müsse ergänzt werden. Beim Netzausbau müsse ebenfalls die Verbindung zwischen Strom und Gas durch Power-to-Gas betrachtet und einbezogen werden, dies sei nicht der Fall, argumentieren einige Konsultationsteilnehmer. Es wird angemerkt, dass die Umwandlung des Überschussstromes in Wasserstoff eine kurzfristige Lösung böte um die Abregelung von Wind- oder Solarenergie zu verhindern. Trotz geringen Wirkungsgrads sei die Umwandlung sinnvoller als die Abschaltung von Windrädern. Andere Konsultationsteilnehmer begrüßen, dass die Power-to-Gas Technologie kein Randthema mehr ist sei. Er halte es für erforderlich den Fortschritt bei der Speichertechnologieentwicklung weiter zu beobachten, damit der Netzausbau reduziert werden könne. Einige Konsultationsteilnehmer vermissen, mit Ausnahme der Power-to-Gas Technologie, die Einbeziehung der Speichertechnologien und ihrer Entwicklungen. Hierbei gehe es vor allem um Pumpspeicher, elektrothermische Energiespeicher und Batterien (u. a. Elektromobilität). Mehrerer Konsultationsteilnehmer sind hingegen der Ansicht, dass Power-to-Gas in die Planung miteinbezogen werden sollte, statt nur einen Exkurs abzubilden.

Nach Ansicht von Konsultationsteilnehmern sollten der Aufbau der erforderlichen Speicherinfrastruktur und die gleichzeitige Vermeidung der hohen Netzausbaukosten von Nord- nach Süddeutschland das Ziel für eine sichere

Energieversorgung sein. Dies sei über die Schaffung finanzieller Anreize für regenerative Verbundkraftwerke möglich.

Eine Investition in Speicher und Smart-Grid sei notwendig um zukünftig eine sichere Stromversorgung sicher zu stellen. Manche Teilnehmer der Konsultation vermissen, mit Ausnahme der Power-to-Gas-Technologie, die Einbeziehung der Speichertechnologien und ihrer Entwicklungen. Hierbei gehe es vor allem um Pumpspeicher, elektrothermische Energiespeicher und Batterien (u. a. Elektromobilität).

Einige Teilnehmer vertreten die Ansicht, dass im Netzentwicklungsplan Speicher in zu geringem Maße berücksichtigt werden.

Manche Teilnehmer argumentieren, dass Gaskraftwerke als Spitzenkraftwerke sowie als Speicher genutzt werden könnten.

2.6.4. Einspeisemanagement

Im Rahmen der Konsultation werden Maßnahmen zum Lastmanagement vorgeschlagen, die einen geringeren Netzausbau zur Folge haben könnten.

Hierbei werden zwei wesentliche Entwicklungen genannt. Zum einen könnte der Aufbau eines intelligenten Stromnetzes ("Smart Grid") helfen, den Verbrauch von Haushalten, verteilten Kleinspeichern und dezentralen Einspeisern zu koordinieren. Zum anderen sind industrielle Großverbraucher genannt, die als verschiebbare Lasten das Stromnetz stabilisieren könnten. Mehrere Teilnehmer weisen auf den Einsatz von intelligenten Stromzählern hin. Diese könnten zur Reduzierung des Stromverbrauches beitragen.

Es wird angeregt, die Nachfrage auch für Endverbraucher zu Flexibilisieren.

Einige Teilnehmer der Konsultation regen variable Stromtarife an, um Spitzenlastzeiten zu reduzieren. Andere Teilnehmer schlagen vor zukünftig bei den Berechnungen "Dumped Energy"-Werte auszuweisen, um zum einen die Potenziale zur Reduzierung des Netzausbaus und zum andern die fehlenden Laststrukturen, Speicher- und Ersatzmöglichkeiten aufzuzeigen.

2.6.5. Technologie

2.6.5.1. Allgemeines

Im Rahmen der Konsultation loben viele Stellungnehmer den überarbeiteten Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der deutlich ausführlicheren Technologiebetrachtung.

Andere Stellungnehmer machen darauf aufmerksam, dass die Entwicklungen von neuen Übertragungstechniken und Speichermethoden zu überwachen seien, um einen unnötigen Netzausbau zu vermeiden.

Folglich erwähnen weitere Konsultationsteilnehmer, dass der BHKW-Ausbau durch das Power-to-Gas-Konzept flankiert würde und deshalb fokussiert werden müsse. Zwar sei das Power-to-Gas-Konzept derzeit großtechnisch noch nicht einsatzbereit, aber angesichts des langen Zeithorizonts des Netzentwicklungsplans dennoch zu berücksichtigen. Bei einem größeren Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen könnten dann auch große Energiemengen über das Gasnetz anstelle des Hochspannungsnetzes zu den Lastzentren transportiert werden.

Die Möglichkeiten der Infrastrukturbündelung wurden einer Stellungnahme nach nicht ausreichend diskutiert. Gleiches gilt für die Berücksichtigung der möglichen Entwicklungen auf Verteilnetzebene.

Die Bewertung der Potenziale der Gas- und Wärmenetze wird nicht als alleinige Aufgabe der ÜNB angesehen, sondern hier wird auch eine Verantwortlichkeit bei der Bundesnetzagentur, DVGW und AGFW angesprochen.

In Bezug auf die Forschung werden von verschiedenen Konsultationsteilnehmern verschiedenste Pilotprojekte gefordert. Zum Einem Leuchtturmprojekte für Overlay-Technologien (z. B. HGÜ, 16,7 Hz, Supraleitung), für die Erdverkabelung auf der 380 kV Höchstspannungsebene sowie für eine Effizienzsteigerung bei Transport und Speicherung von Elektrizität. Zum Zweiten sollten praxisnahe Projekte zur Integration von Informations- und Kommunikationstechnologien in die Stromnetze erforscht werden. Das Ziel sei hierbei, aus den Erkenntnissen zeitnah verbindliche technische und vor allem auch Datenschutz-Standards ableiten zu können. Weiterhin seien insbesondere seien Techniken zu entwickeln, die möglichst geringe Auswirkungen auf das Schutzgut Landschaft haben.

Darüber hinaus gelte es, den Energieverbrauch von Zählern und der Datenübermittlung zu minimieren. Der Nutzen der intelligenten Vernetzung müsse größer sein als der Energieaufwand. Des Weiteren wird die Förderung, innovativer Speicherlösungen, etwa die Herstellung von Wasserstoff oder Methan aus erneuerbaren Energien, die in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden können, erbeten.

Aber auch die Entwicklung von Konzepten für die verbrauchernahe Speicherung von Solarstrom z. B. in Kombination mit Elektromobilität sowie für eine Vernetzung verschiedener dezentraler Erzeuger und Verbraucher solle gefördert werden. Für alle Innovationen, bei denen noch keine Betriebserfahrungen im großen Maßstab vorliegen, sollte eine Technikfolgenabschätzung durchgeführt werden. Dabei sei auch auf den sparsamen Umgang mit endlichen Ressourcen zu achten.

Ebenso sei eine nanodrahtbasierte Solarstromtechnik, die ein Mehrfaches an Arbeit gegenüber der derzeitigen Solarstrom-Technik zu erzeugen in der Lage sei, zukünftig zu berücksichtigen.

2.6.5.2. Erdkabeltechnologie

In mehreren der eingereichten Stellungnahmen wird angeregt durch die Verwendung von Erdkabeln die Belastung von Wohngebieten, des Naturhaushaltes, des Landschaftsbildes sowie der Erholungslandschaft auf das unbedingt erforderliche Maß zu reduzieren.

Zudem wird in zahlreichen Stellungnahmen eine Bündelung mit bestehender Infrastruktur gefordert, um so die Flächeninanspruchnahme zu verringern und die Zerschneidung von Lebensräumen zu vermeiden. (z. B. Bündelung mit bestehenden Trassen, Bundesautobahnen oder dem Bahnnetz).

Zusätzlich ließen sich durch die Verwendung von Erdkabeln die Transportverluste reduzieren und die Übertragungssicherheit steigern.

Einige andere Stellungnehmer führen hingegen an, dass Erdkabel im Schadensfall zu lange Reparaturzeiten verursachen würden, und so die Versorgungssicherheit gefährdeten.

Bei zahlreichen Stellungnahmen wurde darauf hingewiesen, dass nach vorliegenden Erkenntnissen bei einer Erdverkabelung von erheblichen Eingriffen in den Boden und seine Struktur zu rechnen sei, und es zu einer erhöhten Verdunstungs- und Austrocknungsrate in einem ca. 20 - 30 m breiten Schutzstreifen kommen könne.

Laut einer Stellungnahme sind weitergehende Untersuchungen nötig, um belastbare Aussagen zu den längerfristigen Auswirkungen einer Erdverkabelung auf die Ertragsfähigkeit landwirtschaftlicher Flächen zu erhalten. In einer Stellungnahme heißt es, dass die mit dem Bau und dem Betrieb von Kabelanlagen ergebenden Auswirkungen auf Flora, Fauna, Hydrologie und Bodenstruktur gegenüber einer Freileitung in der Regel gravierender sind.

In zahlreichen Stellungnahmen wird dargelegt, dass vor dem Einsatz von Erd- und Seekabel zuerst die technischen Probleme und deren Folgewirkungen zu untersuchen seien, bevor diese zum Einsatz kommen.

Des Weiteren steigern Erdkabel die Akzeptanz in der Bevölkerung und führen so zu einer Beschleunigung in der Planung und Umsetzung von Leitungsbauvorhaben.

Zudem sei es laut einiger Stellungnahmen wichtig, ein deutliches Signal für die Hersteller von Höchstspannungskabelsystemen zu setzen, da von mehrjährigen Vorlaufphasen bei der Herstellung von Höchstspannungskabelsystemen auszugehen ist.

In einigen Stellungnahmen wird das Fehlen eines Bewertungsschemas für den Einsatz von Erdkabel bemängelt, und eine Anpassung des rechtlichen Rahmens gefordert (eventuell Mehrkostenfaktor wie auf 110 kV Ebene oder eine Verpflichtung zur Verkabelung ab einer bestimmten Leitungslänge). Dies habe eine große Bedeutung für die Kosten, sowie für die umweltpolitischen Belange und die daraus folgende Akzeptanz in der Bevölkerung.

Außerdem wird mehrfach angeregt, die Möglichkeiten der Verkabelung über die vier Teil-Kabelpilotprojekte nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), sowie das eine HGÜ-Teilkabel-Pilotprojekt nach § 12e Abs. 3 S. 1 EnWG auszudehnen, damit diese technologische Option auch für neue

Höchstspannungstrassen zur Verfügung stehe. Der aktuelle Rechtsrahmen biete kaum Spielraum für den Einsatz der Erdkabeltechnologie.

Laut einer Stellungnahme liegen die Investitionskosten bei einer 380 kV-Kabelanlage beim etwa 4- bis 10-fachen gegenüber einer 380 kV-Freileitung. In anderen Stellungnahmen heißt es hingegen, dass durch die beschleunigte Planung und die höhere Ausfallsicherheit die Kosten nahezu identisch seien.

In einigen Stellungnahmen werden zudem Vorschläge zur Realisierung konkreter Projekte als (HGÜ)-Erdkabel gemacht. Konkret begrüßte eine der eingereichten Stellungnahmen die ausdrückliche Ausweisung des Interkonnektors P65 auch auf nordrhein-westfälischer Seite als Erdkabel.

In mehreren Stellungnahmen wird angeregt, dass für einzelne Vorhaben eine alternative Seeverkabelung geprüft werden sollte.

Für die Leitung von Wahle nach Mecklar wird mehrfach eine Prüfung gefordert, ob diese Trasse nicht für eine HGÜ-Erdverkabelung genutzt und das laufende Verfahren in dieser Form gestoppt werden könne. Zudem müsse die Abstimmung zwischen Bund und Ländern zum Thema Verkabelung verbessert werden.

Bei dem geplanten EnLAG-Pilotprojekt in Göttingen solle auf einen unbewohnten Raum ausgewichen werden.

In einer Stellungnahme wird ein Vergleich der Vor- und Nachteile von Freileitungen mit 380 kV und einer HGÜ als Erdkabel mit konkreten Zahlen gefordert.

In einigen Stellungnahmen wird darauf hingewiesen, dass seit 15.08.2012 in Schweden eine Leitung als HGÜ-Erdverkabelung gebaut wird. Es wird gefordert, dass dies auch in Deutschland bald umgesetzt werde. Laut den Schwedischen Planern führe dies zu Kostenvorteilen und steigere die Übertragungssicherheit.

Eine der Stellungnahmen verweist darauf, die Entscheidung über die Verwendung von Erdkabeln dem Raumordnungs- bzw. Planfeststellungsverfahren zu überlassen.

Es wird gefordert, dass die ÜNB im Netzentwicklungsplan die verwendeten Technologien darlegen, und dass mindestens ein HGÜ-Korridor als Pilotprojekt einer HGÜ-Verkabelung ausgewiesen wird, um Erfahrungswerte mit dieser Technik zu sammeln.

Laut einer Stellungnahme sollte eine Kilometerangabe definiert werden, ab der eine Teilverkabelung möglich ist. Zudem sollte dies mindestens für alle im Bundesbedarfsplan (BBP) vorgesehenen HGÜ-Leitungen möglich sein.

2.6.6. „Örtliche Verlagerung“

Es wird von Seiten der Konsultationsteilnehmer darauf hingewiesen, dass ein verstärkter Ausbau dezentraler und/oder erneuerbarer Energien in lastnahen Regionen (insb. Süddeutschland) den Netzausbau reduzieren könnte. Hierbei wird sowohl ein verstärkter Ausbau von Onshore-Windenergie in den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg, als auch eine hohe Durchdringung von KWK und Selbstversorgung auf kommunaler Ebene angeführt. Viele Konsultationsteilnehmer benennen sowohl Stadtwerke als auch Wohnungsbaugesellschaften, als mögliche Treiber, die eine solche Entwicklung voranbringen könnten.

Ferner wird der Wunsch nach weiterführenden Analysen in Hinblick auf alternative regionale Verteilung von Einspeisung und Energieeffizienz vorgebracht.

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass das Referenzertragsmodell für Windenergie neu zu bewerten sowie die standortangepasste Vergütung für Photovoltaik zu überprüfen sei, um den Netzausbaubedarf im Übertragungsnetz zu vermeiden und den Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen zu reduzieren.

2.6.7. Kosten

Allgemein sei bei der Netzplanung eine volkswirtschaftliche Optimierung zu verfolgen. Beispielsweise könnte der Fokus in einem alternativen Ansatz auf die Kosten für den Verbraucher gelegt werden, industrielle Großabnehmer seien an der Energiewende zu beteiligen, ungleiche Belastungen zu vermeiden. Preisunterschiede der Konverter zu herkömmlichen Transformatoren zu berücksichtigen.

Ein Beitrag zielt darauf ab, den ermittelten Bedarf mit Bedacht zu wählen, da Höchstspannungsleitungen langfristige Kapitalbindungen bedeuteten und somit keine nachträglichen Korrekturen des Bedarfs erlaubten.

Konsultationsteilnehmer merken an, dass die Kosten des Netzausbaus stärker von betroffenen Bundesländern getragen werden sollten. Transitländer, die keinen eigenen Nutzen aus dem Transport zögen, seien über Sondernetzentgelte zu entlohnen.

Die Kostenangaben der ÜNB sind nur schwierig nachzuvollziehen. Der NEP beinhalte lediglich Investitionskosten für Freileitungstechnologien auf der Ebene der Übertragungsnetze, nicht berücksichtigt würden Kosten einer Erdkabellegung. Erdverkabelungen stellten aufgrund geringerer Preisunterschiede besonders bei der HGÜ-Erdverkabelung in bewohnten Gebieten eine echte Alternative dar.

Darüber hinaus sei aus dem Dokument nicht ersichtlich, welcher Anteil der veranschlagten Kosten auf die Erzeugung aus EE und welcher Anteil der Kosten auf die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken zurückzuführen sei. Zudem seien ohnehin erforderliche Investitionsmaßnahmen, z. B. in Reparaturen, nicht ersichtlich.

Onshore-Stromerzeugung sei aus finanzieller Sicht der unverhältnismäßig teuren Offshore-Stromerzeugung vorzuziehen.

Investitionen in den Zubau weiterer Kohlekraftwerke seien "stranded investments", da sie ohnehin die Stromnetze lediglich verstopften.

Bei der Einzelfallprüfung müssten laut einiger Konsultationsteilnehmer Mehrkosten über die gesamte Lebensdauer der Maßnahme quantifiziert werden, die durch ein Abweichen von der günstigsten Erzeugungsstruktur entstünden. Eine derartige Kostenbetrachtung sei zur Entscheidungsfindung hinzuzuziehen.

Es wird bereits im NEP eine Prognose der Auswirkungen auf die Netznutzungsentgelte gefordert, die aus der Bestätigung des NEP entstünden.

2.7. Verfahrensfragen

Manche Teilnehmer fordern die Bundesnetzagentur auf, die Notwendigkeit jedes einzelnen Projektes zu prüfen.

2.7.1. Umgang mit den Stellungnahmen

Viele Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass die Stellungnahmen in der ÜNB-Konsultation mangelhaft - lediglich als Diskussionsbeiträge - berücksichtigt wurden. Zahlreiche qualifizierte Änderungsvorschläge seien ignoriert worden oder hätten lediglich zu marginalen Änderungen geführt. Es wird vorgeschlagen, die aufgrund von Stellungnehmern vorgenommenen Änderungen deutlicher darzustellen. Um den Umgang mit den Stellungnahmen transparent darzustellen, fordern sie, dies für die aktuelle Konsultation zu ändern, z. B. durch Aufbereitung der Konsultationsergebnisse in Übersichten und Tabellen.

2.7.2. Behörden-/Öffentlichkeitsbeteiligung

Viele Konsultationsteilnehmer befürchten, dass sie nicht einbezogen wurden, und wünschen sich mehr Informationen und mehr Beteiligung. Sie machen deutlich, dass die Relevanz der Bürgerbeteiligung für die Akzeptanz des Stromnetzausbaus nicht zu unterschätzen sei. Akzeptanz werde nur durch ein transparentes und fehlerfreies Verfahren erreicht. Darüber hinaus fordern manche Stellungnehmer, die Konsultationsphase sei wieder zu eröffnen, um den betroffenen Bürgern die Möglichkeit einer angemessenen Beteiligung zu geben.

Einige Stellungnehmer bewerten, dass die Transparenz zum Verfahren mangelhaft sei, da z. B. Planungsschritte nicht bekannt bzw. nachvollziehbar seien, Kommunikation fehle oder die Planungen nicht offengelegt würden. Um die Verständlichkeit der sehr komplexen Materie für die Bürger zu erhöhen, wird vermehrt eine zusätzliche Aufbereitung der grundlegenden Zusammenhänge für "Nicht-Fachleute" angeregt.

Sie merken weiterhin an, dass die Parallelkonsultationen von NEP und Szenariorahmen (SR) nicht zu größerer Transparenz führen würden. Sprachlich seien die Formulierungen zu unpräzise und beschwichtigend. Zur besseren Transparenz wird vorgeschlagen, knotenscharfe Daten für Erzeugung und Bedarf unter Beteiligung der Verteilnetzbetreiber auszuweisen. Darüber hinaus wird vorgetragen, es sei für die Öffentlichkeit unübersichtlich und nur schwer nachvollziehbar, dass vor Bestätigung des NEP Strom 2012 bereits die

Eingangsgroßen für den NEP Strom 2013 aufgestellt und konsultiert wurden. Damit könne die finale Fassung des NEP 2012 keinen Einfluss auf den NEP 2013 haben.

In Anbetracht des Umfangs der Dokumente sind einige Konsultationsteilnehmer der Meinung, dass die Konsultationsfristen zu kurz wären und schlagen daher eine Verlängerung der Fristen vor. Auch sei es in der kurzen Frist kaum möglich, rechtlichen Rat einzuholen. Weiterhin kritisieren sie, dass die Konsultation vor Abschluss der Prüfung gestartet sei. Manche Konsultationsteilnehmer schlagen vor, dass die Bürger frühzeitig über die gesetzlichen Vorschriften hinaus zu beteiligen seien, z. B. durch regionale Bürgerversammlungen oder Bürgerbüros.

Andere Stellungnehmer schlagen vor, dass die TöBs voneinander zu informieren seien, um eine Abstimmung und Vereinfachung der Beteiligung im Rahmen der Prozesse zu ermöglichen.

Es wird vorgeschlagen Kriterien zu entwickeln, wann im Rahmen der Fortschreibung des Netzentwicklungsplans bei Bedarf ein vollständiges Beteiligungsverfahren durchzuführen ist, das sich nicht lediglich auf Änderungen i. S. d. § 12d Satz 1 EnWG bezieht.

Einige Konsultationsteilnehmer hinterfragen die Notwendigkeit, einen solch aufwendigen Plan jährlich aufzustellen. Ein Zeitraum von 2 bis 3 Jahren sei ebenfalls vertretbar. Andere Konsultationsteilnehmer wünschen sich hingegen eine jährliche Anpassung an veränderte Umstände.

Weitere Teilnehmer sind der Ansicht, dass durch die Veröffentlichung des NEP nur im Internet und lediglich die Einsichtnahme in Bonn nicht die gesamte Öffentlichkeit beteiligt werde.

2.7.3. Anmerkungen zum NEP Strom 2012

Verschiedene Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass das Ausmaß der Vorhaben nicht aus den Unterlagen erkennbar sei. Sie weisen darauf hin, dass keine Alternativenprüfung seitens der Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt wurde. Darüber hinaus wird bemerkt, dass das Verfahren fehlerhaft sei, da von falschen Voraussetzungen ausgegangen und Fehler im Verfahren gemacht

wurden. Durch das Fehlen eines Entwicklungsberichts der EnLAG-Verfahren basiere der NEP auf unvollständigen Informationen, geben manche Konsultationsteilnehmer zu bedenken.

Andere Konsultationsteilnehmer sind der Meinung, dass es keine Bedenken oder Anregungen zum Netzentwicklungsplan und den zugehörigen Unterlagen gäbe.

Es wird vorgetragen, es müsse künftig eine vorherige Abstimmung mit den Betreibern des Verteilungsnetzes erfolgen. Diese sollte frühzeitig stattfinden. Es sei ein Versäumnis, die Auswirkungen und auch die Folgekosten für das Verteilungsnetz nicht darzustellen.

Andere Konsultationsteilnehmer schlagen vor, in den folgenden Netzentwicklungsplänen Berechnungsergebnisse bezüglich Dumped Energy zur Einsparung von Netzausbau und Dumped Energy aufgrund fehlender Laststruktur, Speicher- und Ersatzmöglichkeiten differenziert aufzuzeigen.

Es wird bemängelt, dass die Vorgaben der Bundesnetzagentur zum effizienten Netzausbau keine Berücksichtigung gefunden haben.

Es wird betont, dass Leitungen nicht voreilig und in Hektik im Bundesbedarfsplan festzulegen seien.

2.7.4. Begleitdokument

Es wird befürchtet, dass wegen des Fehlens klarer Regeln für die inhaltliche Prüfung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes, im Netzentwicklungsplan voreilige Festlegungen mit daraus resultierenden schwerwiegenden Planungsfehlern getroffen würden.

Manche Teilnehmer der Konsultation wenden ein, dass die Konsequenzen der Prüfung von HGÜ-Korridor D Maßnahme 09: Lauchstädt-Meitingen Strecke Altenfeld-Redwitz unklar seien. Die Tragweite der von der Bundesnetzagentur getroffenen Aussage, aufgrund der häufigen Überlastung stelle sich die Frage eines stärkeren Ausbaus der Strecke als im Startnetz vorgesehen, könne nicht eingeschätzt werden und bedürfe weiterer Erklärungen. Da die Bundesnetzagentur

- insbesondere für diesen Planungsabschnitt - kein Änderungsverlangen an die ÜNB richtet, komme sie ihrer Kontroll- und Aufsichtspflicht derzeit nicht nach.

Manche Konsultationsteilnehmer tragen vor, die von der Bundesnetzagentur getroffene planerische Entscheidung, die Maßnahmen, die sie derzeit nicht prüfen kann oder von deren energiewirtschaftlicher Notwendigkeit sie nach Abschluss der Prüfung nicht überzeugt ist, nicht an den Netzentwicklungsplan aufzunehmen, nicht zutreffe. Es wird vorgeschlagen, diese Maßnahmen vorsorglich in den Netzentwicklungsplan 2012 aufzunehmen, und bei fehlender Erforderlichkeit diese bei nachfolgenden Netzentwicklungsplänen wegfällen zu lassen. Zudem sei es notwendig, die Startnetzmaßnahmen, von deren Notwendigkeit die Bundesnetzagentur ausgehe, jährlich im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans zu überprüfen.

Weitere Teilnehmer wenden ein, dass - entgegen der Ansicht der Bundesnetzagentur - keine inhaltliche Auseinandersetzung mit der Möglichkeit des Ausbaus des herkömmlichen Drehstromübertragungsnetzes (statt Gleichstromübertragung) dem Netzentwicklungsplan zu entnehmen sei.

Es wird eingewendet, die gesetzliche Forderung der Vorlage eines gemeinsamen Netzentwicklungsplans auf der Grundlage des Szenariorahmens sei - entgegen der Ansicht der Bundesnetzagentur - nicht erfüllt, weil nicht lediglich bauliche Ergebnisse, sondern auch Vorbereitungs- und Planungsschritte der Maßnahmen dargestellt werden müssten.

Es wird begrüßt, dass technologieoffen geplant werde, und andere verlustarme Übertragungstechnologien neben HGÜ nicht grundsätzlich ausgeschlossen seien. Der aktuelle Prüfstand im Begleitdokument zeige die Schwierigkeit der Beurteilung einzelner Projekte. Andere Konsultationsteilnehmer stimmen mit der Aussage überein, dass eine ausführlichere Herleitung der einzelnen Maßnahmen durch Ausweisung der Schwachstellen im Netz wünschenswert sei.

2.7.5. Schaffung und Einhaltung gesetzlicher Rahmenbedingungen

Verschiedene Konsultationsteilnehmer fordern, dass gesetzliche Rahmenbedingungen für die Anerkennung von Erdkabeln bei den Investitionsmaßnahmen zu schaffen seien.

Weitere Konsultationsteilnehmer ersuchen die Bundesnetzagentur, dass die Novellierung der 26. BImSchV rechtzeitig beim Netzausbau zu berücksichtigen sei.

Es wird darauf hingewiesen, dass die Vergabeverfahren für die Errichtung von technischen Anlagen für den Stromnetzausbau den europäischen Vorschriften zu entsprechen haben.

Manche Teilnehmer fordern, dass ländliche Räume einer gezielten energiepolitischen Betrachtung bedürfen.

Es wird vorgetragen, die Planung und Durchführung der Vorhaben müsse durch die Bundesnetzagentur z. B. in Form von Auflagen stärker kontrolliert werden.

Manche Stellungnehmer stellen die Verbindlichkeit der im Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen in Frage, da keine inhaltliche Vorgaben z. B. in Form von Planungsgrundsätzen festgelegt seien, auf dessen Basis im Netzentwicklungsplan enthaltene Maßnahmen weiterentwickelt oder neu aufgenommen werden müssen. Damit fehle es - insbesondere für die Verteilungsnetzbetreiber - gegenüber der bisherigen Planungspraxis an Planungssicherheit. Dasselbe gelte für die künftige Fortschreibung des Netzentwicklungsplans.

Es wird angeregt, die frühzeitige Abstimmung mit den Verteilungsnetzbetreibern gesetzlich zu normieren.

Ein Teil der Konsultationsteilnehmer bemängelt, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Einbeziehung der bei den Übertragungsnetzbetreibern eingegangenen Stellungnahmen ungenügend seien.

Es wird gefordert, im Rahmen der Bestätigung des 2. Entwurfs lediglich die in den nächsten drei Jahren beginnenden dringendsten Projekte in den Bundesbedarfsplan aufzunehmen und alle weiteren in die spätere Planung einfließen zu lassen. Andernfalls wird befürchtet, dass bei einer umfassenden Bestätigung des NEP die weitere Akzeptanz des Netzausbaus insgesamt gefährdet sei.

Konsultationsteilnehmer bitten darum, dass über den Rechtsweg gegen die im Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen aufzuklären sei. Andere Stellungnehmer weisen darauf hin, dass im Zusammenspiel mit der rechtlichen Unanfechtbarkeit weitgehender Teile des Planungsverfahrens könne sich eine ähnliche Bewegung wie bei "Stuttgart 21" ergeben könne.

Es wird auch vorgebracht, dass insbesondere die Verwendung veralteter Technologien zu fehlender Akzeptanz und zur Verzögerungen beim Netzausbau führen werde.

Es wird eingewandt, Transparenz könne nur durch einen Rechtsanspruch über in verständlicher Form dargestellte Daten des eigenen Stromverbrauchs sichergestellt werden.

Verschiedene Konsultationsteilnehmer tragen vor, dass ein regelzonenübergreifendes Planverfahren der richtige Weg für ein zukunftsfähiges Stromübertragungsnetz sei, und begrüßen ausdrücklich den breit angelegten öffentlichen Dialogprozess. Die frühzeitige Bürgerbeteiligung sei sehr loblich. Die Bemühung um Verständlichkeit und Transparenz seien zu begrüßen. Insbesondere sei die Veröffentlichung im Internet sowie die Möglichkeit, die Stellungnahmen online abzugeben, vorteilhaft.

Die inhaltliche Auseinandersetzung der Übertragungsnetzbetreiber mit wesentlichen Kritikpunkten aus den Stellungnahmen sei positiv hervorzuheben.

Einige Konsultationsteilnehmer begrüßen die durchgeführten Informationsveranstaltungen.

§ 12b EnWG:

Manche Teilnehmer der Konsultation sind der Ansicht, die Voraussetzungen des § 12b Abs. 1 Satz 1 EnWG seien im derzeitigen Entwurf des Netzentwicklungsplans nicht erfüllt, weil darin keine Vorbereitungs- und Planungsmaßnahmen, sondern lediglich bauliche Ergebnisse enthalten seien. Das Erfordernis, auch Vorbereitungs- und Planungsmaßnahmen aufzunehmen, ergebe sich aus dem Wortlaut des Gesetzes, der zwischen "Netzausbaumaßnahmen" und "allgemeinen "Maßnahmen" unterscheide. Erst bei diesem Verständnis könne den

Vorgaben des § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 1 EnWG entsprechen werden, indem man den Ausbau-Soll-Ist-Zustand der Planung vergleichbar mache.

Manche Konsultationsteilnehmer bemängeln den jährlichen Rhythmus des § 12 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Die Komplexität der Netzplanung und die hierfür erforderlichen umfangreichen Analysen seien nur in einem längeren Zeitraum sinnvoll durchführbar.

Es wird vorgetragen, dass der Netzentwicklungsplan nicht den Voraussetzungen des § 12 Abs. 1 Satz 2 EnWG entspreche. Danach müsse darin "alle wirksamen Maßnahmen" enthalten sein. Unter diesen Begriff seien auch die Startnetzmaßnahmen mit der Konsequenz zu fassen, dass auch diese jährlich auf ihren energiewirtschaftlichen Bedarf überprüft werden müssten.

Es wird geltend gemacht, die Angaben in § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 1 bis 5 EnWG seien als "insbesondere" im Netzentwicklungsplan aufzunehmen, da vor allem eine frühzeitige Festlegung auf zu verwendende Übertragungstechnologien im Sinne einer technologieoffenen Planung vermieden werden sollte.

Von mehreren Konsultationsteilnehmern wird geäußert, dass der Netzentwicklungsplan nicht die Voraussetzungen des § 12b Abs. 2 Satz 1 EnWG erfülle, weil Konverterstationen, z. B. Meerbusch-Osterath, als eine Maßnahme zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes in der Planung enthalten sein müssten. Daraus wird teilweise die Verletzung der verfassungsrechtlichen Garantie auf kommunale Selbstverwaltung der Stadt Meerbusch abgeleitet.

Andere machen geltend, die Konsultation durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sei verfahrensfehlerhaft, weil im ersten Entwurf die Konverterstationen nicht als wirksame Maßnahmen aufgenommen wurden, und daher insbesondere das Recht der Träger öffentlicher Belange auf Äußerung aus § 12b Abs. 2 EnWG verletzt sei.

§ 12c EnWG:

Es wird eingewendet, dass die gesamte Planung rechtswidrig sei, weil die Bundesnetzagentur trotz der Anforderungen des § 12c Abs. 1 Satz 2 EnWG keine

Änderungen von den Übertragungsnetzbetreibern verlangt habe, obwohl die Planung von Konverterstationen, wie z. B. Meerbusch, nach einer sachgerechten Abwägung ein entsprechendes Änderungsverlangen auslösen müsste.

Zudem wird aus dem derzeitigen Ablauf des Konsultationsverfahrens ein Verstoß gegen § 12c Abs. 3 EnWG gesehen, der gleichzeitig die verfassungsrechtliche Selbstverwaltungsgarantie verletze. Die Folge daraus sei ebenfalls, dass die Planung teilweise im Widerspruch zu der gemeindlichen Bauleitplanung stehe.

Einige Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, dass § 12c Abs. 4 Satz 2 EnWG wegen der unzulässigen Einschränkung der Rechtsschutzgarantie aus Art. 19 Abs. 4 GG verfassungswidrig sei.

Es wird vorgetragen, die Öffentlichkeitsbeteiligung der Bundesnetzagentur genüge den Anforderungen des § 12c Abs. 3 EnWG nicht. Der NEP sei lediglich in Bonn ausgelegt und im Internet veröffentlicht worden, was einen großen Teil der Öffentlichkeit von der Möglichkeit der Kenntnis- und damit auch der Stellungnahme ausschließe.

§ 12e EnWG:

Es wird vorgetragen, die Regelung des § 12e Abs. 3 EnWG sei bei der Planung nicht zu beachten, da konkrete Aussagen über die Erdverkabelung erst auf späteren Planungsstufen möglich seien.

Es wird vorgeschlagen, Pilotprojekte im Sinne der Vorschrift im Netzentwicklungsplan als solche deutlich zu kennzeichnen.

§ 12f EnWG:

Manche Konsultationsteilnehmer machen geltend, dass die Überprüfung der Netzplanung, die von Fachkundigen anhand der nach § 12f Abs. 2 EnWG herausgegebenen Daten erfolgt, zwingend in die Netzentwicklungsplanung einzubeziehen sei.

EEG:

Konsultationsteilnehmer tragen vor, es sei bei der Netzplanung gegen die zwingend einzuhaltenden Vorgaben des § 9 Abs. 3 EEG verstoßen worden. Aus dem Umkehrschluss der Vorschrift ergebe sich, dass Netzausbaumaßnahmen zu unterlassen seien, die sich volkswirtschaftlich nicht rechnen.

Sonstiges:

Manche Konsultationsteilnehmer sind der Ansicht, es sei der gesetzliche Auftrag der Bundesnetzagentur, dem Raumordnungsgesetz/Baugesetzbuch entsprechend die planerische Arbeit, die derzeit von den Übertragungsnetzbetreibern vollzogen wird, eigenständig zu leisten. Eine unbewertete und undifferenzierte Übernahme der von den in nichtöffentlichem Eigentum befindlichen Netzausbauträgern benannten Bedarfe werde den Anforderungen der Raumordnung nicht gerecht.

2.7.6. Weitere Punkte

Es wird bemängelt, dass die Rolle des externen Gutachters nicht erläutert werde. Sowohl dessen Auswahl, als auch der Aufgaben- und Prüfbereich müsse anhand nachvollziehbaren Kriterien erfolgen.

Viele Konsultationsteilnehmer machen geltend, den Übertragungsnetzbetreibern fehle es an der für die Netzplanung erforderlichen Objektivität. Strategische Planungen seien von unabhängigen Institutionen durchzuführen.

Es wird vorgebracht, dass der beschleunigte Netzausbau nur unter einer besseren Zusammenarbeit und Abstimmung zwischen Bund und Ländern erfolgen könne.

Eine Behörde trägt vor, es sei untragbar, dass aufgrund (noch) sehr allgemein gehaltener Aussagen im Netzentwicklungsplan mit dem Bundesbedarfsplangesetz Fakten geschaffen würden, die später kaum veränderbar seien. Daher sei der ausdrückliche Verweis auf spätere Planungsstufen, die konkrete Betroffenheiten auslösen sollen, für Bürger und Kommunen sehr unbefriedigend.

Es wird bemängelt, dass es kein einheitliches, mit allen Beteiligten (insb. auch Privathaushalten, Betreibern kleiner Anlagen für EE, Industriebetrieben) erarbeitetes Energiekonzept gebe.

II. Entscheidungsgründe

Gemäß § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG bestätigt die Bundesnetzagentur den von den Betreibern von Übertragungsnetzen (ÜNB) vorgelegten jährlichen Netzentwicklungsplan unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung mit Wirkung für die Betreiber von Übertragungsnetzen.

A. Zuständigkeit und formelle Anforderungen

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Bestätigung ergibt sich aus § 54 Abs. 1 Halbsatz 1 EnWG. Die Bestätigung beruht auf § 12c Abs. 4 Satz 1 EnWG.

B. Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG

Der bestätigte Netzentwicklungsplan Strom 2012 entspricht den Anforderungen gemäß § 12c Abs. 1 Satz 1 i. V. m. § 12b Abs. 1, 2 und 4 EnWG.

Die vorliegende Überprüfung gliedert sich in die Einzel- und Gesamtplanbewertung, die Überprüfung der sonstigen gesetzlichen Anforderungen sowie der Erwidern der nicht § 12b EnWG bezogenen Stellungnahmen.

1. Maßnahmenbewertung gemäß § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG

Die Bundesnetzagentur bestätigt - unter Berücksichtigung der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung - alle energiewirtschaftlich notwendigen Maßnahmen, die sich als wirksam und bedarfsgerecht für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb herausgestellt haben (§ 12b Abs. 1 S. 2 EnWG).

Es existieren keine konkretisierenden Vorgaben oder technischen Regelwerke, die die vorliegende Prüfaufgabe in Bezug auf die technische Einhaltung der Kriterien „sicher“, „zuverlässig“, „wirksam“ und „bedarfsgerecht“ definieren bzw. spezifizieren. Insoweit ist zunächst der Umfang bzw. die Ausgestaltung der Prüfung auf Basis der vorgenannten Kriterien festzulegen.

1.1. Planungs- und Prüfungskriterien

Die Erstellung und Überprüfung des Netzentwicklungsplans Strom ist gesetzlich in § 12a ff EnWG verankert. Hierbei wird zwischen der *Erstellung* des Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber (§ 12b EnWG) und der *Prüfung* durch die Bundesnetzagentur (§ 12c EnWG) unterschieden. Den Übertragungsnetzbetreibern obliegt damit die Planung und der Bundesnetzagentur die Prüfung. Aus dieser Aufgabenverteilung ergibt sich die notwendige unterschiedliche Perspektive der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur.

1.1.1. Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber: Planung

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 12b Abs. 1 S. 1 und 2 EnWG verpflichtet, auf der Grundlage des Szenariorahmens einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan zu erstellen, der alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthält, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.

Die Entscheidung für geeignete Maßnahmen zur Erfüllung dieser Aufgabe durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt unter Anwendung der Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes². Diese Planungsgrundsätze basieren auf den Regelungen des TransmissionCode 2007 und berücksichtigen die derzeit geltenden gesetzlichen und anerkannten fachlichen Anforderungen an den Netzbetrieb und die Netzplanung in Deutschland.

Gegenstand der Planungsgrundsätze sind die elektrotechnischen Kriterien, die eingehalten werden müssen, um einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die viele Jahre im Voraus durchgeführte Netzplanung im späteren Netzbetrieb auftretende betriebliche Einschränkungen, beispielsweise durch zu Wartungszwecken vom Netz genommene Netzelemente oder durch Kraftwerks-Ausfälle, antizipieren muss. Das Netz ist daher so auszulegen, dass es auch in diesen Fällen stabil betrieben werden kann. Die

² 50Hertz Transmission GmbH/Amprion GmbH/TenneT TSO GmbH/TransnetBW GmbH: Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes, Stand März 2012.

Übertragungsnetzbetreiber führen in den Planungsgrundsätzen daher zurecht aus, dass das Ziel der Netzplanung der Übertragungsnetzbetreiber sein müsse, „ein gemäß den prognostizierten Anforderungen bedarfsgerechtes Netz mit erforderlichen Freiheitsgraden für den Netzbetrieb zu dimensionieren.“

Nach den Planungsgrundsätzen gilt ein Netz insbesondere dann als sicher geplant, wenn es das (n-1)-Kriterium erfüllt, d. h. wenn das Netz auch im Falle des Ausfalls eines Betriebsmittels (-1) die Versorgung sicherstellen kann.

Neben der Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit kann sich aus den Planungsgrundsätzen auch aus anderen Gründen ein Netzausbaubedarf ergeben, beispielsweise aus der künftigen Nachfrage nach Transportdienstleistungen resultierende Lastflüsse, die zu technisch oder rechtlich nicht akzeptablen Lastflüssen in Drittnetzen führen.

In der Netzplanung wenden die Übertragungsnetzbetreiber ausdrücklich nicht die im Netzbetrieb zur Vermeidung von Überlastungen zur Verfügung stehenden Instrumente wie z. B. Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EEG-Anlagen oder Lastabschaltungen an. Entsprechend der heutigen Rechtslage wird das Netz engpassfrei ausgelegt, so dass jede kWh erzeugte Strommenge in das Netz eingespeist und zum Verbraucher transportiert werden kann.

Die Nichtberücksichtigung von Redispatch und anderen kurativen Maßnahmen bei der Netzplanung entspricht auch praktischer Vernunft und einer angemessenen Berücksichtigung der Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Wenn die für Störungsfälle vorgesehenen Maßnahmen bereits bei der Planung des Netzes einbezogen und damit als ergriffen vorausgesetzt würden, stünden sie beim tatsächlichen Eintritt einer Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems nicht mehr zur Verfügung.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben richtigerweise ihre Planung entsprechend den vorgenannten Planungsgrundsätzen ausgerichtet.

1.1.2. Aufgabe der Bundesnetzagentur: Prüfung

Der Auftrag der Bundesnetzagentur ist gegenüber dem Planungsauftrag der ÜNB weiter gefasst.

Gemäß § 12c Abs. 1 Satz 1 EnWG prüft die Regulierungsbehörde die Übereinstimmung des Netzentwicklungsplans mit den Anforderungen gemäß § 12b Absatz 1, 2 und 4 EnWG.

Die Bundesnetzagentur hat darüber hinaus gemäß § 12c Abs. 4 EnWG die Ergebnisse der Behörden- und Öffentlichkeitsbeteiligung zu berücksichtigen.

Schließlich hat die Bundesnetzagentur auch in ihre Entscheidung mit einzubeziehen, dass der ganz oder teilweise bestätigte Netzentwicklungsplan in bestimmten Fällen – so auch hier - zugleich der Entwurf eines Bundesbedarfsplans ist. Aufgrund dieser gesetzlichen Bestimmungen wird der Netzentwicklungsplan konzeptionell, methodisch und technisch geprüft.

Dabei sind sowohl der lange Vorlauf, den der Netzentwicklungsplan aufweist, und die damit verbundenen Unsicherheiten über die künftige Entwicklung von der Bundesnetzagentur zu berücksichtigen als auch das Ziel mit dem Netzentwicklungsplan zwar alle erforderlichen Maßnahmen, aber eben auch nur diese zu bestätigen. Der bestätigte Netzentwicklungsplan soll schon aus Gründen der Verhältnismäßigkeit nur Maßnahmen enthalten, deren Umsetzung auch angesichts der bestehenden Ungewissheiten über die energiewirtschaftliche Entwicklung angemessen ist.

Der im Netzentwicklungsplan betrachtete Zeitraum von zehn Jahren entspricht zwar noch dem üblichen, bei der Netzplanung zu Grunde gelegten Planungshorizont, liegt aber schon im Grenzbereich zu einer strategischen Netzplanung, in welcher langfristig erforderliche werdende Transportaufgaben eruiert und Konzepte zu deren Lösung entwickelt werden. Angesichts der Unsicherheit bzgl. der in zehn oder sogar 20 Jahren geltenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist daher ein Prüfkonzept, welches allein auf die den Planungsgrundsätzen zu Grunde liegenden Kriterien abstellt, nicht ausreichend, um den Ausbaubedarf mit hinreichender Sicherheit zu bestimmen.

Eine Maßnahme, für welche derzeit die planerische Wirksamkeit und Bedarfsgerechtigkeit nicht festgestellt werden kann und welche somit derzeit nicht erforderlich und bestätigungsfähig ist, kann in künftigen Jahren entsprechend der Entwicklungen als wirksam und bedarfsgerecht anzusehen sein. Umgekehrt ist es jedoch auch möglich, dass eine heute als wirksam und bedarfsgerecht eingestufte Maßnahme in künftigen Jahren nicht mehr erforderlich und genehmigungsfähig ist. Es ist sogar denkbar, dass sich die Bestätigungsfähigkeit einer Maßnahme in den kommenden Jahren mehrfach ändert.

Bei den im Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen handelt es sich vorwiegend um großflächige und/oder kostenintensive Maßnahmen mit langer Bauzeit und erheblichem Flächenverbrauch.

Es ist daher ein vernünftiger Ausgleich zwischen der einerseits bestehenden generellen Notwendigkeit eines Netzausbaus sowie der derzeit rechtlich und planerisch bestehenden uneingeschränkten Verpflichtung zum Netzausbau auch bei nur geringem Bedarf und der andererseits existierenden Ungewissheit über die Entwicklung der Planungsgrundlagen und möglicher unnötiger Folgekosten für nicht oder nicht mehr wie im geplanten Maße erforderliche Maßnahmen zu finden.

Ein solcher Ausgleich kann aus Sicht der Bundesnetzagentur durch die Einbeziehung einer selbstständigen Erforderlichkeitsprüfung für wirksame und bedarfsgerechte Maßnahmen gefunden werden.

Für die Bestätigung dieser Planung und somit auch die schnellst mögliche Realisierung dieser Maßnahmen hat die Bundesnetzagentur daher über die Wirksamkeit und Bedarfsgerechtigkeit einer Maßnahme hinaus auch ihre Erforderlichkeit im Sinne einer möglichst hohen Robustheit gegenüber den denkbaren künftigen Entwicklung des Energiesektors geprüft.

Die Bundesnetzagentur prüft daher:

- die Wirksamkeit der einzelnen Maßnahmen,
- die Bedarfsgerechtigkeit der einzelnen Maßnahmen,
- die Erforderlichkeit der einzelnen Maßnahmen.

Diese Kriterien dienen der Bundesnetzagentur zur Strukturierung der Prüfung des Netzentwicklungsplans sowie der Bewertung, ob eine Maßnahme bestätigt oder nicht bestätigt wird.

1.1.2.1. Wirksamkeit

Ziel der Netzplanung ist es, ein sicheres und zuverlässiges Netz zu konzeptionieren, welches im Normalbetrieb stabil betrieben werden kann. Ein Netz kann stabil betrieben werden, wenn es – unter Annahme der getroffenen Prognosen – zu keinen unzulässigen Betriebszuständen im Netz kommen kann. Legt man das heutige Startnetz zugrunde und betrachtet die Ergebnisse der Marktmodellierung im Zieljahr 2022, stellen sich unzulässige Betriebszustände ein. Folglich sind Maßnahmen notwendig, um im Zieljahr den stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten. Zusätzlich muss nach dem (n-1)-Kriterium gewährleistet sein, dass das Übertragungsnetz den Ausfall eines Betriebsmittels kompensieren kann. Eine Maßnahme gilt nach den Planungskriterien der Übertragungsnetzbetreiber dann als wirksam, wenn Sie eine drohende Überlastsituation im Übertragungsnetz vermeidet, die ohne die Maßnahme nicht zu verhindern wäre.

Eine Maßnahme gilt auch dann als wirksam, wenn sie drohende Überlastsituationen im unterlagerten 110-kV-Netz verhindert und die Überlastsituationen nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand durch Ausbaumaßnahmen in der 110-kV-Ebene behoben werden können.

Eine Ausbaumaßnahme kann aus Effizienzgründen auf der Ebene des Übertragungsnetzes ergriffen werden, um die unterlagerten Spannungsebenen entlasten. So kann es z. B. effizienter sein, eine neue Leitung auf Übertragungsnetzebene zu errichten, um einen massiven Ausbau auf der 110-kV-Ebene zu verhindern.

Weiterhin wird eine Maßnahme auch dann als wirksam eingestuft, wenn sie dem Ziel der Stärkung des europäischen Stromhandels dient. Dies ist offensichtlich bei den grenzüberschreitenden Leitungsbauvorhaben der Fall, kann aber auch bei grenznahen innerdeutschen Maßnahmen der Fall sein. An fast allen Außengrenzen sind die Stromtransportkapazitäten in das bzw. aus dem Ausland derzeit limitiert. Ausdruck davon ist die Ausweisung der sog. NTC-Werte (Net

Transfer Capacities), die die obere Grenze für die Transportkapazitäten angeben. Daher ist auch der Stromhandel mit dem Ausland bisher nur eingeschränkt möglich. Die Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten zur Intensivierung des europäischen Strombinnenmarktes entspricht dem Zweck des § 1 Abs. 3 EnWG.

Eine Maßnahme ist auch dann als wirksam einzustufen, wenn sie ungeplante physikalische Stromflüsse durch das europäische Ausland, sog. Ringflüsse, vermeidet oder deutlich reduziert. Bei Ringflüssen handelt es sich um grenzüberschreitende Lastflüsse, welche aufgrund von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz über benachbarte Übertragungsnetze fließen und diese Übertragungsnetze belasten.

Maßnahmen, welche für die vorgenannten Situation im Übertragungsnetz eine Lösung darstellen, können Maßnahmen verschiedenster Art (Optimierung, Verstärkung und Ausbau) sein. Dies spiegelt auch der Gesetzestext wieder, welcher das NOVA-Prinzip vorsieht.

Für eine Maßnahme ergibt sich folglich die Wirksamkeit, wenn sie

- (a) den (n-1) sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sicher stellt oder
- (b) unverhältnismäßigen Aufwand zur Behebung von Überlastungen in unterlagerten Netzebenen vermeidet oder
- (c) zu einer gewollten Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität führt oder
- (d) ungewollte physikalische Ringflüsse über das europäische Ausland merklich reduziert

Erfüllt die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagene Maßnahme einen der Punkte (a) – (d), so ist diese Maßnahme wirksam.

Zur Überprüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme im Sinne der Ziffer (a) wurde untersucht, inwieweit der sichere Netzbetrieb mit und ohne diese Maßnahme möglich ist. Dazu wurde die Maßnahme in einem Netzmodell zunächst entfernt bzw. abgeschaltet und der Lastfluss im Normalbetrieb (Grundlastfluss) berechnet. Anschließend wurde die zu überprüfende Maßnahme eingeschaltet und der

Lastfluss im Netz mit der Maßnahme (Grundlastfluss) berechnet. Beide Situationen im Grundlastfluss wurden auf unzulässige Betriebszustände und Überlastungen hin überprüft. Wurde festgestellt, dass die zu überprüfende Maßnahme die Anzahl der Überlastungen und unzulässigen Betriebszustände reduziert - oder sogar komplett behebt, wurde die Maßnahme als wirksam bewertet. Dabei ist entsprechend der Planungsgrundsätze ausreichend, wenn die überlastvermeidende Wirkung nur in einer spezifischen Belastungs- oder Nutzungssituation, d. h. in einem sog. Netznutzungsfall, auftritt.

Bei der Prüfung der Maßnahmen wurde gemäß den Planungsgrundsätzen der ÜNB Freileitungsmonitoring, d.h. der witterungsabhängige Betrieb von Höchstspannungsleitungen zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit, für die Windzonen Mittel- und Süddeutschland (Leitungsbelastung maximal 115%), Norddeutsches Tiefland (maximal 130%) und in den Küstenregionen (maximal 150%), berücksichtigt.

Weiterhin wurden zulässige Topologieänderungen als mögliche Abhilfe für Betriebsmittelgrenzverletzungen berücksichtigt und Verletzungen der Summenaustauschleistungen zugelassen.

Neben der Wirksamkeitsprüfung durch Ausfallrechnungen (Grundfall und (n-1)) wurden im Einzelfall auch Gutachten herangezogen, wenn sich die Begründung einer Maßnahmen nicht aus einer Überlastung des Höchstspannungsnetzes ergibt, sondern die Maßnahme Überlastungen in unterlagerten Netzebenen vermeiden soll, die in diesen Netzen selbst nur mit unverhältnismäßigem Aufwand behoben werden können. Ausfallrechnungen führen insoweit nur bedingt weiter, weil sich mangels Überlastung des Übertragungsnetzes typischerweise der Befund ergäbe, dass die Maßnahme keine Überlastung behebt und deshalb nicht als wirksam bezeichnet werden könnte.

Zur Prüfung der Maßnahme mit grenzüberschreitendem Nutzen wurden neben Gutachten auch Analysen der Übertragungsnetzbetreiber zum gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP 2012) hinzugezogen. Diese beinhalten konkrete Nutzenanalysen und stellen die Maßnahmen und Ihren Nutzen im europäischen Kontext dar.

Keine Maßnahmen mit grenzüberschreitendem Nutzen sind sogenannte Loopflows (Ringflüsse) bei denen Stromflüsse, die durch innerdeutsche Handelsgeschäfte (oder solche mit Österreich) verursacht sind, von den Erzeugungsstandorten über die Stromnetze der Nachbarländer zurück zum deutschen (oder österreichischen) Verbraucher fließen. Diese zusätzlichen Lastflüsse stellen eine Belastung der Netze der betroffenen Nachbarländer dar, auf die diese nicht eingerichtet sind und die es entsprechend der europäischen Regularien zu verringern gilt.

Die Wirksamkeit von Maßnahmen in Bezug auf Ringflüsse wird nicht durch (n-1)-Ausfallrechnungen, sondern durch Lastflusssimulationen geprüft.

1.1.2.2. Bedarfsgerechtigkeit

Die Bedarfsgerechtigkeit für die vorliegende Netzentwicklungsplanung ist die zweite Komponente zur Feststellung der Notwendigkeit einer Maßnahme unter Berücksichtigung verschiedener zukünftiger Entwicklungen.

Der bedarfsgerechte Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG umfasst Maßnahmen, die sowohl durch die Reaktion auf eine veränderte Nachfrage als auch durch die Prognose zu erwartender zukünftiger Nachfrageänderungen begründet sind.

Da der Bedarf im Sinne der Netzentwicklungsplanung sich durch die Ergebnisse der Marktmodellierung für das Übertragungsnetz abbildet, können die Auswirkungen des Bedarfs (Ergebnisse der Marktmodellierung) auf das Übertragungsnetz als zu quantifizierende Größe festgehalten werden.

Eine Maßnahme bedient einen Bedarf, wenn sich für die Maßnahme eine zulässige Auslastung ergibt und sie einer konkreten Veränderung in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur Rechnung trägt.

Für die Bundesnetzagentur stellt sich im Rahmen Ihres Prüfauftrages also die Feststellung der Auslastung einzelner Maßnahmen als Aufgabe dar. Für einzelne Maßnahmen wurden in den jeweiligen, von den ÜNB übermittelten Netznutzungsfällen, die entsprechenden Auslastungen im Grundlastfall berechnet

1.1.2.3. Erforderlichkeit

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit einer Maßnahme hat sich die Bundesnetzagentur von weiteren Erwägungen leiten lassen, welche über die von den Übertragungsnetzbetreibern zugrunde gelegten Planungskriterien hinausgehen.

Angesichts der bestehenden Unwägbarkeiten reicht eine klassische Prüfung von Wirksamkeit und Bedarfsgerechtigkeit, wie sie den ÜNB obliegt, zur Wahrung der Verhältnismäßigkeit und zur Erfüllung des Auftrags der Bundesnetzagentur, eine hinreichende Basis für eine parlamentarische Bestätigung des Ausbaubedarfs in Form eines Gesetzes zu schaffen, nicht aus. Die zu bestätigenden Maßnahmen müssen deshalb eine hinreichende Robustheit aufweisen, also auch unter verschiedensten Bedingungen einen hinreichenden Nutzen generieren. Da ansonsten Prognoseveränderungen, wie sie sich z. B. aus der jährlichen Erarbeitung des Szenariorahmens ergeben, dazu führen können, dass die vormals bestätigten Maßnahmen nicht mehr bestätigt werden.

Nach Ansicht der Bundesnetzagentur sollten Maßnahmen gegenüber einer möglichst großen Anzahl von Szenarien und auch gegenüber Veränderungen von gesetzlichen oder anderweitigen Rahmenbedingungen stabil sein, um nicht unnötig Ressourcen zu verbrauchen. Eine Maßnahme ist folglich erforderlich, wenn Sie nicht nur bedarfsgerecht, sondern auch gegenüber Veränderungen der Netzentwicklungsplanung in einem gewissen Maße widerstandsfähig und damit robust ist.

Um die Erforderlichkeit im Rahmen einer Prüfung quantifizierbar zu machen, ist die Auslastung von Leitungen (siehe 1.1.2.2 Bedarfsgerechtigkeit) ein sinnvolles Kriterium. Die Auslastung stellt dar, in welchem Umfang die Leitung beansprucht wird. Je höher die Beanspruchung einer Leitung ist, umso stärker ist die Entlastung des umgebenden Netzes. Je stärker das Netz durch eine Maßnahme entlastet wird, desto höher ist ihr Nutzen im Wechselstromnetz für das Gesamtsystem. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Gleichstrom- und Wechselstrommaßnahmen. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Gleichstrom- und Wechselstrommaßnahmen. Durch die Steuerbarkeit der HGÜ-Leitungen kann die Auslastung der HGÜ-Leitungen gezielt eingestellt werden. Das Ziel ist in der Regel möglichst hohe Auslastungen zur Entlastung der umgebenden Wechselstrommaßnahmen zu

erreichen. Bei dem Wechselstrommaßnahmen ergeben sich die Auslastungen aus der physikalischen und elektronischen Gesetzmäßigkeiten im vermaschten Netz. Der Lastfluss verteilt sich automatisch auf das Netz und ist ohne aktive Lastflussmanagement nicht beeinflussbar.

Die Leitungsauslastungen wurden unter der Berücksichtigung der Auslastungen des umgebenden Netzes (Entlastungsgedanke), der Gewährleistung der (n-1) Sicherheit und etwaigen Revisionen bewertet.

Bei der Prüfung der Erforderlichkeit ist zu berücksichtigen, dass eine Grenze nicht zu hoch gewählt sein darf, um im späteren Netzbetrieb auch bei betriebsbedingten Abschaltungen oder anderen Vorkommnissen für den Fehlerfall gerüstet zu sein. Eine hohe Auslastung in diesem Sinne ist schon bei einem Wert von deutlich über 50% anzunehmen. Denn bei einem Ausfall so hoch ausgelasteter Leitungen ergeben sich in der Praxis regelmäßig grenzwertige Belastungen für das umgebende Netz. Außerdem sind hoch ausgelastete Leitungen kaum in der Lage ihrerseits den Ausfall anderer Betriebsmittel abzusichern. Gleichzeitig darf eine Auslastungsgrenze auch nicht zu niedrig gewählt sein, damit die Maßnahme bei veränderten Rahmenbedingungen nicht unnötig wird. Denn dann würde der Indikator seinen Sinn nicht erfüllen können.

Insofern kommt eine Auslastung einer Leitung im Bereich von 20% als Robustheitsindikator in Betracht. Eine solche Auslastung indiziert einen Grenzbereich, weil unterhalb einer Auslastung von 20% technisch gesehen auch eine 110 kV – Leitung zur Bewältigung des Transportbedarfs in Frage kommt.

Diese 20%-Grenze erscheint auf den ersten Blick möglicherweise noch zu gering. Die Forderung, das Netz so zu planen und auszulegen, dass es im Störfall trotzdem funktioniert, führt jedoch in der Praxis sehr häufig zu einer in vielen Stunden sehr geringen Auslastung im Normalgebrauch, d.h. im störungsfreien Betrieb. Eine maximale Auslastung von 20% ist daher zwar nicht hoch, auch nicht untypisch niedrig.

Nach Abwägung aller genannten Gesichtspunkte ist es daher aus Sicht der Bundesnetzagentur angezeigt, im Rahmen der Erforderlichkeitsprüfung einer Maßnahme relativ zum umgebenden Netz eine maximale Auslastung von 20% anzusetzen.

Zur Bestimmung der Auslastung einer Leitung hat die Bundesnetzagentur die Jahresauslastungskurven betrachtet. Hierfür wurden für das Zielnetz alle 8760 Stunden des Szenarios B2022 berechnet und die relativen Leitungsauslastungen bestimmt und ausgewertet.

1.1.2.4. Prüfung des Gesamtkonzepts

Der vorstehend vorgestellten Prüfung der Einzelmaßnahmen auf Wirksamkeit, Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit ist die Prüfung des Gesamtkonzepts zur Seite zu stellen, in der Auswahl und Umfang der im Netzentwicklungsplan ausgewiesenen Übertragungstechnologien überprüft werden.

Der Netzentwicklungsplan stellt einen Bedarf an Übertragung großer Leistungen über weite Strecken fest. Dieser soll durch HGÜ-Leitungen und flankierende NOVA-Maßnahmen gedeckt werden. Hierfür wurde ein Gesamtkonzept mit vier HGÜ-Korridoren, die insgesamt sieben Trassen beinhalten, zusammen mit den zusätzlich erforderlich notwendigen Drehstromausbau als Gesamtplan vorgeschlagen.

Zur Prüfung des Gesamtkonzepts wurde die TU Graz in einem Gutachten beauftragt, verschiedene Varianten zur Lösung des sich aus den Szenarien ergebenden energiewirtschaftlichen Transportbedarfes zu untersuchen und anhand geeigneter Kenngrößen miteinander zu vergleichen. Ziel des an die TU Graz vergebenen „Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz“ (kurz NEMO II) ist es, **unabhängig** von der methodischen Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber den benötigten Netzausbaubedarf zu ermitteln. Diese Unabhängigkeit von der Herangehensweise der Übertragungsnetzbetreiber stellt sicher, dass am Ende übereinstimmende Lösungswege mit größter Wahrscheinlichkeit technisch und energiewirtschaftlich gute und angemessene Lösungen sind.

Das Gutachten schließt an das von Consentec durchgeführte Gutachten „Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells“ (kurz NEMO I) an. In NEMO I wurde, basierend auf dem von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2012, die Regionalisierung und Marktsimulation für die

Jahre 2022 und 2032 als Grundlage für NEMO II erarbeitet. Im Zuge des Gutachtens NEMO I wurden insgesamt acht relevante Netznutzungsfälle (ergibt insgesamt 32 Marktmodellrechnungen für jeweils acht Netznutzungsfälle pro Szenario) ermittelt, die als Grundlage in die Arbeiten zu NEMO II eingegangen sind.

Das Gutachten wird auf den Internetseiten der Bundesnetzagentur veröffentlicht werden.

Für die Ermittlung des Netzausbaubedarfs wurden zwei unterschiedliche Modellierungswerkzeuge genutzt: Das von der TU Graz entwickelte Modell ATLANTIS, in dem ein gesamteuropäisches Marktmodell (Market Coupling Modell) mit einer DC-Lastflussrechnung (DC-OPF-Modell)³ kombiniert wird, nimmt eine ganzheitliche Abbildung des europäischen Elektrizitätssystems vor. Im Rahmen des Gutachtens wird ATLANTIS verwendet, um speziell die Notwendigkeit der Overlay-Varianten (ein oder mehrere HGÜ-Korridore) in den Szenarien B2022 und B2032 anhand von *Szenariorechnungen* (jährlich verlaufende Berechnungen zwischen 2012 und 2032 mit 48 repräsentativen Zeitpunkten pro Jahr) und *Extremfallrechnungen* (ausgewählte Netznutzungsfälle in B2022 und B2032) zu untersuchen und ihre Auswirkungen unter anderem auf die angrenzenden Nachbarländer zu bestimmen.

Das Modell wird aufgrund seiner methodisch bedingten Abstraktheit nicht zur Ausbauplanung der unterlagerten Drehstromstrukturen genutzt. Vielmehr wird auf Basis eines engpassbehafteten Übertragungsnetzes mithilfe des Optimal-Power-Flows-Verfahrens eine Redispatchmenge als Maßgröße für die Eignung der verschiedenen Overlay-Strukturen abgeleitet. Um dennoch zu einem zuverlässigen und (n-1)-sicheren Übertragungsnetz zu gelangen, wird in einem Folgeschritt in einem verfeinerten Netzmodell die Struktur des deutschen Netzes untersucht.

Die mit ATLANTIS identifizierten Overlay-Strukturen wurden als Ausgangspunkt für die weitere Netzplanung im 380-kV-Netz genutzt. Für die darauf aufbauende Netzausbauplanung mit NEPLAN wird, basierend auf den acht Netznutzungsfällen aus NEMO I (Consentec), ein (n-1)-sicheres, redispatchfreies Netz angestrebt. Das in NEPLAN erstellte Modell wurde auch für die näherungsweise Ermittlung des

³ OPF: Optimal Power Flow.

Ausbaubedarfs in konventioneller Drehstromtechnik (220/380 kV) als auch mit einem 550-kV-Korridor verwendet.

Bewusst wurden hierbei andere Netznutzungsfällen der Übertragungsnetzbetreiber verwendet.

Tatsächlich unterscheiden sich die Regionalisierung und Marktmodellierung der beiden Herangehensweisen (ÜNB auf der einen Seite und Gutachten Consentec/ TU Graz auf der anderen Seite) teils deutlich. Dies ist zum einen bedingt durch die hohen Freiheitsgrade des Szenariorahmens. Beide Ansätze sind jedoch trotz teils erheblicher Abweichungen in sich nachvollziehbar und wissenschaftlich begründbar.

Zum anderen wurde hierdurch jedoch auch eine Robustheit der Ausbauplanungen erreicht, die weit über gewöhnliche Sensitivitätsanalysen hinausgeht. Da die verschiedenen Modellierungen allesamt zu sehr ähnlichen Resultaten gelangen, wird die Erforderlichkeit des Netzausbaus belastbar nachgewiesen.

1.1.3. Datengrundlage der Prüfung

Die Aussagekraft netzplanerischer Überlegungen hängt in hohem Maße von der Qualität der berücksichtigten Eingangsdaten ab. Der Prozess zur Erstellung des Netzentwicklungsplans verfügt mit dem Szenariorahmen über einen Verfahrensschritt, der sich explizit der Festlegung und Konsultation relevanter Rahmenparametern verschreibt.

Methodisch bedingt bedürfen diese Rahmenparameter jedoch einer Interpretation oder „Verfeinerung“, so z.B. die Zuweisung der nationalen Ausbauziele der EE zu den einzelnen Netzknotenpunkten (sog. Regionalisierung).

Die für die Prüfung des Netzentwicklungsplans herangezogenen Daten lassen sich grundsätzlich in drei Kategorien einordnen: Regionalisierungsdaten, Ergebnisse der Marktsimulation (Netznutzungsfälle), sowie Netztopologien.

Die Daten stammen im Wesentlichen aus zwei Quellen: ein Gutachten zur Regionalisierung und Marktmodellierung der Firma Consentec sowie die Netzberechnungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber.

Im Folgenden sollen zunächst die Daten beschrieben werden, die der Prüfung der Einzelmaßnahmen durch die Bundesnetzagentur zu Grund lagen. Anschließend wird die Datengrundlage der Gutachter (Consentec/TU Graz) dargestellt.

1.1.3.1. Datengrundlage der Bundesnetzagentur

Die Übertragungsnetzbetreiber haben auf Basis des Ende 2011 genehmigten Szenariorahmens eine Regionalisierung, sprich Zuordnung von installierten Leistungen und Lasten auf die einzelnen Netzknoten vorgenommen. Konkret wurden hierbei alle Einspeiser und Verbraucher der unterlagerten Netzebenen an den Sammelschienen der Umspannwerke unterspannungsseitig (i.d.R. auf 110 kV) angeschlossen. Ausgehend von der vorgegebenen Verteilung der Wind- und Photovoltaikeinspeisung auf die deutschen Bundesländer im Szenario C2022 wurden die Werte für alle übrigen Szenarien linear skaliert. Die Verteilung auf die einzelnen Netzknoten erfolgte nach Kriterien der Übertragungsnetzbetreiber ergänzt um Informationen der Verteilungsnetzbetreiber, die jedoch im Netzentwicklungsplan leider nur sehr rudimentär vorgestellt werden.

Um die Bandbreite möglicher Belastungsfälle für das deutsche Übertragungsnetz in den Jahren 2022 und 2032 gemäß des Szenariorahmen zum NEP 2012 ableiten zu können, sind Modellierungen des Kraftwerkseinsatzes unter Marktgesichtspunkten sowie die zu erwartenden Importe und Exporte abzubilden.

Neben den installierten Einspeiseleistungen und Lasten sind auch Zeitverläufe wie z.B. Gangreihen der Wind- und Photovoltaikeinspeisung für die Modellierung vonnöten. Es wurde in der Modellierung der Übertragungsnetzbetreiber auf das Wetterjahr 2007 zurückgegriffen, welches ein überdurchschnittliches Windaufkommen aufweist. Ebenfalls wurden Annahmen hinsichtlich der zu erwartenden grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten getroffen. Diese liegen der Bundesnetzagentur vor, sind jedoch nicht im Netzentwicklungsplan dokumentiert.

Im Kern der Marktmodellierung wird auf Basis eines gekoppelten Optimierungsmodells ein volkswirtschaftlich sinnvoller Kraftwerks- und Speichereinsatz unter Berücksichtigung von An- und Abfahrkosten und -zeiten sowie geplanten und ungeplanten Stillständen ermittelt.

Im Ergebnis stehen somit die Einsatzzeiten und –umfänge aller steuerbaren Einspeisungen für 8760 Stunden des Modelljahres 2022 zur Verfügung.

Diese Kraftwerks- und Speichereinsätze bilden in Kombination mit den Import- und Exportleistungen sowie den Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien die Netznutzungsfälle.

Der Bundesnetzagentur wurde von den Übertragungsnetzbetreibern auf Basis der Betriebsmitteldaten eine Modellierung des deutschen Übertragungsnetzes in der Software INTEGRAL übermittelt. Zunächst wurde ein Datensatz zur Analyse des Startnetzes bereitgestellt. Hierin sind planfestgestellte oder im Bau befindliche Ausbaumaßnahmen sowie die Maßnahmen des EnLAG berücksichtigt.

Es wurde des Weiteren für jede Ausbaumaßnahme des Netzentwicklungsplans eine Datei zur Verfügung gestellt. Diese Dateien beinhalten eine Netztopologie (unter Berücksichtigung von Schaltzuständen) für einen der modellierten 8760 Netznutzungsfälle und dienen dem Nachweis der Wirksamkeit der Maßnahme anhand von Ausfallrechnungen für diese Modellstunde.

1.1.3.2. Datengrundlage TU Graz

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen ihrer Prüfaufgabe das Gutachten „Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (NEMO)“ an die Firma Consentec vergeben. Ziel des Gutachtens war die Aufbereitung der im Szenariorahmen bestätigten Werte aller Szenarien für die Marktsimulation. Hierbei war die örtliche Verteilung der Last sowie Erneuerbarer Energien und konventioneller Erzeuger (sofern deren Zuordnung nicht eindeutig aus der Kraftwerksliste hervor ging) auf rund 400 georeferenzierte Netzknoten erforderlich. Es wurden der Bundesnetzagentur daher zu jedem Netzknoten die installierten Leistungsanteile der Wasserkraft, Onshore- und Offshore-Windenergie, Photovoltaik und Biomasse sowie die Last in jedem Szenario übergeben. Die Vorgehensweise zur Ermittlung der regionalisierten Anteile orientiert sich an öffentlich verfügbaren Informationen wie Bevölkerungsdichte, heutiger installierter Leistung sowie ausgewiesener Windeignungsflächen und Solareinstrahlungsdaten. Ferner wurden in diesem Arbeitsschritt auch die Kapazitäten der Grenzkuppelleitungen ermittelt und gemäß

der Annahmen aus dem TYNDP 2010 fortgeschrieben. Die als Ergebnis dieser ersten Analyse entstandenen Regionalisierungsdaten dienen zugleich als Eingangsdaten für die anschließende Marktsimulation in NEMO II.

Hierfür wurden Zeitverläufe wie z.B. Gangreihen der Wind- und Photovoltaikeinspeisung den historischen Wetterdaten des Jahres 2008 entnommen und entsprechend den erwarteten Gegebenheiten der Szenarien skaliert. Das Wetterjahr 2008 wird als typisches und für zukünftige Wetterlagen repräsentatives Jahr eingeschätzt.

Das verwendete Marktmodell benötigt ferner Brennstoffpreise und Annahmen zu Kraft-Wärme-Kopplung und Lastmanagement, die im Gutachten dokumentiert sind.

Um den Aufwand für die durchzuführenden Netzberechnungen zu begrenzen, wurde eine Auswahl von auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen definiert. Hierbei wurden die Höhe der Last sowie die Einspeisung aus Wind und Photovoltaik als einflussreichste Faktoren bestimmt. Um alle Kombinationen der drei Kategorien abzudecken sind folglich $2^3 = 8$ Zeitpunkte zu bestimmen. Im Rahmen des Gutachtens wurde ein Verfahren entwickelt, um eine möglichst hohe Diversität der Netznutzungsfälle zu erreichen. Die Nomenklatur der Netznutzungsfälle kennzeichnet die Ausprägung der einzelnen Faktoren (L für Last, W für Wind und P für Photovoltaik) in der Form (+) für hohe und (-) für niedrige Werte (z.B. L+W+P-).

Der Bundesnetzagentur wurden sämtliche Einspeise- und Lastdaten aus dem Marktmodellen an allen Netzknoten für alle 8 Netznutzungsfälle in allen 4 Szenarien (22A, 22B, 22C sowie 32B) übergeben.

Um in einem weiteren Analyseschritt die potentiellen Schwachstellen der heutigen Netzstrukturen erkennen zu können, wurden zunächst Betriebsmitteldaten für das sog. Startnetz eingefordert. Hierunter wird das deutsche Übertragungsnetz nach Fertigstellung bestimmter Ausbaumaßnahmen verstanden (Definition siehe an anderer Stelle).

So wurden relevante Betriebsmittelinformationen zu jeder Leitung (Stromtragfähigkeit, ohmscher Widerstand, induktiver Widerstand und Kapazität) und zu Transformatoren (Übersetzungsverhältnis, Bemessungsscheinleistung, Kurzschlussspannung und Kurzschlussverluste) bereitgestellt.

Auf Basis dieser Daten wurde im Rahmen des „Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz“ von der Technischen Universität Graz ein Modell des deutschen Übertragungsnetzes mittels der Netzberechnungssoftware NEPLAN erstellt, welches der Bundesnetzagentur vorliegt.

Unter Verwendung der zuvor beschriebenen 8 Netznutzungsfälle wurde eine Schwachstellenanalyse vorgenommen sowie verschiedene Zielnetzvarianten erstellt, um die Eignung verschiedener Technologien und Korridorkonzepte auf ihre Tauglichkeit zur effizienten Bereitstellung geeigneter Transportkapazitäten in den Szenarien des Szenariorahmens zu untersuchen.

1.1.4. Länderübergreifende und grenzüberschreitende Vorhaben

Der bestätigte Netzentwicklungsplan ist Grundlage für den Entwurf des Bundesbedarfsplan nach § 12e EnWG. In diesem sollen die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen gekennzeichnet werden. Vorliegend wurden daher schon im Rahmen der Beschreibung der jeweiligen Projekte ausgewiesen, wenn es sich dabei um ein länderübergreifendes und grenzüberschreitendes Vorhaben handelt. Dabei werden die bestätigten Maßnahmen, die einen gemeinsamen energiewirtschaftlichen Zweck haben, zu Vorhaben zusammengefasst.

1.2. Einzelmaßnahmenbewertung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in Ihrem Entwurf zum Netzentwicklungsplan dem technologischen Fortschritt Rechnung getragen und bereits zwei wesentliche Transportkorridore ausgewiesen.

Nicht zuletzt weil die Gleichstromkorridore erhebliche flankierender Maßnahmen im Drehstromnetz notwendig machen, waren auch die Gleichstrommaßnahmen im Einzelnen zu prüfen und zu bewerten. Dies geschah an Hand der in Kapitel 1.1..2. (Aufgabe der Bundesnetzagentur: Prüfung) dargelegten Kriterien.

In den Untersuchungen zu den einzelnen Maßnahmen wurde jeweils sowohl ein Grundlastfall (n-0), als auch eine Reihe von (n-1)-Fällen in den unterschiedlichen Netznutzungsfällen betrachtet. Zum Lösen der Lastflussgleichungen wird ein iteratives Verfahren verwendet, dessen einzelne Schritte solange wiederholt werden, bis sich das Ergebnis innerhalb einer festgelegten Grenze nicht mehr verändert. Je nach Lastflusssituation kann es jedoch vorkommen, dass sich dieser Fall nicht einstellt, sondern die Ergebnisse einzelner Durchläufe in weiten Schritten um eine Lösung "pendeln" oder sich sogar ganz von dieser entfernen. In diesen Fällen liegt ein "Konvergenzproblem" des Gleichungssystems vor. Es kann keine Lösung gefunden werden, das Lösungsverfahren konvergiert nicht.

Auch kann es vorkommen, dass voreingestellte Grenzwerte während des Lösungsprozesses überschritten werden. In einigen Fällen kann eine Lösung des Gleichungssystems für eine bestimmte Lastflusssituation durch Änderungen innerhalb des Lösungsverfahrens erlangt werden, welche zum Teil die präzise Abbildung des Systemverhaltens einschränken. So z.B. eine Deaktivierung der Sekundärregelung oder der Trafostufenstellungen. Auch bietet die verwendete Software in manchen Fällen Näherungslösungen an.

Alle diese vorgenannten Fälle bieten einen erhöhten Freiheitsgrad in der Deutung der Ergebnisse. Die Untersuchungen werden dann in ihrer Aussage weniger eindeutig. Das Phänomen mangelnder Konvergenz heißt nicht per se, dass eine Maßnahme nicht wirksam, bedarfsgerecht oder nicht erforderlich wäre. Es ist allerdings ein deutlicher Hinweis dafür, dass ergänzende Prüfungen und Begründungen vorliegen sollten, um eine Maßnahme bestätigen zu können.

Korridor A: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – NRW – BaWü

Beschreibung:

Der Korridor A mit den Maßnahmen 01 und 02 stellt ein weitreichendes Vorhaben im Westen Deutschlands dar. Es handelt sich hierbei um zwei Maßnahmen mit einer gesamten Trassenlänge von bis zu 660 km, welche in der HGÜ-Technologie ausgeführt werden sollen. Die Übertragungsnetzbetreiber geben in dem 2. Entwurf zum Netzentwicklungsplan an, dass beide Maßnahmen nicht als Neubau in komplett neuer Trasse geführt, sondern auf bestehenden Mastsystemen integriert werden sollen. Die Maßnahme M02 ist auch bekannt unter dem Namen „Ultranet“ und wird auch als Hybridsystem bezeichnet. Der Begriff rührt von der Parallelführung von Gleichstrom- und Drehstromleiterseilen auf den gleichen Masten. Mit Hilfe dieser Maßnahmen sollen die in der Nordsee durch Windenergieanlagen erzeugten Strommengen in den Süden Deutschlands transportiert werden. Neben dem Abtransport von Offshore-Windenergie besteht auch der Bedarf zum Abtransport der verstärkten Einspeisung von Onshore-Windenergie. Diese soll ebenfalls mit Hilfe dieser Maßnahmen zu den Lastzentren in Deutschland transportiert werden.

Korridor A ist in zwei Vorhaben untergliedert, welche jeweils länderübergreifend sind:

Vorhaben: Emden/Borßum – Osterath

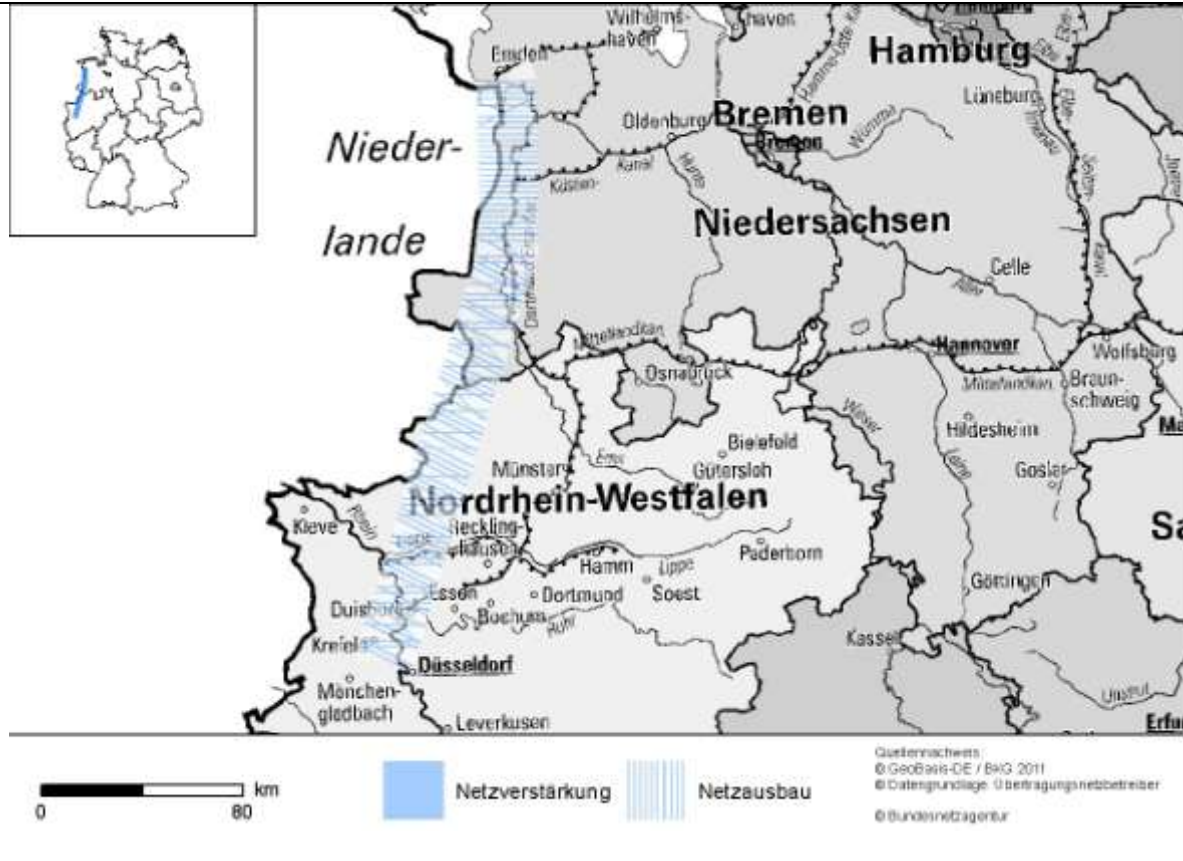
Vorhaben: Osterath – Philippsburg



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 01: Emden/Borßum – Osterath

Die Maßnahme 01 (Emden/Borßum – Osterath) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

Die Maßnahme M01 ist entsprechend der für die Prüfung zu Grunde gelegten Kriterien wirksam, da sie erheblich zur Reduzierung der Ringflüsse durch die Niederlande beiträgt.

Dies haben die Untersuchungen der TU Graz ergeben. Ein Transportkorridor im Westen Deutschlands reduziert die Ringflüsse verursacht durch die Einspeisung von Offshore-Windenergie durch die Niederlande von etwa 15% auf ca. 10% der eingespeisten Offshoreleistung. Bezogen auf die gesamte für 2022 prognostizierte Leistung von 13.100 MW installierter Offshore-Leistung entspricht dies einem entlastenden Effekt in Höhe von bis zu 650 MW. Die zusätzliche Reduzierung der durch die Einspeisung von Onshore-Windenergie induzierten Ringflüsse ist in

dieser Zahl noch nicht berücksichtigt. Sie wird den Korridor noch stärker rechtfertigen.

Die Maßnahme M01 ist auch deshalb entsprechend der für die Prüfung zu Grunde gelegten Kriterien wirksam, weil sie erheblich zur Reduzierung des Redispatch-Umfangs beiträgt. Diese Schlussfolgerung ergibt sich aus Untersuchungen der TU Graz mit einer modellhaften Nachbildung der Maßnahme M01. Die Untersuchungen wurden mit einer hinsichtlich der geografischen Lage sehr ähnlichen Nachbildung der Maßnahme M01 (mit größerer Transportkapazität als M01) durchgeführt. Im Jahr 2032 z. B. kann durch diesen sehr ähnlich modellierten Korridor das Redispatch-Volumen in einer enormen Größenordnung von rd. 20 TWh im Vergleich zu dem Redispatch-Volumen, welches nur mit dem Startnetz anfallen würde, verringert werden. Zwar dürfte die Redispatch reduzierende Wirkung durch M01 aufgrund der geringeren Transportleistung geringer ausfallen, aber immer noch in einem beachtlichen Umfang bleiben, so dass die Wirksamkeit von M01 auch in Bezug auf das Redispatch-Kriterium zu bejahen ist.

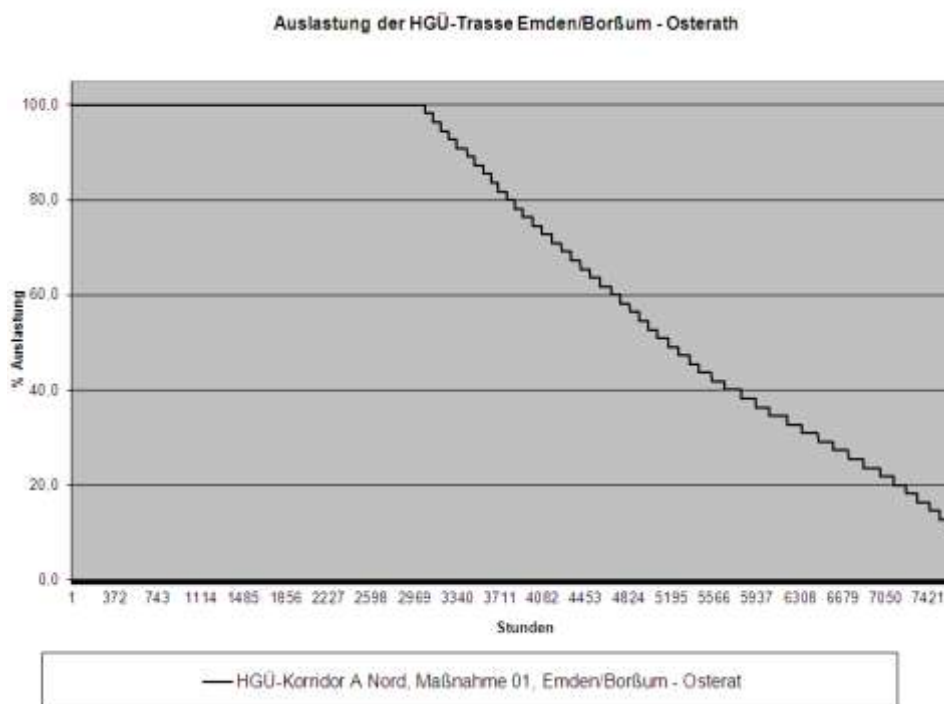
Der Bejahung der Wirksamkeit steht nicht entgegen, dass der Nachweis der Behebung einer (n-1)-Situation durch M01 nicht geführt werden kann. Denn zur Bejahung der Wirksamkeit genügt die Erfüllung eines der vier definierten Prüfkriterien. Die vier Prüfkriterien gelten alternativ, nicht kumuliert. Für die Überprüfung der Behebung einer (n-1)-Situation wurde der von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellte Netznutzungsfall der Stunde 1955 des Szenarios B2022 überprüft. In dieser Stunde herrscht in Deutschland eine solche Windeinspeisung, dass mit einem Freileitungsmonitoring gemäß Planungsgrundsätzen zu rechnen ist. In der Stunde 1955 treten bei (n-1)-Ausfällen zwar mehrere Überlastungen auf, die jedoch durch Topologiemassnahmen behoben werden konnten.

