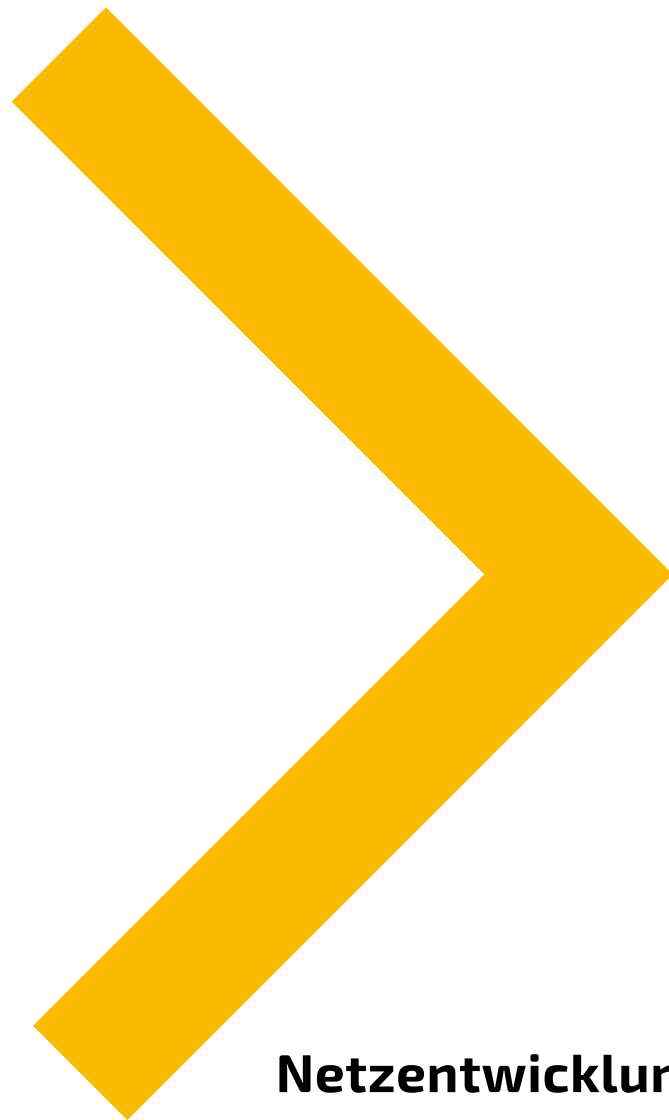




NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



**Netzentwicklungsplan
Strom 2037
mit Ausblick 2045,
Version 2023**

Erster Entwurf der
Übertragungsnetzbetreiber

Impressum

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Stefan Kapferer (Vorsitz),
Dr. Frank Golletz,
Dr. Dirk Biermann,
Marco Nix,
Sylvia Borchering

Handelsregister:
Amtsgericht Charlottenburg,
HRB 84446
Umsatzsteuer-ID:
DE 813473551

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

www.amprion.net

Geschäftsführung:
Dr. Hans-Jürgen Brick,
Dr. Hendrik Neumann,
Peter Rüth

Handelsregister:
Amtsgericht Dortmund,
HRB 15940
Umsatzsteuer-ID:
DE 813761356

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

Geschäftsführung:
Tim Meyerjürgens,
Maarten Abbenhuis,
Dr. Arina Freitag

Handelsregister:
Amtsgericht Bayreuth,
HRB 4923w
Umsatzsteuer-ID:
DE 815073514

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15–17
70173 Stuttgart

www.transnetbw.de

Geschäftsführung:
Dr. Werner Götz (Vorsitz),
Michael Jesberger,
Dr. Rainer Pflaum

Handelsregister:
Registergericht Stuttgart,
HRB 740510
Umsatzsteuer-ID:
DE 191008872

Redaktion

Dr. Tim Drees (50Hertz Transmission GmbH),
Birte Greve (Amprion GmbH),
Christian Brehm (TenneT TSO GmbH),
Claudia Halici (TransnetBW GmbH)

E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

Gestaltung

CBE DIGIDEN AG
www.cbe-digiden.de

Stand

24. März 2023

Alle Grafiken, Tabellen und Texte aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023 stehen unter der Creative Commons Lizenz CC BY 4.0. Der Text der Lizenz ist unter creativecommons.org/licenses/by/4.0/legalcode abrufbar.

Eine richtige Referenz lautet z. B.: Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 [2023], erster Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0
Bei Bearbeitungen: Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 [2023], erster Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber (M) CC-BY-4.0

Ausgenommen davon sind Grafiken, Tabellen und Texte, die eine andere oder zusätzliche Quelle aufweisen. Die Übersichtskarten und Einzelkarten können unter der dort angegebenen Quelle und Lizenz genutzt werden.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	9
Abkürzungsverzeichnis	11
Vorwort	13
1 Einführung: Prozess und Methodik	16
1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber	16
1.2 Vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplangesetz	17
1.3 Methodik	18
1.3.1 Szenariorahmen	18
1.3.2 Marktsimulation	18
1.3.3 Offshore-Netz	19
1.3.4 Onshore-Netz	19
1.4 Internationale Netzplanung	20
2 Szenariorahmen	22
2.1 Szenarienbeschreibung	23
2.1.1 Leitgedanken der Szenarien	23
2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung	25
2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse	26
2.3 Modellierung des Stromverbrauchs	27
2.3.1 Private Haushalte	29
2.3.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	31
2.3.3 Industrie	32
2.3.4 Verkehr	34
2.3.5 Verluste	36
2.4 Modellierung von Flexibilitäten	36
2.4.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten	36
2.4.2 Batteriespeicher	39
2.4.3 Wasserstoff und Elektrolyse	40
2.4.4 Fernwärme	41
2.4.5 Demand Side Management	42
2.5 Erneuerbare Energien	43
2.6 Modellierung konventioneller Kraftwerke	45
2.7 Nachbildung des Auslands	48
2.8 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten	52
3 Marktsimulation	61
3.1 Modellierung Strommarkt	62
3.2 Ergebnisse der Strommarktsimulation	63
3.2.1 Blick nach Europa - Länderbilanzen und Energieaustausch	64
3.2.2 Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland	69
3.2.3 Energiebilanzen je Bundesland	82
3.2.4 Auswertung ausgewählter energiepolitischer Ziele	89



4 Offshore-Netz	94
4.1 Einführung: Prozess und Methodik	95
4.1.1 Gesetzliche Grundlagen	95
4.1.2 Erstellung des Flächenentwicklungsplans	95
4.1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans unter Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans	98
4.1.4 Anderweitige Planungsmöglichkeiten	98
4.2 Offshore-Netz	99
4.2.1 Planerische, technische und zeitliche Rahmenbedingungen	99
4.2.2 Offshore-Startnetz und -Ist-Netz	104
4.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf	108
4.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs	118
4.2.5 Offshore-Vernetzung	121
4.2.6 Bornholm Energy Island	124
5 Onshore-Netz	127
5.1 Einleitung Onshore-Netz	128
5.2 Netzanalyse und -entwicklung	129
5.2.1 Standard- und Projektkosten im Netzentwicklungsplan Strom	129
5.2.2 Startnetz	129
5.2.3 Ergebnisse der Netzanalysen des BBP-Netzes bei Ausfall eines Netzelements	132
5.2.4 Netzverknüpfungspunkte zum Offshore-Netz	133
5.2.5 Erforderliche Maßnahmen in den Szenarien	135
5.2.6 Ergebnisse der Netzentwicklung	144
5.2.7 Ad-hoc-Maßnahmen bis 2030	148
5.3 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnektoren im NEP 2037/2045 (2023)	151
5.4 Methodik der Netzanalyse	152
5.4.1 Planungsgrundsätze	152
5.4.2 Das NOVA-Prinzip	153
5.4.3 Erläuterungen zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen	154
5.4.4 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten	155
5.4.5 Einsatz von Erdkabeln	156
5.4.6 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz	157
6 Innovationen	162
6.1 Innovation im Übertragungsnetz	163
6.2 Heutiger Stand der Technik von wesentlichen innovativen Technologien	163
6.2.1 Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb	163
6.2.2 Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen	164
6.2.3 Netzpuffer	165
6.3 Innovationen der HGÜ-Technologie – auf dem Weg zu DC-Schaltanlagen, DC-Hubs und einem DC-Overlay Grid in Deutschland und Europa	166
6.3.1 Offshore-Vernetzung	166
6.3.2 Onshore-Vernetzung	169
6.4 Innovationen in der Systemführung	172
6.4.1 Primärtechnik: Elemente zur aktiven Steuerung des Lastflusses	172
6.4.2 Kurative Systemführung	174
6.5 Regulatorischer und rechtlicher Rahmen für Innovationen	176
6.6 Integrierte Systemplanung	177



7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen 179

7.1 Onshore-Netz 179

7.1.1 Startnetz NEP 2037 / 2045 (2023) 180

7.1.2 Zubaunetz NEP 2037 / 2045 (2023) 190

7.1.3 Realisierte Maßnahmen des NEP 2035 (2021) 207

7.2 Offshore-Netz 211

8 Konsultation 217

9 Zusammenfassung 221

Glossar 226

Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 / 2045 (2023), erster Entwurf – Projektsteckbriefe 238

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Regelzonen	17
Abbildung 2: Der Prozess vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplan	18
Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien	23
Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger	26
Abbildung 5: Nettostromverbrauch nach Sektoren/Anwendungsbereichen	28
Abbildung 6: Angenommene regionale Verteilung der gesamten Stromverbräuche	29
Abbildung 7: Angenommene regionale Verteilung der Stromverbräuche im Sektor der privaten Haushalte	31
Abbildung 8: Angenommene regionale Verteilung der Stromverbräuche im GHD-Sektor	32
Abbildung 9: Angenommene regionale Verteilung der Stromverbräuche im Industriesektor	34
Abbildung 10: Angenommene regionale Verteilung der Stromverbräuche im Verkehrssektor	35
Abbildung 11: Mittlerer, minimaler und maximaler Flexibilitätseinsatz je Tagesstunde in Szenario B 2037	38
Abbildung 12: Exemplarische Wärmebedarfskurve eines Fernwärmenetzes und Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien und Abwärme (Tagesmittelwerte im Frühjahr)	42
Abbildung 13: Installierte Leistung für erneuerbare und konventionelle Energieträger auf Basis des Szenarios „Distributed Energy“ des TYNDP 2022	49
Abbildung 14: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2037	53
Abbildung 15: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2037	54
Abbildung 16: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2037	55
Abbildung 17: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2045	56
Abbildung 18: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2045	57
Abbildung 19: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2045	58
Abbildung 20: Schematische Darstellung des Marktmodells	62
Abbildung 21: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo elektrisch benachbarter Länder	65
Abbildung 22: Energiemix Nachbarstaaten	66
Abbildung 23: Handelsaustauschen Energiemengen der Szenarien	68
Abbildung 24: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports im Vergleich	70
Abbildung 25: Vergleich der gemittelten Volllaststunden in Deutschland je Szenario	72
Abbildung 26: Einsatz last- und erzeugungsseitiger Flexibilität – Batteriespeicher	73
Abbildung 27: Einsatz last- und erzeugungsseitiger Flexibilität – Pumpspeicher	73
Abbildung 28: Monatliche Wasserstoffproduktion und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung in B 2045	75
Abbildung 29: Einsatz last- und erzeugungsseitiger Flexibilität – Elektrolyse	75
Abbildung 30: Exemplarische Wärmebedarfskurve eines Fernwärmenetzes mit zusätzlicher Wärmebereitstellung durch Großwärmepumpen und Elektroheizer	76