Die Maßnahme M01 ist auch entsprechend der für die Prüfung zu Grunde gelegten Kriterien bedarfsgerecht und erforderlich, da sie eine hohe Auslastung aufweist.

Die Gutachter der TU Graz haben auch die Auslastungen der HGÜ-Korridore des Entwurfs des Netzentwicklungsplans der Übertragungsnetzbetreiber für das Szenario B2022 untersucht. Dabei wurden den Berechnungen die Regionalisierungsergebnisse aus dem Gutachten NEMO 1 (consentec) zu Grunde

gelegt. Diese weichen von der Regionalisierung der Übertragungsnetzbetreiber ab und liefern somit eine ergänzende, differenzierte Betrachtung der Auslastungen der HGÜ-Korridore. Die Berechnungen wurden auf Basis des Startnetzes nur mit den HGÜ-Korridoren ohne weitere Drehstrommaßnahmen durchgeführt. Hierfür wurden für das Jahr 2022 insgesamt 48 verschiedene Netznutzungsfälle in dem Simulationsmodell ATLANTIS berechnet. Die Berechnungen ergeben, dass die Maßnahme 01 in 37 der 48 untersuchten Netznutzungsfällen zu 100% (= 2.000 MW) ausgelastet ist, in den anderen 11 Netznutzungsfällen fällt die Auslastung bis maximal ca. 500 MW ab. Die Transportrichtung ist dabei immer von Nord nach Süd (positives Vorzeichen).

Die parallel durchgeführten Auslastungsuntersuchungen der Bundesnetzagentur auf Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten 8760 Netznutzungsfälle für das Szenario B2022 ergaben in etwa 7700 Stunden aussagekräftige Ergebnisse.



Demnach ist die Maßnahme 01 in etwa 3000 Stunden von insgesamt 7700 Stunden zu 100% ausgelastet, danach fällt die Auslastung in etwa linear ab. Die hohen festgestellten Auslastungen belegen sowohl die Bedarfsgerechtigkeit als auch die Erforderlichkeit der Maßnahme 01.

Der Anfangspunkt Emden begründet sich aus der dort vorgesehenen Terminierung von Offshore-Anbindungen. Die aktuellen Planungen des Landes Niedersachsen sowie des Bundesamtes für Schifffahrt und Hydrographie sehen eine Anlandung einer Leistung von mehreren GW an Stromerzeugung aus der Nordsee vor. Der Entwurf des am 1.10.2012 veröffentlichten BSH-Offshore-Netzplans sieht in der westlichen Nordsee insgesamt vier Korridore von der Außenwirtschaftszone (AWZ) in die 12-Seemeilenzone vor. Der östlichste dieser drei Korridore (Korridor III) ist bereits durch Anbindungsleitungen von OWP belegt bzw. für diese reserviert; und die Anbindungsleitungen werden bisher im Küstenmeer über die Insel Norderney geführt und an den Netzverknüpfungspunkten Diele und Dörpen terminiert. Korridor I verläuft auf See ganz im Westen nahe der Seegrenze zu den Niederlanden. Im Entwurf des BSH-Netzplans ist vorgesehen, über Korridor I bis 2022 rund 3.000 MW Offshore-Leistung abzuführen. Für diesen Korridor bestehen auch im Küstenmeer bereits konkrete Trassenplanungen hinsichtlich der Führung über die Emsmündung hin zum Standort Emden. Die Emstrasse ist neben der Norderneyquerung im Bereich Niedersachsen bisher die einzige ausgewiesene bzw. konkret geplante Querung des Wattenmeerraumes für die Anbindung der Offshore-Windparks. Bei den anderen Korridoren II und IV ist deren Realisierung aufgrund der erheblichen Probleme bei der Querung des Wattenmeeres derzeit noch nicht abzusehen. Insoweit ist der Standort Emden als Anlandungspunkt für die Offshore-Windparks als wahrscheinlich anzusehen, dass sich daraus der Anfangspunkt der Maßnahme M01 begründet.

Der Endpunkt Osterath begründet sich aus der zentralen Lage im Lastschwerpunkt Rhein-Ruhrgebiet, dem von der Küste aus gesehen ersten Lastzentrum in Richtung Süden. Der erzeugte Windstrom kann im westlichen Ruhrgebiet bis zum maximalen Umfang von 2 GW zu den Verbrauchern abgeführt werden. Die Gutachter der TU Graz bestätigen die energiewirtschaftliche Sinnhaftigkeit einer Unterbrechung des Korridors A im Rhein-Ruhrgebiet. Die Bundesnetzagentur versteht die Standortbezeichnung Osterath dabei nicht als gemarkungs- oder grundstücksscharfe Positionsangabe.

Die exakte Lokalisierung der erforderlichen technischen Einrichtungen wie z.B. der Konverterstation ist Gegenstand der späteren Planungsverfahren. Der Netzverknüpfungspunkt Osterath ist nach den Berechnungen der

Bundesnetzagentur ein ausreichend dimensionierter Netzknoten. Es treten keine Grenzwertverletzungen oder andere Überlastungen am Netzverknüpfungspunkt Osterath in den Berechnungen auf.

Der Netzverknüpfungspunkt innerhalb des Korridors A ist nicht allein mit Blick auf eine sinnvolle Gestaltung der Maßnahme 01 zu wählen. Gleichzeitig muss auch die Funktion des Netzverknüpfungspunkts als Startpunkt der Maßnahme 02 berücksichtigt werden. Der Netzverknüpfungspunkt Osterath wäre aufgrund seiner zentralen Lage nahe der Kraftwerke des rheinischen Braunkohlereviere insbesondere als Startpunkt der Maßnahme M02 energiewirtschaftlich sinnvoll. In windschwachen Zeiten kann der in den Braunkohlekraftwerken erzeugte Strom, der in der Merit order der Produktionskosten unmittelbar im Anschluss an die erneuerbare Erzeugung zum Einsatz käme, über M02 in die Verbrauchszentren Süddeutschlands transportiert werden, ohne erhebliche zusätzliche Erweiterungen im Drehstromnetz erforderlich zu machen. Insofern ist eine optimale Auslastung der Gesamttrasse in Zeiten geringer wie starker Erzeugung aus Erneuerbaren Energien gewährleistet.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer in Bezug auf Maßnahme M01 wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt.

Der Forderung nach Ausführung der Maßnahme M01 als Kabelvariante kann nicht gefolgt werden, da die konkrete technische Ausführung von M01 nicht Gegenstand des NEP, sondern Gegenstand der späteren Planverfahren ist. Eine etwaige Zusammenlegung von M01 mit EnLAG Maßnahmen z. B. in Gestalt einer parallelen Trassenführung ist ebenfalls Gegenstand der späteren Planverfahren. Die signifikante netzentlastende Wirkung der Maßnahme rechtfertigt aus Sicht der Bundesnetzagentur die in einer Stellungnahme monierte vergleichsweise geringe Länge sowohl der Maßnahme M01 als auch der Maßnahme M02. Auch mit deutlich geringerem Auslastungsgrad der Braunkohlekraftwerke (unter 7.000 h in den Berechnungen der TU Graz) ergibt sich die Notwendigkeit von M01.

Einige Stellungnahmen haben angeregt, die Offshore-Anbindungen direkt nach Süden fortzuführen, um die doppelte Zwischen-Umrichtung von DC nach AC und zurück nach DC zu sparen. Gegen die Anregung spricht zum einen die unterschiedlichen Transportleistung der geplanten Offshore-Anbindungen, bei

denen entsprechend dem Entwurf des BSH-Offshore-Netzplans als Standard 900 MW vorgesehen sind, und der Leistung der Maßnahme M01 mit 2.000 MW. Die unterschiedlichen HGÜ-Technologiekonzepte (Offshore: VSC-Halbbrücken-, NEP: VSC-Vollbrückentechnologie). Gegen den Vorschlag spricht auch die fehlende Berücksichtigung des Onshore-Windstroms, der ohne Zwischenkonvertierung nicht über die Maßnahme M01 abgeführt werden könnte. Die Anregung wurde daher nicht aufgegriffen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 02: Osterath – Philippsburg (Ultranet)

Die Maßnahme 02 (Osterath – Philippsburg) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme 02 steht im sehr engen Zusammenhang mit Maßnahme 01. Sie dient als Weiterleitung der in der Nordsee und in Niedersachsen erzeugten Windkraft zu einer entstehenden Senke im Erzeugungssystem in Süddeutschland als auch zur Versorgung des Rhein-Neckar-Raumes durch die Erzeugungskapazitäten im westlichen Rhein-Ruhr-Gebiet in windschwachen Zeiten.

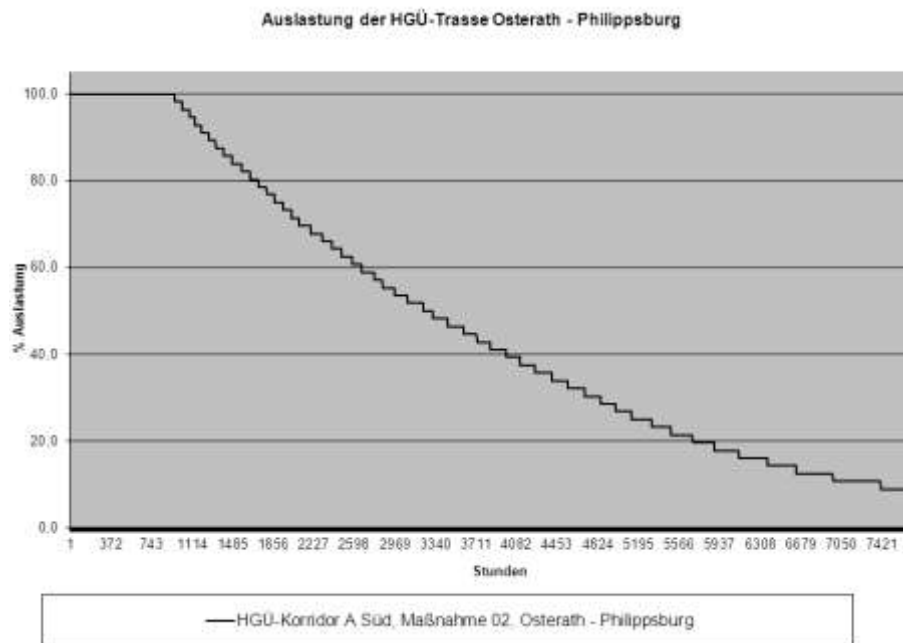
Die Wirksamkeit der Maßnahme M02 im Sinne der Prüfkriterien ergibt sich aus der erheblichen Reduzierung des Umfangs an Redispatch-Maßnahmen.

Die TU Graz hat ermittelt, dass der Redispatchbedarf durch eine Ein-Korridor-Lösung, die den Maßnahmen M01 und M02 topologisch sehr ähnlich ist und eine deutlich höhere Leistung aufweist, erheblich reduziert werden kann. Für das Jahr 2032 wurde der anfallende Redispatchbedarf in einer ersten Sensitivitätsrechnung

nur für das Startnetz, in einer zweiten Sensitivitätsrechnung für das Startnetz mit einem modellhaft nachgebildeten Korridor A Nord analog M01 und in einer dritten Sensitivitätsrechnung für das Startnetz mit einem modellhaft nachgebildeten Korridor A Nord und zugleich einem modellhaft nachgebildeten Korridor A Süd analog M02 berechnet. Die Sensitivitätsrechnungen ergeben, dass mit Korridor A Süd (analog M02) das anfallende Redispatchvolumen um mehr als 10 TWh/a geringer ausfällt als ohne Korridor A Süd. Zwar dürfte die Redispatch reduzierende Wirkung durch die Maßnahme M02 aufgrund der geringeren Transportleistung geringer ausfallen, aber – wie auch bei M01 – immer noch in einem beachtlichen Umfang bleiben, so dass die Wirksamkeit von M02 in Bezug auf das Redispatch-Kriterium ebenfalls eindeutig zu bejahen ist.

In Bezug auf die Auslastung der Maßnahme M02 haben die Berechnungen der TU Graz ergeben, dass die Maßnahme 02 in 24 von 48 untersuchten Netznutzungsfällen zu 100% (2.000 MW) ausgelastet ist, danach fällt die für die Lastflussrichtung Nord nach Süd (positives Vorzeichen) die Auslastung bis auf 0 ab. Anschließend dreht sich für etwa 6 Netznutzungsfälle die Lastflussrichtung von Süd nach Nord (negatives Vorzeichen) um mit einer Auslastung bis maximal etwa -1600 MW. Die Berechnungen wurden unter den gleichen Rahmenbedingungen wie bei M01 durchgeführt.

Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur über alle 8760 von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Netznutzungsfälle des Szenarios B2022 ergeben in etwa 7700 Stunden aussagekräftige Ergebnisse. Die resultierende Jahresauslastungskurve der Maßnahme 02 ist in untenstehender Grafik abgebildet.



Es ist ersichtlich, dass die Maßnahme 02 etwa in 1000 Stunden zu 100% ausgelastet ist, anschließend fällt die Auslastung bis auf maximal etwa 10% über das Jahr ab.

Der Netzverknüpfungspunkt Osterath wäre aufgrund seiner zentralen Lage nahe der Kraftwerke des rheinischen Braunkohlereviere insbesondere als Startpunkt der Maßnahme M02 energiewirtschaftlich sinnvoll (siehe Erläuterungen oben).

Der Endpunkt von M02 ist der Standort des stillzulegenden KKW Philippsburg. Der Standort des KKW Philippsburg stellt nach der Abschaltung des 1. Blocks im Jahr 2011 (ca. 0,9 GW) und des 2. Block im Jahr 2021 (ca. 1,5 GW) eine „Stromsenke“ dar, da durch die Abschaltung eine Leistung von ca. 2,4 GW im Süden Deutschland insgesamt wegfallen werden. Der Verlust der gesicherten KKW-Einspeisung im verbrauchsintensiven Rhein-Neckar-Raum ist zu kompensieren. Die Einspeisung aus M02 am Standort Philippsburg wirkt wie ein virtuelles Kraftwerk, welches die wegfallende Erzeugung aus dem KKW kompensiert. Aber nicht nur die Kompensation der Wirkleistungseinspeisung, auch die Kompensation der bisher vom KKW erbrachten aber zukünftig wegfallenden Blindleistungserbringung durch die Konverterstation sprechen für den Standort Philippsburg. Auch die bereits durch das KKW vorhandene starke Netzeinbindung des KKW spricht für den Standort Philippsburg.

Die vorgenannten Vorzüge dieses Standortes rechtfertigen aus Sicht der Bundesnetzagentur die in einer Stellungnahme gegenüber den anderen HGÜ-Maßnahmen monierte vergleichsweise geringe Länge der Maßnahme M02.

Es wird auf die Ausführungen und Bezugnahmen zu den Stellungnahmen von M01 verwiesen, da auf die Stellungnahmen zum HGÜ-Korridor A gesamthaft unter M01 eingegangen wird

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Korridor B: HGÜ-Verbindung Niedersachsen – Hessen – BaWü

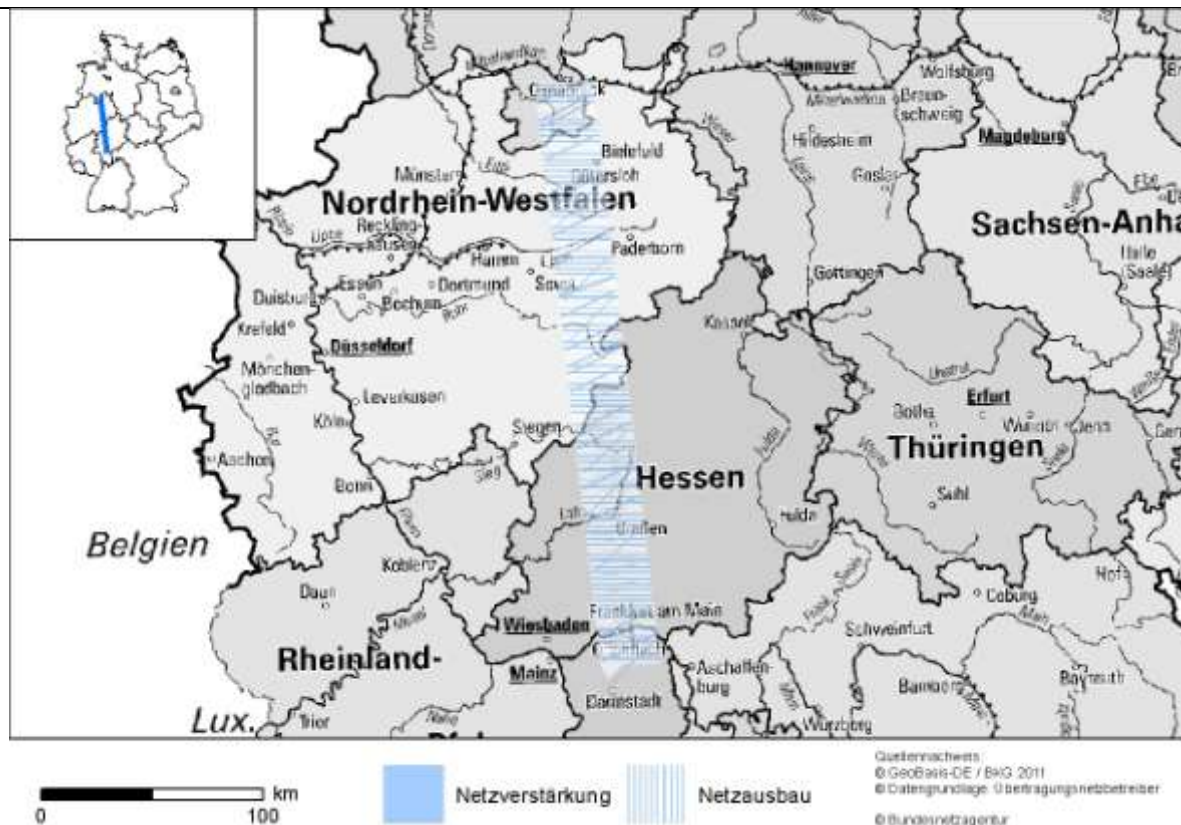
Maßnahme 04: Wehrendorf – Urberach

Beschreibung:

Die Maßnahme „Wehrendorf – Urberach“ stellt eine direkte Verbindung zwischen Niedersachsen und Baden-Württemberg dar. Dem Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber ist zu entnehmen, dass diese Maßnahme im Zeitraum von 2019 – 2020 in Betrieb genommen werden soll. Eine Ausführung in HGÜ-Technologie (2 GW Transportleistung) mit einem Netzausbau von 380 km neuer Trasse ist hierfür von den Übertragungsnetzbetreibern vorgesehen.

Die Übertragungsnetzbetreiber geben an, dass Maßnahme 04 primär zur Abfuhr von überschüssigen Strommengen, erzeugt aus Off- und Onshore Windenergie, zu den Lastzentren im Süden Deutschland dienen sollen. Weiterhin geben die Vorhabenträger an, dass es ohne diese Maßnahme es zu Überlastungen im Drehstromnetz kommen soll.

Die Maßnahme 04 (Wehrendorf – Urberach) kann nicht bestätigt werden.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

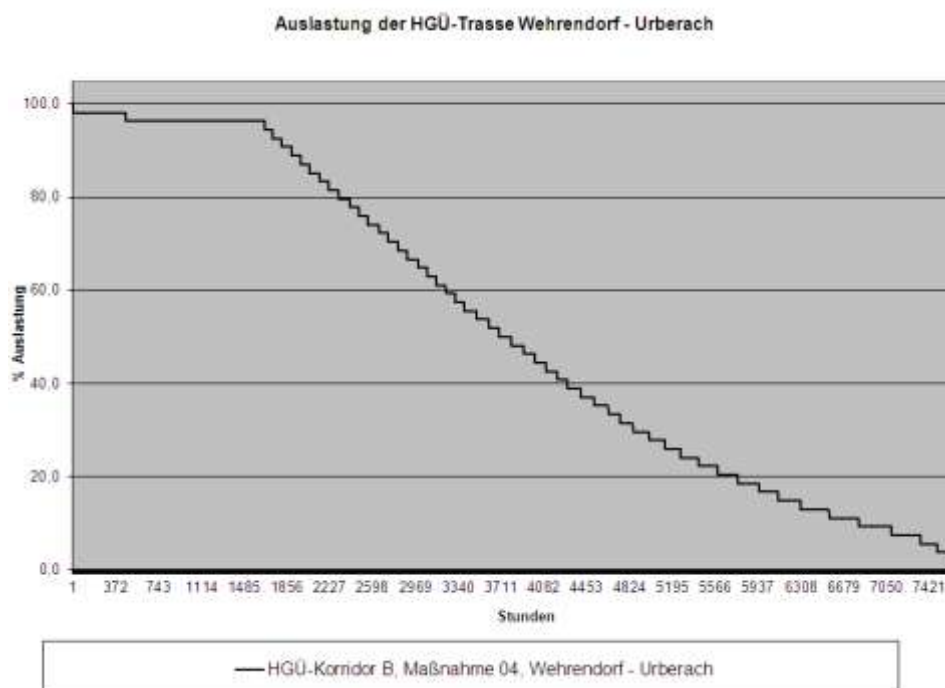
Die unter Maßnahme M01 beschriebene, sich bereits konkret abzeichnende Konzentration auf den Bereich Emden als zunächst aufzufüllenden Anlandepunkt für die Anbindungen der OWP in der niedersächsischen Nordsee und die noch nicht geklärte Frage des Trassenverlaufs ausgehend von Grenzkorridor IV möglicherweise Richtung Weser-Jade-Mündung lassen derzeit noch so große Unsicherheiten offen, dass die Maßnahme M04 gegenwärtig noch nicht bestätigt werden kann.

Zwar soll die Maßnahme M04 nicht allein dem Abtransport der in der Nordsee erzeugten Windleistung dienen, sondern auch zum Abtransport des küstennah erzeugten Onshore-Windstroms. Gleichwohl ist der Abtransport der in der Nordsee erzeugten Windleistung ein wesentlicher Treiber, mit dem die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme M04 begründen. So haben die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Berechnungen im Einzugsbereich des Korridors B durch Ausweisung der Offshore-Anlandungspunkte Cloppenburg (2.700 MW) und Unterweser (900 MW) eine Offshore-Leistung von 3.600 MW zugeordnet. Aufgrund der vorstehend geschilderten Problematik bzgl. der Trassenfindung für die Anbindung der OWP ist unklar, ob tatsächlich im Jahr 2022 der Maßnahme M04 eine Offshore-Leistung in der vorgenannten Höhe zugeordnet werden kann. Diese Unklarheit steht zum gegenwärtigen Zeitpunkt einer Bejahung der Maßnahme entgegen. Wenn zukünftig neue Fakten und Erkenntnisse vorliegen, die die Erforderlichkeit der Maßnahme M04 klar zu Tage treten lassen, ist die Bundesnetzagentur selbstverständlich bereit für eine Neubewertung der Maßnahme.

Die Fragwürdigkeit der Maßnahme M04 zum gegenwärtigen Zeitpunkt wird auch durch Untersuchungen der TU Graz erhärtet. Das Gutachten der TU Graz hat die Auslastungen der HGÜ-Korridore des Netzentwicklungsplans für das Szenario B2022 untersucht. Hierfür wurden für das Jahr 2022 48 verschiedene Netznutzungsfälle in dem Simulationsmodell ATLANTIS berechnet. Die in den Netznutzungsfällen von Consentec zu Grunde gelegte Anlandung der OWP ordnet dem Einzugsbereich des Korridors B im Szenario B2022 nur eine Leistung von 315 MW zu. Die Berechnungen wurden unter den gleichen Rahmenbedingungen wie bei M01 durchgeführt.

Die Berechnungen der TU Graz ergeben, dass die Maßnahme 04 nur in 10 von 48 untersuchten Fällen zu 100% (2.000 MW) ausgelastet ist, danach fällt die für die Lastflussrichtung Nord nach Süd (positives Vorzeichen) die Auslastung bis auf 0 ab. Anschließend dreht sich für etwa 15 Netznutzungsfälle die Lastflussrichtung von Süd nach Nord (negatives Vorzeichen) um mit einer Auslastung bis maximal etwa -1000 MW. Damit ist die Auslastung des Korridors B im Vergleich zu den anderen Korridoren am schwächsten.

Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur über alle 8760 von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Netznutzungsfälle des Szenarios B2022 ergaben in etwa 7700 Stunden aussagekräftige Ergebnisse. Die resultierende Jahresauslastungskurve der Maßnahme 04 ist in untenstehender Grafik abgebildet.



Es ist ersichtlich, dass die Auslastung des Korridors B auch in den Netznutzungsfällen der Übertragungsnetzbetreiber nur in etwa 1.500 Stunden sehr hoch ausgelastet ist. Anschließend fällt die Auslastung übers Jahr kontinuierlich ab. Insoweit lassen sich auch aus dem Gutachten der TU Graz keine Anhaltspunkte ableiten, die eine Bestätigung des Korridors B zum jetzigen Zeitpunkt gebieten.

Der Nichtbestätigung der Maßnahme M04 steht nicht entgegen, dass in dem von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Netznutzungsfall die Behebung einer (n-1)-Situation nachvollzogen werden kann. Für die Maßnahme 04 im Korridor B wurde der Netznutzungsfall der Stunde 1955 des Szenarios B2022 untersucht. Die Stunde 1955 ist ein Starkwindfall, in der die Einspeisung aus der Offshore-Windenergie ca. 95% der installierten Offshore-Leistung entspricht. In dieser Stunde treten ohne die Maßnahme 04 bei (n-1)-Ausfällen verschiedene Überlastungen auf, welche mit M04 behoben werden können. Dies haben die Untersuchungen der Bundesnetzagentur bestätigt. Wegen der sehr hohen, der dem Einzugsbereich des Korridors B zuordenbaren Einspeisung aus der Offshore-Leistung von rd. 3.350 MW ist dieser Netznutzungsfall insoweit jedoch nicht als Maßstab anzusehen, weil er aus heutiger Sicht die Lastflussverhältnisse in der Netzregion um den Korridor B herum tendenziell überschätzt. Aus dem Nachweis der Behebung einer (n-1)-Situation in der Stunde 1955 kann die Wirksamkeit daher in diesem Falle nicht abgeleitet werden.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer in Bezug auf Maßnahme M04 wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Korridor C: HGÜ Verbindung Schleswig-Holstein – Niedersachsen – BaWü - Bayern

Beschreibung:

Derzeit existieren keine direkten Verbindungen zwischen den Umspannwerken Wilster, Kaltenkirchen und Brunsbüttel in Norddeutschland sowie Goldshöhe, Großgartach und Grafenrheinfeld in Süddeutschland. Der Entwurf des Netzentwicklungsplans sieht mit den Maßnahmen 05, 06 und 07 einen zentralen Transportkorridor von Schleswig-Holstein nach Süddeutschland vor, um Strom aus Erneuerbaren Energien abzutransportieren. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen hierfür eine bis zu 770 km lange Trasse und die stufenweise Inbetriebnahme in den Jahren 2017, 2018 und 2020 vor. Es soll eine Ausführung in HGÜ-Technologie (VSC) mit einer Transportleistung von insgesamt 3,9 GW erfolgen.

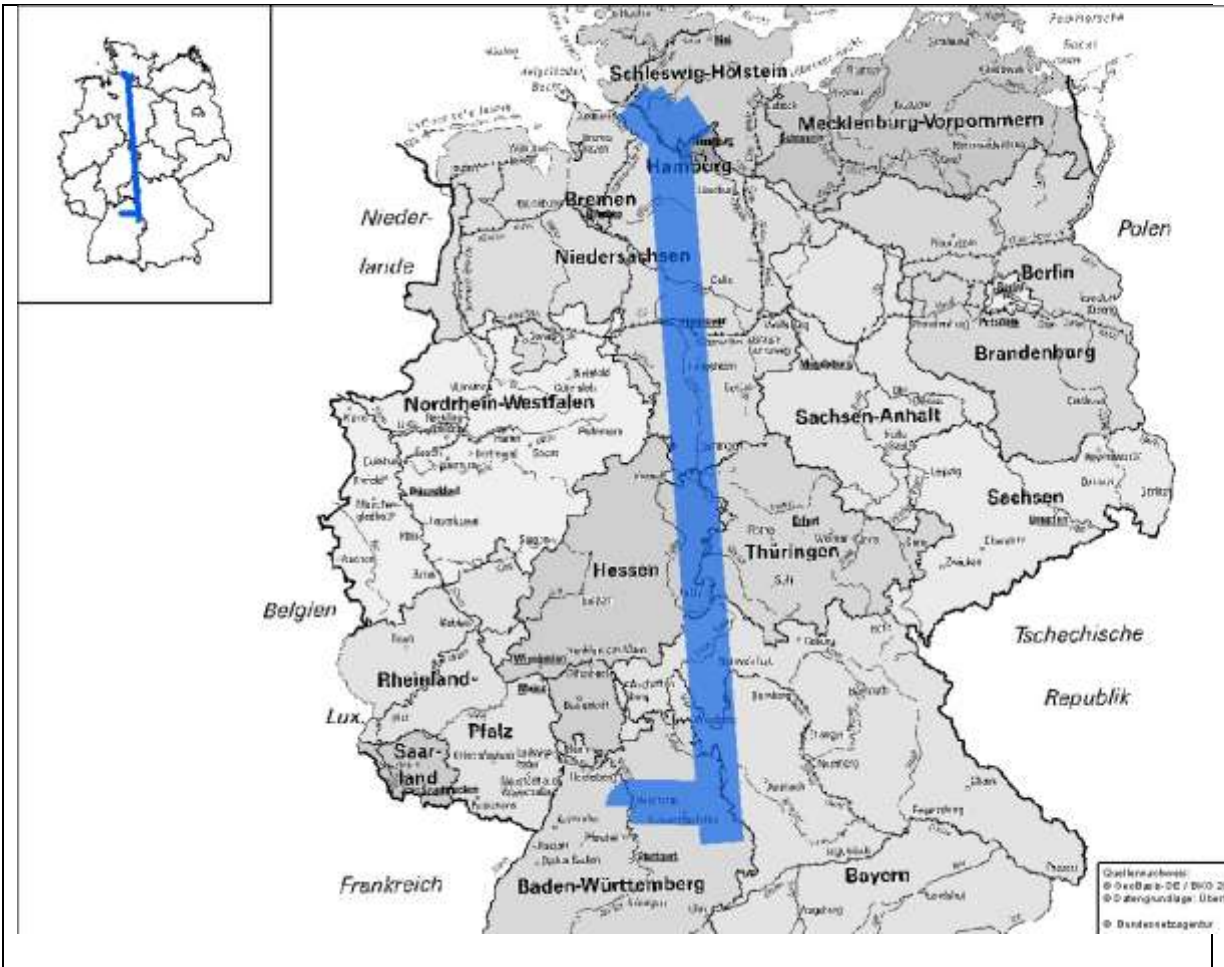
Die Standorte im Norden Deutschlands sind primär aufgrund der von den Übertragungsnetzbetreibern angenommenen Netzverknüpfungspunkte der Offshore-Windanlagen ausgewählt worden. In Süddeutschland enden die Korridore an Standorten, an welchen zeitnah große Erzeugungskapazitäten wegfallen (z.B. KKW Grafenrheinfeld).

Der beantragte Korridor C ist in drei Vorhaben untergliedert, welche jeweils länderübergreifend sind:

Vorhaben: Brunsbüttel – Großgartach

Vorhaben: Wilster - Goldshöhe

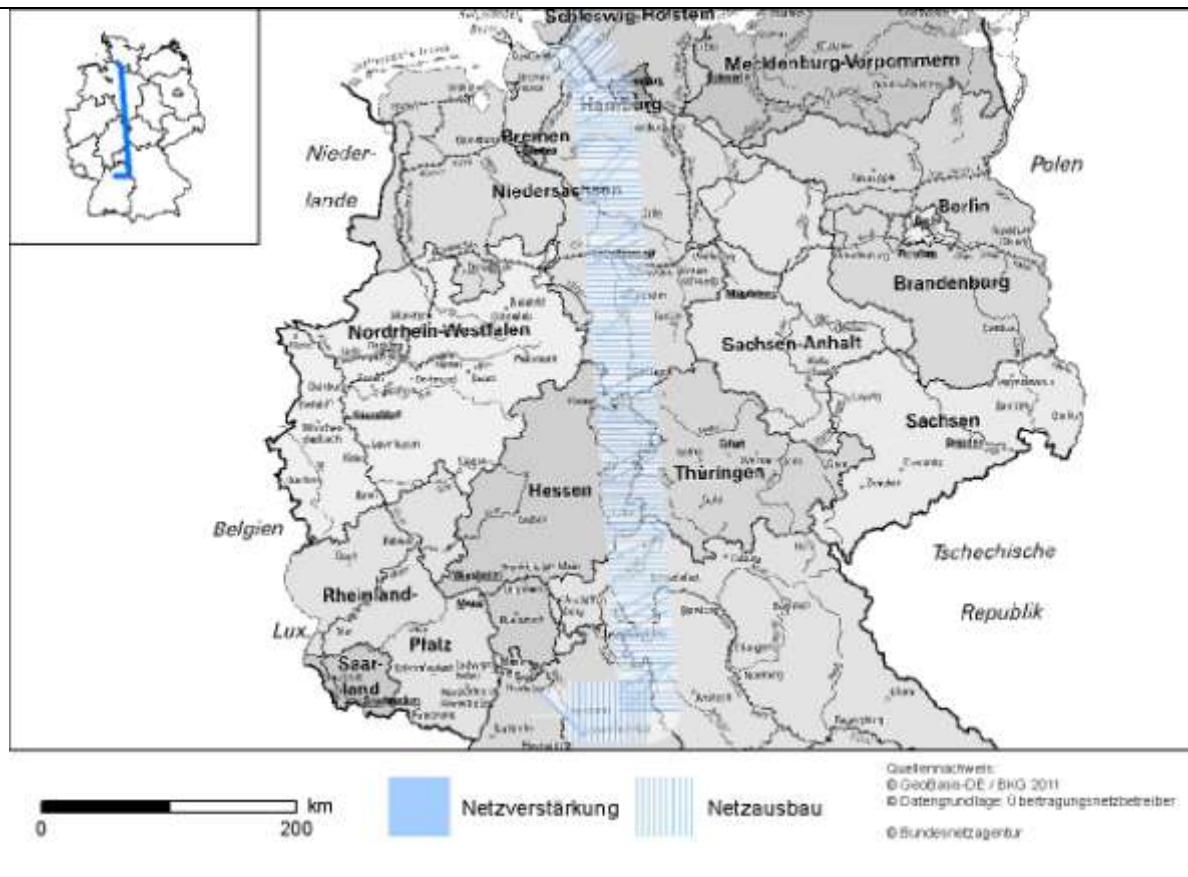
Vorhaben: Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 05: Brunsbüttel – Großgartach

Die Maßnahme 05 (Brunsbüttel – Großgartach) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2022

Die Maßnahme M05 ist entsprechend der für die Prüfung zu Grunde gelegten Kriterien wirksam, in dem sie erheblich zur Reduzierung des Redispatch-Umfangs beiträgt.

Die Gutachter der TU Graz haben ermittelt, dass mit einem steuerbaren Nord-Süd-Transportkorridor in der Mitte Deutschland das Redispatch-Volumen erheblich reduziert werden kann. Die TU Graz hat ermittelt, dass der Redispatchbedarf im Netznutzungsfall L+W+P- in Szenario B2032 mit einem zweiten leistungsstarken Transportkorridor in der Mitte Deutschland (Startnetz + zwei Korridore) auf 14.000 MW gegenüber 17.000 MW bei nur einem HGÜ-Korridor im Westen (Startnetz + ein Korridor) absinkt.

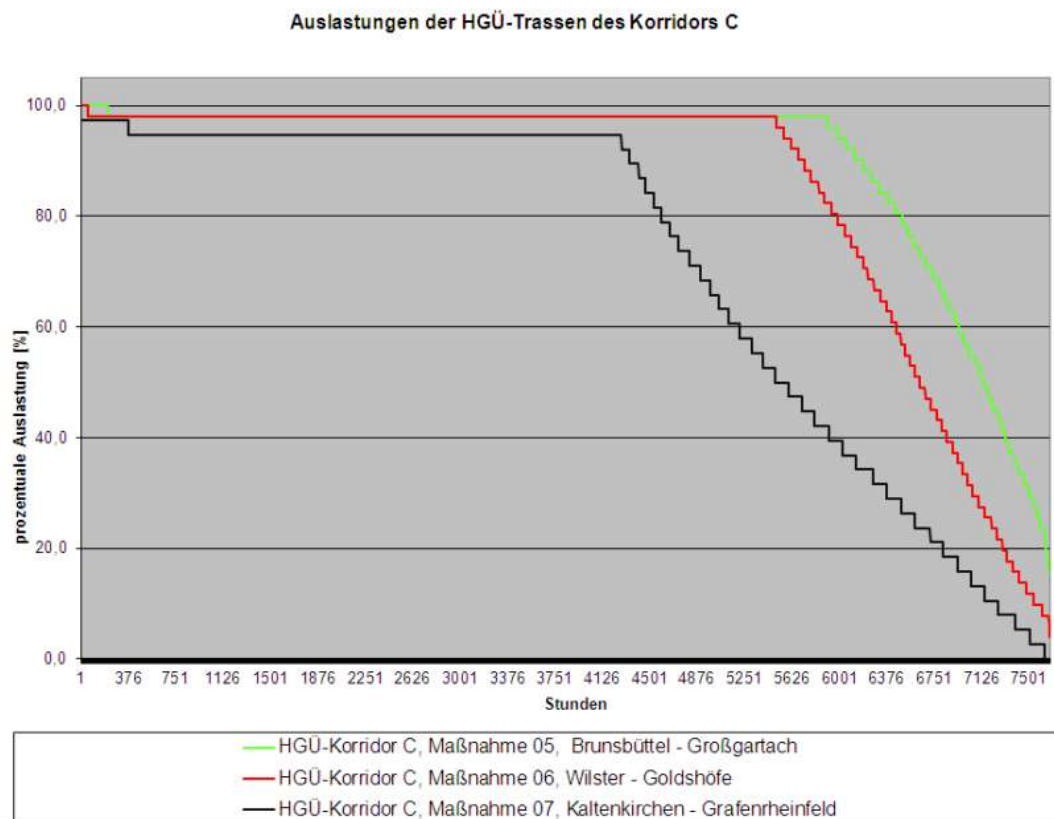
Die Hinzunahme eines weiteren steuerbaren Nord-Südkorridors in der Mitte

Deutschland reduziert zudem die Ringflüsse sowohl über die Niederlande im Westen als auch über Polen im Osten. Der Effekt ist zwar mit ca. 130 MW für 2022 in Richtung Polen und in Richtung Niederlande nur gering, dürfte aber mit steigender Offshore-Leitung zukünftig anwachsen.

Aufgrund der Bejahung der Wirksamkeit über die vorgenannten Kriterien kann zurückstehen, dass von der Bundesnetzagentur die Behebung von (n-1)-Verletzungen im Übertragungsnetz durch M05 nicht eindeutig nachvollzogen werden konnte. Für die Maßnahme 05 des HGÜ-Korridors C wurde der von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellte Netznutzungsfall der Stunde 3275 des Szenarios B2022 in Bezug auf die Behebung von (n-1)-Verletzungen untersucht. In dieser Stunde konnten mit und ohne die Maßnahme M05 bei (n-1)-Ausfallsituationen keine Überlastungen im 220-kV- und 380-kV-Netz festgestellt werden. Es verblieben lediglich Überlastungen auf Transformatoren, im 110-kV-Netz und auf den Offshore-Anbindungsleitungen.

Die Maßnahme M05 ist entsprechend der für die Prüfung zu Grunde gelegten Kriterien auch bedarfsgerecht und erforderlich, da sie eine hohe Auslastung aufweist.

Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur über alle 8760 von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Netznutzungsfälle des Szenarios B2022 ergaben in etwa 7700 Stunden aussagekräftige Ergebnisse. Die resultierende Jahresauslastungskurve der Maßnahme 05 ist in untenstehender Grafik abgebildet.



Aus der Grafik ist ersichtlich, dass die Maßnahme 05 in etwa 6.000 Stunden zu über 95% ausgelastet ist, anschließend fällt die Auslastung steil ab. Im Vergleich mit den Maßnahmen 06 und 07 ist die Auslastung der Maßnahme 05 am höchsten.

Im Gutachten der TU Graz wird ebenfalls die Auslastung der HGÜ-Korridore des Netzentwicklungsplans für das Szenario B2022 untersucht. Hierfür wurden für das Jahr 2022 48 verschiedene Netznutzungsfälle in dem Simulationsmodell ATLANTIS berechnet. Die Berechnungen wurden unter den gleichen Rahmenbedingungen wie bei M01 durchgeführt.

Die sich aus den Berechnungen der TU Graz ergebende Auslastung des Korridor C ist deutlich geringer als die Auslastungen, die sich aus den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben haben. Die Berechnungen der TU Graz ergeben, dass der Korridor C, der die Maßnahme 05 beinhaltet, nur in 8 von 48 untersuchten Fällen zu 100% (3.900 MW) ausgelastet ist, danach fällt für die Lastflussrichtung Nord nach Süd (positives Vorzeichen) die Auslastung bis auf 0 ab. Anschließend dreht sich für etwa 4 Netznutzungsfälle die Lastflussrichtung von Süd nach Nord (negatives Vorzeichen) um mit einer Auslastung bis maximal etwa -700 MW.

Die geringe Anzahl von Stunden mit Maximalauslastung - ähnlich wie bei Korridor B – weckt erhebliche Zweifel, ob der Korridor C gleich von Beginn mit einer Leistung von 3,9 GW dimensioniert sein muss. Die Zweifel an der beantragten Leistung von 3,9 GW für Korridor C werden durch Untersuchungen der Bundesnetzagentur im Netznutzungsfall der Stunde 3275 erhärtet. Die Untersuchungen haben ergeben, dass zwei von drei Trassen des Korridors C ausreichend sind, um den vorhandenen Transportbedarf zu decken.

Die Maßnahme 05 ist aufgrund der höchsten Auslastung unter den drei Maßnahmen und aufgrund ihrer Anfangs- und Endpunkte in jedem Fall eine vorzugswürdige und zu bestätigende Maßnahme. Dies gilt auch aufgrund ihrer Anfangs- und Endpunkte.

Maßnahme 05 beginnt in Brunsbüttel, welches ein direkter Netzverknüpfungspunkt für Anbindungsleitungen von Windenergieanlagen auf See ist. Gemäß Planungen des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie und der Übertragungsnetzbetreiber ist in Brunsbüttel bis 2022 die Anlandung von insgesamt 2,7 GW installierter Offshore-Windenergie Leistung vorgesehen. Zusätzlich sind in Norddeutschland auch große Kapazitäten an Onshore-Windenergieanlagen geplant. Maßnahme 05 erlaubt den Transport dieser erneuerbaren Energien Richtung Süden. Die Ausspeisung erfolgt in Großgartach. Der Netzverknüpfungspunkt Großgartach befindet sich in unmittelbarer Nähe des KKW Neckarwestheim, an welchem bis 2022 eine Erzeugungskapazität von ca. 1,4 GW wegfallen wird. Die im Falle der Maßnahme M02 für den KKW-Standort Philippsburg geltenden Vorteile gelten vorliegend in ähnlicher Weise für den Standort Großgartach. Somit stellt sich nicht nur ein positiver Nutzen im Sinne der Integration von Offshore-Windenergie ein, sondern wird auch wirksam der Wegfall von konventionellen Erzeugungseinheiten direkt ausgeglichen.

Der Forderung nach Ausführung des Korridors C als Kabelvariante kann nicht gefolgt werden, da die konkrete technische Ausführung nicht Gegenstand des NEP, sondern Gegenstand der späteren Planverfahren ist. Eine etwaige Zusammenlegung von Korridors C mit der Trasse Wahle-Mecklar ist ebenfalls Gegenstand der späteren Planverfahren.

In einigen Stellungnahmen wurde die Verschiebung von Transportbedarf von

Korridor C auf Korridor B bei einer Bündelung der Projekte Nor.Ger und NORD.LINK gefordert. Dem Netzentwicklungsplan liegt derzeit nur das Projekt NORD.LINK zu Grunde. Der jährliche durchgeführte NEP-Prozess stellt sicher, dass neue Entwicklungen und Erkenntnisse zeitnah berücksichtigt werden können.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 06: Wilster – Goldshöfe

Maßnahme 07: Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld

Modifizierte Maßnahme 06: Wilster – Grafenrheinfeld

HINWEIS: Auf Anregung seitens eines Vorhabenträgers wurden der Endpunkt Goldshöfe der Maßnahmen M06 nach Grafenrheinfeld verschwenkt.

Die modifizierte Maßnahme M06 (Wilster – Grafenrheinfeld) wird bestätigt.

Die Maßnahme 07 (Kaltenkirchen – Grafenrheinfeld) wird nicht bestätigt.



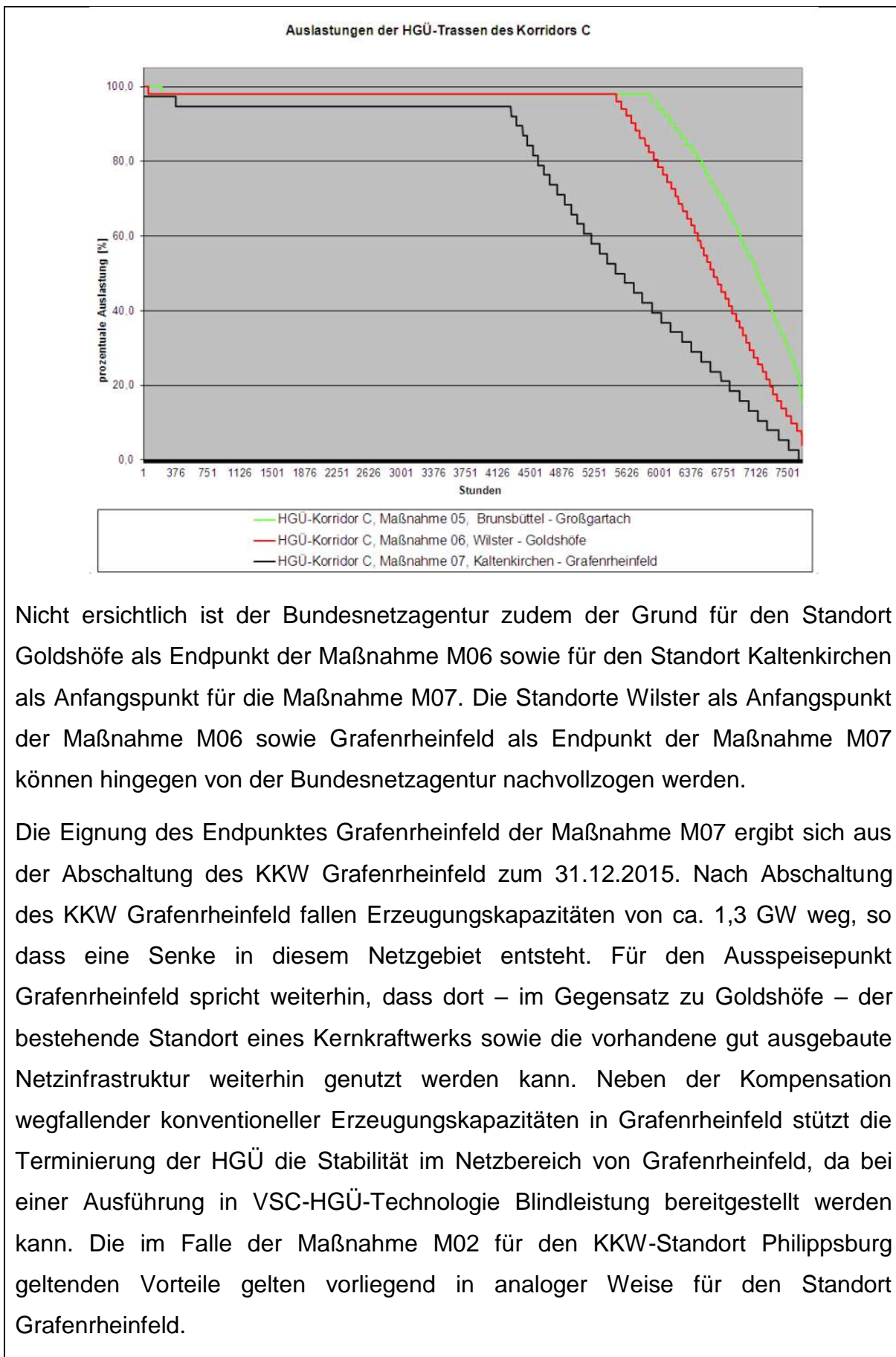
Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2019

Der Übertragungsnetzbetreiber Tennet TSO GmbH hat eine Verschwenkung der Endpunkt der Maßnahme 06 von Goldshöfe auf den Standort Grafenrheinfeld angeregt. Die Prüfung der Maßnahmen M06 und M07 erfolgt auf Basis des geänderten Endpunkt Grafenrheinfeld bei M06.

Die geringe Anzahl von Stunden mit Maximalauslastung des Korridors C (nur 8 von

48 Netznutzungsfällen), die sich aus den Berechnungen der TU Graz ergeben, weckt erhebliche Zweifel, ob der Korridor C gleich von Beginn mit einer Leistung von 3,9 GW dimensioniert sein muss. Die Anzahl von Netznutzungsfällen mit Maximalauslastung des Korridors C ist ähnlich gering wie beim nicht bestätigten Korridor B. Im Vergleich dazu sind die Korridore A (37 von 48 Netznutzungsfällen mit Maximalauslastung) bzw. Korridor D (23 von 48 Netznutzungsfällen mit Maximalauslastung) deutlich stärker ausgelastet. Auch wenn die sich aus den 8.760 Netznutzungsfällen der Übertragungsnetzbetreiber ergebenden Auslastung der Maßnahmen des Korridors C deutlich höher sind als sich den Auslastungsrechnungen der TU Graz ergibt, zeigt sich doch eine erhebliche Abhängigkeit von den zu Grunde gelegte Netzbelastungsfällen. Diese Abhängigkeit von den zu Grunde gelegten Netzbelastungsfällen und die daraus resultierende Unsicherheit in der Auslastung verleiht dem Korridor C aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht die Robustheit, dass Korridor C mit allen drei Maßnahmen und einer Leistung von 3.9 GW als erforderlich im Sinne der Prüfkriterien bezeichnet werden kann.

Die Zweifel an der beantragten Leistung von 3,9 GW für Korridor C werden durch Untersuchungen der Bundesnetzagentur im Netznutzungsfall der Stunde 3275 erhärtet. Die Untersuchungen haben ergeben, dass zwei von drei Trassen des Korridors C ausreichend sind, um den vorhandenen Transportbedarf zu decken.



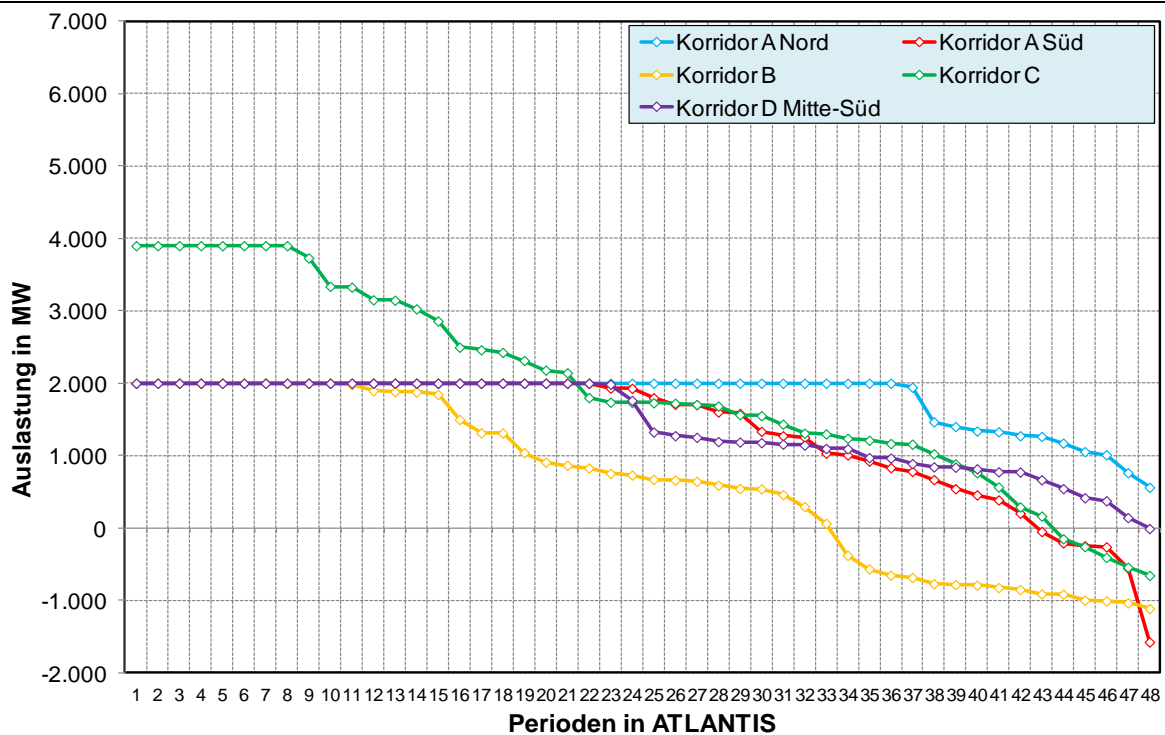
Die Eignung des Standortes Wilster als Anfangspunkt der Maßnahme M06 folgt aus der geplanten Anlandung der Offshore-Windparks im Raum Wilster. Für den Standort Wilster spricht auch die geplante Anbindung von Nord.Link (Projekt 68), einer HGÜ-Verbindung nach Norwegen.

Die Eignung der Standorte Goldshöfe als Endpunkt der Maßnahme M06 sowie für den Standort Kaltenkirchen als Anfangspunkt für die Maßnahme M07 kann die Bundesnetzagentur hingegen noch nicht nachvollziehen. Insbesondere ist die Notwendigkeit des mitten in Schleswig-Holstein gelegenen Standorts Kaltenkirchen als Terminierungspunkt für Offshore-Anbindungen nicht ersichtlich geworden, da mit Brunsbüttel und Wilster zwei leistungsstarke Anbindungspunkte viel küstennäher liegen. Es wurden auch keine sonstigen Gründe vorgetragen, die die Erforderlichkeit des Anfangspunktes Kaltenkirchen begründen könnten.

Auch die Gründe für die Wahl des Endpunktes der Maßnahme M06 sind der Bundesnetzagentur noch nicht ersichtlich geworden. Am Standort Goldshöfe sind keine Kraftwerke angeschlossen, deren geplante Stilllegung in Bezug auf wegfallende Wirkleistungseinspeisung oder in Bezug auf wegfallende Blindleistungseinspeisung energetische bzw. netztechnische Probleme hervorrufen könnten. Dies unterscheidet Goldshöfe von den anderen für B2022 vorgeschlagenen Terminierungspunkten, die alle entweder am Standort eines der stillzulegenden KKW oder netztopologisch aber auch geographisch in deren unmittelbarer Nähe liegen.

Vorgenannte Überlegungen haben die Bundesnetzagentur dazu veranlasst, die Anregung von Tennet TSO aufzugreifen, den Endpunkt der Maßnahme M06 von Goldshöfe nach Grafenrheinfeld zu verlegen und die Maßnahme M07 noch nicht zu bestätigen. Insofern wird die Maßnahme M06 unter Wahl des Anfangspunktes Wilsters und des Endpunktes Grafenrheinfeld betrachtet.

Die Reduzierung der Maßnahmen des Korridors C von 3 auf 2 Maßnahmen mit einer Transportleistung von 2,6 GW führt in den Berechnungen der TU Graz zu einer maximalen Auslastung des Korridors C von 18 von 48 Netznutzungsfällen. Die maximale Auslastung hat damit einen Umfang erreicht, der der von Korridor D nahe kommt.



Der Betrachtung der modifizierten Maßnahme M06 steht nach den Erkenntnissen der Bundesnetzagentur auch nicht entgegen, dass der Leistungsfluss aus der beantragten Maßnahme M07 zur energetischen Versorgung Süddeutschlands, insbesondere von Baden-Württemberg, zwingend benötigt würde. Von den bestätigten Maßnahmen des NEP „enden“ vier leistungsstarke Nord-Süd-Verbindungen entweder in Baden-Württemberg oder nahe im angrenzenden Bayern. Es handelt sich dabei um die Maßnahmen M02, M05, M09 und P48 mit einer Gesamtleistung von über 7 GW. Die Leistung der stillzulegenden KKW in diesem Bereich (Philippsburg II, Neckarwestheim II) beträgt selbst unter Hinzurechnung der benachbarte bayerischen Kernkraftwerke Grundremmingen B und C hingegen nur rd. 5,5 GW.

Der Bundesnetzagentur ist auch nicht ersichtlich, warum – wie von Transnet BW vorgetragen – die am Endpunkt Goldshöfe terminierte Maßnahme M06 Überlastungen der Drehstrommaßnahme P48 von Grafenrheinfeld nach Kupferzell vermeiden soll. Gegenüber dem beantragten Maßnahmenpaket ist ja nicht etwa eine Maßnahme hinzugekommen, die eine Überlastung verursachen könnte, sondern eine Maßnahme ist weggefallen. Ein verstärkter, möglicherweise Überlastungen induzierender Leistungsfluss ausgehend vom Knotenpunkt

Grafenrheinfeld über P48 nach Kupferzell ist auch nicht ersichtlich, da die Nicht-Betätigung von P44 erheblichen „Lastflussdruck“ vom Knotenpunkt Grafenrheinfeld gegenüber dem Zustand beim beantragten NEP nimmt.

Der Nichtbestätigung einer dritten Maßnahme im Korridor C steht nicht entgegen, dass in dem von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Netznutzungsfall der Stunde 3275 die Behebung einer (n-1)-Situation jeweils durch M06 und M07 nachvollzogen werden konnte. Die erheblichen Unklarheiten in Bezug auf die Auslastung sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt stärker zu gewichten als die Bejahung der Wirksamkeit durch die Behebung einer (n-1)-Situation.

Die Nichtbestätigung einer dritten Maßnahme im Korridor C spiegelt den gegenwärtigen Erkenntnisstand wieder. Sollten sich in der Zukunft Erkenntnisse ergeben, die die Erforderlichkeit einer dritten Maßnahme oder einer anderweitigen Kapazitätserhöhung im Korridor C ergeben, ist die Bundesnetzagentur selbstverständlich zu einer Neubewertung des Sachverhalts und einer Bestätigung einer dritten in Baden-Württemberg endenden Einzelmaßnahme innerhalb des Korridors C bereit. Zu derartigen Erkenntnissen könnten insbesondere eine begründete Prognose einer Lasterhöhung in Nord.Württemberg gehören. Auch neue Erkenntnisse hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung in der Region könnten zu einer Neubewertung führen.

Angesichts der jährlichen Neuerstellung des Netzentwicklungsplans verursacht die aus dem Erforderlichkeitskriterium folgende Nichtbestätigung einer dritten Maßnahme im Korridor C auch keine Verzögerung des Netzausbaus.

Hinsichtlich der Konsultationsäußerungen wird auf die Ausführungen und Bezugnahmen zu den Stellungnahmen von M05 verwiesen, da auf die Stellungnahmen zum HGÜ-Korridor C gesamthaft unter M05 eingegangen wird.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Korridor D: Sachsen-Anhalt - Bayern

Beschreibung:

Die Maßnahme 09 sieht eine Neubaumaßnahme zwischen dem Umspannwerk Lauchstädt und dem Umspannwerk Meitingen vor. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen hierfür eine 450 km lange neue Trasse und eine Inbetriebnahme im Zeitraum von 2021 -2022 vor. Es soll eine Ausführung in der HGÜ-Technologie (VSC) mit einer Transportleistung von 2 GW erfolgen.

In der Begründung zu der Maßnahme 09 geben die Übertragungsnetzbetreiber an, dass durch einen massiven Zubau Erneuerbarer Energien in Thüringen und Sachsen-Anhalt es zu Engpässen im Transport von Strom nach Bayern kommt.

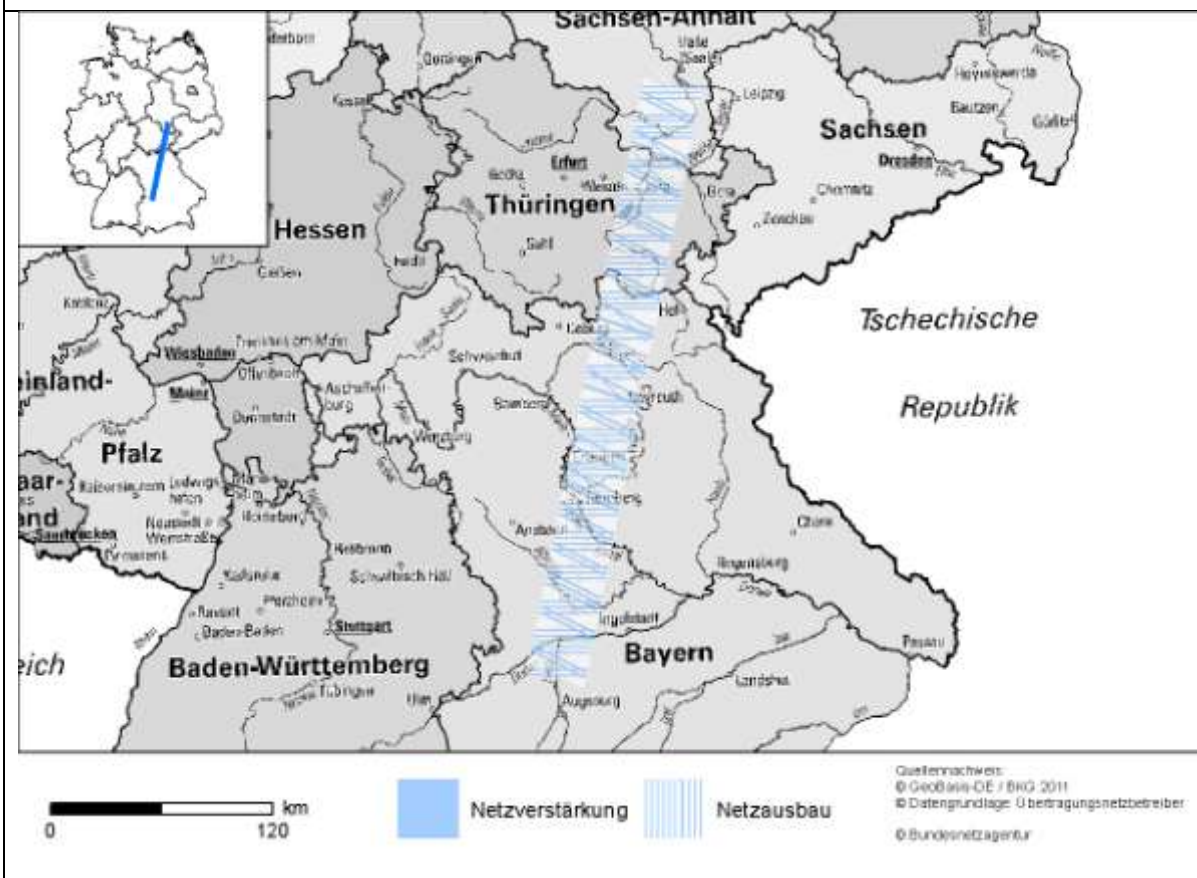
Neben den Informationen im 2. Entwurf zum NEP der Übertragungsnetzbetreiber gaben diese gegenüber der Bundesnetzagentur an, dass die Maßnahme 09 einen positiven Nutzen im Sinne von grenzüberschreitenden Lastflüssen mit sich bringen würde. Hierbei sollen die Übertragungsnetze der Länder Polen und Tschechische Republik nicht mehr in bisherigem Umfang als Transitnetze für einen Transport nach Österreich dienen, sondern durch diesen HGÜ-Korridor entlastet werden.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme: 09 Lauchstadt – Meitingen

Die Maßnahme 09 (Lauchstadt – Meitingen) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2022

Die Maßnahme M09 ist entsprechend der für die Prüfung zu Grunde gelegten Kriterien wirksam, da sie erheblich zur Reduzierung der Ringflüsse nach Polen und Tschechien beiträgt.

Die Bundesnetzagentur hat die Auswirkungen der Maßnahme 09 auf die Ringflüsse durch Polen und Tschechien anhand des Netznutzungsfalls der Stunde 7906 des Szenarios B2022 auf Basis des von den Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellten, sowohl Startnetz als auch Ergebnismaßnahmen enthaltenden Netzdatensatzes untersucht. Die Gesamtlast in dieser Stunde liegt bei ca. 82 GW, die Einspeisung der Offshore-Winderzeugung in der Ostsee wird mit 1,98 GW modelliert. In dieser Stunde ergibt sich aus dem europäischen Stromhandel ein Stromhandelsfluss von rd. 2.000 MW von Polen in das Netzgebiet von 50 Hertz und etwa von rd. 630 MW aus dem Netzgebiet von 50 Hertz nach

Tschechien. Die sich in den Netzberechnungen einstellenden physikalischen Leistungsflüsse unterscheiden sich allerdings von den Handelsflüssen erheblich. Die Netzberechnungen ergeben, dass ohne den HGÜ-Korridor D über die Grenzkuppelstellen Hagenwerder, Eisenhüttenstadt und Vierraden aus dem Netzgebiet der 50 Hertz nach Polen saldiert ein Stromfluss von rd. 300 MW und in Richtung Tschechien bei Röhrsdorf ein Stromfluss von 775 MW fließen. Trotz des in den Netzberechnungen unterstellten Einsatzes von Phasenschiebertransformatoren (Querregler) an der Grenze von Deutschland zu Polen hat sich die gemäß Stromhandel ergebende Importsituation in eine Exportsituation umgedreht. Die simulierten physikalischen Leistungsflüsse weichen um ca. 3.000 MW von den sich laut Handel ergebenden Leistungsflüssen ab. Mit dem HGÜ-Korridor D reduzieren sich die physikalischen Leistungsflüsse nach Polen und Tschechien um insgesamt ca. 300 MW.

Der Ringfluss reduzierende Einfluss des Korridors D in Richtung Polen und Tschechien kann auch für einen Netznutzungsfall mit reduzierter Offshore-Windeinspeisung aus der Ostsee nachvollzogen werden.

Die Einspeisung aus Offshore-Windenergie in der Ostsee im NNF 7906 liegt mit 1,98 GW über dem von der Bundesnetzagentur für 2022 als realistisch erachteten Wert. Auch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie (BSH) sieht im Entwurf des Offshore-Netzplans mit rd. 1.200 MW eine geringere installierte Offshore-Leistung in der Ostsee vor. In einer Sensitivitätsrechnung zum NNF 7906 wurde daher die Windenergieerzeugung in der Ostsee unter Anpassung der Merit Order der konventionellen Stromerzeugung bei ansonsten unveränderten Parametern auf 1.200 MW reduziert. In diesem Fall verändern sich die Flüsse nach Polen und Tschechien folgendermaßen:

Ohne Maßnahme M09:

- Saldierter physikalischer Fluss Deutschland – Polen: ca. 220 MW
- Saldierter physikalischer Fluss Deutschland – Tschechien: ca. 740 MW

Mit Maßnahme M09:

- Saldierter physikalischer Fluss Deutschland – Polen: ca. 50 MW
- Saldierter physikalischer Fluss Deutschland – Tschechien: ca. 590 MW

Der positive Einfluss des Korridors D auf die Flüsse nach Polen und Tschechien

bleibt somit auch bei einer geringeren Offshore-Einspeisung in der Ostsee erhalten.

Auch die Gutachter der TU Graz stellen eine positive Auswirkung des Korridors D auf die Ringflüsse nach Polen und Tschechien fest. In einer Sensitivitätsrechnung mit ATLANTIS für den NNF L+W+P- aus dem NEMO-I Gutachten wurden die grenzüberschreitenden physikalischen Leistungsflüsse einmal für den Fall des Startnetznetzes nur mit den modellhaft nachgebildeten Übertragungsnetzbetreiber-Korridoren A (mit M01 und M02) und C (M05 und M06, ohne M07) und ein zweites Mal für den Fall des Startnetznetzes mit den modellhaft nachgebildeten Übertragungsnetzbetreiber-Korridoren A (mit M01 und M02) und C (M05 und M06, ohne M07) und D (mit M09) berechnet und miteinander verglichen. Auch in den Berechnungen der TU Graz reduzieren sich durch Hinzunahme des Korridors D die Lastflüsse nach Polen und Tschechien um rd. 300 MW.

Die Maßnahme M09 reduziert auch den Redispatchumfang.

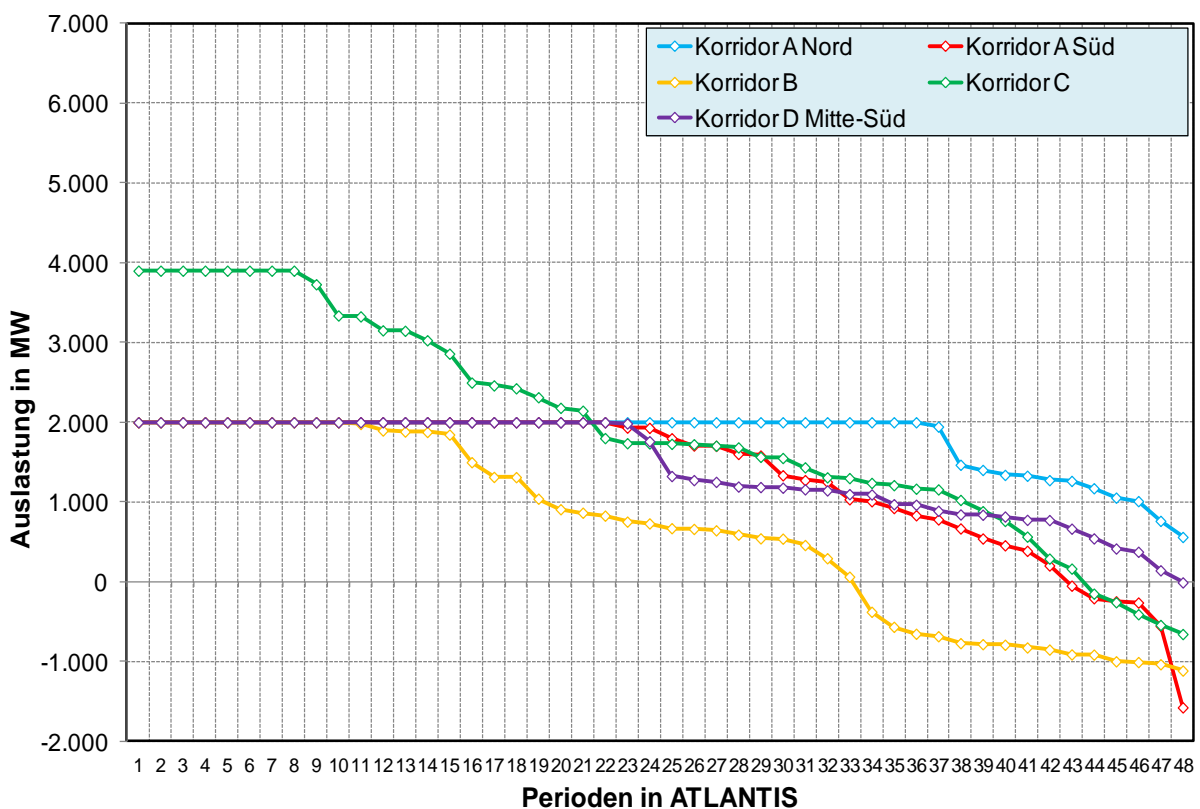
Die Gutachter der TU Graz haben auch die Auswirkungen der Maßnahme 09 auf den Redispatchbedarf im Übertragungsnetz für das Leitszenario B2022 untersucht. Die Berechnungen wurden einmal für den Fall des Startnetznetzes nur mit den modellhaft nachgebildeten Übertragungsnetzbetreiber-Korridoren A (mit M01 und M02) und C (M05 und M06, ohne M07) und ein zweites Mal für den Fall des Startnetznetzes mit den modellhaft nachgebildeten Übertragungsnetzbetreiber-Korridoren A (mit M01 und M02) und C (M05 und M06, ohne M07) und D (mit M09) durchgeführt und miteinander verglichen. Durch Hinzunahme des Korridors D reduziert sich der Umfang an Redispatch in der Größenordnung von 1 TWh pro Jahr im Szenario B2022.

Aufgrund des Nachweises der Wirksamkeit vom M09 kann über vorgenannte Kriterien kann dahingestellt sein, dass die Wirksamkeit von M09 über die Behebung von (n-1)-Situationen in den untersuchten NNF 8082 und 7904 nicht zweifelsfrei geklärt werden konnte. Denn in beiden Stunden beträgt die in der Ostsee durch Offshore-Windparks eingespeiste Leistung mehr als 2.000 MW und liegt damit über dem aus Sicht der Bundesnetzagentur anzusetzenden Wert von rd. 1.200 MW.

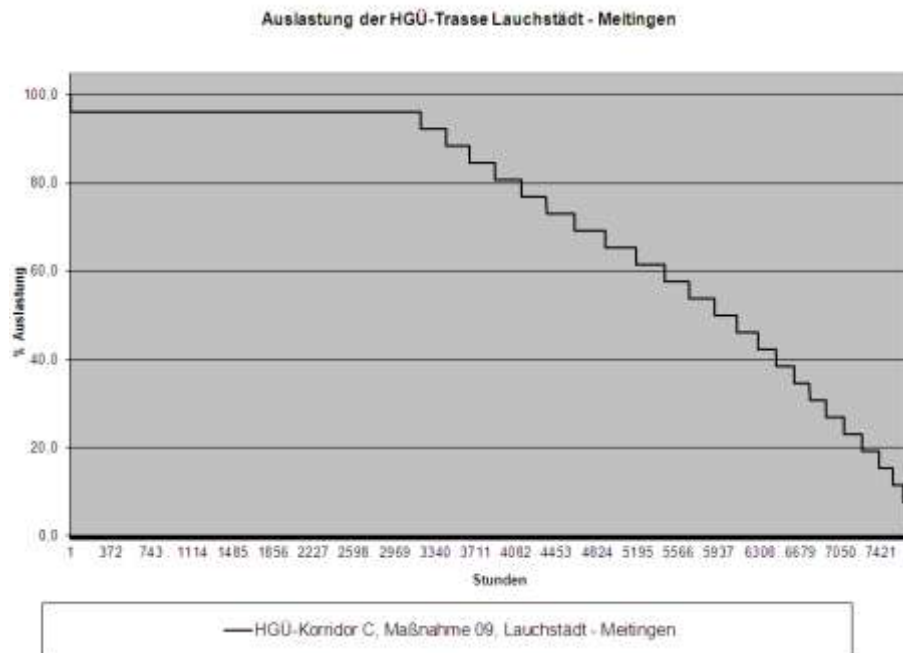
Die Maßnahme M09 ist auch entsprechend der für die Prüfung zu Grunde gelegten Kriterien bedarfsgerecht und erforderlich, da sie eine hohe Auslastung aufweist.

Das Gutachten der TU Graz hat die Auslastungen der HGÜ-Korridore des Netzentwicklungsplans für das Szenario B2022 untersucht. Hierfür wurden für das Jahr 2022 48 verschiedene Netznutzungsfälle in dem Simulationsmodell ATLANTIS berechnet. Die Berechnungen wurden unter den gleichen Rahmenbedingungen wie bei M01 durchgeführt.

Die Berechnungen der Gutachter ergeben, dass der Korridor D, der die Maßnahme 09 beinhaltet, in 23 von 48 untersuchten Fällen zu 100% (= 2.000 MW) ausgelastet ist, danach fällt die Auslastung in etwa stetig bis auf 0 ab.



Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur über alle 8760 von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Netznutzungsfälle des Szenarios B2022 ergeben in etwa 7700 Stunden aussagekräftige Ergebnisse. Die resultierenden Jahresauslastungskurven der Maßnahme 09 sind in der nachfolgenden Grafik abgebildet.



Auch in den Auslastungsberechnungen der Bundesnetzagentur, die auf Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung gestellten 8.760 Stunden durchgeführt wurden, ergibt sich dass der Korridor D in ca. 3.200 Stunden zu ca. 95% ausgelastet ist, danach fällt die Auslastung in etwa linear ab.

Die Auswahl des Startpunkts Lauchstädt für den HGÜ-Korridor D wurde von den Übertragungsnetzbetreibern aufgrund verschiedener Untersuchungen getroffen. Gemäß ÜNB kommen nur elektrisch „stark“ angebundene Standorte in Frage, bei denen sich eine Konverterstation und der Beginn der HGÜ-Strecke auch auf umliegende Knoten und Leitungen positiv auswirken. Die Auswahl des Startpunkts Lauchstädt für die Maßnahme 09 ist ein Kompromiss zwischen der netztechnischen Wirksamkeit in Richtung Norden und Südosten (Vermeidung von (n-1)-Verletzungen und Verminderung von Netzausbau) und der Reduzierung von Ringflüssen nach Polen und Tschechien. Für den Standort Lauchstädt spricht weiterhin die Erhöhung der Transportkapazität. Der Standort Lauchstädt liegt in der „Mitte“ der Hauptlastflussrichtung von Nord-Ost nach Südwest. .

Der Ausspeisepunkt Meitingen ist der benachbarte Netzknoten zum KKW Gundremmingen (UW Gundelfingen). Er ist gemäß Aussage der Übertragungsnetzbetreiber der netztechnisch am besten geeignete Punkt zum Anschluss. Er liegt ca. 40 km östlich des Kernkraftwerkstandorts. Zusätzlich liefert

Korridor D die in der Ausspeiseregion benötigte Leistung und Blindleistungsbereitstellung (Leistungselektronik) unter Nutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur und verbessert prinzipiell die Einspeisesituation, die durch die Standortwahl des KKW Gundremmingen (Kühlwasserbedarf) bedingt war. Die im Falle der Maßnahme M02 für den KKW-Standort Philippsburg geltenden Vorteile gelten vorliegend in ähnlicher Weise für den Standort Meitingen.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer in Bezug auf Maßnahme M09 wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

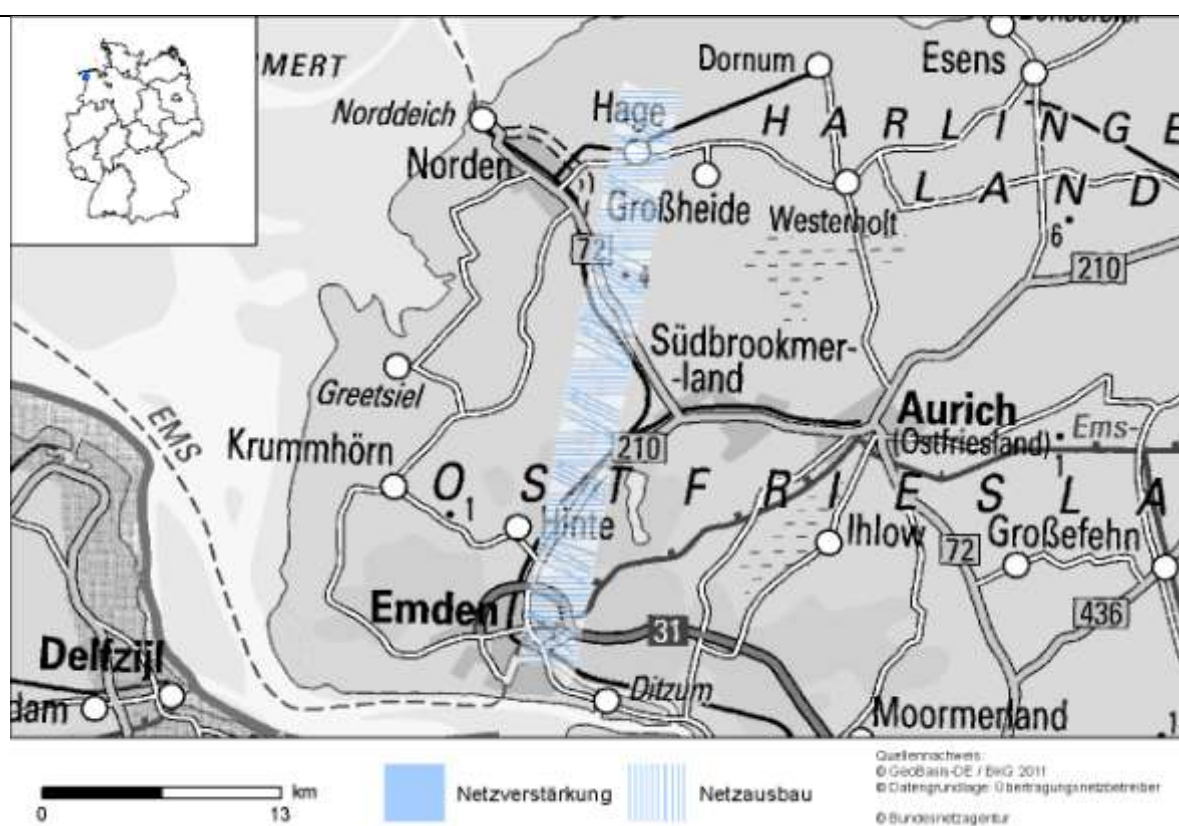
Projekt 20: Raum Emden

Maßnahme 69: Emden/Ost – Halbmond

Beschreibung:

Im Rahmen der Maßnahme ist ein Neubau einer 380 kV Leitung vorgesehen. Zum Anschluss der Leitung müssten die 380 kV Schaltanlage Emden/Ost erweitert und eine neue 380 kV Schaltanlage Halbmond errichtet werden.

Maßnahme 69 wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist nicht wirksam und nicht erforderlich.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Prüfrechnungen hinsichtlich einer Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit bestätigt werden. Zur Begründung der Maßnahme M69 wurde vielmehr auf Anträge des Verteilnetzbetreibers (VNB) an den zuständigen ÜNB sowie eine

Potentialstudie des DEWI für das Land Niedersachsen verwiesen.

Die in dieser Studie getroffenen Annahmen zur Höhe der Erneuerbaren Energien und deren Regionalisierung konnten in den Netzdaten der ÜNB jedoch nicht erkannt werden. Die Auslastung der Leitung Emden/Ost-Halbmond betragen maximal 7 % und im Jahresmittel 2 %.

Die Begründung, die Maßnahme sei erforderlich, um die betriebliche (n-1)-Sicherheit durch den in zukünftig angestrebt Ringschluss zwischen Halbmond und dem Raum Wilhelmshaven zu gewährleisten, ist nicht tragfähig, da dieser Ringschluss bisher nicht Teil der Planungsergebnisse ist. Des Weiteren wird dieses Argument teilweise durch eigene Aussagen der ÜNB wieder entkräftet, denn nach diesen Angaben wäre auch ein Ausfall eines weiteren Systems im Hinblick auf die Entsorgung der EE-Leistung für das Übertragungsnetz wahrscheinlich verkraftbar. Ein Nachweis über einen hierdurch bedingten Ausfall des unterlagerten Netzes wurde bisher nicht erbracht. Der energiewirtschaftliche Bedarf für M69 konnte anhand dieser Datenlage nicht nachvollzogen werden.

Die Sachlage kann sich in künftigen Netzentwicklungsplänen anders darstellen, insbesondere durch Veränderungen der Erzeugungssituation im Raum Wilhelmshaven und eine Konkretisierung der Ringschlussplanungen. Auch verbesserte Erkenntnisse und zusätzliche technische Untersuchungen zur Lage im unterlagerten Verteilnetz können in den Folgeplänen berücksichtigt werden und die Erforderlichkeit der Leitung noch begründen.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer haben die Erforderlichkeit der Leitung im Sinne des NOVA-Prinzips in Zweifel gezogen. Durch die Nichtbestätigung wurde diesen Anliegen Rechnung getragen. Eine vertiefende Auseinandersetzung ist nicht erforderlich.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 21: Raum Cloppenburg und Osnabrück

Maßnahme: 51 Conneforde – Cloppenburg – Westerkappeln

Beschreibung:

Derzeit besteht zwischen Conneforde und Cloppenburg eine 220 kV-Verbindung. Die Umspannwerke Cloppenburg und Westerkappeln sind derzeit nicht verbunden. Das Projekt 21 sieht vor, zwischen Conneforde und Cloppenburg in bestehender 220 kV-Trasse eine neue 380 kV-Leitung zu bauen. Weiterhin soll zwischen Cloppenburg und Westerkappeln der Neubau einer 380 kV-Leitung erfolgen.

Projekt 21 stellt ein länderübergreifendes Vorhaben dar.

Maßnahme 51 (Conneforde – Cloppenburg – Westerkappeln) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Untersuchungsergebnisse der TU Graz weisen auf der parallelen Leitung

Moorriem-Ganderkesee-Wehrendorf im Netznutzungsfall Starklast/Starkwind/wenig Photovoltaik bereits im Grundfall (n-0) Belastungen von 107 % und höher auf. Diese Überlastungen sind abhängig von der Stellung des Phasenschiebers in Diele. Die geplante Verbindung Cloppenburg-Westerkappeln entlastet die Leitung Moorriem-Wehrendorf deutlich, erreicht jedoch noch keine (n-1)-Sicherheit der Region.

Zusätzliche Untersuchungen der Bundesnetzagentur an den durch die ÜNB übergebenen Netzdatensätzen im Netznutzungsfall der Stunde 668 kamen zu folgendem Ergebnis. Ohne M51 konnten mit der aus der Marktsimulation der ÜNB mitgelieferten Phasenschieberstellung in Diele keine (n-1)-Berechnungen durchgeführt werden, da diese nicht konvergierten. Nach einer, durch die ÜNB nachgemeldeten Änderung der Phasenschieberstellungen in Diele waren immer noch eine Reihe von Fehlermeldungen sowie eine Überlastung der 220 kV-Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg von 123,4 % bei Ausfall der Parallelleitung vorhanden. Die durch die ÜNB im NEP angegebenen Überlastungen konnten nicht nachvollzogen werden.

- Diele – Dörpen West Auslastung 83 %
- Elsfleth – Ganderkesee Auslastung 53 %
- Gronau – Hanekenfähr Auslastung 48 %

Bei den (n-1)-Untersuchungen des Netzdatensatzes mit M51 konnte auch durch eine Verstellung der Phasenschieber in Diele kein konvergentes Ergebnis erlangt werden. Die Konvergenz konnte durch Aufheben der Variation der Trafostufen und Verwendung der nachgemeldeten Stufenschalterstellung des PSTs in Diele erlangt werden, wobei jedoch immer noch 13 Fehlermeldungen verblieben. Im Ergebnis dieser (n-1)-Berechnungen konnten keine Leitungsüberlastungen auf der 380 kV Ebene mehr festgestellt werden.

Die Bundesnetzagentur erkennt die Wirksamkeit des 380 kV-Neubauabschnittes der Maßnahme M51 aufgrund der Beseitigung der (n-1)-bedingten Überlastung der Leitung zwischen Conneforde und Cloppenburg an. Die Leitung besitzt im Maximum eine Auslastung von 53 % und im Jahresmittel von 22 %. Somit erfüllt sie die angesetzten Kriterien der Bedarfsgerechtigkeit und der Erforderlichkeit.

Der Netzentwicklungsplan wird deshalb im Hinblick auf die Maßnahme 51

bestätigt.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Spezifische Einwendungen und Argumente, die eine vertiefte Erörterung nötig gemacht hätten oder die die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 22: Bereich nordwestliches Niedersachsen

Maßnahme 70: Conneforde – Unterweser

Beschreibung:

Derzeit besteht zwischen Conneforde und Unterweser sowohl eine 220 kV- als auch eine 380 kV-Verbindung. Das Projekt 22 sieht die Umstellung der 220 kV-Verbindung auf den 380 kV-Betrieb vor, um die Übertragungskapazität zwischen dem Raum Conneforde und der Region Ganderkesee zu erhöhen.

Maßnahme 70 (Conneforde – Unterweser) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2019

Die Maßnahme ist nicht wirksam.

In den untersuchten Netznutzungsfällen des Gutachtens der Experten der Firma Consentec (NEMO 1) konnten auch ohne die Maßnahme M70 weder Überlastungen noch Verletzungen der (n-1)-Sicherheit festgestellt werden. Auch Überlastungen im regional angrenzenden Gebiet lagen nicht vor.

Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur in dem durch die ÜNB zur Begründung der Maßnahme vorgelegten Netznutzungsfall 7.544 ergaben die (n-1)-Berechnungen ohne M70 Überlastungen der Systeme zwischen Unterweser und Mooriem von 113,5 % bei Ausfall des parallelen Systems. Diese konnten jedoch Topologieänderungen in Elsfleth/West beseitigt werden. Darüber hinaus ergaben sich auch mit M70 in den (n-1)-Berechnungen Überlastungen der Systeme zwischen Unterweser und Mooriem bei Ausfall des parallelen Systems. In diesem Fall betragen die Überlastungen 117,8 %. Wieder konnten Sie durch Topologieänderungen in Elsfleth/West behoben werden.

In beiden (n-1)-Untersuchungen im Netznutzungsfall 7.544 sind Modellierungsfehler möglich, da es jeweils zu Fehlermeldungen der Knotenbilanzen wie auch zu Abweichungen der Bilanzen und Verluste kam. Die Notwendigkeit der Maßnahme zur Behebung einer Schwachstelle (Wirksamkeit) kann daher trotz der stabilen Auslastung von maximal 64 % und durchschnittlich 15 % nicht nachvollzogen werden.

Die Belastungen hängen jedoch stark von den getroffenen Annahmen des zu erwartenden Offshore-Windausbaus sowie den Anlandepunkten der Offshore-Windenergie ab. Hier werden für eine robuste Planung die Ergebnisse des Offshore-Netzplans benötigt.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M70 vorerst nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Die Stellungnahmen zu der Maßnahme wurden im Sinne der Bewertung berücksichtigt.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 23: Dollern – Elsfleth

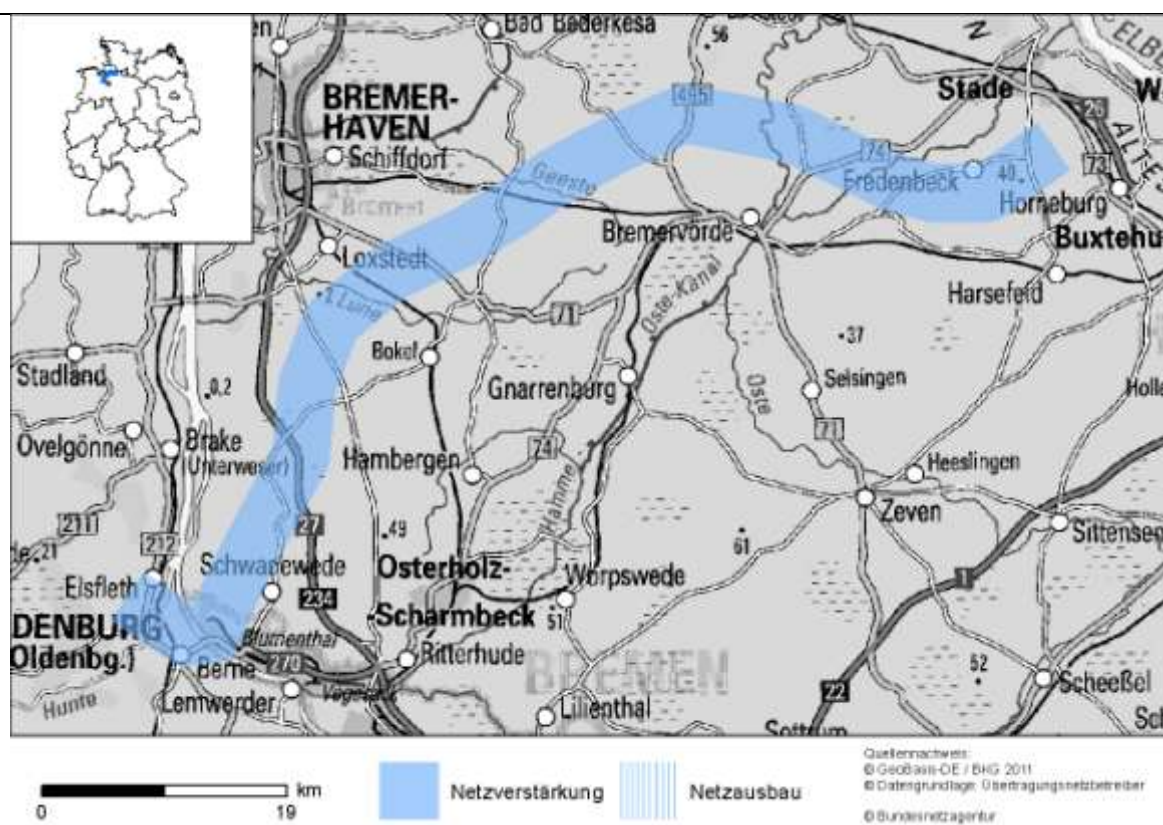
Maßnahme 20: Dollern – Elsfleth/West

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität durch einen Neubau in bestehender Trasse zwischen dem Raum Dollern und der Region Elsfleth in Niedersachsen.

Das Projekt stellt ein länderübergreifendes Vorhaben dar.

Maßnahme 20 (Dollern – Elsfleth/West) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist nicht wirksam.

Die Verbindung Dollern-Elsfleth/West über Alfstedt ist bereits im derzeitigen Ausbauzustand auch ohne die geplante Netzverstärkung selbst im Fall stärkster Belastung im NEMO 1 Netznutzungsfall Starklast/Starkwind/wenig Photovoltaik (n-1)-sicher.

Die im Netzentwicklungsplan dargestellten Überlastungen der Leitung Dollern-Elsfleth/West bei Ausfall einer 380 kV-Leitung konnten im Netznutzungsfall 3.082 nicht nachvollzogen werden. Hiervon abweichende Überlastungen in der Region konnten teilweise durch Topologieänderungen in Alfstedt behoben werden. Zwar verblieben einige ungeklärte Überlastungen, diesen werden vom zuständigen Netzbetreiber aber nicht zur Begründung der Maßnahme herangezogen.

Darüber hinaus waren mehrere der (n-1)-Fälle in der Berechnung nicht konvergent. In übermittelten Screenshots von Netzberechnungen wurde wiederholt die Überlastung des 380 kV-Stromkreises Dollern-Elsfleth von 105 % bei Ausfall eines Stromkreises Elsfleth/West-Dollern aufgezeigt. Dies erfolgte mit dem Hinweis, dass die Kupplungen in Elsfleth/West und Alfstedt aus Stabilitätsgründen nicht gleichzeitig geöffnet werden dürften. Eine solche Einschränkung der möglichen Topologiemassnahmen konnte bisher durch die Bundesnetzagentur nicht überprüft werden. Gleichzeitig wurde eine solche angeblich nicht zulässige Topologieänderung aber in den Berechnungen auch nicht vorgenommen, da die erwähnte Überlastung nicht in den Datensätzen zu erkennen war.

Eine Bestätigung der Maßnahme auf Grundlage der bisher nicht nachvollziehbaren Überlastung Dollern-Elsfleth kann deshalb derzeit nicht erfolgen.

Zwar zeigt die Maßnahme M20 eine stabile Auslastung von maximal 61 % und durchschnittlich 14 %. Die Belastungen hängen jedoch stark von den getroffenen Annahmen des zu erwartenden Offshore-Windausbaus sowie den Anlandepunkten der Offshore-Windenergie ab. Hier werden für eine robuste Planung die Ergebnisse des Offshore-Netzplans benötigt. Die Summe an Unsicherheiten in der Begründung der Maßnahme zwingen dazu, diese derzeit nicht zu bestätigen.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M46 nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Die Stellungnahmen zu der Maßnahme wurden im Sinne der Bewertung berücksichtigt.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 24: Dollern – Landesbergen

Beschreibung:

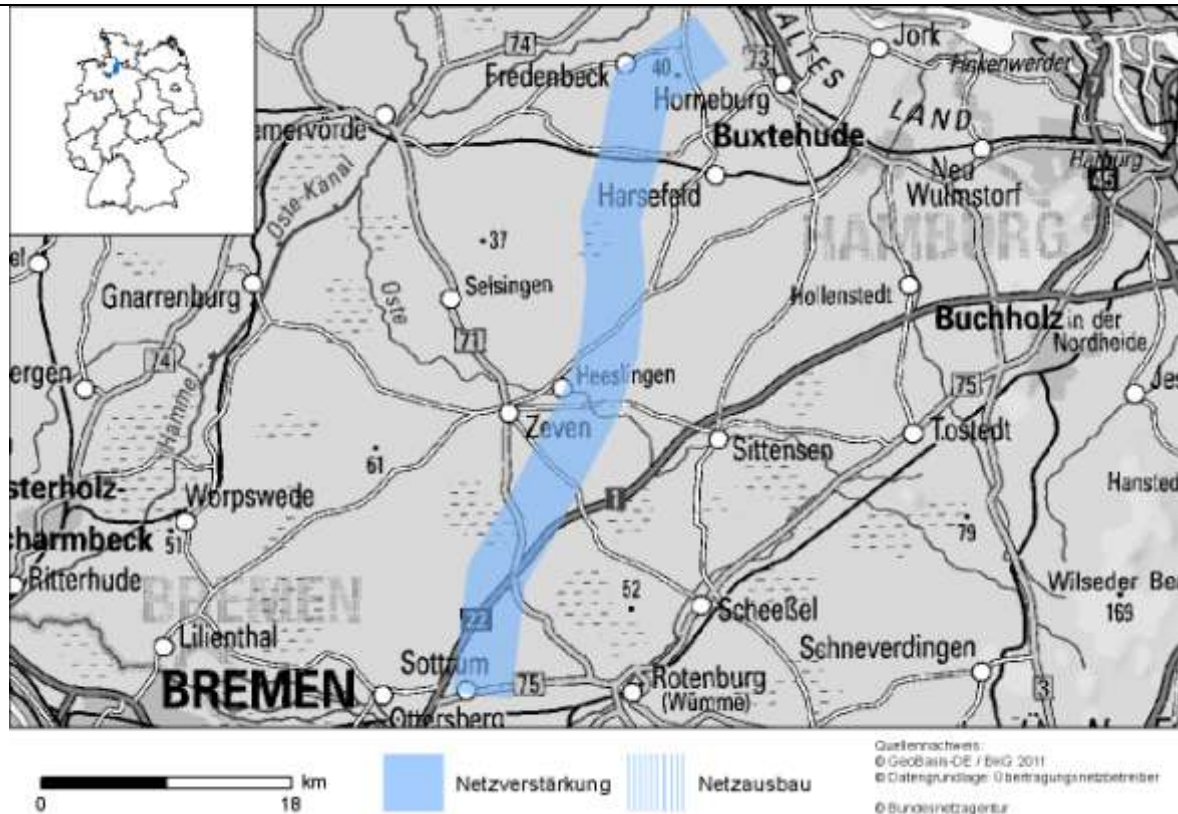
Aktuell bestehen zwischen Dollern und Landesbergen zwei 220 kV-Systeme sowie zwei 380 kV-Systeme. Das Projekt 24 beinhaltet drei Teilabschnitte (Maßnahmen M71, M72 und M73), bei denen es sich jeweils um eine Netzverstärkung in Form eines 380 kV-Neubaus in der bestehenden 220 kV-Trasse handelt. Die drei Maßnahmen zusammen bilden eine sinnvolle technische Einheit und stellen damit ein einheitliches Vorhaben dar. Sie erhöhen die Übertragungskapazität vom Raum Hamburg/Elbmündung nach Süden auf Höhe von Hannover.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 71: Dollern – Sottrum

Die Maßnahme 71 (Dollern – Sottrum) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Der an die Bundesnetzagentur übermittelte Datensatz mit dem Netznutzungsfall der Stunde 1.956 konnte zunächst nicht zu einer konvergenten Lösung gebracht werden. Im weiteren Verfahren wurde der Bundesnetzagentur mitgeteilt, es müsse die Beteiligung eines Generators an der Deckung der Netzverluste deaktiviert werden. Diese Untersuchungen wurden aus zeitlichen Gründen noch nicht abgeschlossen.

Daher wurde die Maßnahme unter Verwendung der im NEMO-I-Gutachten ermittelten acht Netznutzungsfällen untersucht. Unter den Annahmen des Szenarios B2022 ist ohne die Durchführung der Maßnahme M71 in Zusammenhang mit Maßnahmen M72 und M73 ein sicherer Netzbetrieb nicht

möglich, da sich bei Ausfall eines Betriebsmittels ((n-1)-Fall) Auslastungen von bis zu 125 % einstellen.

Die Umrüstung der bestehenden zwei 220 kV-Systeme auf 380 kV-Betrieb behebt die Betriebsmittelgrenzverletzungen im (n-1)-Fall und erlaubt in den untersuchten Netznutzungsfällen einen überlastungsfreien und (n-1)-sicheren Betrieb der Strecke.

Weiterhin zeigen beide neuen 380 kV-Systeme zwischen Dollern und Sottrum eine stabile Auslastung über das Jahr. Diese liegt maximal bei 41 % und durchschnittlich bei 14 % und somit ist die Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben. Die bisher bestehenden 220 kV-Leitungen mit deutlich geringerer Stromtragfähigkeit werden im Szenario B2022 überlastet und müssen daher ersetzt werden.

Laut Planung der Übertragungsnetzbetreiber wird die Maßnahme im Szenario B2032 aufgrund des signifikanten HGÜ-Zubaus nicht mehr benötigt. Die Bundesnetzagentur sieht jedoch die Notwendigkeit der Maßnahme für B2022, sodass diese für die weiteren Planungen der Übertragungsnetzbetreiber maßgeblich sein wird. Folglich wird sich ggf. die Notwendigkeit des HGÜ-Ausbaus verringern, was die Bundesnetzagentur im Rahmen des NOVA-Prinzips (Netzverstärkung vor Ausbau) begrüßt.

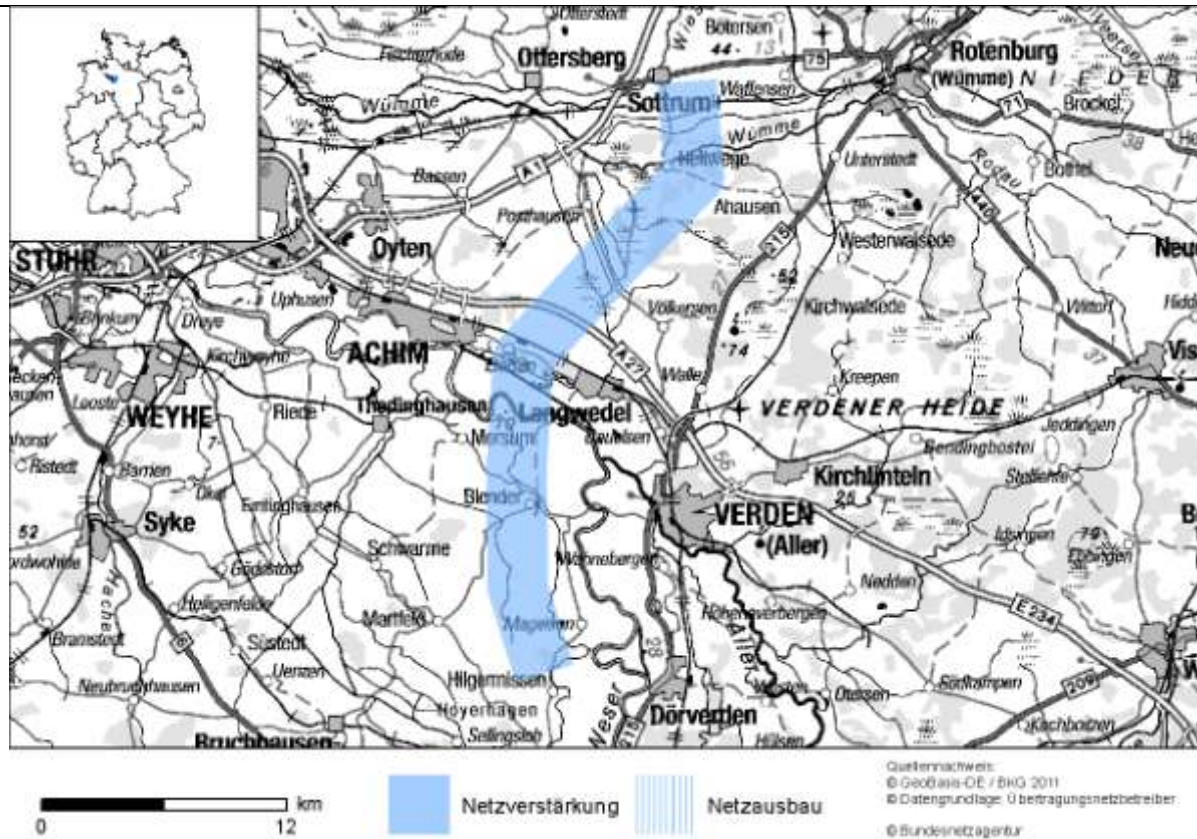
Der positive Befund aus dem Begleitdokument wurde bestätigt.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Spezifische Einwendungen und Argumente, die eine vertiefte Erörterung nötig gemacht hätten oder die die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 72: Sottrum – Wechold

Die Maßnahme 72 (Sottrum – Wechold) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Der an die Bundesnetzagentur übermittelte Datensatz mit dem Netznutzungsfall der Stunde 1.956 konnte zunächst nicht zu einer konvergenten Lösung gebracht werden. Im weiteren Verfahren wurde der Bundesnetzagentur mitgeteilt, es müsse die Beteiligung eines Generators an der Deckung der Netzverluste deaktiviert werden. Diese Untersuchungen wurden aus zeitlichen Gründen nicht mehr abgeschlossen.

Daher wurde die Maßnahme unter Verwendung der im NEMO-I-Gutachten ermittelten acht Netznutzungsfällen untersucht. Unter den Annahmen des Szenarios B2022 ist ohne die Durchführung der Maßnahme M72 in Zusammenhang mit Maßnahmen M71 und M73 ein sicherer Netzbetrieb nicht möglich, da sich bei Ausfall eines Betriebsmittels ((n-1)-Fall) Auslastungen von bis

zu 125 % einstellen. Die Umrüstung der bestehenden zwei 220 kV-Systeme auf 380 kV-Betrieb behebt die Betriebsmittelgrenzverletzungen im (n-1)-Fall und erlaubt in den untersuchten Netznutzungsfällen einen überlastungsfreien und (n-1)-sicheren Betrieb der Strecke.

Weiterhin zeigen beide neuen 380 kV-Systeme zwischen Sottrum und Wechold eine stabile Auslastung über das Jahr. Diese liegt maximal bei 50 % und durchschnittlich bei 16 % und somit ist Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben. Die bisher bestehenden 220 kV-Leitungen mit deutlich geringerer Stromtragfähigkeit werden im Szenario B2022 überlastet und müssen daher ersetzt werden.

Laut Planung der Übertragungsnetzbetreiber wird die Maßnahme im Szenario B2032 aufgrund des signifikanten HGÜ-Zubaus nicht mehr benötigt. Die Bundesnetzagentur sieht jedoch die Notwendigkeit der Maßnahme für B2022, sodass diese für die weiteren Planungen der Übertragungsnetzbetreiber maßgeblich sein wird. Folglich wird sich ggf. die Notwendigkeit des HGÜ-Ausbaus verringern, was die Bundesnetzagentur im Rahmen des NOVA-Prinzips (Netzverstärkung vor Ausbau) begrüßt.

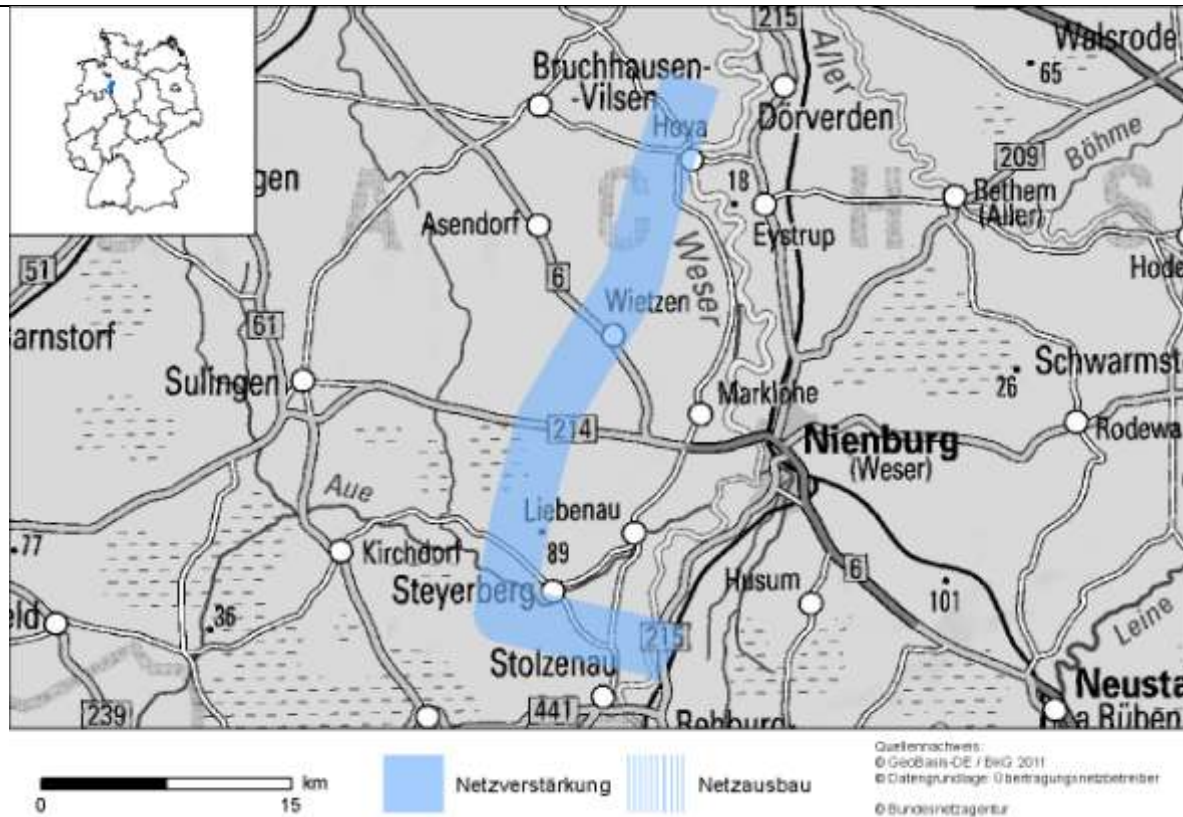
Der positive Befund aus dem Begleitdokument wurde bestätigt.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Spezifische Einwendungen und Argumente, die eine vertiefte Erörterung nötig gemacht hätten oder die die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 73: Wechold – Landesbergen

Die Maßnahme 73 (Wechold – Landesbergen) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Der an die Bundesnetzagentur übermittelte Datensatz mit dem Netznutzungsfall der Stunde 1.956 konnte zunächst nicht zu einer konvergenten Lösung gebracht werden. Im weiteren Verfahren wurde der Bundesnetzagentur mitgeteilt, es müsse die Beteiligung eines Generators an der Deckung der Netzverluste deaktiviert werden. Diese Untersuchungen wurden aus zeitlichen Gründen nicht mehr abgeschlossen.

Daher wurde die Maßnahme unter Verwendung der im NEMO-I-Gutachten ermittelten acht Netznutzungsfällen untersucht. Unter den Annahmen des Szenarios B2022 ist ohne die Durchführung der Maßnahme M73 in Zusammenhang mit Maßnahmen M71 und M72 ein sicherer Netzbetrieb nicht möglich, da sich bei Ausfall eines Betriebsmittels ((n-1)-Fall) Auslastungen von bis zu 125 % einstellen.

Die Umrüstung der bestehenden zwei 220 kV-Systeme auf 380 kV-Betrieb behebt die Betriebsmittelgrenzverletzungen im (n-1)-Fall und erlaubt in den untersuchten Netznutzungsfällen einen überlastungsfreien und (n-1)-sicheren Betrieb der Strecke.

Daneben zeigen beide neuen 380 kV-Systeme zwischen Wechold und Landesbergen eine stabile Auslastung über das Jahr. Diese liegt maximal bei 69 % und durchschnittlich bei 18 % für eines der beiden parallelen Systeme, und bei maximal 40 % und durchschnittlich 13 % für das andere System. Somit ist Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben. Die bisher bestehenden 220 kV-Leitungen mit deutlich geringerer Stromtragfähigkeit werden im Szenario B2022 überlastet und müssen daher ersetzt werden.

Laut Planung der Übertragungsnetzbetreiber wird die Maßnahme im Szenario B2032 aufgrund des signifikanten HGÜ-Zubaus nicht mehr benötigt. Die Bundesnetzagentur sieht jedoch die Notwendigkeit der Maßnahme für B2022, sodass diese für die weiteren Planungen der Übertragungsnetzbetreiber maßgeblich sein wird. Folglich wird sich ggf. die Notwendigkeit des HGÜ-Ausbaus verringern, was die Bundesnetzagentur im Rahmen des NOVA-Prinzips (Netzverstärkung vor Ausbau) begrüßt.

Der positive Befund aus dem Begleitdokument wurde bestätigt.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Spezifische Einwendungen und Argumente, die eine vertiefte Erörterung nötig gemacht hätten oder die die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor.

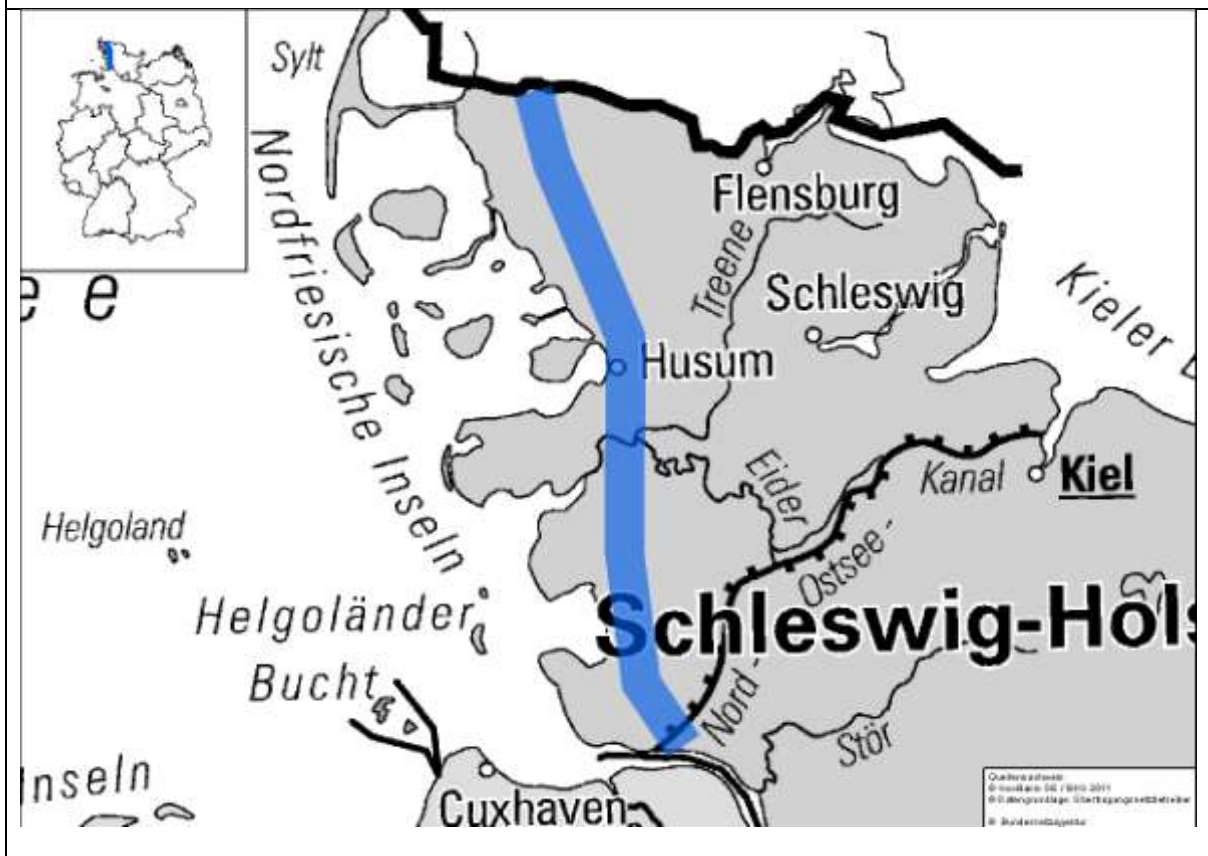
Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 25: Brunsbüttel – dänische Grenze

Beschreibung:

Das Projekt 25 besteht aus 5 Einzelmaßnahmen (Maßnahmen 42 bis 45), die den Neubau einer 380 kV-Leitung sowie die Errichtung einer neuen Schaltanlage in Heide und Barlt zum Anschluss der Leitungen und der notwendigen Transformatoren umfasst. Diese Maßnahmen bilden zusammen eine sinnvolle technische Einheit und stellen damit ein einheitliches Vorhaben dar.

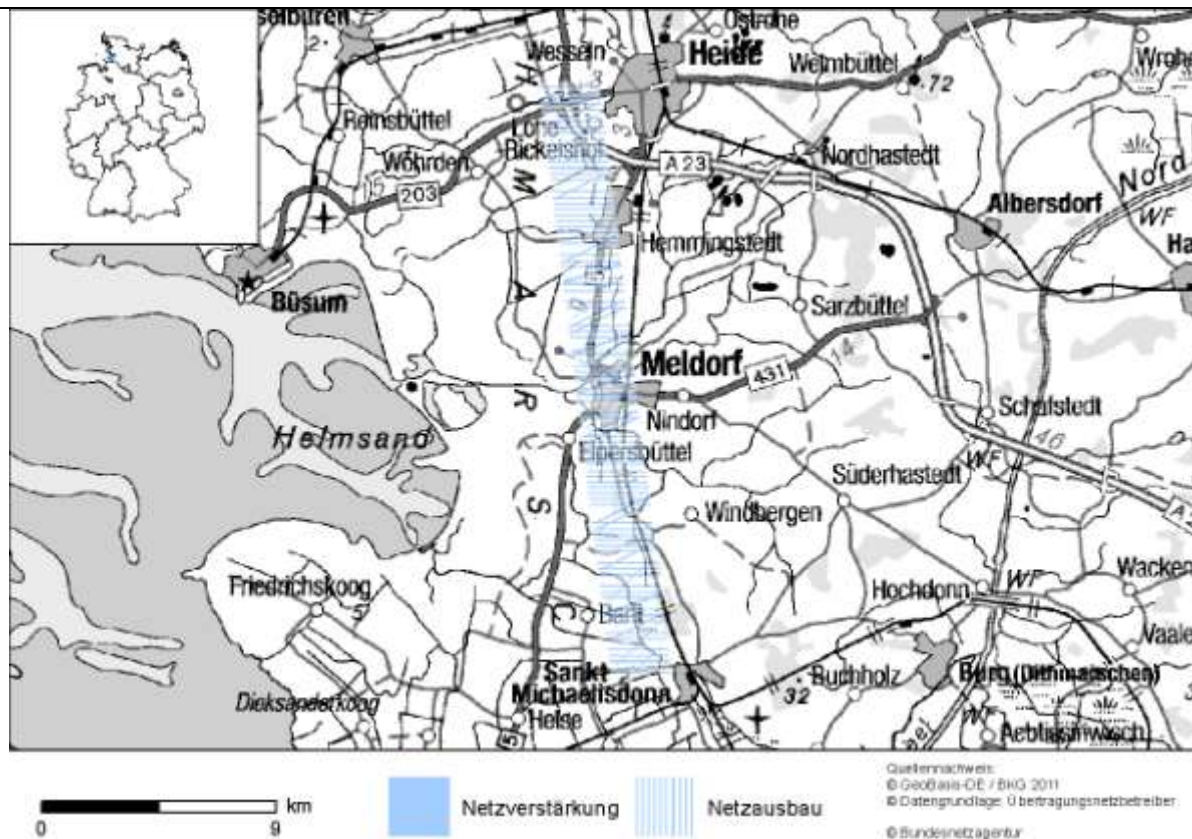
Das Projekt 25 stellt ein grenzüberschreitendes Vorhaben dar.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 42: Barlt – Heide

Die Maßnahme 42 (Barlt – Heide) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Berechnungen im Rahmen eines Netzmodells des Übertragungsnetzes bestätigt werden. Dieser Befund ist weder überraschend noch steht er einer Bestätigung der Maßnahme entgegen. Denn die Maßnahme wird nicht durch eine Überlastung des Übertragungsnetzes begründet, sondern durch die Überlastung der unterlagerten Verteilnetze, die durch einen Ausbau des Übertragungsnetzes besser behoben werden kann als durch Maßnahmen innerhalb der Verteilnetze.

Zur Begründung der Maßnahme M42 wurde auf Anträge des Verteilnetzbetreibers an den zuständigen ÜNB und einen Bericht der Landesregierung Schleswig-Holstein sowie ein gemeinsames Papier der E.ON Netz, der TenneT TSO und des

Landes Schleswig-Holstein verwiesen. Der Verteilnetzbetreiber meldet einen massiven Bedarf an Einspeisekapazitäten in die 380 kV Ebene an. Gestützt wird dies auf den prognostizierten Zubau an Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein. Hierbei handelt es sich überwiegend um Windkraftanlagen. Die Zahlen stammen aus einer Prognose von GL Garrard Hassan für das Jahr 2015.

Von den in den eingereichten Unterlagen dargestellten Ausbauoptionen stellt sich die im NEP 2012 gewählte Lösung als neue Trasse entlang der Westküste Schleswig-Holsteins aus folgenden Gründen als Vorzugslösung dar:

- geringster Bedarf an Leitungskilometern
- geringste Investitionskosten
- Erhöhung des Vermaschungsgrades auf der Höchstspannungsebene in Schleswig-Holstein

In Verbindung mit den restlichen Maßnahmen des Projektes P25 wird darüber hinaus die Grenzkuppelkapazität zwischen Deutschland und Dänemark erhöht. Die Auslastungen liegen für M42 bei maximal 36 % und 16 % im Jahresmittel.

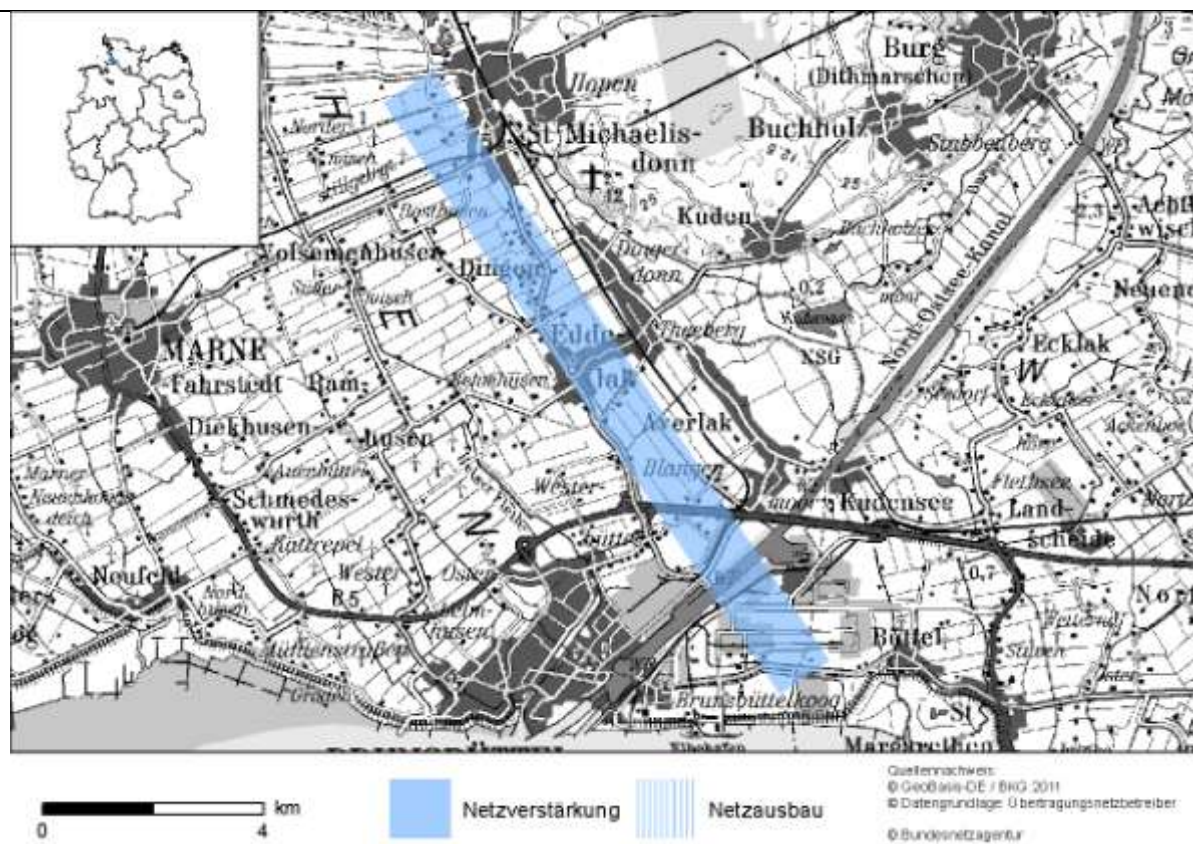
Die Voraussetzungen für eine Bestätigung der Maßnahme liegen damit vor.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Spezifische energiewirtschaftliche Einwendungen und Argumente, die eine vertiefte Erörterung nötig gemacht hätten oder welche die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 42a: Brunsbüttel – Barlt

Die Maßnahme 42a (Brunsbüttel – Barlt) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Berechnungen im Rahmen eines Netzmodells des Übertragungsnetzes bestätigt werden. Dieser Befund ist weder überraschend noch steht er einer Bestätigung der Maßnahme entgegen. Denn die Maßnahme wird nicht durch eine Überlastung des Übertragungsnetzes begründet, sondern durch die Überlastung der unterlagerten Verteilnetze, die durch einen Ausbau des Übertragungsnetzes besser behoben werden kann als durch Maßnahmen innerhalb der Verteilnetze.

Zur Begründung der Maßnahme M42a wurde auf Anträge des Verteilnetzbetreibers an den zuständigen ÜNB und einen Bericht der Landesregierung Schleswig-Holstein sowie ein gemeinsames Papier der E.ON Netz, der TenneT TSO und des Landes Schleswig-Holstein verwiesen.

Der Verteilnetzbetreiber meldet einen massiven Bedarf an Einspeisekapazitäten in die 380 kV-Ebene an. Gestützt wird dies auf den prognostizierten Zubau an Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein. Hierbei handelt es sich überwiegend um Windkraftanlagen. Die Zahlen stammen aus einer Prognose von GL Garrard Hassan für das Jahr 2015.

Von den in den eingereichten Unterlagen dargestellten Ausbauoptionen stellt sich die im NEP 2012 gewählte Lösung als neue Trasse entlang der Westküste Schleswig-Holsteins aus folgenden Gründen als Vorzugslösung dar:

- geringster Bedarf an Leitungskilometern
- geringste Investitionskosten
- Erhöhung des Vermaschungsgrades auf der Höchstspannungsebene in Schleswig-Holstein

In Verbindung mit den restlichen Maßnahmen des Projektes P25 wird darüber hinaus die Grenzkuppelkapazität zwischen Deutschland und Dänemark erhöht. Die Auslastungen liegen für M42a bei maximal 41 % und 18 % im Jahresmittel und somit ist Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben.

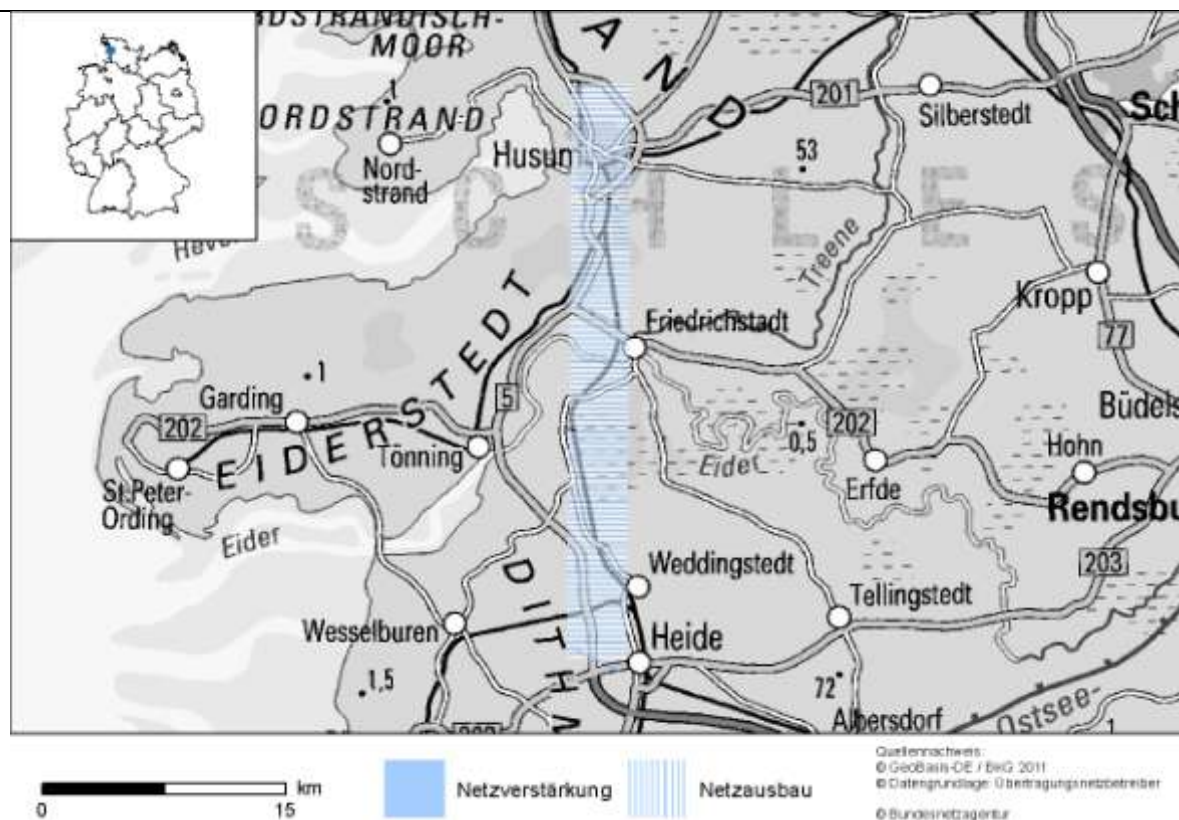
Die Voraussetzungen für eine Bestätigung der Maßnahme liegen damit vor.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Spezifische energiewirtschaftliche Einwendungen und Argumente, die eine vertiefte Erörterung nötig gemacht hätten oder welche die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 43: Heide – Husum

Die Maßnahme 43 (Heide – Husum) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Berechnungen im Rahmen eines Netzmodells des Übertragungsnetzes bestätigt werden. Dieser Befund ist weder überraschend noch steht er einer Bestätigung der Maßnahme entgegen. Denn die Maßnahme wird nicht durch eine Überlastung des Übertragungsnetzes begründet, sondern durch die Überlastung der unterlagerten Verteilnetze, die durch einen Ausbau des Übertragungsnetzes besser behoben werden kann als durch Maßnahmen innerhalb der Verteilnetze.

Zur Begründung der Maßnahme M43 wurde auf Anträge des Verteilnetzbetreibers an den zuständigen ÜNB und einen Bericht der Landesregierung Schleswig-Holstein sowie ein gemeinsames Papier der E.ON Netz, der TenneT TSO und des Landes Schleswig-Holstein verwiesen.

Der Verteilnetzbetreiber meldet einen massiven Bedarf an Einspeisekapazitäten in die 380 kV-Ebene an. Gestützt wird dies auf den prognostizierten Zubau an Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein. Hierbei handelt es sich überwiegend um Windkraftanlagen. Die Zahlen stammen aus einer Prognose von GL Garrard Hassan für das Jahr 2015.

Von den, in den eingereichten Unterlagen dargestellten Ausbauoptionen stellt sich die im NEP 2012 gewählte Lösung als neue Trasse entlang der Westküste Schleswig-Holsteins aus folgenden Gründen als Vorzugslösung dar:

- geringster Bedarf an Leitungskilometern
- geringste Investitionskosten
- Erhöhung des Vermaschungsgrades auf der Höchstspannungsebene in Schleswig-Holstein

In Verbindung mit den restlichen Maßnahmen des Projektes P25 wird darüber hinaus die Grenzkuppelkapazität zwischen Deutschland und Dänemark erhöht. Die Auslastungen liegen für M43 bei maximal 29 % und 15 % im Jahresmittel und somit ist Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben.

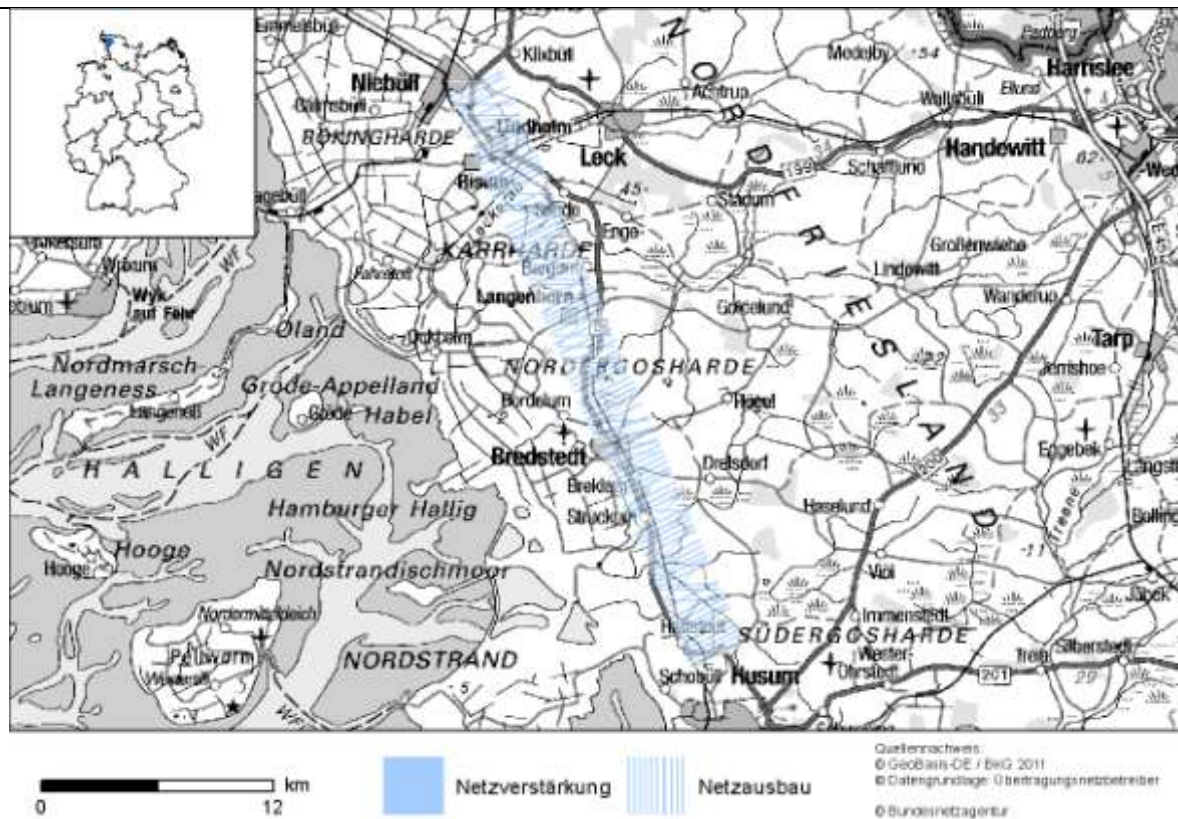
Die Voraussetzungen für eine Bestätigung der Maßnahme liegen damit vor.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Spezifische energiewirtschaftliche Einwendungen und Argumente, die eine vertiefte Erörterung nötig gemacht hätten oder welche die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 44: Husum – Niebüll

Die Maßnahme 44 (Husum – Niebüll) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2019

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Berechnungen im Rahmen eines Netzmodells des Übertragungsnetzes bestätigt werden. Dieser Befund ist weder überraschend noch steht er einer Bestätigung der Maßnahme entgegen. Denn die Maßnahme wird nicht durch eine Überlastung des Übertragungsnetzes begründet, sondern durch die Überlastung der unterlagerten Verteilnetze, die durch einen Ausbau des Übertragungsnetzes besser behoben werden kann als durch Maßnahmen innerhalb der Verteilnetze.

Zur Begründung der Maßnahme M44 wurde auf Anträge des Verteilnetzbetreibers an den zuständigen ÜNB und einen Bericht der Landesregierung Schleswig-Holstein sowie ein gemeinsames Papier der E.ON Netz, der TenneT TSO und des Landes Schleswig-Holstein verwiesen.

Der Verteilnetzbetreiber meldet einen massiven Bedarf an Einspeisekapazitäten in die 380 kV-Ebene an. Gestützt wird dies auf den prognostizierten Zubau an Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein. Hierbei handelt es sich überwiegend um Windkraftanlagen. Die Zahlen stammen aus einer Prognose von GL Garrard Hassan für das Jahr 2015. Von den in den eingereichten Unterlagen dargestellten Ausbauoptionen stellt sich die im NEP 2012 gewählte Lösung als neue Trasse entlang der Westküste Schleswig-Holsteins aus folgenden Gründen als Vorzugslösung dar:

- geringster Bedarf an Leitungskilometern
- geringste Investitionskosten
- Erhöhung des Vermaschungsgrades auf der Höchstspannungsebene in Schleswig-Holstein

In Verbindung mit den restlichen Maßnahmen des Projektes P25 wird darüber hinaus die Grenzkuppelkapazität zwischen Deutschland und Dänemark erhöht. Die Auslastungen liegen für M44 bei maximal 24 % und 13 % im Jahresmittel und somit ist Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben.

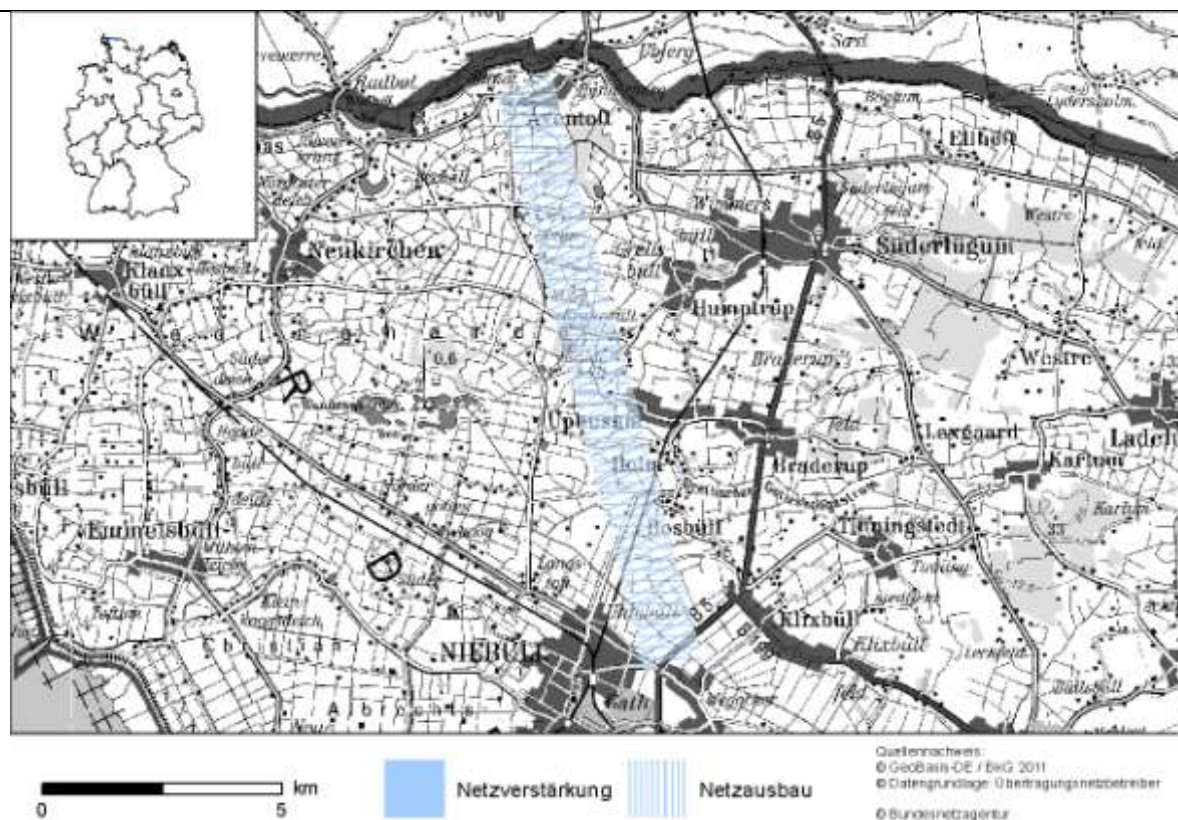
Die Voraussetzungen für eine Bestätigung der Maßnahme liegen damit vor.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Spezifische energiewirtschaftliche Einwendungen und Argumente, die eine vertiefte Erörterung nötig gemacht hätten oder welche die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 45: Niebüll – Grenze DK

Die Maßnahme 45 (Niebüll – Grenze DK) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Bundesnetzagentur sieht die Maßnahme M45 als wesentliches Teilstück des gesamten Projektes der sogenannten „Westküstentrasse“ an. Die Maßnahme ist im Ten Year Network Development Plan 2012 (TYNDP) im Projekt 43.A90 ebenfalls als Teilstück des gesamten Clusters 43 hinterlegt.

Das Gesamtprojekt 25 dient, dank der Maßnahme M45, nicht nur zum Abtransport der überschüssigen Windenergie (Onshore) in den Süden Deutschlands, sondern erweitert den Nutzen um die Komponente des Transportes in den Norden in Richtung Dänemark.

Mit Hilfe des Teilstücks kann somit überschüssige Windenergie ebenfalls, bei günstigen Marktgegebenheiten, mit dem Nachbarland Dänemark und eventuell anderen skandinavischen Ländern ausgetauscht werden. Die Erhöhung der

Transportkapazität ist vor dem Hintergrund der Förderung des europäischen Binnenmarkts ebenfalls als notwendig anzusehen.

An Hand der Nutzenberechnung, welche dem TYNDP 2012 zu Grunde gelegt wurde, ist ebenfalls zu erkennen, dass diese Maßnahme nicht für den europäischen Binnenmarkt, sondern auch als Abhilfe für Engpässe für einen europaweiten Transportbedarf dienen wird.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Berechnungen im Rahmen eines Netzmodells des Übertragungsnetzes bestätigt werden. Dieser Befund ist erklärlich und steht einer Bestätigung der Maßnahme nicht entgegen. Denn die Maßnahme wird nicht durch eine Überlastung des Übertragungsnetzes begründet, sondern durch die Überlastung der unterlagerten Verteilnetze, die durch einen Ausbau des Übertragungsnetzes besser behoben werden kann als durch Maßnahmen innerhalb der Verteilnetze.

Zur Begründung der Maßnahme M45 wurde auf Anträge des Verteilnetzbetreibers an den zuständigen ÜNB und einen Bericht der Landesregierung Schleswig-Holstein sowie ein gemeinsames Papier der E.ON Netz, der TenneT TSO und des Landes Schleswig-Holstein verwiesen.

Der Verteilnetzbetreiber meldet einen massiven Bedarf an Einspeisekapazitäten in die 380 kV-Ebene an. Gestützt wird dies auf den prognostizierten Zubau an Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein. Hierbei handelt es sich überwiegend um Windkraftanlagen. Die Zahlen stammen aus einer Prognose von GL Garrard Hassan für das Jahr 2015.

Von den, in den eingereichten Unterlagen dargestellten Ausbauoptionen stellt sich die im NEP 2012 gewählte Lösung als neue Trasse entlang der Westküste Schleswig-Holsteins aus folgenden Gründen als Vorzugslösung dar:

- geringster Bedarf an Leitungskilometern
- geringste Investitionskosten
- Erhöhung des Vermaschungsgrades auf der Höchstspannungsebene in Schleswig-Holstein.

Im Rahmen einer Abwägung der aufgezeigten Nutzen und der damit einhergehenden Folgen sieht die Bundesnetzagentur, trotz des Mangels der

Auslastungszahlen, die Maßnahme für erforderlich an.

In Verbindung mit den restlichen Maßnahmen des Projektes P25 wird darüber hinaus die Grenzkuppelkapazität zwischen Deutschland und Dänemark erhöht.

Die Voraussetzungen für eine Bestätigung der Maßnahme liegen damit vor.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Einwendungen und Argumente, die über die vorstehend dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

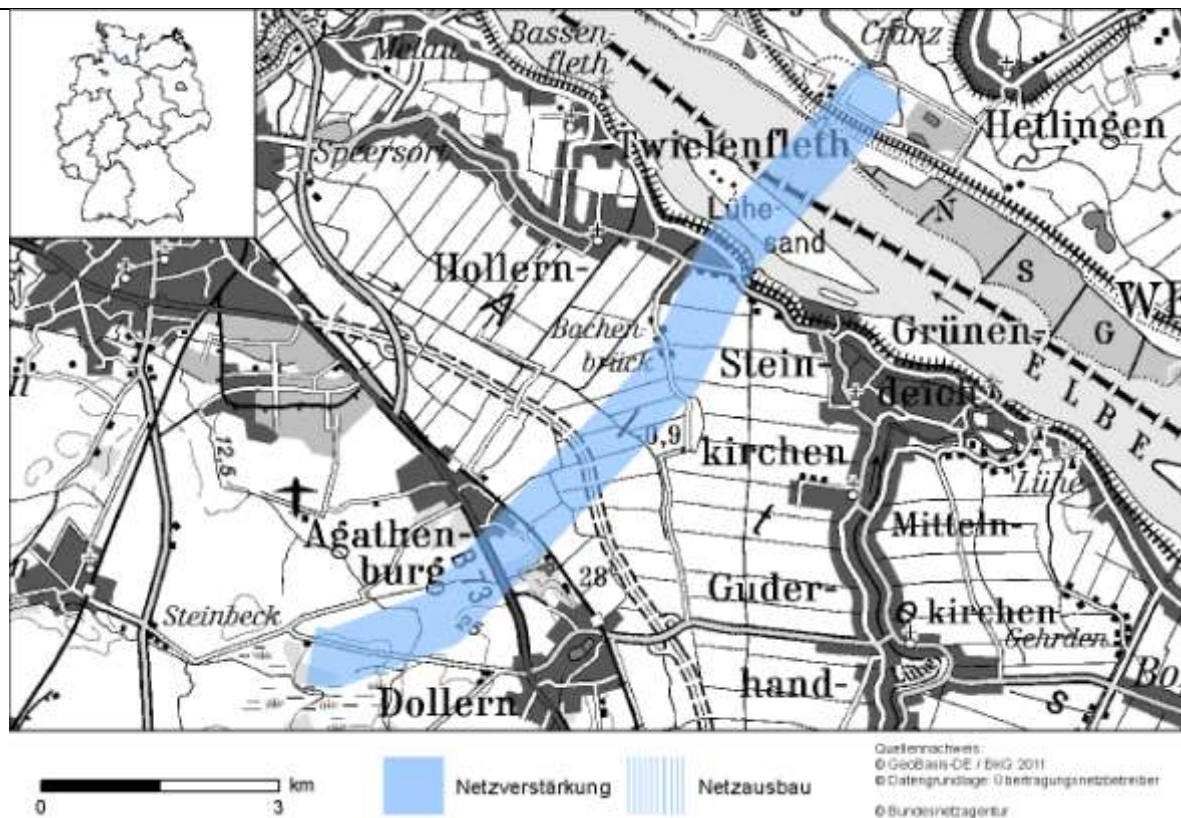
Projekt 26: Hamburg/Nord – Dollern

Beschreibung:

Das Projekt umfasst den Neubau einer 380 kV-Leitung in bestehender Trasse zwischen der Elbekreuzung und der 380 kV-Schaltanlage Dollern sowie der Neubeseilung der Elbekreuzung und die Ertüchtigung der 380 kV-Schaltanlage in Dollern.

Das Projekt 26 stellt ein länderübergreifendes Vorhaben dar.

Die Maßnahme 79 (Hamburg/Nord – Dollern) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

Die Maßnahme ist nicht wirksam.

Die in dem der Bundesnetzagentur übermittelten Netznutzungsfall 3.275 enthaltenen Werte erscheinen der Bundesnetzagentur nicht plausibel.

Die Maßnahme wurde daher an Hand der acht Netznutzungsfälle des NEMO 1-Gutachtens untersucht. Bereits ohne Maßnahme M79 sind sämtliche Netznutzungsfälle in den Netzberechnungen überlastungsfrei, wie auch (n-1)-sicher. Im Netznutzungsfall Starklast/Starkwind/wenig Photovoltaik beträgt die Auslastung 46 % bei Ausfall einer bestehenden Leitung. Dies weicht von den durch die ÜNB gemeldeten 102,4 % im NNF 3.275 deutlich ab. Die Wirksamkeit der Maßnahme M79 kann daher nicht bestätigt werden.

Die Auslastungen der Leitung liegen im Maximum bei 50 % und im Jahresmittel bei 13 %. An dieser Stelle sei noch einmal erwähnt, dass diese Auslastungen mittels der 8.760 Netznutzungsfälle der Marktsimulation der ÜNB bestimmt wurden.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M79 nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Die von den Konsultationsteilnehmern angesprochenen Engpässe konnten von der Bundesnetzagentur im Rahmen der Prüfung zwar berücksichtigt, aber nicht nachvollzogen werden.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

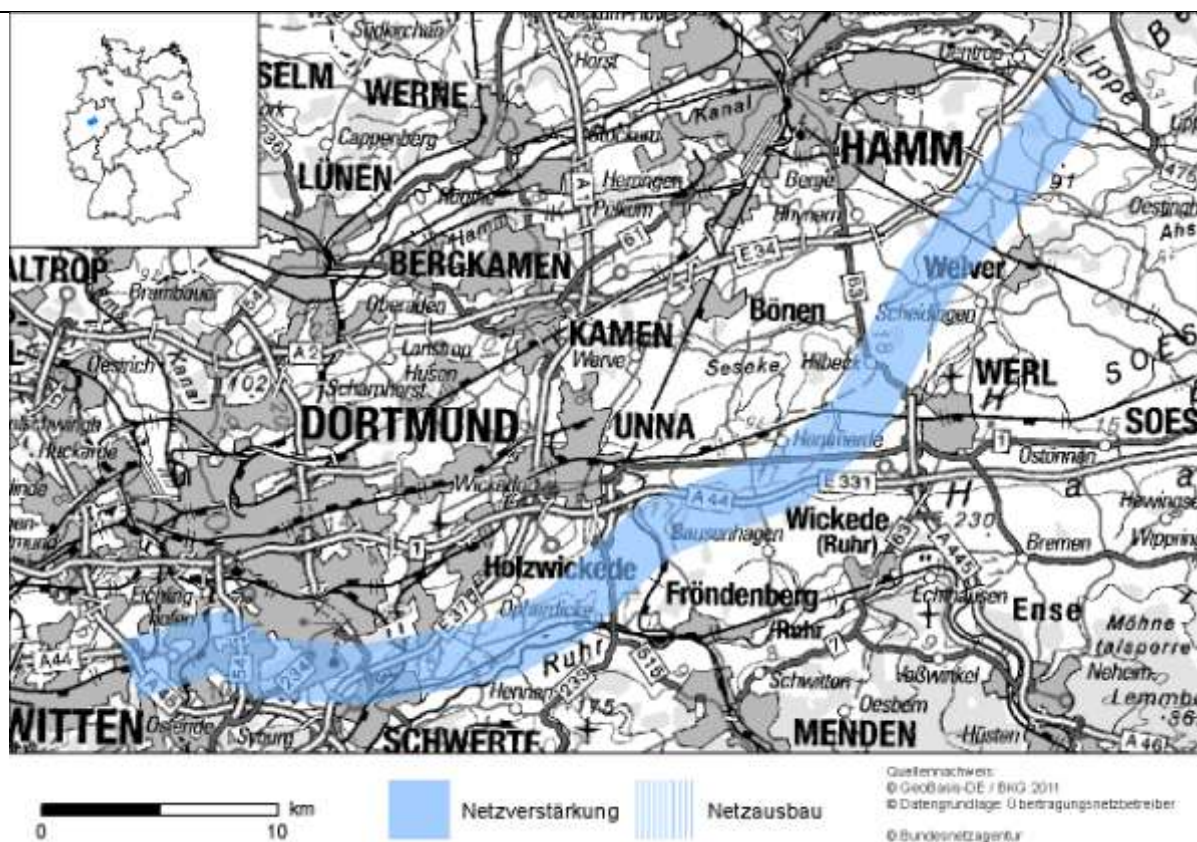
Projekt 30: Westfalen

Maßnahme 61: Hamm/Uentrop – Kruckel

Beschreibung:

Das Projekt P30 beinhaltet die Umstellung eines 220 kV-Stromkreises von Uentrop nach Kruckel auf den 380 kV-Betrieb. Diese Netzverstärkung in Form einer Stromkreisaufgabe / Umbeseilung erhöht die Übertragungskapazität in Westfalen.

Die Maßnahme 61 (Hamm/Uentrop – Kruckel) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Eine Untersuchung der Maßnahme in den acht NNF des NEMO-I-Gutachtens ergab, dass ohne die Umstellung auf den 380 kV-Betrieb die nordwestlich parallel verlaufende Leitung Lippe-Mengede für den Netznutzungsfall Starklast/Starkwind/wenig Photovoltaik im (n-1)-Fall eine Auslastung von bis zu

112 % erreicht. Die Aufrüstung des 220 kV-Systems Uentrop-Kruckel auf 380 kV behebt zusammen mit Freileitungsmonitoring bei einer Mittelwindsituation die Überlastung.

Bei den Untersuchungen des ÜNB Netznutzungsfalles 7.773 kam die Bundesnetzagentur zu folgendem Ergebnis. Die im NEP angeführte Überlastung der Leitung Lippe-Mengede wurde ohne M61 bei Ausfall der parallelen Leitung mit 109,3 % beziffert. Diese Überlastung konnte durch eine Topologieänderung in Lippe behoben werden. Die Winkeldifferenz der beiden Sammelschienen beträgt in dieser Situation fünf Grad. Des Weiteren wurde eine Überlastung der Leitung MENGEDE-KRUCKE-WITTEN von 108 % bei Ausfall der Leitung LIPPE-MENGED PLAN00 festgestellt. Diese Überlastung konnte durch eine Topologieänderung in Kruckel beseitigt werden.

Aufgrund der Untersuchungsergebnisse der NEMO 1-Netznutzungsfälle bestätigt die Bundesnetzagentur die Wirksamkeit der Maßnahme.

Die Maßnahme zeigt auch nach der Umstellung eine stabile Auslastung mit maximal 43 % und durchschnittlich 16 %, die ohne Umbeseilung zu Überlastungen führen würden.

Damit liegen die Voraussetzungen für eine Bestätigung der Maßnahme vor.

Der positive Befund aus dem Begleitdokument wurde bestätigt.

Durch die Ausweisung der Maßnahme als Stromkreisauflage wurde der Wunsch der Konsultationsteilnehmer berücksichtigt.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

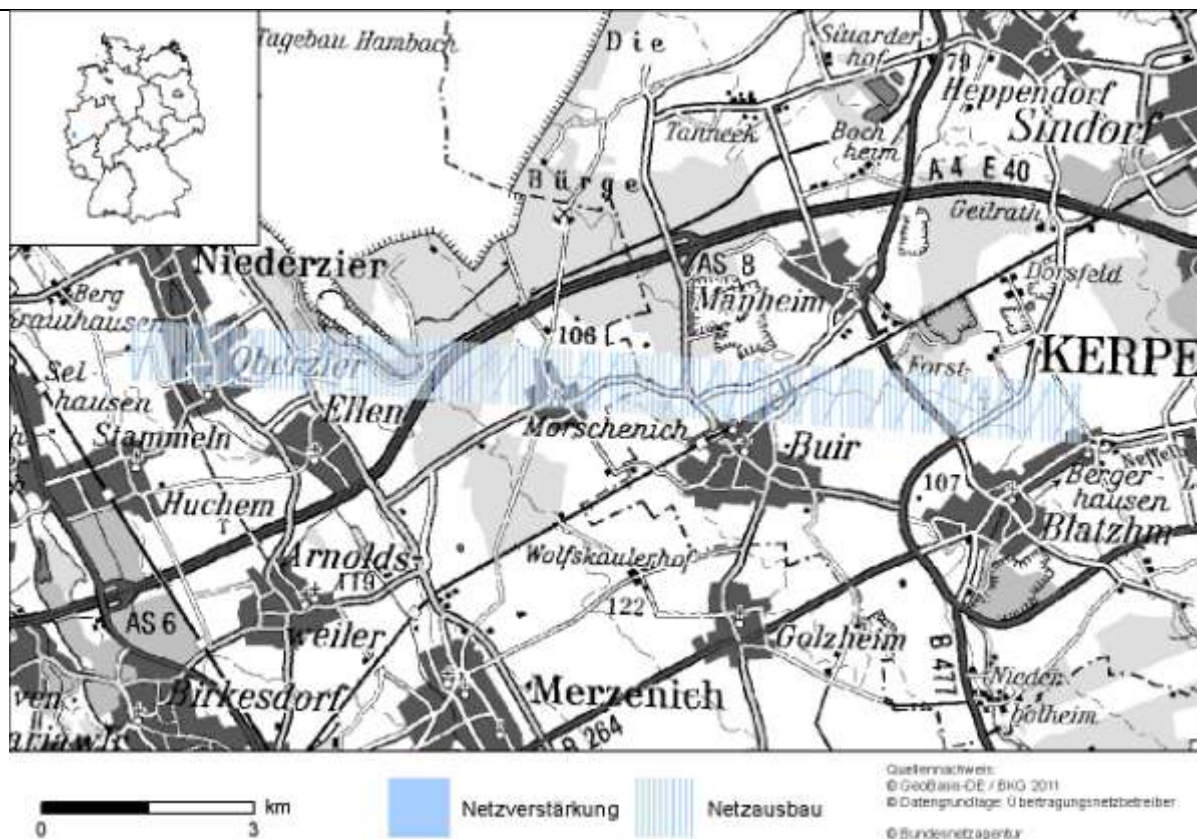
Projekt 31: Region Köln – Aachen

Maßnahme: 58 Punkt Blatzheim – Oberzier

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität durch Errichtung eines neuen Leitungsabschnitts.

Die Maßnahme 58 (Punkt Blatzheim – Oberzier) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist nicht wirksam.

In die Untersuchungen in den acht Netznutzungsfällen des NEMO 1-Gutachtens sind weder mit noch ohne die Maßnahme M58 Überlastungen erkennbar.

Die (n-1)-Sicherheit paralleler Leitung ist gegeben.

Die (n-1)-Untersuchungen des Netznutzungsfalles 7.364, mit dem die Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme begründen, zeigt ohne M58 eine Überlastung der Leitung zwischen Oberzier-Paffenhofen-Sechtem von 117,4 % bei

Ausfall einer Leitung Oberzier-Paffenhofen-Ville. Diese Überlastung kann durch Topologieänderungen in Rommerskirchen vermieden werden. In wie fern dies eine planerische Topologieänderung oder eine betriebliche Schalthandlung darstellt, konnte bislang nicht geklärt werden.

Ein weiterer (n-1)-Fall, welcher rechnerisch eine Überlastung der Leitung Oberzier-Paffenhofen-Ville von 121,7 % zur Folge hat, ist der Ausfall der Leitung Oberzier-Paffenhofen-Sechtem. Hier konnte kein präventiver Schaltzustand gefunden werden.

Bei den (n-1)-Untersuchungen mit M58 wurde noch eine Überlastung der Leitung Paffendorf Süd von Rommerskirchen nach Paffendorf von 102,1 % festgestellt. Diese konnte durch Topologieänderungen in Oberzier behoben werden. Wieder ist bislang nicht klar, ob dies eine planerische Topologieänderung oder eine betriebliche Schalthandlung ist. Auch aus anderen Aspekten wie Kurzschlussleistung oder Winkelstabilität ist bisher nicht klar ob diese, die Überlastungen beseitigenden Eingriffe zulässig sind.

Aufgrund der Tatsache, dass derartige Eingriffe sowohl mit als auch ohne M58 erforderlich waren und der insgesamt unklaren Situation kann die Wirksamkeit der Maßnahme 58 beim bisherigen Informations- und Planungsstand noch nicht bestätigt werden. Dabei angemerkt sei, dass die im NEP vorgesehene Auflösung des sogenannten Dreibeins durch seine Struktur bedingt ein robusteres Fehlverhalten nahelegt. Die Auslastungen der Leitung betragen im Maximum 59 % und im Jahresmittel 20 %.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M58 nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Einwendungen und Argumente, die über die vorstehend dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 33: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle

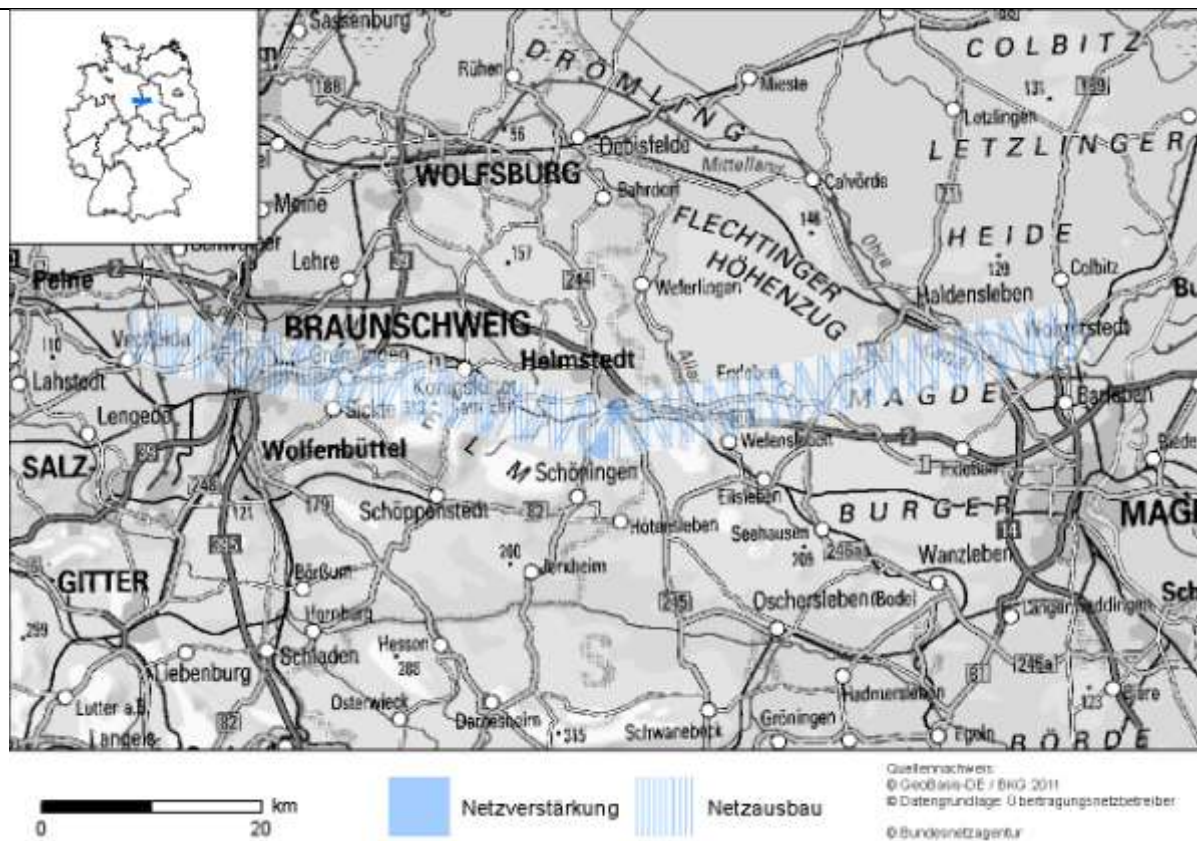
Maßnahme 24: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle

Beschreibung:

Das Projekt besteht aus der Verstärkung der bestehenden 380 kV-Verbindung durch Umbeseilung.

Das Projekt 33 stellt ein länderübergreifendes Vorhaben dar.

Die Maßnahme 24 (Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2022

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Ergebnis der Untersuchungen der Maßnahme M24a mittels der acht NEMO-I-Netznutzungsfälle ist, dass im Startnetz des NEP 2012 die Verbindung zwischen Helmstedt und Wahle nicht (n-1)-sicher ist.

Im Netznutzungsfall Starklast/Starkwind/viel Photovoltaik weist die Verbindung zwischen Helmstedt und Wahle bei Ausfall einer Leitung eine Auslastung von 145 % auf.

Maßnahme M24a löst die (n-1)-Problematik in Verbindung mit FLM (Mittelwindsituation).

Die Bundesnetzagentur hat den zur Begründung eingereichten Netznutzungsfall 3.086 nicht zusätzlich untersucht. Schon bei anderen Netzuntersuchungen wurden hohe Auslastungen der Verbindung Wolmirstedt-Helmstedt-Wahle festgestellt. Aufgrund der vorgenannten Ergebnisse wird die Wirksamkeit von Maßnahme M24a daher bejaht.

Die Auslastungen der Leitung liegen im Maximum bei 76 % und im Jahresmittel bei 27 %. Der energiewirtschaftliche Bedarf liegt damit ebenfalls vor, die Maßnahme wird als bedarfsgerecht und erforderlich angesehen.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Spezifische energiewirtschaftliche Argumente, welche die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, oder Einwendungen, die einer vertieften Erörterung an dieser Stelle bedurft hätten, lagen nicht vor.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 34: Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt

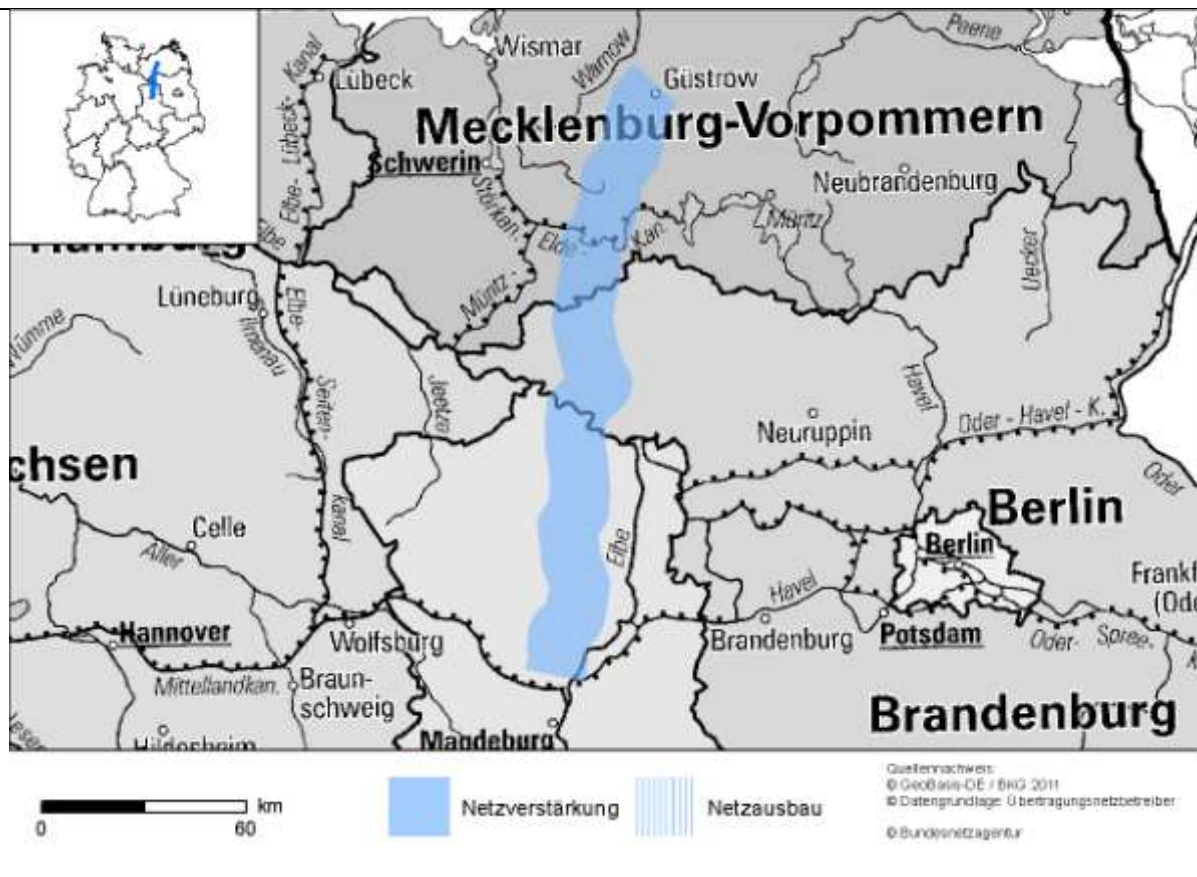
Maßnahme 22: Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt

Beschreibung:

Das Projekt dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt mittels Neubau einer 380 kv-Leitung in bestehender Trasse.

Das Projekt 34 stellt ein länderübergreifendes Vorhaben dar.

Die Maßnahme 22 (Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

Die Maßnahme ist wirksam und bedarfsgerecht, aber nicht erforderlich.

In den Untersuchungen in den acht Netznutzungsfällen des NEMO 1-Gutachtens zeigte sich, dass die bestehenden Leitungen in diesem Netzbereich (n-1)-sicher sind. Die maximale Auslastung der 220 kV-Leitungen zwischen Güstrow und Wolmirstedt stellt sich im Netznutzungsfall Starklast/Starkwind/wenig Photovoltaik ein und beträgt 37 %.

Die Untersuchungen des begründenden Netzdatensatzes der ÜNB im Netznutzungsfall 6.479 durch die Bundesnetzagentur kamen dazu im Gegensatz zu dem Ergebnis, dass *ohne* M22 schon im Grundlastfall die 220 kV Leitung zwischen Parchim Süd und Wolmirstedt eine Auslastung von 112,6 % aufweist. Es wurde kein alternativer Schaltzustand gefunden, welcher diese Überlastung beseitigt. Bei Ausfall einer parallelen Leitung steigt die Überlast auf 130 %.

Mit M22 konnte der Netznutzungsfall 6.479 in der übergebenen Form nicht untersucht werden, da er nicht konvergierte. Durch Topologieänderungen in Wolmirstedt konnte Konvergenz für den Lastfluss erreicht werden. Es ergaben sich keine auffälligen Überlastungen, weder im Grundlast- noch im (n-1)-Fall.

Die Nicht-Bestätigung der Maßnahme M22 begründet sich auf den in den Prüfungen zu Tage getretenen Widersprüchen in den unterschiedlichen Netznutzungsfällen, sowie der geringen festgestellten Auslastungen von M22, die im Maximum 9 % und im Jahresmittel 3 % betragen. Damit kann die Maßnahme nicht als erforderlich eingestuft werden.

Darüber hinaus wird auf die Studie der Universität Rostock „Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg Vorpommern“ verwiesen. In dieser Studie wurde von Zahlen der Erneuerbaren Energien vergleichbar dem Szenario C2022 ausgegangen. Darüber hinaus wurde ein deutlicher Zubau an konventionellen Kraftwerken in Rostock und Lubmin angenommen. Die Ergebnisse für den Netzausbaubedarf decken sich annähernd mit den Ergebnissen des NEP 2012 für den nördlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone. Anschließend wurden Sensitivitätsbetrachtungen für einen reduzierten Kraftwerkszubau durchgeführt. In der Sensitivitätsrechnung ohne einen Zubau konventioneller Kraftwerke in Rostock und Lubmin erwies sich nur noch der Bedarf für einen Ausbau der Leitung zwischen Pasewalk und Vierraden. Diese Sensitivitätsrechnung kommt den durch

den Szenariorahmen gegebenen Planungsvorgaben für den Netzentwicklungsplan 2012 am nächsten. Daher betrachtet die Bundesnetzagentur die Ergebnisse dieser Berechnungen als weiteren Grund zur Nichtbestätigung der Maßnahme M22.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M22 nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Die in den Stellungnahmen benannte installierte Leistung, basierend auf Angaben der Landesregierung wurde bei der Erstellung des Szenariorahmens bereits berücksichtigt. Eine Berücksichtigung des unterlagerten Netzebenen hat nach Angabe der ÜNB bereits stattgefunden.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 36: Lubmin – Pasewalk – Bertikow

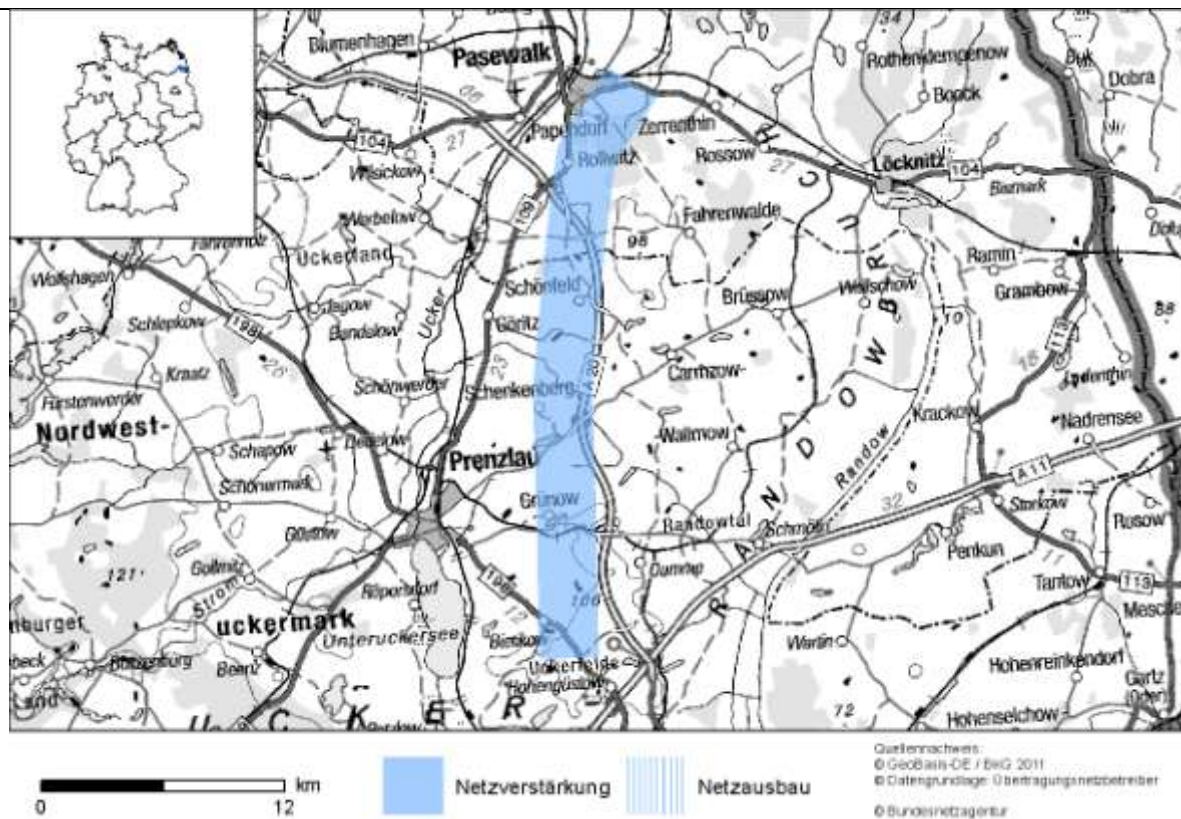
Maßnahme 21: Bertikow – Pasewalk

Beschreibung:

Derzeit besteht zwischen Bertikow und Pasewalk eine 220 kV-Verbindung mit geringer Stromtragfähigkeit. Maßnahme M21 sieht den Neubau einer 380 kV-Leitung in bestehender Trasse vor, um die Übertragungskapazität im Raum Mecklenburg-Vorpommern zu erhöhen.