Abbildung 31: Exemplarische Wärmebedarfskurve eines Fernwärmenetzes mit zusätzlicher Wärmebereitstellung durch Großwärmepumpen, Elektroheizer und KWK-Anlagen	77
Abbildung 32: Durchschnittlicher Tagesverlauf von verschiebbarem DSM im Szenario C 2045.	78
Abbildung 33: Erzeugung, Verbrauch und Handel in ausgewählten Situationen	80
Abbildung 34: Energiebilanz im Szenario B 2037	83
Abbildung 35: Energiebilanz im Szenario A 2045	84
Abbildung 36: Energiebilanz im Szenario B 2045	85
Abbildung 37: Energiebilanz im Szenario C 2045	86
Abbildung 38: Angenommener Zuschnitt des innerdeutschen Transportbedarfs	87
Abbildung 39: Innerdeutscher Transportbedarf	88
Abbildung 40: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	90
Abbildung 41: Primärenergieverbrauch des deutschen Kraftwerksparks	91
Abbildung 42: CO ₂ -Emissionen in Abhängigkeit des Anteils klimaneutraler Gase in Gaskraftwerken in B 2037	91
Abbildung 43: Ausbau des Offshore-Netzes auf Grundlage von NEP und FEP	97
Abbildung 44: Entfernungszonen der Nordsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie	100
Abbildung 45: Entfernungszonen der Ostsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie	100
Abbildung 46: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept	102
Abbildung 47: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit Direktanbindungskonzept	102
Abbildung 48: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems	103
Abbildung 49: Offshore-Startnetz Nordsee	107
Abbildung 50: Offshore-Startnetz Ostsee	108
Abbildung 51: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee im Szenario A 2037	114
Abbildung 52: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in den Szenarien B/C 2037	115
Abbildung 53: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in den Szenarien A/B/C 2045	116
Abbildung 54: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Ostsee in den Szenarien A/B/C 2037	117
Abbildung 55: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Ostsee in den Szenarien A/B/C 2045	118
Abbildung 56: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien des NEP 2037/2045 (2023)	119
Abbildung 57: Mögliche Risiken bei der Umsetzung von ONAS	121
Abbildung 58: Nationale Offshore-Vernetzung	123
Abbildung 59: Bornholm Energy Island	124
Abbildung 60: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz/nur Leitungsprojekte	131
Abbildung 61: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz	132
Abbildung 62: Auswertung der aufgetretenen grenzwertüberschreitenden Netznutzungsfälle (NNF) bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz	133
Abbildung 63: Szenario B 2037/nur Leitungsprojekte	139

Abbildung 64: Szenarien A/B/C 2045/nur Leitungsprojekte	141
Abbildung 65: Mögliche Bündelung der neuen DC-Projekte und der Offshore-Anbindungssysteme in A/B/C 2045 . . .	143
Abbildung 66: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2023)	145
Abbildung 67: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2023)	145
Abbildung 68: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2037/2045 (2023)	146
Abbildung 69: Karte mit Ad-hoc-Maßnahmen	150
Abbildung 70: NOVA-Kategorien	154
Abbildung 71: Verbleibender Redispatch infolge der Neuverortung von PtG-Anlagen im Zielnetz 2037 und 2045	159
Abbildung 72: Schematische Darstellung der Offshore-Vernetzung	167
Abbildung 73: Schematischer Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt-Planung (P2P) mit DC-MT (mit/ohne DC-Hub)	170
Abbildung 74: Schematische Darstellung des Einsatzes von Netzboostern	175
Abbildung 75: Beteiligung an der Planung des Übertragungsnetzes	218

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Szenariokennzahlen	25
Tabelle 2: Anteil marktorientierter Einheiten in privaten Haushalten	37
Tabelle 3: Installierte Leistung von Batteriespeichern	39
Tabelle 4: Installierte Leistung der Elektrolyseure	40
Tabelle 5: Angenommene DSM-Potenziale	42
Tabelle 6: Installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks	45
Tabelle 7: Annahmen zu Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreisen	47
Tabelle 8: CO ₂ -Emissionsfaktoren nach Energieträgern	47
Tabelle 9: Handelskapazitäten der deutschen Anrainer für 2045	50
Tabelle 10: Wasserstoffproduktion und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung in den Szenarien	74
Tabelle 11: Überschüssige EE-Erzeugung je Szenario	79
Tabelle 12: Kennzahlen ausgewählter Situationen	81
Tabelle 13: Offshore-Ist-Netz Nordsee (in Betrieb befindliche ONAS)	105
Tabelle 14: Offshore-Startnetz Nordsee (in Realisierung befindliche ONAS)	105
Tabelle 15: Offshore-Ist-Netz Ostsee (in Betrieb befindliche ONAS)	106
Tabelle 16: Offshore-Startnetz Ostsee (in Realisierung befindliche ONAS)	106
Tabelle 17: Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Wind gemäß genehmigten Szenariorahmen	109
Tabelle 18: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetz in der Nordsee	110
Tabelle 19: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetz in der Ostsee	112
Tabelle 20: Übertragungsleistung im Offshore-Zubaunetz	112
Tabelle 21: Überblick über die Trassenlängen des Offshore-Zubaunetzes	113
Tabelle 22: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Offshore-Zubaunetz Nordsee	119
Tabelle 23: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Offshore-Zubaunetz Ostsee	120
Tabelle 24: Nationale Offshore-Vernetzungsmaßnahmen	122
Tabelle 25: Übersicht über die im NEP angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte	134
Tabelle 26: Szenario B 2037 Kennzahlen	137
Tabelle 27: Szenarien A / B / C 2045 Kennzahlen	140
Tabelle 28: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2037/2045 (2023)	147
Tabelle 29: Startnetz 50Hertz NEP 2037/2045 (2023)	180
Tabelle 30: Startnetz Amprion NEP 2037/2045 (2023)	183
Tabelle 31: Startnetz TenneT NEP 2037/2045 (2023)	185
Tabelle 32: Startnetz TransnetBW NEP 2037/2045 (2023)	188
Tabelle 33: Startnetz DC-Maßnahmen NEP 2037/2045 (2023)	189
Tabelle 34: Erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 gemäß Kapitel 5.2.5	190

Tabellenverzeichnis

Tabelle 35: Realisierte Maßnahmen des NEP 2035 (2021)207

Tabelle 36: Übersicht Offshore-Startnetz211

Tabelle 37: Übersicht Offshore-Zubaunetz213

Tabelle 38: Ausbau erneuerbarer Energien221

Tabelle 39: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario B 2037224

Tabelle 40: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes in den Szenarien A/B/C 2045224

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen Bundesländer

BB	Brandenburg
BE	Berlin
BW	Baden-Württemberg
BY	Bayern
HB	Bremen
HE	Hessen
HH	Hamburg
MV	Mecklenburg-Vorpommern
NI	Niedersachsen
NW	Nordrhein-Westfalen
RP	Rheinland-Pfalz
SH	Schleswig-Holstein
SL	Saarland
SN	Sachsen
ST	Sachsen-Anhalt
TH	Thüringen

Abkürzungen Staaten

AT	Österreich
BE	Belgien
CH	Schweiz
CZ	Tschechische Republik
DE	Deutschland
DK	Dänemark
DKE	Dänemark Ost
DKW	Dänemark West
FR	Frankreich
GB	Großbritannien
IT	Italien
LU	Luxemburg
NL	Niederlande
NO	Norwegen
PL	Polen
SE	Schweden

Weitere Abkürzungen

A	Ampere
AC	Alternating Current / Wechselstrom
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone (Bereich außerhalb des Küstenmeers)
BEI	Bornholm Energy Island
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz)
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CAPEX	Capitel Expenditures
CBA	Cost Benefit Analysis / Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP
CEP	Clean energy for all Europeans package der EU-Kommission
COP	Coefficient of Performance, Leistungszahl
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DAC	Direct Air Capture
DACF	Day Ahead Congestion Forecast
DC	Direct Current / Gleichstrom
DSM	Demand Side Management, Nachfragesteuerung
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EMF	elektrische und magnetische Felder
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity / Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gas- versorgung (Energiewirtschaftsgesetz)

Abkürzungsverzeichnis

ERAA	European Resource Adequacy Assessment		EU-Verordnung 347 / 2013
EU	Europäische Union	PTDF	Power-Transfer-Distribution-Factors / Angaben zur Änderung des Leistungs- flusses auf einer Leitung aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen
FACTS	Flexible-AC-Transmission-System		
FBMC	Flow-Based Market Coupling / Lastflussbasierte Kapazitätsberechnung		
FEP	Flächenentwicklungsplan	PtG	Power-to-Gas
FNB Gas	Fernleitungsnetzbetreiber Gas	PtH	Power-to-Heat
GSK	Generation Shift Key	PJ	Petajoule
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	PST	Phasenschiebertransformator
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)	PV	Photovoltaik
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000 MWh)	RAM	Remaining Available Margin / vorgegebene Kapazitätswerte für eine Leitung bei Einsatz von FBMC
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom- Übertragung		
HTL	Hochtemperaturleiter, Hochtemperaturleiterseile	STATCOM	Static Synchronous Compensator / statische Blindleistungskompensation in VSC-Umrichtertechnik (selbstgeführter Umrichter)
HTLS	spezielle Form von Hochtemperatur- leiterseilen (High Temperature Low Sag)		
IDCF	Intra-Day Congestion Forecast	TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitors / Thyristorgesteuerte Serienkompensation
IoSN	„Identification of System Needs“ Studie	TWh	Terawattstunde (1 TWh = 1.000 GWh)
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)	TYNDP	Ten-Year Network Development Plan / 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E
kV	Kilovolt	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	UW	Umspannwerk = Umspannanlage (UA)
MSCDN	Mechanically Switched Capacitor with Damping Network / mechanisch geschaltete Blindleistungskompensation	VNB	Verteilnetzbetreiber
		WAFB	witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb
		WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz)
MT-System	Multi-Terminal-System		
MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW)		
MWh	Megawattstunde (1 MWh = 1.000 kWh)		
NEP	Netzentwicklungsplan		
NNF	Netznutzungsfall		
NOVA	Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau		
NTC	Net Transfer Capacities / bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei Regelzonen		
NVP	Netzverknüpfungspunkt		
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan		
OPEX	Operational Expenditures		
OWP	Offshore-Windpark		
PCI	Project of common interest / Projekt von pan-europäischer Bedeutung gemäß		

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW mit Regelzonenverantwortung legen Ihnen hiermit den ersten Entwurf zum achten Netzentwicklungsplan Strom (NEP) vor. Dieser NEP-Entwurf ist ein ganz besonderer. Erstmals beschreiben wir ein Stromnetz, das die Erreichung der Klimaneutralität ermöglicht. Dies wird gemäß des Koalitionsvertrages der Bundesregierung „Klimaneutralitätsnetz“ bezeichnet. Damit schaffen wir eine verlässliche Planungsgrundlage, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung erreichen zu können.