Das Projekt stellt ein länderübergreifendes Vorhaben dar.

Die Maßnahme 21 (Bertikow – Pasewalk) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

In den Untersuchungen in den acht Netznutzungsfällen des NEMO-I-Gutachtens zeigten sich auch ohne M21 keine Verletzungen des (n-1)-Kriteriums. Die

Auslastung der Startnetzleitung bewegt sich im Bereich von 40 %.

In den Untersuchungen der Bundesnetzagentur im Netzdatensatz mit NNF 6.055 zeigte sich für das Netz ohne M21 ein anderes Bild. Bei Ausfall eines der bestehenden 220 kV-Systeme zwischen Bertikow und Pasewalk wird eine Überlastung des parallelen Systems von 125 % festgestellt. Diese Überlastung wird durch den Neubau in bestehender Trasse behoben. Eine Abhilfe durch Topologiemassnahmen ist nicht möglich. Weitere Überlastungen auf der Höchstspannungsebene wurden weder im Grundlast- noch im (n-1)-Fall mit und ohne M21 festgestellt.

Die Auslastung der neuen Leitungen ist mit maximal 21 % und durchschnittlich 5 % eher gering, jedoch ist die Stromtragfähigkeit im Vergleich zu bestehenden System deutlich erhöht und auf den Stand der Technik gebracht. Ohne die Umstellung auf 380 kV treten Überlastungen auf, die nicht behoben werden können. Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit sind daher gegeben,

Darüber hinaus wird auf die Studie der Universität Rostock „Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg Vorpommern“ verwiesen. In dieser Studie wurde von Zahlen der Erneuerbaren Energien vergleichbar dem Szenario C2022 ausgegangen. Darüber hinaus wurde ein deutlicher Zubau an konventionellen Kraftwerken in Rostock und Lubmin angenommen. Die Ergebnisse für den Netzausbaubedarf decken sich weitgehend mit den Ergebnissen des NEP 2012 für den nördlichen Bereich der 50Hertz-Regelzone. Anschließend wurden Sensitivitätsbetrachtungen für einen reduzierten Kraftwerkszubau durchgeführt. In der Sensitivitätsrechnung ohne einen Zubau konventioneller Kraftwerke in Rostock und Lubmin erwies sich nur noch der Bedarf für einen Ausbau der Leitung zwischen Pasewalk und Vierraden. Diese Sensitivitätsrechnung kommt den durch den Szenariorahmen gegebenen Planungsvorgaben für den NEP 2012 am nächsten. Die in den Sensitivitätsrechnungen robuste Leitung von Pasewalk nach Vierraden wird zum Teil durch die Startnetzmaßnahme 50Hzt-003, zum anderen durch M21 realisiert. Die Summe der vorgenannten Untersuchungsergebnisse begründet die Bestätigung der Maßnahme M21 durch die Bundesnetzagentur.

Die in den Stellungnahmen benannte installierte Leistung, basierend auf Angaben der Landesregierung wurde bei der Erstellung des Szenariorahmens bereits

berücksichtigt. Dies gilt ebenfalls für die Kraftwerksliste und die somit angesprochenen konventionellen Erzeuger.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 37: Vieselbach – Eisenach – Mecklar

Maßnahme: 25 Vieselbach – Eisenach – Mecklar

Beschreibung:

Aktuell besteht bereits eine 380 kV-Verbindung zwischen Vieselbach, Eisenach und Mecklar. Im Rahmen des Projekts ist die Umbeseilung der bestehenden Freileitung geplant, um die Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Hessen zu erhöhen sowie die Netzgebiete von 50Hertz und TenneT stärker zu koppeln.

Das Projekt 37 stellt ein länderübergreifendes Vorhaben dar.

Die Maßnahme 25 (Vieselbach – Eisenach – Mecklar) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2022

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

In den untersuchten Netznutzungsfällen des NEMO 1 Gutachtens konnten ohne Maßnahme M25 weder im Grundlast- noch in einem (n-1)-Fall Überlastungen festgestellt werden. Die Auslastung der Leitung bewegt sich im Bereich von 40 %.

Die Untersuchungen des Netzdatensatzes mit Netznutzungsfall 505 der ÜNB ergab, dass die Verbindung Vieselbach-Mecklar im derzeitigen Ausbauzustand nicht (n-1)-sicher ist. Bei Ausfall eines Systems zwischen Mecklar und Vieselbach tritt zwischen Eisenach und Mecklar eine Überlastung von 105 % auf, die nicht behoben werden kann.

Zusätzlich tritt bei einem Ausfall zwischen Remptendorf und Röhrsdorf eine Überlastung von 104 % auf der Strecke Remptendorf-Weida auf, welche ebenfalls nicht durch Topologieänderungen behoben werden kann.

(N-1)-bedingte Überlastungen auf der Verbindung Altenfeld-Redwitz (160 %) und zwischen Remptendorf-Röhrsdorf (103 %) konnten durch Topologieänderungen in Remptendorf bzw. Röhrsdorf beseitigt werden.

Die Umbeseilung auf höhere Stromtragfähigkeit zwischen Vieselbach und Mecklar verbessert die Situation in der Region deutlich. Weiterhin auftretende, (n-1)-bedingte Überlastungen auf den Leitungen Röhrsdorf-Remptendorf (103 %), Remptendorf-Weida (104,2 %), Altenfeld-Remptendorf (158 %) sowie Klostermannsfeld-Lauchstädt (100,4 %) können durch Topologiemassnahmen in Röhrsdorf-Remptendorf oder Klostermannsfeld behoben werden.

Die Auslastungen der beiden Systeme sind mit maximal 68 % bzw. 66 % und durchschnittlich je 26 % stabil und somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Einwendungen und Argumente, die über die vorstehend dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor. Über die vielfach thematisierte raumordnerische Relevanz des Vorhabens wird im Rahmen der Bundesfachplanung entschieden. Sie ist nicht Bestandteil des Netzentwicklungsplans.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 38: Pulgar – Vieselbach

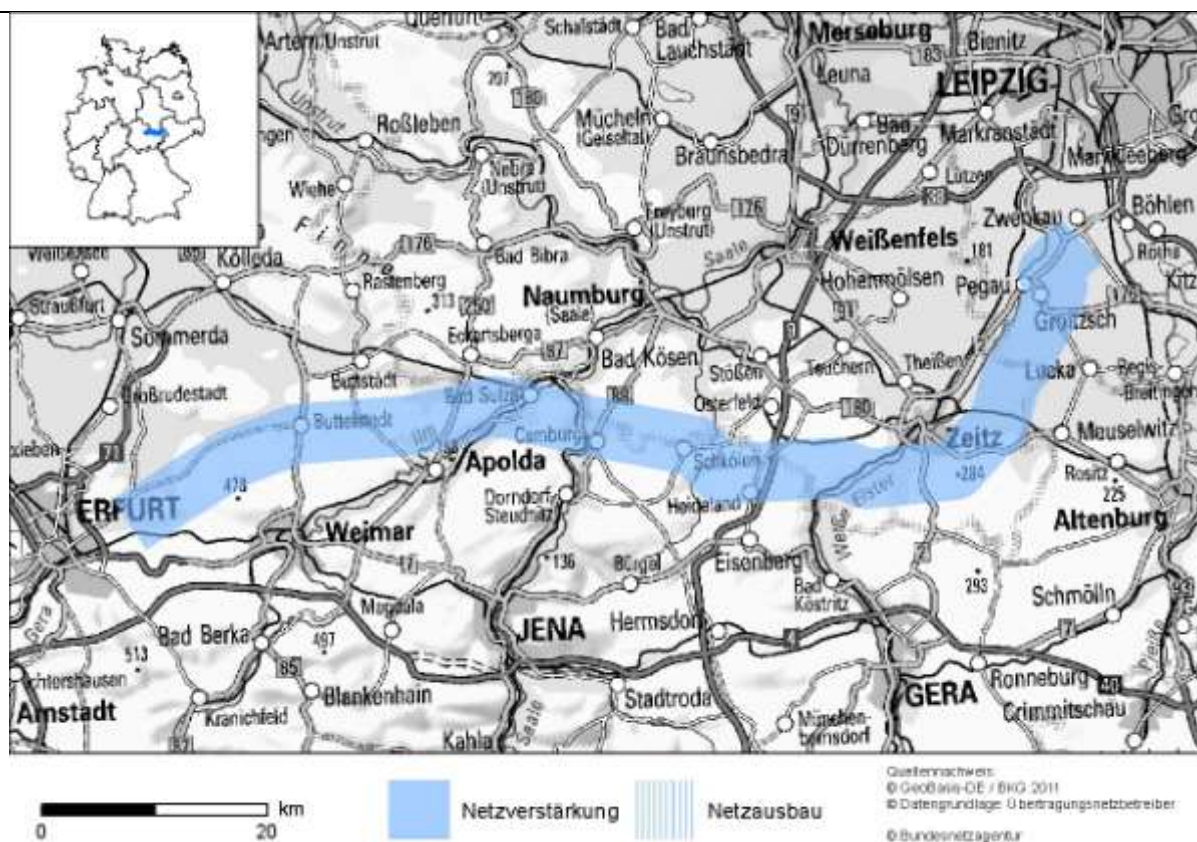
Maßnahme 27: Pulgar - Vieselbach

Beschreibung:

Das Projekt 38 umfasst den Neubau einer zwei-systemigen 380 kV-Leitung in bestehender Trasse von Pulgar nach Vieselbach sowie der Anpassung der betroffenen Schaltfelder und Schaltanlagen.

Das Projekt 38 stellt ein länderübergreifendes Vorhaben dar.

Die Maßnahme 27 (Pulgar – Vieselbach) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Überprüfung der Maßnahme 27 in den Netznutzungsfällen des NEMO 1-Gutachtens ergab für den Fall Starklast/Starkwind/wenig Photovoltaik in den (n-1)-Rechnungen eine Belastung der Leitung Pulgar-Vieselbach von knapp über 100 %. In den anderen betrachteten Fällen bewegte sich die Auslastung der Leitung im

Bereich von 70 %.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben zur Begründung dieser Maßnahme die Datensätze des Netznutzungsfall 0742 eingereicht. Bei dessen Überprüfung wurde im Rahmen der (n-1)-Berechnungen festgestellt, dass durch Maßnahme 27, bei Ausfall einer Leitung die Auslastung der Leitung Lauchstädt-Vieselbach von 116,6 % auf unter 75 % gesenkt werden konnte. Die Auslastung der Leitung Vieselbach-Pulgar wurde durch Maßnahme 27 bei Ausfall des parallelen Systems von 139,5 % auf 101,5 % gesenkt. Nur durch Abschalten einer Leitung konnte die Auslastung unter 100 % auf 79,2 % gesenkt werden. Eine Überlastung der Leitung Altenfeld-Remptendorf konnte auch mit M27 nicht unter 139,2 % gesenkt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber versicherten der Bundesnetzagentur, durch eine angepasste Netztopologie die verbleibende Überlastung zwischen Pulgar und Vieselbach beseitigen zu können. Zu diesem Zweck würden u.a. die Phasenschiebertransformatoren in Hradec und Mikulowa mit anderen Schalterstellungen betrieben werden können als denjenigen, die in der Marktsimulation angenommen wurden. Eine solche Steuerung der Querregler kann die Stromflüsse spürbar ändern.

Aufgrund der positiven Wirkung der Maßnahme M27 auf die (n-1)-Sicherheit in der Region wird deren Wirksamkeit durch die Bundesnetzagentur bestätigt.

Die Auslastungen liegen bei maximal 64 % und im Jahresmittel bei 40 % und somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich. Diese relativ hohe mittlere Auslastung weist deutlich die Transportaufgabe der Maßnahme aus.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Einwendungen und Argumente, die über die vorstehend dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor. Über die häufig thematisierte raumordnerische Relevanz wird im Rahmen der Bundesfachplanung entschieden und nicht im Netzentwicklungsplan.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 39: Röhrsdorf – Remptendorf

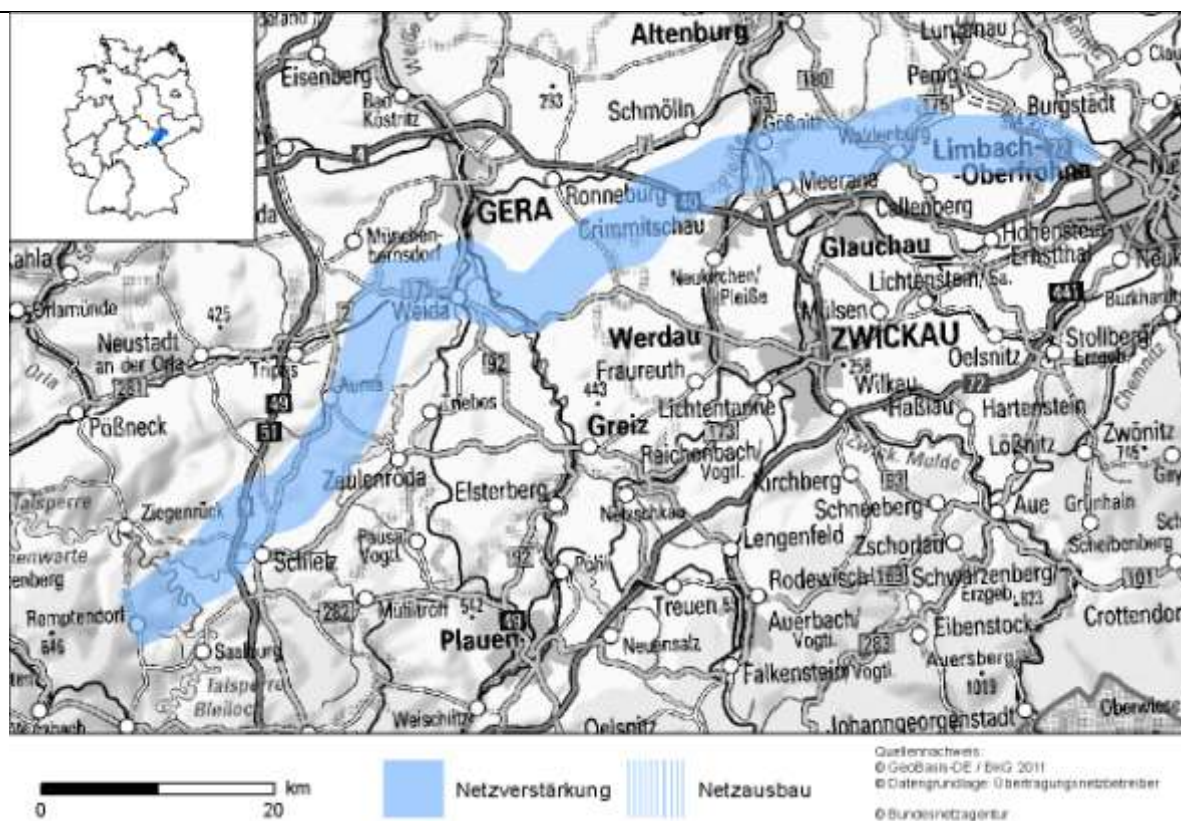
Maßnahme 29: Röhrsdorf – Remptendorf

Beschreibung:

Das Projekt 39 (Röhrsdorf – Remptendorf) umfasst den Neubau einer zwei systemigen 380 kV-Leitung in bestehender Trasse von Röhrsdorf nach Remptendorf sowie der Anpassung der betroffenen Schaltfelder und Schaltanlagen.

Das Projekt stellt ein länderübergreifendes Vorhaben dar.

Die Maßnahme 29 (Röhrsdorf – Remptendorf) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Überprüfung der Maßnahme M29 in den durch das NEMO-I-Gutachten ermittelten Netznutzungsfällen ergab ohne M29 eine maximale Auslastung von 90 % für die Leitung Röhrsdorf-Remptendorf in einem (n-1)-Fall des NNF

Starklast/Starkwind/wenig Photovoltaik. Die Leitungsauslastungen bewegen sich sonst im Bereich von 60 %.

Im Netznutzungsfall 742 der ÜNB wurden für den Grundlastfall ohne M27 bereits Überlastungen zwischen Röhrsdorf und Weida sowie zwischen Röhrsdorf und Remptendorf festgestellt. Diese wurden durch M29 beseitigt.

Eine weitere Überlastung im Grundlastfall zwischen Altenfeld und Remptendorf konnte bereits durch Topologieänderungen in Remptendorf behoben werden.

Die (n-1)-Betrachtungen kamen zu folgendem Ergebnis. Die Anzahl der (n-1)-bedingten Überlastungen wird durch M29 von zehn auf sieben reduziert werden. Die verbleibenden Überlastungen Altenfeld-Remptendorf (150 %), Vieselbach-Pulgar (102 %), Klostermeitingen-Lauchstädt (123 %) lassen sich durch Topologieänderungen in Remptendorf bzw. Klostermeitingen beheben.

Es wurde dagegen keine Topologieänderung gefunden, um die verbleibende Überlastung der Leitung Lauchstädt-Vieselbach bei Ausfall einer parallelen Leitung zu beseitigen. Die Übertragungsnetzbetreiber versicherten der Bundesnetzagentur, es sei möglich die Überlastungen durch eine angepasste Netztopologie zu reduzieren. Zu diesem Zweck würden u.a. die Phasenschiebertransformatoren in Hradec und Mikulowa mit anderen Schalterstellungen betrieben werden können als denjenigen, die in der Marktsimulation angenommen wurden. Eine solche Steuerung der Querregler kann die Stromflüsse spürbar ändern.

Aufgrund der positiven Wirkung der Maßnahme M29 auf die (n-1)-Sicherheit im NNF 742 wird deren Wirksamkeit bestätigt.

Die Auslastungen der Leitung liegen bei maximal 67 % und im Jahresmittel bei 34 % und somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Einwendungen und Argumente, die über die vorstehend dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, lagen nicht vor.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

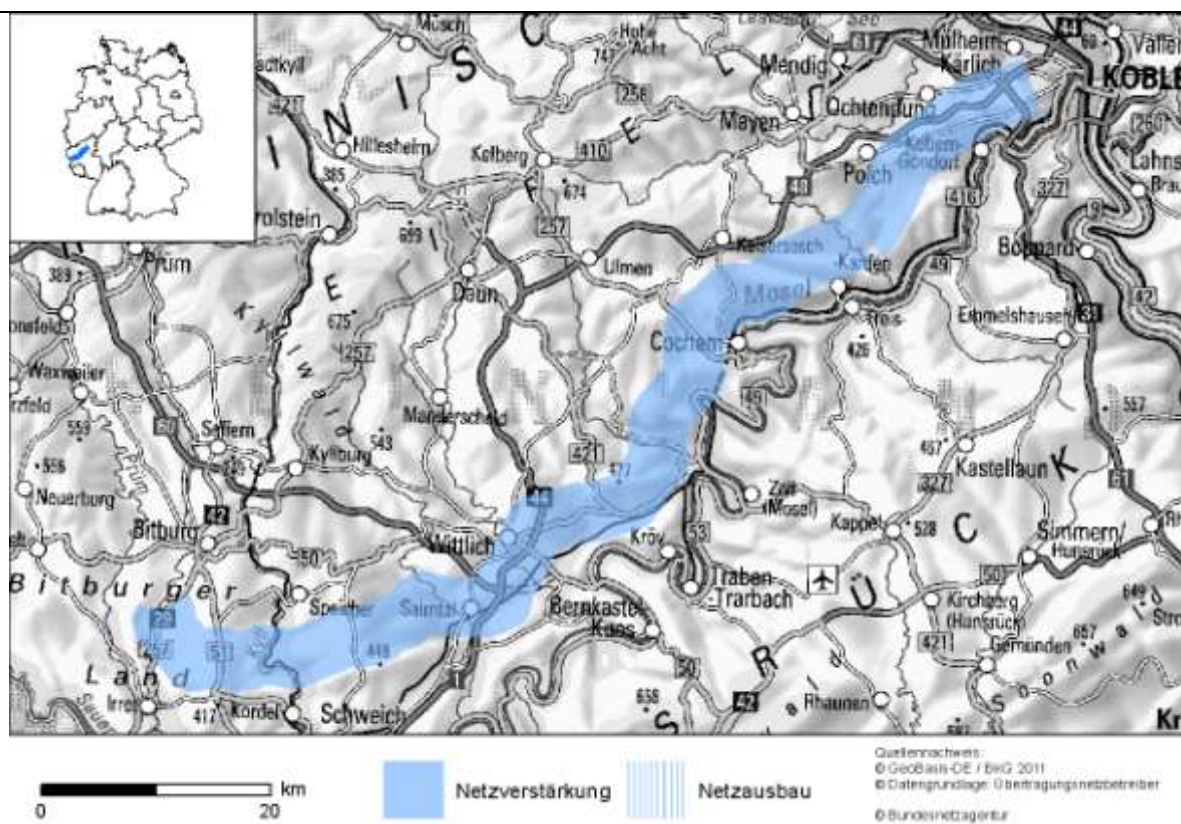
Projekt 41: Region Koblenz und Trier

Maßnahme 57: Punkt Metternich – Niederstedem

Beschreibung:

Zwischen dem westlich von Koblenz liegenden Punkt Metternich und Niederstedem wird eine 380 kV-Leitung in bestehender 220 kV-Trasse neu errichtet. Im Rahmen der Maßnahme M57 werden die Schaltanlagen in Niederstedem und Wengerohr erweitert und umstrukturiert.

Die Maßnahme 57 (Punkt Metternich – Niederstedem) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Maßnahme M57 wurde mittels der Netznutzungsfälle des NEMO-I-Gutachtens untersucht. Ohne Maßnahme M57 wurden bei den Untersuchungen der übergebenen Netzdatensätze (n-1)-bedingte Überlastungen festgestellt.

Insbesondere im Netznutzungsfall Schwachlast/Starkwind/schwache Photovoltaik kommt es zu einer Überlastung der Leitung zwischen Oberzier und Niederstedem von 108 %.

M57 verbessert diese (n-1)-Problematik in den untersuchten Netznutzungsfällen. Ihre Wirksamkeit wird daher bestätigt.

Die Auslastung der Leitung liegt maximal bei 28 % und im Jahresmittel bei 11 %. Damit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich. Die Leitung stärkt insbesondere die Anbindung des Pumpspeicherwerkes Vianden an das deutsche Netz.

Der energiewirtschaftliche Bedarf wird daher bestätigt.

Der positive Befund im Begleitdokument wurde bestätigt.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

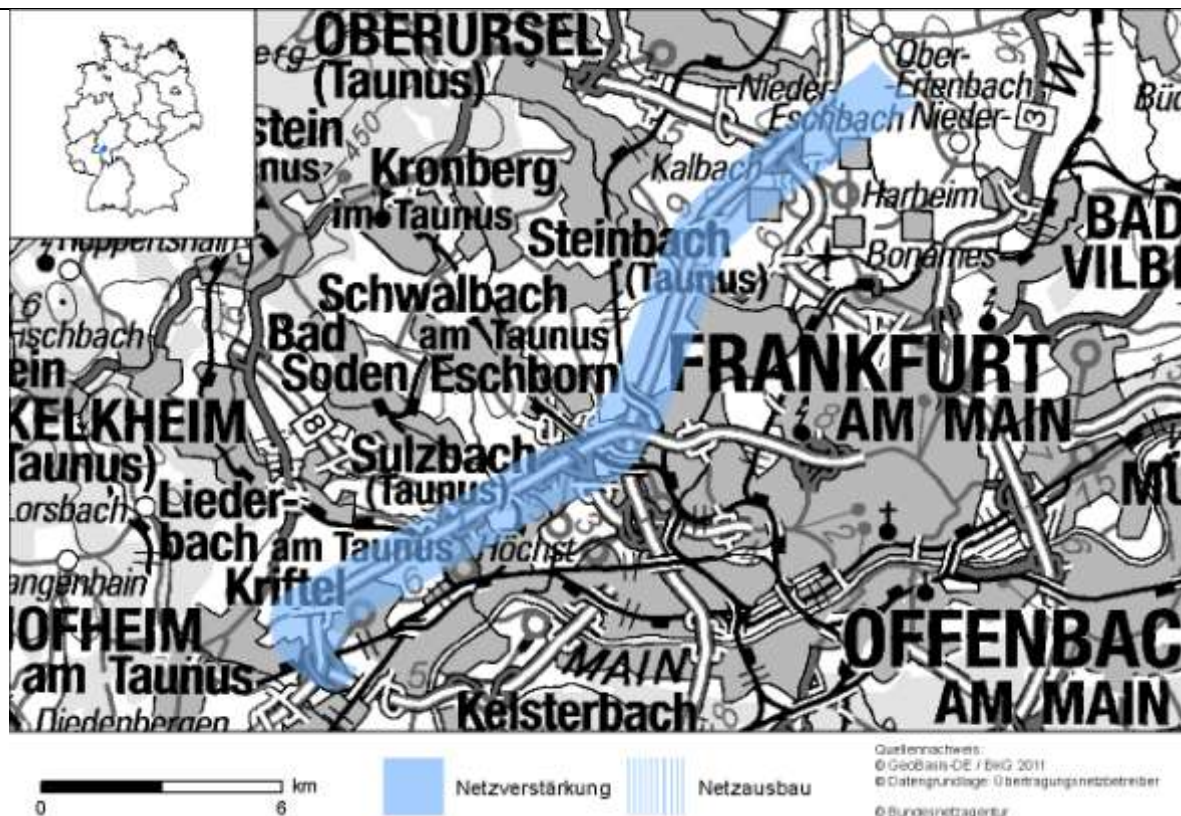
Projekt 42: Raum Frankfurt

Maßnahme 53: Kriftel – Obererlenbach

Beschreibung:

Die Maßnahme umfasst den Neubau einer 380 kV-Leitung in bestehender Trasse zwischen Kriftel und Obererlenbach sowie die Erweiterungen der Schaltanlagen in Kriftel und Karben.

Die Maßnahme 53 (Kriftel – Obererlenbach) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Der vorgesehene Neubau einer 380kV-Leitung in bestehender Trasse in Verbindung mit Erweiterungen der Schaltanlagen Kriftel und Karben würde die Übertragungsfähigkeit aus dem Raum nordöstlich von Frankfurt in südwestlich Richtung signifikant erhöhen. Die neue Leitung würde wie die bereits bestehende Verbindung zwischen Kriftel und Karben eine Stromtragfähigkeit von 2720A

aufweisen.

Um die Wirksamkeit der Maßnahme M53 zu prüfen, wurden Ausfallrechnungen mit der Maßnahme und ohne die Maßnahme durchgeführt. Im Falle der Netzverstärkung durch die Maßnahme M53 ist das Netz (n-1)-sicher. Ohne die Maßnahme M53 treten bei Ausfall der Verbindung zwischen Großkrotzenburg und Urberach in der Stunde 615 Überlastungen auf dem Netzzweig zwischen Großkrotzenburg und Dettingen in Höhe von 114,7% der Stromtragfähigkeit des betroffenen Systems auf. Die Überlastung entfällt bei Hinzunahme der geplanten Maßnahme. Eine Heilung des Zustands kann ansonsten nur durch die Auftrennung einer Verbindung zwischen Karben und Großkrotzenburg erreicht werden. Allerdings sind mit einer solchen Schalthandlung Gefährdungen der Netzstabilität verbunden.

Die Maßnahme ist daher eine wirksam Erhöhung der Systemsicherheit.

Die maximale Auslastung der geplanten Leitung liegt bei über 53%.

Damit ist die Leitung bedarfsgerecht und erforderlich.

Der positive Befund aus dem Begleitdokument wurde bestätigt.

Die Stellungnahmen der Konsultationsteilnehmer wurden bei der vorstehenden Entscheidung berücksichtigt. Energiewirtschaftliche Aspekte, welche die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 43: Mecklar – Grafenrheinfeld

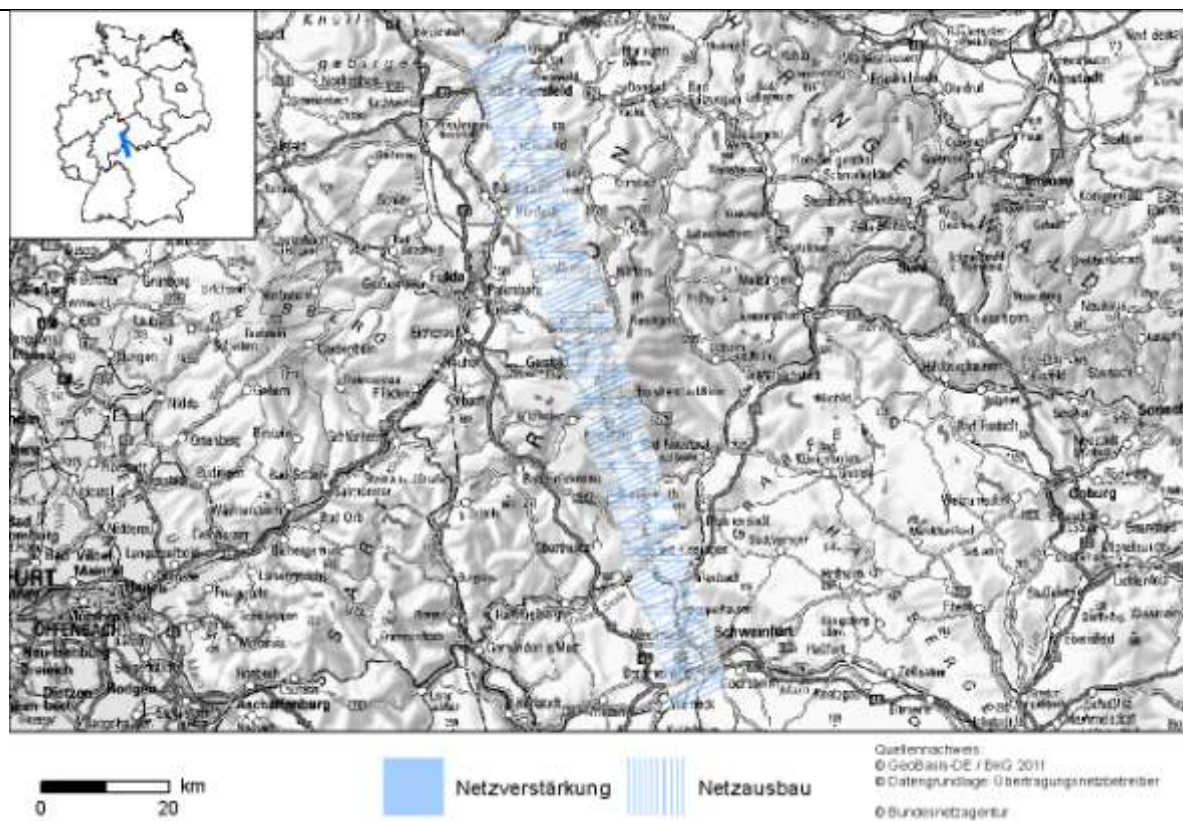
Maßnahme 74: Mecklar – Grafenrheinfeld

Beschreibung:

Derzeit besteht zwischen Mecklar und Grafenrheinfeld keine direkte Verbindung. Das Projekt 43 sieht den Neubau von zwei 380 kV-Systemen zwischen den beiden Umspannwerken Mecklar und Grafenrheinfeld vor und erhöht die Übertragungskapazität zwischen Bayern und Hessen.

Das Projekt 43 stellt ein länderübergreifendes Vorhaben dar.

Die Maßnahme 74 (Mecklar – Grafenrheinfeld) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Untersuchungen in den acht Netznutzungsfällen des NEMO-I-Gutachtens kommen zu dem Ergebnis, dass es ohne die Maßnahme M74 zu hohen Auslastungen paralleler Trassen kommt.

In (n-1)-Rechnungen wurden Auslastungen bis zu 142 % zwischen Mecklar und Großkrotzenburg und bis zu 126 % zwischen Borken und Karben festgestellt. Mit M74 werden die Auslastungen der Leitungen Mecklar-Großkrotzenburg und Borken-Karben reduziert. Eine vollständige (n-1)-Sicherheit wird in diesem Bereich noch nicht erreicht.

Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur im NNF 615 der ÜNB ergaben ohne M74 bereits im Grundlastfall eine Überlastung der Leitung zwischen Oberottmarshausen und Föhring sowie sehr hohe Auslastungen von über 75 % auf weiteren neun Leitungen. Die (n-1)-Berechnungen ergaben elf Überlastungen im Raum Dipperz-Mecklar (bis zu 109 %), Borken-Gießen (bis zu 107,7 %), Grossgartach-Kupferzell (bis zu 107 %) und Altenfeld-Redwitz (bis zu 105,1 %). M74 beseitigt die Überlastung Oberottmarshausen-Föhring im Grundlastfall und senkt die hohen Auslastung benachbarter Leitungen.

Die Situation im (n-1)-Fall verbessert sich durch M74 deutlich. Es verbleiben (n-1)-bedingte Überlastungen zwischen Altenfeld und Remptendorf (101,7 %) sowie zwischen Grossgartach und Kupferzell (114,5 %). Wobei sich letztere durch eine Topologieänderung in Kupferzell beseitigen lässt. Auch hier wird insgesamt noch keine (n-1)-Sicherheit erreicht. Die Wirksamkeit der Maßnahme M74 kann jedoch deutlich erkannt werden.

Die noch nicht vollständig erreichte (n-1)-Sicherheit in allen durchgerechneten Ausfallsituationen spricht nicht gegen die Wirksamkeit und Sinnhaftigkeit der Maßnahme sondern besagt nur, dass in künftigen Netzentwicklungsplänen möglicherweise noch ergänzenden Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich werden könnten.

Die Auslastungen der beiden neu zu errichtenden parallelen Systeme Mecklar-Grafenrheinfeld sind mit maximal 37 % bzw. 40 % und durchschnittlich 10 % bzw. 12 % stabil.

Somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden nicht vorgetragen. Im Hinblick auf die vorgetragenen Ausführungen zu künftigen Energiewirtschaftlichen Entwicklungen sei angemerkt:

Primäre Entscheidungsgrundlage für die Bundesnetzagentur ist das Szenario B2022. Dabei hat die Bundesnetzagentur selbstverständlich auch die Auswirkung auf das Gesamtnetz berücksichtigt.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 44: Altenfeld – Grafenrheinfeld

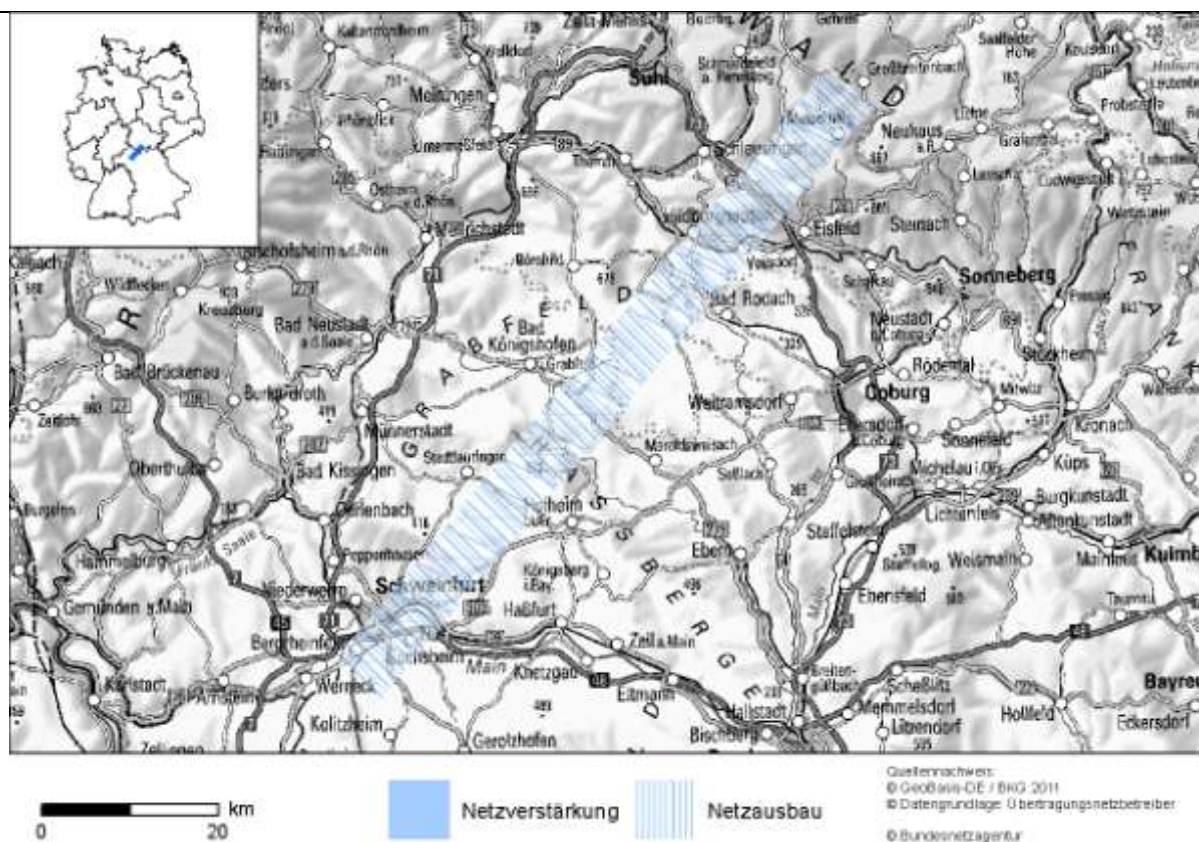
Maßnahme 28: Altenfeld – Grafenrheinfeld

Beschreibung:

Das Projekt 44 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern durch einen Neubau einer 380 kV-Leitung mit zwei Stromkreisen in einer neuen Trasse.

Das Projekt 44 stellt ein länderübergreifendes Vorhaben dar.

Die Maßnahme 28 (Altenfeld – Grafenrheinfeld) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2019

Die Maßnahme ist wirksam, aber nicht erforderlich.

Die Untersuchungen der Maßnahme 28 mittels Netznutzungsfälle aus dem NEMO!-Gutachten ergaben, dass es ohne die neue Trasse bei einsystemigen Ausfällen zwischen Grafenrheinfeld und Redwitz zu erhöhten Belastungen kommt:

Das Netz ist bei „FLM“ d.h. in einer Mittelwindsituation (n-1)-sicher. Die stärksten Belastungen für das Netz treten auf bei Nord-Süd Windtransit (L+W+P-) auf. Der hohe auf die Region zukommende Transportbedarf ist nicht zu verkennen.

Bei Ausfall der Leitung Grafenrheinfeld–Redwitz im (n-1)-Fall beträgt die maximale Auslastung 83 % auf einer Leitung zwischen Kriegenbrunn und Raitersaich. Ein (n-1)-Problem tritt mit den NEMO-Netznutzungsfällen nicht auf.

Bei den ÜNB begründet sich die Maßnahme durch einen Lastfall, der durch Starkwind und moderaten Export nach Polen gekennzeichnet ist, während die NEMO-Netznutzungsfälle bei Starkwind immer einen deutlich höheren Export nach Polen aufweisen.

Maßnahme M28 trägt deutlich zur Reduzierung der Belastung zwischen Redwitz und Raitersaich bei. Die Untersuchungen der Bundesnetzagentur im NNF 8.082 ergaben ohne M28 keine *Überlastungen* im Grundlastfall, allerdings waren zehn hoch ausgelastete Leitungen zu erkennen. Mit M28 kann deren Anzahl auf sieben reduziert werden.

Bei den (n-1)-Betrachtungen ergaben sich ohne M28 zwölf Überlastungen, mit M28 verbleiben vier Leitungsüberlastungen in (n-1)-Situationen. Die in der Begründung der Maßnahme M28 enthaltene Überlastung zwischen Redwitz-Oberhaid-Grafenrheinfeld konnte nicht erkannt werden.

Die Auslastungen der Leitung lägen im Maximum bei 53 % im Jahresmittel bei 23 %.

Durch die ÜNB wurde die Bundesnetzagentur auf den Einfluss der Phasenschieberstellungen in Mikulova hingewiesen. Die Bundesnetzagentur untersuchte daraufhin einen durch die ÜNB angepassten Datensatz, in welchem die Phasenschieber in Mikulova eine von der Marktsimulation abweichende Schalterstellung aufweisen. Das Ergebnis der (n-1)-Untersuchungen wies sowohl mit als auch ohne M28 eine Überlastung zwischen Remptendorf und Redwitz auf, welche nicht behoben werden konnte.

Da die Maßnahme seitens der Übertragungsnetzbetreiber insbesondere mit dem Transport der Windenergieerzeugung aus den lastschwachen ostdeutschen Räumen in die Nachfrageschwerpunkte in Süddeutschland sowie der Verringerung der sich heute ergebenden Ringflüsse über Polen und Tschechien begründet wird und sich diese Begründung mit der Begründung für den Korridor D deckt, hat die Bundesnetzagentur das Zusammenwirken der Maßnahme M28 und Korridor D näher untersucht. Die Bundesnetzagentur ist nicht vom gleichzeitigen Bedarf beider Leitungsbauvorhaben überzeugt..

Unter Berücksichtigung aller vorgenannten Untersuchungsergebnisse kann die Bundesnetzagentur zwar eine Wirksamkeit der Maßnahme 28 erkennen. Sie ist allerdings nicht von ihrer Erforderlichkeit überzeugt. Da ein Nachweis des gleichzeitigen Bedarfs beider Maßnahmen noch zu erbringen bleibt und die Bundesnetzagentur sich wegen der größeren technischen Perspektiven zu einer Bestätigung des Korridors D entschlossen hat, sieht sie sich derzeit nicht in der Lage Maßnahme 28 auch noch zu bestätigen.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M28 nicht erteilt werden. Selbstverständlich ist eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen vorstellbar, wenn ein entsprechender Bedarf nachweisbar werden sollte.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen. Den vorgetragenen raumordnerischen und landesplanerischen Bedenken wird durch die Nichtbestätigung inzident Rechnung getragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

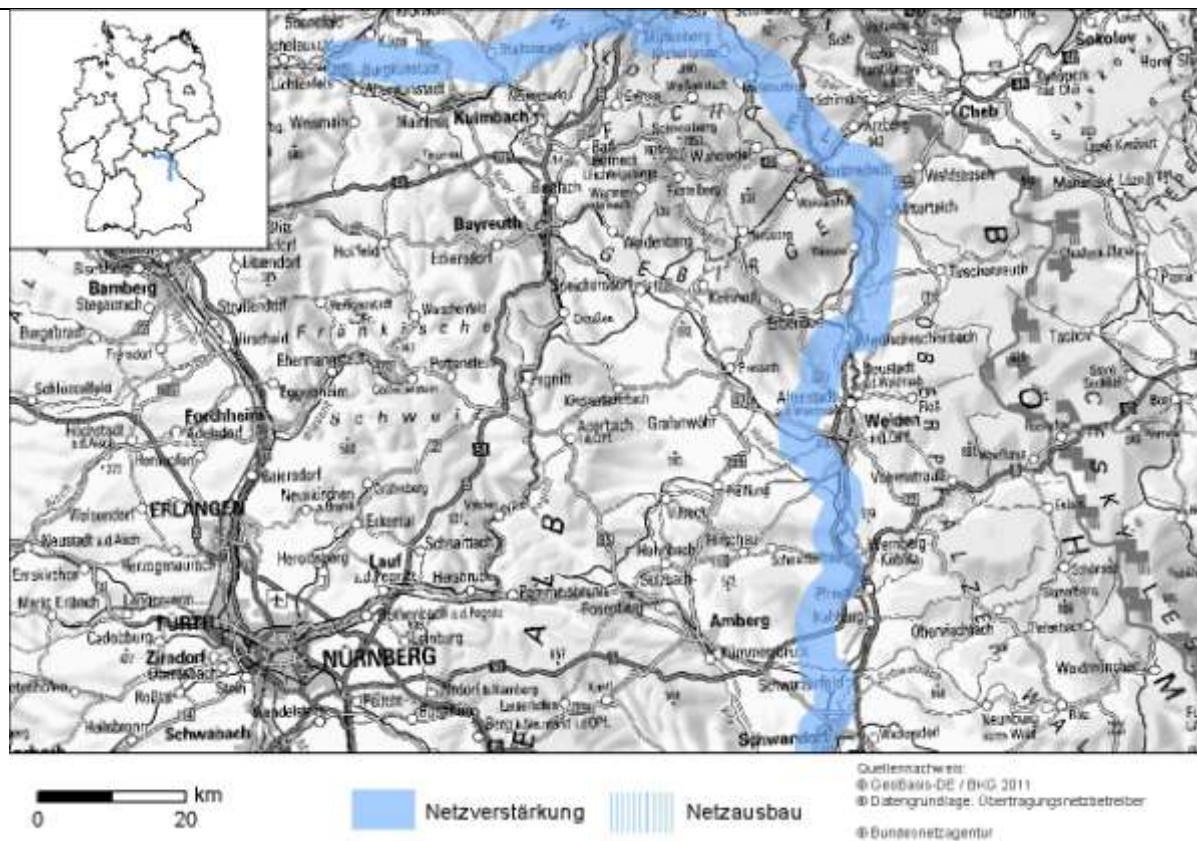
Projekt 46: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf

Maßnahme 56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf

Beschreibung:

Das Projekt 46 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns zwischen Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf durch einen Neubau einer 380 kV-Leitung in bestehender Trasse sowie die Ertüchtigung der Schaltanlagen Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf.

Die Maßnahme 56 (Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Bei den Untersuchungen der Maßnahme 56 in den Netznutzungsfällen des NEMO-I-Gutachtens ergaben sich mit dem bisherigen Ausbauzustand, im Netznutzungsfall Starklast/Schwachwind/wenig Photovoltaik bei Ausfall des 380kV-

Systems zwischen Mechlenreuth und Schwandorf Überlastungen des mitgeführten 220kV-Systems von bis zu 105%. Überdies wird die 220kV-Leitung Schwandorf-Ludersheim mit 125% überlastet. Das System ist hier im Szenario B2022 nicht (n-1)-sicher.

Der Neubau in bestehender Trasse mit Umstellung 380kV-Betrieb stellt die (n-1)-Sicherheit her. Die (n-1)-Untersuchungen zu M56 im ÜNB Netznutzungsfall h8754 zeigten im Netz ohne M56 eine Überlastung der Leitungen zwischen Altenfeld und Remptendorf von 108,7% bei Ausfall des jeweils parallelen Systems. Diese konnten auf verschiedene Weisen durch Topologieänderungen in Remptendorf behoben werden. Über die Anwendbarkeit der gefundenen Schalthandlungen besteht bislang keine Klarheit.

Die im Netzentwicklungsplan angegebene Überlastung des 380/220 kV Transformators konnte nicht beobachtet werden. Bei den (n-1)-Berechnungen mit M56 wurden keine Überlastungen auf der Höchstspannungsebene innerhalb Deutschlands festgestellt.

Die Auslastung der neuen Verbindung sind mit maximal 37% und durchschnittlich 11% auf einem System sowie maximal 29% und durchschnittlich 11% auf dem Parallelsystem stabil. Somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen. Die in der Konsultation geäußerten Einschätzungen zum so genannten Begleitdokument erfordern die Klarstellung, dass die dortige Beschreibung des Planungsstandes der Übertragungsnetzbetreiber und des bis dahin erreichten Prüfstandes der Bundesnetzagentur keine abschließende Analyse und Bestätigung des Netzentwicklungsplans und der darin enthaltenen Maßnahmen darstellt.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 47: Region Frankfurt - Karlsruhe

Beschreibung:

Aktuell werden im Großraum Frankfurt / Karlsruhe die Leitungen des Projekts 47 auf der Spannungsebene 220 kV betrieben. Im Rahmen der NEP-Planung soll die großräumige Umstellung von 220 kV- auf 380 kV-Betrieb erfolgen, um die Übertragungskapazität in dieser Region zu erhöhen.

Das Projekt gliedert sich in insgesamt 9 Einzelmaßnahmen. Auch wenn nicht alle Einzelmaßnahmen bestätigt werden können, handelt es sich weiterhin um ein einheitliches Vorhaben zur Verbesserung der durch hohe Lasten geprägten Netzsituation im südwestdeutschen Raum

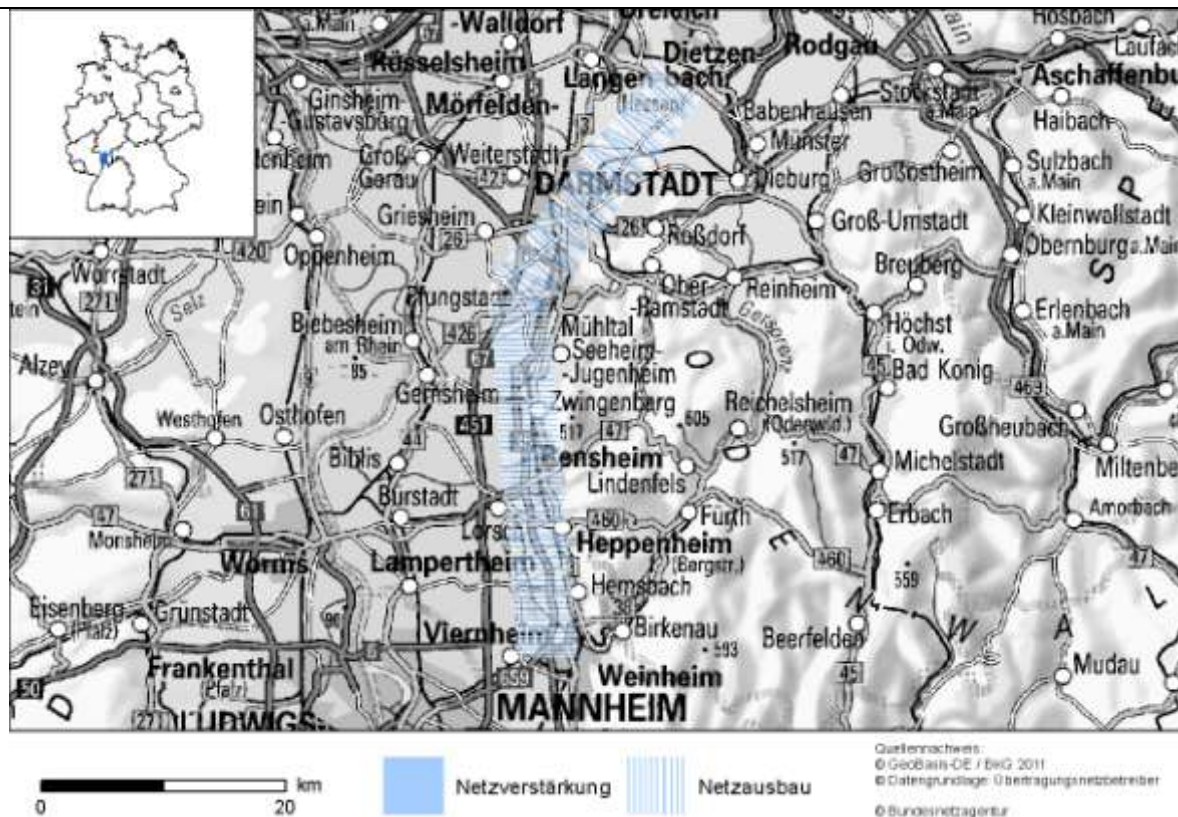
Das Projekt 47 stellt hinsichtlich der bestätigten Maßnahmen ein länderübergreifendes Vorhaben dar:



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim

Die Maßnahme 60 (Urberach – Pfungstadt – Weinheim) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Untersuchungen aller in P47 enthaltenen Einzelmaßnahmen erfolgten mittels der Netznutzungsfälle des NEMO 1-Gutachtens.

Der von Projekt 47 betroffene Netzbereich beinhaltet den Teilbereich Urberach-Pfungstadt-Bürstadt. In diesem Bereich ergeben sich in allen Starkwindsituationen starke Belastungen. Bei Ausfall des 380 kV-Stromkreises Urberach-Bürstadt ergibt sich eine Belastung von 108 % auf dem 220 kV-Abschnitt Urberach-Pfungstadt. Weiterhin ergibt sich bei Ausfall eines 220 kV-Stromkreises Urberach-Pfungstadt eine Belastung des parallelen 220 kV-Stromkreises von 142 %.

Gemeinsam mit den Maßnahmen M64, M31, M32, M33 und M34 ist Maßnahme M60 notwendig, um die Überlastungen und (n-1)-Verletzungen zu beheben. Nach

der Umstellung dieser Systeme auf 380 kV-Betrieb ist der sichere und zuverlässige Netzbetrieb möglich.

Die Maßnahme M60 zeigt eine stabile Auslastung von maximal 63 % und durchschnittlich 20 % auf einem der beiden Parallelsysteme, und maximal 59 % und durchschnittlich 18 % auf dem anderen System.

Somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich.

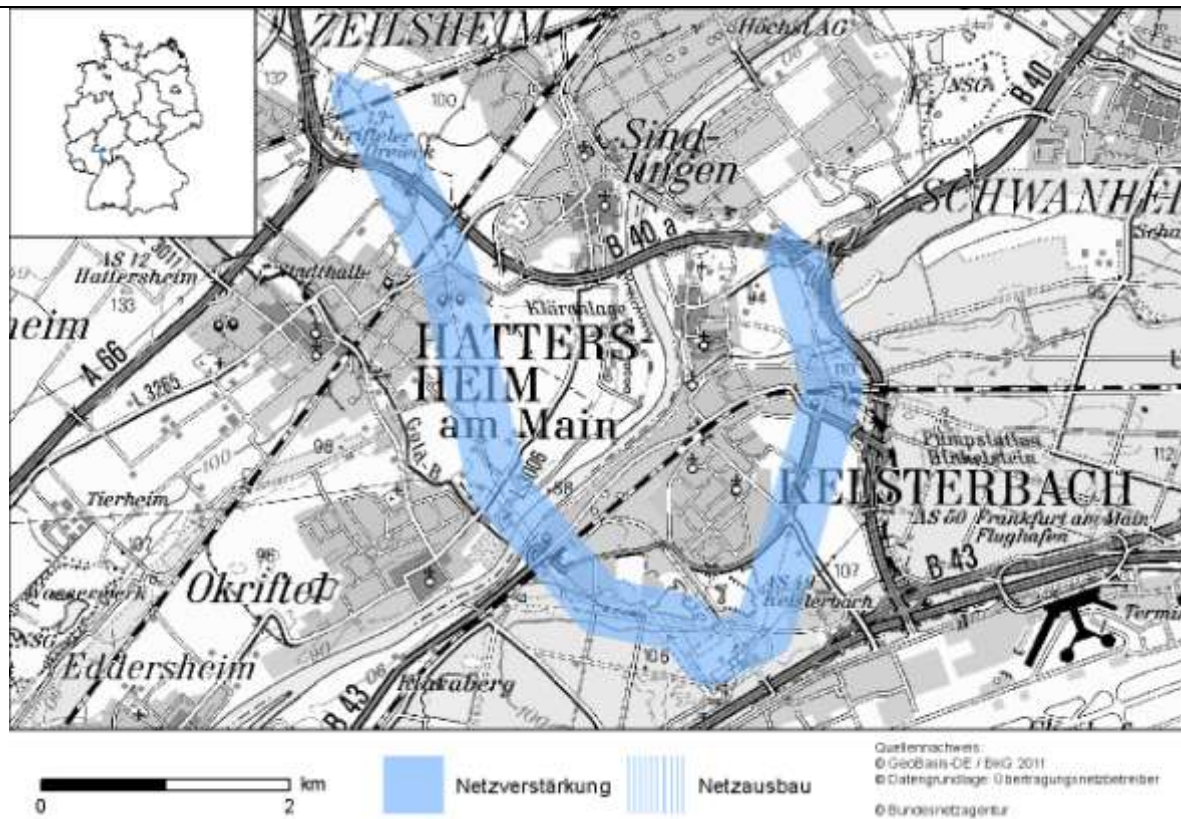
Der positive Befund aus dem Begleitdokument wurde bestätigt.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 64: Kriftel – Farbwerke Höchst Süd

Die Maßnahme 64 (Kriftel – Farbwerke Höchst Süd) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Untersuchungen aller in P47 enthaltenen Einzelmaßnahmen erfolgten mittels der Netznutzungsfälle des NEMO-I-Gutachtens.

Der von Projekt 47 betroffene Netzbereich beinhaltet den Teilbereich Urberach-Pfungstadt-Bürstadt. In diesem Bereich ergeben sich in allen Starkwindsituationen starke Belastungen. Bei Ausfall des 380 kV-Stromkreises Urberach-Bürstadt ergibt sich eine Belastung von 108 % auf dem 220 kV-Abschnitt Urberach-Pfungstadt. Weiterhin ergibt sich bei Ausfall eines 220 kV-Stromkreises Urberach-Pfungstadt eine Belastung des parallelen 220 kV-Stromkreises von 142 %.

Gemeinsam mit den Maßnahmen M60, M31, M32, M33 und M34 ist Maßnahme M64 notwendig, um die Überlastungen und (n-1)-Verletzungen zu beheben. Nach der Umstellung dieser Systeme auf 380 kV-Betrieb ist der sichere und zuverlässige

Netzbetrieb möglich.

Weiterhin entfällt aufgrund der Umstellung des Netzbereichs auf 380 kV die bisherige Anbindung der Umspannanlage Farbwerke Süd, so dass hier die Anbindung an das 380 kV-Netz notwendig wird.

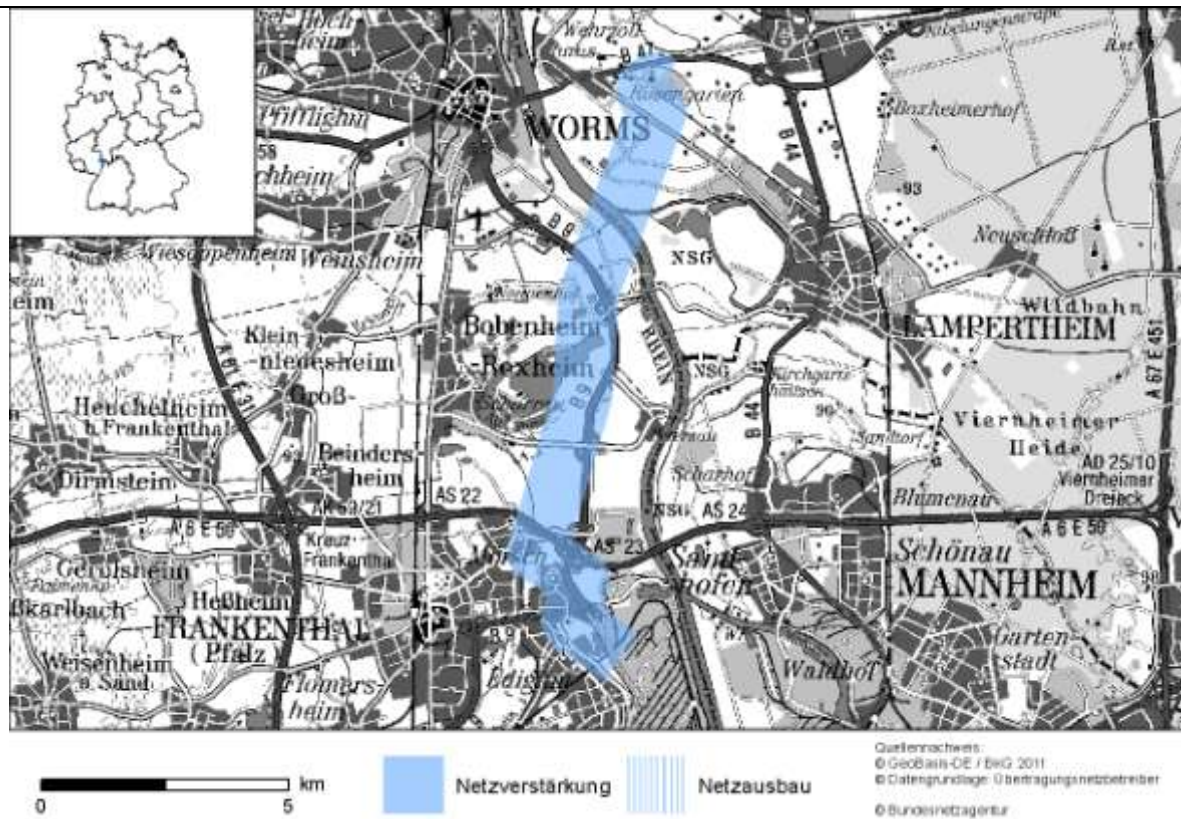
In diesem Sonderfall ist deshalb die Maßnahme trotz einer sehr geringen Auslastung der Anbindung erforderlich.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlassen hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 62: Bürstadt – BASF

Die Maßnahme 62 (Bürstadt – BASF) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist nicht wirksam und nicht erforderlich.

Die Untersuchungen aller in P47 enthaltenen Einzelmaßnahmen erfolgten mittels der Netznutzungsfälle des NEMO.I-Gutachtens.

Der von Projekt 47 betroffene Netzbereich beinhaltet den Teilbereich Mutterstadt-Maximiliansau-Daxlanden („westlicher Korridor“).

In diesem Teilbereich ergibt sich bereits im (n-0)-Fall in bestimmten Situationen eine Auslastung von 102 % im Abschnitt Maximiliansau-Daxlanden. Im Abschnitt BASF-Mutterstadt-Maximiliansau kommt es bei Ausfall des parallelen 220 kV-Stromkreises zu Auslastungen bis 129 %. Auch der Ausfall eines Stromkreises der 380 kV-Leitung Bürstadt-Hoheneck führt zu Überlastungen im westlichen Korridor.

Zur Behebung dieser Überlastungen erweist sich die Maßnahme M62 jedoch nicht

als notwendig. Die Maßnahmen M60, M64, M31, M32, M33 und M34 sind ausreichend, um in den untersuchten Netznutzungsfällen Überlastungen und (n-1)-Verletzungen zu beheben.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M62 nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

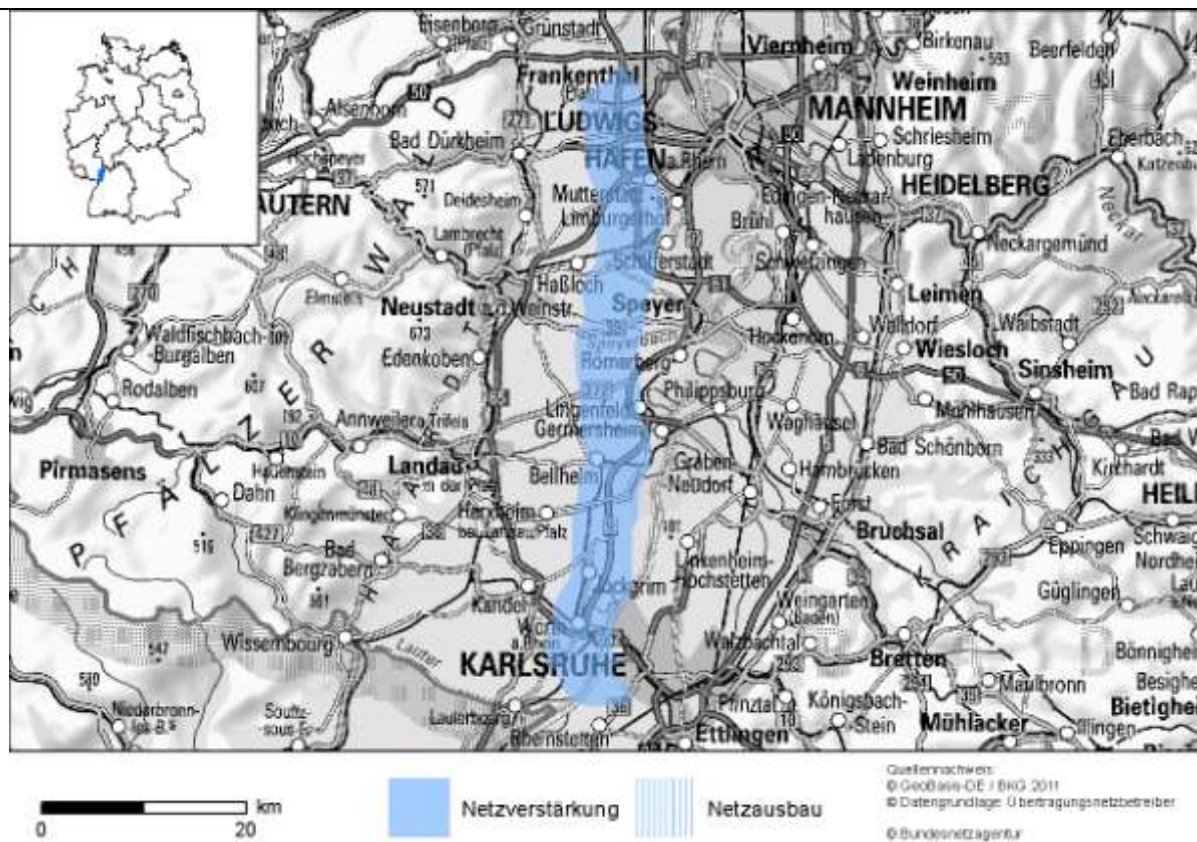
Der positive Befund im Begleitdokument hat sich nicht bestätigt.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 63: Lamsheim – Daxlanden

Die Maßnahme 63 (Lamsheim – Daxlanden) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist nicht wirksam und nicht erforderlich.

Die Untersuchungen aller in P47 enthaltenen Einzelmaßnahmen erfolgten mittels der Netznutzungsfälle des NEMO-I-Gutachtens.

Der von Projekt 47 betroffene Netzbereich beinhaltet den Teilbereich Mutterstadt-Maximiliansau-Daxlanden („westlicher Korridor“). In diesem Teilbereich ergibt sich bereits im (n-0)-Fall in bestimmten Situationen eine Auslastung von 102 % im Abschnitt Maximiliansau-Daxlanden. Im Abschnitt BASF-Mutterstadt-Maximiliansau kommt es bei Ausfall des parallelen 220 kV-Stromkreises zu Auslastungen bis 129 %. Auch der Ausfall eines Stromkreises der 380 kV-Leitung Bürstadt-Hoheneck führt zu Überlastungen im westlichen Korridor.

Zur Behebung dieser Überlastungen ergibt sich die Maßnahme M63 jedoch nicht als notwendig. Die Maßnahmen M60, M64, M31, M32, M33 und M34 sind

ausreichend, um in den untersuchten Netznutzungsfällen Überlastungen und (n-1)-Verletzungen zu beheben.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M63 nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

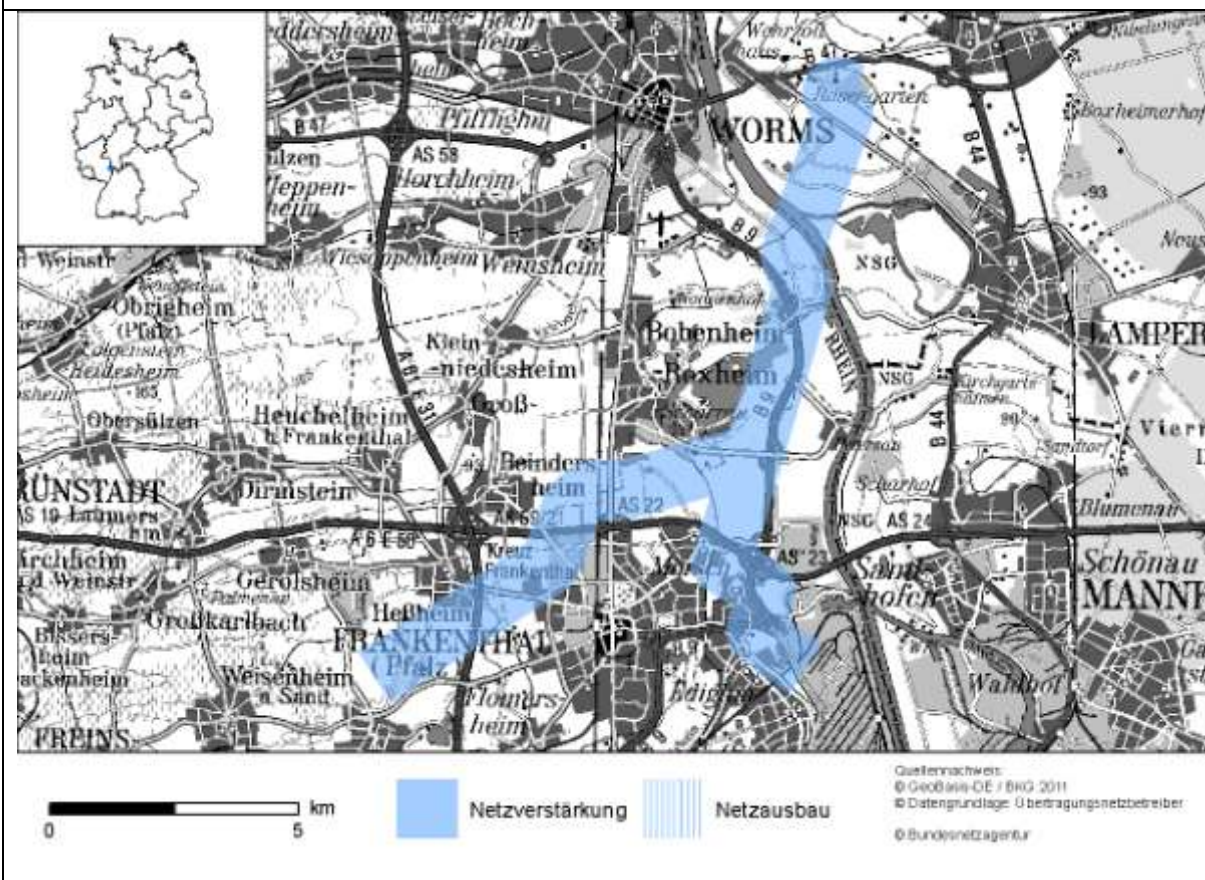
Der positive Befund im Begleitdokument hat sich nicht bestätigt.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht..

Maßnahme 65: Bürstadt – BASF – Lambsheim

Die Maßnahme 65 (Bürstadt – BASF – Lambsheim) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist nicht wirksam und nicht erforderlich.

Die Untersuchungen aller in P47 enthaltenen Einzelmaßnahmen erfolgten mittels der Netznutzungsfälle des NEMO 1-Gutachtens.

Der von Projekt 47 betroffene Netzbereich beinhaltet den Teilbereich Mutterstadt-Maximiliansau-Daxlanden („westlicher Korridor“). In diesem Teilbereich ergibt sich bereits im (n-0)-Fall in bestimmten Situationen eine Auslastung von 102 % im Abschnitt Maximiliansau-Daxlanden. Im Abschnitt BASF-Mutterstadt-Maximiliansau kommt es bei Ausfall des parallelen 220 kV-Stromkreises zu Auslastungen bis 129 %. Auch der Ausfall eines Stromkreises der 380 kV-Leitung Bürstadt-Hoheneck führt zu Überlastungen im westlichen Korridor.

Zur Behebung dieser Überlastungen ergibt sich die Maßnahme M65 jedoch nicht

als notwendig. Die Maßnahmen M60, M64, M31, M32, M33 und M34 sind ausreichend, um in den untersuchten Netznutzungsfällen Überlastungen und (n-1)-Verletzungen zu beheben.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M65 nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

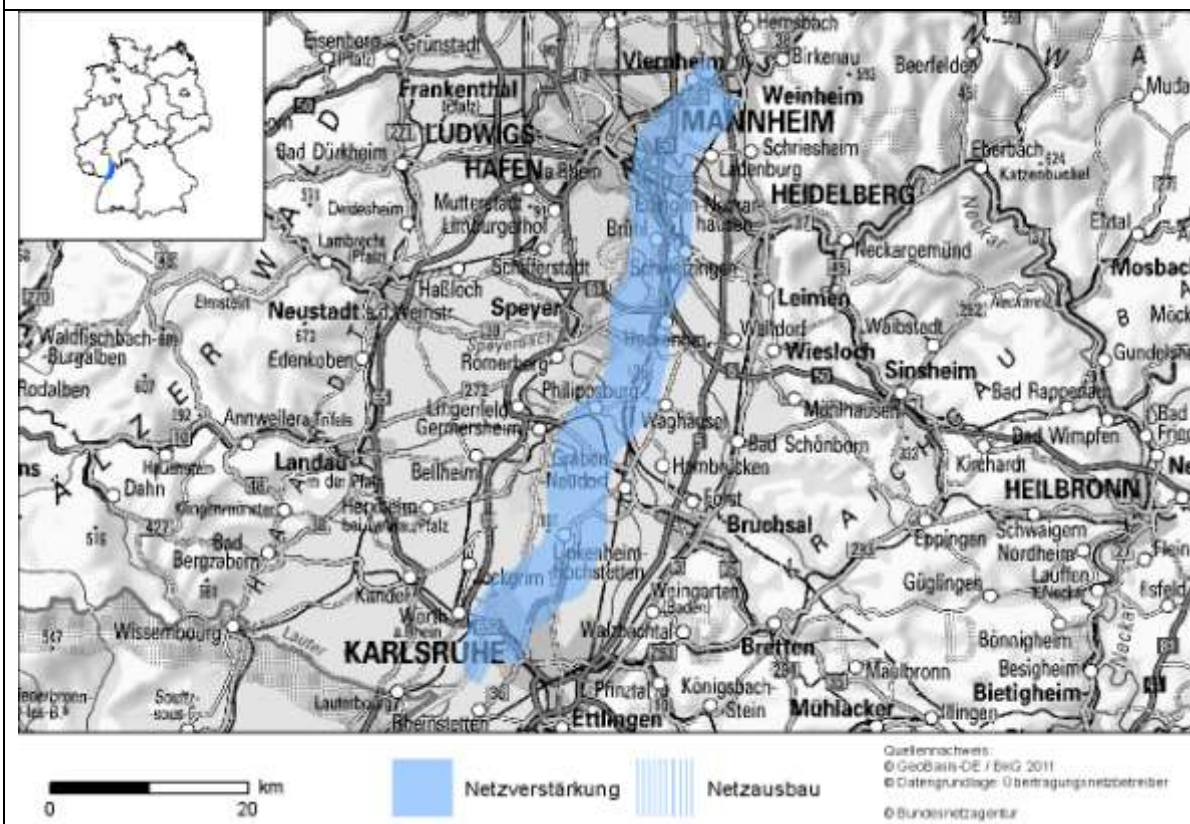
Der positive Befund im Begleitdokument hat sich nicht bestätigt.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 31: Weinheim – Daxlanden

Die Maßnahme 31 (Weinheim – Daxlanden) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Untersuchungen aller in P47 enthaltenen Einzelmaßnahmen erfolgten mittels der Netznutzungsfälle des NEMO 1-Gutachtens.

Der von Projekt 47 betroffene Netzbereich beinhaltet den Teilbereich Mutterstadt-Maximiliansau-Daxlanden („westlicher Korridor“). In diesem Teilbereich ergibt sich bereits im (n-0)-Fall in bestimmten Situationen eine Auslastung von 102 % im Abschnitt Maximiliansau-Daxlanden. Im Abschnitt BASF-Mutterstadt-Maximiliansau kommt es bei Ausfall des parallelen 220 kV-Stromkreises zu Auslastungen bis 129 %. Auch der Ausfall eines Stromkreises der 380 kV-Leitung Bürstadt-Hoheneck führt zu Überlastungen im westlichen Korridor.

Gemeinsam mit den Maßnahmen M60, M64, M32, M33 und M34 ist Maßnahme M31 notwendig, um die Überlastungen und (n-1)-Verletzungen zu beheben. Nach

der Umstellung dieser Systeme auf 380 kV-Betrieb ist der sichere und zuverlässige Netzbetrieb möglich.

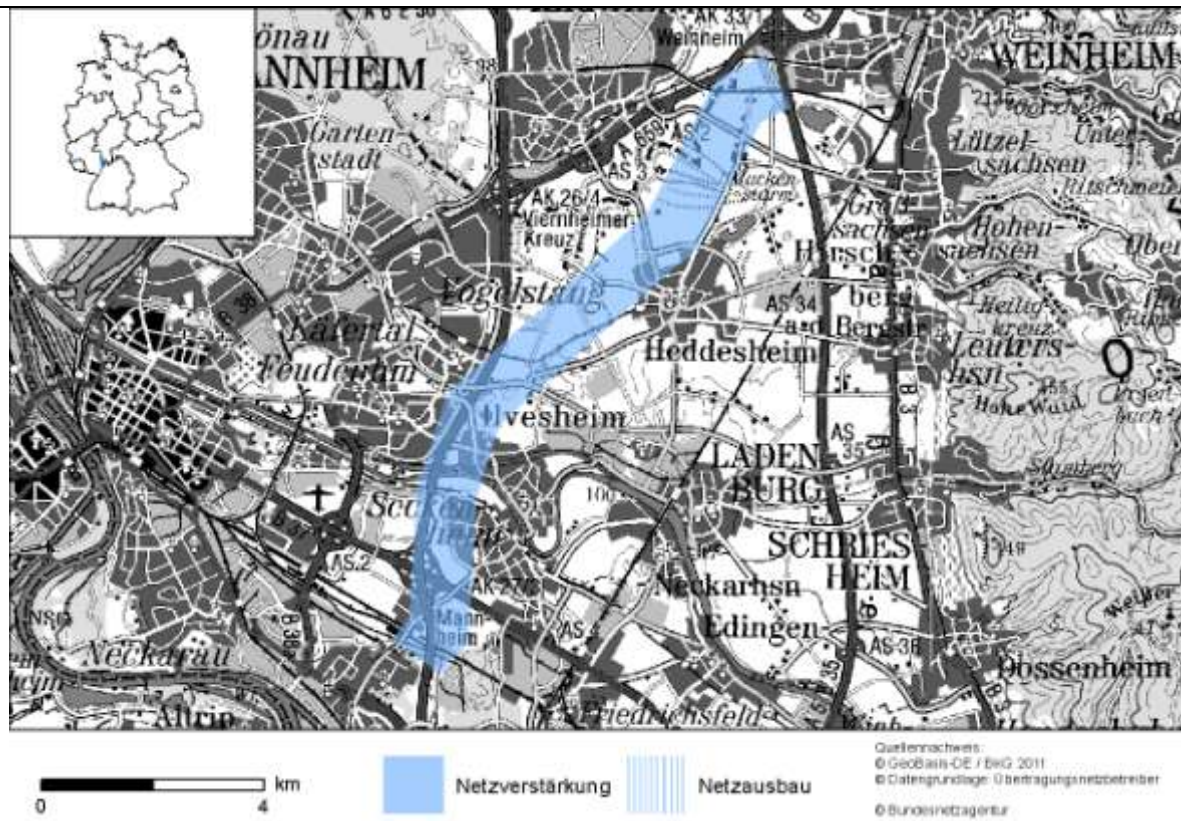
Die Maßnahme M31 zeigt eine stabile Auslastung von maximal 53 % und durchschnittlich 16 %. Somit ist die Maßnahme erforderlich und bedarfsgerecht.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 32: Weinheim – G380

Die Maßnahme 32 (Weinheim – G380) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Untersuchungen aller in P47 enthaltenen Einzelmaßnahmen erfolgten mittels der Netznutzungsfälle des NEMO-I-Gutachtens.

Der von Projekt 47 betroffene Netzbereich beinhaltet den Teilbereich Mutterstadt-Maximiliansau-Daxlanden („westlicher Korridor“). In diesem Teilbereich ergibt sich bereits im (n-0)-Fall in bestimmten Situationen eine Auslastung von 102 % im Abschnitt Maximiliansau-Daxlanden. Im Abschnitt BASF-Mutterstadt-Maximiliansau kommt es bei Ausfall des parallelen 220 kV-Stromkreises zu Auslastungen bis 129 %. Auch der Ausfall eines Stromkreises der 380 kV-Leitung Bürstadt-Hoheneck führt zu Überlastungen im westlichen Korridor.

Gemeinsam mit den Maßnahmen M60, M64, M31, M33 und M34 ist Maßnahme M32 notwendig, um die Überlastungen und (n-1)-Verletzungen zu beheben. Nach

der Umstellung dieser Systeme auf 380 kV-Betrieb ist der sichere und zuverlässige Netzbetrieb möglich.

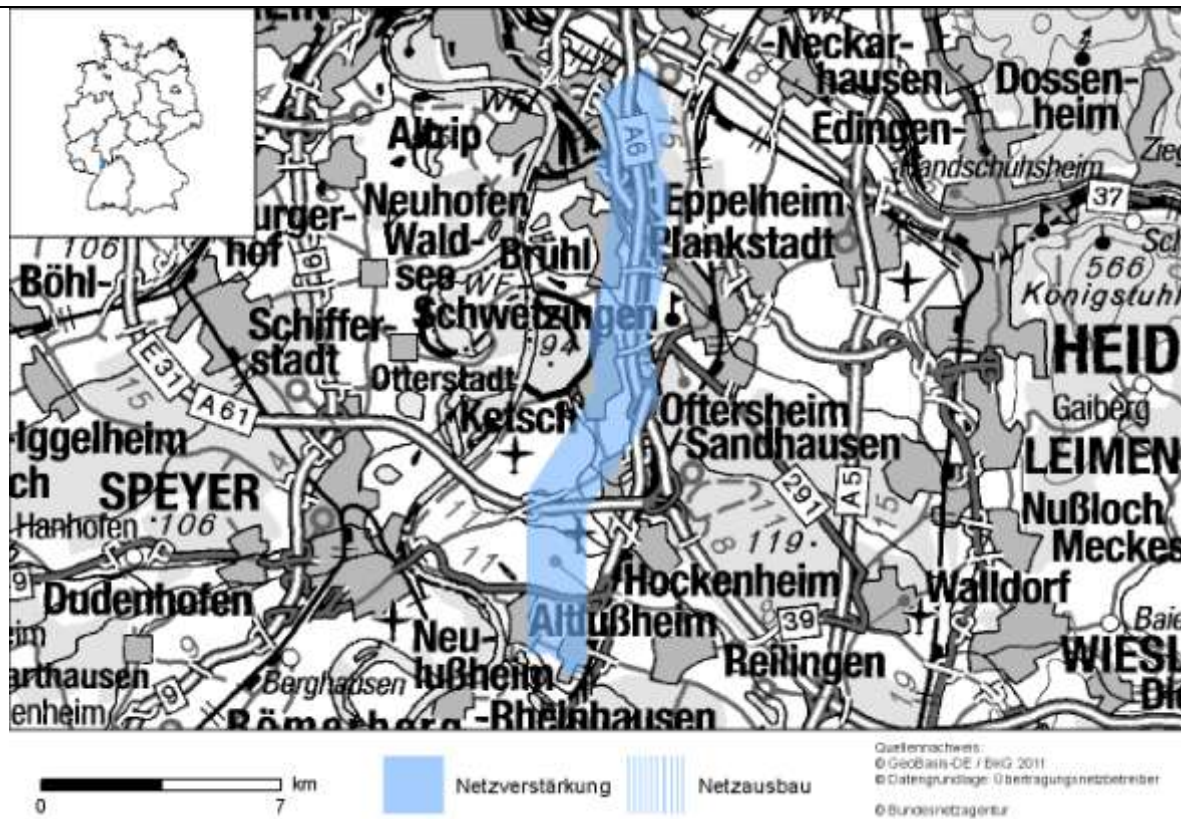
Die Maßnahme M31 zeigt eine stabile Auslastung von maximal 48 % und durchschnittlich 14 %. Somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 33: G380 – Altlußheim

Die Maßnahme 33 (G380 – Altlußheim) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Untersuchungen aller in P47 enthaltenen Einzelmaßnahmen erfolgten mittels der Netznutzungsfälle des NEMO-I-Gutachtens.

Der von Projekt 47 betroffene Netzbereich beinhaltet den Teilbereich Mutterstadt-Maximiliansau-Daxlanden („westlicher Korridor“). In diesem Teilbereich ergibt sich bereits im (n-0)-Fall in bestimmten Situationen eine Auslastung von 102 % im Abschnitt Maximiliansau-Daxlanden. Im Abschnitt BASF-Mutterstadt-Maximiliansau kommt es bei Ausfall des parallelen 220 kV-Stromkreises zu Auslastungen bis 129 %. Auch der Ausfall eines Stromkreises der 380 kV-Leitung Bürstadt-Hoheneck führt zu Überlastungen im westlichen Korridor.

Gemeinsam mit den Maßnahmen M60, M64, M31, M32 und M34 ist Maßnahme M33 notwendig, um die Überlastungen und (n-1)-Verletzungen zu beheben. Nach

der Umstellung dieser Systeme auf 380 kV-Betrieb ist der sichere und zuverlässige Netzbetrieb möglich.

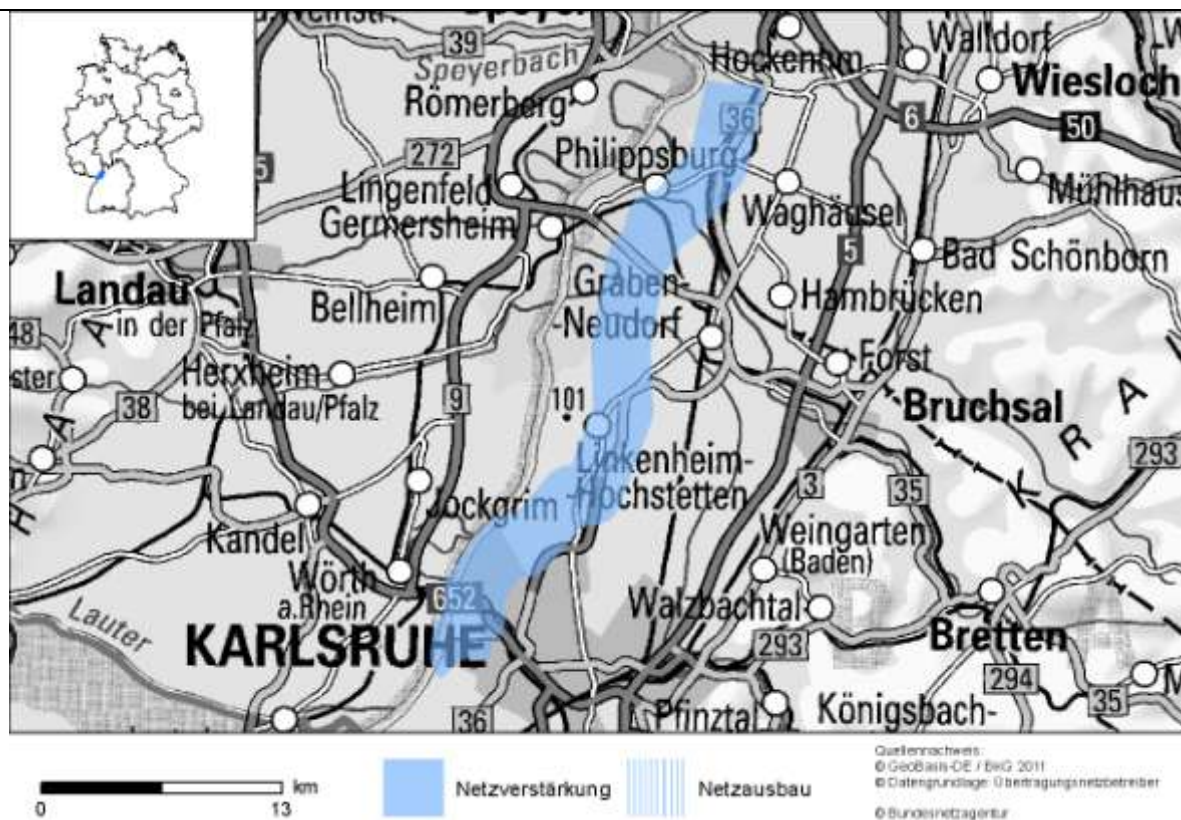
Die Maßnahme M31 zeigt eine stabile Auslastung von maximal 48 % und durchschnittlich 14 %. Die Maßnahme ist somit bedarfsgerecht und erforderlich.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 34: Altlußheim – Daxlanden

Die Maßnahme 34 (Altlußheim – Daxlanden) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Untersuchungen aller in P47 enthaltenen Einzelmaßnahmen erfolgten mittels der Netznutzungsfälle des NEMO-I-Gutachtens.

Der von Projekt 47 betroffene Netzbereich beinhaltet den Teilbereich Mutterstadt-Maximiliansau-Daxlanden („westlicher Korridor“). In diesem Teilbereich ergibt sich bereits im (n-0)-Fall in bestimmten Situationen eine Auslastung von 102 % im Abschnitt Maximiliansau-Daxlanden. Im Abschnitt BASF-Mutterstadt-Maximiliansau kommt es bei Ausfall des parallelen 220 kV-Stromkreises zu Auslastungen bis 129 %. Auch der Ausfall eines Stromkreises der 380 kV-Leitung Bürstadt-Hoheneck führt zu Überlastungen im westlichen Korridor.

Gemeinsam mit den Maßnahmen M60, M64, M31, M32 und M33 ist Maßnahme M34 notwendig, um die Überlastungen und (n-1)-Verletzungen zu beheben. Nach

der Umstellung dieser Systeme auf 380 kV-Betrieb ist der sichere und zuverlässige Netzbetrieb möglich.

Die Maßnahme M31 zeigt eine stabile Auslastung von maximal 48 % und durchschnittlich 14 %. Die Maßnahme ist somit bedarfsgerecht und erforderlich.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

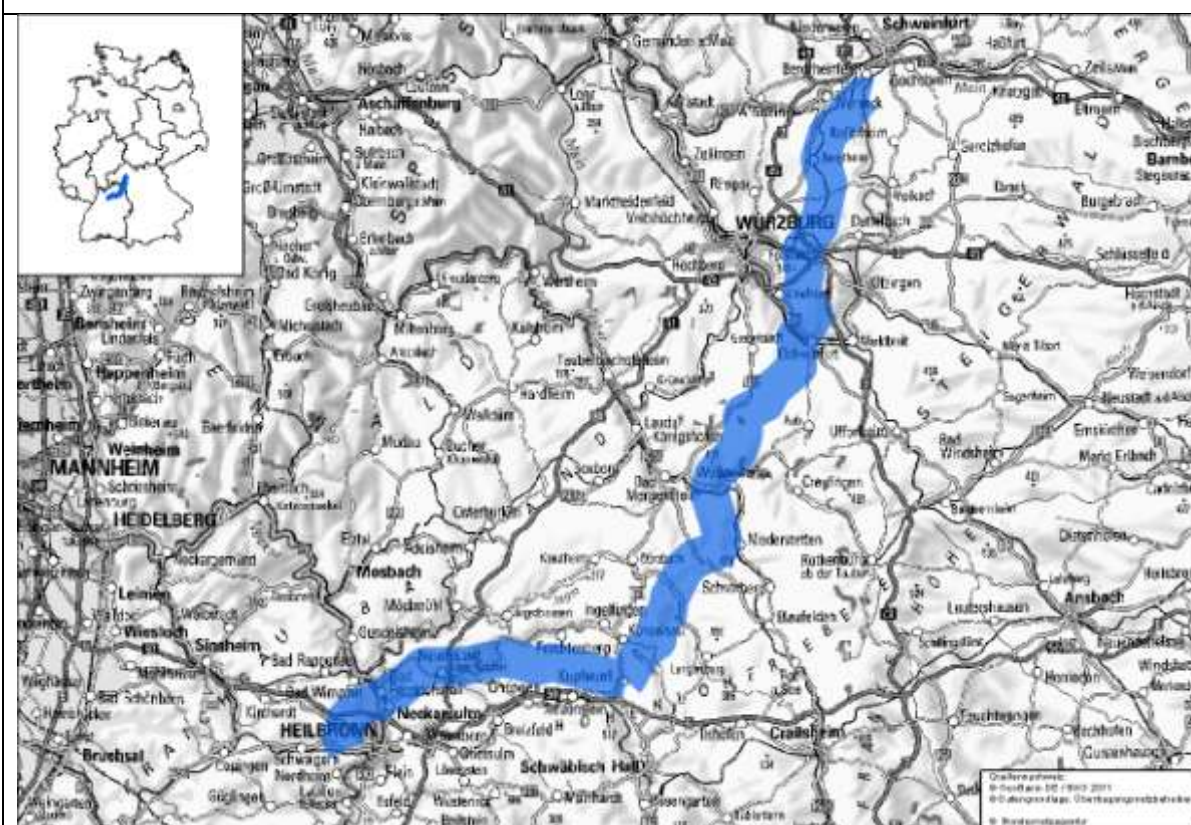
Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 48: Nordosten von Baden-Württemberg und Bayern

Beschreibung:

Das Projekt 48 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordosten von Baden-Württemberg durch Netzverstärkung und einen Neubau in bestehender Trasse.

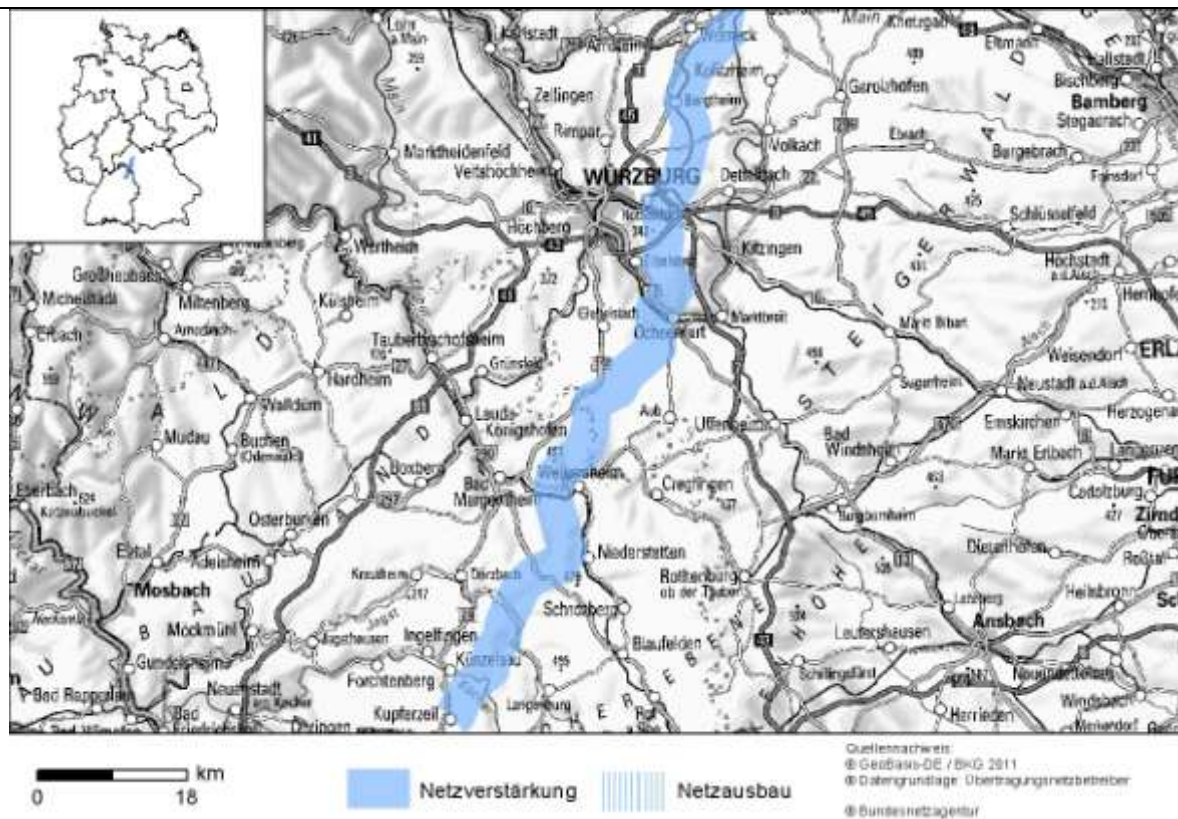
Das Projekt 48 stellt ein länderübergreifendes Vorhaben dar.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell

Die Maßnahme 38a (Grafenrheinfeld – Kupferzell) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2019

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Übertragungsnetzbetreiber planen die Auflage eines parallelen Stromkreises in bestehender Trasse. Hiermit würde die Übertragungsfähigkeit zwischen Grafenrheinfeld und Kupferzell signifikant erhöht. Die bestehende Leitung verfügt über eine Stromtragfähigkeit von 3220A, die neue Leitung würde über eine Stromtragfähigkeit von 3600A verfügen.

Die Maßnahme wurde anhand der Netznutzungsfälle des NEMO-I-Gutachtens untersucht. Im Netznutzungsfall Starklast/Starkwind/wenig Photovoltaik treten ohne die geplante Netzverstärkung bei Ausfall der Leitung Grafenrheinfeld - Höpffingen Auslastungen von bis zu 90% auf. Damit hätte die Notwendigkeit der Maßnahme 38a zur Behebung einer Überlastung noch nicht eindeutig nachvollzogen werden

können. Die (n-1)-Sicherheit wird als grenzwertig eingestuft. Die entsprechenden Berechnungen erfolgten jedoch in einem Modell, in dem der vollständige im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagene Maßnahmenkatalog als realisiert unterstellt wurde. Die Bundesnetzagentur konnte jedoch nicht alle Projekte, sondern nur einen reduzierten Umfang der Leitungsbauprojekte bestätigen, insbesondere bei den HGÜ-Verbindungen in Nord-Süd-Richtung. Die Maßnahmen 38a und 39 bilden gemeinsam mit der EnLAG-Leitung Wahle-Mecklar und Projekt 43 (Mecklar-Grafenrheinfeld) ihrerseits eine nützliche Nord-Süd-Verbindung.

Um die Wirksamkeit der Maßnahme 38a zu prüfen, wurden daher den Ausfallrechnungen mit der Maßnahme und ohne die Maßnahme in den durch die Übertragungsnetzbetreiber übersandten Netznutzungsfällen besonderes Gewicht beigemessen. Im Falle der Netzverstärkung durch die Maßnahme 38a ist das Netz (n-1)-sicher. Ohne die Maßnahme treten bei Ausfall der bestehenden Verbindung zwischen Grafenrheinfeld und Kupferzell in der Stunde 7904 Überlastungen auf einem parallelen Netzzweig zwischen Höpfingen und Grafenrheinfeld in Höhe von 102,1% der Stromtragfähigkeit des betroffenen Systems auf. Eine Heilung der Überlastung durch Schalthandlungen gelingt nicht.

Damit ist die Maßnahme als wirksam einzustufen.

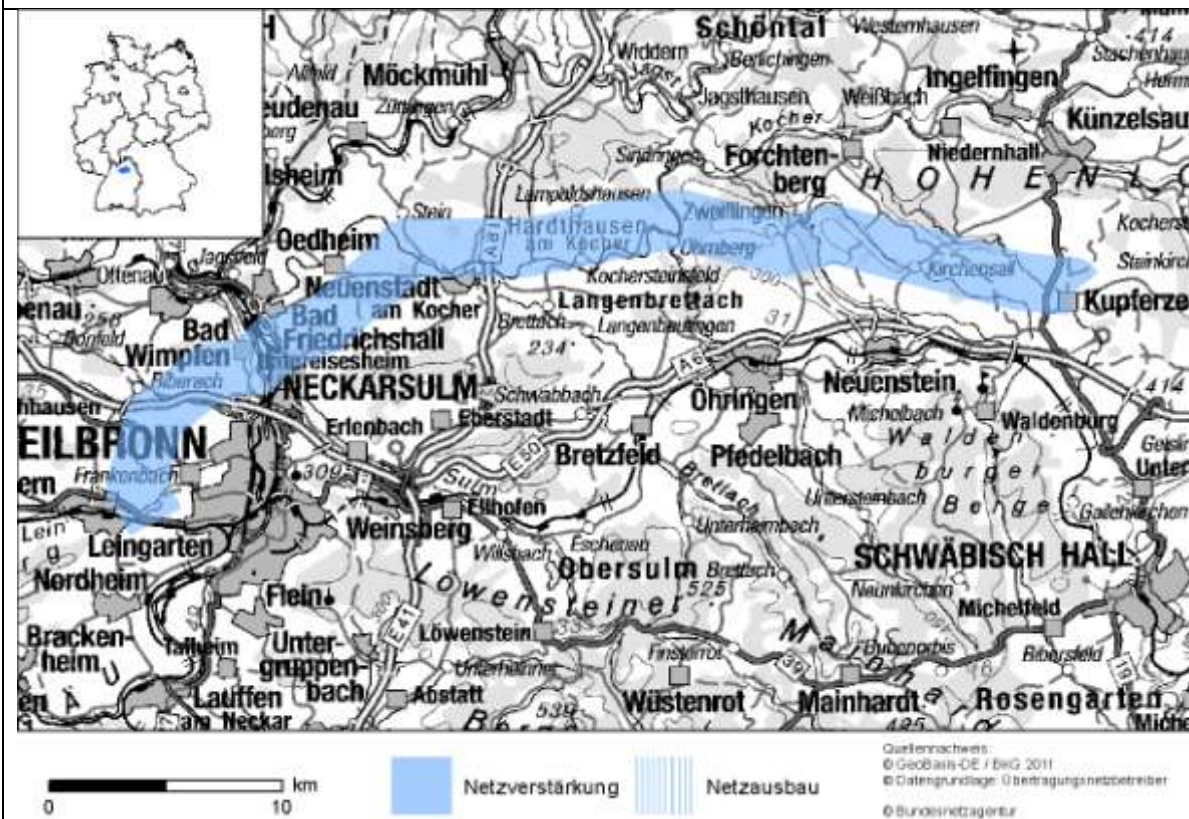
Die Verbindung Grafenrheinfeld-Kupferzell zeigt eine stabile Auslastung von maximal 57% und durchschnittlich 19%. Somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 39: Großgartach – Kupferzell

Die Maßnahme 39 (Großgartach – Kupferzell) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2019

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Als Maßnahme M39 wird der Neubau einer Leitung zwischen Großgartach und Kupferzell in bestehender Trasse geplant. Die Leitung ist unter Beibehaltung des existierenden Stromkreises vorgesehen. Sie wird begründet mit Überlastungen und einer zunehmenden Einspeisung erneuerbarer Energie im Nordosten Baden-Württembergs.

Die Maßnahme wurde anhand der Netznutzungsfälle des NEMO-I-Gutachtens untersucht. In diesen Netznutzungsfällen war keine Begründung der Maßnahme erkennbar.

Diese Untersuchung erfolgte jedoch für den im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber vorgeschlagenen Maßnahmenkatalog. Die Bundesnetzagentur bestätigt jedoch nur einen reduzierten Umfang der

Leitungsbauprojekte, insbesondere bei den HGÜ-Verbindungen in Nord-Süd-Richtung. Die Maßnahmen M38a und M39 bilden gemeinsam mit der EnLAG-Leitung Wahle-Mecklar und Projekt 43 (Mecklar-Grafenrheinfeld) ihrerseits eine nützliche Nord-Süd-Verbindung.

Um die Wirksamkeit der Maßnahme M39 zu prüfen, wurden daher den Ausfallrechnungen in den durch die Übertragungsnetzbetreiber übersandten Netznutzungsfällen besonderes Gewicht beigemessen. Im Falle M39 wurden die Ausfallrechnungen im Netznutzungsfall der Stunde 7904 durchgeführt. Im Falle des Neubaus von Maßnahme M39 in bestehender Trasse ist das Netz in der Stunde 7904 (n-1)-sicher. Ohne die Maßnahme wurde bei Ausfall der Leitung Höpfingen-Grafenrheinfeld in dieser Stunde eine Auslastung der bestehenden Verbindung zwischen Kupferzell und Großgartach von 110% festgestellt, welches einen nicht zulässigen Betriebszustand darstellt. Im Falle des Vorhandenseins beider Systeme sinken die Auslastungen im Falle des Ausfalls von Höpfingen-Grafenrheinfeld auf 73% respektive 57,9%.

Die Maßnahme M39 muss daher als wirksam anerkannt werden.

Überdies zeigt die Verbindung Grafenrheinfeld-Kupferzell eine stabile Auslastung von maximal 68% und durchschnittlich 27%. Die Maßnahme ist daher auch bedarfsgerecht und erforderlich.

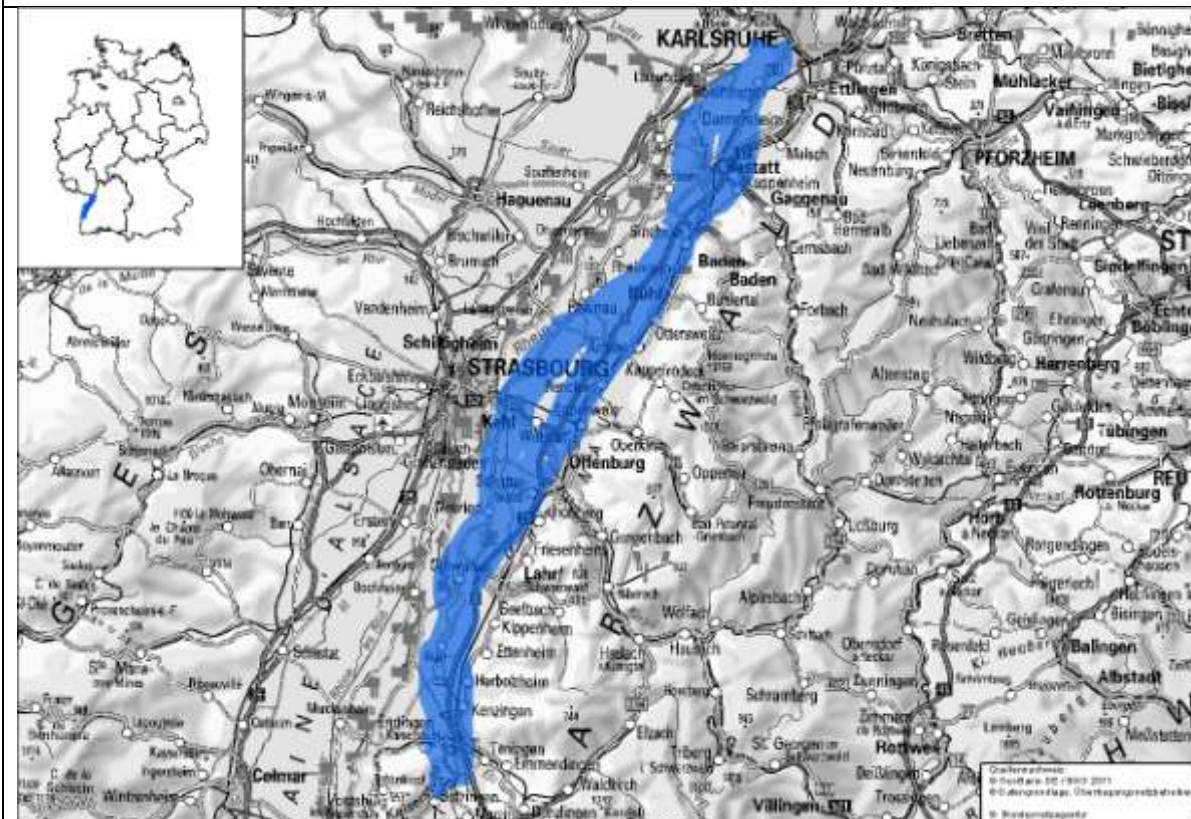
Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 49: Badische Rheinschiene

Beschreibung:

Das Projekt 49 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität der Badischen Rheinschiene durch einen Neubau einer 380 kV-Leitung in bestehender Trasse von Daxlanden nach Eichstetten und durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseil als Pilotprojekt von Daxlanden über Bühl/Kuppenheim nach Eichstetten.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 90: Daxlanden – Eichstetten

Die Maßnahme 90 (Daxlanden – Eichstetten) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist nicht wirksam und damit nicht erforderlich.

Der von den ÜNB zur Begründung der Maßnahme eingereichte Netznutzungsfall ist h655.

Bei den Untersuchungen der Maßnahme M90 anhand der NEMO-I-Netznutzungsfälle stellte sich heraus, dass die Auslastung der Leitung wesentlich durch den Export nach Frankreich und Schweiz bestimmt wird. Die höchsten Auslastungen ergeben sich in Starkwind-Netznutzungsfällen. Die höchste, in den (n-1)-Rechnungen festgestellte, Auslastung ergibt sich bei Ausfall eines parallelen 380 kV Systems. Die Leitung zwischen Daxlanden und Khoos wird dann zu 90% ausgelastet, hierbei ist eine erhöhte Stromtragfähigkeit der Leitung aufgrund der Starkwindsituation berücksichtigt. Eine Auslastung einer Leitung zu 90 % ist grenzwertig. Allerdings ist sie zulässig und für den (n-1)-Fall grundsätzlich auch

akzeptabel. Ohne Hinzutreten besonderer Umstände hält die Bundesnetzagentur daran fest, ihre Beurteilung der Wirksamkeit der Maßnahmen an der technisch zulässigen Stromtragfähigkeit zu orientieren. Anderenfalls ließe sich eine begründbare Grenze kaum mehr definieren. Im Hinblick auf die Beurteilung des (n-1)-Falles liefe dies im Ergebnis dann auf eine netzplanerische (n-2)-Sicherheit hinaus.

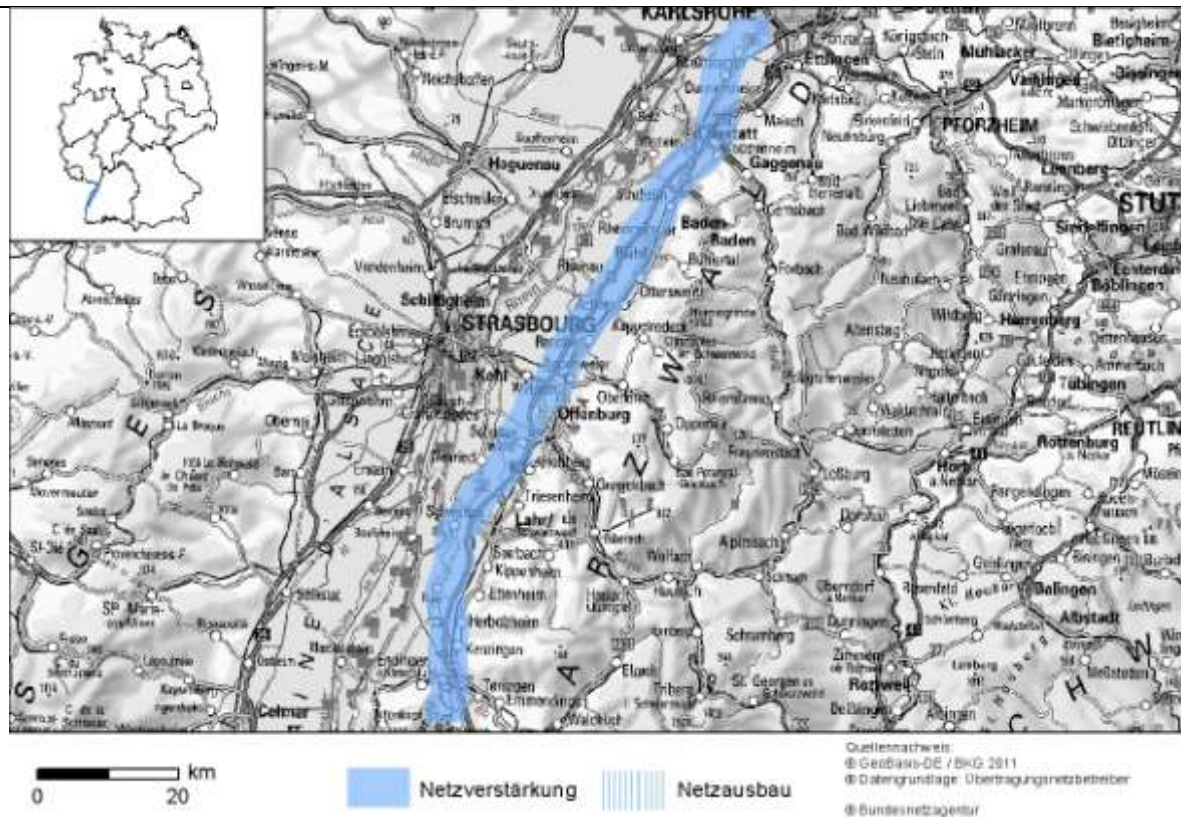
Die Maßnahme 90 wird daher nicht als wirksam anerkannt. Auf die Auslastung der geplanten Leitung, sie hätte im Maximum 56% und im Jahresmittel 22% betragen, kommt es dann nicht an.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 41a: Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten

Die Maßnahme 41a (Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Eichstetten) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Bei den Untersuchungen der Maßnahme M41a anhand der NEMO-I-Netznutzungsfälle stellte sich heraus, dass die Auslastung der Leitung wesentlich durch den Export nach Frankreich und Schweiz bestimmt wird. Die höchsten Auslastungen ergeben sich in Starkwind-Netznutzungsfällen. Die Wirksamkeit zeigt sich hier insbesondere bei der Weiterleitung von Nord-Süd-Transiten in Nachbarländer und stellt somit eine flankierende Maßnahme für die Realisierung der HGÜ-Korridore dar.

Die (n-1)-Berechnungen weisen für den Abschnitt Daxlanden-Kuppenheim eine Auslastung von bis zu 117% aus, bei Ausfall eines parallelen Systems. Insofern unterscheidet sich Maßnahme 41a im entscheidenden Punkt von Maßnahme 90, dem ergänzenden Teil des Projekts 49.

Der von den ÜNB zur Begründung der Maßnahme eingereichte Netznutzungsfall ist h7480.

Die Auslegung der Beseilung mit einem Hochtemperaturleiterseil mit geringem Durchhang (High Temperature Low Sack [HTLS]) erfüllt die formalen Kriterien für ein Pilotprojekt.

Die Auslastung, auch in HTLS-Beseilung, liegt im Jahresmittel bei 46%. Der maximale ermittelte Auslastungswert beträgt 96%. Somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich.

Der positive Befund aus dem Begleitdokument wurde bestätigt.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlassen hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 51: Mittlerer Neckarraum

Maßnahme 37: Großgartach – Endersbach

Beschreibung:

Das Projekt 51 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Mittleren Neckarraum durch eine Netzverstärkung in bestehender Trasse sowie in den betroffenen Schaltanlagen.

Die Maßnahme 37 (Großgartach – Endersbach) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Untersuchungen der Maßnahme M37 an Hand der Netznutzungsfälle des NEMO 1 Gutachtens zeigen, dass die Auslastung der Verbindung Großgartach-Endersbach hauptsächlich durch Nord-Süd Transporte beeinflusst wird. Die höchste Auslastung ergibt sich im Netznutzungsfall Starklast/Starkwind/viel Photovoltaik.

In den (n-1)-Rechnungen steigt ohne die Netzverstärkung zwischen Großgartach und Endersbach, bei Ausfall eines Systems zwischen Großgartach und

Pulverdingen, die Belastung des zweiten Systems auf bis zu 107%. Die Umbeseilung in bestehender Trasse behebt die Überlastung und stellt die (n-1)-Sicherheit her.

Die Wirksamkeit der Maßnahme M37 konnte daher nachvollzogen werden.

Der von den ÜNB zur Begründung der Maßnahme eingereichte Netznutzungsfall ist die Stunde 7428.

Die Auslastung der umbeseilten Leitung ist mit maximal 41% und durchschnittlich 16% stabil. Somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich.

Der positive Befund aus dem Begleitdokument wurde bestätigt.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 52: Südliches Baden-Württemberg

Beschreibung

Das Projekt setzt sich zusammen aus:

Maßnahme M59 (Herbertingen – Tingen),

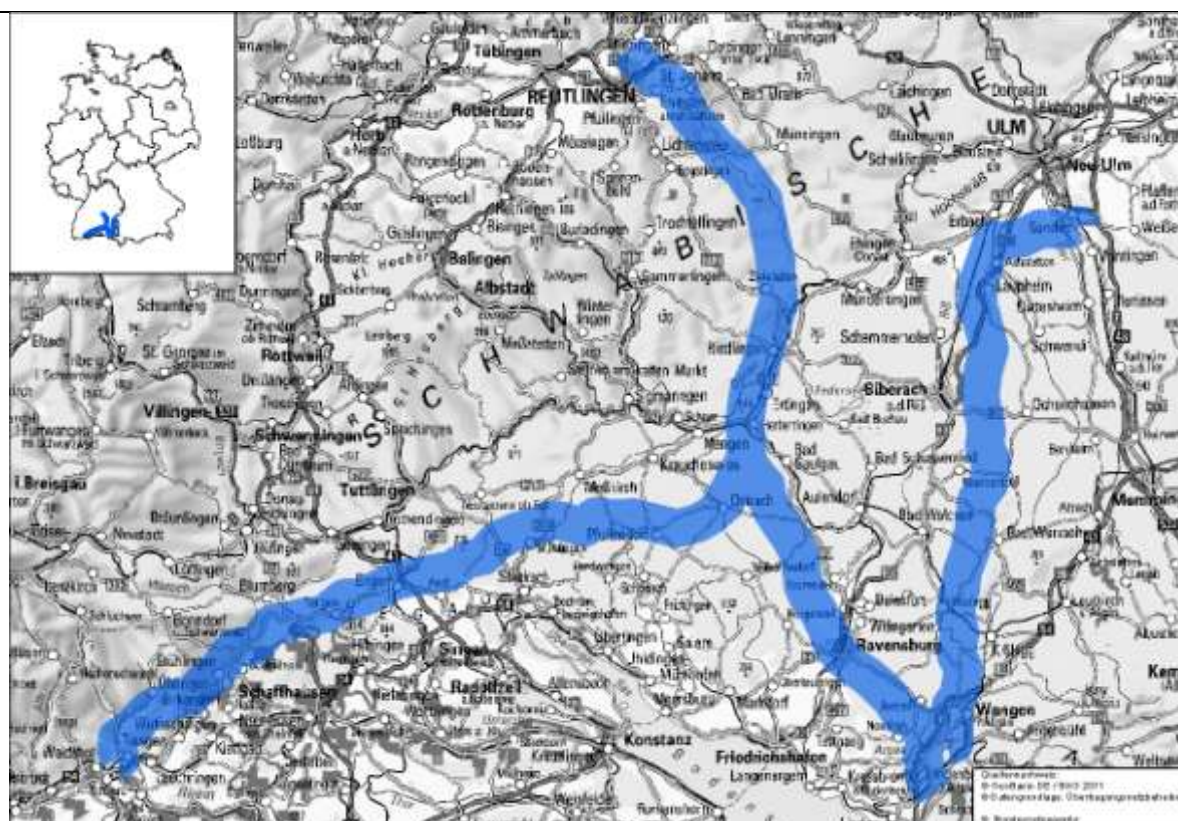
Maßnahme M93 (Punkt Rommelsbach – Herbertingen),

Maßnahme M94 (Herbertingen – Bundesgrenze) und

Maßnahme M95 (Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen)

Das Projekt umfasst die Errichtung einer neuen 380 kV-Leitung in bestehender Trasse bei Austausch der bestehenden durch neue Leitungen und auf einer bestehenden Leitung eine Stromkreisauflage/Umbeseilung mit Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV zwischen dem Punkt Wullenstetten und dem Punkt Niederwangen.

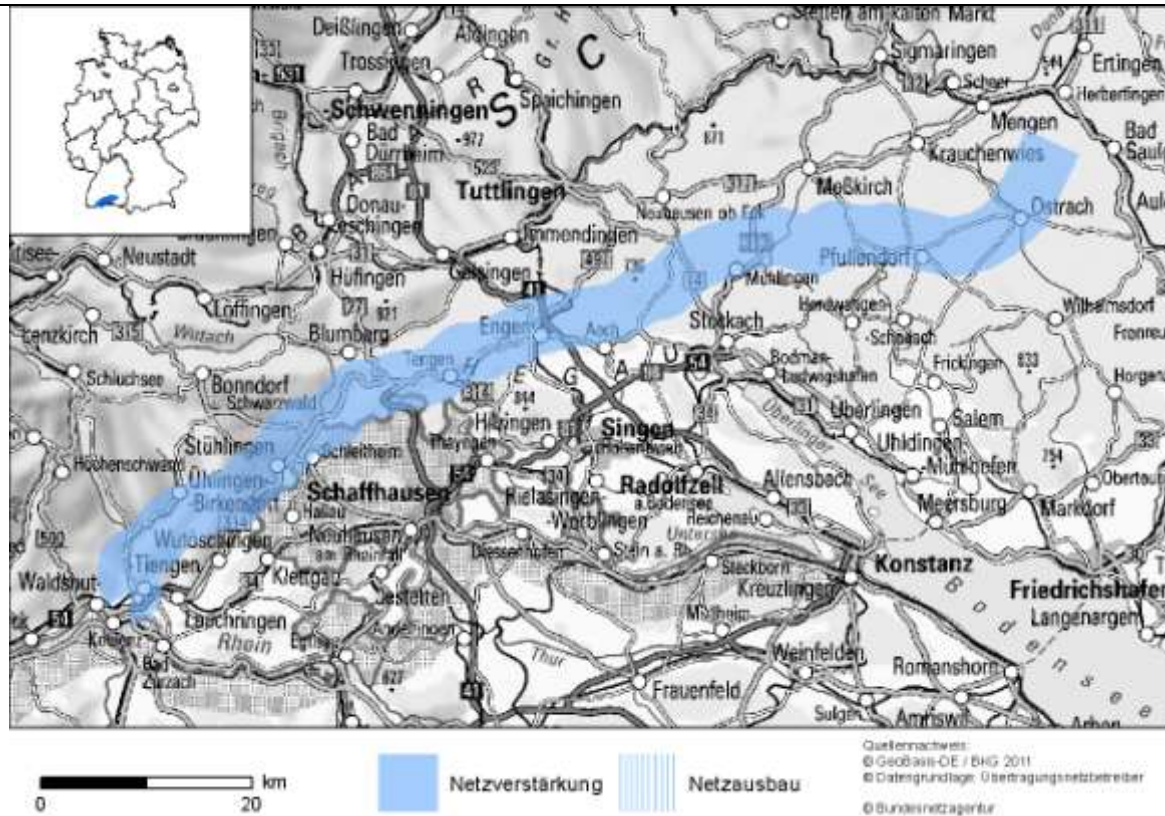
Projekt 52 ist ein einheitliches Vorhaben zur Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum südliches Baden-Württemberg, das mit der Maßnahme M94 (Herbertingen – Rommelsbach) ein länderübergreifendes Vorhaben darstellt.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 59: Herberlingen – Tiengen

Die Maßnahme 59 (Herberlingen – Tiengen) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Ohne M59 traten bei den Netzberechnungen unter Verwendung des an die Bundesnetzagentur überreichten Netznutzungsfalles 2.005 schon im Grundlastfall Überlastungen auf der Leitung zwischen Herberlingen und Tiengen auf, bedingt unter anderem durch deren relativ niedriger Stromtragfähigkeit.

Durch Maßnahme M59 wird die Stromtragfähigkeit bedeutend erhöht wodurch diese Überlastungen beseitigt und die (n-1)-Sicherheit hergestellt werden.

Die Wirksamkeit der Maßnahme wird daher bestätigt.

Die Auslastungen der Leitung liegen im Maximum bei 38 % und im Jahresmittel bei 14 %. Somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich.

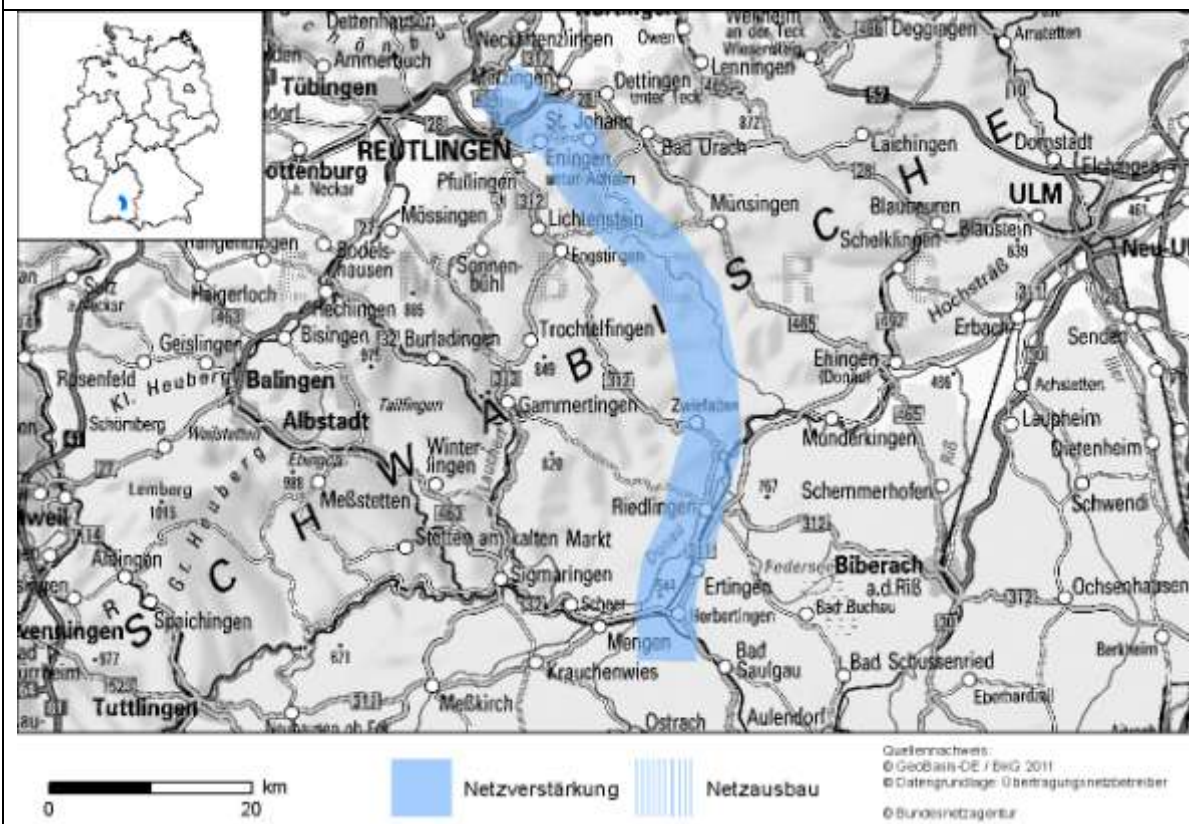
Eine Untersuchung der Maßnahme mittels der NEMO1-Netznutzungsfälle war in diesem speziellen Fall, bedingt durch den abweichenden Modellierungsansatz, nicht sinnvoll möglich.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 93: Punkt Rommersbach – Herbertingen

Die Maßnahme 93 (Punkt Rommelsbach – Herbertingen) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Ohne M93 traten bei den Netzberechnungen unter Verwendung des an die Bundesnetzagentur überreichten Netznutzungsfalles 7.331 bereits im Grundlastfall Überlastungen von 150 % zwischen Pkt. Rommelsbach und Herbertingen auf.

Durch Maßnahme M93 konnten diese Überlastungen beseitigt und darüber hinaus (n-1)-Sicherheit hergestellt werden. Die Wirksamkeit der Maßnahme wird daher bestätigt.

Die Auslastungen der Leitung liegen im Maximum bei 51 % und im Jahresmittel bei 17 %. Die Bedarfsgerechtigkeit der Maßnahme wird, insbesondere Aufgrund der Anwendung einer Netzverstärkung, bestätigt.

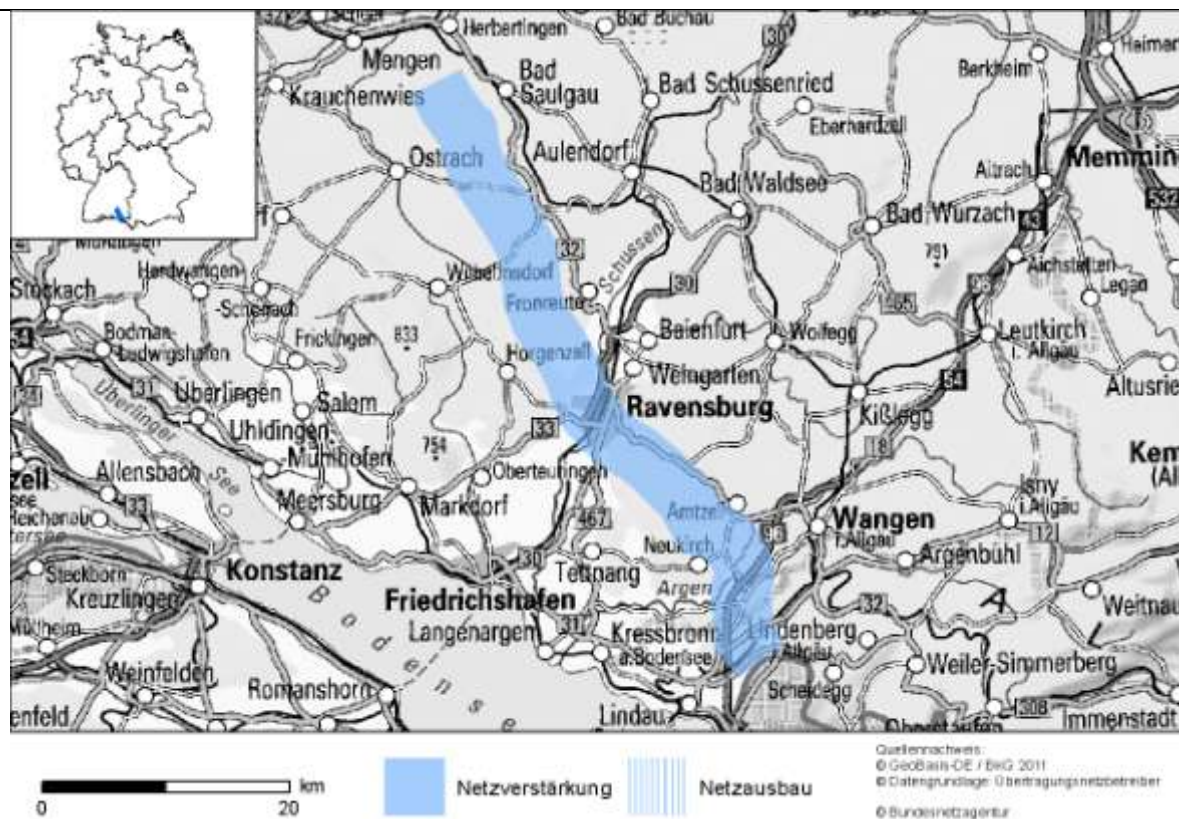
Eine Untersuchung der Maßnahme mittels der NEMO 1-Netznutzungsfälle war im vorliegenden Fall, bedingt durch den abweichenden Modellierungsansatz, nicht sinnvoll möglich.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 94: Herbertingen – Bundesgrenze (AT)

Die Maßnahme 94 (Herbertingen – Bundesgrenze (AT)) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

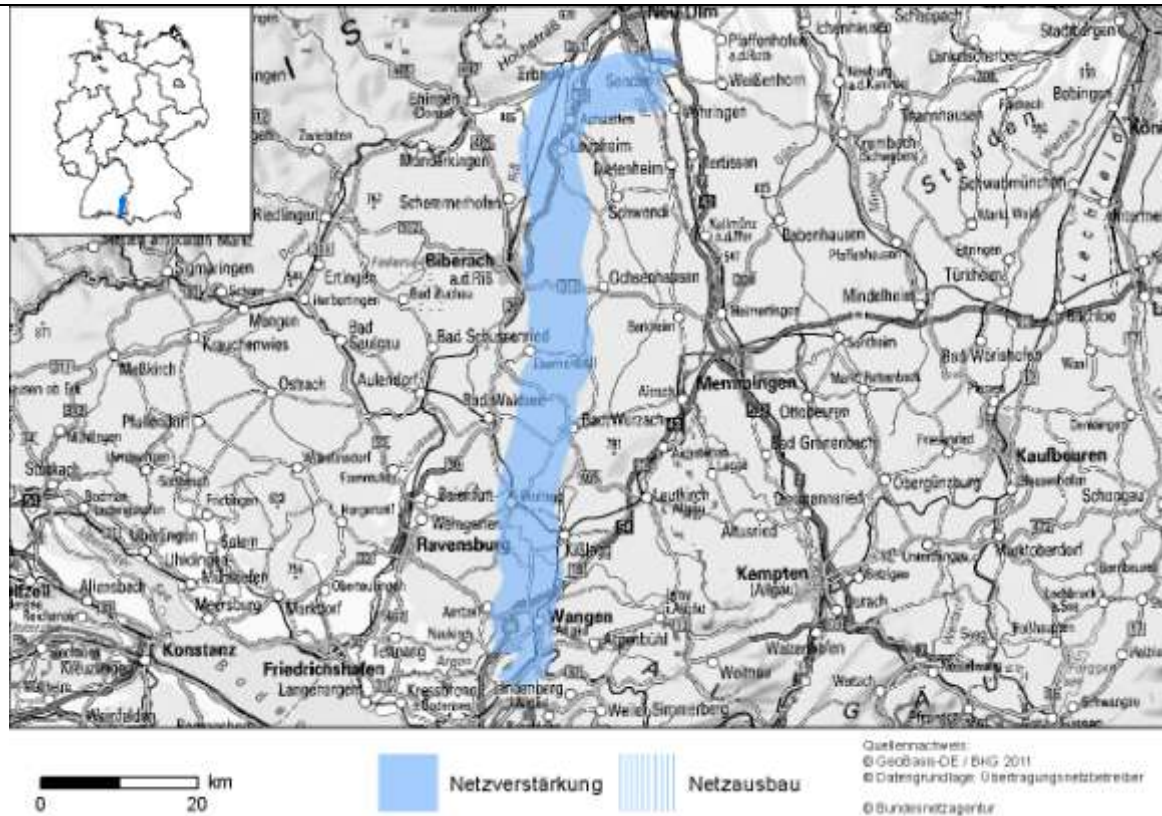
Die Bundesnetzagentur kann diese Maßnahme nicht bestätigen, da in den Netzdatensätzen ein anderer Ausbauzustand abgebildet ist, als der im Netzentwicklungsplan 2012 beschriebene. Dies gilt für beide an die Bundesnetzagentur übergebenen Datensätze, sowohl mit Netznutzungsfall 2.005 als auch 7.331. Dieser Umstand konnte bis Ende des Bestätigungszeitraumes nicht behoben werden. Ohne Prüfung kann die Bundesnetzagentur eine Maßnahme nicht bestätigen.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M94 nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen

Die Maßnahme 95 (Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Maßnahme M95 ist als flankierende Maßnahme notwendig und sinnvoll, da sie dazu beiträgt Abhilfe bei den bestehenden Engpässen zwischen Deutschland und Österreich zu schaffen. Die Maßnahme ist Teil des einheitlichen Vorhabens der Umstellung des 220 kV Netzes im Bayerischen-Schwaben. Die Maßnahme sieht eine Umbeseilung und Spannungserhöhung und keinen Neubau einer Trasse vor.

In dem zur Begründung an die Bundesnetzagentur überreichten Netznutzungsfall 2.005 konnte die Wirksamkeit der Maßnahme M95 zur Beseitigung (n-1)-bedingter Überlastungen nachvollzogen werden.

Die Auslastung der Leitung liegt im Maximum bei 63 % und im Jahresmittel bei

14 %. Somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich.

Eine Untersuchung der Maßnahme M93 mittels der NEMO 1-Netznutzungsfälle war, bedingt durch den abweichenden Modellierungsansatz nicht sinnvoll möglich.

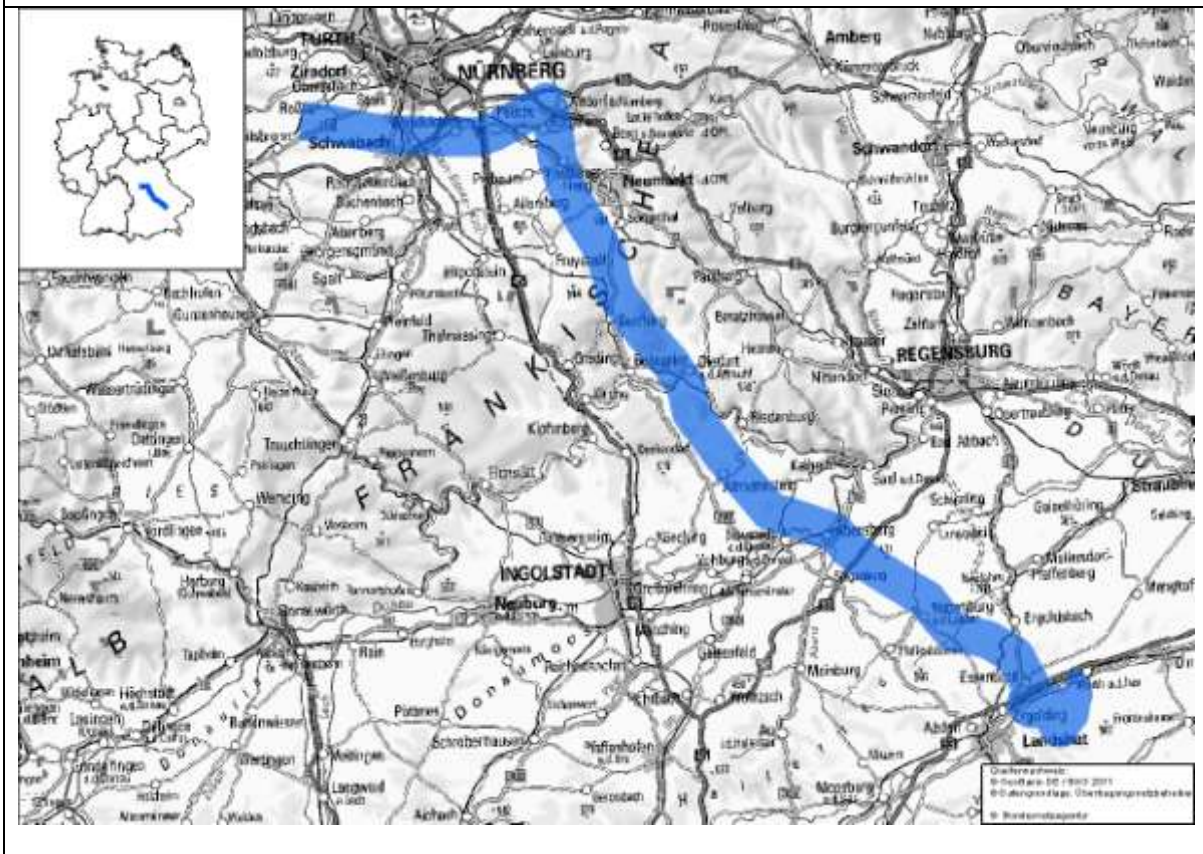
Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 53: Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Isar

Beschreibung:

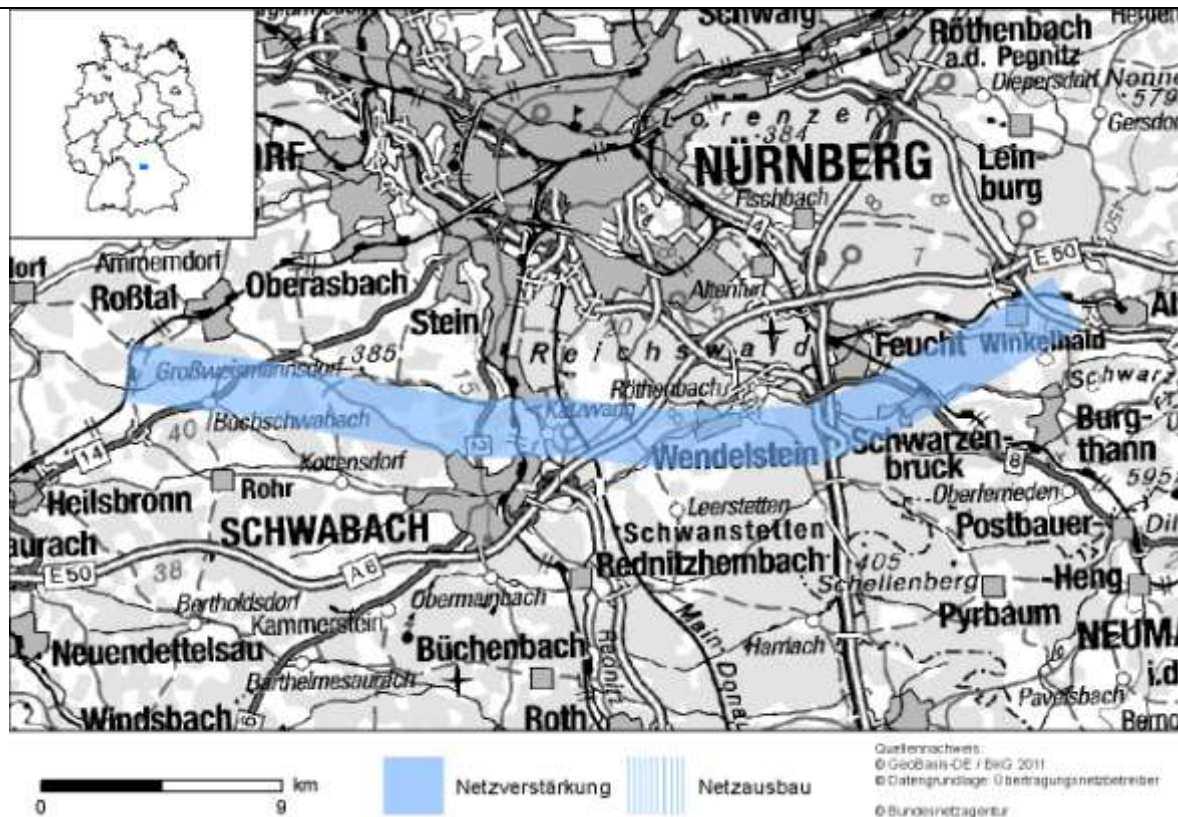
Derzeit besteht zwischen den Umspannwerken Raitersaich, Ludersheim, Sittling und Isar nur eine 220 kV-Verbindung. Im Rahmen des Projekts 53 ist die Umstellung auf den 380 kV-Betrieb geplant.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 54: Raitersaich – Ludersheim

Die Maßnahme 54 (Raitersaich – Ludersheim) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016 – 2017

Die Maßnahme ist nicht wirksam.

Die Untersuchungen der Maßnahme 54 mittels der Netznutzungsfälle des NEMO 1 Gutachtens ergaben, dass sich die Belastungen der Leitungen im Wesentlichen durch den Nord-Süd-Transport und den Export nach Österreich über die Grenzkupplung Altheim - St. Peter ergeben. Die maximale Auslastung stellt sich im Netznutzungsfall Schwachlast/Starkwind/wenig Photovoltaik ein. Der Leistungsfluss nach Österreich über St. Peter beträgt in diesem Netznutzungsfall 1140 MW.

Ohne M54 und M55 kommt es bei den bestehenden 220kV-Leitungen bei Ausfall eines Systems Sittling-Altheim zu einer maximalen Belastung des zweiten Systems von 95%. Bei Ausfall eines Systems Raitersaich-Irsching wird das zweite System mit bis zu 99% belastet. In beiden vorgenannten Fällen wurde eine erhöhte

Stromtragfähigkeit aufgrund der Starkwindsituation berücksichtigt. Die beschriebenen (n-1)-Situationen werden als grenzwertig und die Begründung daher nicht als stabil eingestuft.

Im Netznutzungsfall h8131 der ÜNB stellte die Bundesnetzagentur bei ihren Untersuchungen fest, dass es ohne M54 und M55 nur bei einer (n-1)-Situation zu Überlastungen kam. Die Leitung Irsching-Raitersaich wird zu 103% ausgelastet, bei Ausfall des parallelen Systems. Diese Überlastung konnte jedoch durch Topologieänderungen in Raitersaich beseitigt werden.

Die (n-1)-Betrachtungen mit M54 und M55 ergaben Überlastungen auf den Leitungen Altenfeld-Remptendorf (101,6%) und Schalkau (101%) bei Ausfall paralleler Leitungen. Wiederum konnten die Überlastungen durch Topologieänderungen, in diesen Fällen in Remptendorf, beseitigt werden. Die Wirksamkeit der Maßnahme konnte nicht nachvollzogen werden, da sowohl mit als auch ohne sie die (n-1)-Sicherheit bei geänderter Topologie gegeben ist.

Ergänzend ist anzumerken, dass die (n-1)-Rechnungen in diesem Datensatz nur bei deaktivierter Variation der Trafostufenstellungen möglich sind. Darüber hinaus stellte die Bundesnetzagentur fest, dass das 380 kV Umspannwerk Sittling in diesem Datensatz der ÜNB nicht abgebildet ist. Trotz der Aussage der ÜNB das Fehlen des UW Sittling habe auf den, aus der Übertragungsaufgabe resultierenden Netzausbaubedarf keine Auswirkungen, legten die ÜNB der Bundesnetzagentur daraufhin einen überarbeiteten Datensatz (wieder im NNF h8131) vor. Auch dieser Datensatz konnte die Begründung für die Maßnahme aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht stärken. Die beobachteten Überlastungen sind vergleichbar zu denen des ursprünglich ausgehändigten Datensatzes. Des Weiteren wurde die Modellierung des Netzes durch die ÜNB über das UW Sittling hinausgehend modifiziert. Dies beinhaltet unter anderem eine Variation der Netzeinspeisung KAINA in Österreich bezüglich deren Eigenschaft der Spannungsregelung.

Aufgrund der geschilderten Sachlage kann die Bundesnetzagentur die Begründung der Maßnahme nicht als stabil einstufen. Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann aufgrund der geschilderten Sachlage in Bezug auf die Maßnahme 54 nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer

weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

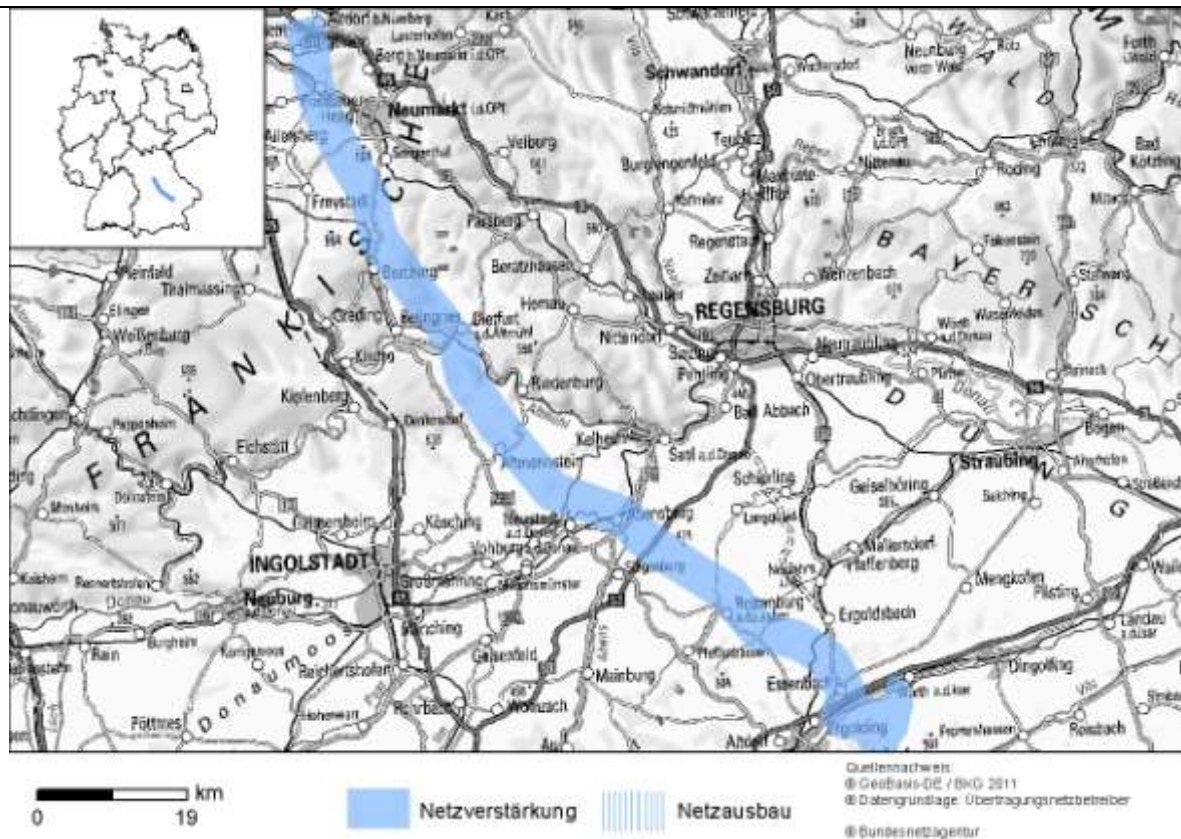
Nur ergänzend wird angemerkt, dass die Auslastung der Leitung relativ gering ist. Sie beträgt im Maximum 28% und im Jahresmittel 9%.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen. In der Konsultation geäußerte Bedenken hinsichtlich der Trassenführung würden gegebenenfalls im Rahmen der Fachplanung erörtert und sind nicht Bestandteil des Netzentwicklungsplans.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 55: Ludersheim – Sittling – Isar

Die Maßnahme 55 (Ludersheim – Sittling – Isar) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016 – 2017

Die Maßnahme ist nicht wirksam.

Die Untersuchungen der Maßnahme 55 mittels der Netznutzungsfälle des NEMO 1 Gutachtens ergaben, dass sich die Belastungen der Leitungen im Wesentlichen durch den Nord-Süd-Transport und den Export nach Österreich über die Grenzkupplung Altheim - St. Peter ergeben. Die maximale Auslastung stellt sich im Netznutzungsfall Schwachlast/Starkwind/wenig Photovoltaik ein. Der Leistungsfluss nach Österreich über St. Peter beträgt in diesem Netznutzungsfall 1140 MW.

Ohne M54 und M55 kommt es bei den bestehenden 220kV-Leitungen bei Ausfall eines Systems Sittling-Altheim zu einer maximalen Belastung des zweiten Systems von 95%. Bei Ausfall eines Systems Raitersaich-Irsching wird das zweite System mit bis zu 99% belastet. In beiden vorgenannten Fällen wurde eine erhöhte

Stromtragfähigkeit aufgrund der Starkwindsituation berücksichtigt. Die beschriebenen (n-1)-Situationen werden als grenzwertig und die Begründung daher nicht als stabil eingestuft.

Im Netznutzungsfall h8131 der ÜNB stellte die Bundesnetzagentur bei ihren Untersuchungen fest, dass es ohne M54 und M55 nur bei einer (n-1)-Situation zu Überlastungen kam. Die Leitung Irsching-Raitersaich wird zu 103% ausgelastet, bei Ausfall des parallelen Systems. Diese Überlastung konnte jedoch durch Topologieänderungen in Raitersaich beseitigt werden.

Die (n-1)-Betrachtungen mit M54 und M55 ergaben Überlastungen auf den Leitungen Altenfeld-Remptendorf (101,6%) und Schalkau (101%) bei Ausfall paralleler Leitungen. Wiederum konnten die Überlastungen durch Topologieänderungen, in diesen Fällen in Remptendorf, beseitigt werden. Die Wirksamkeit der Maßnahme konnte nicht nachvollzogen werden, da sowohl mit als auch ohne sie die (n-1)-Sicherheit bei geänderter Topologie gegeben ist.

Ergänzend ist anzumerken, dass die (n-1)-Rechnungen in diesem Datensatz nur bei deaktivierter Variation der Trafostufenstellungen möglich sind. Darüber hinaus stellte die Bundesnetzagentur fest, dass das 380 kV Umspannwerk Sittling in diesem Datensatz der ÜNB nicht abgebildet ist. Trotz der Aussage der ÜNB das Fehlen des UW Sittling habe auf den, aus der Übertragungsaufgabe resultierenden Netzausbaubedarf keine Auswirkungen, legten die ÜNB der Bundesnetzagentur daraufhin einen überarbeiteten Datensatz (wieder im NNF h8131) vor. Auch dieser Datensatz konnte die Begründung für die Maßnahme aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht stärken. Die beobachteten Überlastungen sind vergleichbar zu denen des ursprünglich ausgehändigten Datensatzes.

Des Weiteren wurde die Modellierung des Netzes durch die ÜNB über das UW Sittling hinausgehend modifiziert. Dies beinhaltet unter anderem eine Variation der Netzeinspeisung KAINA in Österreich, bezüglich ihrer Eigenschaft der Spannungsregelung.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann aufgrund der geschilderten Sachlage in Bezug auf die Maßnahme 55 nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Nur ergänzend wird angemerkt, dass die Auslastung der Leitung im Maximum 33% und im Jahresmittel 9% beträgt.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen. In der Konsultation geäußerte Bedenken hinsichtlich der Trassenführung würden gegebenenfalls im Rahmen der Fachplanung erörtert und sind nicht Bestandteil des Netzentwicklungsplans.

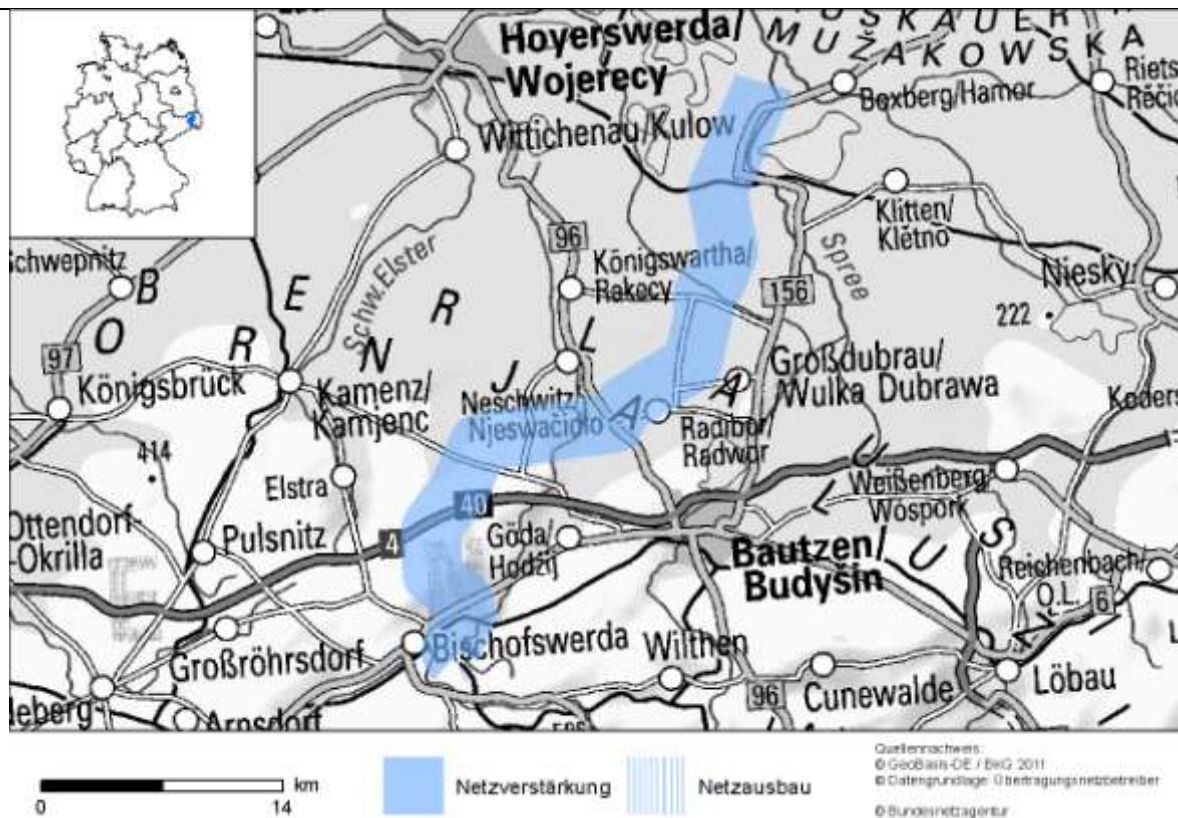
Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 59: Bärwalde – Schmölln

Beschreibung:

Zwischen Bärwalde und Schmölln besteht derzeit bereits eine 380 kV-Verbindung. Diese soll im Rahmen von Projekt 59 verstärkt werden, um die Übertragungskapazität zu erhöhen.

Die Maßnahme 59 (Bärwalde – Schmölln) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Untersuchungen zu Maßnahme 59 wurden mittels der Netznutzungsfälle des NEMO 1 Gutachtens durchgeführt. Es zeigte sich, dass die stärksten Belastungen in den Netznutzungsfällen Schwachlast/Starkwind/wenig Photovoltaik und Starklast/Starkwind/wenig Photovoltaik vorliegen.

Des Weiteren war zu erkennen, dass der Bereich zwischen Bärwalde und Schmölln, im derzeit vorhandenen Ausbauzustand für das Szenario B2022 nicht (n-1)-sicher ist. Bei Ausfall eines Betriebsmittels ergeben sich Belastungen von bis

zu 147%. Nach der Realisierung der Maßnahme 59 ist der Netzbereich n-1-sicher.

Daneben wirkt die Verbindung Bärwalde-Schmölln sich positiv auf das polnische Netz aus und entlastet dieses von Ringflüssen, in dem sie den Transport der Onshore erzeugten Windenergie aus Ostdeutschland innerhalb des deutschen Netzes erleichtert.

Der von den ÜNB zur Begründung der Maßnahme angeführte Netznutzungsfall ist h735.

Die Auslastung der beiden parallelen Systeme ist mit maximal 56% und durchschnittlich 30% stabil. Somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen. In der Konsultation geäußerte Anmerkungen zur Erzeugungssituation im Jahre 2022 wurden bereits im Szenariorahmen zum NEP 2011 berücksichtigt.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 60: Abzweig Förderstedt

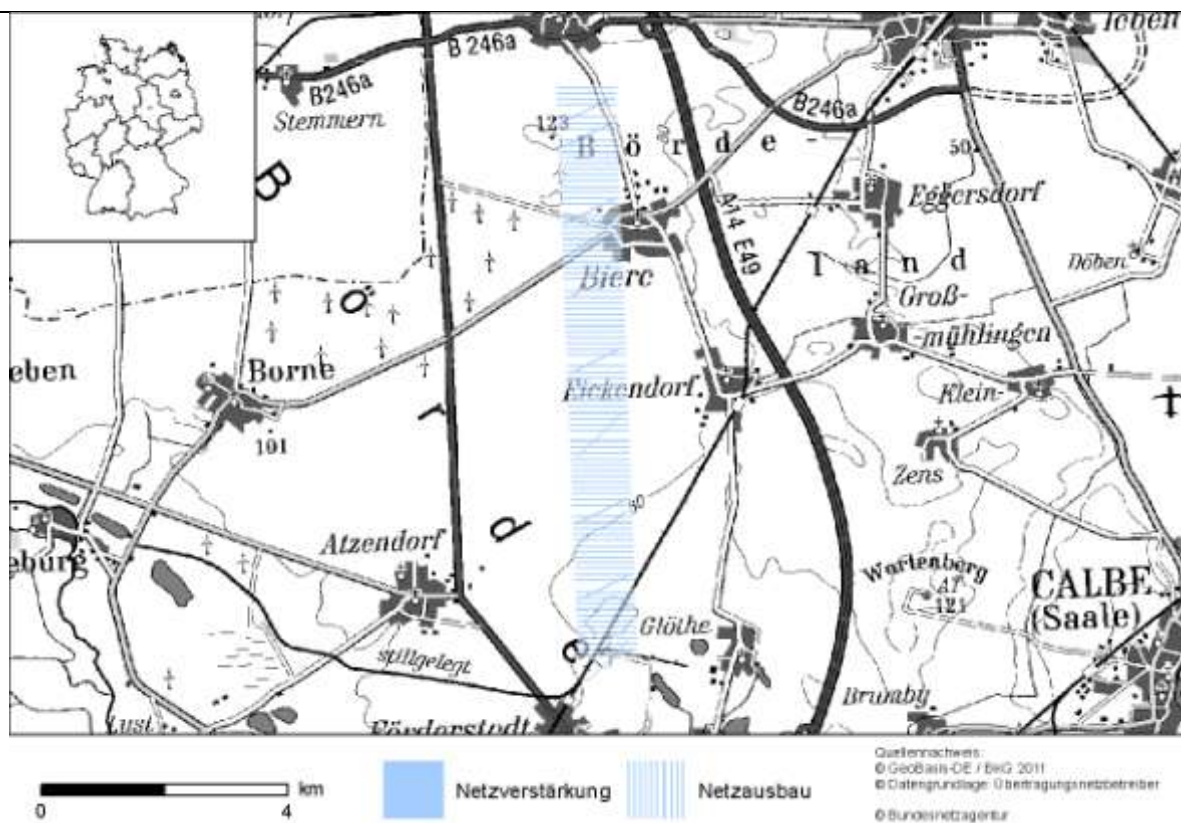
Maßnahme 60: Abzweig Förderstedt

Beschreibung:

Die Maßnahme umfasst die 380 kV-Netzeinbindung der 380 kV-Anlage Förderstedt in die 380 kV-Leitung Wolmirstedt – Ragow. Dafür ist 380 kV-Leitungsneubau auf 2x ca. 10 km Trassenlänge erforderlich (Doppeleinschleifung).

Im Gegenzug werden nach Inbetriebnahme der 380 kV-Anlage Förderstedt die 220 kV-Leitungen zwischen Förderstedt – Magdeburg und Förderstedt – Wolmirstedt mit ca. 90 km Trassenlänge frei und können nachgenutzt bzw. rückgebaut werden.

Die Maßnahme 60 (Abzweig – Förderstedt) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Maßnahme 66 wurde an Hand der Netznutzungsfälle des NEMO 1 Gutachtens untersucht.

Es zeigte sich, dass die vorhandene Stickleitung nach Wilhelmshaven bedingt durch einen Kraftwerksneubau an diesem Netzknoten im Szenario B2022 in den Netznutzungsfällen Starklast/Schwachwind/wenig Photovoltaik und Starklast/Schwachwind/viel Photovoltaik nicht (n-1)-sicher betrieben werden kann. Es treten Belastungen von bis zu 142% im (n-1)-Fall auf.

Der Neubau der zwei-systemigen 380kV-Trasse ermöglicht den (n-1)-sicheren Betrieb dieser Strecke.

Die Auslastungen der Leitung sind mit maximal 25% und durchschnittlich 13% für eine Stickleitung stabil. Somit sind Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben.

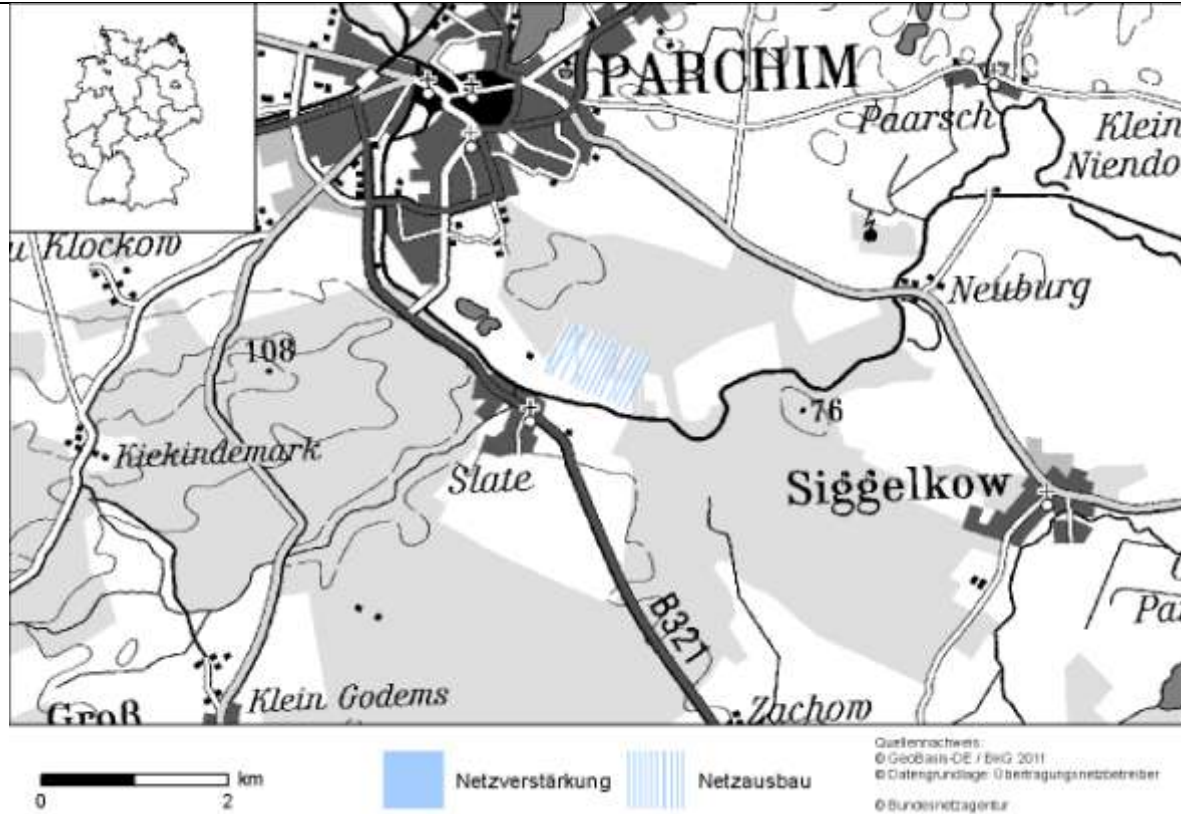
Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 61: Abzweig UW Parchim/Süd

Maßnahme: Abzweig Parchim/Süd

Die Maßnahme Abzweig Parchim/Süd wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2014 – 2017

Die bereits genehmigten oder in Planung befindlichen Einspeiseprojekte aus Windenergie, Photovoltaik oder Biomasse in der Region Crivitz-Neustadt-Parchim-Lübz erhöhen die Belastungen der bestehenden Infrastruktur in den kommenden Jahren. Bei einer weiteren Zunahme von Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in der Region Lübz wäre ein signifikanter Ausbau der 110 kV-Verteilungsnetzstruktur die Folge.

Die geplante Maßnahme im Projekt 61 profitiert demgegenüber von der historisch gewachsenen Kreuzung zweier Spannungsebenen und kann mit sehr überschaubarem Eingriff in das Landschaftsbild eine wesentliche Verstärkung der Anbindung der Region Lübz erreichen.

Die Spannungshaltung auf der langen Stichleitung kommend vom UW Görries wird durch den zusätzlichen Netzverknüpfungspunkt deutlich vereinfacht. Auch die Region westlich von Parchim wird hierdurch in Zukunft sicherer und zuverlässiger versorgt werden können.

Die der Bundesnetzagentur vorliegenden Informationen und Netzberechnungen des Verteilnetzbetreibers WEMAG Netz stützen diese Einschätzung.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

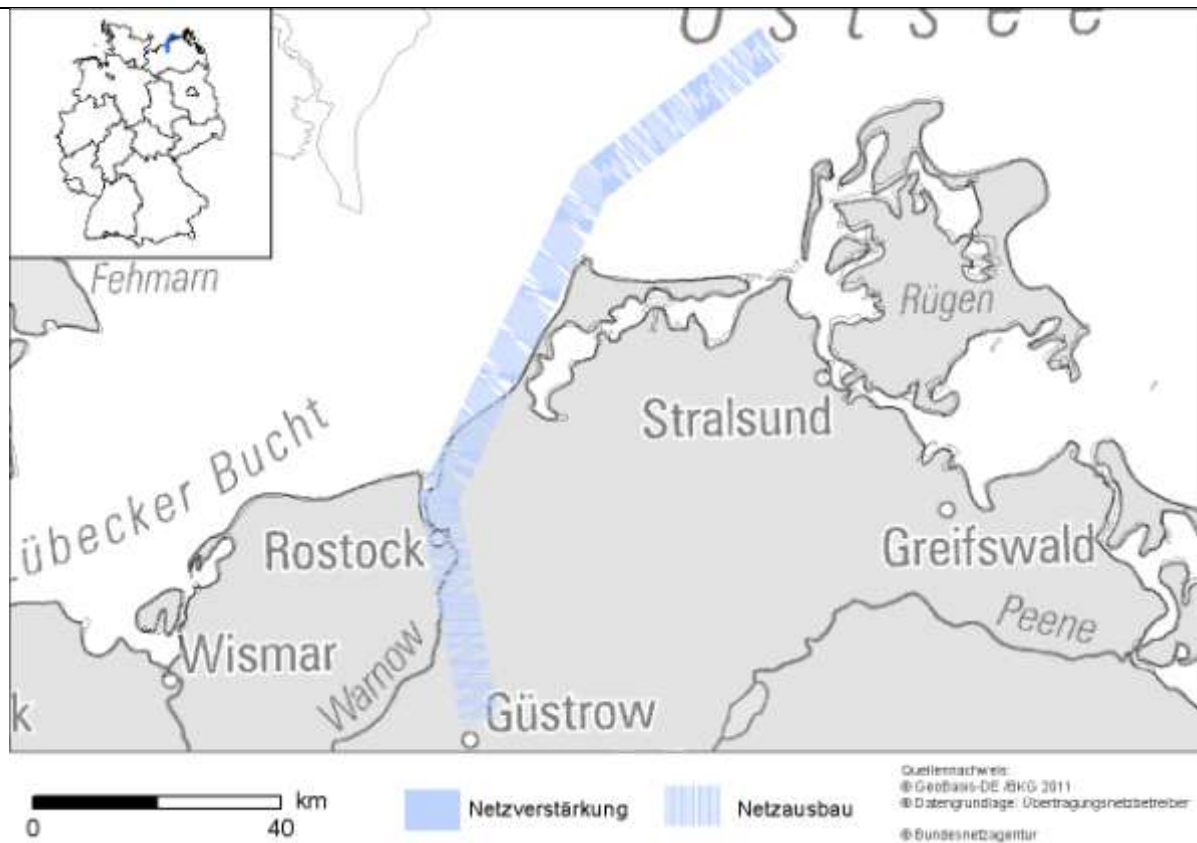
Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 64: Combined Grid Solution

Beschreibung:

Das netztechnische Ziel der Maßnahme ist die Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen der Regelzone der 50Hertz und dem dänischen Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk durch die Errichtung eines Interkonnektor zwischen den Offshore-Windparks auf deutscher und auf dänischer Seite.

Die Maßnahme 64 (Combined Grid Solution) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2022

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Bei dem Projekt 64 handelt sich um eine Maßnahme, welche einen hohen positiven Nutzen in verschiedenen Bereichen vereint.

Auf der einen Seite werden erstmalig ein deutscher Offshore-Windpark (Baltic 2) sowie ein Offshore-Windpark eines Nachbarlandes (Kriegers Flak, Dänemark) mit einer Drehstromverbindung verbunden. Zusätzlich soll neben dem Austausch

zwischen den Offshore-Windparks auch eine möglichst verlustarme Übertragung an Land mit Hilfe einer HGÜ-Anbindungsleitung realisiert werden.

Durch solch eine netztopologische Anordnung gelingt es einen ersten Schritt in ein vernetztes Stromnetz in der Ostsee zu vollziehen und diesen auch langfristig mit einem dritten Land (hier: Schweden) zu verbinden. Hierfür sehen die Übertragungsnetzbetreiber in der technischen Auslegung der Anlagen ebenfalls Raum vor.

Dies würde langfristig zu einer Behebung von Engpässen (und somit Wirksamkeit) in dieser Region führen. Zusätzlich würden hierbei weitere Erzeugungseinheiten der Erneuerbaren Energien in das bestehende Stromnetz integriert werden.

Im Sinne der Bedarfsgerechtigkeit stellt sich bei dieser Maßnahme immer dann ein positiver Nutzen ein, wenn die angesprochenen Windparks mit hoher Last betrieben werden und sich im europäischen Binnenmarkt ein entsprechender Handelsfluss einstellt. Bei den aktuellen absehbaren Entwicklungen am Binnenmarkt ist dieser entsprechende Handelsfluss zu erwarten und festigt die Robustheit dieser Maßnahme im positiven Sinne.

Zusätzlich wurde dieses Projekt bereits als TEN-E Projekt (Verordnung 1364/2006/EG vom 06. September 2006) ausgewiesen und findet sich im TYNDP 2012 unter der Projekt-Bezeichnung 36 wieder. Die ersten Untersuchungen im TYNDP 2012 zeigen eindeutig den sehr hohen Nutzen, den solch ein Projekt haben würde.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 65: Deutschland – Belgien

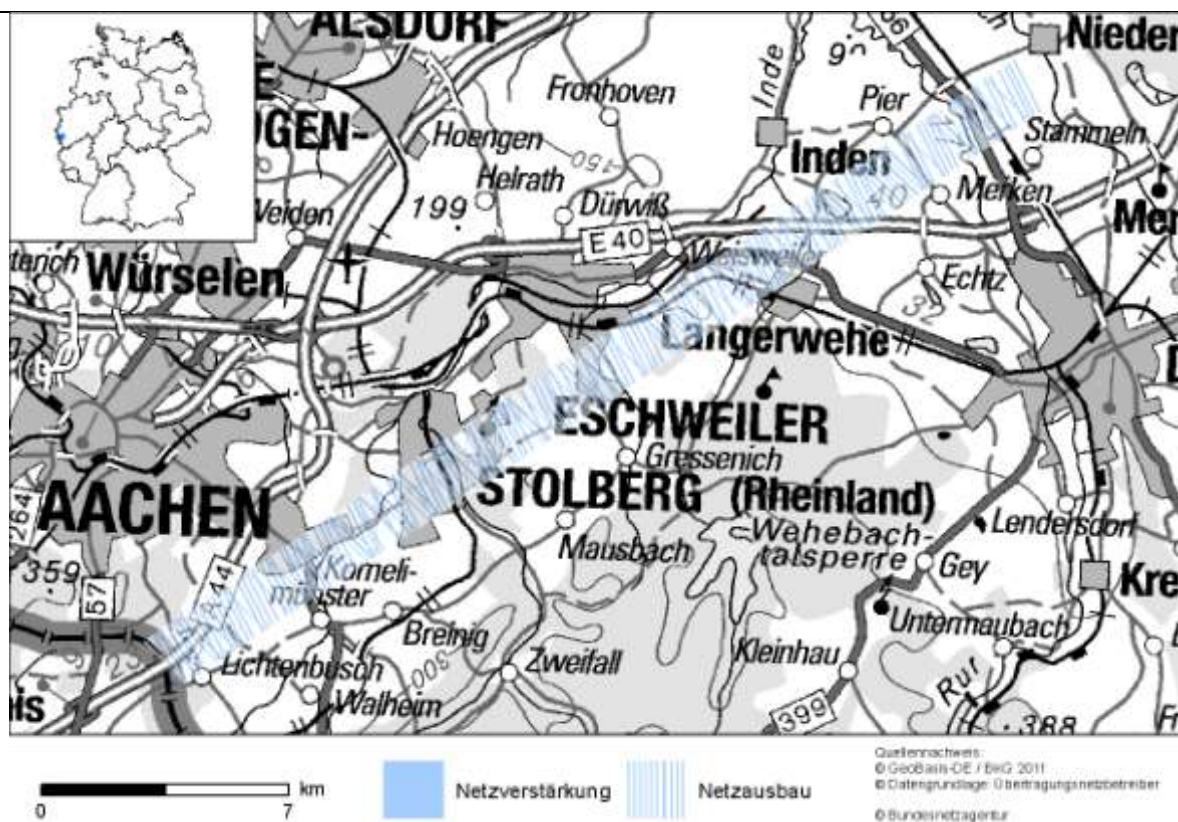
Maßnahme 98: Oberzier – Lixhe

Beschreibung:

Es handelt sich bei Projekt 65 um die erste Verbindung auf Übertragungsebene zwischen den Ländern Belgien und Deutschland.

Das Projekt 65 stellt ein grenzüberschreitendes Vorhaben dar.