Strom spielt eine zentrale Rolle, um diese Ziele zu erreichen. Insbesondere bei der Dekarbonisierung der Industrie wird Strom zum Gamechanger, sei es durch direkte Nutzung oder durch Umwandlung in „grüne“ Gase. Strom wird auch bei der Reduzierung der Emissionen im Verkehrs- und Gebäudesektor von entscheidender Bedeutung sein.

Die Infrastruktur der Stromversorgung muss daher in den kommenden Jahrzehnten modernisiert, mit innovativen Technologien ausgestattet und weiter ausgebaut werden. Konkret bedeutet dies, dass zum Erreichen der Klimaneutralität noch einige tausend Kilometer Freileitungen und Erdkabel optimiert, verstärkt und neu gebaut werden müssen. Das ist notwendig, um Strom vom windreichen Norden und von der Nord- und Ostsee in jene Regionen Deutschlands zu transportieren, in denen es einen Mangel an Erzeugungskapazitäten bei gleichzeitig hohem Strombedarf gibt. Eine stärkere Einbettung in den europäischen Strombinnenmarkt ermöglicht einen weiträumigeren Energieaustausch über Ländergrenzen hinweg.

Basierend auf dem von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen haben wir Szenarien für das Übertragungsnetz in den Jahren 2037 und 2045 gerechnet. Der NEP orientiert sich dabei an den Zielstellungen der Bundesregierung, die die Vorgaben beim Ausbau der erneuerbaren Energien an Land und auf See noch einmal deutlich angehoben hat.

Mit dem Klimaneutralitätsnetz beschreiben wir eine Stromwelt von morgen. In dieser Welt wird die Stromversorgung nahezu ausschließlich auf erneuerbaren Energien basieren. Fossile Energieträger spielen in dem klimaneutralen Energiesystem keine Rolle mehr. Es kommen in dem volatilen System nur noch regelbare Wasserstoff-Kraftwerke zum Einsatz, um bei geringer Einspeisung von Strom aus Wind- oder Solarenergie Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten. Die Sektorenkopplung von Strom und Wasserstoff wird in diesem Netzentwicklungsplan ebenso abgebildet wie die Notwendigkeit technisch sehr unterschiedlicher Speichersysteme. Diese dienen dazu, Schwankungen in der Strom-einspeisung auszugleichen und Reserven flexibel für die Systemstabilität zu nutzen.

Eine Transformation in dieser Dimension ist nur möglich, wenn der Ausbau der Erneuerbaren Hand in Hand mit dem Netzausbau geht. Klimaneutralität bis 2045 kann nur erreicht werden mit:

- Mehr **Umsetzungsgeschwindigkeit** beim Netzausbau. Erste wichtige Weichen zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsprozessen wurden gestellt. Diese müssen nun zügig in die Praxis umgesetzt werden. Dieser NEP weist das Klimaneutralitätsnetz aus, das schon im Jahr 2037 weitestgehend umgesetzt sein muss, um die sehr hohen Leistungen erneuerbarer Energien bis 2037 ins Stromnetz zu integrieren.
- Mehr **Innovationen**, um den erforderlichen Netzausbaubedarf zu reduzieren. Ein Beispiel ist die erstmalige Erschließung von Potenzial durch eine nationale Offshore-Vernetzung.
- Mehr **Flexibilität**. Es müssen entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen und ausreichend Anreize geschaffen werden, damit die Flexibilitätspotenziale von neuen Technologien wie zum Beispiel Elektrolyseuren optimal genutzt werden können. Dazu gehören u. a. auch systemdienliche Standorte und Einsatzweisen. Gleiches gilt für dezentrale Technologien wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Neben der Bereitstellung von Kommunikationstechnologien zur Steuerung sind insbesondere geeignete Markt- und Netzentgeltstrukturen vonnöten.
- Mit einer **stärkeren Verzahnung** der Sektoren Strom, Gas und Wasserstoff. Dafür ist eine integrierte Systemplanung sinnvoll. Zudem sollten die Planungsprozesse zukünftig auf gemeinsam abgestimmten Szenariokennzahlen basieren. Aufgrund der hohen Komplexität sollten die Netzplanungsprozesse der jeweiligen Infrastrukturen weiterhin individuell erfolgen.



Der Netzausbau ist eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Er benötigt große und weiter steigende Investitionen sowie Akzeptanz in der Bevölkerung. Daher ist es wichtig, diesen Entwurf intensiv zu diskutieren und die Expertise von Wissenschaft, Interessengruppen, Verbänden, Politik und auch einzelnen Bürgerinnen und Bürgern einzuholen. Hiermit stellen wir den Bericht zur Konsultation und laden die Öffentlichkeit zur Beteiligung ein.



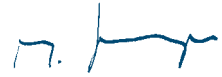
Dr. Dirk Biermann
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Hendrik Neumann
Amprion GmbH



Tim Meyerjürgens
TenneT TSO GmbH



Michael Jesberger
TransnetBW GmbH

1 Einführung

2 Szenariorahmen

3 Marktsimulation

4 Offshore-Netz

5 Onshore-Netz

6 Innovationen

7 Übersicht Maßnahmen

8 Konsultation

9 Zusammenfassung



1 Einführung: Prozess und Methodik

Die Anforderungen an das Stromübertragungsnetz werden immer komplexer. Die Dekarbonisierung mittels Elektrifizierung sorgt dafür, dass immer größere Mengen an Strom verbraucht und teilweise über längere Strecken transportiert werden. Zudem muss auf eine wetterbedingt volatile Erzeugung erneuerbarer Energien (EE) reagiert und das Netz immer flexibler betrieben werden können. Die Weiterentwicklung des Stromnetzes ist somit wichtiger Bestandteil einer gelingenden Energiewende.

Daran arbeiten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), indem sie alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan Strom erstellen. Auf Grundlage des NEP legt die Bundesnetzagentur (BNetzA) fest, welche Maßnahmen erforderlich sind, damit das deutsche Stromübertragungsnetz seinen zukünftigen Aufgaben gerecht werden kann. Die Grundlage für die Berechnungen im NEP bildet der zuvor von den ÜNB erstellte und durch die BNetzA geprüfte und genehmigte Szenariorahmen.

Der diesem NEP zugrunde liegende Szenariorahmen betrachtet neben dem Zieljahr 2037 den Zeithorizont 2045. Das Jahr 2045 markiert das Zieljahr zur Erreichung der Klimaneutralität¹ in Deutschland. Der hier vorliegende NEP bildet somit zum ersten Mal ein Stromübertragungsnetz für ein klimaneutrales Energiesystem¹ in Deutschland ab.

Grundlage hierfür ist die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). §12a EnWG wurde wie folgt ergänzt: „Drei weitere Szenarien müssen das Jahr 2045 betrachten und eine Bandbreite von wahrscheinlichen Entwicklungen darstellen, welche sich an den gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausrichten.“ Deshalb wurden für beide Zieljahre jeweils drei Szenarien erstellt: A, B und C. Der NEP 2037/2045 (2023) berechnet also die in sechs unterschiedlichen Szenarien notwendigen Netzentwicklungen. Die Marktsimulationsergebnisse und die Netzentwicklungen im Onshore-Netz für die Szenarien A 2037 und C 2037 werden allerdings erst im zweiten Entwurf veröffentlicht.

Der vorliegende NEP ist folgendermaßen strukturiert: Im weiteren Verlauf dieser Einführung werden Prozess und Methodik der NEP-Erstellung erläutert. Das Kapitel „Szenariorahmen“ erklärt die Berechnungsgrundlagen für den Onshore-Netzausbau. Die Marktsimulation liefert eine Nachbildung des europäischen Strommarktes. Die Berechnungsgrundlagen für das Offshore-Netz finden sich im gleichnamigen Kapitel. Darauf aufbauend folgen die Netzanalysen im Kapitel „Onshore-Netz“ mit einem Überblick über Planungsgrundsätze, technologische Umsetzungsmöglichkeiten, Netzverknüpfungspunkte und Lastflussberechnungen. Im Kapitel „Innovationen“ werden Erkenntnisse aus besonders innovativen Netzausbauprojekten vorgestellt. Es folgt eine Übersicht aller sich als notwendig erwiesenen Netzausbaumaßnahmen und deren Umsetzungsstand. Das Kapitel „Konsultation“ informiert darüber, wann und wo sich in den Beteiligungsprozess zum NEP eingebracht werden kann. Den Abschluss bildet eine Zusammenfassung.

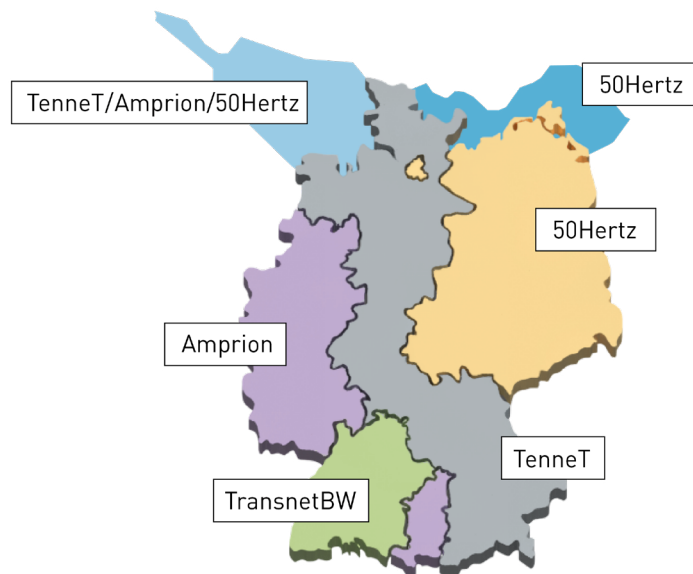
1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber

In §11 des Energiewirtschaftsgesetzes sind die Pflichten der ÜNB beschrieben: „Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist.“ Als regulierte Unternehmen müssen sich die ÜNB dabei nach den Rahmenvorgaben der BNetzA richten.

Die vier ÜNB 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sind für den sicheren Netzbetrieb in ihren Regelzonen verantwortlich. Diese Regelzonen sind aber keine isolierten Inselnetze, sondern ein Verbundnetz.

¹ Mit dem NEP bilanzieren die Übertragungsnetzbetreiber die CO₂-Emissionen im inländischen Stromsektor. Die Zielerreichung in anderen Sektoren wie z. B. Industrie, Verkehr oder Wärme liegt außerhalb unseres Untersuchungsrahmens. Zudem werden Importe von Energieträgern oder anderweitig zum Einsatz kommende Treibhausgase nicht in die CO₂-Bilanz für Deutschland eingerechnet.