Die Maßnahme 98 (Oberzier – Lixhe) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Wirksamkeit dieser Maßnahme zeigt sich insbesondere bei der Betrachtung der westeuropäischen Stromflüsse über die Niederlande und anderer, von Deutschland westlicher Nachbarstaaten.

Sie verspricht wesentliche Vorteile im europäischen Verbundbetrieb, auch im Hinblick auf die Niederlande. Mit Hilfe der vorgeschlagenen HGÜ-Technologie

kann aktiv im Netzbetrieb der Stromfluss eingestellt werden und somit belastende eventuelle Lastflüsse über das Niederländische Stromnetz verringert werden. Diese erhöhten, belastenden Lastflüsse stellen sich ein, wenn über das deutsche HöS-Netz der Transportbedarf von Norden nach Süden steigt und Ausweichmöglichkeiten über die Nachbarländer beansprucht werden müssen.

Die Auslastungen dieser Maßnahme (maximal: 52 %, durchschnittlich: 36 %) erweisen sich als relativ hoch und somit ist die Maßnahme bedarfsgerecht und erforderlich. Dies ist zurückzuführen auf die sich einstellenden Lastflüsse auf den Übertragungsnetzleitung, welche als Zuführungen zu diesem aktiven Steuerelement im Übertragungsnetz dienen.

Dieses Projekt ist technologisch als Pilotprojekt anzusehen, da es eine HGÜ-Erdkabel Verbindung vorsieht und sich bereits in einem fortgeschrittenem Planungsstadium befindet. Somit verspricht dieses Projekt schnell einen ersten Erfahrungswert beim Einsatz dieser Technologie sowohl für die Integration in das bestehende Drehstromnetz sowie den aktiven Netzbetrieb mit einem aktiv steuerbaren Netzelement.

Die Maßnahme M98 ist auch bekannt unter der Projektnamen „Alegro“ (TEN-E, Verordnung 1364/2006/EG vom 06. September 2006) und wird im TYNDP 2012 als Projekt 92 (92.146) aufgeführt. Die Maßnahme wird gemeinsam mit dem belgischen Übertragungsnetzbetreiber Elia betrieben und findet sich auch in dessen Netzentwicklungsplan (September 2011) wieder.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

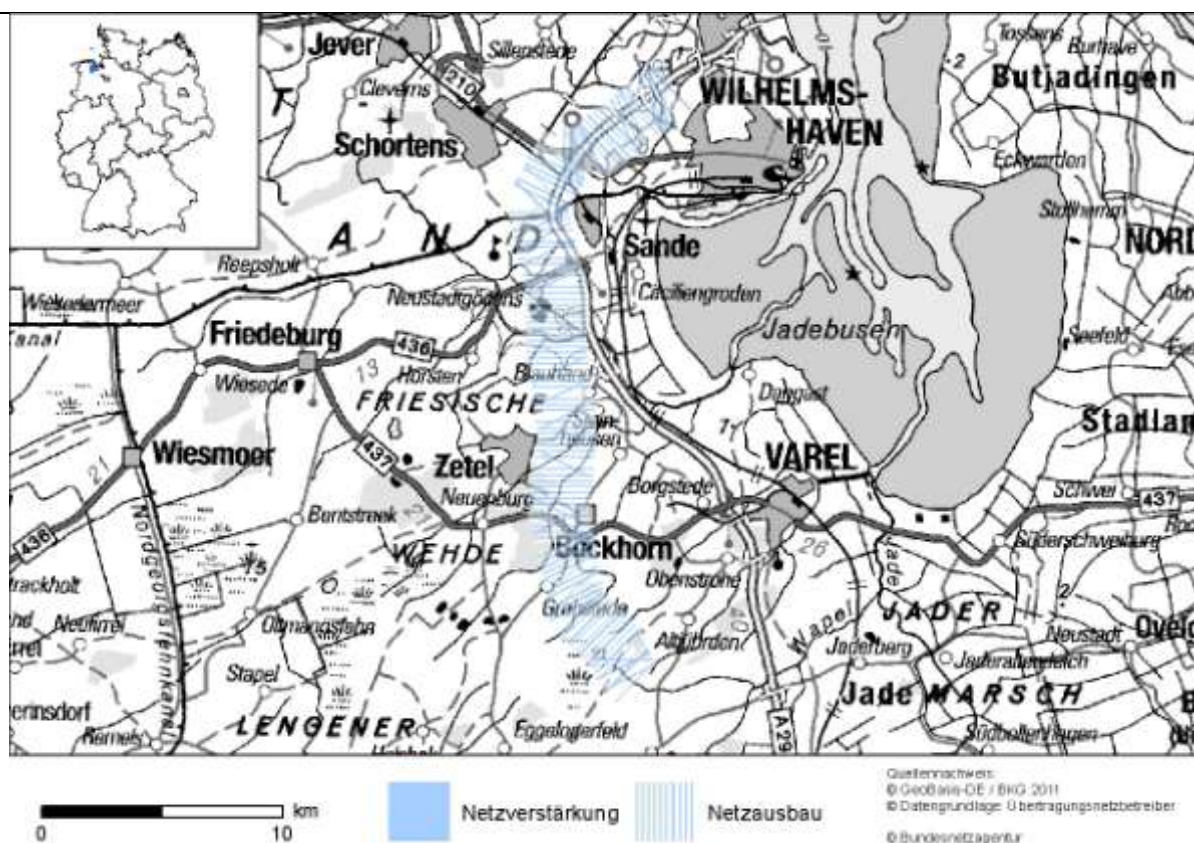
Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 66: Wilhelmshaven – Conneforde

Beschreibung:

Derzeit besteht zwischen Wilhelmshaven und Conneforde eine 220 kV-Verbindung. Im Rahmen des Projekts 66 ist geplant, eine neue 380 kV-Leitung zwischen diesen beiden Umspannwerken zu errichten, um die Übertragungskapazität in dieser Region zu erhöhen.

Die Maßnahme 66 (Wilhelmshaven – Conneforde) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2016

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die vorhandene Sticheitung nach Wilhelmshaven kann durch einen Kraftwerksneubau an diesem Netzknoten im Szenario B2022 in einigen Netznutzungsfällen nicht (n-1)-sicher betrieben werden. Es treten Belastungen von bis zu 142 % auf. Der Neubau der zweisystemigen 380 kV-Trasse ermöglicht den (n-1)-sicheren Betrieb dieser Strecke.

Die Auslastungen der Leitung sind mit maximal 25 % und durchschnittlich 13 % für eine Stickleitung stabil und somit sind Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen. In der Konsultation geäußerte Bedenken hinsichtlich der Einspeisung von Offshore-Anlagen gehören als Äußerungen zur Prognose der Einspeisleistung in die Diskussion des Szenariorahmens. Bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans ist der jeweils zugehörige Szenariorahmen der Netzmodellierung vorgegeben.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

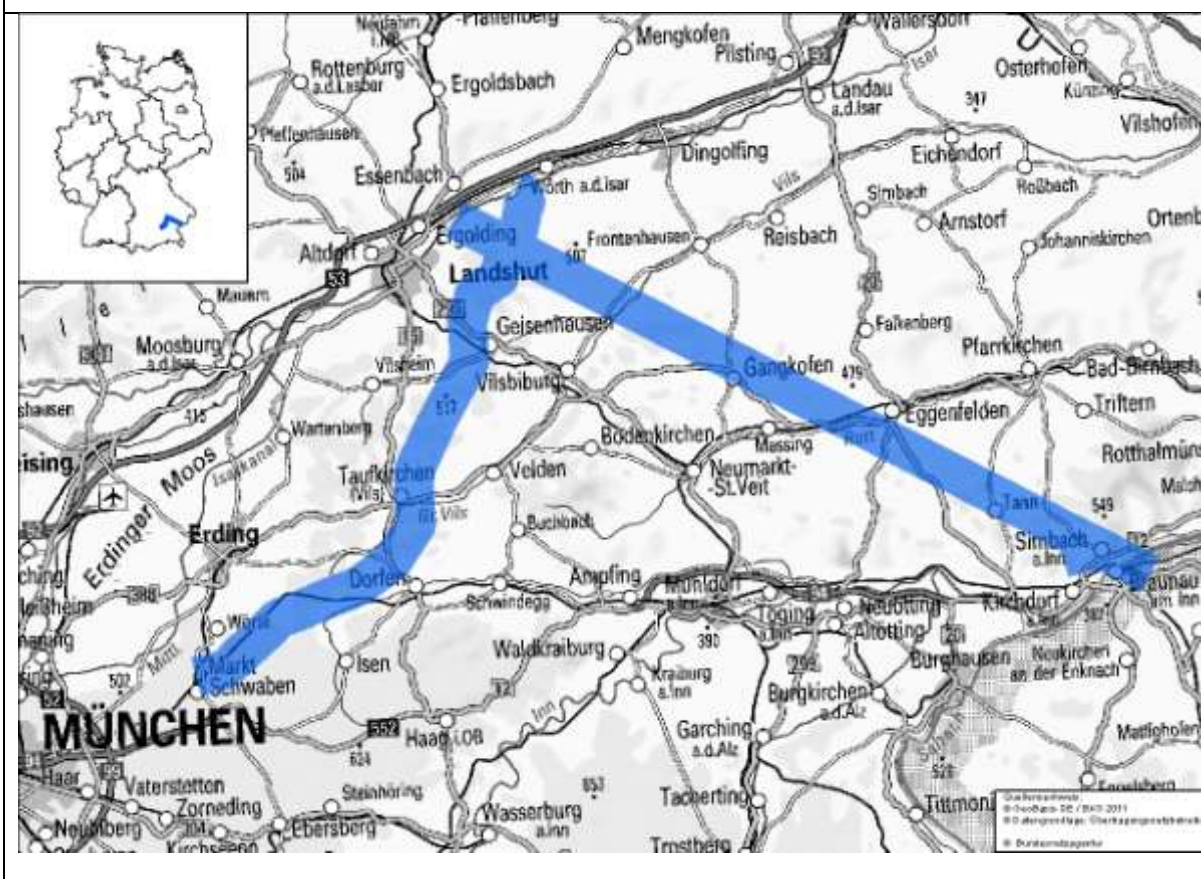
Projekt 67: Deutschland – Österreich

Beschreibung:

Die Maßnahme dient nicht nur zur Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich, sondern dient auch dem Abtransport der Leistung eines geplanten Erdgaskraftwerkes im Raum Burghausen.

Im TYNDP 2012 ist diese Maßnahme als Projekt 47 aufgeführt. Es wird anschaulich dargelegt, dass diese Maßnahme beitragen wird, die erhöhten Transportaufgaben entlang einer europäischen Nord-Süd-Transportachse zu bewerkstelligen. Ebenfalls geht diese Maßnahme einher mit der Einbindung der Speicherkapazitäten in der Alpenregion unter dem Kontext der Speicherung von überschüssigem EE-Strom. Die Maßnahme wurde im Rahmen der Begründung des österreichischen Netzentwicklungsplans im Januar 2012 bestätigt.

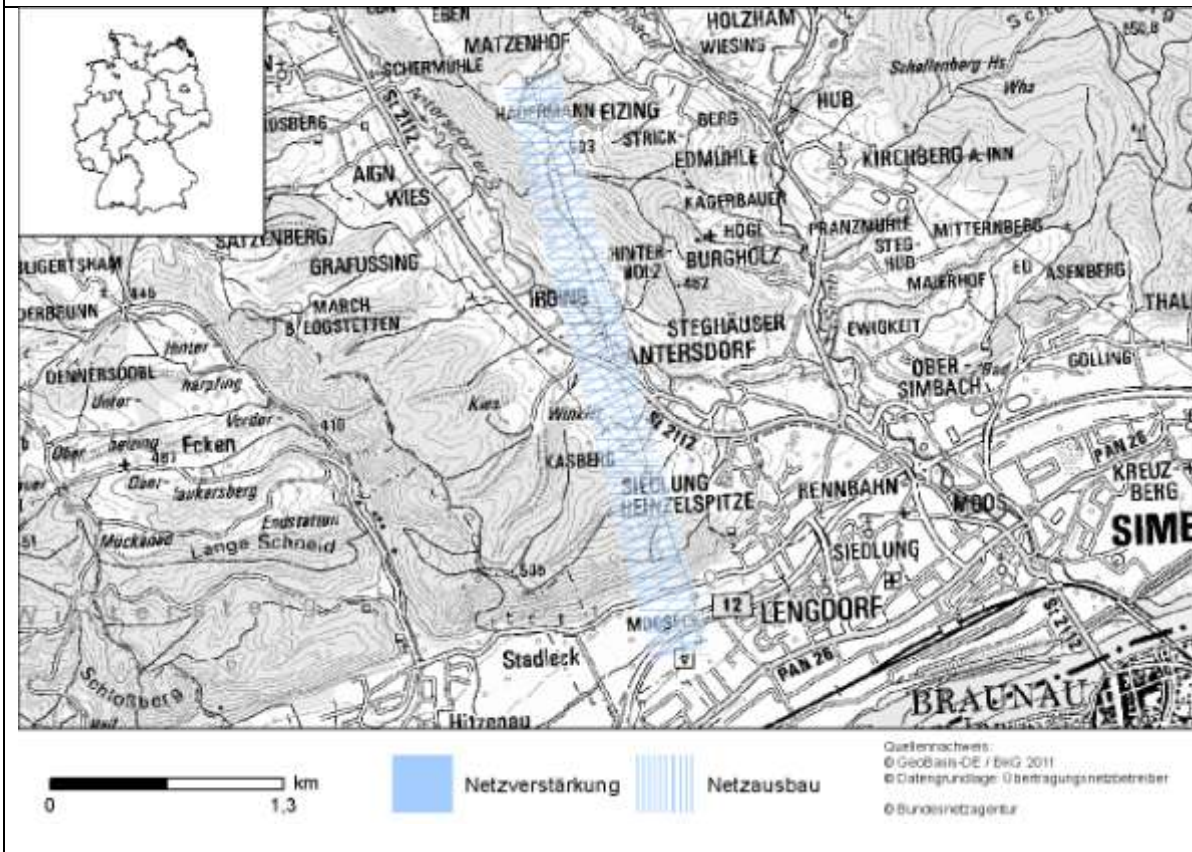
Das Projekt 67 stellt ein grenzüberschreitendes Vorhaben dar.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme: Abzweig Simbach

Die Maßnahme Abzweig Simbach wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2015

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Im Bereich Simbach kommt es zu einer Umstellung des Umspannwerks von der Spannungsebene von 220 kV auf 380 kV. Im Rahmen dieser Umstellung entfaltet diese Maßnahme Wirksamkeit, da ohne sie die Strukturverstärkung in dieser Netzregion unvollständig wäre.

Neben der Wirksamkeit zeigen die Auslastungsberechnungen eine hohe durchschnittliche Auslastung von ca. 41 %. Damit sind Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben.

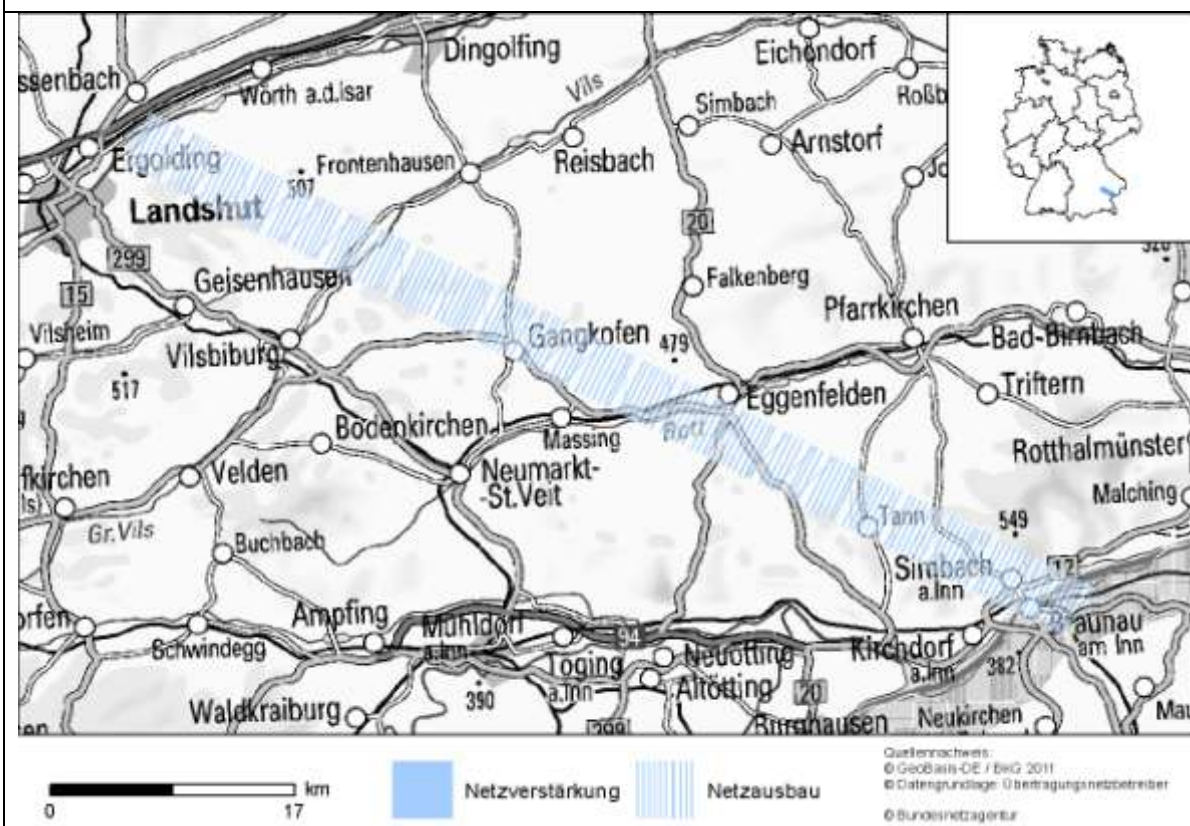
Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung

veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen. In der Konsultation geäußerte Bedenken hinsichtlich der laufenden Genehmigungsverfahren können nicht zum Bestandteil des Netzentwicklungsplans gemacht werden. Dieser trifft lediglich Aussagen über den energiewirtschaftlichen Bedarf einer Maßnahme.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme: Altheim – Bundesgrenze AT

Die Maßnahme (Altheim – Bundesgrenze AT) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Maßnahme Altheim – Bundesgrenze AT stellt den grenzüberschreitenden Abschnitt des gesamten Projektes dar. Hier ist die Maßnahmen insbesondere unter dem Aspekt der Verstärkung der Transportleistung zwischen Österreich und Deutschland zu sehen.

Die Wirksamkeit ist besonders durch eine Verminderung von Engpässen in dieser Netzregion und der Entlastung anderer Netzstrukturen gegeben. Dies zeigt sich insbesondere durch den Rückbau einer 220 kV und der in gleiche Trasse zu realisierenden 380 kV-Leitung.

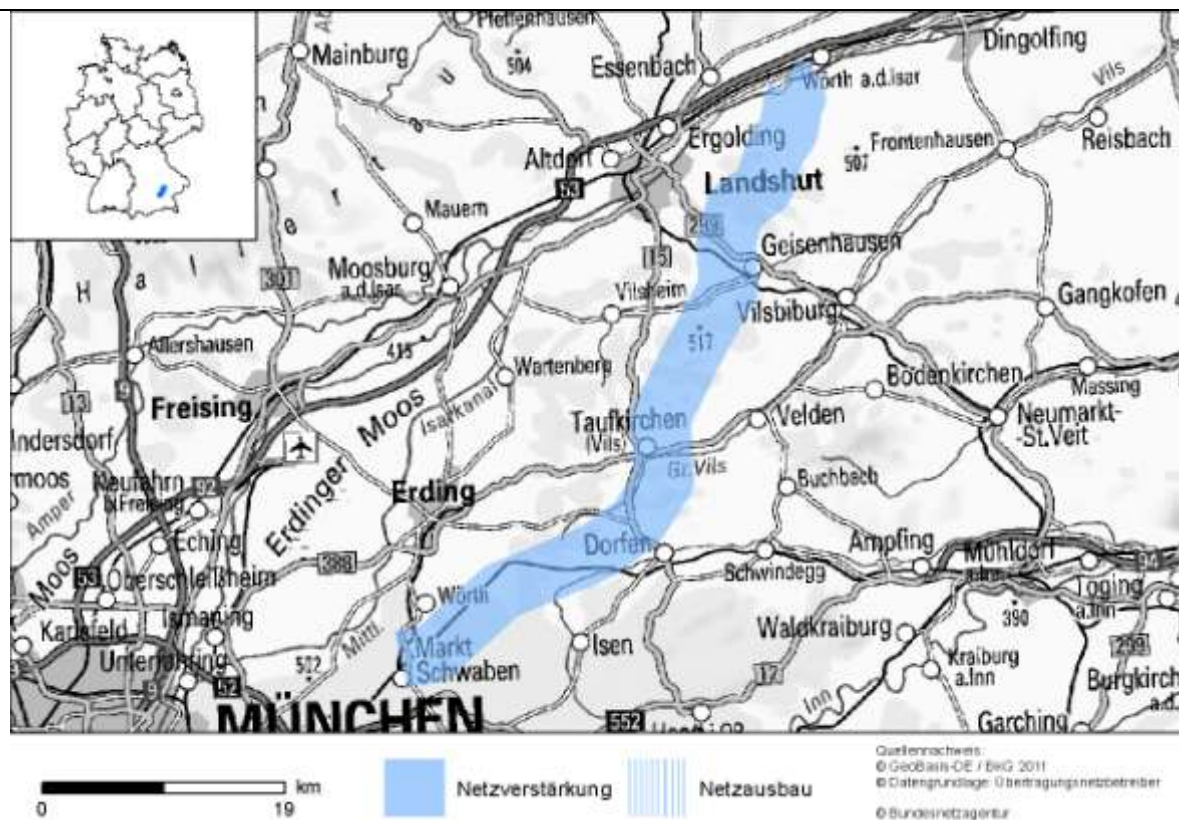
Die Auslastung beläuft sich im Durchschnitt auf ca. 54 % und somit sind Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme: Isar – Totenhöfen

Die Maßnahme (Isar – Ottenhofen) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Isar – Ottenhofen stellt für das Gesamtprojekt die Weiterführung der Maßnahmen um das Umspannwerk St. Peter dar. Hierbei handelt es sich um eine Strukturverstärkung als Folge der höheren Spannungsebenen und somit Transportleistungen.

Die Wirksamkeit der Maßnahme findet sich insbesondere unter der Betrachtung der gesamten Projektes und der sich neu einstellenden Lastflüsse. Ohne diese Maßnahme würden die übrigen Maßnahmen keinen stringenten Zusammenhang und Abhilfe für die Gesamtsituation abbilden.

Die Auslastungen dieser Maßnahme sind stark abhängig von den übrigen Maßnahmen im Rahmen von P67 und liegen bei ca. 20 %. Somit sind

Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

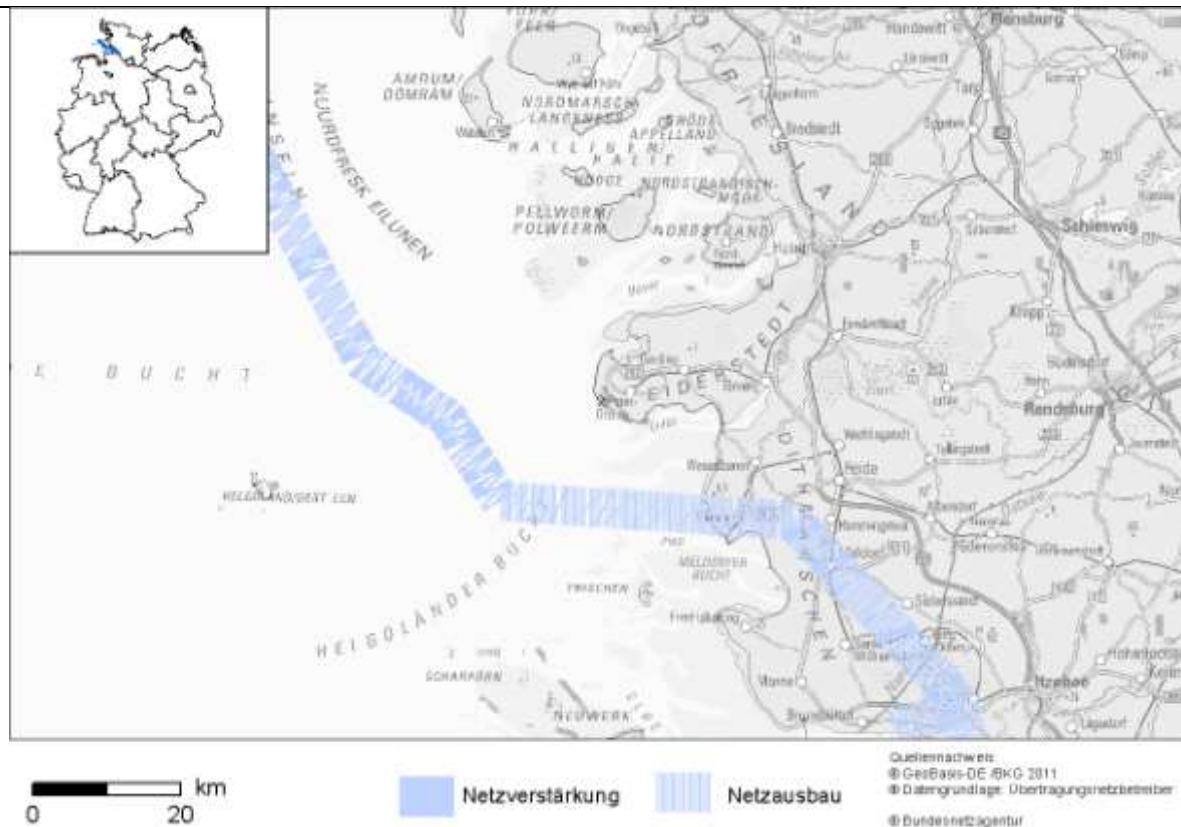
Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 68: NORD.LINK

Beschreibung:

Durch die Errichtung einer Gleichstromverbindung zwischen Schleswig-Holstein und Südnorwegen soll eine direkte Verbindung zwischen Deutschland und Norwegen geschaffen werden.

Das Projekt 68 (NORD.LINK) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die Notwendigkeit eines Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen entfaltet ihre Wirksamkeit, wenn sich im deutschen Übertragungsnetz Engpässe bei z. B. hohen Windeinspeisungen einstellen, und diese nicht in den Süden abtransportiert werden können. Hier schafft diese Maßnahme durch Ihre Verbindung zu Speicherkapazitäten im Ausland eine Abhilfe.

Zusätzlich kann durch die technologische Ausführung als HGÜ der Stromfluss in Richtung Deutschland eingestellt werden, sollte es in Deutschland zu einer kritischen

Netzsituation aufgrund einer geringen (nationalen) Einspeisung kommen. Hierbei wird überschüssiger Strom aus EE-Anlagen mit Hilfe eines gerichteten Stromtransports (HGÜ) entweder in Richtung Norwegen oder bei Bedarf zurück in Richtung Deutschland transportiert. Diese Maßnahme führt damit auch zu einer weiteren Förderung des europäischen Binnenmarkts, in dem Marktgebiete stärker bzw. unmittelbar verbunden werden und entsprechende Handelsflüsse realisiert werden können.

Dies wurde bereits in ersten Untersuchungen der North Sea Countries Offshore Grid Initiative (NSCOGI) untersucht und wurde auch unter Projektbezeichnung 37.142 im TYNDP 2012 festgestellt. Hierbei wurden in den ersten Analysen hohe Nutzen für die sozio-ökonomischen Faktoren und die Einbindung Erneuerbaren Energien festgestellt.

Die technische Ausführung einer solchen Verbindung als 1.400 MW-HGÜ-Interkonnektor wird einen hohen Erkenntniswert für die praktische Umsetzung solcher zukünftigen Projekte mit sich bringen.

Die Maßnahme ist bedarfsgerecht und erforderlich, weil sie hohe Auslastungen (maximal: 59 %, durchschnittlich: 54 %) nicht nur im deutschen Übertragungsnetz aufweist, sondern auch zu erwarten ist, dass bei entsprechendem Lastfluss die Maßnahme auch das Übertragungsnetz höher auslasten wird.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen. Die in der Konsultation angeregte Aufnahme des Projektes NorGer zusätzlich zum oder an Stelle des Projekts Nord.Link kann allein durch den Vorhabenträger erfolgen. Ein Staatsgrenzen überschreitendes Projekt kann die Bundesnetzagentur nicht einseitig verändern, jedenfalls nicht im Rahmen des Netzentwicklungsplans.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 69: Emden/Ost – Conneforde/Süd

Beschreibung:

Zwischen Emden/Ost und Conneforde besteht derzeit eine 220 kV-Verbindung. Es ist geplant, eine neue 380 kV-Leitung in bestehender 220 kV-Trasse zu errichten, um die Offshore-Windparks in Niedersachsen anzuschließen und die Übertragungsleistung Richtung Conneforde zu erhöhen.

Projekt 69 (Emden/Ost – Conneforde/Süd) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2017

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Die bestehende 220 kV-Leitung erreicht im Szenario B2022 bereits im Grundfall (n-0) in bestimmten Situationen Auslastungen von bis zu 165 %. Der Ausbau der Trasse Emden/Ost-Conneforde auf der 380 kV-Ebene stellt die (n-1)-Sicherheit des Leitungsabschnitts her. Ohne den Neubau ist die Strecke überlastet.

Die Maßnahme ist von der Entwicklung des Offshore-Windausbaus abhängig, zeigt jedoch mit maximal 37 % und durchschnittlich 13 % eine stabile Auslastung. Damit sind Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen. In der Konsultation geäußerte Bedenken hinsichtlich der Trassenführung würden gegebenenfalls im Rahmen der Fachplanung erörtert und sind nicht Bestandteil des Netzentwicklungsplans.

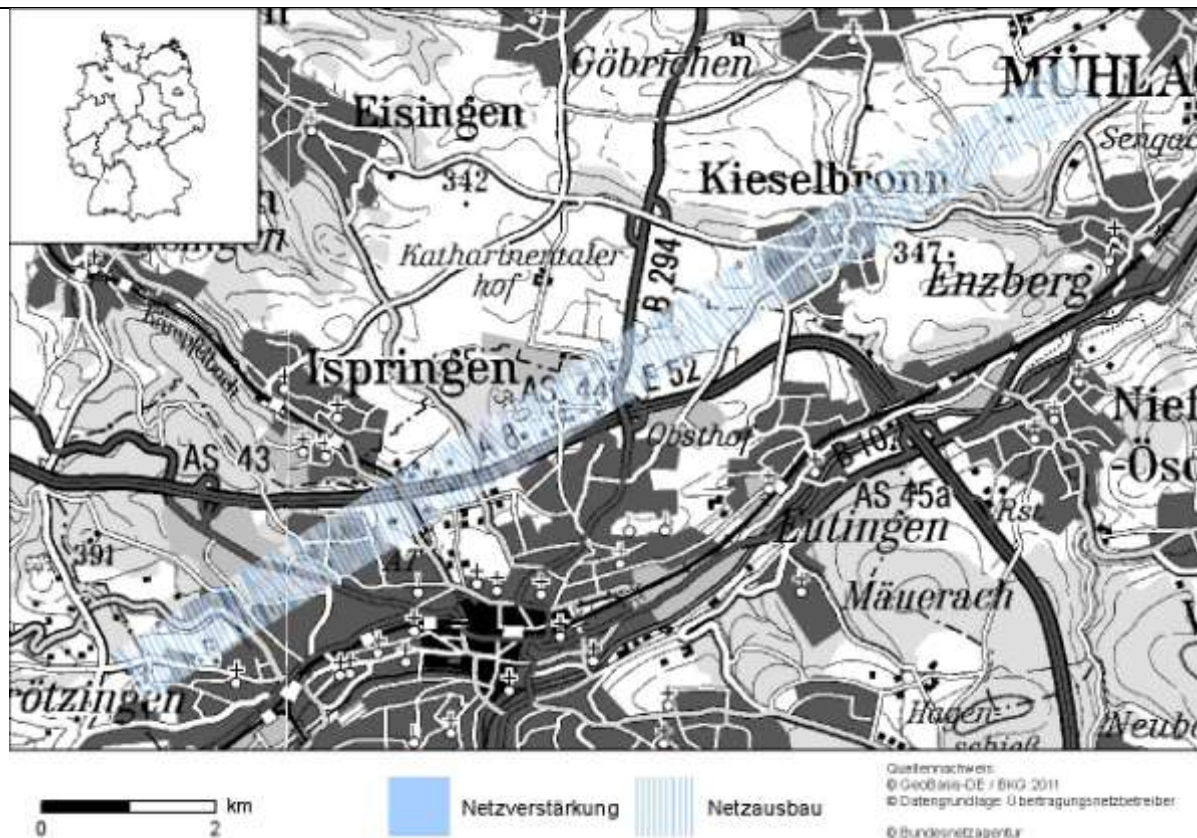
Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 70: Birkenfeld – Mast 115A

Beschreibung:

Die Maßnahme umfasst den Neubau einer 380 kV-Doppelleitung zwischen Mast 115A und der Schaltanlage Birkenfeld. Der Neubau erfolgt weitestgehend in bestehenden 110 kV-Trassen. Darüber hinaus wird die Schaltanlage Birkenfeld am bisherigen Standort der 220 kV-Anlage durch einen Neubau für 380 kV ersetzt.

Die Maßnahme Birkenfeld – Mast 115A wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Untersuchungen eines Netzmodells bestätigt werden. Zur Begründung des Projektes wurden Planungsunterlagen eingereicht, welche die Lastentwicklung in der Region Karlsruhe als Ursache des benannten Ausbaubedarfes anführen.

In den Planungsunterlagen wird bis zum Jahr 2020 mit einer Steigerung der Last in der Region Karlsruhe um 11 % gerechnet. Um diesem gesteigerten Bedarf sicher und zuverlässig gerecht zu werden, wird die verstärkte Anbindung des unterlagerten 110 kV-Verteilnetzes durch eine Neuanbindung an das 380 kV-Netz unter Nutzung der bestehenden 110 kV – Trasse als wirksame Maßnahme bestätigt.

Ebenso wird die Bedarfsgerechtigkeit des Projektes bestätigt. Die Auslastung der Leitung beträgt im Maximum 36 % und im Jahresmittel 9 %.

Energiewirtschaftliche Aspekte, die über die dargestellten Zusammenhänge hinausgehend die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen. |

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 71: Audorf – Göhl

Beschreibung:

Das Projekt umfasst :

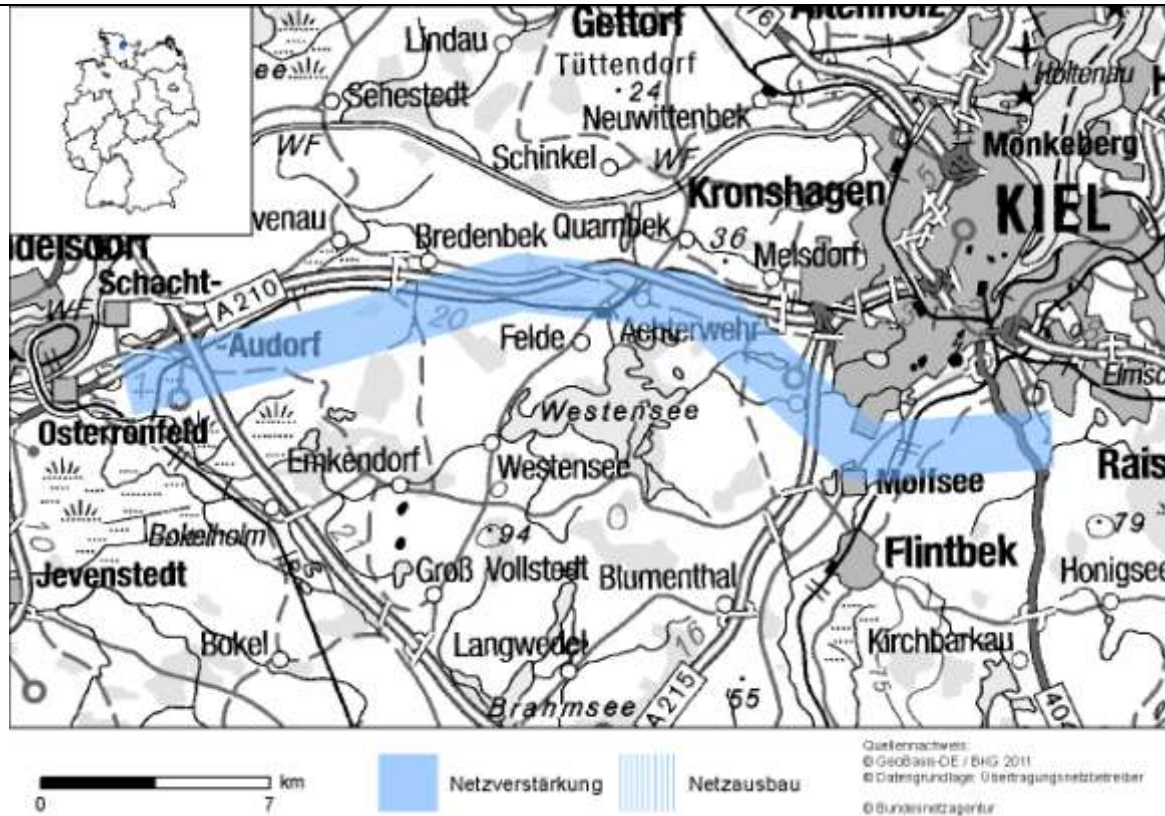
- den Neubau einer 380 kV-Leitung in bestehender Trasse einer 220 kV-Leitung von Audorf nach Kiel sowie eine Ertüchtigung der bestehenden Schaltanlage in Audorf. Darüber hinaus beinhaltet die Maßnahme die Neuerrichtung zweier schon bestehender Schaltanlagen in Kiel an gleicher Stelle.
- den Neubau einer 380 kV-Leitung zwischen Kiel und Göhl sowie den Umbau eines bestehenden Umspannwerkes in Kiel und die Errichtung eines Umspannwerkes in Göhl.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 46: Audorf – Kiel

Die Maßnahme 46 (Audorf – Kiel) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2018

Die Maßnahme ist nicht erforderlich.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Berechnungen im Rahmen eines Netzmodells bestätigt werden. Dieser Befund ist nicht überraschend, denn die Maßnahme wird nicht durch eine Überlastung des Übertragungsnetzes begründet, sondern durch die Überlastung der unterlagerten Verteilnetze. Der Umstand als solcher steht einer Bestätigung der Maßnahme deshalb nicht entgegen.

Zur Begründung der Maßnahme M46 wurde auf Anträge des VNB an den zuständigen ÜNB und einen Bericht der Landesregierung Schleswig-Holstein sowie ein gemeinsames Papier der Eon Netz, der Tennet TSO und des Landes Schleswig-Holstein verwiesen.

Der VNB meldet einen massiven Bedarf an Einspeisekapazitäten in die 380 kV Ebene an. Gestützt wird dies auf den prognostizierten Zubau an Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein. Hierbei handelt es sich überwiegend um Windkraftanlagen. Die Zahlen stammen aus einer Prognose von GL Garrard Hassan für das Jahr 2015. Da die Zahlen von denen des Szenarios B2022 des genehmigten Szenariorahmens, auf welchem die Netzberechnungen des Leitszenarios basieren, abweichen, steht der gemeldete Übertragungsbedarf nicht mit den Eingangsparametern des Leitszenarios B2022 des NEP 2012 im Einklang.

Prognose GL Garrard Hassan:

Prognose 2015: Gesamtergebnisse		
Szenarium 1	Szenarium 2	Szenarium 3
„must-have“	„erwartete Entwicklung“	„theoretisches Potential“
Ergebnis:	Ergebnis:	Ergebnis:
Wind: 7.923 MW (Phase II)	Wind: 8.444 MW (Phase II)	Wind: 8.643 MW (Phase II)
PV: 555 MW	PV: 971 MW	PV: 1.388 MW
Biomasse: ca. 200 MW geschätzt	Biomasse: 247 MW	Biomasse: 301 MW
Gesamt 8.678 MW	Gesamt 9.662 MW	Gesamt 10.332 MW

Quelle: Prognose der Dezentralen-Energie-Anlagen (DEA)-Einspeiseleistung in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 – 2. Phase Teilfortschreibung Windenergieeignungsflächen, Stand: 19.10.2010.

„Wind“ beinhaltet in obiger Darstellung nur Onshore Wind. Hinzukommen in den Planwerten des Gutachtens ca. 3 GW Offshore Windenergieerzeugung.

Demgegenüber beinhaltet die dem Netzentwicklungsplan 2012 auf Basis des Leitszenarios B2022 zu Grunde gelegte Regionalisierung der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Erzeugung folgende Werte:

- Wind Onshore: 7 GW
- Wind Offshore: 2,1 GW
- Photovoltaik: 2,2 GW
- Biomasse: 0,2 GW

Ergänzend ist hierzu anzumerken, dass am 6.11.2012 von der Landesregierung Schleswig-Holstein neue Windeignungsflächen für die Region Ostholstein

ausgeschrieben wurden. Diese betragen nun knapp 1400 ha. Zusammen mit den bestehenden Flächen ergeben sich 3900 ha zur Windnutzung. Diese Fläche ist bedeutend geringer, als die ca. 6000 ha, welche von GL Garrard Hassan als Grundlage ihrer Prognose für 2015 unterstellt wurden. Vor diesem Hintergrund erscheinen die prognostizierten Zahlen an installierter Leistung aus Windkraftanlagen aus der Antragsbegründung des Verteilnetzbetreibers als deutlich zu hoch.

Dies spiegelt sich auch in den, durch die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzdatensätzen hinterlegten Einspeisungen aus Onshore-Windkraftanlagen an den entsprechenden Netzknoten in der Region Ostholstein wieder. Die sich bei vorgelegter Modellierung ergebende Auslastung der Maßnahme 46 beträgt im Maximum 9% und im Jahresmittel 2%.

Der energiewirtschaftliche Bedarf der Leitung ist daher nicht mit der nötigen Robustheit feststellbar.

Dieser Befund gilt insbesondere, wenn der Ausbaubedarf gerade mit der Überlastung des unterlagerten Verteilnetzes begründet wird. Auf 110 kV Leitungen kann etwa 20 % des Stroms transportiert werden, den eine 380 kV Leitung transportieren könnte. Bleibt deren Auslastung hinter dieser Größenordnung zurück, läßt sich die Aussage, ein Ausbau des 110 kV Netzes könne den Abtransport des Windstroms nicht ermöglichen, nicht ohne weiteres nachvollziehen.

Die Einschätzung der Erforderlichkeit der Maßnahme kann sich im folgenden Netzentwicklungsplan ändern. Insbesondere wenn sich die Bundesländer wie angekündigt auf ein koordiniertes Vorgehen beim Ausbau der erneuerbaren Energien verständigen und die tatsächliche Realisierung der Wind-Ausbauplanungen des Landes Schleswig-Holstein in hohem Maße wahrscheinlich wird, wird dies bei der Bedarfsprüfung infolge einer anzupassenden Regionalisierung Konsequenzen haben, die eine entsprechende Robustheit der Maßnahme signalisieren könnten.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M46 vorerst nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Im Rahmen des Konsultationsverfahrens wurden gerade die Ausbauvorhaben im Osten Schleswig-Holsteins besonders intensiv und besonders kontrovers diskutiert. In der regionalen Verteilung der Stellungnahmen liegen die Projekte 71 bis 73 auf Rang 2 knapp hinter einem Netzverknüpfungspunkt innerhalb des HGÜ-Korridors A.

Soweit in den Stellungnahmen die Auslastung auf 110 kV-Ebene und die (n-1)-Sicherheit thematisiert wurden, hat die Bundesnetzagentur dies bei der Prüfung der Einzelmaßnahmen (im Rahmen der verfügbaren Daten) berücksichtigt.

Soweit in den Stellungnahmen auf Grund der Beschlüsse der Landesregierung vom 6.11.2012 angeregt wurde, deutlich höhere Ausbautzahlen in Bezug auf die Onshore-Windenergie anzunehmen, hat dies die Bundesnetzagentur noch nicht überzeugt. So spricht der Vergleich mit den im Gutachten von GL Garrard Hassan zu Grunde gelegten Flächen nicht für eine Erhöhung der Erzeugungszahlen gegenüber den seinerzeitigen Prognosen aus dem Antrag des VNB.

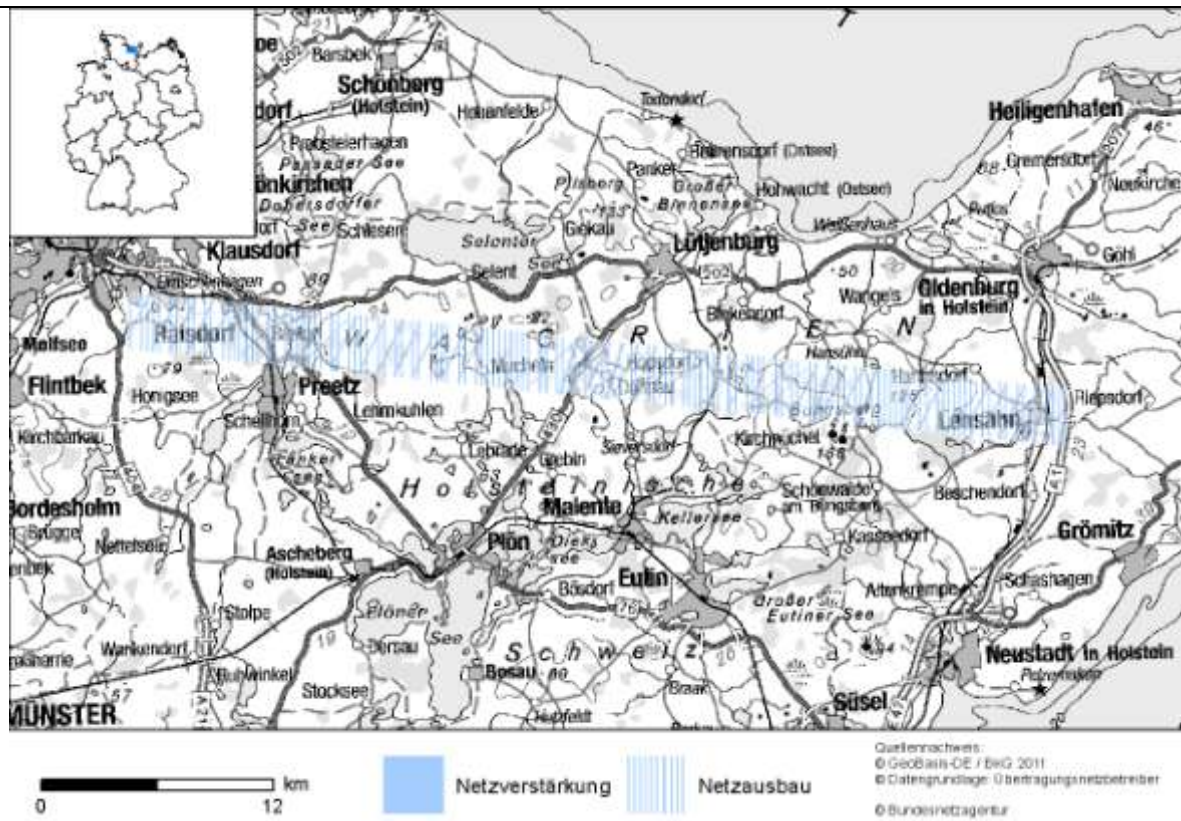
Zum anderen sind derartige Veränderungen, hier der rechtlichen Grundlagen der Windenergieerzeugung, geradezu klassische Beispiele für die Bindung des Netzentwicklungsplans an die jeweils verbindlichen Annahmen aus dem Szenariorahmen. Höhere Windenergieprognosen in einem Bundesland bedeuten zwangsläufig die Korrektur anderer Prognosen nach unten oder die Überschreitung der Werte des Szenariorahmens. Das mag in vielen Fällen angebracht sein, muss aber im Rahmen der Erarbeitung und Genehmigung des Szenariorahmens geklärt werden. Anderenfalls ließe sich nie ein verlässlicher Aufsatzpunkt für die Netzberechnungen finden. Dies gilt im Übrigen für eine Veränderung dieser Werte nach oben wie nach unten in gleichem Maße. Die Jährlichkeit des Prozesses führt dazu, dass dadurch weder inakzeptable Verzögerungen noch die Schaffung irreversibler Tatsachen drohen.

Eine Würdigung der gegenüber dem Vorhaben kritischen Stimmen hat sich bei der jetzt getroffenen Entscheidung erübrigt.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 47: Kiel – Göhl

Die Maßnahme 47 (Kiel – Göhl) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

Die Maßnahme ist nicht erforderlich.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Berechnungen im Rahmen eines Netzmodells des Übertragungsnetzes bestätigt werden. Dieser Befund ist nicht überraschend, weil die Maßnahme nur durch die Überlastung der unterlagerten Verteilnetze begründet wird. Der Umstand als solcher steht einer Bestätigung der Maßnahme deshalb nicht entgegen.

Zur Begründung der Maßnahme M47 wurde wie bei der Maßnahme 46 auf Anträge des VNB an den zuständigen ÜNB und einen Bericht der Landesregierung Schleswig-Holstein sowie ein gemeinsames Papier der Eon Netz, der Tennet TSO und des Landes Schleswig-Holstein verwiesen. Der VNB meldet einen massiven Bedarf an Einspeisekapazitäten in die 380 kV Ebene an. Gestützt wird dies auf den prognostizierten Zubau an Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein. Hierbei

handelt es sich überwiegend um Windkraftanlagen. Die Zahlen stammen aus einer Prognose von GL Garrard Hassan für das Jahr 2015. Da die Zahlen von denen des Szenarios B2022 des genehmigten Szenariorahmens auf welchem die Netzberechnungen des Leitszenarios basieren abweichen, steht der gemeldete Übertragungsbedarf nicht mit den Eingangsparametern des Leitszenarios B2022 des NEP 2012 im Einklang.

Prognose GL Garrard Hassan:

Prognose 2015: Gesamtergebnisse

Szenarium 1	Szenarium 2	Szenarium 3
„must-have“	„erwartete Entwicklung“	„theoretisches Potential“
Ergebnis:	Ergebnis:	Ergebnis:
Wind: 7.923 MW (Phase II)	Wind: 8.444 MW (Phase II)	Wind: 8.643 MW (Phase II)
PV: 555 MW	PV: 971 MW	PV: 1.388 MW
Biomasse: ca. 200 MW geschätzt	Biomasse: 247 MW	Biomasse: 301 MW
Gesamt 8.678 MW	Gesamt 9.662 MW	Gesamt 10.332 MW

Quelle: Prognose der Dezentralen-Energie-Anlagen (DEA)-Einspeiseleistung in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 – 2. Phase Teilfortschreibung Windenergieeignungsflächen, Stand: 19.10.2010.

„Wind“ beinhaltet in obiger Darstellung nur Onshore Wind. Hinzukommen in den Planwerten des Gutachtens ca. 3 GW Offshore Windenergieerzeugung.

Demgegenüber beinhaltet die dem Netzentwicklungsplan 2012 auf Basis des Leitszenarios B2022 zu Grunde gelegte Regionalisierung der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Erzeugung folgende Werte:

- Wind Onshore: 7 GW
- Wind Offshore: 2,1 GW
- Photovoltaik: 2,2 GW
- Biomasse: 0,2 GW

Auch in Bezug auf Maßnahme 47 gilt, dass am 6.11.2012 von der Landesregierung Schleswig-Holstein neue Windeignungsflächen für die Region Ostholstein ausgeschrieben wurden. Diese betragen nun knapp 1400 ha. Zusammen mit den bestehenden Flächen ergeben sich 3900 ha zur Windnutzung. Diese Fläche ist bedeutend geringer, als die ca. 6000 ha, welche von GL Garrard

Hassan als Grundlage ihrer Prognose für 2015 unterstellt wurden. Vor diesem Hintergrund erscheinen die prognostizierten Zahlen an installierter Leistung aus Windkraftanlagen aus der Antragsbegründung des Verteilnetzbetreibers als deutlich zu hoch.

Dies spiegelt sich auch in den, durch die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzdatensätzen hinterlegten Einspeisungen aus Onshore-Windkraftanlagen an den entsprechenden Netzknoten in der Region Ostholstein wieder. Die sich bei vorgelegter Modellierung ergebende Auslastung der Maßnahme M47 beträgt im Maximum 6% und im Jahresmittel 1%.

Der energiewirtschaftliche Bedarf der Leitung ist daher nicht mit der nötigen Robustheit feststellbar.

Auch Maßnahme 47 läßt sich schwerlich mit der Überlastung des unterlagerten Verteilnetzes begründen. Auf 110 kV Leitungen kann etwa 20 % des Stroms transportiert werden, den eine 380 kV Leitung transportieren könnte. Bleibt deren Auslastung hinter dieser Größenordnung zurück, läßt sich die Aussage, ein Ausbau des 110 kV Netzes könne den Abtransport des Windstroms nicht ermöglichen, nicht ohne weiteres nachvollziehen.

Die Einschätzung der Erforderlichkeit der Maßnahme 47 kann sich im folgenden Netzentwicklungsplan ändern, wenn sich die Bundesländer wie angekündigt auf ein koordiniertes Vorgehen beim Ausbau der erneuerbaren Energien verständigen und die tatsächliche Realisierung der Wind-Ausbauplanungen des Landes Schleswig-Holstein in hohem Maße wahrscheinlich wird, wird dies bei der Bedarfsprüfung infolge einer anzupassenden Regionalisierung Konsequenzen haben, die eine entsprechende Robustheit der Maßnahme signalisieren könnten.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M47 vorerst nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Bezüglich der Würdigung der Ergebnisse des Konsultationsverfahrens wird auf die Ausführungen zu Maßnahme M46 verwiesen.

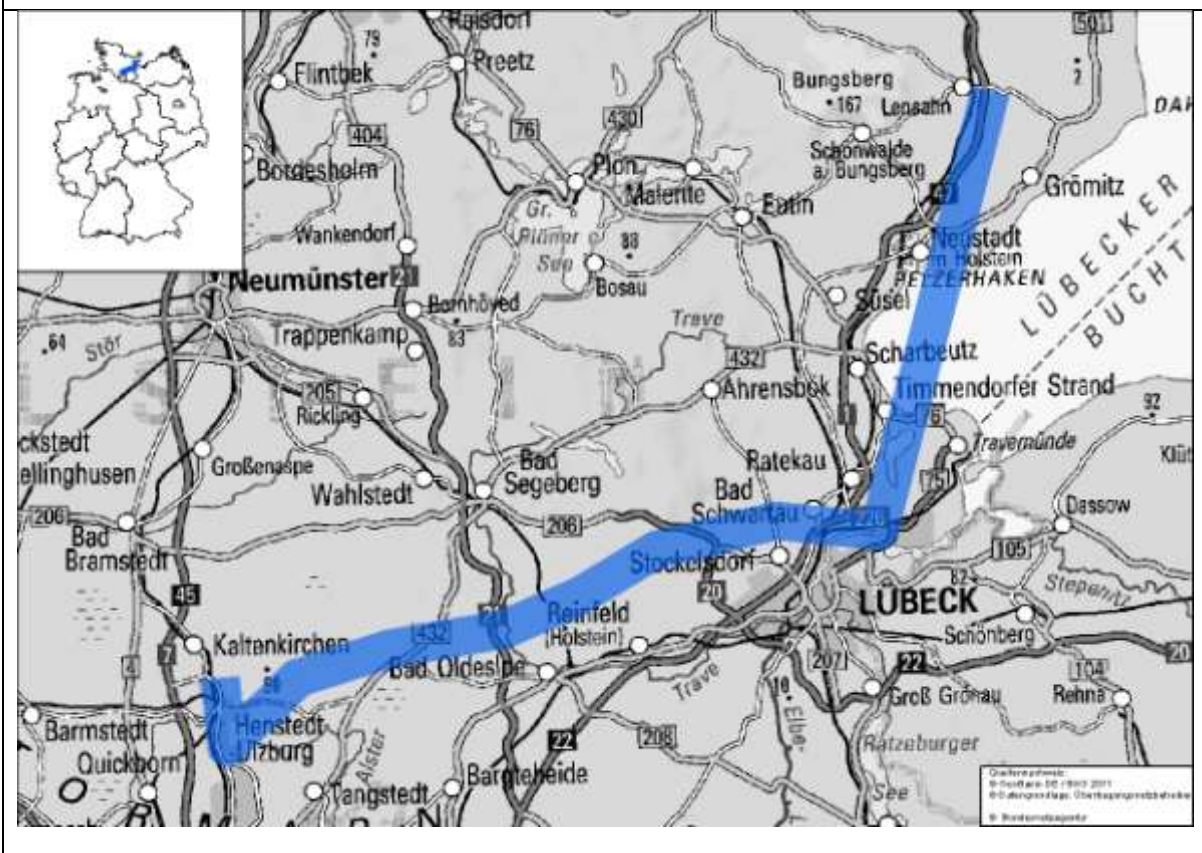
Projekt 72: Göhl - Kaltenkirchen

Beschreibung:

Die Maßnahme M48 umfasst den Neubau einer 380 kV-Leitung zwischen Göhl und Siems sowie die Errichtung eines Umspannwerkes in Göhl und die Erweiterung eines Umspannwerkes in Siems.

Die Maßnahme M49 umfasst den Neubau einer 380 kV-Leitung in bestehender 220 kV-Trasse. Des Weiteren wird die Schaltanlage in Siems ertüchtigt und die Schaltanlage in Lübeck an gleicher Stelle neu errichtet.

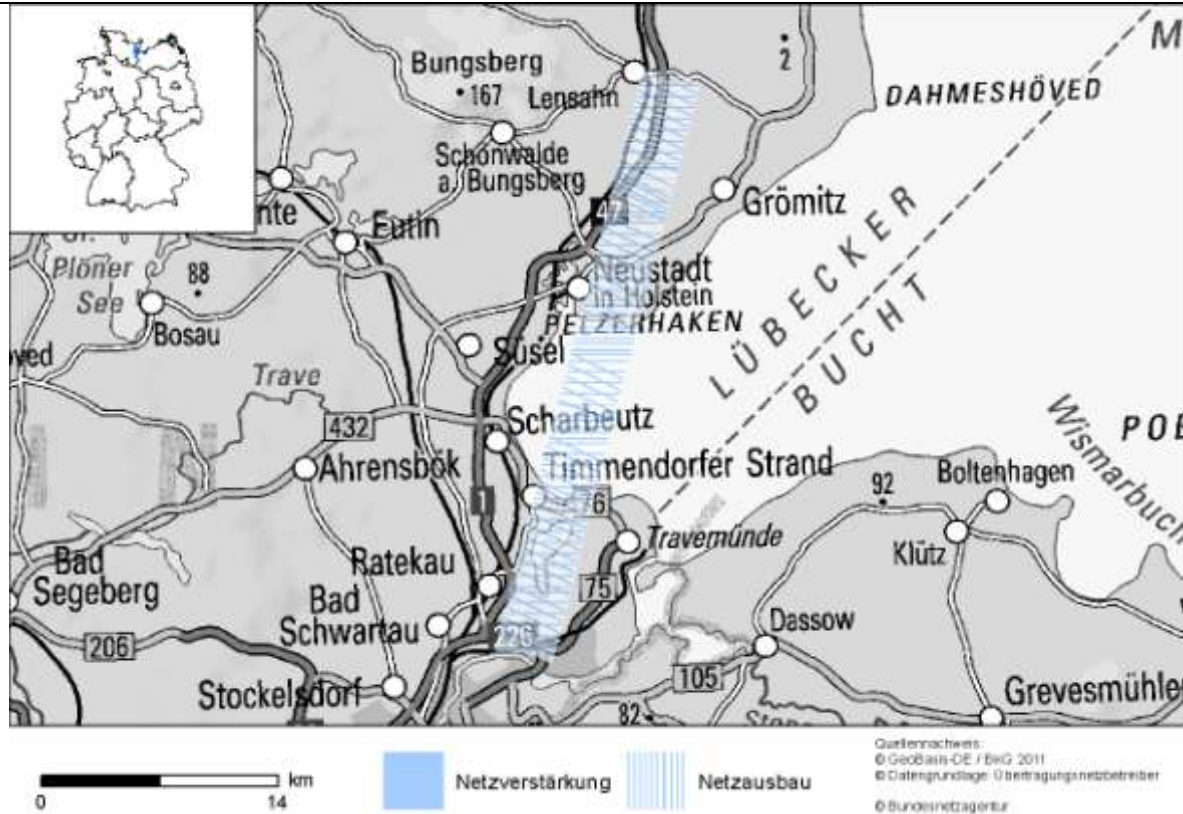
Im Rahmen dieser Maßnahme M50 ist ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 220 kV-Leitung zwischen Lübeck und Hamburg/Nord erforderlich. Zum Anschluss der Leitung muss die bestehende Schaltanlage Lübeck neu errichtet werden. Die 220 kV-Leitung Lübeck-Hamburg/Nord muss von Hamburg/Nord in den Raum Kaltenkirchen verschwenkt bzw. verlängert werden und eine 380 kV-Schaltanlage im Raum Kaltenkirchen komplett neu errichtet werden.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 48: Göhl – Siems

Die Maßnahme 48 (Göhl – Siems) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

Die Maßnahme ist nicht erforderlich.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Berechnungen im Rahmen eines Netzmodells bestätigt werden. Dieser Befund ist nicht überraschend, denn die Maßnahme wird nicht durch eine Überlastung des Übertragungsnetzes begründet, sondern durch die Überlastung der unterlagerten Verteilnetze. Der Umstand als solcher steht einer Bestätigung der Maßnahme deshalb nicht entgegen.

Zur Begründung der Maßnahme M48 wurde auf Anträge des VNB an den zuständigen ÜNB und einen Bericht der Landesregierung Schleswig-Holstein sowie ein gemeinsames Papier der Eon Netz, der Tennet TSO und des Landes Schleswig-Holstein verwiesen.

Der VNB meldet einen massiven Bedarf an Einspeisekapazitäten in die 380 kV Ebene an. Gestützt wird dies auf den prognostizierten Zubau an Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein. Hierbei handelt es sich überwiegend um Windkraftanlagen. Auch in Bezug auf das Projekt 72 und die darin enthaltene Maßnahme 48 stammen die Zahlen aus einer Prognose von GL Garrard Hassan für das Jahr 2015. Auch hier steht der gemeldete Übertragungsbedarf nicht mit den Eingangsparametern des Leitszenarios B2022 des NEP 2012 im Einklang.

Demgegenüber beinhaltet die dem Netzentwicklungsplan 2012 auf Basis des Leitszenarios B2022 zu Grunde gelegte Regionalisierung der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Erzeugung folgende Werte:

- Wind Onshore: 7 GW
- Wind Offshore: 2,1 GW
- Photovoltaik: 2,2 GW
- Biomasse: 0,2 GW

Auch in Bezug auf das Projekt 72 und die Maßnahme 48 führen die am 6.11.2012 von der Landesregierung Schleswig-Holstein neu festgelegten Windeignungsflächen für die Region Ostholstein zu einer deutlich geringeren Fläche als die ca. 6000 ha, welche von GL Garrard Hassan als Grundlage ihrer Prognose für 2015 unterstellt wurden. Vor diesem Hintergrund sind die prognostizierten Zahlen an installierter Leistung aus Windkraftanlagen aus der Antragsbegründung des Verteilnetzbetreibers deutlich zu hoch.

Dies spiegelt sich auch in den, durch die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzdatensätzen hinterlegten Einspeisungen aus Onshore-Windkraftanlagen an den entsprechenden Netzknoten in der Region Ostholstein wieder. Die sich bei vorgelegter Modellierung ergebende Auslastung der Maßnahme 48 beträgt im Maximum 10% und im Jahresmittel 3%

Der energiewirtschaftliche Bedarf der Leitung ist daher nicht mit der nötigen Robustheit feststellbar.

Auf 110 kV Leitungen kann etwa 20 % des Stroms transportiert werden, den eine 380 kV Leitung transportieren könnte. Bleibt deren Auslastung hinter dieser Größenordnung zurück, läßt sich die Aussage, ein Ausbau des 110 kV Netzes

könne den Abtransport des Windstroms nicht ermöglichen, nicht ohne weiteres nachvollziehen.

Die Einschätzung der Erforderlichkeit der Maßnahme kann sich im folgenden Netzentwicklungsplan ändern. Insbesondere wenn sich die Bundesländer wie angekündigt auf ein koordiniertes Vorgehen beim Ausbau der erneuerbaren Energien verständigen und die tatsächliche Realisierung der Wind-Ausbauplanungen des Landes Schleswig-Holstein in hohem Maße wahrscheinlich wird, wird dies bei der Bedarfsprüfung infolge einer anzupassenden Regionalisierung Konsequenzen haben, die eine entsprechende Robustheit der Maßnahme signalisieren könnten.

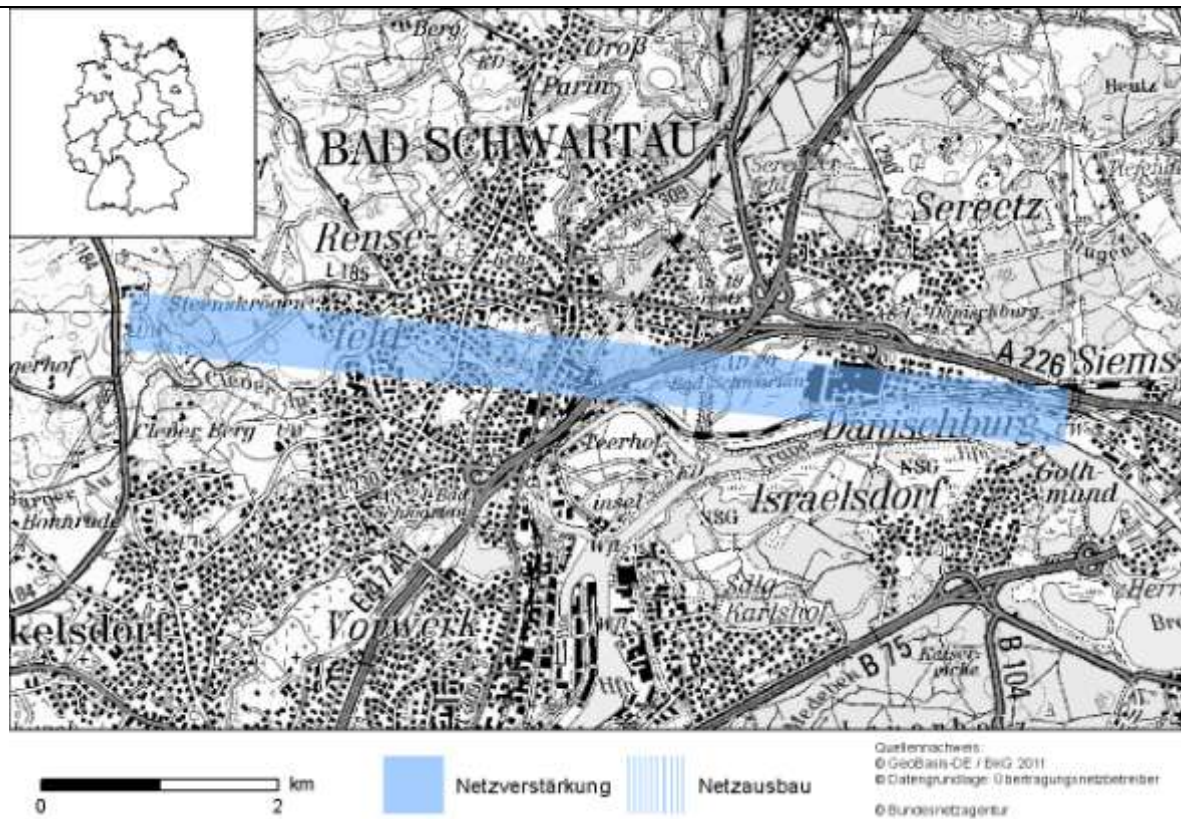
Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M48 vorerst nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Bezüglich der Würdigung der Ergebnisse des Konsultationsverfahrens wird auf die Ausführungen zu Maßnahme M46 verwiesen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 49: Siems – Lübeck

Die Maßnahme 49 (Siems – Lübeck) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

Die Maßnahme ist nicht erforderlich.

Auch die Begründung der Maßnahme M49 wurde nicht auf eine Überlastung des Übertragungsnetzes gestützt, sondern auf Anträge des VNB an den zuständigen ÜNB und einen Bericht der Landesregierung Schleswig-Holstein sowie ein gemeinsames Papier der Eon Netz, der Tennet TSO und des Landes Schleswig-Holstein, die eine nicht im Verteilnetz behebbare Überlastung darlegen sollen.

Der VNB stützt den Bedarf an Einspeisekapazitäten in die 380 kV Ebene wiederum auf den prognostizierten Zubau an Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein aus einer Prognose von GL Garrard Hassan für das Jahr 2015. Da die Zahlen von denen des Szenarios B2022 des genehmigten Szenariorahmens auf welchem die Netzberechnungen des Leitszenarios basieren abweichen, steht der gemeldete Übertragungsbedarf nicht mit den Eingangsparametern des Leitszenarios B2022

des NEP 2012 im Einklang.

Prognose GL Garrard Hassan:

Prognose 2015: Gesamtergebnisse

Szenarium 1	Szenarium 2	Szenarium 3
„must-have“	„erwartete Entwicklung“	„theoretisches Potential“
Ergebnis:	Ergebnis:	Ergebnis:
Wind: 7.923 MW (Phase II)	Wind: 8.444 MW (Phase II)	Wind: 8.643 MW (Phase II)
PV: 555 MW	PV: 971 MW	PV: 1.388 MW
Biomasse: ca. 200 MW geschätzt	Biomasse: 247 MW	Biomasse: 301 MW
Gesamt 8.678 MW	Gesamt 9.662 MW	Gesamt 10.332 MW

Quelle: Prognose der Dezentralen-Energie-Anlagen (DEA)-Einspeiseleistung in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 – 2. Phase Teilfortschreibung Windenergieeignungsflächen, Stand: 19.10.2010.

„Wind“ beinhaltet in obiger Darstellung nur Onshore Wind. Hinzukommen in den Planwerten des Gutachtens ca. 3 GW Offshore Windenergieerzeugung.

Demgegenüber beinhaltet die dem Netzentwicklungsplan 2012 auf Basis des Leitszenarios B2022 zu Grunde gelegte Regionalisierung der Stromeinspeisung aus Erneuerbarer Erzeugung folgende Werte:

- Wind Onshore: 7 GW
- Wind Offshore: 2,1 GW
- Photovoltaik: 2,2 GW
- Biomasse: 0,2 GW

Ergänzend ist hierzu anzumerken, dass am 6.11.2012 von der Landesregierung Schleswig-Holstein neue Windeignungsflächen für die Region Ostholstein ausgeschrieben wurden. Diese betragen nun knapp 1400 ha. Zusammen mit den bestehenden Flächen ergeben sich 3900 ha zur Windnutzung. Diese Fläche ist bedeutend geringer, als die ca. 6000 ha, welche von GL Garrard Hassan als Grundlage ihrer Prognose für 2015 unterstellt wurden. Vor diesem Hintergrund erscheinen die prognostizierten Zahlen an installierter Leistung aus Windkraftanlagen aus der Antragsbegründung des Verteilnetzbetreibers als deutlich zu hoch.

Dies spiegelt sich auch in den, durch die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzdatensätzen hinterlegten Einspeisungen aus Onshore-Windkraftanlagen an den entsprechenden Netzknoten in der Region Ostholstein wieder. Die sich bei vorgelegter Modellierung ergebende Auslastung der Maßnahme 49 beträgt im Maximum 22% und im Jahresmittel 11%.

Der energiewirtschaftliche Bedarf der Leitung ist auch in diesem Falle nicht mit der nötigen Robustheit feststellbar. Zwar liegt bei dieser Einzelmaßnahme die Auslastung mit 22 % knapp über dem gewählten Indikatorwert. Es macht jedoch keinen Sinn in einer Reihe von drei auf einander abgestimmten Projekten mit insgesamt sieben Einzelmaßnahmen, die ebenfalls mit einander verknüpft sind, eine Einzelmaßnahme zu realisieren.

Die Einschätzung der Erforderlichkeit der Maßnahme kann sich im folgenden Netzentwicklungsplan ändern. Insbesondere wenn sich die Bundesländer wie angekündigt auf ein koordiniertes Vorgehen beim Ausbau der erneuerbaren Energien verständigen und die tatsächliche Realisierung der Wind-Ausbauplanungen des Landes Schleswig-Holstein in hohem Maße wahrscheinlich wird, wird dies bei der Bedarfsprüfung infolge einer anzupassenden Regionalisierung Konsequenzen haben, die eine entsprechende Robustheit der Maßnahme signalisieren könnten.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M49 vorerst nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Bezüglich der Würdigung der Ergebnisse des Konsultationsverfahrens wird auf die Ausführungen zu Maßnahme M46 verwiesen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 50: Lübeck – Kaltenkirchen

Die Maßnahme 50 (Lübeck – Kaltenkirchen) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

Die Maßnahme ist nicht erforderlich.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Berechnungen im Rahmen eines Netzmodells bestätigt werden. Zur Begründung der Maßnahme M50 wurde auf Anträge des VNB an den zuständigen ÜNB und einen Bericht der Landesregierung Schleswig-Holstein sowie ein gemeinsames Papier der Eon Netz, der Tennet TSO und des Landes Schleswig-Holstein verwiesen.

Gestützt wird dies auf den prognostizierten Zubau an Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein. Hierbei handelt es sich überwiegend um Windkraftanlagen. Die Zahlen stammen aus einer Prognose von GL Garrard Hassan für das Jahr 2015. Insofern gilt das bei den Maßnahmen 46 bis 49 Gesagte entsprechend.

Die dem Netzentwicklungsplan 2012 auf Basis des Leitszenarios B2022 zu Grunde gelegte Regionalisierung der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Erzeugung beinhaltet folgende Werte:

- Wind Onshore: 7 GW
- Wind Offshore: 2,1 GW
- Photovoltaik: 2,2 GW
- Biomasse: 0,2 GW

Am 6.11.2012 hat die Landesregierung Schleswig-Holstein neue Windeignungsflächen für die Region Ostholstein ausgeschrieben. Diese betragen nun knapp 1400 ha. Zusammen mit den bestehenden Flächen ergeben sich 3900 ha zur Windnutzung. Diese Fläche ist deutlich geringer, als die ca. 6000 ha, welche von GL Garrard Hassan als Grundlage ihrer Prognose für 2015 unterstellt wurden. Auch deshalb sind die prognostizierten Zahlen an installierter Leistung aus Windkraftanlagen aus der Antragsbegründung des Verteilnetzbetreibers deutlich zu hoch.

Dies spiegelt sich auch in den, durch die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzdatensätzen hinterlegten Einspeisungen aus Onshore-Windkraftanlagen an den entsprechenden Netzknoten in der Region Ostholstein wieder. Die sich bei vorgelegter Modellierung ergebende Auslastung der Maßnahme 50 beträgt im Maximum 18% und im Jahresmittel 7%.

Der energiewirtschaftliche Bedarf der Leitung ist daher nicht mit der nötigen Robustheit feststellbar.

Die Einschätzung der Erforderlichkeit der Maßnahme kann sich im folgenden Netzentwicklungsplan ändern. Insbesondere wenn sich die Bundesländer wie angekündigt auf ein koordiniertes Vorgehen beim Ausbau der erneuerbaren Energien verständigen und die tatsächliche Realisierung der Wind-Ausbauplanungen des Landes Schleswig-Holstein in hohem Maße wahrscheinlich wird, wird dies bei der Bedarfsprüfung infolge einer anzupassenden Regionalisierung Konsequenzen haben, die eine entsprechende Robustheit der Maßnahme signalisieren könnten.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die

Maßnahme M50 vorerst nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Bezüglich der Würdigung der Ergebnisse des Konsultationsverfahrens wird auf die Ausführungen zu Maßnahme M46 verwiesen.

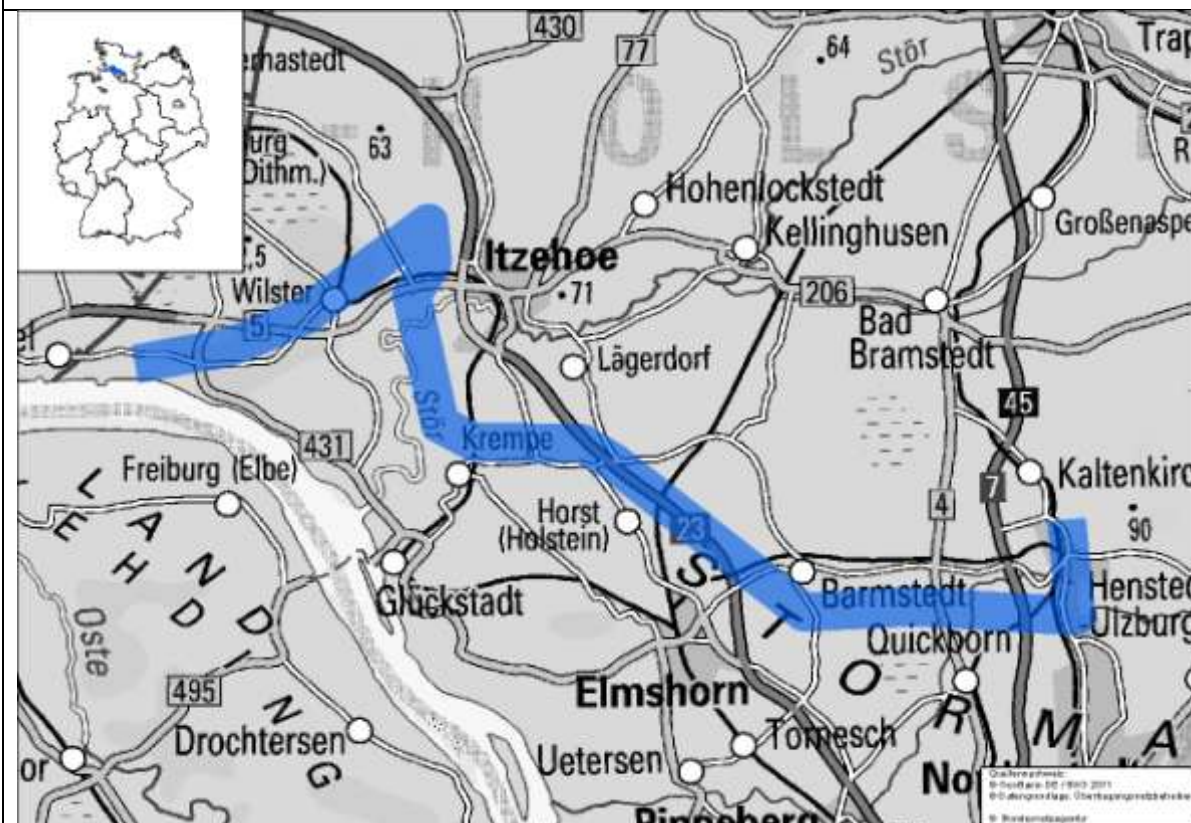
Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Projekt 73: Brunsbüttel – Kaltenkirchen

Beschreibung

Die Maßnahme M67 umfasst den Neubau einer 380 kV-Leitung in bestehender 220 kV-Trasse sowie die Ertüchtigung des Umspannwerkes Brunsbüttel und der Neuerrichtung des Umspannwerkes Itzehoe.

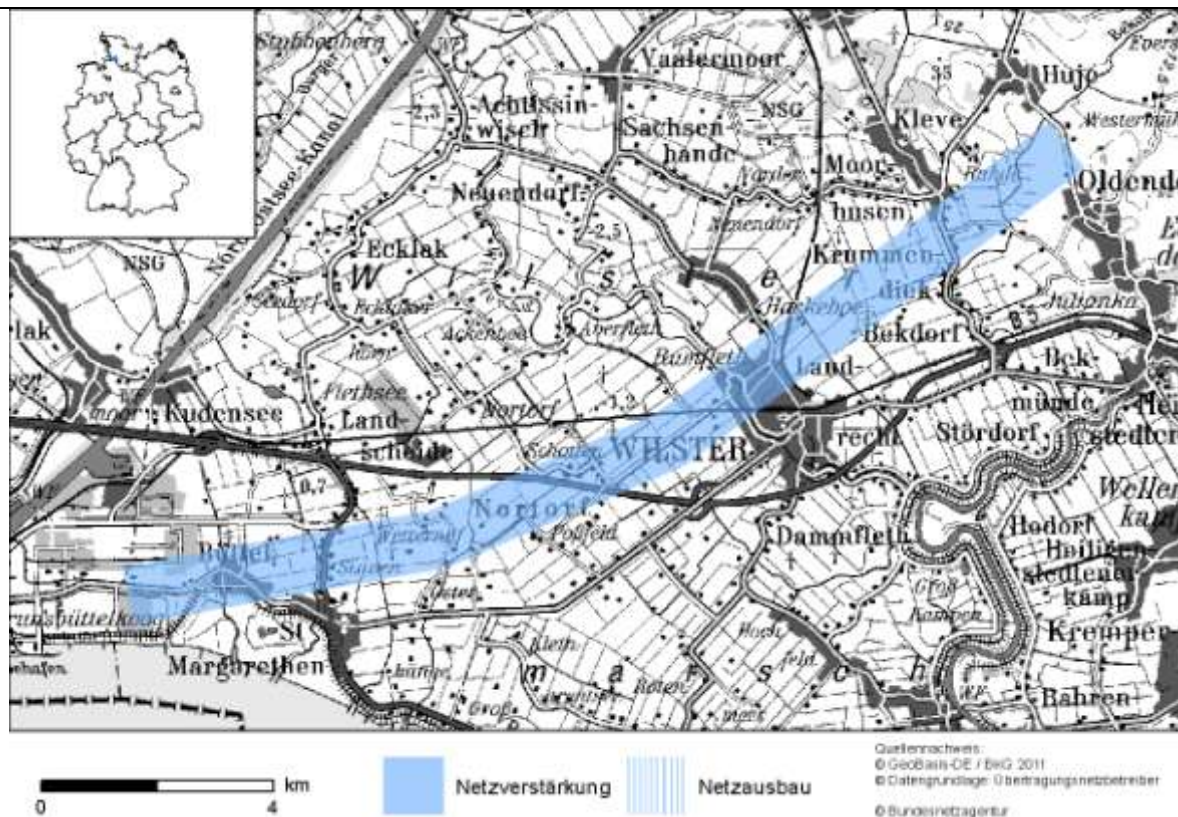
Im Rahmen dieser Maßnahme M68 ist ein Neubau in bestehender Trasse der bestehenden 220 kV-Leitung zwischen Itzehoe und Hamburg/Nord erforderlich. Zum Anschluss der Leitung muss die bestehende Schaltanlage Itzehoe neu errichtet werden. Die 220 kV-Leitung Itzehoe/West-Hamburg/Nord muss von Hamburg/Nord in den Raum Kaltenkirchen verschwenkt bzw. verlängert werden und eine 380 kV-Schaltanlage im Raum Kaltenkirchen komplett neu errichtet werden. Der Abzweig nach Brokdorf muss zur (n-2)-sicheren Versorgung des Kernkraftwerkes Brokdorf mit umgestellt werden.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 67: Brunsbüttel – Itzehoe

Die Maßnahme 67 (Brunsbüttel – Itzehoe) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

Die Maßnahme ist nicht erforderlich.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Berechnungen im Rahmen eines Netzmodells bestätigt werden.

Zur Begründung der Maßnahme M67 wurde wiederum auf Anträge des VNB an den zuständigen ÜNB und einen Bericht der Landesregierung Schleswig-Holstein sowie ein gemeinsames Papier der Eon Netz, der Tennet TSO und des Landes Schleswig-Holstein verwiesen.

Der VNB meldet einen massiven Bedarf an Einspeisekapazitäten in die 380 kV Ebene an. Gestützt wird dies auch hier auf den prognostizierten Zubau an Erneuerbaren Energien in Schleswig-Holstein. Hierbei handelt es sich überwiegend um Windkraftanlagen. Die Zahlen stammen aus einer Prognose von

GL Garrard Hassan für das Jahr 2015. Da die Zahlen von denen des Szenarios B2022 des genehmigten Szenariorahmens auf welchem die Netzberechnungen des Leitszenarios basieren abweichen, steht der gemeldete Übertragungsbedarf nicht mit den Eingangsparametern des Leitszenarios B2022 des NEP 2012 im Einklang.

Prognose GL Garrard Hassan:

Prognose 2015: Gesamtergebnisse		
Szenarium 1	Szenarium 2	Szenarium 3
„must-have“	„erwartete Entwicklung“	„theoretisches Potential“
Ergebnis:	Ergebnis:	Ergebnis:
Wind: 7.923 MW (Phase II)	Wind: 8.444 MW (Phase II)	Wind: 8.643 MW (Phase II)
PV: 555 MW	PV: 971 MW	PV: 1.388 MW
Biomasse: ca. 200 MW geschätzt	Biomasse: 247 MW	Biomasse: 301 MW
Gesamt 8.678 MW	Gesamt 9.662 MW	Gesamt 10.332 MW

Quelle: Prognose der Dezentralen-Energie-Anlagen (DEA)-Einspeiseleistung in Schleswig-Holstein für das Jahr 2015 – 2. Phase Teilfortschreibung Windenergieeignungsflächen, Stand: 19.10.2010.

„Wind“ beinhaltet in obiger Darstellung nur Onshore Wind. Hinzukommen in den Planwerten des Gutachtens ca. 3 GW Offshore Windenergieerzeugung.

Demgegenüber beinhaltet die dem Netzentwicklungsplan 2012 auf Basis des Leitszenarios B2022 zu Grunde gelegte Regionalisierung der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Erzeugung folgende Werte:

- Wind Onshore: 7 GW
- Wind Offshore: 2,1 GW
- Photovoltaik: 2,2 GW
- Biomasse: 0,2 GW

Ergänzend ist hierzu auch hinsichtlich der Maßnahme 67 anzumerken, dass am 6.11.2012 von der Landesregierung Schleswig-Holstein neue Windeignungsflächen für die Region Ostholstein ausgeschrieben wurden. Diese betragen nun knapp 1400 ha. Zusammen mit den bestehenden Flächen ergeben sich 3900 ha zur Windnutzung. Diese Fläche ist bedeutend geringer, als die ca.

6000 ha, welche von GL Garrard Hassan als Grundlage ihrer Prognose für 2015 unterstellt wurden. Vor diesem Hintergrund erscheinen die prognostizierten Zahlen an installierter Leistung aus Windkraftanlagen aus der Antragsbegründung des Verteilnetzbetreibers als deutlich zu hoch.

Dies spiegelt sich auch in den, durch die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzdatensätzen hinterlegten Einspeisungen aus Onshore-Windkraftanlagen an den entsprechenden Netzknoten in der Region Ostholstein wieder. Die sich bei vorgelegter Modellierung ergebende Auslastung der Maßnahme 67 beträgt im Maximum 13% und im Jahresmittel 3%.

Der energiewirtschaftliche Bedarf der Leitung ist daher nicht mit der nötigen Robustheit feststellbar.

Dieser Befund gilt insbesondere, wenn der Ausbaubedarf gerade mit der Überlastung des unterlagerten Verteilnetzes begründet wird. Auf 110 kV Leitungen kann etwa 20 % des Stroms transportiert werden, den eine 380 kV Leitung transportieren könnte. Bleibt deren Auslastung hinter dieser Größenordnung zurück, läßt sich die Aussage, ein Ausbau des 110 kV Netzes könne den Abtransport des Windstroms nicht ermöglichen, nicht ohne weiteres nachvollziehen.