Abbildung 1: Regelzonen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

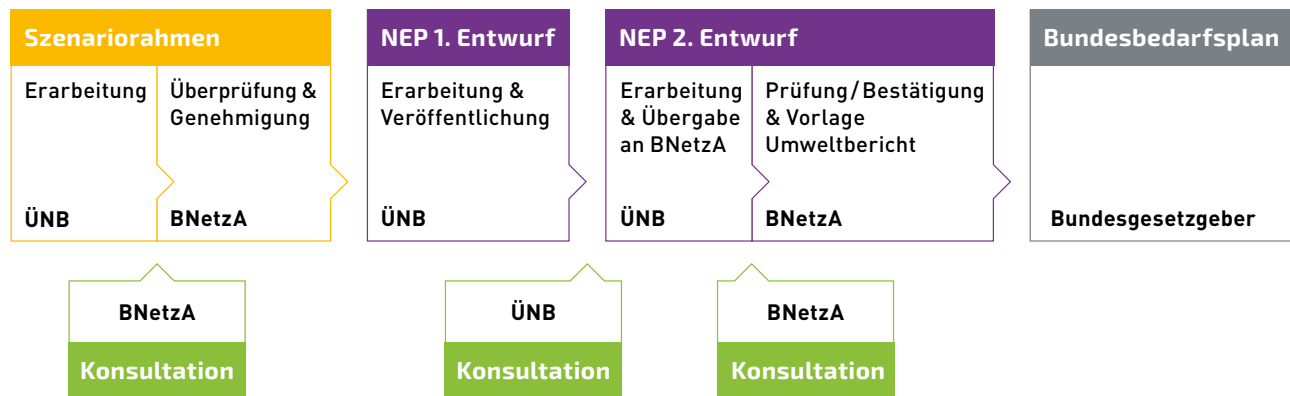
Nach § 12b EnWG sind die ÜNB mit Regelzonenverantwortung verpflichtet, einen gemeinsamen NEP zu erstellen und der BNetzA zur Bestätigung vorzulegen. Zu den wesentlichen Schritten der gemeinsamen NEP-Erstellung gehören insbesondere die gemeinsame Marktsimulation und gemeinsame Netzanalysen. Zur Netzentwicklung durch die ÜNB gehört auch der Anschluss von Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee an das landseitige Höchstspannungsnetz. Im Zuge der Energiewende wird Leistung längst nicht mehr nur im Höchstspannungsnetz aufgenommen. Auch im Verteilnetz wird Strom zumeist aus erneuerbaren Energien eingespeist. Mit der zunehmenden Verbreitung kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen wachsen die Aufgaben und die Verantwortung der VNB. In der Konsequenz arbeiten die Betreiber von Verteil- und Übertragungsnetz im Rahmen der gesetzlichen Kooperationspflichten nach § 12 Abs. 2 und § 12b Abs. 3 S. 4 EnWG immer intensiver zusammen – auch bei der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans.

1.2 Vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplangesetz

Die ÜNB haben am 10.01.2022 den Szenariorahmenentwurf für diesen NEP an die BNetzA übergeben. Diese hat den Szenariorahmenentwurf am 17.01.2022 veröffentlicht und zur öffentlichen Konsultation gestellt. Am 08.07.2022 hat die BNetzA den Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung genehmigt. Auf Grundlage dieses genehmigten Szenariorahmens haben die ÜNB nun den hier vorliegenden ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) erstellt.

In diesem NEP-Erstellungszyklus legen die ÜNB den ersten Entwurf des NEP erstmals im Frühjahr vor. Das hängt mit Sonderaufgaben wie der Erstellung der ersten und zweiten Sonderanalyse Winter 2022/2023 zusammen, die die Übertragungsnetzbetreiber im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im Jahr zuvor durchgeführt und die zu dieser zeitlichen Verschiebung geführt haben.

Dieser erste Entwurf wird von den ÜNB öffentlich zur Konsultation gestellt (s. Kapitel „Konsultation“). Nach seiner Überarbeitung wird er in zweiter Fassung an die BNetzA übermittelt. Die BNetzA prüft den NEP, erstellt dazu einen Umweltbericht und führt eine weitere Konsultation durch. Die Bestätigung des NEP erfolgt durch die BNetzA mittels Verwaltungsakts. Die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen des NEP bilden die Basis für den Bundesbedarfsplan (BBP). Der Entwurf des BBP wird von der Bundesregierung zur Beschlussfassung vorgelegt. Mit Verabschiedung des BBP werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für die in ihm enthaltenen Vorhaben im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) verbindlich festgestellt.

Abbildung 2: Der Prozess vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplan


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1.3 Methodik

1.3.1 Szenariorahmen

Der Szenariorahmen zeigt eine Bandbreite an möglichen Entwicklungen des Stromsystems unter Berücksichtigung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung auf. Dabei werden drei Szenarien betrachtet, die die Entwicklung der nächsten 15 Jahre bis 2037 betrachten. Diese Entwicklungspfade werden so fortgeschrieben, dass für 2045 in drei Szenarien ein klimaneutrales Stromsystem unterstellt wird. Damit liefert der Szenariorahmen erstmalig die Grundlage für die Berechnungen eines Klimaneutralitätsnetzes.

Im Szenario A kommt verstärkt Wasserstoff zum Einsatz. Die Szenarien B und C sind Pfade mit einer stärkeren Direktelektrifizierung. Ihnen liegen unterschiedlich hohe Annahmen zu Effizienzgewinnen und der Höhe des Stromverbrauchs zugrunde. Im Szenario B wird die höchste Effizienz unterstellt.

Information zur Genehmigung des Szenariorahmens 2023 – 2037/2045:

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf

1.3.2 Marktsimulation

Ziel der Marktsimulation ist die Nachbildung des bestehenden europäischen Strommarktes. Dieser sorgt dafür, dass in allen angeschlossenen Ländern der Kraftwerkseinsatz zu jedem Zeitpunkt so gewählt wird, dass der Strombedarf europaweit gedeckt und die Kapazität des grenzüberschreitenden Energieaustauschs nicht überschritten wird.

Die Marktsimulation bildet alle konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen im europäischen Verbundnetz ab. Aufgrund ihrer sehr geringen variablen Kosten erfolgt die Einspeisung aus erneuerbaren Energien vorrangig zu allen anderen Kraftwerken im In- und Ausland. Eingespeist wird – unter Berücksichtigung technischer Restriktionen – nach der sogenannten Merit-Order-Liste. Das ist die Reihenfolge der Erzeugungsanlagen nach ihren variablen Grenzkosten², beginnend mit den niedrigsten.

² Bestehend u. a. aus Brennstoffkosten, Brennstofftransportkosten und CO₂-Preisen.

Die Marktsimulation betrachtet bei der Stromerzeugung auch mögliche Speicherkapazitäten. In Zeiten, in denen mehr Strom erzeugt als nachgefragt wird, werden mit der überschüssigen Energie zum Beispiel Speicherseen von Pumpspeicherkraftwerken befüllt. Diese Kraftwerke können die gespeicherte Kapazität dann zu einem späteren Zeitpunkt bei höherem Strombedarf zur Stromerzeugung nutzen.

Ergebnis der Marktsimulation sind die Einspeise- und Nachfrageprofile der Stromerzeugungsanlagen und Lasten in allen betrachteten Marktgebieten als Grundlage für die folgenden Netzanalysen.

1.3.3 Offshore-Netz

Die früher im Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) getroffenen Festlegungen werden seit 2018 im NEP und im Flächenentwicklungsplan (FEP) dargestellt. Damit bilden der NEP und FEP ein zusammenhängendes und miteinander verzahntes Planungssystem.

Die Integration der Darstellung der Offshore-Maßnahmen im NEP ist in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 des EnWG geregelt. Danach enthält der NEP alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Netzanbindungssysteme in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer einschließlich der Netzverknüpfungspunkte (NVP) an Land. Dies betrifft die Maßnahmen, die bis zum Ende der jeweiligen Betrachtungszeiträume nach § 12a Abs. 1 für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Offshore-Netzanbindungssysteme sowie zum Weitertransport des auf See erzeugten Stroms oder für eine Anbindung von Testfeldern im Sinne des § 3 Nr. 9 des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) erforderlich sind. Für diese Maßnahmen werden Angaben zum geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung vorgesehen. Hierbei müssen die Festlegungen des zuletzt bekannt gemachten FEP nach den §§ 4 bis 8 WindSeeG zugrunde gelegt werden. Die jüngste Novellierung des WindSeeG ist am 01.01.2023 in Kraft getreten und wurde soweit möglich bereits in diesem ersten NEP-Entwurf berücksichtigt.

1.3.4 Onshore-Netz

Auf Grundlage der Marktsimulation wird in den Netzanalysen für jedes Szenario der Netzentwicklungsbedarf untersucht. Die Ausgangsbasis ist das sogenannte Startnetz. Es umfasst das bestehende Netz und bereits fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen. Bei den Netzanalysen werden Lastflussberechnungen durchgeführt, der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten identifiziert und bei Verletzung netztechnischer Kriterien Maßnahmen ergriffen. Ausschlaggebend für die Netzdimensionierung sind die kritischen Stunden, damit die Systemstabilität in Zukunft jederzeit aufrechterhalten werden kann.

Notwendige Leitungsmaßnahmen werden im NEP in der Regel über konkrete (n-1)-Nachweise identifiziert: Das (n-1)-Kriterium bezeichnet den Grundsatz, dass bei Ausfall einer Komponente durch Redundanzen der Ausfall des Gesamtsystems verhindert wird. Die identifizierten Maßnahmen beheben weitgehend die im jeweiligen Szenario auftretende (n-1)-Verletzungen. Ausnahmen bilden z. B. vertikale Punktmaßnahmen, die zusammen mit den betroffenen VNB identifiziert werden sowie horizontale Punktmaßnahmen und Interkonnektoren. Letztere werden in der Regel aus dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der europäischen Übertragungsnetzbetreiber übernommen. Zeigt die Analyse Überlastungen auf, werden Netzentwicklungsmaßnahmen nach dem NOVA-Prinzip eingeplant: Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau. Das so ermittelte Ergebnisnetz wird abschließend auf Systemstabilität untersucht. Die Ergebnisse folgen im zweiten Entwurf.

1.4 Internationale Netzplanung

Auf europäischer Ebene sind die ÜNB in einem Verband organisiert, dem European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). ENTSO-E erstellt alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan für das europäische Netz, den Ten-Year Network Development Plan. Der TYNDP 2022 ist im Januar 2023 veröffentlicht worden. Ein Szenario aus dem TYNDP, das die BNetzA im Rahmen des genehmigten Szenariorahmens bestimmt, fließt zur Abbildung des europäischen Auslands in die Analysen des deutschen NEP ein (gemäß § 12b Abs. 1 S. 6 EnWG). Die BNetzA hat das Szenario „Distributed Energy“ als Auslandsszenario zur Nutzung im vorliegenden NEP vorgesehen. So wird eine Verzahnung der Prozesse ermöglicht.

Zusätzliche Interkonnektoren werden i. d. R. aus dem TYNDP übernommen. In den Projektsteckbriefen im Anhang wird für diese Projekte explizit auf die Projektnummer des TYNDP sowie auf den PCI-Status (Project of Common Interest gemäß EU-Verordnung 347/2013) hingewiesen. Einen Status als PCI-Projekt können nur Projekte des TYNDP bekommen, wenn sie entweder grenzüberschreitend sind oder einen NTC³-Beitrag von über 500 MW ausweisen. Darüber hinaus ist eine positive Kosten-Nutzen-Analyse Voraussetzung für die Aufnahme in die PCI-Liste der Europäischen Union. Information zum TYNDP 2022 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu

Weiterführende Dokumente und Links

- Information zur Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045:
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf
- Information zum TYNDP 2022 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu

³ Net Transfer Capacities.



- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



2 Szenariorahmen

Zusammenfassung

- Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) betrachtet erstmalig ein klimaneutrales Energiesystem und bildet damit die Grundlage für ein Klimaneutralitätsnetz in Deutschland.
- Der Stromsektor ist von zentraler Bedeutung, um Treibhausgasneutralität bis 2045 in Deutschland zu erreichen. Im Rahmen der Sektorenkopplung nimmt der Stromsektor eine Vorreiterrolle ein und kann wesentlich zur Dekarbonisierung anderer Sektoren beitragen. Die direkte Elektrifizierung scheint in vielen Fällen die effizienteste Option zu sein, um fossile Energieträger zu ersetzen.
- In Fällen, in denen eine direkte Elektrifizierung mit höheren volkswirtschaftlichen Kosten verbunden oder technologisch nicht möglich ist, kann die Nutzung von Wasserstoff beziehungsweise synthetischen Brennstoffen vorteilhaft sein. Der Szenariorahmen unterstellt bereits 2037 eine umfassend ausgebauten Wasserstoffinfrastruktur. In den Szenarien für das Jahr 2045 wird bei einer installierten elektrischen Leistung zwischen 50 und 80 GW ein signifikanter Teil des Wasserstoffbedarfs in Deutschland durch inländische Elektrolyse gedeckt. Über eine netzdienliche Verortung von Elektrolyseuren können Engpässe im Übertragungsnetz minimiert werden. Zudem kann aufgrund der Nähe zu EE-Anlagen sowie einem marktorientierten Betrieb die Abregelung von erneuerbaren Energien in Zeiten hoher Einspeisung weitestgehend reduziert werden.
- Durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors verdoppelt sich der Bruttostromverbrauch bis 2045 gegenüber heute voraussichtlich auf bis zu 1.300 TWh. Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien wird dafür auf 640 bis 700 GW ausgebaut. Dies entspricht nahezu einer Verfünffachung der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien gegenüber heute.
- In diesem durch volatile Erzeugung geprägten Stromsystem im Jahr 2045 besteht ein hoher Bedarf an erzeugungs- und lastseitiger Flexibilität. Es wird unterstellt, dass viele Stromverbraucher flexibel auf die Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt reagieren und ihren Verbrauch entsprechend anpassen können. So kann sichergestellt werden, dass erneuerbare Energien bestmöglich in das System integriert und variable Erzeugungskosten gesenkt werden können.
- Demand Side Management und Speichertechnologien unterstützen den Ausgleich und die Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Es werden 11 GW an Pumpspeicherkraftwerken und bis zu 168 GW an Groß- und Kleinbatteriespeichern angenommen. Wasserstoff kann als Energieträger zur saisonalen Speicherung von erneuerbarer Energie genutzt werden.
- Bis 2037 wird in allen Szenarien ein vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie sowie die Beendigung der Kohleverstromung unterstellt. Auch danach sind in Deutschland weiterhin konventionelle Kraftwerke zur Bereitstellung gesicherter Leistung erforderlich. Zur Erreichung der Klimaneutralität müssen diese bis spätestens 2045 ausschließlich mit Wasserstoff beziehungsweise treibhausgasneutralen Brennstoffen betrieben werden.
- Der europaweite Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch ist von zentraler Bedeutung für eine effiziente sowie bedarfsgerechte Ausgestaltung eines klimaneutralen Energiesystems. Dadurch wird der Bedarf an Flexibilitäten und Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland reduziert.
- Um eine Einordnung im europäischen Kontext zu ermöglichen, erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2022.



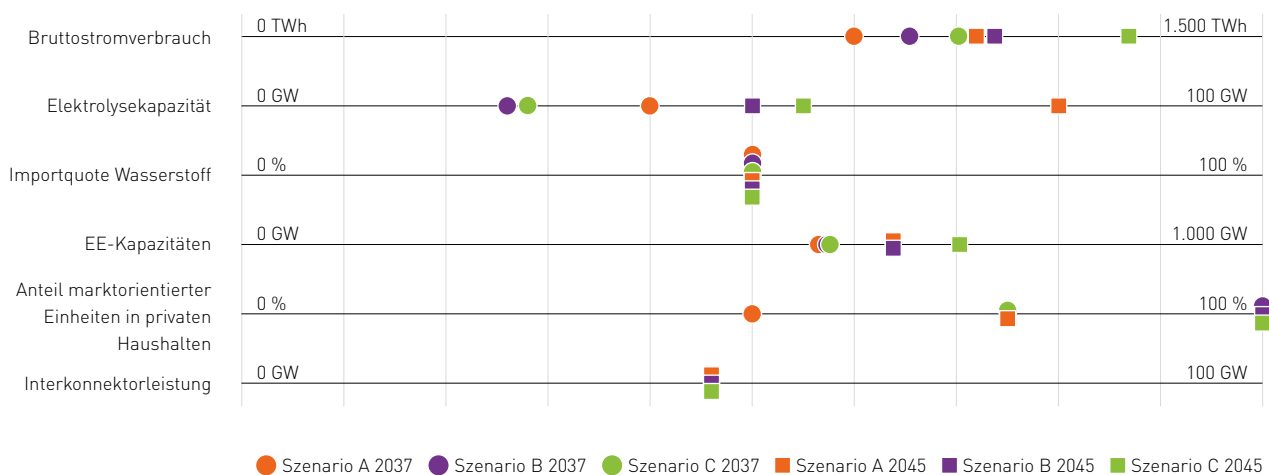
2.1 Szenarienbeschreibung

2.1.1 Leitgedanken der Szenarien

Der vorliegende Szenariorahmen betrachtet die Jahre 2037 und 2045. Die Übertragungsnetzbetreiber legen damit erstmalig einen Entwurf eines Netzentwicklungsplans Strom vor, der das Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 in Deutschland abbildet. Die Erstellung des Szenariorahmens stand vor der Herausforderung, zahlreiche Unsicherheiten auf dem Weg zur Klimaneutralität in den Endenergieverbrauchssektoren private Haushalte, Industrie und Verkehr sowie deren Rückwirkungen auf den Stromsektor zu antizipieren und angemessen aufzunehmen. Der Szenariorahmen stützt sich daher unter anderem auf eine Reihe aktueller Systemstudien, die mittels einer integrierten Betrachtung aller Sektoren mögliche Entwicklungspfade zur Erreichung des Klimaneutralitätsziels aufzeigen und dabei richtungsgebende Kennzahlen für den Stromsektor ausweisen.

Die genehmigten Szenarien unterscheiden sich entlang verschiedener Dimensionen. Dabei spielen insbesondere der Grad der direkten Elektrifizierung sowie der Einsatz von Wasserstoff in den Sektoren eine entscheidende Rolle. Ausgewählte Szenariovariationen und die Ausprägungen der jeweiligen Szenarien sind in Abbildung 3 dargestellt.

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien



Dargestellt sind die Annahmen des genehmigten Szenariorahmens. Der exakte Bruttostromverbrauch und die Importquote von Wasserstoff werden im Rahmen der Strommarktmodellierung ermittelt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Folgenden ist die Szenariodefinition der BNetzA gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens dargestellt.

Szenario A (Dekarbonisierung durch höheren Anteil an Wasserstoff):

Dieses Szenario zeichnet sich gemäß des genehmigten Szenariorahmens durch den vergleichsweise höchsten Wasserstoffbedarf in allen Szenarien aus. In einigen industriellen Bereichen, in denen heute die Unsicherheit bezüglich einer potenziellen Elektrifizierung noch groß erscheint, kommt verstärkt Wasserstoff zum Einsatz. Zur Deckung dieser Nachfrage wird in diesem Szenario eine hohe inländische Erzeugungskapazität unterstellt. Der Bruttostromverbrauch steigt gemäß Genehmigung der BNetzA auf rund 1.050 TWh im Jahr 2045. Die erneuerbaren Kapazitäten stimmen mit den Zielsetzungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bzw. WindSeeG überein.

Szenario B (Dekarbonisierung durch intensive Elektrifizierung):

Szenario B setzt auf eine verstärkte direkte Elektrifizierung in allen Endenergieverbrauchssektoren. Wasserstoff kommt nur bei den Anwendungen zum Einsatz, in denen aus heutiger Sicht eine solche Direktelektrifizierung unwahrscheinlich erscheint. Effizienz auf der Nachfrageseite wirkt einem starken Anstieg des Stromverbrauchs entgegen. Der Anstieg des Stromverbrauchs wird so auf knapp 1.100 TWh begrenzt. Der erneuerbaren Ausbaupfad entspricht den Zielsetzungen im EEG bzw. WindSeeG.

Szenario C (Dekarbonisierung trotz geringerer Effizienz):

Szenario C unterstellt ebenfalls eine verstärkte direkte Elektrifizierung in allen Endenergieverbrauchssektoren. Eine geringere Effizienz als im Szenario B sorgt für einen höheren Stromverbrauch von knapp 1.300 TWh. Damit einher geht auch die Notwendigkeit eines stärkeren Ausbaus der erneuerbaren Energien.

2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung

Ein Überblick über die Rahmendaten der Genehmigung ist in der folgenden Tabelle 1 zusammengestellt. Zudem ist in Abbildung 4 die installierte Leistung je Energieträger für die Szenarien abgebildet.