Die Einschätzung der Erforderlichkeit der Maßnahme kann sich im folgenden Netzentwicklungsplan ändern. Insbesondere wenn sich die Bundesländer wie angekündigt auf ein koordiniertes Vorgehen beim Ausbau der erneuerbaren Energien verständigen und die tatsächliche Realisierung der Wind-Ausbauplanungen des Landes Schleswig-Holstein in hohem Maße wahrscheinlich wird, wird dies bei der Bedarfsprüfung infolge einer anzupassenden Regionalisierung Konsequenzen haben, die eine entsprechende Robustheit der Maßnahme signalisieren könnten.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M67 vorerst nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Bezüglich der Würdigung der Ergebnisse des Konsultationsverfahrens wird auf die Ausführungen zu Maßnahme M46 verwiesen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 68: Itzehoe – Kaltenkirchen

Die Maßnahme 68 (Itzehoe – Kaltenkirchen) wird nicht bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2021

Die Maßnahme ist nicht erforderlich.

Da kein geeigneter Datensatz vorlag, konnte die Wirksamkeit der Maßnahme nicht durch Berechnungen im Rahmen eines Netzmodells bestätigt werden. Dieser Befund ist nicht überraschend, denn die Maßnahme wird nicht durch eine Überlastung des Übertragungsnetzes begründet, sondern durch die Überlastung der unterlagerten Verteilnetze, begründet. Der Umstand als solcher steht einer Bestätigung der Maßnahme deshalb nicht entgegen.

Zur Begründung der Maßnahme M68 wurde wie in den Projekten 71 und 72 auf Anträge des VNB an den zuständigen ÜNB und einen Bericht der Landesregierung Schleswig-Holstein sowie ein gemeinsames Papier der Eon Netz, der Tennet TSO und des Landes Schleswig-Holstein verwiesen.

Der VNB stützt den Bedarf an Einspeisekapazitäten auf eine Prognose von GL Garrard Hassan für das Jahr 2015. Da die Zahlen von denen des Szenarios B2022 des genehmigten Szenariorahmens auf welchem die Netzberechnungen des Leitszenarios basieren abweichen, steht der gemeldete Übertragungsbedarf nicht mit den Eingangsparametern des Leitszenarios B2022 des NEP 2012 im Einklang.

Demgegenüber beinhaltet die dem Netzentwicklungsplan 2012 auf Basis des Leitszenarios B2022 zu Grunde gelegte Regionalisierung der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Erzeugung folgende Werte:

- Wind Onshore: 7 GW
- Wind Offshore: 2,1 GW
- Photovoltaik: 2,2 GW
- Biomasse: 0,2 GW

Ergänzend ist hierzu anzumerken, dass am 6.11.2012 von der Landesregierung Schleswig-Holstein neue Windeignungsflächen für die Region Ostholstein ausgeschrieben wurden. Diese betragen nun knapp 1400 ha. Zusammen mit den bestehenden Flächen ergeben sich 3900 ha zur Windnutzung. Diese Fläche ist bedeutend geringer, als die ca. 6000 ha, welche von GL Garrard Hassan als Grundlage ihrer Prognose für 2015 unterstellt wurden. Vor diesem Hintergrund erscheinen die prognostizierten Zahlen an installierter Leistung aus Windkraftanlagen aus der Antragsbegründung des Verteilnetzbetreibers als deutlich zu hoch.

Dies spiegelt sich auch in den, durch die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzdatensätzen hinterlegten Einspeisungen aus Onshore-Windkraftanlagen an den entsprechenden Netzknoten in der Region Ostholstein wieder. Die sich bei vorgelegter Modellierung ergebende Auslastung der Maßnahme 68 beträgt im Maximum 11% und im Jahresmittel 3%.

Der energiewirtschaftliche Bedarf der Leitung ist daher nicht mit der nötigen Robustheit feststellbar.

Die Einschätzung der Erforderlichkeit der Maßnahme kann sich im folgenden Netzentwicklungsplan ändern. Insbesondere wenn sich die Bundesländer wie angekündigt auf ein koordiniertes Vorgehen beim Ausbau der erneuerbaren

Energien verständigen und die tatsächliche Realisierung der Wind-Ausbauplanungen des Landes Schleswig-Holstein in hohem Maße wahrscheinlich wird, wird dies bei der Bedarfsprüfung infolge einer anzupassenden Regionalisierung Konsequenzen haben, die eine entsprechende Robustheit der Maßnahme signalisieren könnten.

Eine Bestätigung des Netzentwicklungsplan 2012 kann daher in Bezug auf die Maßnahme M68 vorerst nicht erteilt werden. Eine Bestätigung dieser oder einer weiterentwickelten Maßnahme in künftigen Netzentwicklungsplänen ist vorstellbar.

Bezüglich der Würdigung der Ergebnisse des Konsultationsverfahrens wird auf die Ausführungen zu Maßnahme M46 verwiesen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

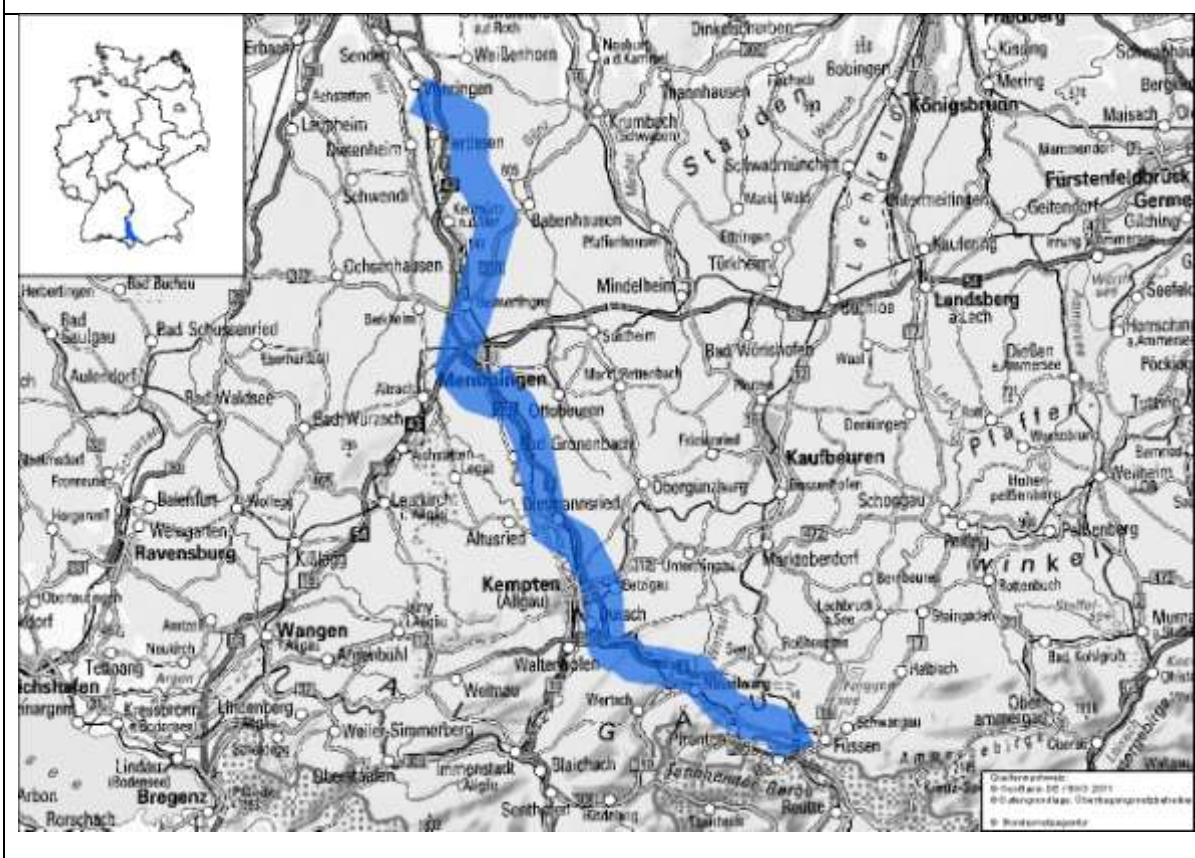
Projekt 74: Netzverstärkung Bayerisch-Schwaben

Beschreibung:

Maßnahme M96 stellt eine Erhöhung der Transportkapazität im Sinne einer Netzverstärkung dar.

Die Maßnahme M97 umfasst die Errichtung einer 380 kV-Leitung zwischen den Punkten Woringen und Memmingen sowie einer 380 kV-Anlage in Memmingen.

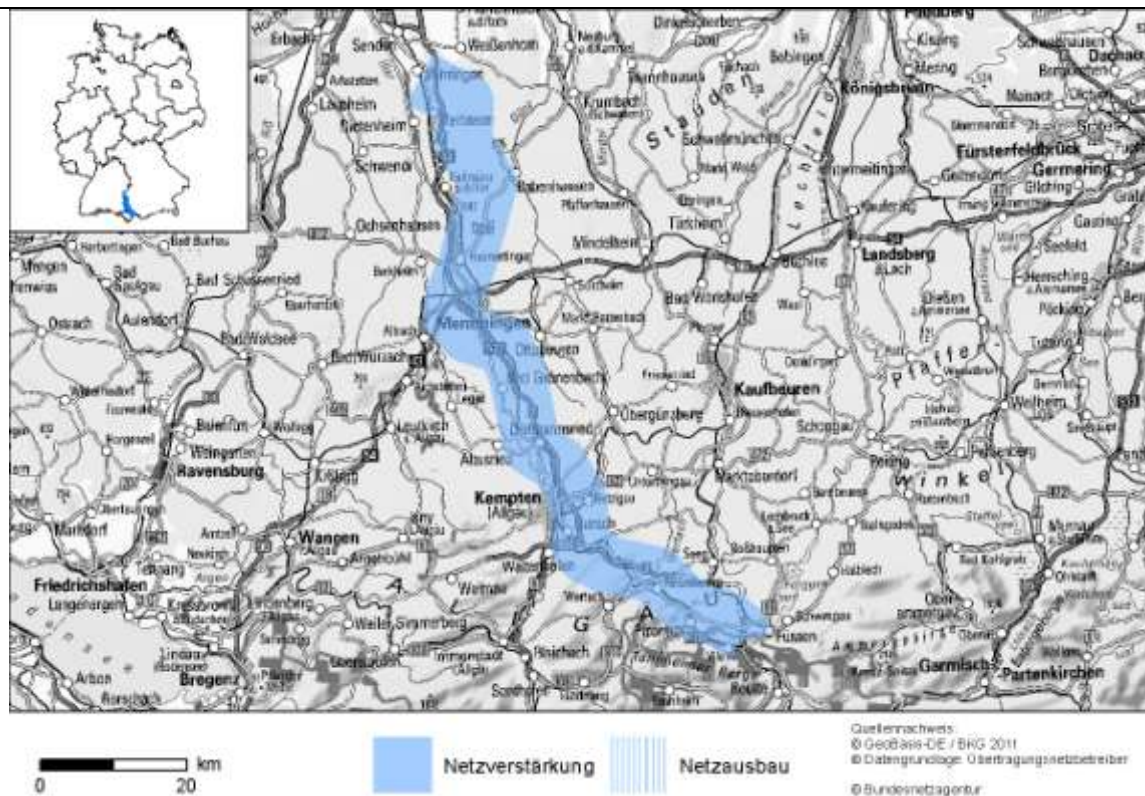
Das Projekt 74 stellt ein grenzüberschreitendes Vorhaben dar.



Einzelmaßnahmen:

Maßnahme 96: Vöhringen – Bundesgrenze (AT)

Die Maßnahme 96 (Vöhringen – Bundesgrenze (AT)) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

Die Maßnahme ist wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich.

Maßnahme M96 bewirkt eine Erhöhung der Transportkapazität durch eine Netzverstärkung. Sie ist als flankierende Maßnahme notwendig und sinnvoll, da sie primär Abhilfe bei den drohenden Engpässen zwischen Deutschland und Österreich schaffen wird (siehe auch Bericht zum Stand der leitungsgebundenen Energieversorgung Winter 2011/2012, Bundesnetzagentur, 03. Mai 2012).

In den zur Begründung an die Bundesnetzagentur überreichten Netzdatensätzen konnte die Wirksamkeit der Maßnahme M96 zur Beseitigung (n-1)-bedingter Überlastungen nachvollzogen werden.

Die Auslastung der Leitung liegt im Maximum bei 54 % und im Jahresmittel bei 19 % und somit sind Bedarfsgerechtigkeit und Erforderlichkeit gegeben.

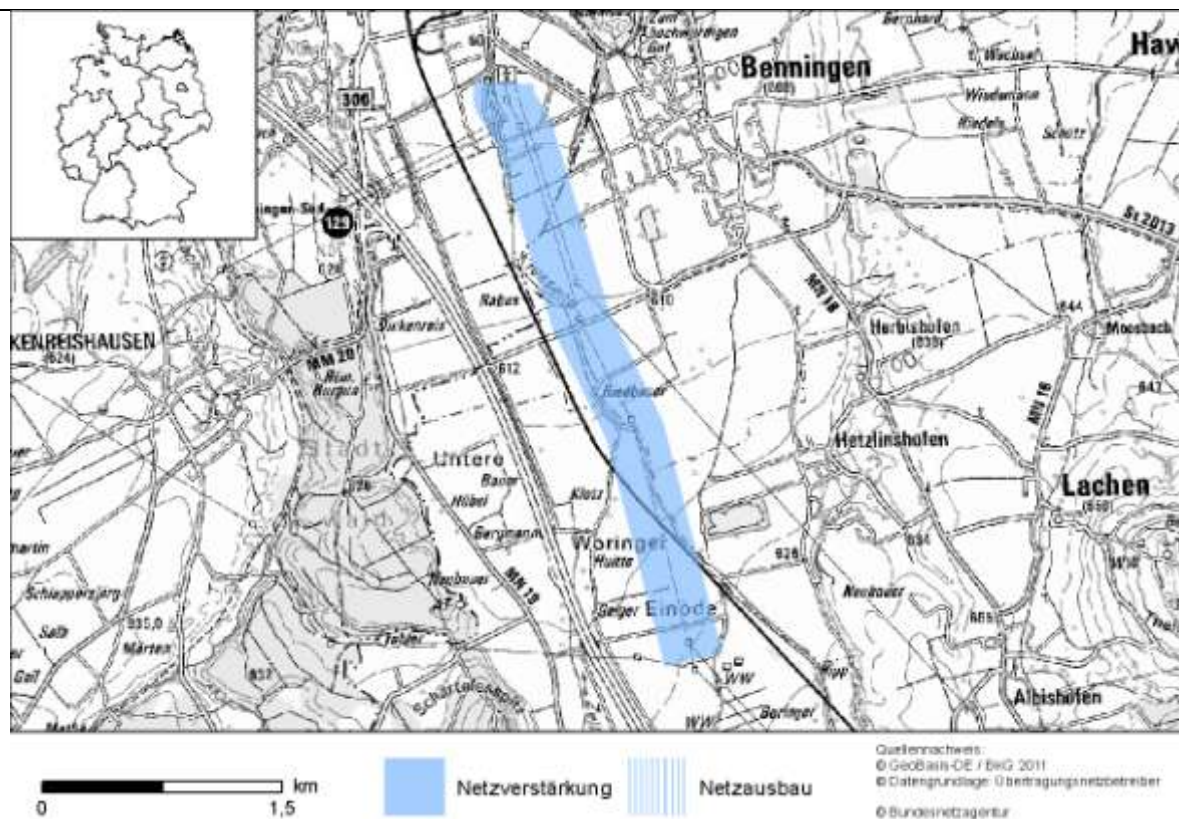
Im europäischen Kontext findet die Maßnahme Einklang im TYNDP 2012, Projekt 47 (47.A76). Die Untersuchungen zum TYNDP 2012 ergaben, dass diese Maßnahme neben der Sicherung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität auch zu einer Förderung der Integration Erneuerbaren Energien und des europäischen Marktes führt.

Energiewirtschaftliche Aspekte, welche die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

Maßnahme 97: Punkt Woringen – Memmingen

Die Maßnahme 97 (Punkt Woringen – Memmingen) wird bestätigt.



Angestrebtes Inbetriebnahmejahr: 2020

Maßnahme M97 ergibt sich in Verbindung mit der Umstellung des 220 kV-Netzes im Bayerischen-Schwaben. Die bestätigte Maßnahme M96 bedingt die Maßnahme M97 als logisches Folgeprojekt, da das Umspannwerk Memmingen über die Leitung von Vöhringen zur Bundesgrenze versorgt wird, und daher zusammen mit M96 auf 380 kV umgestellt werden muss.

Wegen dieser Sonderkonstellation wird Maßnahme 97 trotz geringer Auslastungen von maximal 4 % und im Jahresmittel 2 % als erforderlich anerkannt.

Energiewirtschaftliche Aspekte, welche die Bundesnetzagentur zu einer abweichenden Entscheidung veranlasst hätten, wurden in der Konsultation nicht vorgetragen.

Hinsichtlich Stellungnahmen in Bezug zu den Auswirkungen der Maßnahme aus umweltfachlicher Sicht verweisen wir auf den überarbeiteten Umweltbericht.

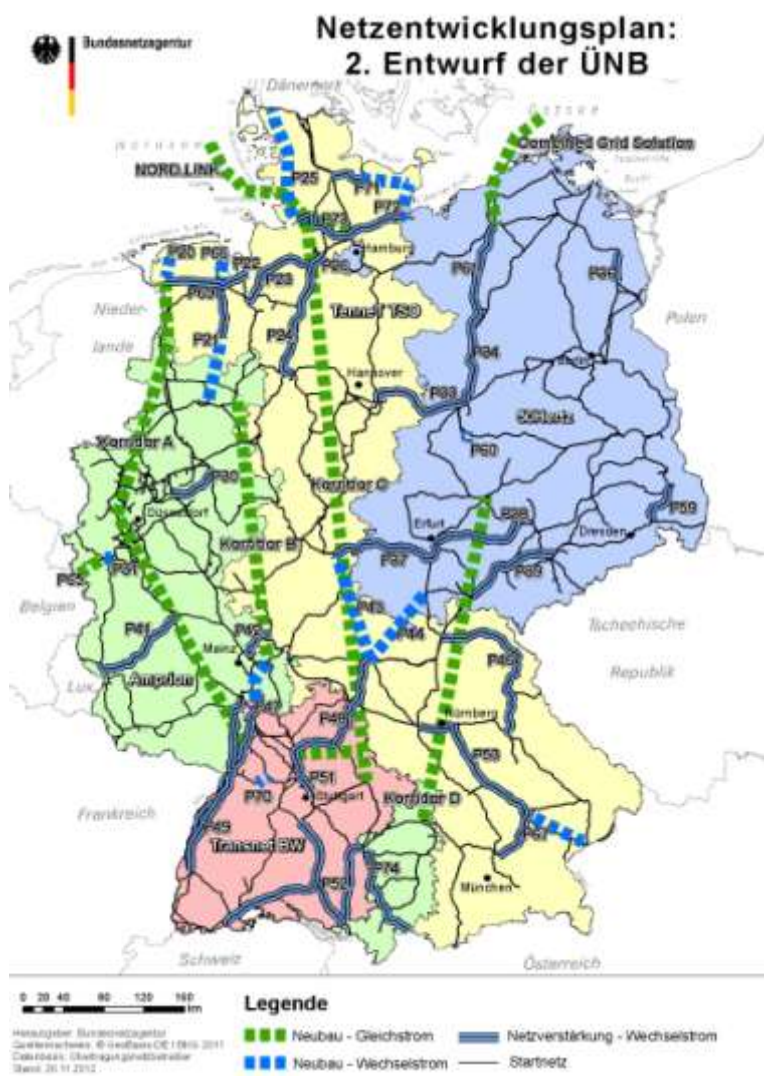


Abbildung 2: NEP 2. Entwurf (15.08.2012)

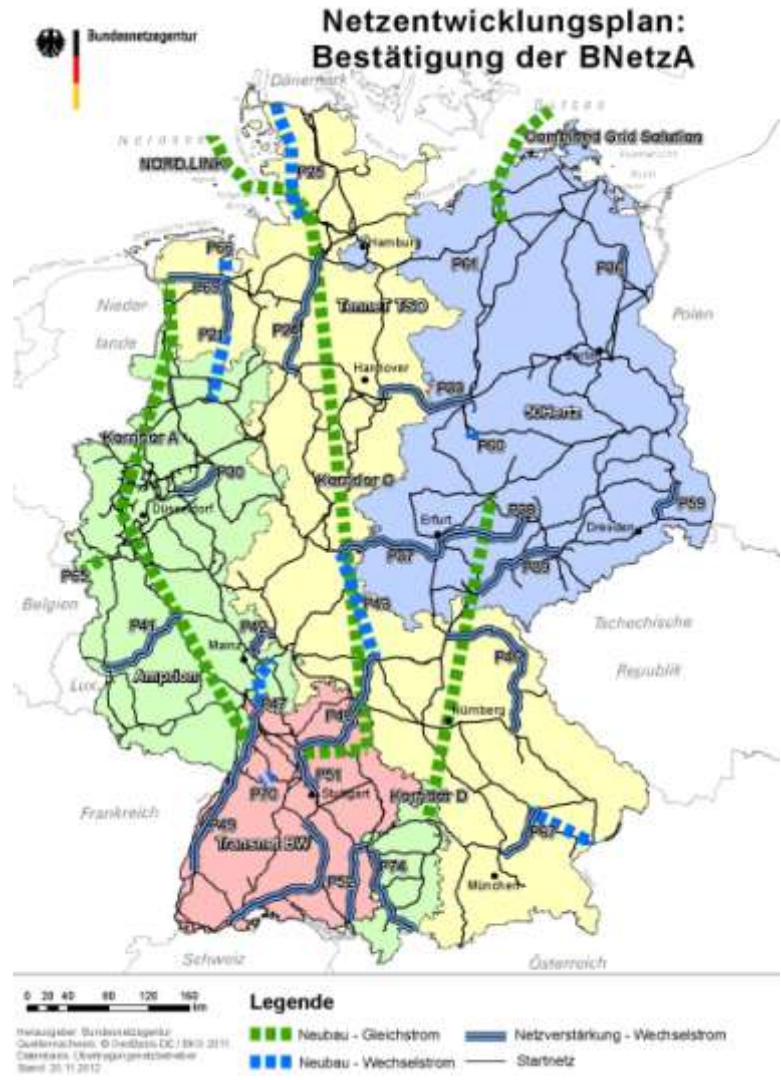


Abbildung 3: Bestätigter NEP (Stand 26.11.2012)

1.3. Gesamtplanbetrachtung

Die Bundesnetzagentur hat in Zusammenarbeit mit der TU Graz und unter deren wissenschaftlicher Beratung eine methodische Prüfung des Gesamtplans vorgenommen.

Darin wird die Herangehensweise der Übertragungsnetzbetreiber geprüft und an eigenständigen Überlegungen der TU Graz zur Bewältigung der Transportaufgabe gespiegelt.

Es ist hierbei festzuhalten, dass es sich *nicht* um eine Alternativenprüfung an Hand von einzelnen Maßnahmen und im Sinne des § 14g UVPG handelt, sondern um eine Prüfung, ob – auf einer gesamtdeutschen und europäischen Ebene – die anstehenden Aufgaben durch andere Konzepte sinnvoller und vernünftiger bewerkstelligt werden können.

Die Prüfung des von den ÜNB vorgelegten und an Hand bestätigter Einzelmaßnahmen fundierten Gesamtkonzepts beantwortet die Fragen:

- Sind im Netzentwicklungsplan die Treiber für den zukünftigen Transportbedarf ausreichend und zutreffend identifiziert?
- Sind die Auswirkungen der Treiber auf das Startnetz analysiert und die richtigen Schlussfolgerungen gezogen worden?
- Beinhaltet der Netzentwicklungsplan die richtigen Mittel zur Abarbeitung der Auswirkungen?

1.3.1. Identifizierung der Treiber für den zukünftigen Transportbedarf

Die Bundesnetzagentur bestätigt, dass der Netzentwicklungsplan die richtigen Treiber und somit Ursachen für den zukünftigen Transportbedarf identifiziert.

Die energiepolitischen Vorgaben für den Netzentwicklungsplan sind im Szenariorahmen vom Dezember 2011 festgehalten. Auf dieser für die Übertragungsnetzbetreiber rechtlich verbindlichen Vorgabe basiert der Netzentwicklungsplan.

1.3.1.1. Integration EE – Abschaltung konventionelle / AKW

Innerhalb der durch den Szenariorahmen vorgegebenen Bandbreite und der damit zugleich eröffneten Gestaltungs- und Analysespielräume ist die Integration von Erneuerbaren Energien im Konzept des Netzentwicklungsplans der wesentliche Treiber für die Veränderung in der Energieversorgung. Standorte, welche bisher für konventionelle Stromerzeuger attraktiv waren, verlieren an Bedeutung, während andere Standorte aufgrund von geographischen und wetterbedingten Verhältnissen attraktiv werden. Hinzu tritt die gesetzlich festgelegte und von den Übertragungsnetzbetreibern korrekt zu Grunde gelegte schrittweise Abschaltung der Atomkraftwerke.

Dies führt zwangsläufig zu einer physikalischen Verlagerung der Erzeugungsschwerpunkte und somit der Einspeisepunkte im Übertragungsnetz.

Resultat dieser Verlagerung der Einspeisepunkte ist typischerweise eine größere Distanz zu den Verbräuchen bzw. Lastzentren. Bedingt durch die klimatischen Verhältnisse stellt sich somit eine Entwicklung ein, die Erzeugung in den Norden Deutschlands zu verlagern, während die Lastzentren im Süden Deutschlands verbleiben. Dies gilt insbesondere für Windkraftanlagen. Die Anzahl an Photovoltaikanlagen im Süden Deutschland reicht zeitlich und wetterabhängig hingegen nicht aus, um den gesamten Verbrauch in den Lastzentren zu bedienen.

Diese Verlagerung findet nicht nur im geographischen, sondern auch im ökonomischen und technischen Sinne statt. Der Erzeugungsanteil von AKW und konventionellen Erzeugern an der Gesamtstrommenge wird sinken und der Kraftwerkseinsatz wird sich den Erneuerbaren Energien unterordnen müssen.

Konventionelle Erzeuger stellen bisher neben der reinen Wirkleistung auch einen wesentlichen Beitrag zur Blindleistung bereit. Durch den Wegfall von konventionellen Erzeugungseinheiten und damit von großen rotierenden Massen wird sich ein zusätzlicher Bedarf an netzstützenden Betriebsmitteln einstellen.

Dem Netzentwicklungsplan liegt die Erkenntnis zu Grunde, dass technischen, ökonomischen und geographischen Änderungen der Erzeugung auch zu einer veränderten Situation im Übertragungsnetz führen, für welche das Netz nicht dimensioniert bzw. ausgelegt wurde. Die Bundesnetzagentur teilt ausdrücklich die Analyse, dass die Veränderungen der Erzeugungsstruktur nicht nur eine Erhöhung der reinen Transportkapazität der Netze erfordert, sondern darüber hinaus auch

weitere systemstabilisierende Maßnahmen notwendig macht. Auch dadurch kann sich in bestimmten Fällen die Notwendigkeit von zusätzlichem Netzausbau ergeben.

1.3.1.2. Europäischer Binnenmarkt

Neben den Veränderungen auf nationaler Ebene stellen die ÜNB auch Veränderungen in der Erzeugungsstruktur auf europäischer Ebene fest. Der Transportbedarf wird über größere Strecken zu bedienen sein, als dies heute der Fall ist.

Dieser Bedarf ergibt sich aus einer stärkeren Verzahnung der einzelnen Marktgebiete. Das Ziel eines eng verzahnten und diskriminierungsfreien europäischen Binnenmarktes führt zu weiträumigem, grenzüberschreitenden Energietransport und ist nach Angabe der ÜNB die Ursache für eine Erhöhung der grenzüberschreitenden Kuppelstellen im Übertragungsnetz.

Die in der Konsultation und den öffentlichen Diskussionsveranstaltungen der Bundesnetzagentur teilweise gemachten kritischen Anmerkungen gegenüber diesem Befund sind nicht gerechtfertigt. Ein liquider Energiemarkt und ein grenzüberschreitender Wettbewerb sichert eine kostengünstige Energieproduktion. In Deutschland entstehende Energieüberschüsse bei hohem Energiedargebot aus erneuerbaren Quellen werden aus guten Gründen in die europäischen Nachbarländer exportiert. Selbst Stromhandelsgeschäfte auf europäischer Ebene, die sich in Deutschland als zusätzliche Transite auswirken, nutzen letztlich dem Verbraucher, weil sie gewährleisten, dass die europäische Stromnachfrage, von der Deutschland ein nicht abkoppelbarer Teil ist, in der ökonomisch sinnvollsten Weise befriedigt wird. Das dem Netzentwicklungsplan zu Grunde liegende Marktmodell bildet diese Effekte in zutreffender Weise ab.

Um dem sich daraus ergebenden erhöhten grenzüberschreitenden Transportbedarf gerecht zu werden, müssen neben dem Ausbau der Grenzkuppelstellen auch die nationalen Netze entsprechend ausgelegt werden.

1.3.1.3. Verteilnetze

Die ÜNB haben auch die Überlastung der Verteilnetze als Treiber für den Netzausbau identifiziert. Der Zubau von Erneuerbaren Energieanlagen führt zu massivem Anpassungsbedarf auf unterlagerten Netzebenen. Diese müssen nicht nur die Erneuerbare Erzeugung zu den lokalen und regionalen Verbrauchern transportieren, was im Wesentlichen nur eine Abwandlung der klassischen lastnahen Erzeugung wäre. Sie müssen auch die Erneuerbare Erzeugung in die Übertragungsnetze rückspeisen, weil diese Erzeugung nicht lokal verbraucht wird, sondern der Befriedigung der gesamtdeutschen Stromnachfrage dient. Die sich daraus innerhalb der Verteilnetze ergebenden Transportaufgaben können so erheblich werden, dass sich Maßnahmen auf Übertragungsnetzebene als effizienter erweisen als eine Veränderung der Verteilnetzebene.

Die Bundesnetzagentur hält diese Analyse grundsätzlich für richtig, ungeachtet des Umstands, dass in einigen Einzelprojekten der Handlungsbedarf noch nicht nachvollzogen werden konnte.

1.3.2. Auswirkungen der Treiber auf das Startnetz

Die ÜNB haben eine Schwachstellenanalyse durchgeführt, welche Auswirkungen diese Treiber auf das Startnetz haben. Diese Schwachstellenanalyse findet durch die Übertragungsnetzbetreiber an Hand der Abbildung der Ergebnisse der Regionalisierung und des Marktmodells auf das Startnetz statt.

Basierend auf Indikatoren wie zum Beispiel der „Dumped Energy“ lassen sich schon heute erste Entwicklungen erkennen und auch quantifizieren. Auch technische Stabilitätskriterien wie z.B. die Frequenzstabilität geben diese Tendenz wieder.

Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber haben teilweise unterschiedliche Indikatoren für die Auswirkungen der Treiber auf das Startnetz benutzt. Die ÜNB haben zum Beispiel die Reduzierung der Einspeisung der Erneuerbaren Energien aufgrund von Netzengpässen als Indikator gewählt, während die Bundesnetzagentur unter Zulieferung der TU Graz die Höhe des anstehenden Redispatchs (darunter versteht man aktive Eingriffe in den Betrieb von Kraftwerken zur Behebung von Netzüberlastungen) als Prüfindikator angewendet hat.

Die TU Graz führt in Ihrem Gutachten eindrucksvoll auf, wie sich der Bedarf an Redispatch in den kommenden Jahren drastisch erhöhen wird, sollte das Übertragungsnetz nicht an die kommende, veränderte Erzeugungsstruktur angepasst werden.

Die Berechnungen der ÜNB und der TU Graz zeigen beide auf, dass speziell an den Stellen, an welchen neue Erzeuger entstehen und bestehende Erzeuger wegfallen, es zu erheblichen Handlungsbedarf kommt.

Ziel einer sinnvollen Netzplanung muss es, sein diese Eingriffe (also sowohl das Einspeisemanagement bei den Erneuerbaren Energien, als auch den sich damit teilweise überlappenden Redispatch konventioneller Kraftwerke) zu minimieren.

Die notwendige Schlussfolgerung ist nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber ein notwendiger, gerichteter Transportbedarf von den neuen Standorten der Erzeugung hin zu den weiterhin bestehenden Lastzentren.

Neben dem prinzipiellen Handlungsbedarf spielt die Größenordnung und Lokalisierung eine ebenfalls wesentliche Rolle. Hier bestätigt das Gutachten der TU Graz gleichfalls den Befund eines deutlichen Anstiegs des Nord-Süd-Transportbedarfs. Die Gutachter der TU Graz sehen einen Transportbedarf in Höhe von rund 20 GW, während sich der erhöhte Redispatchbedarf speziell in den Küstenländern Deutschlands sowie den Bundesländern Baden-Württemberg und Bayern einstellt.

Das Gutachten der TU Graz hat in Eingangsberechnungen untersucht, wie hoch der in den Jahren 2022 und 2032 zu bewältigende Nord-Süd-Transportbedarf voraussichtlich sein wird. Es wurde sowohl für das Leitszenario B2022 als auch für das Szenario B2032 ermittelt, welche Transportkapazitäten zusätzlich zu den Transportkapazitäten des Startnetzes benötigt werden, um dem Nord-Süd-Transportbedarf gerecht zu werden.

Es wurde auch eine Sensitivätsbetrachtung durchgeführt, in welcher die Betriebsmittel des europäischen Übertragungsnetzes in einer fiktiven Annahme keinen Beschränkungen unterliegen. Aus der Differenz des sich aus diesen Berechnungen einstellenden Stromflusses und der tatsächlichen Stromtragfähigkeit ergibt sich die Überlastung des Netzes als Maß für die Höhe der erforderlichen Transportkapazitäten.

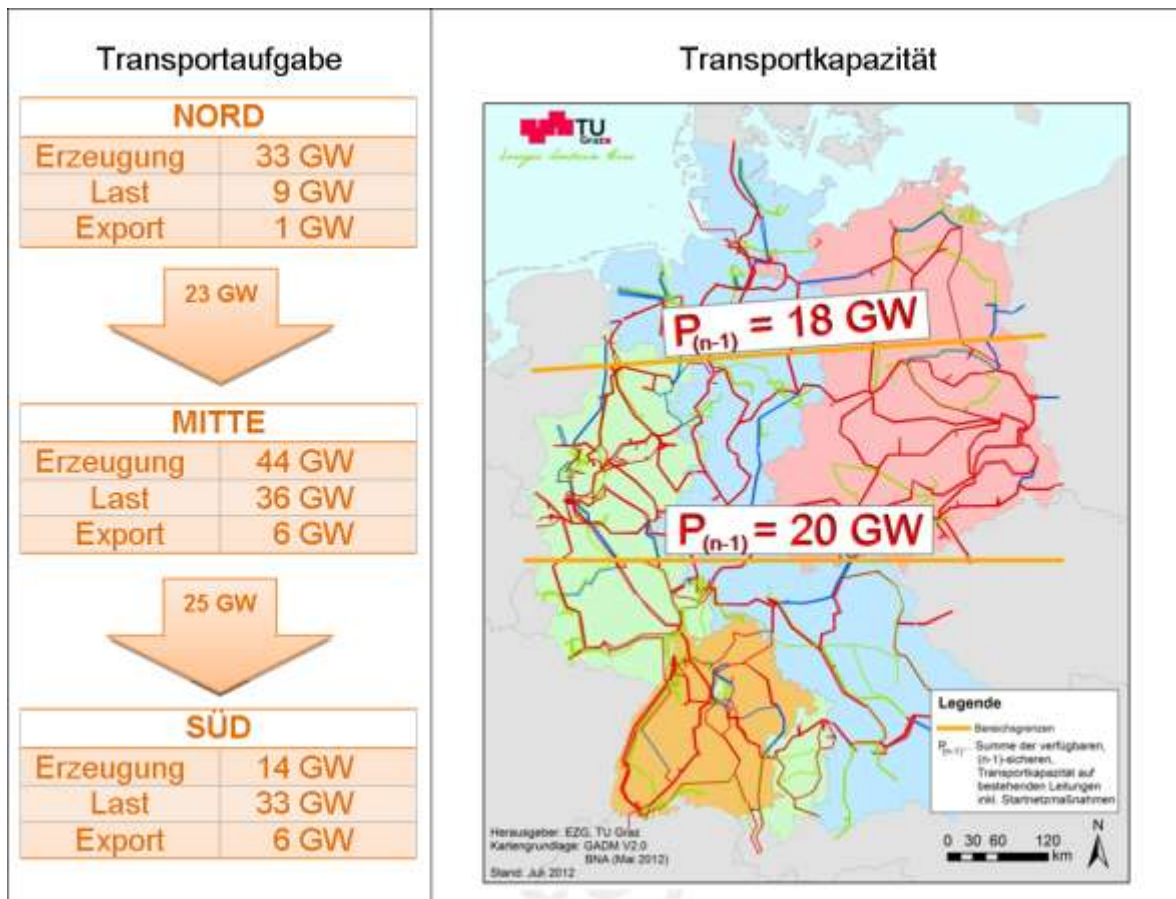


Abbildung 4: Grafik Transportkapazitäten (TU Graz)

1.3.3. Mittel zur Behebung der Auswirkungen

Der Netzentwicklungsplan enthält als Lösung für die sich einstellenden Schwachstellen und des zu bedienenden Transportbedarfs im Übertragungsnetz eine Kombination aus Maßnahmen im 380 kV-Drehstromnetz und der Errichtung von Höchstspannungsgleichstrom - Korridoren an. Diese Transportkorridore, für die die ÜNB eine Auslegung in HGÜ-VSC-Technologie vorschlagen, sollen die Verlagerung der Erzeugung kompensieren und sich zusätzlich auf die Netzstabilität positiv auswirken.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben den Prozess der Erstellung des Netzentwicklungsplans, die eingesetzten Werkzeuge und die gewählte Methode sowie die Ergebnisse des Netzentwicklungsplans durch Prof. Dr.-Ing. A. Schnettler von der RWTH Aachen begutachten lassen.

Prof. Schnettler kommt zu dem Ergebnis, „die erarbeiteten Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen stellen eine Lösungsoption dieser sehr komplexen und umfangreichen Optimierungsaufgabe dar.“

Die eigenständigen konzeptionellen Überlegungen der TU Graz und die der Übertragungsnetzbetreiber münden in drei Schlussfolgerungen:

- die Auslastung der Leitung aktiv steuerbar sein muss,
- es wird ein gerichteter Stromtransport notwendig sein, d.h. der Stromtransport muss aktiv in seiner Flussrichtung beeinflussbar sein,
- die durch die größere Transportentfernung steigenden Verluste müssen minimiert werden

Diese Schlussfolgerungen haben weitreichende Konsequenzen auf Netzplanung und Netzbetrieb, dürfen aber andererseits das bestehende Netz nur in möglichst geringem Maße beeinflussen und müssen dabei eine möglichst hohe Entlastung erzielen.

1.3.4. Auswahl der Mittel

Dies ist insbesondere mit einer Struktur zu realisieren, welche auf das bestehenden System aufgesetzt wird und gleichzeitig die Fähigkeit hat, unterstützend und verlustarm große Mengen an Strom zu transportieren. Eine solche Struktur entspricht dem Overlay-Gedanken, welcher vorsieht dem bestehenden, passiven Drehstromsystem ein aktives, gerichtetes Stromsystem zusätzlich aufzusetzen.

Der Netzentwicklungsplan beinhaltet ein solches System. Er basiert auf mehreren in der Leistung steuerbaren langen Nord-Süd-Transportkorridoren, die den Transportbedarf des an der Küste oder auf See erzeugten Stroms aus Windenergie in die Verbrauchszentren West- und Süddeutschlands decken sollen.

Bei der Prüfung, ob eine grundsätzlich richtige Struktur der Transportkorridore gewählt wurde sind zwei Aspekte wesentlich: Start- und Endpunkte sowie die Auslegung der Transportleistung. Beide Aspekte sind mit einander sowohl methodisch als auch in Ihrer zeitlichen Umsetzung verknüpft.

Die Startpunkte der Korridore sind durch überschüssige Erzeugungsleistungen im Norden Deutschlands determiniert. Vornehmlich sind hier die Netzverknüpfungspunkte der Offshore-Windkraft zu nennen. Sie stellen quasi Erzeugungsschwerpunkte dar, welche in den Küstenländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern entstehen werden.

Die Endpunkte begründen sich durch Senken im Übertragungsnetz, welche sich durch die abgeschalteten bzw. noch abzuschaltenden AKW bis 2022 einstellen werden. Diese Senken müssen mit Hilfe eines virtuellen Erzeugungsschwerpunktes – des Transportkorridors - ausgeglichen werden, der durch seine Overlay-Struktur vom umliegenden Netz als Erzeuger (und somit Ersatz z.B. eines AKW) wahrgenommen wird.

Zusätzlich ist zu beachten, dass an den Start- und Endpunkten ein starke 380kV-Netzstruktur bereits vorhanden oder erweitert werden muss, um die Zuführung zu den Transportkorridoren zu gewährleisten. Selbiges gilt auch für den Ausfall von Transportkorridoren: Das umliegende Netz muss in der Lage sein, dies aufzufangen.

Die im Netzentwicklungsplan vorgeschlagene Auslegung der Transportkorridore richtet sich nach den Planungsgrundsätzen der ENTSO-E. Danach dürfen mehrere Systeme in parallel geführten Trassen zu einer höheren Transportleistung pro Korridor führen. Untersuchungen der TU Graz zeigen, dass nach den ENTSO-E Planungsgrundsätzen auch eine Lösung mit einem einzigen zentralen Korridor theoretisch zulässig wäre. Dieser müsste aber für eine Transportleistung von mindestens 9 GW ausgelegt werden. Dies würde bei einer Auslegung von 3 GW pro Mastsystem eine Trassenführung von drei parallelen Trassen bedeuten. Damit handelt es sich um eine praktisch nicht realisierbare Option. Die Lösung des Netzentwicklungsplan, die Transportaufgabe über mehrere praktisch realisierbare Korridore zu erfüllen ist auch nach Überzeugung der Bundesnetzagentur und ihres Gutachters die einzig sinnvolle Herangehensweise.

Unbeschadet unterschiedlicher Ergebnisse in der Beurteilung der Einzelmaßnahmen, die aus dem von der Bundesnetzagentur anzulegenden Robustheitskriterium resultieren, ist das Mehr-Korridor-Konzept des Netzentwicklungsplans prinzipiell richtig.

1.3.5. Auswahl der Technologie

Die TU Graz hat eine Bandbreite an möglichen Technologien zur Bewältigung dieser Transportaufgaben und zur Umsetzung des Mehr-Korridor-Konzepts gedanklich durchgespielt.

1.3.5.1. Reine Wechselstromlösung

Die Lösung der Transportaufgaben durch einer Vielzahl von Transportkorridoren in Gestalt einer extrem starken Ausweitung allein des 380-kV-Drehstromnetzes ist rein theoretisch denkbar. Neben einem hohen Landschaftsverbrauch würden zusätzlich in erheblichen Umfang Kuppeltransformatoren, eine Großzahl an Blindleistungskompensationsanlagen sowie weitere Steuerelemente erforderlich sein.

Diese Elemente sind nötig, um den hohen Blindleistungsbedarf einer fiktiven reinen AC-Lösung decken zu können. Der hohe Blindleistungsbedarf entsteht durch die hohen langreichweitigen Transportflüsse. Im heutigen Netz werden erst wenige Blindleistungskompensationsanlagen im Betrieb eingesetzt. Bisher wird die Blindleistung im Wesentlichen aus den konventionellen, am Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerken bereitgestellt. Der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen erschwert durch deren teilweise fehlende Steuerbarkeit und der bisher nicht ausreichend bekannten Wechselwirkung untereinander die Netzbetriebsführung.

Im täglichen Betrieb wäre eine Lösung nicht praktikabel. Die ÜNB würden vor einer extrem anspruchsvollen und äußerst fehleranfälligen Netzführungsaufgabe stehen, da die Anzahl der zu steuernden Elemente sehr stark steigen würde.

Reine 380-kV-Maßnahmen für das Übertragungsnetz sind auch für eine langfristige Planung nicht ausreichend. Legt man einen weiter gehenden Blick in die Zukunft zu Grunde, zum Beispiel mit Hilfe des Szenarios B 2032, so erschließt sich eine nicht sinnvolle und umzusetzende Dimensionierung des Übertragungsnetzes.

In Bezug auf den Ausbau des reinen Leitungsnetzes ergeben die Untersuchungen der TU Graz, dass im Jahr 2022 der Ausbaubedarf über 10.000 km betrüge. Für 2032 entstünde laut TU Graz ein Ausbaubedarf von ca. 15.600 km in einer reinen AC-Lösung.

1.3.5.2. Erhöhung der Spannungsebene

Prinzipiell wäre es denkbar, eine Erhöhung der Spannungsebene von 380 kV auf höhere Spannungsebenen zu vollziehen. Hierdurch würde die übertragene Leistung erhöht und sich im bestehenden Wechselstromsystem bewegt. Um eine Steuerung der Stromrichtung zu bewirken, würden zusätzliche Phasenschiebertransformatoren (Querregler) benötigt. Diese können als steuernde Elemente die Stromrichtung beeinflussen. Denkbar wäre zum Beispiel eine Ausführung in einer 550 kV Ebene.

Da es sich hierbei um eine Ausführung einer Overlaystruktur in der Wechselstromtechnologie handelt, ist für diese Overlaystruktur auch die Bereitstellung von Blindleistung erforderlich bzw. der entsprechende Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen notwendig. Dies gilt nicht nur für die Overlaystruktur als solches, sondern auch für die Netztopologie in unmittelbarer Nähe der Overlaykorridors der höheren Spannungsebene.

Einen Vorteil, welche eine Spannungserhöhung mit sich brächte, wäre die im Vergleich zu anderen Technologien relativ einfache Einbindung in das bestehende 380 kV Netz und die Betriebsführung. Zusätzlich scheint hier am Markt bereits eine gewisse Bandbreite an Herstellern und Zulieferern zu existieren.

Eine Erhöhung der Spannungsebene zieht eine Auslegung auf größere Masten und somit einen größeren Eingriff in das Landschaftsbild nach sich. Die erforderlichen Abstandsflächen im Hinblick auf elektrische und magnetische Felder können sich erhöhen. Daneben würde es bei einer im Einzelfall notwendigen Ausführung als 550-kV-Erdkabel zu Problemen kommen. Schon die bisherige Erfahrungen im 380-kV-Erdkabelbereich sind nach wie vor unzureichend.

In Bezug auf die tatsächliche Realisierbarkeit muss auch diese Option als rein theoretisch qualifiziert werden.

1.3.5.3. HGÜ

Die Hochspannungsgleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist seit längerer Zeit im Einsatz und wird auch bei der Anbindung von Offshore-Windpark Clustern eingesetzt. Sie bietet speziell für größere Transportstrecken Vorteile, insbesondere auch bei der Vermeidung von Verlusten. Die HGÜ-Technologie ist in verschiedenen Varianten im Einsatz oder in Planung.

netzgeführte HGÜ

Die im Allgemeinen als „netzgeführte HGÜ“ bezeichnete HGÜ-Variante wird auch als „klassische“ bzw. „Line Commutated Converter (LCC)“ HGÜ bezeichnet.

Der Begriff „netzgeführt“ leitet sich aus der Tatsache ab, dass die Konverterstation und die entsprechenden Bauteile die Umrichtung von Wechselstrom auf Gleichstrom ihre Arbeit abhängig vom Spannungssignal des angeschlossenen Wechselstromnetzes verrichten (Spannungsvorgabe). Nachteilig kann sich auswirken, dass sich im Fehlerfall auch Auswirkungen auf das umgebende Netz ergeben.

Die netzgeführte HGÜ hat einen großen Leistungsbereich bis zu 9000 MW und wird auch bereits seit vielen Jahren erfolgreich im Ausland betrieben.

Allerdings lässt sich die netzgeführte HGÜ-Technologie nicht nutzen, um Blindleistung unabhängig von Wirkleistung bereitzustellen. Somit ist ein positiver Nutzen für die Stabilität des nachgeordneten Wechselstromnetzes nur eingeschränkt vorhanden.

Auch sind lediglich öl-masseimprägnierte Kabel für eine verkabelte Ausführung der netzgeführten HGÜ verfügbar, während umweltverträglichere VPE-Kabel aufgrund von Raumladungseffekten bei der Umkehr der Stromrichtung nicht eingesetzt werden können.

selbstgeführte HGÜ

Bei der selbstgeführten HGÜ handelt es sich um ein Konzept, welches eine vom umliegenden Drehstromnetz unabhängige Steuerung vorsieht.

Die selbstgeführte HGÜ ist in der Lage, Wirk- und Blindleistung zu regeln und ermöglicht im Fehlerfall einen Schwarzstart. Mit Schwarzstart wird die Möglichkeit bezeichnet, bei einem Ausfall des umliegenden Netzes ohne stützende Maßnahmen Leistung zu produzieren. Dies ermöglicht der selbstgeführten HGÜ aktiv das umliegende Drehstromnetz zu stabilisieren und im Ausfall wieder anzufahren.

Die selbstgeführte HGÜ kann prinzipiell auch mittels von VPE-Kabeln realisiert werden, auch wenn insofern noch Betriebserfahrungen im notwendigen Umfang fehlen.

Prinzipiell liegt auch der Platzbedarf für die Umrichterstationen um ein Vielfaches unter dem Platzbedarf für Umrichterstationen der netzgeführten HGÜ. Der Einsatz der selbstgeführten HGÜ geht allerdings mit höheren Verlusten bei der Umrichtung einher.

Die selbstgeführte HGÜ-Technologie wird in zwei Varianten angeboten: Halbbrücke und Vollbrücke. Beide Varianten unterscheiden sich im Normalbetrieb nicht wesentlich. Dies gilt allerdings nicht für den Eintritt einer Betriebsstörung.

Die Variante Halbbrücke benötigt bei einem Kurzschluss im DC System einen Leistungsschalter, welcher das System vor kaskadenartigen Fehlern schützt. Im Moment sind keine entsprechenden DC Leistungsschalter verfügbar.

Im Vergleich hierzu bietet die Ausführung als Vollbrücke den Vorteil, dass im Fehlerfall kein Leistungsschalter nötig ist, um den Normalbetrieb wieder herzustellen. Allerdings stellen sich bei Variante Vollbrücke bis zu doppelt höhere Verluste ein und es bestehen geringe Erfahrungswerte.

Einer langfristigen Vision eines vermaschten HGÜ-Netzes tragen beide Varianten der selbstgeführten HGÜ-Technologie Rechnung.

Die Bundesnetzagentur sieht das im Netzentwicklungsplan gewählte Technologiekonzept als geeignet an. Die Gutachter der RWTH Aachen und der TU Graz bestätigen diese Einschätzung. Das Gesamtkonzept des Netzentwicklungsplans ist daher geeignet, die sich aus der Veränderung der Erzeugungsstruktur, dem Europäischen Strombinnenmarkt und den Veränderungen auf der Verteilnetzebene ergebenden künftigen Anforderungen an die Transportaufgabe zu erfüllen. Insofern wird das prinzipielle Konzept des Netzentwicklungsplans bestätigt.

Die – wenigen – kritischen Stimmen aus der Konsultation, die unter anderem auf die fehlenden praktischen Erfahrungswerte bei der selbstgeführten HGÜ-Vollbrückentechnologie verwiesen, stehen dem nicht entgegen. Da die Realisation des notwendigen Netzausbaus allein durch ein konventionelles 380 kV-Drehstromnetz faktisch kaum möglich ist und in der täglichen Betriebsführung seinerseits große Risiken aufwerfen würde, ist der Schritt in eine neue, noch nicht langjährig erprobte Technologie unausweichlich. Insofern ist es dann konsequent auf die Technologievariante mit dem höchsten Problemlösungspotenzial zu setzen.

1.3.6. Erwiderng Gesamtplanbetrachtung

Die Einbindung einer dezentralen Stromerzeugung sowie anderer Aspekte wie Speicherausbau etc. muss im Rahmen des Szenariorahmens an Hand einer nachvollziehbaren Methode für die Netzentwicklungsplanung hinterlegt sein. Diese kann ohne eine konkrete Festlegung im Szenariorahmen keinen Einfluss auf die Planungen der Übertragungsnetzbetreiber haben.

Welcher Teil des Ausbaubedarfs konkret an einem Treiber – hier die Einspeisung Erneuerbarer Energien oder konventioneller Erzeuger – festzumachen ist, ist in vielen Fällen nicht möglich. Die Übertragungsnetzbetreiber vollziehen eine Marktmodellierung, welche sämtlichen Erzeuger berücksichtigt und sich diese auf das Übertragungsnetz auswirken. In den Fällen, in welchen eine direkte Ursache-Wirkungsbeziehung zwischen Einspeisung und Ausbaubedarf nachvollzogen werden kann, haben dies die Übertragungsnetzbetreiber bei den Einzelmaßnahmen dargelegt.

Für Aussagen, welche Projekte im Rahmen der Bundesfachplanung oder eines Raumordnungsverfahrens geplant werden, sei hier auf den Gesetzgebungsprozess zum Bundesbedarfsplan verwiesen.

Dem Bedürfnis der Konsultationsteilnehmer, dass nur „no-regret“ Maßnahmen bestätigt werden sollen, ist die Bundesnetzagentur im Sinne der Einzelmaßnahmenbewertung nachgekommen. Durch die Festlegung der Prüfkriterien (Wirksamkeit – Bedarfsgerechtigkeit – Erforderlichkeit) wurde diesem Gedanken Rechnung getragen.

Die kritisierte Nachvollziehbarkeit der Lastflüsse hat die Bundesnetzagentur durch die konkrete Angabe von Auslastungen und anderen technischen Indikatoren in der Einzelmaßnahmenbewertung Rechnung getragen.

Einem zeitlich parallelen Ausstieg aus der Kernenergie und der Umsetzung des Netzausbaus ist bereits im Szenariorahmen und der Marktmodellierung festgehalten. Hier wurde die Erzeugung durch Kernkraft auf 0 GW gesetzt. Eine Laufzeitverlängerung der Kernkraft ist nicht Bestandteil der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und wurde somit auch nicht in der Netzentwicklungsplanung berücksichtigt. Im Gegenteil, die Aussage einiger Konsultationsteilnehmer, Netzausbau sei aufgrund von Atomstromkapazitäten nicht mehr notwendig, ist durch die Schwachstellenanalyse der Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt worden und führte zum Netzausbaubedarf.

Die Anregung, dass Wahrscheinlichkeitsberechnungen oder Sensitivitätsberechnungen im Prozess zweckmäßig werden, wird im nächsten Szenariorahmen berücksichtigt.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben bereits bei Start- und Endpunkten, wo möglich, alte oder zukünftig verfügbare Kraftwerksstandorte (z.B. Phillipsburg) berücksichtigt. Wie in den Betrachtungen zum Gesamtplan aufgeführt, haben die ÜNB bereits im Entwurf zum Netzentwicklungsplan die Entwicklungen auf der 110-kV-Ebene in ihre Betrachtungen einfließen lassen und diese erfolgreich als einen der maßgeblichen Treiber identifiziert.

Der von den Konsultationsteilnehmern geforderte Optimierungsprozess ist vom Gesetzgeber in der jährlichen Erstellung des Netzentwicklungsplans in §12b EnWG bereits vorgesehen. Der Gesetzgeber sieht bzgl. der schnellen Umsetzung der Inbetriebnahme eine Beschleunigung der nachgeordneten Verfahren (siehe NABEG) bereits vor.

Die Ergebnisse der Strategischen Umweltprüfung (Umweltbericht) sind nicht Bestandteil des Prozesses zur Netzentwicklungsplanung nach §12b EnWG sondern finden Ihrer Entfaltung erst bei der Erstellung des Bundesbedarfsplans.

Die geänderten Passagen zwischen den einzelnen Entwürfen des Netzentwicklungsplans wurden bereits im Begleitdokument der Bundesnetzagentur zur Konsultation des Entwurfs zum Netzentwicklungsplans thematisiert und sind nicht Bestandteil dieser Bestätigung.

2. Gemeinsamer nationaler Netzentwicklungsplan

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW haben gemeinsam den Netzentwicklungsplan Strom 2012 auf Grundlage des Szenariorahmens 2011 erstellt und diesen der Bundesnetzagentur gemäß § 12b Abs. 1 Satz 1 EnWG am 29.5.2012 als ersten Entwurf übergeben.

Der Netzentwicklungsplan zeigt für alle Szenarien, die im Dezember 2011 von der Bundesnetzagentur genehmigt wurden, die nötigen Ausbaumaßnahmen der nächsten 10 Jahre auf. Des Weiteren enthält der Netzentwicklungsplan die Maßnahmen für Szenario B 2032, die unter Annahme dieses Szenarios einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb im Jahr 2032 gewährleisten. Die gesetzliche Forderung nach Vorlage eines gemeinsamen Netzentwicklungsplans auf Basis des Szenariorahmens ist damit aus Sicht der Bundesnetzagentur erfüllt.

3. Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG

Der Netzentwicklungsplan enthält darüber hinaus folgende Angaben:

3.1. Zeitplan für alle Netzausbaumaßnahmen

3.1.1. Benennung der Netzausbaumaßnahmen, welche in den nächsten drei Jahren erforderlich sind

Die Übertragungsnetzbetreiber haben entsprechend der gesetzlichen Forderung gemäß § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 1 EnWG „alle Netzausbaumaßnahmen, die in den nächsten drei Jahren ab Feststellung des Netzentwicklungsplans für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind“, ausgewiesen.

Die vorgegebene Ausweisung von Ausbaumaßnahmen, die innerhalb der nächsten drei Jahre ab Festlegung des Netzentwicklungsplans für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind, dürfte primär auf die erheblich schneller zu realisierenden Projekte im Gasbereich gerichtet sein. Denn typischerweise sind Ausbauvorhaben im Strombereich selbst bei sehr zügiger und problemloser Durchführung der Planungs- und Genehmigungsverfahren kaum in diesem Zeitraum zu realisieren. Dies zeigt auch die geringe Anzahl von Projekten und Maßnahmen in den Ergebnismaßnahmen, die bis 2015 in Betrieb genommen werden sollen.

Auch denkbar scheint, dass sich die Vorgabe auf Ausweisung der Ausbaumaßnahmen, die innerhalb der nächsten drei Jahre ab Feststellung des Netzentwicklungsplans erforderlich sind, auf die Startnetzmaßnahmen (S. 118 ff ü. F., Tabelle 12-15) beziehen. Von diesen Maßnahmen –insbesondere den EnLAG-Projekten – sind viele bis 2015 in Betrieb zu nehmen.

Anhand der Tabelle 16 ü. F. (S. 130-132) haben die Übertragungsnetzbetreiber für die Ergebnismaßnahmen angegeben, welche Maßnahmen in den kommenden drei Jahren als erforderlich erachtet werden. Demnach sollen die Maßnahmen 42a, 59 60 und die Projekte P 61 und P 67 bis zum Jahr 2015 in Betrieb genommen werden. Über diese Leitungsmaßnahmen und –projekte hinaus sollen die Projekte P 58 (Erhöhung der Netzanschlusskapazität, S. 348 ü. F.), P 62 (Erhöhung der Kapazität der Netzschnittstelle, S. 356 ü. F.) und P 63 (Erweiterung der 380/110-kV-Transformation) auch bis 2015 in Betrieb genommen werden.

3.1.2. Übersicht: Zeitplan

Die nachfolgend für jede Maßnahme angegebenen angestrebten Inbetriebnahmejahre sind indikative Werte, die nur auf Plausibilität hin überprüft werden können. Denn der NEP bezieht sich auf das Zieljahr 2022; für die Jahre zwischen heute und 2022 sieht der NEP keine Stützstellen vor, anhand deren man die Erforderlichkeit bestimmter Maßnahmen zu einem bestimmten Zeitpunkt exakt ermitteln könnte. Eine exakte Überprüfung der Richtigkeit der Inbetriebnahmejahre durch die BNetzA ist daher weder möglich, noch sinnvoll, da der exakte Zeitpunkt des Bedarfs einer Maßnahme als auch die Länge der vorher zu absolvierenden Planverfahren vielfach nur schwer zu prognostizieren sind. Daher geben die Übertragungsnetzbetreiber oftmals nicht ein explizites Jahr, sondern Zeiträume von 2 oder 3 Jahren an, in denen die Maßnahme in Betrieb gehen soll.

Eine frühe angestrebte Inbetriebnahme kann durch einen bereits fortgeschrittenen Verfahrensstand in den Planverfahren erwartbar sein, bei dem wesentliche zeitintensive Verfahrensschritte bereits durchlaufen sind. Lange Vorbereitungs- und Planzeiten und damit späte Inbetriebnahme ergeben sich oftmals bei langreichweitigen Neubauten in neuer Trasse oder bei grenzüberschreitenden Maßnahmen, bei denen die Planung mit den Planverfahren in den anderen Ländern in Einklang zu bringen ist. Dies ist oftmals sehr zeitintensiv. In der Tat zeigt sich, dass viele Maßnahmen, die nach Kenntnis der Bundesnetzagentur bereits einen fortgeschrittenen Verfahrensstand in den Planverfahren erreicht haben, auch zeitlich als erste in Betrieb gehen sollen. Auf der anderen Seite weisen einige geplante grenzüberschreitenden Maßnahmen, die erstmalig in den NEP aufgenommen worden sind, späte Inbetriebnahmejahre ab 2020 auf.

Auch festzustellen ist, dass über einen gemeinsamen Anfangs- oder Endpunkt miteinander verknüpfte Maßnahmen oftmals in aufeinanderfolgenden Inbetriebnahmejahren an den Start gehen sollten. Dadurch wird vermieden, dass der Strom zwar zum Endpunkt der ersten, aber von dort aus nicht weiter über die zweite Maßnahme abgeführt werden kann. Das Bestreben der Übertragungsnetzbetreiber, Netzausbaumaßnahmen sinnvoll zeitlich zu synchronisieren, ist erkennbar. Offensichtliche Inkonsistenzen sind bei den angestrebten Inbetriebnahmejahren nicht zu erkennen.

Tabelle 1: Übersicht Zeitplan bestätigte Maßnahmen

Name des Projekts/Vorhabens und der darin enthaltenen Maßnahme		Art	Angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P25	42a: Brunsbüttel – Barlt	Netzausbau	2015
P59	59: Bärwalde – Schmölln	Netzverstärkung	2015
P60	60: Abzweig Förderstedt	Netzausbau	2015
P67	Abzweig Simbach	Netzausbau	2015
P27	Isar – Ottenhofen	Netzverstärkung	2015
P25	42: Barlt – Heide	Netzausbau	2016
P66	Wilhelmshaven – Conneforde	Netzausbau	2016
P61	Abzweig Parchim/Süd	Netzausbau	2017
P24	71: Dollern – Sottrum	Netzverstärkung	2017
Korr. A	02: Osterath – Philippsburg (Ultranet)	DC- Neubau	2017
P24	72: Sottrum – Wechold	Netzverstärkung	2017
P24	73: Wechold – Landesbergen	Netzverstärkung	2017
P43	74: Mecklar – Grafenrheinfeld	Netzausbau	2017
P46	56: Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf	Netzverstärkung	2017
P47	64: Kriftel – Farbwerke Höchst Süd	Netzverstärkung	2017
P49	41a: Daxlanden – Büh/Kuppenheim – Eichstetten	Netzverstärkung	2017
P65	98: Oberzier – Bundesgrenze [BE]	DC- Neubau	2017
P67	Bundesgrenze [AT] – Alheim	Netzausbau	2017
P69	Emden/Ost – Conneforde/Süd	Netzverstärkung	2017
Korr. C	06/07: Wilster – Grafenrheinfeld	DC- Neubau	2019
P21	51: Conneforde – Cloppenburg – Westerkappeln	Netzausbau & Netzverstärkung	2018
P25	43: Heide – Husum	Netzausbau	2018
P30	61: Hamm/Uentrop – Kruckel	Netzverstärkung	2018
P36	21: Bertikow – Pasewalk	Netzverstärkung	2018
P42	53: Kriftel – Obererlenbach	Netzverstärkung	2018
P47	60: Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Netzausbau	2018
P47	31: Weinheim – Daxlanden	Netzverstärkung	2018
P47	32: Weinheim – G380	Netzverstärkung	2018
P47	33: G380 – Altlußheim	Netzverstärkung	2018
P47	34: Altlußheim – Daxlanden	Netzverstärkung	2018
P52	93: Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Netzverstärkung	2018
P41	57: Punkt Metternich – Niederstedem	Netzverstärkung	2021
P25	44: Husum – Niebüll	Netzausbau	2019
P48	38a: Grafenrheinfeld – Kupferzell	Netzverstärkung	2019
P48	39: Großgartach – Kupferzell	Netzverstärkung	2019
Korr. A	01: Emden/Borßum – Osterath	DC- Neubau	2020
P38	27: Pulgar – Vieselbach	Netzverstärkung	2020
P51	37: Großgartach – Endersbach	Netzverstärkung	2020
P52	59: Herbertingen – Tiengen	Netzverstärkung	2020
P52	95: Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Netzverstärkung	2020
P70	Birkenfeld – Mast 115A	Netzausbau	2020

Name des Projekts/Vorhabens und der darin enthaltenen Maßnahme		Art	Angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P74	96: Vöhringen – Bundesgrenze [AT]	Netzverstärkung	2020
P74	97: Punkt Woringen – Memmingen	Netzverstärkung	2020
P39	29: Röhrsdorf – Remptendorf	Netzverstärkung	2021
P25	45: Niebüll – Grenze DK	Netzausbau	2021
P68	Errichtung eines Interkonnektors zwischen Deutschland und Norwegen [NORD.LINK]	DC- Neubau	2021
P33	24a: Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	Netzverstärkung	2022
P37	25: Vieselbach – Eisenach – Mecklar	Netzverstärkung	2022
P64	Combined Grid Solution [bilaterale Offshore-Anbindung DE-DK]	DC- Neubau	2022
Korr. C	05: Brunsbüttel – Großgartach	DC- Neubau	2022
Korr.D	09: Lauchstädt – Meitingen	DC- Neubau	2022

Tabelle 2: Übersicht Zeitplan nicht bestätigte Maßnahmen

Name des Projekts/Vorhabens und der darin enthaltenen Maßnahme		Art	Angestrebtes Inbetriebnahmejahr
P47	62: Bürstadt – BASF	Netzverstärkung	2017
P47	63: Lamsheim – Daxlanden	Netzverstärkung	2017
P47	65: Bürstadt – BASF – Lamsheim	Netzverstärkung	2017
P49	90: Daxlanden – Eichstetten	Netzverstärkung	2017
P53	54: Raitersaich – Ludersheim	Netzverstärkung	2017
P53	55: Ludersheim – Sittling – Isar	Netzverstärkung	2017
P20	69: Emden/Ost – Halbmond	Netzausbau	2018
P23	20: Dollern – Elsfleth/West	Netzverstärkung	2018
P31	58: Punkt Blatzheim – Oberzier	Netzausbau	2018
P71	46: Audorf – Kiel	Netzverstärkung	2018
P44	28: Altenfeld – Grafenrheinfeld	Netzausbau	2019
P22	70: Conneforde – Unterweser	Netzverstärkung	2019
Korr. B	04: Wehrendorf – Urberach	DC- Neubau	2020
P34	22: Güstrow – Stendal/West – Wolmirstedt	Netzverstärkung	2020
P26	79: Hamburg-Nord – Dollern [Elbe Kreuzung]	Netzverstärkung	2021
P52	94: Herbertingen – Bundesgrenze [AT]	Netzverstärkung	2021
P71	47: Kiel – Göhl	Netzausbau	2021
P72	48: Göhl – Siems	Netzausbau	2021
P72	49: Siems – Lübeck	Netzverstärkung	2021
P72	50: Lübeck – Kaltenkirchen	Netzverstärkung	2021
P73	67: Brunsbüttel – Itzehoe	Netzverstärkung	2021
P73	68: Itzehoe – Kaltenkirchen	Netzverstärkung	2021

Aus der tabellarischen Übersicht wird deutlich, dass alle Maßnahmen bestätigt worden, die in den nächsten drei Jahren notwendig sind. Es wird auch deutlich, dass

unter den nicht bestätigten Maßnahmen diejenigen mit einem späteren Realisierungszeitpunkt relativ stärker vertreten sind.

Dies bestärkt die Bundesnetzagentur in der Einschätzung, dass sie durch ihre Bestätigungskriterien die richtige Priorisierung der Vorhaben gefunden hat.

Die wenigen Vorhaben mit einem Inbetriebnahmedatum 2017 stehen dieser Bewertung nicht entgegen. Denn bei diesen Maßnahmen handelt es sich um technisch und rechtlich relativ einfach und schnell realisierbare Umstellungen der Spannungsebene von 220 auf 380 kV.

Die Bundesnetzagentur weist darauf hin, dass die Maßnahmen, die sie im aktuellen Netzentwicklungsplan nicht bestätigen konnte, sich nicht zwangsläufig im anzustrebenden Realisierungszeitpunkt hinter den jetzt bestätigten Maßnahmen einreihen müssen, falls diese Maßnahmen sich in späteren Netzentwicklungsplänen als erforderlich erweisen sollen.

3.2. Pilotprojekte:

3.2.1. Verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernungen

Der Netzentwicklungsplan enthält – wie in § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 3a) EnWG gefordert – Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen.

Das Energiewirtschaftsgesetz fordert in § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 3a) EnWG „Netzausbaumaßnahmen als Pilotprojekte für eine verlustarme Übertragung hoher Leistungen über große Entfernungen“. Aufgrund der über lange Distanzen geringeren Verluste von Gleichstromübertragungs- (DC) im Vergleich zur 380-kV-Wechselstromübertragungs-Technologie (AC) kommt dafür die HGÜ-Technologie grundsätzlich in Frage, aber auch höhere Spannungsebene in der Drehstromübertragung, wie z. B. bei 550-kV-AC-Technologie, eignen sich prinzipiell für eine verlustarme Übertragung über lange Reichweiten.

Das Gesetz sieht in § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 3a) EnWG vom Wortlaut her mehrere Pilotprojekte vor. Allerdings ist deren derzeitiger Umfang mit 2.100 km Korridorlänge durchaus ehrgeizig. Insbesondere stehen dabei folgende Punkte zur Diskussion:

Die zu übertragende Leistung je Trasse liegt bei bis zu ca. 2 GW je Maßnahme. Bislang gibt es nach dem Kenntnisstand der Bundesnetzagentur keine HGÜ-Übertragungsstrecken in der von den Übertragungsnetzbetreibern favorisierten sog. selbstgeführten HGÜ-Variante in Vollbrückenausführung, die in etwa die gleiche Leistung übertragen, wie die im Netzentwicklungsplan geforderten ca. 2 GW⁴. Forschung und Entwicklung müssen daher in den nächsten Jahren zur Weiterentwicklung der HGÜ-Technologien vorangetrieben werden, um zum Zeitpunkt der voraussichtlichen Inbetriebnahme die benötigten Übertragungsleistungen bereitstellen zu können. Auch gibt es bislang noch keine Erfahrungen über den Einsatz der selbstgeführten HGÜ-Technologie als Overlaynetz. Zudem fehlen bislang verlässliche Betriebserfahrungen mit selbstgeführten HGÜ-Anlagen.

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen im Netzentwicklungsplan auf mögliche Probleme beim Einsatz von HGÜ hin, die noch weitergehend untersucht werden müssen (Kap. 6.4.3). Beispielsweise sind die weiträumigen Auswirkungen von Netzfehlern an den Enden der HGÜ-Übertragungsstrecken noch nicht hinreichend untersucht worden. Außerdem sind bislang nicht erprobte Regelkonzepte insbesondere zur Beherrschung von (n-2)-Fehlern in AC/DC-Gesamtsystemen zu entwickeln und zu testen. Es sind noch erhebliche Anstrengungen erforderlich, bevor die favorisierte HGÜ-Technologie als Pilot tatsächlich zum Einsatz kommen kann.

Aufgrund der oben genannten Punkte ist bisher nicht selbstverständlich, dass der Einsatz der von den Übertragungsnetzbetreibern gewünschten HGÜ-Variante (selbstgeführt; Multilevel-Konverter; Vollbrückenmodule) problemlos in dem bestätigten Umfang möglich sein wird. Daneben sollten auch andere verlustarme Übertragungstechnologien im weiteren Verlauf des Netzentwicklungsprozesses nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden.

⁴ Bekannte Projekte weisen bisher lediglich deutlich geringere Leistungen auf. Beispiele: Borwin II, 800 MW (SIEMENS). INELFE (Interconnector Spanien-Frankreich), 2x1000 MW (SIEMENS) wird in der CIGRE Publikation von 2011 als die bisher leistungsstärkste VSC-HGÜ ausgewiesen. Cross Sound Cable, 330 MW (ABB) Estlink, 350 MW (ABB) (kein Multilevel sondern 2-level) South-West Link, 1440 MW (Alstom).

3.2.2. Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen

Der Netzentwicklungsplan enthält Pilotprojekte zum Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen.

Maßnahme 41a in P49 wird als Pilotstrecke für Hochtemperaturleiterseile (HTLS) gemäß § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 3b) EnWG angegeben.

Zu dieser Pilotstrecke fehlt eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit im Netzentwicklungsplan selbst, wie sie gemäß § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 3b EnWG gefordert wird. Allerdings gibt es umfangreiche Untersuchungen Dritter, deren Ergebnisse teilweise öffentlich zugänglich sind, so dass die fehlende Betrachtung der Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Bundesnetzagentur hingenommen werden kann. Die ebenfalls geforderte Bewertung zur Durchführbarkeit wurde zwar nicht konkret auf die gesetzliche Pilotstrecke im Netzentwicklungsplan bezogen, jedoch sind die allgemeinen Betrachtungen zum Hochstrombetrieb in den Kapiteln 5.2.2 sowie 5.4.2 aus derzeitiger Sicht hinreichend.

Neben den Pilotprojekten innerhalb der Ergebnismaßnahmen sind auch in den Startnetzmaßnahmen die Projekte zum Einsatz von HTLS benannt.

Insgesamt sind die Übertragungsnetzbetreiber aus Sicht der Bundesnetzagentur der Forderung nach Ausweisung von Pilotprojekten zum Einsatz von HTLS nachgekommen, auch wenn eine explizite Bewertung der Wirtschaftlichkeit fehlt. Der Intention des Gesetzgebers, dass die verlustarme Übertragung per HTLS zukünftig auch im realen Wirkbetrieb weiter untersucht werden soll, ist damit entsprochen worden.

3.2.3. Erwiderung

Die von den Konsultationsteilnehmern vorgebrachten Argumente weisen auf die Gefahren beim Einsatz neuer Übertragungstechnologien hin. Die Bundesnetzagentur ist sich dieser Gefahren bewusst und hat sich daher für den risikoarmen Weg der Erprobung neuer Technologien in Form von Pilotprojekten entschieden. Hierbei sind zunächst solche Technologieimplementierungen anzustreben, die bereits umfangreich erprobt sind und einen erfolgreichen Einsatz erwarten lassen. Aus diesem Grund wird die HGÜ Technik in der Ausführung bis 320kV Spannung für Pilotprojekte zur verlustarmen Übertragung eingesetzt. Höhere Spannungsebenen

sind in der für sinnvoll erachteten VSC-Ausführung nicht so weit fortgeschritten, dass hier ein Pilotprojekt bereits empfohlen werden kann. Die Entwicklung von Spannungsniveau, Verkabelungsoptionen sowie der Fähigkeit zu vermaschten Strukturen wird jedoch auch weiterhin aufmerksam verfolgt.

Durch das in bestehender Trasse geplante Projekt M02 Osterath-Philippsburg ist die zeitnahe Realisierung einer HGÜ-Strecke im vermaschten AC-Netz möglich. Die Bundesnetzagentur hält die Erkenntnisse aus der Umsetzung dieses Pilotprojekts für entscheidend bei der Bewertung der Leistungsfähigkeit von Hochspannungsgleichstromübertragung und der weiteren Entwicklung dieser Technologie.

3.3. Anforderungen gemäß § 12b Abs. 1 Satz 3 Nr. 4 EnWG

Da der Netzentwicklungsplan erstmalig erstellt und bestätigt wird, kommt diese Regelung noch nicht zur Anwendung.

3.4. Angaben über die zu verwendende Übertragungstechnologie

Der Netzentwicklungsplan enthält, wie in §12b Absatz 1 Satz 3 Nr. 5 EnWG gefordert, Angaben über die zu verwendende Übertragungstechnologie.

Dies ist im vorliegenden Netzentwicklungsplan in folgender Weise ausgeführt: In Kapitel 5 werden unabhängig von konkreten, einzelnen Netzausbaumaßnahmen verschiedene Übertragungstechnologien (AC-Zubau mit Längskompensation, AC-Ausbau in höheren Spannungsebenen, verschiedene DC-Technologien) bewertet und teilweise miteinander verglichen.

Die Entscheidung, ob die geplante Leitung als Freileitung oder als Erdkabel realisiert wird, ist auf Ebene des Netzentwicklungsplans noch nicht zu treffen, da dieser nur den energiewirtschaftlichen Bedarf feststellt. Spezifikationen zur Art der Ausführung erfolgen erst im Rahmen des Raumordnungsverfahrens bzw. der Bundesfachplanung, eventuell sogar erst bei der Planfeststellung.

Zusätzlich ist auf den Karten, welche die Ausbaumaßnahmen des jeweiligen Szenarios zeigen (s. S. 129, 133, 135 und 137), farblich gekennzeichnet, ob die Maßnahme in Wechsel- (AC) oder Gleichspannung (DC) realisiert werden soll.

Des Weiteren ist in Kapitel 9 für jede einzelne Maßnahmen die gewählte Übertragungstechnologie ausgewiesen. Dabei ist zwischen den HGÜ-Korridoren und den Projekten (380-kV-Maßnahmen) zu unterscheiden.

Im Kapitel 9.1.2 des Netzentwicklungsplans ist festgehalten, die vier HGÜ-Korridore in (Gleichstrom) VSC-Technik zu realisieren. Angaben zur Spannungsebene existieren nicht, dafür ist die benötigte Übertragungsleistung für jede einzelne Maßnahme aller Korridore spezifiziert. Der Verzicht auf konkrete Spannungsangaben ist sinnvoll, da die gewählte Übertragungstechnologie ständig weiterentwickelt wird und in den nächsten Jahren eine Steigerung in der realisierbaren Spannungsebene zu erwarten ist.

Die Projekte P20 – P74 sollen bis auf wenige Ausnahmen in 380-kV-Wechselspannung realisiert werden. Eine Angabe zur geplanten Leistung erfolgt nicht. Diese ist auch nicht notwendig, da sie sich aus der anliegenden Betriebsspannung und der zulässigen Stromstärke ergibt, für welche die jeweiligen Leiterseile ausgelegt sind. Ausnahmen stellen die grenzüberschreitenden Projekte P64, P65 und P68 dar, die in Gleichspannung realisiert werden sollen und explizit als DC-Trassenneubau ausgewiesen sind.

4. Nachvollziehbare Modellierung

Der von den Übertragungsnetzbetreibern gewählte Modellierungsansatz des Übertragungsnetzes ist für die Netzausbauplanung geeignet und für einen sachkundigen Dritten nachvollziehbar, daher sieht die Bundesnetzagentur die gesetzlichen Anforderungen im Sinne von § 12b Abs. 1 Satz 4 EnWG als erfüllt an. Eine ausführlichere Herleitung der einzelnen Netzausbaumaßnahmen durch Ausweisung der Schwachstellen im Netz wäre wünschenswert.

4.1. Gesetzliche Anforderungen

Basis für die Netzentwicklungsplanung sind verschiedene energiewirtschaftliche Szenarien, in denen Annahmen über die wahrscheinliche Entwicklung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs in den kommenden zehn Jahren getroffen werden. Diese Annahmen werden in dem jährlich von den

Übertragungsnetzbetreibern zu erstellenden Szenariorahmen getroffen, der die Grundlage für den ebenfalls jährlich zu erstellenden Netzentwicklungsplan bildet. Der erste Szenariorahmen wurde, nachdem die Öffentlichkeit die Möglichkeit zur Stellungnahme erhalten hatte, von der Bundesnetzagentur am 20.12.2011 genehmigt.

Im Entwurf des Netzentwicklungsplans werden die wesentlichen Inhalte des Szenariorahmens noch einmal erläutert und es wird dargestellt, wie die im Szenariorahmen genehmigten Werte Eingang in die Ausbauplanung des Höchstspannungsnetzes gefunden haben. Dabei werden die deutschlandweiten Annahmen des Szenariorahmens auf die Bundesländer und weiter auf die Netzknoten angewendet. Diese Vorgehensweise der Regionalisierung ist ebenfalls im Netzentwicklungsplan erläutert. Allerdings werden keine auf das Netz bezogenen, knotenscharfen Ergebnisse der Regionalisierung dargestellt. Ohne zusätzliche Informationen ist es deshalb nicht möglich, die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle, also die für die Netzdimensionierung ausschlaggebenden Belastungssituationen des Netzes, nachzuvollziehen und zu hinterfragen.

Die Modellierung des Strommarktes (Marktmodell) basiert auf einer Methodik des IAEW der RWTH Aachen. Diese wurde über Jahre entwickelt, ist öffentlich zugänglich und umfangreich dokumentiert⁵. Die Eingangsdaten sowie die Ergebnisse des Marktmodells sind im Netzentwicklungsplan dargestellt.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Marktmodellierung findet die Netzausbauplanung statt. Hierbei werden stationäre Netzanalysen (Lastflussberechnungen) sowie Stabilitätsuntersuchungen durchgeführt. Die Ausbauplanung beruht auf den Planungsgrundsätzen der Übertragungsnetzbetreiber⁶ sowie der Startnetztopologie. Das Startnetz, das den Berechnungen des Netzentwicklungsplans zugrunde gelegt wird, besteht aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und wird ergänzt durch sich bereits in konkreter Planung oder im Bau befindliche Maßnahmen, bei denen der energiewirtschaftliche Bedarf – insbesondere durch das EnLAG – schon festgestellt ist. Sowohl die Planungsgrundsätze als auch die Startnetztopologie werden im

⁵ Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt, Dissertation Tobias Mirbach, RWTH Aachen, August 2009.

⁶ Siehe dazu ausführlicher Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber.

Netzentwicklungsplan dargestellt. Auch die methodische Vorgehensweise bei der iterativen Lastflussberechnung und der Bewertung der Systemstabilität werden dargelegt.

Exemplarisch für einen Netznutzungsfall werden die Schwachstellen des Netzes anhand einer im Jahr 2022 auftretenden Belastungssituation des Startnetzes ohne weiteren Netzausbau aufgezeigt. Zusätzlich werden beispielhaft zwei Einspeise- und Lastsituationen des Jahres 2022 abgebildet. Dadurch kann das grundsätzliche Vorgehen bei der Ausbauplanung nachvollzogen werden. Jedoch ist nicht ersichtlich, in welcher Reihenfolge die Schwachstellen behoben werden und wie mögliche Alternativen gegeneinander abgewogen wurden.

Der Netzausbau folgt nach den Angaben des Netzentwicklungsplans dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau). Allerdings haben die Übertragungsnetzbetreiber die benötigten weiträumigen innerdeutschen Übertragungskapazitäten (HGÜ-Korridore) als ersten Schritt der Modellierung festgelegt (S. 101 ü. F.) und nicht mit einer Primärmodellierung auf Basis der Optimierungspotentiale begonnen. Aufgrund der erheblichen zu bewältigenden Transportleistungen, die nicht mehr allein mit Optimierungsmaßnahmen bewältigt werden können, kann dieser Ansatz aus Sicht der Bundesnetzagentur gerechtfertigt werden und ist nicht als Verletzung des NOVA-Prinzips zu bewerten.

Im Anschluss an die Bestimmung des Ausbaubedarfs der einzelnen Szenarien werden die Stabilitätsuntersuchungen durchgeführt. Diese sind im Netzentwicklungsplan dokumentiert. Für fachkundige Dritte ist das Vorgehen nachvollziehbar. Zu bemängeln ist, dass die Konsequenzen, die aus den Untersuchungen zu ziehen sind, nicht im Detail dargestellt werden.

Das von den Übertragungsnetzbetreibern verwendete Netzmodell ist in der Software INTEGRAL⁷ implementiert. Das Modell umfasst u.a. folgende Daten: Netztopologie, Leitungsparameter, elektrische Daten der Kuppelumspanner, Generatoren und HGÜ-Anlagen, Blindleistungskompensationsanlagen, unterlagerte Netze sowie benachbarte Übertragungsnetze.

⁷ FGH GmbH (2012), INTEGRAL, Interaktives Grafisches Netzplanungssystem, Kurzbeschreibung.

Die mit INTEGRAL auf Basis des Netzdatensatzes durchgeführten Analysen beinhalten im Allgemeinen:

- Lastflussuntersuchungen zur Ermittlung von Betriebsmittelauslastungen, des Spannungsniveaus und der Übertragungswinkel (als grobes Stabilitätskriterium) sowie der Versorgungssicherheit ((n-1)-Kriterium)),
- Kurzschlussuntersuchungen hinsichtlich minimaler (Auswirkung auf dynamische Stabilität und Netzurückwirkungen) und maximaler Kurzschlussleistungen (Anlagendimensionierung), im Bedarfsfall Stabilitätsuntersuchungen.

Im Zusammenhang mit der Netzausbauanalyse kommt der Lastflussuntersuchung die größte Bedeutung zu.

Bei der netztechnischen Beurteilung sehen die Planungsgrundlagen der ENTSO-E⁸ und die Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber⁹ sowohl die

- Erfüllung der (n-1)-Sicherheit
- als auch die Erfüllung ausgewählter relevanter (n-2)-Fälle

als Bedingungen für einen sicheren Netzausbau vor.

Eine Bewertung ausschließlich nach dem (n-1)-Prinzip beinhaltet naturgemäß immer ein Restrisiko für eine umfangreichere Netzstörung. Dieses Risiko wurde in der Vergangenheit akzeptiert, da es – insbesondere bei schwacher Netzauslastung – nur sehr kleine Werte angenommen hat. Aufgrund der in den letzten Jahren tendenziell gestiegenen Netzauslastung wird die ausschließliche Bewertung nach dem (n-1)-Kriterium von manchen Experten als nicht ausreichend, die Anwendung eines generellen (n-2)-Kriteriums aus wirtschaftlichen Gründen jedoch als nicht tragbar angesehen.¹⁰ Als Ergänzung werden Risiko-basierte Verfahren empfohlen. In einer umfangreichen Literaturstudie¹¹ wurde festgestellt, dass für die Netzausbauplanung deterministische Bewertungskriterien wie das (n-1)-Kriterium nach wie vor etabliert

⁸ ENTSO-E (2012), Guidelines for Grid Development. Appendix.

⁹ Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber.

¹⁰ Z.B. Kirschen, Deterministic and Probabilistic Security Criteria in a Competitive Environment.

¹¹ Battistelli, Deterministic and Risk-based Approaches to Power Systems Security Assessment.

sind und immer öfter um probabilistische und Risiko-basierte Konzepte erweitert werden.

Die von den Netzbetreibern angewandte Methodik für die Bewertung der Lastflussergebnisse basiert auf deterministischen Bewertungskriterien mit Risiko-basierten Erweiterungen und entspricht dem Stand der Technik.

4.2. Erwiderung Stellungnahme

4.2.1. Eingangparameter und Methodik

Die für das Bundesland Sachsen angenommenen Werte wurden in der alternativen Regionalisierung der Gutachter im Szenario B2022 um ca. 1.200 MW angepasst. Allerdings sind beide Verfahren methodisch begründbar und zeigen auf, welche Freiheitsgrade mit dem Szenariorahmen verbunden sind. Hier kann nur durch eine verbindlich Vorgabe zur Methodik der Regionalisierung Abhilfe geschaffen werden.

Das Verfahren zur Erstellung des Netzentwicklungsplans erlaubt keine Aussagen zur Systemrelevanz von Großkraftwerken. Hier müssen begleitende Untersuchungen angestellt werden.

Die Auswahl der Standorte und Art von Kompensationsanlagen muss anhand von statischen und dynamischen Stabilitätsbetrachtungen erfolgen. Dies konnte im Netzentwicklungsplan nur rudimentär erfolgen (siehe z.B. Seite 142ff Netzentwicklungsplan 2. Entwurf) und wird daher auch nicht zu einer Bestätigung spezifischer Kompensationsanlagen genutzt. Allerdings ist die Errichtung dieser Anlagen in der Regel kurzfristig möglich, so dass eine Planung auch in den kommenden Jahren noch angestoßen werden kann.