Tabelle 1: Übersicht der Szenariokennzahlen

Installierte Leistung in GW							
Energieträger	Referenz 2020/2021	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Kernenergie	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	18,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas/Wasserstoff*	32,1	>38,4	>38,4	>38,4	>34,6	>34,6	>34,6
Öl	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	9,8	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
sonstige konventionelle Erzeugung**	4,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe konventionelle Erzeugung	92,9	>50,5	>50,5	>50,5	>46,7	>46,7	>46,7
Wind onshore	56,1	158,2	158,2	161,6	160,0	160,0	180,0
Wind offshore	7,8	50,5	58,5	58,5	70,0	70,0	70,0
Photovoltaik	59,3	345,4	345,4	345,4	400,0	400,0	445,0
Biomasse	9,5	4,5	4,5	4,5	2,0	2,0	2,0
Wasserkraft***	4,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
sonstige regenerative Erzeugung****	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative Erzeugung	138,7	564,9	572,9	576,3	638,3	638,3	703,3
Summe Erzeugung	231,6	615,7	623,7	627,1	685,3	685,3	750,3
Stromverbrauch in TWh							
Nettostromverbrauch	478	828	891	982	999	1.025	1.222
Bruttostromverbrauch	533	899	961	1.053	1.079	1.106	1.303
Treiber Sektorenkopplung							
Wärmepumpen – Haushalt und GHD, Anzahl in Mio.	1,2	14,3	14,3	14,3	16,3	16,3	16,3
Elektromobilität – Anzahl in Mio.	1,2	25,2	31,7	31,7	34,8	37,3	37,3
Power-to-Heat – Fernwärme / Industrie, in GW	0,8	12,6	16,1	22,0	14,9	20,4	27,0
Elektrolyse in GW	<0,1	40,0	26,0	28,0	80,0	50,0	55,0
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten in GW							
PV-Batteriespeicher	1,3	67,4	67,4	67,4	97,7	97,7	113,4
Großbatteriespeicher	0,5	23,7	23,7	24,2	43,3	43,3	54,5
DSM – Industrie und GHD	1,2	5,0	7,2	7,2	8,9	12,0	12,0

Dargestellt sind die Werte aus dem Genehmigungsdokument. Im Zuge der Modellierung können sich kleine Abweichungen ergeben. Aufgrund der Vielzahl an flexiblen Verbrauchern und Variablen ergibt sich der exakte Stromverbrauch erst aus der Strommarktmodellierung.

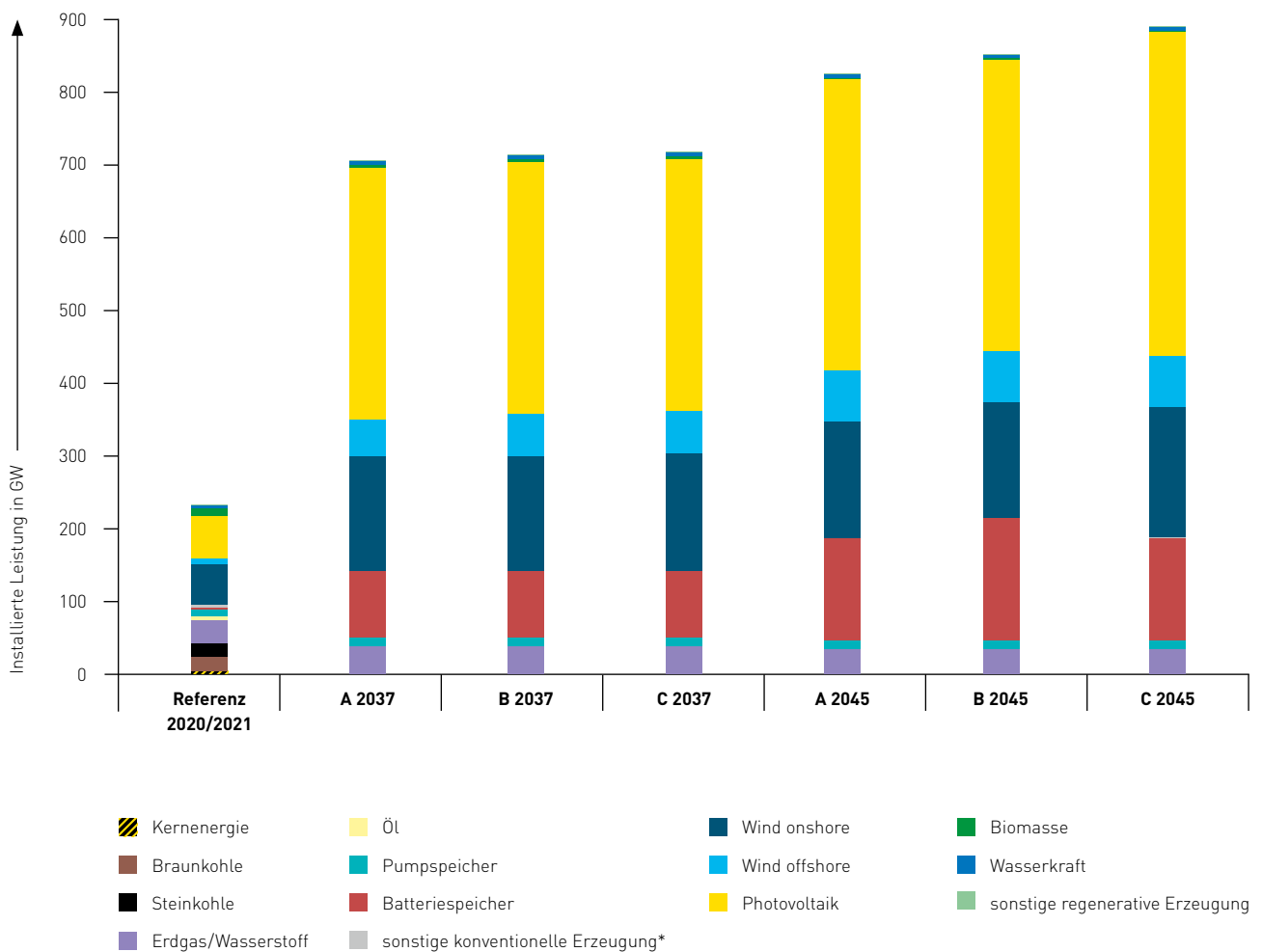
*Die angegebenen Leistungen umfassen lediglich die mit der Szenariorahmengen Genehmigung explizit verorteten Kraftwerke, nicht die darüber hinaus in der Marktsimulation berücksichtigten lastnahen Reserven.

**sonstige konventionelle Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall.

*** Speicherwasser und Laufwasser.

**** sonstige regenerative Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall.

Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger


* sonstige konventionelle Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse

Die Rahmendaten und Vorgaben aus dem genehmigten Szenariorahmen bedürfen einer umfassenden Aufbereitung, um sie für die Marktsimulation und die nachfolgenden Netzanalysen nutzen zu können. Stromerzeuger, Stromverbraucher und Speicher werden dabei in Technologieklassen mit jeweils individuellen Parametern zu Flexibilität oder Kosten untergliedert. Innerhalb von Deutschland werden die Einheiten mindestens auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte (NUTS3) oder auf Ebene von PLZ-Gebieten modelliert und über diese Zwischenebenen auf Netzknotenpunkte projiziert. Auf Basis der regionalen Verteilung werden zum Beispiel Einspeisezeitreihen von erneuerbaren Energien oder Lastprofile in stündlicher Auflösung berechnet. Zugrunde gelegt werden hierfür gemäß der BNetzA-Genehmigung Wetterdaten des Jahres 2012. Dieses ist insbesondere aufgrund seiner im Jahresvergleich durchschnittlichen Windeinspeisung sehr gut für eine repräsentative Abbildung der Wetterverhältnisse in Deutschland und Europa geeignet. Hinzu kommt die Aufbereitung von europäischen Szenariodaten und Handloptionen sowie die Herleitung von weiteren Restriktionen für die nachfolgende Strommarktmodellierung.

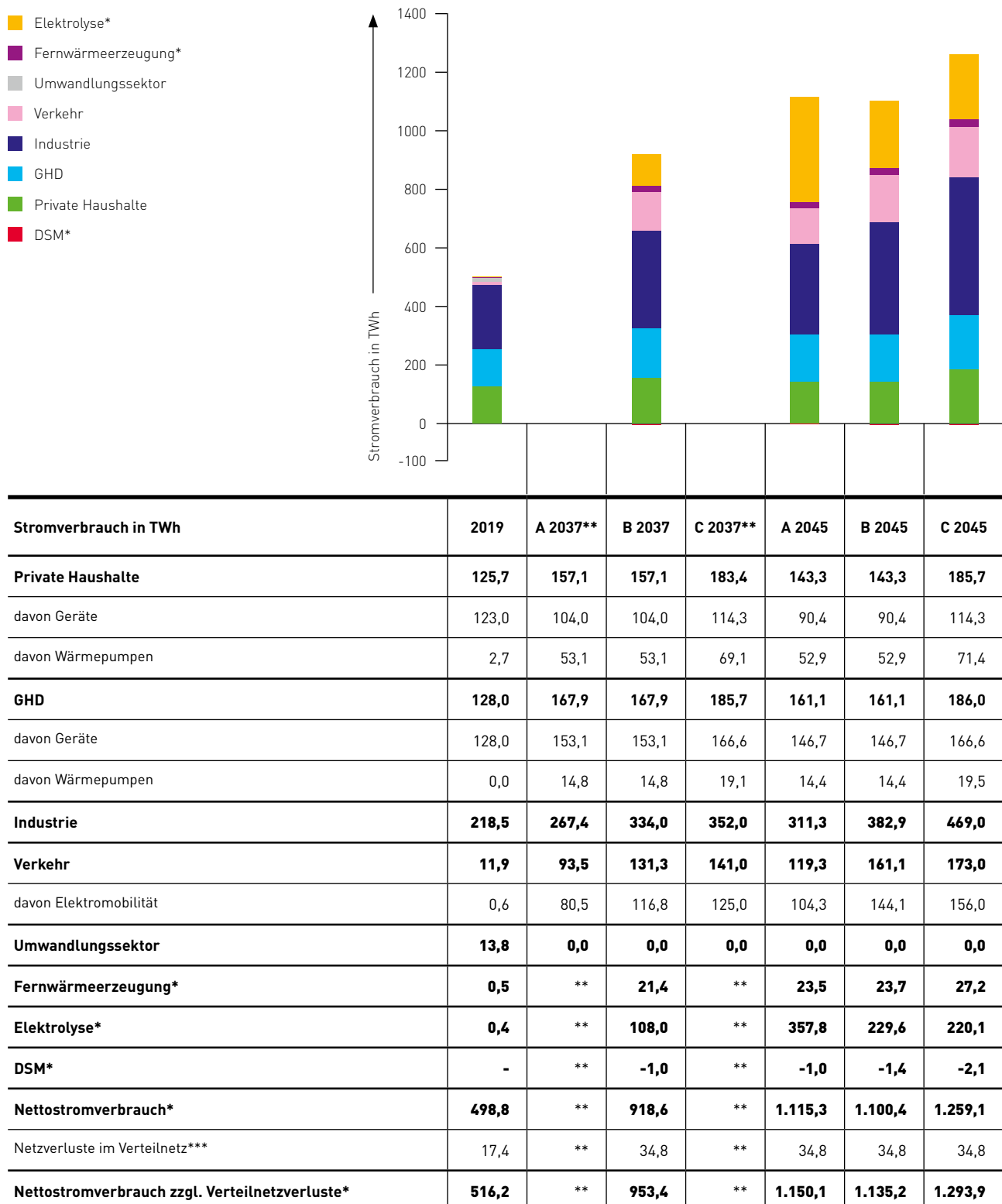
In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Schritte der Szenarioaufbereitung näher erläutert. Dies umfasst unter anderem:

- Modellierung regionaler Verteilung und zeitlicher Verläufe des Stromverbrauchs in den Sektoren private Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen), Industrie und Verkehr (s. Kapitel 2.3)
- Modellierung und räumliche Allokation von Flexibilitäten im Bereich der privaten Haushalte, Batteriespeicher, Power-to-X-Anwendungen und Demand Side Management (DSM) (s. Kapitel 2.4)
- Regionale Verteilung der erneuerbaren Energien und Ermittlung der Einspeisezeitreihen (s. Kapitel 2.5)
- Modellierung von konventionellen Kraftwerken und Annahmen zu Kostenparametern (s. Kapitel 2.6)
- Modellierung des Auslands und europäischer Handelloptionen bei einem Flow-Based-Market Coupling-Ansatz im Jahr 2037 (s. Kapitel 2.7)

Weitere Informationen zum Szenarioannahmen und den Zahlenwerten können der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA entnommen werden: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2037/SR/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile

2.3 Modellierung des Stromverbrauchs

In allen Szenarien wird gegenüber heute ein deutlich ansteigender Stromverbrauch angenommen. Bei der Elektrifizierung von Anwendungen, bei denen heute weitgehend fossile Energieträger eingesetzt werden, leistet der Stromsektor einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Dies betrifft zum Beispiel den Einsatz von Wärmepumpen im Wärmesektor, die Nutzung der Elektromobilität im Verkehrssektor oder die Elektrifizierung von industriellen Prozessen. Gemäß der Szenariodefinition wird in Szenario A insbesondere in der Industrie ein verstärkter Einsatz von Wasserstoff und gleichzeitig ein größerer Ausbau inländischer Elektrolyse unterstellt. Die Szenarien B und C weisen ein vergleichbares Niveau der Elektrifizierung auf, wobei in Szenario C Ineffizienzen bei der Transformation des Energiesystems etwa in den Bereichen Recyclingquoten, Materialeffizienz und Gebäudedämmung und damit ein höherer Stromverbrauch angenommen werden. Nachfolgend ist in Abbildung 5 die Höhe des Nettostromverbrauchs aufgeschlüsselt nach Sektor und Szenario dargestellt.

Abbildung 5: Nettostromverbrauch nach Sektoren/Anwendungsbereichen


Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*Diese Angaben enthalten bereits Ergebnisse aus der Strommarktmodellierung.

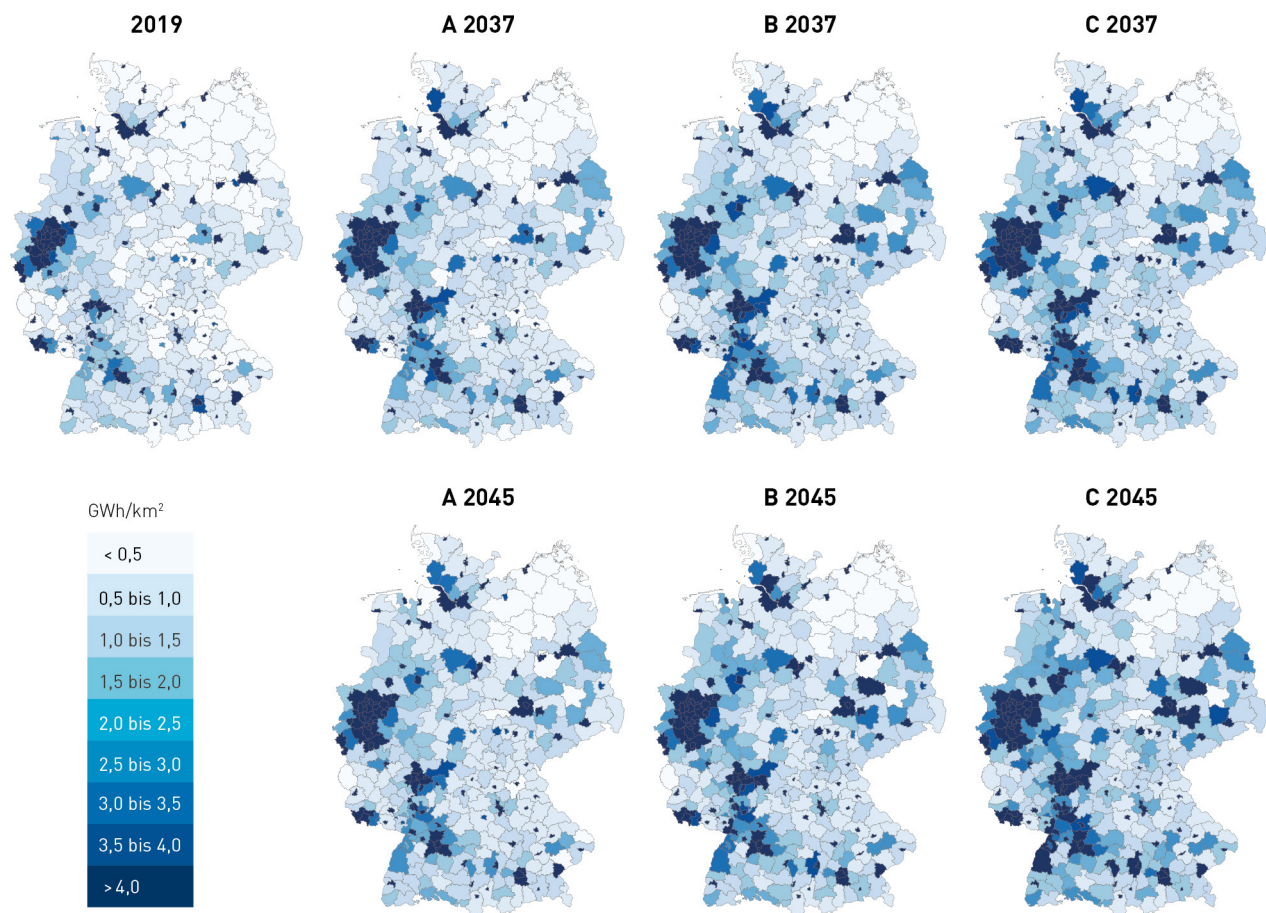
**Die noch ausstehenden Ergebnisse der Strommarktmodellierung werden im zweiten Entwurf nachgereicht. Daher entfällt die grafische Darstellung dieser Szenarien im ersten Entwurf.

***Nicht berücksichtigt sind in dieser Darstellung Netzverluste im Übertragungsnetz.

Neben der Höhe des zukünftigen Gesamtstromverbrauchs sind die regionale Verteilung und das Lastprofil im Jahresverlauf wesentliche Einflussgrößen für die Dimensionierung der Stromnetze. Die Regionalisierung erfolgt nach der im Szenariorahmenentwurf beschriebenen Systematik entlang der Leitlinien der Genehmigung.

Der resultierende regionale Gesamtstromverbrauch der Sektoren private Haushalte, GHD, Industrie, Verkehr und Umwandlungssektor ist in Abbildung 6 für das Referenzjahr 2019 und für die Zieljahre 2037 und 2045 dargestellt.

Abbildung 6: Angenommene regionale Verteilung der gesamten Stromverbräuche



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den folgenden Abschnitten werden die grundlegenden Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland sowie dessen regionale Verteilung und zeitlicher Verlauf in den Jahren 2037 und 2045 nach Sektoren beschrieben.

2.3.1 Private Haushalte

Im Sektor der privaten Haushalte sind Bereiche wie Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Anwendungen der Informations- und Kommunikationstechnologie bilanziert, die bereits heute weitestgehend elektrifiziert sind. Raumwärme und Warmwasser werden heutzutage hingegen häufig noch durch fossile Energieträger bereitgestellt. Im Zuge der Dekarbonisierung des Sektors der privaten Haushalte wird einerseits eine Umstellung der Beheizungsstruktur und andererseits eine höhere Effizienz unterstellt. Das Laden von E-Fahrzeugen im privaten Bereich wird im Verkehrssektor mitbilanziert.

Im Gerätebestand wird grundsätzlich von Einspareffekten aufgrund von effizienteren Geräten ausgegangen. Hier wird von einem Rückgang des Stromverbrauchs in Höhe von 10 – 18 % im Jahr 2037 und von 10 – 28 % im Jahr 2045 ausgegangen, wobei Szenario C den geringsten Rückgang aufweist. Dennoch steigt der Stromverbrauch im Haushaltssektor an, da eine starke Elektrifizierung der Wärmebereitstellung durch die Inbetriebnahme zahlreicher Wärmepumpen angenommen wird (s. Kapitel 2.4.4 für Fernwärme). Die Anzahl der Wärmepumpen wird zwischen den Szenarien nicht variiert, jedoch unterscheiden sich die Heizwärmebedarfe und damit der Stromverbrauch. In den Szenarien A und B wird im Vergleich zu Szenario C eine umfassendere energetische Gebäudesanierung unterstellt.