Die Energieaustauschmengen mit den europäischen Nachbarländern unterliegen der Marktmodellierung und den im TYNDP 2010 unterstellten Entwicklungen der Kraftwerksparks in diesen Ländern. Die Modellierung ist nachvollziehbar und basiert auf den verfügbaren Werten.

Weitere Systemoptimierungspotenziale zum geregelten Netzbetrieb können im Netzentwicklungsplan nur entsprechend der geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen Berücksichtigung finden. So ist die Beeinflussung der Standortwahl zukünftiger Kraftwerke oder ein Eingriff in deren Fahrweise nicht Gegenstand der Untersuchungen.

Eine vertiefte Prüfung der Notwendigkeit einer Maßnahme in Abhängigkeit der Minderung der Übertragungsleistung ist im Rahmen der Prüfung nicht möglich gewesen.

Die Höhe der maximalen Einspeisung von Onshore und Offshore Windenergieanlagen wurde mit Werten aus der Literatur verglichen und als nachvollziehbar eingestuft. Eine vollständige Offenlegung des Konzepts zur raumzeitlichen Korrelation von Einspeisungen aus Windenergie ist jedoch im Netzentwicklungsplan nicht erfolgt und wird von der Bundesnetzagentur in den folgenden Jahren erwartet.

Des Weiteren wurden keine präventiven oder kurativen Eingriffe in den Netzbetrieb (wie z.B. Redispatch) modelliert. Vielmehr steht das Ziel eines engpassfreien Übertragungsnetzes entsprechend der geltenden Planungskriterien im Mittelpunkt der Überlegungen. Nur hierdurch kann auch in Zukunft der hohe Grad an Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs gewährleistet werden, in dem das sinnvolle Maß von Reserven beibehalten wird.

Die als zu hoch kritisierten Werte der Kohlekraftwerke ergeben sich im Wesentlichen aus der Marktmodellierung und sind abhängig von den Brennstoffpreisen, Kraftwerksverfügbarkeiten sowie Importen und Exporten.

4.2.2. Datengrundlage

Tatsächlich haben die Länderzahlen einen signifikanten Einfluss auf die Modellierung der Übertragungsnetzbetreiber. Hier ist jedoch durch den jährlich iterativen Prozess eine regelmäßige Überprüfung vorgesehen. Auch wurde durch eine alternative Regionalisierung des Gutachters Consentec die Sensitivität dieser Einflussgröße untersucht.

Technische Angaben zu den Ergebnismaßnahmen sind im jetzigen Verfahrensstand teilweise unspezifisch, um eine möglichst hohe Flexibilität für die nachgeordneten Bundesfachplanungs bzw. Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren zu ermöglichen. So ist beispielsweise die Entscheidung für oder gegen eine Verkabelung zum Zeitpunkt des Netzentwicklungsplans noch nicht gefällt.

Eine Reduzierung des Stromverbrauchs führt in der vorliegenden Modellierung nicht zwingend zu einer Verminderung des Netzausbaus. Hierbei ist zu beachten, dass i. d. R. mit einer gleichbleibenden Spitzenlast gerechnet wurde, und daher die

auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle unter Umständen keinen oder nur minimalen Veränderungen unterliegen.

Die im Referenzszenario unterstellte Entwicklung von Stromverbrauch und Spitzenlast stellt vielmehr einen aus Sicht der Bundesnetzagentur sinnvollen Kompromiss dar, der sowohl steigende Effekte (z.B. Entwicklung Wärmepumpen, Elektromobilität) als auch vermindernde Effekte (z.B. Energieeffizienz, Lastmanagement) berücksichtigt.

Daten, die für eine Analyse von Lastflüssen benötigt werden, sind gemäß § 12f EnWG fachkundigen Dritten, die ein berechtigtes Interesse nachweisen, zugänglich zu machen. Zum Zeitpunkt der Genehmigung des Netzentwicklungsplans haben ca. 20 Institutionen und Forschungseinrichtungen hiervon Gebrauch gemacht.

Die Annahmen hinsichtlich der Anbindung des Auslands (Grenzkuppelstellen) liegen der Bundesnetzagentur vor und sind nachvollziehbar. Eine Veröffentlichung dieser Werte sollte in Abstimmung mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern angestrebt werden.

Die Wahl eines windreichen Wetterjahres wird von den Übertragungsnetzbetreibern mit der signifikanten Wahrscheinlichkeit für ein Auftreten ähnlicher Verhältnisse auch in den kommenden Jahren begründet. Tatsächlich kann die Netzplanung hier nach dem Vorsichtsprinzip erfolgen.

Wie in den Stellungnahmen gefordert wird das Gutachten der TU Graz zeitnah in Verbindung mit der Bestätigung des Netzentwicklungsplans veröffentlicht.

Um einen angemessenen Netzausbau zu ermöglichen, unterliegen die Übertragungsnetzbetreiber der Anreizregulierung. Hiermit sind die Übertragungsnetzbetreiber im eigenwirtschaftlichen Interesse zu einer effizienten Netzplanung verpflichtet.

5. Europäischer Netzentwicklungsplan und Offshore Netzplan

5.1. TYNDP

Der Netzentwicklungsplan berücksichtigt, wie in § 12b Abs. 1 Satz 5 EnWG gefordert, den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Absatz 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009.

§12b Abs. 1 Satz 5 EnWG sieht vor, dass der Netzentwicklungsplan den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Absatz 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 berücksichtigt. Obwohl bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans noch nicht verabschiedet, legt die Bundesnetzagentur den zum gegenwärtigen Zeitpunkt aktuellsten Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2012¹² zu Grunde, der von ENTSO-E am 01.03.2012 zur Konsultation gestellt und am 05.07.2012 publiziert wurde. So können Unterschiede zwischen dem deutschen und dem europäischen Netzentwicklungsplan minimiert werden, da der TYNDP 2012 aktueller als der Vorgänger TYNDP 2010¹³ ist. Entscheidend jedoch ist, dass der TYNDP 2010 nicht auf der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 beruht, da diese zum damaligen Zeitpunkt noch nicht in Kraft getreten war.

Die Berücksichtigung des nationalen und des europäischen Netzentwicklungsplanes erfolgte auf zwei Ebenen. Es fand ein Abgleich der Eingangsparameter für die Netzberechnungen, d. h. der Szenarien (Annahmen zum Kraftwerkspark und zur Last) und der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten¹⁴ statt. Des Weiteren wurde abgeglichen, ob die ermittelten Maßnahmen inklusive Kostenannahmen und erwarteten Inbetriebnahmedaten der beiden Pläne nicht in Widerspruch zueinander stehen.

Die Szenarien zur installierten Leistung, zur Last und zum Verbrauch sind dem zum TYNDP 2012 gehörenden „Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ 2011 (SO & AF 2011¹⁵) zu entnehmen. Die im SO & AF 2011 angenommenen Szenarien bilden die Grundlage für den TYNDP 2012. Der SO & AF 2011 wurde im letzten Jahr konsultiert und veröffentlicht und nach dem Kernkraftmoratorium im Jahr 2011 in Teilen - speziell für Deutschland - aktualisiert.

¹² <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/tyndp-2012-new/>.

¹³ <https://www.entsoe.eu/index.php?id=282>.

¹⁴ Grenzüberschreitende Transportkapazität = Net Transfer Capacities = NTC.

¹⁵ <https://www.entsoe.eu/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2011-2025/>.

5.1.1. Szenarien des TYNDP 2012

Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Nachbildung der im europäischen Ausland installierten Erzeugungskapazitäten auf Angaben des SO & AF 2011 in seiner ursprünglichen Form zurückgegriffen, da dieser zu dem Zeitpunkt der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2012 die aktuellste Prognose darstellte. Es ist jedoch zu beachten, dass der im SO & AF 2011 untersuchte Zeitpunkt um zwei Jahre von dem im deutschen Netzentwicklungsplan untersuchten Zeitpunkt abweicht, da der SO & AF 2011 nur Aussagen für die Jahre 2015 und 2020 macht. Dies ist für Deutschland insofern relevant, da in 2022 die Nutzung der Kernenergie für die Stromerzeugung endgültig beendet wird.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben für die Nachbildung des europäischen Auslands in den Marktsimulationen der Szenarien A und B 2022 das durch einen eher moderaten Zuwachs an Erneuerbaren Energieanlagen gekennzeichnete „Scenario B“ des SO & AF 2011 verwendet. Dieses beruht auf Angaben von allen Übertragungsnetzbetreibern, die zu ENTSO-E gehören, und stellt die aus ihrer Sicht wahrscheinlichste Prognose für die zukünftige Entwicklung dar. Abweichend dazu wurde für die Nachbildung des europäischen Auslands in den Szenarien B 2032 und C 2022 mit einem hohen Ausbau von Erneuerbaren Energien das „Scenario EU 2020“¹⁶ des SO & AF zu Grunde gelegt.¹⁷

5.1.2. Grenzüberschreitende Transportkapazitäten

Bei der Erstellung des deutschen Netzentwicklungsplans, d.h. speziell bei der Ermittlung der grenzüberschreitenden Handelsflüsse und damit auch der Lastflüsse innerhalb Deutschlands, werden die grenzüberschreitenden Transportkapazitäten benötigt. Denn die korrekte Berechnung der tatsächlichen, physikalischen Lastflüsse und somit des Netzausbaubedarfs setzt die Kenntnis der vorhandenen grenzüberschreitenden Transportkapazitäten voraus. Diese wurden an Hand von

¹⁶ Das „Scenario EU 2020“ leitet sich von der EU-Klimapolitik ab und liefert eine Abschätzung für potentielle zukünftige Entwicklungen unter der Voraussetzung, dass die Ziele der nationalen Regierungen hinsichtlich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in 2020 erfüllt werden.

¹⁷ Siehe ü. F. des Netzentwicklungsplans, S. 53.

bestehenden Leitungen und geplanten Netzausbaumaßnahmen des TYNDP 2010¹⁸ für 2022 und 2032 ermittelt. Der TYNDP 2010 war der zum Zeitpunkt des Beginns der Netzberechnungen vorliegende und gültige europäische Netzentwicklungsplan. Zusätzlich wurde im überarbeiteten Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber vom 15.08.2012 eine neue Leitung nach Norwegen mitberücksichtigt (siehe S. 54 ü. F.).

5.1.3. Projekte und Maßnahmen

Der Fokus des TYNDP liegt vor allem auf überregionalen, internationalen Ausbaumaßnahmen, die für grenzüberschreitenden Stromtransport von Bedeutung sind. Im Gegensatz dazu enthält der deutsche Netzentwicklungsplan nur die Deutschland betreffenden Projekte einschließlich solchen, die nur innerdeutschen, regionalen Transportaufgaben dienen. Die Deckungsgleichheit ist grundsätzlich groß, aber nicht vollständig. Es gibt Projekte und Maßnahmen im deutschen Netzentwicklungsplan, die nicht im TYNDP vorkommen, da diese sich nicht aus der Systematik zur Ermittlung der Maßnahmen auf europäischer Ebene ergeben. Dies betrifft vor allem einige Startnetzprojekte sowie P26, Maßnahme 79 der ü. F. des Netzentwicklungsplans.

Umgekehrt finden sich einige Maßnahmen und Projekte des TYNDP nicht im deutschen Netzentwicklungsplan wieder, wie z. B. die Anschlussleitungen der Offshore-Windparks, die explizit nicht Teil des deutschen Netzentwicklungsplanes sind. Ebenso können zum gegenwärtigen Stand der Prüfung die Projekte 35.137, 35.138, 40.A29, 44.171, 44.173 und 44.A80 des TYNDP 2012 keinen Projekten des Netzentwicklungsplans zugeordnet werden. Diese Projekte werden zu einem großen Teil im TYNDP 2012 als „long term“ klassifiziert und befinden sich demnach in einem sehr frühen Planungsstadium.

Bei einigen Projekten des TYNDP sind die Angaben nicht konkret genug, so z.B. beim Projekt 44.A80 des TYNDP 2012 (Area of West Germany, Installation of several 300MVar 380kV capacitance banks, extensions of existing substations, present status: under consideration), so dass eine genaue Zuordnung zu Projekten des Netzentwicklungsplanes schwierig ist.

¹⁸ Zu den bereits im TYNDP 2010 enthaltenen Deutschland betreffenden grenzüberschreitenden Netzausbaumaßnahmen ist im TYNDP 2012 lediglich eine Leitung nach Luxemburg hinzugekommen, deren Planungsstand noch zu unkonkret ist, um im Netzentwicklungsplan berücksichtigt zu werden.

Unter den oben beschriebenen Prämissen wurde die Berücksichtigung des europäischen Netzentwicklungsplans im überarbeiteten Entwurf des deutschen Netzentwicklungsplan an Hand der Projektliste des am 05.07.2012 veröffentlichten TYNDP 2012 überprüft und für ausreichend befunden. Soweit auf Grund der Genauigkeit der Angaben überprüfbar, finden sich die Deutschland betreffenden Projekte des TYNDP 2012 im Netzentwicklungsplan wieder. Ausnahmen stellen diejenigen Maßnahmen dar, welche im TYNDP als „long term“ klassifiziert sind und sich noch in einem sehr frühen Planungsstadium befinden. Des Weiteren lässt sich für die Projekte, welche in beiden Plänen enthalten sind, eine weitgehende Konsistenz bezüglich der geplanten Inbetriebnahmedaten feststellen.

Vergleicht man die für den Netzausbau veranschlagten Kosten, so lässt sich im Rahmen der vorhandenen Angaben eine gute Übereinstimmung des deutschen mit dem europäischen Netzentwicklungsplan feststellen. Während im TYNDP 2012 die Höhe der benötigten Investitionen in Deutschland mit 30 Mrd. Euro abgeschätzt wird, werden im deutschen Netzentwicklungsplan die Kosten des Netzausbaus mit 20 Mrd. Euro beziffert. Die Differenz ergibt sich daraus, dass der TYNDP 2012 zusätzlich die Anschlussleitungen der Offshore-Windparks enthält.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die zum jeweiligen Zeitpunkt aktuellsten verfügbaren Daten aus dem TYNDP hinsichtlich der Erzeugungs- und Netzinfrastruktur des Europäischen Auslands verwendet. Ebenso ist im Netzentwicklungsplan eine Berücksichtigung des TYNDP 2012 auf Ebene der Maßnahmen erfolgt. Somit berücksichtigt der Netzentwicklungsplan, wie in §12b Abs. 1 Satz 5 EnWG gefordert, den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan nach Artikel 8 Absatz 3b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009.

5.1.4. Erwiderung Stellungnahmen

Von einigen Konsultationsteilnehmern wird eine enge Zusammenarbeit mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern gefordert. Diese findet bereits im Rahmen von ENTSO-E, dem Verbund der europäischen Übertragungsnetzbetreiber sowie auf bilateraler Ebene statt.

Der Forderung, alle Maßnahmen des NEPs mit ihrer TYNDP-Projektnummer zu kennzeichnen, falls diese auch Maßnahmen des TYNDPs sind, widerspricht die

Bundesnetzagentur nicht. Eine solche Kennzeichnung würde auch aus Sicht der Bundesnetzagentur zu einer größeren Transparenz führen. Es gibt jedoch keine rechtliche Grundlage hierfür, mit der die Übertragungsnetzbetreiber zu einer solchen Kennzeichnung verpflichtet wären. Informationen zu Maßnahmen der Nachbarn von Deutschland sind dem TYNPD zu entnehmen. Eine Auflistung und Beschreibung dieser Maßnahmen würde zu einer Überfrachtung des deutschen Netzentwicklungsplanes führen.

5.2. Offshore-Netzplan

Die Bundesregierung hat in ihrem Energiekonzept das Ziel festgelegt, dass in der deutschen Nord- und Ostsee bis zum Jahr 2030 Windparks mit einer Leistung von 25.000 MW errichtet werden. Um dieses Ziel zu erreichen und Planungssicherheit für die Beteiligten zu schaffen, wurde im Juni 2011 die Aufstellung eines Offshore-Netzplans in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee und Ostsee gesetzlich verankert.

Der Netzentwicklungsplan soll nach §12b Abs. 1 Satz 5 EnWG vorhandene Offshore-Netzpläne berücksichtigen. Eine Berücksichtigung von vorhandenen Offshore-Netzplänen bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2012 ist nicht möglich, da derzeit das Verfahren zur Erstellung des ersten Offshore-Netzplanes nach § 17 EnWG noch nicht abgeschlossen ist. Eine Berücksichtigung des bisher vorliegenden Entwurfes des ersten Offshore-Netzplanes im Netzentwicklungsplan 2012 hätte dem aktuellen Verfahren des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) und den im Rahmen dieses Verfahrens von Behörden, Verbänden und weiteren Beteiligten eingereichten Stellungnahmen vorgegriffen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Übrigen in der überarbeiteten Fassung des Netzentwicklungsplans auch keine Offshore-Anbindungen ausgewiesen.

Aufgrund der zeitlichen Verschiebungen ist eine Zusammenlegung der beiden Pläne, wie angeregt, für diesen Turnus nicht möglich gewesen, könnte aber in Betracht gezogen werden.

Die Stromeinspeisung der Offshore-Windparks wurde durch die Übertragungsnetzbetreiber über die Anlandungspunkt berücksichtigt. Für das Übertragungsnetz stellen diese Anlandungspunkte normale Einspeisepunkte dar. Die Festlegung der Anbindungspunkte erfolgt aufgrund der Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber konkrete Belastungen auf Umweltschutzgüter werden im Umweltbericht beschrieben.

Durch die Installation der Windkraft auf See (Offshore) erreichen die Anlagen eine höhere Anzahl an Volllaststunden, wodurch die wirtschaftliche Auslastung im Vergleich zu Onshore-Windkraftanlagen günstiger ist. Grundsätzlich ist die Betrachtung der Kostenumlage sowie der Haftungsfragen jedoch nicht Gegenstand des Netzentwicklungsplanes.

Die Einbeziehung von alten Kraftwerksstandorten ist von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan möglicherweise bereits berücksichtigt. Im Rahmen der Bundesfachplanung werden diese Punkte näher betrachtet.

Die Auslegung der Korridore orientiert sich nicht ausschließlich an der Einspeisung der Windenergie, sondern ebenfalls an Onshore-Einspeisungen oder Interkonnektoren. Aufgrund des jährlichen Turnus des Netzentwicklungsplanes kann nach Beendigung des Aufstellungsverfahrens des Offshore-Netzplans dieser in den nächsten Netzentwicklungsplan mit einfließen. Überdies ist geplant, dass die Übertragungsnetzbetreiber neben dem Netzentwicklungsplan für das Festland auch einen Netzentwicklungsplan für den Offshorebereich erstellen. Dann würde eine komplette Verzahnung dieser beiden Teilpläne zu einer größtmöglichen Koordinierung führen.

6. Anforderungen gemäß § 12b Abs. 4 EnWG

6.1. Betrachtung anderweitiger Planungsmöglichkeiten

Das Ziel der Netzausbauplanung ist der sichere und zuverlässige Netzbetrieb. Um diesen zu gewährleisten, müssen „Schwachstellen“ im Netz behoben werden. Hierfür gibt es eine Vielzahl von Möglichkeiten. Die Auswahl der zu präferierenden Lösung aus allen Alternativen erfolgt gemäß den Planungsgrundsätzen und dem NOVA-Prinzip.

Bei der Behebung einer Schwachstelle stehen verschiedene Möglichkeiten zur Auswahl, die sorgfältig gegeneinander abgewogen werden müssen. Wird eine Möglichkeit ausgewählt, wirkt sich diese sowohl auf die Schwachstelle als auch auf das restliche Netz aus. Die weitere Netzplanung erfolgt unter Berücksichtigung der gewählten Möglichkeit, die die weiteren Planungsoptionen beeinflusst. Aufgrund dieser Abhängigkeiten der verschiedenen Maßnahmen untereinander ist es i.d.R.

nicht möglich, in späteren Planungsstufen eine vorher verworfene Möglichkeit gegen die gewählte zu tauschen. Diese passt nicht ins Gesamtkonzept und gewährleistet den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zusammen mit den anderen Maßnahmen nicht. Folglich können Einzelmaßnahmen des Gesamtplans nicht gegen während der Planung betrachtete Möglichkeiten getauscht werden.

Abgesehen von verschiedenen Möglichkeiten für Einzelmaßnahmen gibt es jedoch eine Reihe von Freiheitsgraden in dem Prozess der Netzentwicklungsplanung, die eine Bandbreite an möglichen Entwicklungen widerspiegelt. Die Bundesnetzagentur hat die Untersuchung dieser Varianten in ihre Prüfung einbezogen, um eine für verschiedene zukünftige Entwicklungen robuste Planung zu finden.

- Szenariorahmen: Der Szenariorahmen legt die für Deutschland kumulierten bzw. bundeslandscharfen Werte der Erzeugung und Last für die drei Szenarien A2022, B2022 und C2022 sowie die Fortschreibung des Szenarios B bis 2032 fest. Diese Zahlen bilden die Grundlage der Netzausbauplanung und definieren die Bandbreite möglicher Entwicklungen in Deutschland.
- Regionalisierung und Marktmodellierung: Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei der Regionalisierung der Szenariorahmen Zahlen die Bundesländerzahlen des Szenarios C2022 zugrunde gelegt. Konkret bedeutet dies, dass auf Grund der gemeldeten energiepolitischen Ziele der Bundesländer (Szenario C2022) der Zubau erneuerbarer Energien berechnet wurde. Die Zubauzahlen der Szenarien A2022 und B2022 wurden gemäß des C2022-Zubaus skaliert. Die Ausbauplanung der Übertragungsnetzbetreiber wurde ausgehend von Szenario C über B nach A durchgezogen. Somit bilden die Ergebnisse des Szenarios C die Grundlage für Szenario B, und die Ergebnisse für A sind überwiegend in Szenario B enthalten. Die Ergebnisse des Szenarios B enthalten somit die Bandbreite der im Szenariorahmen zugrunde gelegten Entwicklungen.
- Im Gegensatz zum Vorgehen der Übertragungsnetzbetreiber hat der Gutachter der Bundesnetzagentur, Consentec, im NEMO I-Gutachten eine methodisch andere Vorgehensweise gewählt. Dieses Regionalisierung ist für

die Szenarien A und B unabhängig von den energiepolitischen Zielen der Bundesländer und beruht auf Potentialanalysen der Energieträger Wind Onshore, Photovoltaik und Biomasse. Diese Daten bilden die Grundlage für das Gutachten NEMO II der TU Graz. Ergebnisse der Netzplanung, die bei den Übertragungsnetzbetreibern und der TU Graz trotz unterschiedlicher Regionalisierungen gleich sind, sind folglich robuste Lösung unabhängig von der gewählten Methodik.

- Netzplanung: Im Gegensatz zu den einmal gewählten Einzelmaßnahmen sind unterschiedliche Gesamtkonzepte des Netzentwicklungsplans vorstellbar. Die Bundesnetzagentur hat daher verschiedene Varianten des im NEP vorgeschlagenen Netzausbaus betrachtet. Diese Untersuchungen wurden sowohl von der TU Graz im NEMO II-Gutachten als auch von der Bundesnetzagentur selbst durchgeführt. Insbesondere wurden die Varianten „keine HGÜ-Korridore“, „nur Korridore A & C“, „nur Korridore B & D“, „Korridore A, C & D“ sowie vom NEP abweichende ein- und zwei-Korridor-Lösungen untersucht und bewertet.

Die Berücksichtigung der drei Szenarien des Szenariorahmens, verschiedener Regionalisierungen sowie Varianten des Gesamtkonzepts ergibt die gemäß § 12c Abs. 1 i. V. m. § 12b Abs. 4 EnWG geforderte Prüfung anderweitiger Planungsmöglichkeiten.

6.2. Öffentlichkeitsbeteiligung seitens der Übertragungsnetzbetreiber

Dem Netzentwicklungsplan ist eine zusammenfassende Erklärung beizufügen über die Art und Weise, wie die Ergebnisse der Beteiligungen nach § [12a](#) Absatz 2 Satz 2 und § [12b](#) Absatz 3 Satz 1 EnWG in dem Netzentwicklungsplan berücksichtigt wurden.

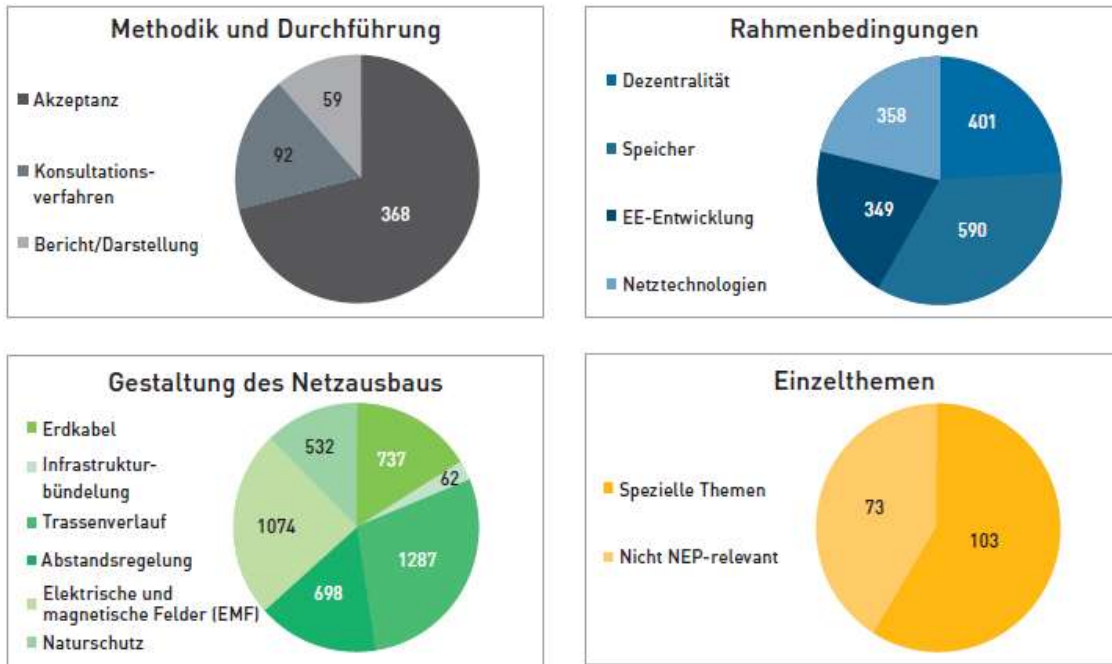
Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemäß § 12b Abs.4 EnWG eine zusammenfassende Erklärung über die Art und Weise der Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung beigefügt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben der Öffentlichkeit, einschließlich tatsächlicher und potentieller Netznutzer, den nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Trägern öffentlicher Belange und den

Energieaufsichtsbehörden der Länder Gelegenheit zur Äußerung im Rahmen ihrer Konsultation zum Entwurf des Netzentwicklungsplan bis zum 10.07.2012 gegeben.

In der überarbeiteten Fassung des Netzentwicklungsplans wurde von den Übertragungsnetzbetreibern das Kapitel 7 „Zusammenfassende Darstellung der Konsultation“ eingefügt. Dort wird eine Übersicht über die häufigsten und wesentlichen Inhalte der Stellungnahmen gegeben und geschildert, wie die Stellungnahmen berücksichtigt wurden.

In vielen eingegangenen Stellungnahmen wurden Themen behandelt, die im Kern den Szenariorahmen betreffen und nicht den daraus abgeleiteten Netzentwicklungsplan. So wird beispielsweise die Dezentralisierung von Erzeugungsanlagen in dem vorgelagerten Schritt der Erstellung des Szenariorahmens berücksichtigt. Der Szenariorahmen wird jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht diesen auf ihrer Internetseite, eröffnet die Möglichkeit zur Stellungnahme und bestätigt ihn schließlich.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in Kapitel 7 des überarbeiteten Netzentwicklungsplans einen guten Überblick über die Themenbereiche der eingegangenen Stellungnahmen gegeben. Sie sind sowohl in diesem wie auch zu Beginn der jeweiligen Kapitel auf die Ergebnisse der Konsultation eingegangen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben für Themenbereiche, die nicht im Netzentwicklungsplan berücksichtigt werden konnten, eine Erläuterung über die Gründe abgeben. Diese wurde an der entsprechenden Stelle in dem jeweiligen Kapitel eingefügt. Stellungnahmen, die für den jetzigen Prozessschritt relevant sind, führten auch zu Änderungen im Netzentwicklungsplan. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Themen in vier Kategorien eingeteilt (Abbildung 5) und anschaulich dargestellt.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 5: Anzahl der Nennungen eines Themas

Darüber hinaus werden die Absender der Stellungnahmen kategorisiert. Demnach stammen 87% der eingegangenen Stellungnahmen von Privatpersonen und 13% von Institutionen.

C. Konsultation der Bundesnetzagentur

1. Statistische Aufbereitung Konsultation

Die Öffentlichkeitsbeteiligung der Bundesnetzagentur stieß in der Öffentlichkeit auf großes Interesse. Die Anzahl der Stellungnahmen wurde gegenüber der Konsultation der Übertragungsnetzbetreiber gesteigert. Im Rahmen der Konsultation sind bei der Bundesnetzagentur 3313 Stellungnahmen eingegangen, die als verfahrensrelevant identifiziert worden sind. Die Bundesnetzagentur ist über eine derartige Beteiligung sehr erfreut, da es von großer Bedeutung ist, dass die Bestätigung des Netzentwicklungsplans von einer möglichst breiten Masse getragen wird.

Die eingegangenen Stellungnahmen verteilen sich annähernd ausgeglichen auf Post- (55%) und Emailingänge (45%).

94% der Stellungnahmen stammen von Privatpersonen und 6% von Institutionen.

Konsultationsteilnehmer

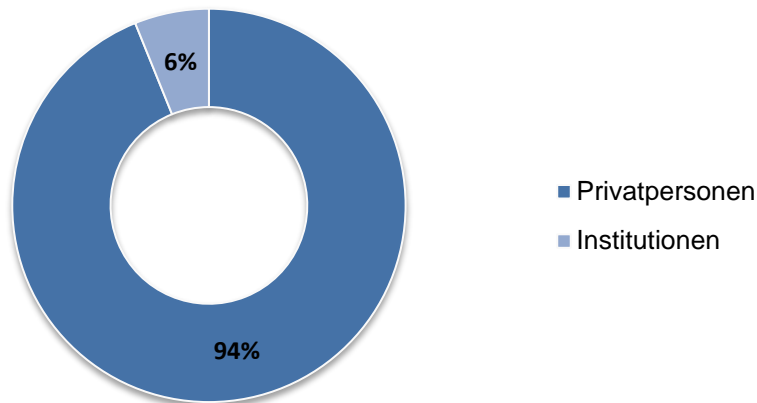


Abbildung 6: Konsultationsteilnehmer

Innerhalb der Institutionen verteilen sich die Konsultationsteilnehmer entsprechend. 32% der institutionellen Stellungnahmen stammen von Verbänden und Vereinen, 23% der Stellungnahmen aus Bereichen der regionalen Verwaltung, 18% der institutionellen Eingänge von Unternehmen. Die restlichen 27% der Stellungnahmen verteilen sich auf die Landes- und Bundespolitik (17%), Bürgerinitiativen (9%) sowie Beiträge von Instituten (1%).

Institutionen

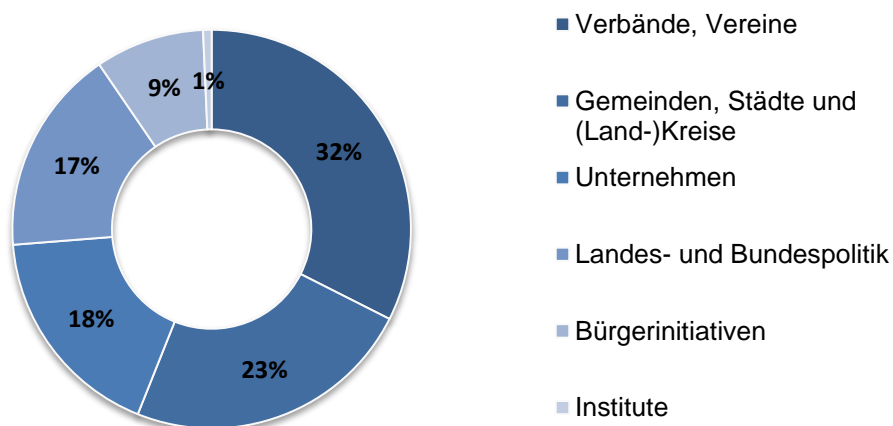


Abbildung 7: Beteiligung der Institutionen

2. Erwiderung zu Themen außerhalb § 12b EnWG

In den Stellungnahmen worden über die bereits „berücksichtigten“ Einwände eine Vielzahl von weiteren Einwänden vorgebracht.

Neben den konkreten inhaltlichen Anforderungen der §§ 12a ff. EnWG an die Erstellung des Netzentwicklungsplan beeinflussen eine Vielzahl von weiteren Faktoren die Netzentwicklungsplanung. Neben den technischen Möglichkeiten stellen auch der sonstige geltenden gesetzlichen Rahmen und der Wille der Öffentlichkeit eine wegweisende Richtschnur in diesem Gesamtplanungsprozess dar. In der Konsultation wurde deutlich, dass die Öffentlichkeit im Zusammenhang mit dem Netzausbau an sehr vielen unterschiedlichen Themenbereichen interessiert ist, diese hinterfragt und kritisch würdigt. Viele Themen, wie z.B. Einsatz von Stromspeichern, dezentrale Erzeugung, Ausbauumfang und –art, sind von hoher Relevanz für die zukünftige Gestaltung der Energielandschaft in Deutschland. Allerdings sind die verschiedenen Themen aus juristischer Sicht auf unterschiedlichen Planungsstufen (Abbildung 8) relevant und zu diskutieren. Im folgenden Kapitel werden daher die in den Stellungnahmen häufig angesprochenen Themenschwerpunkte aufgegriffen und kurz erläutert sowie der Planungsstufe zugeordnet, auf welcher sie zu berücksichtigen sind.

Der Gesamtprozess



Abbildung 8: Gesamtprozess Netzausbau

2.1. Szenariorahmen

In den Stellungnahmen wurde eine Vielzahl von Einwänden vorgebracht, die die genehmigten Szenarien betreffen. Dazu zählen alle Einwände, die sich auf Erzeugung, Versorgung und Verbrauch beziehen. Auch wenn diese im Rahmen des Netzentwicklungsplans zu keiner Änderung führen können und bereits in der Konsultation zum Szenariorahmen 2011 ausführlich diskutiert wurden, soll kurz auf die wesentlichen und am häufigsten geäußerten Argumente eingegangen werden.

Häufig wurde kritisiert, die Datenerhebung sei nicht nachvollziehbar. Dem ist zu erwidern, dass in der Genehmigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2012 alle Annahmen zur installierten Leistung, zum Verbrauch und zur Last transparent dargelegt und mit Quellenangaben versehen wurden.

Weiterhin wurde gefordert, die Auswirkungen von Energieeinsparungen und Energieeffizienzmaßnahmen zu berücksichtigen und den Szenarien somit einen niedrigeren Stromverbrauch zu Grunde zu legen. Wie bereits in der Genehmigung des Szenariorahmens dargelegt, kann eine einheitliche und eindeutige Schlussfolgerung im Hinblick auf die Entwicklung des Nettostrombedarfs aus Studien

nicht abgeleitet werden, da sich gegenläufige Prozesse gegenseitig aufheben können. So ist bei einem auch nur geringen Wirtschaftswachstum die angenommene konstante Entwicklung des Nettostrombedarfs schon ein sehr ambitioniertes Ziel, das erhebliche Fortschritte bei der Energieeinsparung und der Energieeffizienz voraussetzt. Es muss davon ausgegangen werden, dass eine durch Fortschritte bei der Energieeinsparung und der Energieeffizienz erzielte Minderung des Stromverbrauchs durch ein Wirtschaftswachstum sowie durch neue Anwendungen kompensiert wird. Insbesondere in den Bereichen Mobilität (Elektromobilität) und Wärmeerzeugung ist tendenziell mit einer Ersetzung von fossilen Brennstoffen durch Strom und damit mit einer Erhöhung des Stromverbrauchs zu rechnen.

Auch auf eine Differenzierung des angenommenen Nettostrombedarfs in den Szenarien wird verzichtet, um die Wirkungen der variierenden Annahmen zur installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung auf den erforderlichen Netzentwicklungsbedarf besser erkennen zu können.

Einige Konsultationsteilnehmer fordern eine Anpassung der Szenarien an die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung. Diese sind lediglich in Szenario A 2022 hinsichtlich der Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung, der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs nicht erfüllt. Bei der Genehmigung der Szenarien war jedoch nicht absehbar, ob die Szenarien diesen Zielen widersprechen, da dies erst nach Durchführung einer Marktsimulation und der Ermittlung der erzeugten Strommengen beurteilbar ist. Zusätzlich dazu ist in diesem Zusammenhang darauf hinzuweisen, dass sich die energiepolitischen Ziele der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Senkung des Primärenergieverbrauchs sektorübergreifend auf die gesamten Treibhausgasemissionen bzw. den gesamten Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland beziehen. Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012 zur Senkung des Primärenergieverbrauchs beziehen sich hingegen sektorspezifisch auf den Bereich der Stromerzeugung, bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen sind die Emissionen anderer Sektoren einer Studie entnommen.

Weiterhin wurde kritisiert, dass die Annahmen zur installierten Leistung regenerativer Energien in Szenario B insbesondere für die nördlichen Bundesländer zu niedrig seien, und Szenario C daher besser als Leitszenario geeignet wäre. Die

Bundesnetzagentur hat in der Genehmigung des Szenariorahmens geschrieben, dass die Annahmen zur installierten regenerativen Erzeugungsleistung in Szenario C 2022 sich im Vergleich zu den anderen Szenarien am oberen Rand bewegen. Sie ergeben sich aus den Ausbauzielen der einzelnen Bundesländer. Diese sind hinsichtlich ihrer Belastbarkeit höchst unterschiedlich zu bewerten, da es sich teilweise um politische Ziele handelt. Bundesweit ergibt sich aus den Ausbauzielen für die installierte Leistung Wind Onshore in Szenario C 2022 ein wesentlich höherer Wert als in Szenario B 2022, für die installierte Leistung Photovoltaik ein niedrigerer Wert. Eine solche Entwicklung erscheint vor den Entwicklungen der letzten Jahre nicht als mittlere wahrscheinliche Entwicklung. Das Szenario B 2022 wird als das Leitszenario angesehen, da es auf Studien beruht und durch die beobachteten Entwicklungen der letzten Jahre gestützt wird.

2.2. Dezentralisierung

Entsprechend den Regularien der EU-Binnenmarktrichtlinien wird auf eine strenge Trennung von Erzeugung und Übertragung elektrischer Energie geachtet. Dies begründet sich im Wesentlichen aus den volkswirtschaftlichen Vorteilen. Im Netzentwicklungsplan wird daher von der im Szenariorahmen bestätigten Versorgungsaufgabe für die Jahre 2022 und 2032 ausgegangen. Hier wurde die Entwicklung dezentraler Erzeuger wie z.B. Photovoltaikdachanlagen oder Blockheizkraftwerke berücksichtigt. Es wird jedoch weiterhin von einer Versorgungsaufgabe der Übertragungsnetze entsprechend den gesetzlichen Gegebenheiten ausgegangen. Dies ist aus zwei Gründen sinnvoll. Zum einen wird in Gegenden mit regional sehr hohem Elektrizitätsbedarf (z.B. in industriell geprägten Strukturen) eine dezentrale Versorgung auch dauerhaft nicht möglich sein. Zum anderen zielen die meisten dezentralen Energieversorgungskonzepte heute auf eine energetische Autarkie hin, d. h. der Jahresbedarf wird in Summe aus eigenen, dezentralen Quellen bereitgestellt. Hiervon muss jedoch zwingend eine Leistungsautarkie unterschieden werden, die den Bedarf vor Ort zu jedem Zeitpunkt aus eigener Erzeugung oder aus Speichern decken kann. Dies ist in der Regel wirtschaftlich nicht darstellbar, weshalb ein Verbleib im Verbundnetz auch für solche Haushalte oder Regionen vorausgesetzt werden muss, deren Jahresenergiebilanz ausgeglichen ist.

Ferner wurde von den Konsultationsteilnehmern auch der Wunsch nach Änderungen an den bestehenden Regularien der Förderung Erneuerbarer Energien vorgebracht. Dies ist nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans, sondern der an der Novelle des EEG beteiligten Ministerien.

2.3. Einspeisemanagement

Die von den Konsultationsteilnehmern vorgebrachten Argumente hinsichtlich des Managements von Einspeisern (beispielsweise Kappung von Leistungsspitzen der Windenergie) werden von der Bundesnetzagentur als signifikanter Einflussfaktor auf den Umfang des Netzausbaus gesehen und bedürfen einer tiefgehenden Untersuchung. Die methodische Vorgehensweise erlaubt jedoch eine Berücksichtigung von Einspeiserreduzierungen nur zum Zeitpunkt der Regionalisierung und Marktmodellierung. Im Verfahren zur Erstellung des Netzentwicklungsplans 2012 konnten diese Einwände daher keine Wirkung mehr entfalten. Aufgrund der Relevanz des Sachverhalts wird daher eine umfassende Berücksichtigung im Szenariorahmen 2013 angestrebt.

2.4. Speicher

Unter Speichertechnologien wird in der Stromübertragung die Möglichkeit verstanden, dem Übertragungsnetz überschüssige elektrische Energie zu entziehen und diese an einem anderen Ort oder zu einem anderen Zeitpunkt dem Stromnetz wieder zuführen. Die Entwicklung und Forschung von Speichertechnologien wird von der Öffentlichkeit mit wachsendem Interesse betrachtet. Zu diesem Thema ist seitens der Bundesnetzagentur folgendes zu sagen.

Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem überarbeiteten Entwurf zum Netzentwicklungsplan das Thema Speichertechnologien in den Kapitel 2.2. und 3.3.2 thematisiert. Zusätzlich wird auf den Seiten 33ff. auf die Power-to-gas-Technologie eingegangen. Die Übertragungsnetzbetreiber äußern hierbei deutlich, dass in Zukunft Energiespeicher zum Einsatz kommen müssen, um die Energieversorgung zu gewährleisten. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen auf die Möglichkeit der Speicherung im Ausland ein, indem sie darauf hinweisen, dass dieses Potential über die (bestehenden und geplanten) Verbindungen in die Nachbarländer Berücksichtigung in der Marktsimulation gefunden hat.

Zu den derzeit einsetzbaren, wirtschaftlich sinnvollen Speichern zählen sowohl Pump- als auch Druckluftspeicher. Dabei ist zwischen dem Weiterbetrieb und einem Neubau zu unterscheiden. Während der Weiterbetrieb von bestehenden Speichern allgemein als wirtschaftlich sinnvoll erachtet wird, wird von potentiellen Speicherbetreibern die Neuinvestition / der Neubau zur Zeit als nicht wirtschaftlich lohnend angesehen. Dies betrifft beispielsweise Druckluftspeicher, da diese einen deutlich geringeren Wirkungsgrad als Pumpspeicher haben. Mit der technischen Weiterentwicklung von Druckluftspeichern hin zu adiabaten Druckluftspeichern, die die Abwärme nutzen können, wird hier eine enorme Steigerung des Wirkungsgrades und somit auch der Wirtschaftlichkeit erreicht. Zurzeit ist der adiabate Druckluftspeicher in einem Pilotprojekt in der Erprobung. Die Ergebnisse dieses Pilotprojektes können eine erste Einschätzung über die Wirtschaftlichkeit liefern. Beide Technologien sind stark von der landschaftlichen Topografie und Geologie abhängig¹⁹. Da bei Pumpspeicherkraftwerken Höhendifferenzen vorhanden sein müssen und bei Druckluftspeichern geeignete Salzstöcke oder entsprechende Hohlräume in bestimmten Tiefen vorhanden sein müssen, können in Deutschland nicht beliebige Standorte gewählt werden. Hierdurch werden Pump- und Druckluftspeicher in Ihrem Potential und in der Standortwahl innerhalb der Bundesrepublik Deutschland begrenzt. Für Laufwasserkraftwerke gilt in gleichem Maße, dass sie stark von der Topografie abhängig sind und ebenfalls eine Höhendifferenz vorhanden sein muss, um eine gewisse Fließgeschwindigkeit des Wassers zu erreichen.

Für die von den Übertragungsnetzbetreibern als Exkurs beschriebene Power-to-gas-Technologie kommt ein weiterer Aspekt hinzu. Durch die Umwandlung von elektrischer Energie in synthetisches Gas und die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz ist keine eindeutige Trennung mehr zwischen dem Stromnetz und dem Erdgasnetz möglich.

Ungeachtet dessen befinden sich diese Technologien zum heutigen Zeitpunkt noch in der Entwicklungsphase. Die ersten Pilotanlagen werden gute Potenziale für eine erste Einschätzung der Wirtschaftlichkeit bieten. Eine Einbeziehung in den Netzentwicklungsplan ist erst sinnvoll, wenn eine Marktreife dieser Technologie absehbar ist. Mit einem großflächigen Einsatz ist in den nächsten zehn Jahren nicht

¹⁹Sauer (2006), Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen in regenerativen Energiesystemen.

zu rechnen, so dass die Auswirkungen von Power-to-gas für den Netzentwicklungsplan 2012 noch nicht betrachtet werden müssen.

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die Region, in der ein Bedarf an Stromspeichern besteht, nicht zwangsläufig auch die Region ist, in der die Errichtung von Speichern möglich oder auch vorteilhaft ist. Eine Verringerung des Transportbedarfs – und somit eine Verringerung des Netzausbaubedarfs – bedingt, dass zumindest die Erzeugung und Speicherung am selben Ort stattfinden²⁰. Ein Ausbau der Speicherkapazitäten bedeutet also nicht gleichzeitig und in gleichem Maße eine Reduzierung des Netzausbaubedarfs. Die genauen Auswirkungen einer Verbindung zwischen Netz- und Speicherausbau sollte zukünftig näher betrachtet werden. Die Schaffung von Anreizen zur Anschaffung und die anschließende Einbeziehung von Speichern in privaten Haushalten sind Vorschläge, die im Rahmen der Konsultation vorgetragen wurden. Das Potential, das von Speichern in Haushalten, von Batterien oder von Elektromobilität ausgeht, muss noch abgeschätzt werden, ebenso wie die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit.

Die Bundesnetzagentur hat zur Einschätzung dieser Sachverhalte bereits mit dem Technik-Dialog²¹ und anderen Veranstaltungen die Öffentlichkeit miteinbezogen und begrüßt die Einbeziehung dieser Thematik in den Netzentwicklungsplan durch die Übertragungsnetzbetreiber.

Es ist auch festzuhalten, dass hier die ersten Schritte für vielversprechende Technologien stattfinden. Die jährliche Verfassung des Netzentwicklungsplanes bietet die Möglichkeit zur Einbindung von Speichertechnologien, sofern ein großflächiger technischer und ökonomischer Einsatz abzusehen ist. Die Berücksichtigung von Speichern erfolgt aber auf Basis des Szenariorahmens, da dieser die Vorgaben für die Marktmodellierung und die technische Umsetzung der Netzentwicklungsplanung enthält. Die Netzentwicklungsplanung ist die technische Umsetzung dessen, was im Szenariorahmen festgelegt wurde.

Zukünftig könnte eine genauere Betrachtung der Entwicklung von Speichertechnologien helfen, frühzeitig zu erkennen, wann die Wirtschaftlichkeit einer Technologie erreicht wird. So wäre eine Einbeziehung in die Berechnungen des

²⁰ Bundesnetzagentur (2011), Genehmigung des Szenariorahmens, S. 81.

²¹

http://www.netzausbau.de/cln_1931/SharedDocs/Termine/DE/Veranstaltungen/2012/120316_technik-speicher.html?nn=231546.

Netzausbau zu entsprechender Zeit möglich. Ein weiterer Vorteil des verstärkten Einbeziehens wäre, dass die Öffentlichkeit nachvollziehen kann, in welchem Entwicklungsstadium sich die neuen Technologien befinden.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Auswirkungen auf den Netzausbau für die kommenden zehn Jahre als gering einzuschätzen sind. Dies schließt die Beachtung in der Netzentwicklungsplanung nicht aus, muss aber auf fundierten Potentialanalysen und regulierten Marktmechanismen gestützt werden.

2.5. Lastmanagement

Als „Lastmanagement“ werden Maßnahmen bezeichnet, bei welchen unmittelbar in die Betriebsführung einzelner Lastabnehmer eingegriffen wird, um die Netzlast zu vergleichsmäßigen bzw. sie der Erzeugung anzupassen.

Da auf der Nieder- und Mittelspannungsebene viele Verbraucher angeschlossen sind, die noch nicht am Lastmanagement teilnehmen, besteht hier grundsätzlich ein großes Potential, das durch entsprechende Marktanreize genutzt werden könnte.

Es ist jedoch schwierig, die Rückwirkungen des Lastmanagements in unterlagerten Netzen auf den Ausbaubedarf des Höchstspannungsnetzes zu bestimmen. Dies hat die Bundesnetzagentur bereits in der Genehmigung des Szenariorahmens vom 20. Dezember 2011 dargelegt.

Die Aufgabe des Übertragungsnetzes ist es, Einspeiser und Abnehmer miteinander zu verbinden. Nur in Notsituation darf der Netzbetreiber als letztes Mittel die Last der Erzeugung anpassen.

2.6. Technologien

Die vorgebrachten Einwände zu den zukünftigen Technologien zur Stromübertragung sind von der Bundesnetzagentur mit Interesse zur Kenntnis genommen worden. Um eine neutrale Bewertung der Technologieoptionen im Hinblick auf ihre Eignung für den Netzentwicklungsplan 2012 vornehmen zu können, wurde die TU Graz im Rahmen eines Gutachtens hiermit beauftragt. Die entsprechenden Ergebnisse werden zeitnah der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

2.7. „örtliche Verlagerung“

Ein weiteres Thema der Stellungnahmen war die örtliche Verlagerung von Einspeisungen. Eine örtliche Verlagerung von Einspeisungen und (sofern möglich) Verbrauchern kann einen Einfluss auf die benötigte Netzstruktur und den damit verbundenen Netzausbau haben. Aussagen hinsichtlich der Ausprägung solcher Einflüsse sind jedoch nicht immer intuitiv. So sind beispielsweise die Effekte einer Verlagerung von Anlagen zur Gewinnung von Windenergie nach Süddeutschland bisher nicht abschließend wissenschaftlich bewertet. Aufgrund der raum-zeitlichen Kopplung des Winddargebots in den verschiedenen Regionen Deutschland sind Anlagen in Süddeutschland nicht zwingend zur gleichen Zeit verfügbar wie Anlagen an der norddeutschen Küste oder Offshore-Windparks. Die Bereitstellung der durch die Leistungsverlagerung verringerten Erzeugung in Norddeutschland kann aber auf den Strommärkten durch beliebige andere, auch ausländische, Anbieter erfolgen, z.B. also durch Importe aus Skandinavien, die eine potentiell höhere Belastung für das deutsche Übertragungsnetz darstellen.

In seltenen Fällen wäre bei gleichbleibender Verteilung des Verbrauchs in Deutschland sogar eine Erhöhung des Netzausbaubedarfs durch die örtliche Verlagerung von Einspeisern denkbar. Von Seiten der Bundesnetzagentur besteht daher im Rahmen der Konsultation ein hohes Interesse an Analysen dieses Sachverhalts und Konzepten zur möglichen Ausgestaltung einer Einspeiseverlagerung.

2.8. Kosten

In der überarbeiteten Fassung des Netzentwicklungsplans vom 15.08.2012 geben die Übertragungsnetzbetreiber basierend auf Kostenschätzungen einzelner Betriebsmittel Gesamtinvestitionskosten für den notwendigen Stromnetzausbau der drei Szenarien an. In den Kostenangaben der Übertragungsnetzbetreiber sind rund 5 Mrd. € für die Startnetzmaßnahmen enthalten. Kabelkosten sind in den Hochrechnungen nicht enthalten, da die Auswahl der Übertragungstechnologie Teil der konkreten Projektplanung ist und demnach nicht Inhalt des Netzentwicklungsplans darstellt.

Der notwendige Stromnetzausbau des Szenarios B2022 umfasst demnach nach Abzug der Startnetzmaßnahmen Gesamtinvestitionskosten von rund 15 Mrd. €. Der Investitionsbedarf für die Szenarien A2022 bzw. C2022 wird von den Übertragungsnetzbetreiber auf 14 Mrd. € bzw. 18 Mrd. € geschätzt. Das Ausblickszenario B2032 führt zu Investitionskosten von rund 22 Mrd. €.

Die Kostenschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber weichen zum Teil von Angaben bekannter Studien ab. Die Übertragungsnetzbetreiber beziffern den Preis des Neubaus einer 380-kV-Doppelfreileitung auf 1,4 Mio. €/km. Üblicherweise wird das Betriebsmittel mit ca. 1 Mio. €/km angesetzt [Hofmann, L. (2011), BMU-Studie „Ökologische Auswirkungen von 380-kV-Erdleitungen und HGÜ-Erdleitungen“; Konsortium DEWI / E.ON Netz / EWI / RWE Transportnetz Strom / VE Transmission, (2005), dena I - Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020].

Schätzungen über Investitionskosten der HGÜ-Technologie lassen sich nur schlecht nachvollziehen, da die Technologie bisher kaum Anwendung findet.

Bisher war es nicht möglich die Kostenangaben der Übertragungsnetzbetreiber zu verifizieren. Im Leitszenario B2022 zeigte sich ein Fehlbetrag von ca. 1 Mrd. €. Dieser ist aus Sicht der Bundesnetzagentur auf die teilweise detaillierten Beschreibungen der einzelnen Maßnahmen im Netzentwicklungsplan zurück zu führen.

2.9. Verfahrensfragen

2.9.1. Behörden-/Öffentlichkeitsbeteiligung

Das Verfahren der Netzentwicklungsplanung mit Öffentlichkeitsbeteiligung im hier durchgeführten Planungsumfang und der Komplexität der Materie stellt im deutschen Planungsrecht ein Novum dar und war auch für die Bundesnetzagentur eine neue Erfahrung. Die Bundesnetzagentur ist daher für Anregungen und Hinweise zur Verbesserung der Prozesse dankbar.

Die Bundesnetzagentur ist im Verfahren der Netzentwicklungsplanung um größtmögliche Transparenz und Bürgerbeteiligung bemüht und hat über die gesetzlich vorgeschriebenen Informationspflichten hinaus neben umfangreichen Informationen im Internet und in der Tagespresse ebenfalls sechs

Informationsveranstaltungen in verschiedenen Städten Deutschlands durchgeführt, um der interessierten Öffentlichkeit die Möglichkeit zu geben, sich über die Netzentwicklungsplanung zu informieren. Aufgrund des Umfangs und der Komplexität der Materie sowie des gesetzlich angelegten, sich jährlichen wiederholenden Verfahrens sind jedoch der Dauer einzelner Verfahrensschritte zeitliche Grenzen gesetzt. Das nun erstmalig durchgeführte Verfahren wurde zusätzlich durch die Fristregelung des § 12b Abs. 1 S. 1 EnWG um drei Monate verkürzt, da der Netzentwicklungsplan von den Übertragungsnetzbetreibern erst zum 3. Juni vorgelegt werden musste. Künftige Pläne sind jährlich zum 3. März vorzulegen, wodurch es zu einer zeitlichen Entzerrung der Verfahren kommt.

Die Bundesnetzagentur hat nach § 12c Abs. 6 EnWG die Möglichkeit, im Wege der Festlegung nähere Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des Netzentwicklungsplans sowie des Verfahrens der Öffentlichkeitsbeteiligung zu treffen. Ob die nach nur einmaliger Durchführung des Netzentwicklungsplanverfahrens gesammelten Anregungen und Erfahrungen bereits die Entwicklung tragfähiger Kriterien für alle zukünftigen Verfahren erlauben, bleibt noch abzuwarten.

§ 12d EnWG gewährleistet die notwendige Flexibilität, indem er ein vollständiges Netzentwicklungsplanungsverfahren nach den §§ 12a bis 12c EnWG mindestens alle drei Jahre sowie für den Fall wesentlicher Änderungen des Netzentwicklungsplans vorschreibt.

§ 12c Abs. 3 S. 4 EnWG bestimmt, dass die Unterlagen für die strategische Umweltprüfung sowie der Entwurf des Netzentwicklungsplanes für eine Frist von sechs Wochen am Sitz der Regulierungsbehörde auszulegen und auf der Internetseite bekannt zu machen sind. Insbesondere durch die Veröffentlichung im Internet hat die gesamte interessierte Öffentlichkeit – nicht nur in Deutschland – die Möglichkeit der Einsichtnahme. Personen, die nicht über einen eigenen Internetzugang verfügen, haben die Möglichkeit, einen öffentlich zugänglichen Internetzugang, z. B. in einer Bibliothek zu nutzen, so dass über diese Form der elektronischen Information grundsätzlich alle Bürger erreicht werden können. Es hat sich auch gezeigt, dass das öffentliche Interesse an den Planungsunterlagen und Maßnahmen regional – in Abhängigkeit der geografischen Verteilung geplanter Maßnahmen – sehr unterschiedlich ausgeprägt ist. Um dieser Tatsache Rechnung zu tragen, hat die Bundesnetzagentur zusätzlich in sechs Städten Deutschlands

Informationstage angeboten. Darüber hinaus bestand auch die Möglichkeit, über eine Hotline bei der Bundesnetzagentur telefonisch Fragen rund um den Netzentwicklungsplan zu stellen. Zur Verbesserung zukünftiger Verfahren nimmt die Bundesnetzagentur weiterhin gerne Vorschläge entgegen.

Aufgrund der vom Gesetzgeber vorgegebenen gestuften Verfahrensgestaltung existieren vorliegend noch keine konkreten Trassenverläufe oder Standorte von Nebenanlagen, wie z.B. Konvertern. Die Prüfung und Entscheidung hierüber einschließlich eventueller Standortalternativen erfolgt erst in den späteren Verfahrensstufen der Bundesfachplanung bzw. der Raumordnung und der Planfeststellung. Dementsprechend kann auch erst dann eine Bewertung der konkreten Auswirkungen einer Nebenanlage vorgenommen und über eventuell hieraus für die konkrete Standortentscheidung resultierende Folgerungen befunden werden. Insofern ist die mit angeblichen Verfahrensmängeln begründete (vereinzelte) Forderung nach einer Aufhebung des erfolgten Konsultationsverfahrens weder rechtlich noch tatsächlich begründbar.

2.9.2. Anmerkungen zum NEP Strom 2012

In einem Stromnetz sind sämtliche vorhandene Betriebsmittel derart miteinander verbunden, dass eine Veränderung an eines Betriebsmittels Auswirkungen auf alle anderen Betriebsmittel haben kann. Die Prüfung einer Alternative für ein einzelnes Vorhaben oder eine Maßnahme zieht daher notwendige Folgeberechnungen für alle anderen Betriebsmittel nach sich. Bei der Größenordnung des deutschen Übertragungsnetzes ergibt sich somit eine Vielzahl von Varianten und Planungsmöglichkeiten. Die Bundesnetzagentur hat daher die TU Graz beauftragt, im Rahmen eines Gutachtens zu prüfen, ob die zukünftigen Transportaufgaben des Übertragungsnetzes durch das von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan vorgelegte Konzept bewältigt werden können oder ob andere, sinnvollere Konzepte zur Verfügung gestanden hätten (vgl. II B 1.3).

Bei der Überprüfung der von den Übertragungsnetzbetreibern vorgelegten Berechnungen hat sich gezeigt, dass einige Situationen im Übertragungsnetz auf Problemen aus dem darunterliegenden Verteilnetz beruhen. In derartigen Fällen stellt sich die Frage, auf welcher Netzebene das Problem am besten behoben werden kann, so dass es sinnvoll erscheint, hier auch die Daten der Verteilnetzebene hinzu zu ziehen. Zur besseren Identifikation derartiger Situationen ist die

Bundesnetzagentur daher für eine explizite Ausweisung derartiger Konstellationen in zukünftigen Netzentwicklungsplänen dankbar.

Die Bundesnetzagentur hat nach § 12c Abs. 6 EnWG die Möglichkeit, durch eine Festlegung nähere Bestimmungen u. a. zum Inhalt des Netzentwicklungsplanes zu treffen und nimmt Anregung dazu gerne entgegen.

2.9.3. Begleitdokument

Die Bundesnetzagentur hat auf Grundlage der gesetzlichen Vorgaben der §§ 12a ff EnWG ein Prüfkonzept erstellt, welches unter II B 1.1.2 näher erläutert wird.

Da die Umsetzung der im Netzentwicklungsplan bestätigten Maßnahmen für die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtend ist, birgt diese Vorgehensweise die Gefahr, dass bereits in die Planung und Umsetzung von Maßnahmen investiert wird, die später nicht weitergeführt oder ggf. unter Anfallen weiterer Kosten wieder zurück gebaut werden müssen.

§ 12b Abs. 1 S. 1 EnWG verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber zur Vorlage eines gemeinsamen Netzentwicklungsplanes. Die nachfolgenden Sätze des § 12b Abs. 1 EnWG regeln den verpflichtenden Inhalt des Netzentwicklungsplanes. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ergibt sich daraus keine zwingende Notwendigkeit der Darstellung von Vorbereitungs- und Planungsschritten der einzelnen Maßnahmen, zumal die Übertragungsnetzbetreiber nach § 12b Abs.1 Nr. 4 EnWG im darauffolgenden Netzentwicklungsplan über die Umsetzung des vorhergehenden Netzentwicklungsplanes sowie Gründe für eventuelle Verzögerungen der Umsetzung Auskunft geben müssen. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, nach § 12c Abs. 6 EnWG durch Festlegung nähere Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des Netzentwicklungsplanes zu treffen.

2.9.4. Gesetzliche Rahmenbedingungen

Die aktuelle 26. BImSchV (Verordnung über elektromagnetische Felder) datiert vom 16.12.1996. Die Verordnung gilt für die Errichtung und den Betrieb von Hoch- und Niederfrequenzanlagen und ist für Errichter und Betreiber entsprechender Anlagen automatisch ab ihrem Inkrafttreten bzw. Inkrafttreten einer Novellierung verpflichtend

anwendbar. Die Nichteinhaltung der Vorschriften der 26. BImSchV ist als Ordnungswidrigkeit nach § 62 BImSchG bußgeldbewehrt.

Die Bestätigung des Netzentwicklungsplanes ergeht gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern und kann nach § 12c Abs. 4 EnWG nur durch diese, nicht jedoch selbständig durch Dritte, z. B. Bürger oder Institutionen, angefochten werden. Bürger, die durch die Planungen auf den nachfolgenden Planungsstufen betroffen sind, haben die Möglichkeit, in diesen Verfahren ihre Einwendungen einzubringen.

Die im Netzentwicklungsplan enthaltenen Maßnahmen werden mit Eintritt der Unanfechtbarkeit der Bestätigung des Netzentwicklungsplanes durch die Bundesnetzagentur gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern verbindlich, spätestens jedoch mit Inkrafttreten des Bundesbedarfsplangesetzes. Die Planung der Netzbetreiber beruht auf den ‚Grundsätzen der Planung des Deutschen Übertragungsnetzes‘²² Die Bundesnetzagentur hat daneben nach § 12c Abs. 6 EnWG die Möglichkeit, im Wege der Festlegung nähere Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des Netzentwicklungsplans sowie des Verfahrens der Öffentlichkeitsbeteiligung zu treffen.

Energielieferanten sind bereits heute verpflichtet, ihre Rechnungen an Letztverbraucher einfach und verständlich zu gestalten und alle für Forderungen maßgeblichen Berechnungsfaktoren vollständig auszuweisen. Nach § 40 Abs. 2 EnWG sind dazu unter anderem der ermittelte Verbrauch im Abrechnungszeitraum und bei Haushaltskunden Anfangszählerstand und Endzählerstand des abgerechneten Zeitraums, der Verbrauch des vergleichbaren Vorjahreszeitraums, eine grafische Darstellung des eigenen Jahresverbrauchs zu dem Jahresverbrauch von Vergleichskundengruppen, die Belastungen aus Konzessionsabgabe, Netzentgelten sowie Messstellenbetrieb und Messung anzugeben. Diese Informationen können Haushaltskunden bereits heute von Ihren Versorgern einfordern.

²² Planungsgrundsätze der ÜNB.

§ 12b EnWG:

§ 12b Abs. 1 Satz 1 EnWG verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber zur Vorlage eines gemeinsamen Netzentwicklungsplanes. Die nachfolgenden Sätze des § 12b Abs. 1 EnWG regeln den verpflichtenden Inhalt des Netzentwicklungsplanes. Aus Sicht der Bundesnetzagentur ergibt sich daraus keine zwingende Notwendigkeit der Darstellung von Vorbereitungs- und Planungsschritten der einzelnen Maßnahmen, zumal die Übertragungsnetzbetreiber nach § 12b Abs.1 Nr. 4 EnWG im darauffolgenden Netzentwicklungsplan über die Umsetzung des vorhergehenden Netzentwicklungsplanes sowie Gründe für eventuelle Verzögerungen der Umsetzung Auskunft geben müssen. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur die Möglichkeit, nach § 12c Abs. 6 EnWG durch Festlegung nähere Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des Netzentwicklungsplanes zu treffen.

§ 12c EnWG:

Art. 19 Abs. 4 GG enthält ein Grundrecht auf Rechtsschutz. Wird jemand durch Akte der öffentlichen Gewalt in seinen Rechten verletzt, steht ihm der Rechtsweg offen. Nach herrschender Meinung sind mit ‚Akten öffentlicher Gewalt‘ Akte der Exekutive gemeint. Die Bestätigung des Netzentwicklungsplanes ist ein solcher Akt der Exekutive. Sie ergeht jedoch zum einen nur mit Wirkung für die Übertragungsnetzbetreiber und ersetzt zum anderen nicht die Planfeststellungen und Genehmigungen, welche Planungs- und Genehmigungsbehörden auf nachgeordneten Prüfungsstufen treffen, und bei welchen für jeden Betroffenen die Möglichkeit des Rechtsschutzes besteht. Der Netzentwicklungsplan wird der Bundesregierung nach § 12e Abs. 1 EnWG als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan übermittelt. Die Überprüfung der Vereinbarkeit der Regelungen eines Gesetzes mit den Bestimmungen des Grundgesetzes ist im Rahmen eines konkreten oder abstrakten Normenkontrollverfahrens zu klären.

§ 12e EnWG:

§ 12e Abs. 3 EnWG trägt genau dem Umstand Rechnung, dass konkrete Aussagen über die Erdverkabelung erst auf späteren Planungsstufen möglich sind, da er entsprechend seines Satzes 2 der für die Zulassung des Vorhabens zuständigen Behörde die Entscheidung, ob das Vorhaben als Erdkabel umgesetzt wird, überlässt.

§ 12f EnWG:

§ 12f EnWG enthält keine derartige Verpflichtung zur Einbeziehung der Prüfungsergebnisse fachkundiger Dritter. Die Bundesnetzagentur hat jedoch seit Beginn des Verfahrens betont, dass sie an Studien und Analysen Dritter zu Themen der Netzentwicklungsplanung interessiert ist und diese im Rahmen ihrer Prüfung berücksichtigt.

EEG:

Die Netzentwicklungsplanung ist in § 12a ff EnWG abschließend geregelt, so dass das EEG im Rahmen der vorliegenden Netzentwicklungsplanung keine Anwendung findet. § 9 EEG betrifft allein die Abnahme und Verteilung von Einspeisungen erneuerbarer Energie. Danach sind Netzbetreiber verpflichtet, das Netz auf Verlangen von Einspeisewilligen zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Diese Pflicht besteht dann nicht, wenn Optimierung, Verstärkung und Ausbau wirtschaftlich unzumutbar sind. Aufgrund des derzeit gesetzlich verankerten Einspeisevorrangs erneuerbarer Energien kommt diese Verpflichtung erst zum Tragen, wenn das Netz bereits zu 100% mit erneuerbaren Energien ausgelastet ist. Die Bundesnetzagentur hat jedoch die volkswirtschaftlichen Auswirkungen der Netzplanung im Rahmen der Erforderlichkeitsprüfung der einzelnen Maßnahmen ebenfalls berücksichtigt.

Sonstiges:

Nach § 12 EnWG obliegt den Betreibern von Übertragungsnetzen die Systemverantwortung für ihre Netze. Die Regelungen der Netzentwicklungsplanung in §§ 12a ff. EnWG enthalten keine Verschiebung dieser Systemverantwortung auf die Bundesnetzagentur, sondern versetzen die Bundesnetzagentur in die Lage, die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Maßnahmen nachzuvollziehen und zu bewerten.

2.9.5. Weitere Punkte

In einigen Stellungnahmen wurde gefordert, die Netzentwicklungsplanung dürfe nicht von den ÜNB vorgenommen werden, sondern müsse von unabhängigen Dritten durchgeführt werden.

Die Systemverantwortung liegt bei den ÜNB, die als Betreiber der Netze die größte Sachnähe und beste Kenntnis über die Bedingungen in und Anforderungen an ihre Netze haben. Ein Ausschluss der ÜNB aus der Netzentwicklungsplanung würde dem widersprechen, da den ÜNB die Verantwortung und damit Haftung für den sicheren und zuverlässigen Betrieb eines Netzes auferlegt würde, auf dessen Ausgestaltung sie überhaupt keinen Einfluss hatten.

Es ist daher sinnvoll, den Übertragungsnetzbetreibern den ersten Schritt der Netzentwicklungsplanung zu übertragen und das Ergebnis der Planung in einem weiteren Schritt von der Regulierungsbehörde überprüfen zu lassen. Zudem dürfte die Zahl der unabhängigen Institutionen, die zu solch einer Planung imstande sind, begrenzt sein.

Rechtsmittelbelehrung

Gegen diese Bestätigung kann binnen einer Frist von einem Monat nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist schriftlich bei der Bundesnetzagentur (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Es genügt, wenn die Beschwerde innerhalb der Frist bei dem 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).

Bonn, den 25.11.2012

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erstellung des Netzentwicklungsplans.....	15
Abbildung 2: NEP 2. Entwurf (15.08.2012) Abbildung 3: Bestätigter NEP (Stand 26.11.2012)	317
Abbildung 4: Grafik Transportkapazitäten (TU Graz).....	323
Abbildung 5: Anzahl der Nennungen eines Themas.....	357
Abbildung 6: Konsultationsteilnehmer	358
Abbildung 7: Beteiligung der Institutionen	358
Abbildung 8: Gesamtprozess Netzausbau	360

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht Zeitplan bestätigte Maßnahmen	335
Tabelle 2: Übersicht Zeitplan nicht bestätigte Maßnahmen	336

Abkürzungsverzeichnis

Abk.	Abkürzung
AC	Alternating current
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
bzw.	beziehungsweise
DC	Direct current
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
Dewi	Deutsches Windenergie-Institut
d. h.	das heisst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMF	Elektromagnetisches Feld
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
etc.	et cetera
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
gem.	gemäß
GW	Gigawatt
HDÜ	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HVDC	High voltage direct current
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen
i.d.R.	in der Regel
kV	Kilovolt
MW	Megawatt
NEP	Netzentwicklungsplan
NOVA	Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau
PE-Kabel	Polyethylen-Kabel

PV	Photovoltaik
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule
SO & AF	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
ü. F.	überarbeitete Fassung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
VPE-Kabel	Vernetztes Polyethylen-Kabel
VSC	Voltage Source Converter
z. B.	zum Beispiel

Glossar

A

AC

Abk. für „alternating current“ (= Wechselstrom)

B

Bedarfsgerechtigkeit

Nach oben begrenzt wird der Ausbau für ein sicheres Netz von der Bedarfsgerechtigkeit. Nicht jede Maßnahme, die die Sicherheit erhöhen würde, ist auch bedarfsgerecht, also notwendig im Rahmen der anstehenden Übertragungsaufgaben.

Bestätigung

Die Bestätigung ist die abschließende Genehmigung der Bundesnetzagentur unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen des resultierenden Netzentwicklungsplans Strom 2012.

Blindleistung

Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen oder elektrischen Feldern benötigt wird, die aber nicht wie Wirkleistung nutzbar ist (siehe auch *Wirkleistung*).

Blindleistungskompensation

Bei der Blindleistungskompensation wird die nicht nutzbare Leistung im Netz reduziert.

BSH

Das *Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)*, als Bundesoberbehörde, ist maritimer Dienstleistungspartner für Schifffahrt, Wirtschaft und Meeresumwelt. Es gehört zum Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung und verfügt über ein weites

Aufgabenspektrum, z. B. Genehmigung von Offshore-Windparks und maritime Raumplanung.

C

D

DC

Abk. für „direct current“ (= Gleichstrom)

Dezentrale Erzeugung

Von dezentraler Stromerzeugung spricht man im Allgemeinen, wenn der Strom in der Nähe von Verbrauchern erzeugt wird. Wird hierbei mehr Strom erzeugt, als von den angeschlossenen Verbrauchern verbraucht werden kann, so muss dieser abtransportiert werden. Der Übergang zur zentralen Stromversorgung ist somit nahezu fließend.

E

EnLAG

Energieleitungsausbaugesetz. Im EnLAG sind 24 Netzausbauprojekte benannt, die vordringlich realisiert werden müssen, um die Netze an die veränderten Erzeugungsstrukturen anzupassen. Bei einem Teil der Projekte sind jedoch bereits Verzögerungen eingetreten.

ENTSO-E

ENTSO-E ist die Abkürzung für „European Transmission System Operators for Electricity“. Das ist der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität. Er umfasst 41 Übertragungsnetzbetreiber aus 34 Ländern und existiert seit 2008. Die Hauptaufgaben sind die Festlegung gemeinsamer Sicherheitsstandards und die

Veröffentlichung eines Zehnjahresplanes zur Netzentwicklung.

EnWG

Das Energiewirtschaftsgesetz enthält grundlegende Regelungen zum Recht der leitungsgebundenen Energie (Strom und Gas).

Erdkabel

Unterirdische, isolierte Leitungsführung (verschiedene Bauausführungen denkbar, z. B. Verlegung in Gräben oder in Tunnelbauwerken).

Ergebnismaßnahmen

Ergebnismaßnahmen sind die Resultate der Netzberechnungen. Ihr Ausbau ist in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich. Sie sind das zentrale Element des Netzentwicklungsplans und ergeben zusammen mit den Startnetzmaßnahmen das Zielnetz.

F

Fluss, physikalischer

Physikalische (Leistungs-)Flüsse sind die tatsächlich auftretenden Netto-Strom-Flüsse, die sich aus der Bilanzierung der Handelsflüsse bzw. Netzberechnungen ergeben. Zumeist unterscheiden sie sich von den Handelsflüssen, da sich Handelsflüsse in unterschiedlichen Richtungen gegeneinander aufheben können (siehe auch *Handelsfluss*).

Freileitungen

Die Gesamtheit einer Anlage zur oberirdischen Fortleitung von elektrischer Energie, bestehend aus Stützpunkten und

Leitungsteilen. Stützpunkte umfassen Masten, deren Gründungen und Erdungen. Leitungsteile umfassen oberirdisch verlegte Leiter (Leitenseile) und Isolatoren jeweils mit Zubehörteilen.

G

Generator

Ein Generator wandelt mechanische Energie (Bewegungsenergie, d.h. Energie, die aufgewendet wird, um einen Körper in Bewegung zu setzen) in elektrische Energie um.

Gleichstrom

Beim Gleichstrom ändert sich weder die Richtung noch die Stärke des elektrischen Stromes. Gleichstrom fließt z. B. aus Batterien.

Grenzkupplung

Grenzüberschreitende Leitung, die die Netze zweier Staaten miteinander verbindet.

Grundlast

Die Grundlast ist die minimale Belastung des Netzes, die während eines Tages nicht unterschritten wird.

H

Handelsfluss

Handelsflüsse ergeben sich als Ergebnis des nationalen und internationalen Stromhandels. Kauft z.B. ein Stromhändler aus dem Ausland in Deutschland Strom ein, so ergibt sich ein Handelsfluss von Deutschland in das betreffende Ausland (siehe *Fluss, physikalischer*).

Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ)

Das europäische Übertragungsnetz ist in Drehstromtechnik gebaut. Bei Drehstrom schwingen Strom und Spannung sinusförmig mit einer Frequenz von 50 Hertz. Das bedeutet, dass 50-mal pro Sekunde eine Welle durchlaufen wird und sich die Richtung des Stromflusses umkehrt. Im Gegensatz dazu wird die Energie bei der HGÜ-Technologie mit zeitlich gleichbleibender Spannung und gleichbleibendem Strom übertragen, dessen Richtung sich nicht ständig ändert.

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen bei sehr hohen Spannungen (100-1000 kV). Oft zu finden ist das Kürzel DC, was von der englischen Bezeichnung „direct current“ stammt. Für die Einspeisung ins herkömmliche Stromnetz sind Hochspannungswechselrichter erforderlich, die Umwandlung geschieht in Umspann- und Schaltanlagen (siehe *Gleichstrom*).

I

Ist-Netz

Unter dem Ist-Netz versteht man alle Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen etc. des heutigen Stromnetzes, die prinzipiell zur Übertragungsaufgabe verfügbar sind (siehe auch *Startnetz*).

Iterative Lastflussberechnung

Die Lastflussberechnung ist in der elektrischen Energietechnik eine meist computergestützte

Methode der numerischen Analyse von Energieversorgungsnetzen. Da diese Methode auf Näherungen beruht, wird diese iterativ, also mehrmals hintereinander durchgeführt.

J

K

Konsultation

Ein Konsultation stellt eine Verfahren dar, in welchem Informationen, Erfahrungen und andere Rückmeldungen Betroffener, Beteiligter und Experten zu geplanten Vorhaben, vor einer Entscheidung in verschiedensten Formen (hauptsächlich in Form von Stellungnahmen) eingeholt werden.

Kupplung

Verbindung zweier (oder mehrerer) Sammelschienen (siehe auch *Sammelschienen*).

Kurzschlussleistung

Die Kurzschlussleistung ist ein Begriff aus der elektrischen Energietechnik und ist insbesondere für Stromnetze und deren Kurzschlussbehandlung von Relevanz. Sie ist eine Bemessungsgröße, um die Beanspruchung einer elektrischen Anlage und dabei insbesondere das Schaltvermögen von Leistungsschaltern zu quantifizieren. Ein Leistungsschalter muss dabei über eine der Kurzschlussleistung liegende Ausschaltleistung verfügen, um im Kurzschlussfall sicher und ohne Schäden am Schalter den Stromfluss trennen zu können.

L

M

Marktintegration

Unter Marktintegration werden Prozesse verstanden, die mehrere Märkte (z. B. den deutschen und den französischen Strommarkt) zu einem größeren Markt (z. B. einem europäischen Strommarkt) zusammenführen.

Maßnahme

Unter einer Maßnahme versteht man eine Leitung, ein Umspannwerk etc., die zur Behebung einer Schwachstelle des Netzes dient. Einzelne, zusammengehörende Maßnahmen (z.B. ein Umspannwerk und ein Leitungsabschnitt) sind zu Projekten zusammengefasst (siehe auch *Projekt*).

Megawatt

Einheit des internationalen (SI-) Einheitensystems für Leistung.

Modellierung

Abstrakte Darstellung eines realen Systems.

Moratorium

Ein Moratorium bezeichnet eine Unterbrechung oder Verzögerung, meist im Zusammenhang mit einem Gesetz.

N

(n-1)-Kriterium

Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen

oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden.

(n-2) –Kriterium

Ähnlich wie beim n-1-Kriterium, jedoch mit zwei ausgefallenen Leitungsabschnitten (siehe *(n-1)-Kriterium*).

Netzentwicklungsplan

Der Netzentwicklungsplan ist ein Zehnjahresplan zur Entwicklung des Stromnetzes. Er enthält alle Maßnahmen (Leitungen, Transformatoren etc.), die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb notwendig sind. Er wird jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft.

Netzknoten

Netzknoten sind Punkte im Übertragungsnetz, an denen sich mindestens zwei Leitungen kreuzen.

Netznutzungsfall

Ein Netznutzungsfall ist definiert durch die Einspeisung von Erneuerbaren Energien und aus konventionellen Erzeugungsanlagen sowie der Stromentnahme zu einem bestimmten Zeitpunkt. Aus dem Netznutzungsfall ergibt sich die vom Netz zu übernehmende Transportaufgabe.

NOVA-Prinzip

NOVA steht für Netzoptimierung vor –

Verstärkung vor –Ausbau. Das bedeutet, dass die Netze zunächst optimiert werden sollen. Ist eine Optimierung nicht (mehr) möglich, sollen sie verstärkt werden, erst danach sollen sie ausgebaut werden.

O

Offshore

Außerhalb von Küstengewässern liegende See.

Offshore-Netzplan

Fachplan, in Zuständigkeit des *BSH*, für Infrastrukturen des Stromtransports in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der Nordsee und Ostsee. In dem Plan werden Windparkcluster identifiziert, die für Sammelanbindungen geeignet sind. Der Plan legt zusätzlich Standorte für Konverterplattformen, grenzüberschreitende Stromleitungen und mögliche Verbindungen untereinander fest, die zur Systemsicherheit beitragen können. Die Offshore-Netzpläne werden getrennt für die AWZ der Nordsee und die AWZ der Ostsee aufgestellt.

Onshore

An Land.

Overlay-Netz

Stromnetz (aktuell geplant in *HGÜ*-Technologie), das große Mengen von Energie über sehr weite Strecken transportiert und an einzelnen Punkten mit dem Höchstspannungsnetz verbunden wird.

P

Planfeststellung

Letzte Stufe des Planungsprozesses bei

Netzausbau- oder Umbaumaßnahmen ist das Planfeststellungsverfahren. Im Planfeststellungsverfahren wird unter Beteiligung der Öffentlichkeit und der betroffenen Behörden über die flächenscharfe, konkrete Ausbaumaßnahme entschieden.

Projekt

In einem Projekt sind mehrere Maßnahmen zusammengefasst, die eine Schwachstelle des Netzes beheben. Ein Projekt kann aus mehreren Leitungsabschnitten, Transformatoren, Schaltanlagen, Umspannwerken und Blindleistungskompensationsanlagen bestehen (siehe *Maßnahme*).

Q

R

S

Sammelschiene

Unter einer Sammelschiene versteht man eine Anordnung von Leitern, die als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dienen, da an die Sammelschienen alle ankommenden und abgehenden Leitungen angeschlossen sind.

Schalthandlung

Betätigung eines Schalters (z.B. Trenner, Leistungsschalter) - oder: Schalten eines Elements im Netz

Sicherheit

Sicherheit bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Versorgung auch bei Auftreten einer Störung gewährleistet bleibt, ohne dass ein Betriebsmittel überlastet wird. In der Regel wird die Sicherheit im

	Höchstspannungsnetz durch das ($n-1$)- <i>Kriterium</i> gemessen: Bei Ausfall eines Betriebsmittels darf in Folge kein weiteres Betriebsmittel überlastet werden.
Spannungsbetrag	Spannungen werden in der Elektrotechnik (bei statischen Betrachtungen) als Raumzeiger dargestellt. Der Betrag entspricht der Länge dieses Zeigers, der Winkel zwischen zwei Spannungen drückt die unterschiedliche Ausrichtung der Raumzeiger aus.
Stabilität, dynamische	Geht ein Elektrizitätsversorgungssystem nach einer "großen" Störung über abklingende Ausgleichsvorgänge in einen stationären, also stabilen Betriebszustand über, so liegt dynamische Stabilität in Bezug auf Art, Ort und Dauer dieser Störung vor. Der stationäre Betriebszustand nach der Störung kann mit dem vor der Störung identisch sein oder von ihm abweichen.
Startnetz	Das Startnetz bildet die Berechnungsgrundlage für die Netzplanung. Es umfasst das heutige, bestehende Netz (Ist-Netz), die EnLAG-Maßnahmen sowie die Netzausbaumaßnahmen, die sich bereits in der Umsetzung befinden (Planfestgestellte Vorhaben; teilweise bereits im Bau).
Strategische Umweltprüfung (SUP)	Die strategische Umweltprüfung ist ein durch eine EU-Richtlinie vorgesehenes, systematisches Prüfungsverfahren, mit dem die Umweltaspekte bei strategischen

	Planungen und dem Entwurf von Programmen untersucht werden.
Stromgrenzwert	Zulässige Höchstbelastung (Stromstärke) eines Leiterseils bzw. eines Stromkreises.
Synchronisationsbedingungen	Maximale Differenz zwischen Spannungsbetrag, -winkel und Netzfrequenz.
Systemstabilität	Bei der Systemstabilität handelt es sich um die Eigenschaft eines elektrischen Systems (d. h. in der Regel Stromnetzes) bei unvorhergesehenen Ereignissen (Ausfällen / Störungen) wieder in einen stabilen Zustand überzugehen.
Szenariorahmen	Im Szenariorahmen werden Annahmen über die wahrscheinliche Entwicklung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs in den nächsten zehn bzw. zwanzig Jahren getroffen. Er umfasst mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien), die die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Er wird jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und der Bundesnetzagentur zur Konsultation und anschließenden Genehmigung vorgelegt. Der Szenariorahmen bildet die Grundlage für den Netzentwicklungsplan.
T Topologieänderung	Die Struktur der Verbindungen des Netzes

	wird verändert. Ein anschauliches Beispiel ist das Ein- oder Ausschalten einer Leitung. Weitere Beispiele sind das Ändern von Sammelschienenbelegungen oder das Schließen/Trennen von Sammelschienenkupplungen.
Transformatoren	Transformatoren dienen der Erhöhung und Verringerung von Wechselspannungen, z. B. von 380kV (Höchstspannung) auf 110kV (Hochspannung) und umgekehrt. Ein weiteres Beispiel für Transformatoren sind Netzgeräte von Mobiltelefonen.
Transportkapazitäten, grenzüberschreitende	Maximale Leistung, die über alle Leitungen zwischen zwei Ländern fließen kann.
U	
Übertragungsnetz	Überregionales Versorgungsnetz mit dementsprechend hoher Spannung (in Deutschland 220 oder 380 kV).
Übertragungsnetzbetreiber	Übertragungsnetzbetreiber haben die Aufgabe, die Übertragung von Elektrizität zu gewährleisten und sind verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen.
Umweltbericht	Das EnWG schreibt einen Umweltbericht zur Vorbereitung auf den Bundesbedarfsplan vor. In der <i>strategischen Umweltprüfung (SUP)</i> untersucht die Bundesnetzagentur für alle notwendigen Vorhaben, welche Folgen sich

voraussichtlich für Menschen, Tiere und Umwelt durch den Bau von Freileitungen und Erdkabeln in Drehstrom- oder Gleichstromtechnik ergeben können. Die Ergebnisse der *SUP* werden in dem Umweltbericht zusammengefasst.

V

W

Wechselstrom

auch Dreiphasenwechselstrom; Wechselstrom ändert – im Gegensatz zum Gleichstrom – ständig seine Richtung und seine Stärke. Diese Richtungsänderung kann auf den Schwingungsverlauf, die so genannte „Phase“, zurückgeführt werden. Die Frequenz dieser Phasen wird in Hertz gemessen (1 Hertz entspricht einer Schwingung pro Sekunde.) In Europa nutzt man Strom mit 50 Hertz. D. h., dass der Strom hundert mal pro Sekunde seine Richtung wechselt.

Wirkleistung

Als Wirkleistung wird (im Gegensatz zur *Blindleistung*) der Teil der elektrischen Leistung bezeichnet, die von den Verbrauchern umgesetzt werden kann.

X

Y

Z

Zuverlässigkeit

Die Zuverlässigkeit quantifiziert die Dauer einer Versorgungsunterbrechung bei bzw. nach einer Störung. Im deutschen Höchstspannungsnetz wird i.d.R. keine Unterbrechung toleriert.