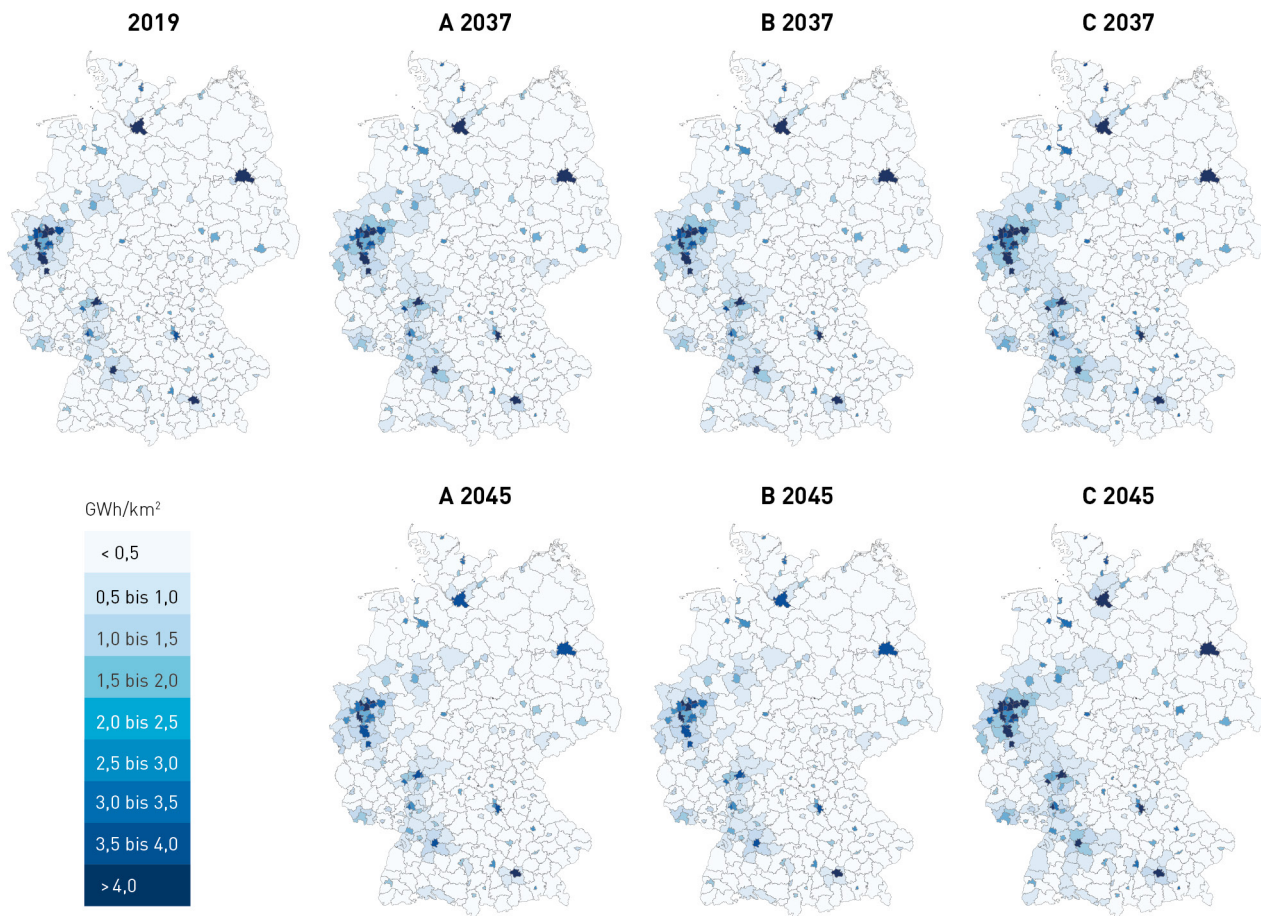
Methodik zur Regionalisierung

Der Stromverbrauch des Gerätebestands wird auf Basis der Daten der statistischen Landesämter des Jahres 2018 auf die Bundesländer verteilt. Davon ausgehend wird der Stromverbrauch des Gerätebestands anhand der gewichteten Faktoren Bevölkerung, Anzahl der Haushalte und Einkommen auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte bestimmt. Die Regionalisierung der Wärmepumpen erfolgt auf Basis des Bestands an Ein- und Zweifamilienhäusern.

Methodik zur Herleitung von Lastprofilen

Die Stromlastprofile des Gerätebestands werden mithilfe von normierten Profilen aus der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) mit einer hohen räumlichen Auflösung generiert. Für die Modellierung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen wird zunächst der tägliche Wärmebedarf bestimmt. Dies erfolgt auf Basis des jährlichen Heizwärmebedarfs eines repräsentativen 3-Personen-Haushalts unter Zuhilfenahme eines Standardlastprofilverfahrens mit regionalen Temperaturdaten. Ausgehend vom täglichen Wärmebedarf werden mithilfe eines typischen Tageslastgangprofils stündliche Wärmebedarfe ermittelt. Im Folgenden wird unter Berücksichtigung des temperaturabhängigen COP (Coefficient of Performance, Leistungszahl) der stündliche, ungesteuerte Strombedarf der Wärmepumpen jeweils in allen Landkreisen und kreisfreien Städten hergeleitet. Zur Abbildung unterschiedlicher Gebäudetypen werden dabei verschiedene Heizwärmebedarfe und Vorlauftemperaturen von Wärmepumpen berücksichtigt. Mit zunehmender Durchdringung von Wärmepumpen wird eine intelligente Steuerung des Einsatzes einen immer höheren Stellenwert einnehmen. Dieser Themenkomplex wird in Kapitel 2.4.1 vertieft.

Der resultierende regionale Stromverbrauch des privaten Haushaltssektors, bestehend aus Gerätebestand und Haushaltswärmepumpen, ist in den folgenden Grafiken für das Referenzjahr 2019 und für die Zieljahre 2037 und 2045 in Abbildung 7 dargestellt.

Abbildung 7: Angenommene regionale Verteilung der Stromverbräuche im Sektor der privaten Haushalte


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Die Annahmen und Entwicklungen im GHD-Sektor sind vergleichbar mit dem Haushaltssektor. Im Gerätebestand wird ein Rückgang des Stromverbrauchs von 10 – 20 % bis 2037 und von 10 – 25 % bis 2045 erwartet. Gleichzeitig wird ein starker Zuwachs an Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser angenommen.

Berücksichtigt werden darüber hinaus Netzanschlüsse neuer Großstromverbraucher, die im Rahmen einer von der BNetzA bei den Netzbetreibern durchgeführten Abfrage als in der Realisierung hinreichend wahrscheinlich bewertet wurden. Dies umfasst im GHD-Bereich etwa Projekte im Handel oder Gesundheitswesen sowie eine hohe Anzahl an Neuanschlüssen im Bereich Digitalisierung (Rechenzentren). Insgesamt wird dadurch ein zusätzlicher Stromverbrauch in Höhe von etwa 30 TWh im Jahr 2037 und 50 TWh im Jahr 2045 veranschlagt.

Methodik zur Regionalisierung

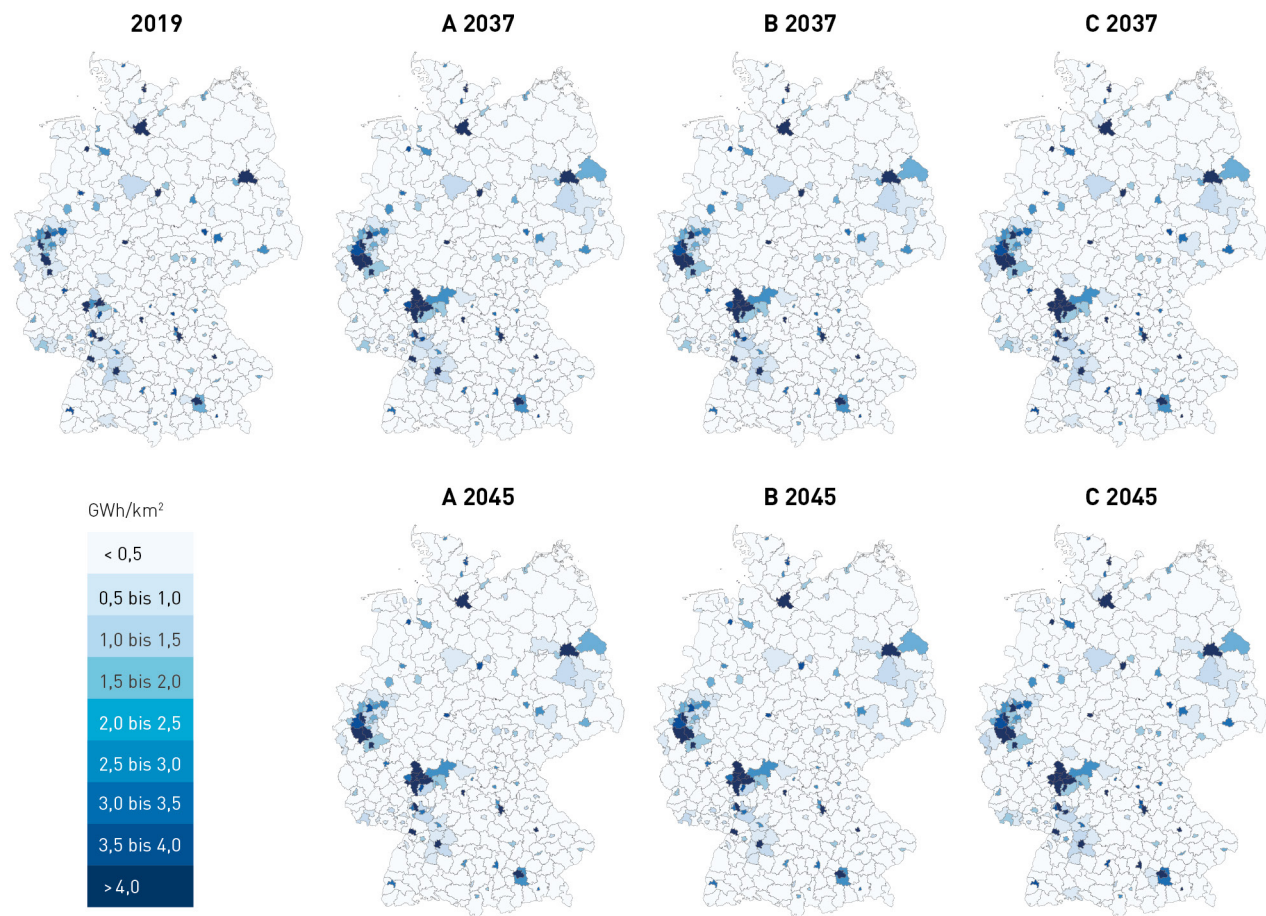
Der Stromverbrauch des Gerätebestands wird auf Basis der Daten der statistischen Landesämter des Jahres 2018 auf die Bundesländer verteilt. Davon ausgehend wird der Stromverbrauch des Gerätebestands anhand der gewichteten Faktoren Erwerbstätige und Bruttowertschöpfung im Dienstleistungssektor auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte bestimmt. Die Regionalisierung der Wärmepumpen erfolgt auf Basis des regionalen Anteils der Bruttowertschöpfung im Dienstleistungssektor am bundesdeutschen Gesamtwert. Die Verortung der neuen Großstromverbraucher erfolgt gemäß den Angaben des Projektes standortscharf.

Methodik zur Herleitung von Lastprofilen

Die Generierung der Lastprofile des Gerätebestands erfolgt analog zum Sektor der privaten Haushalte. Die Modellierung der Wärmepumpen erfolgt ebenfalls analog, wobei größere Heizflächen und spezifische Heizwärmebedarfe angenommen werden. Die Stromverbrauchsprofile der neuen Großstromverbraucher werden auf der Basis von Standardlastprofilen hergeleitet. Die Profile der Rechenzentren sind dabei aufgrund der notwendigen Kühlung temperaturabhängig.

Der resultierende regionale Stromverbrauch des GHD-Sektors, bestehend aus Gerätebestand, Wärmepumpen und neuen Großstromverbrauchern, ist in Abbildung 8 für das Referenzjahr 2019 und für die Zieljahre 2037 und 2045 dargestellt.

Abbildung 8: Angenommene regionale Verteilung der Stromverbräuche im GHD-Sektor



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3.3 Industrie

Der Stromverbrauch des Industriesektors bewegt sich zwischen 265 TWh und 469 TWh und weist damit eine vergleichsweise große Spannweite zwischen den Szenarien auf. Insbesondere Wirtschaftszweige mit voraussichtlich grundlegenden Veränderungen aufgrund von Prozessumstellungen zur Dekarbonisierung werden detailliert betrachtet. In Branchen wie der Grundstoffchemie und Metallerzeugung ist zu erwarten, dass Prozesse entweder stark elektrifiziert oder auf synthetische Energieträger wie Wasserstoff umgestellt werden. Im Industriesektor wird gemäß der Szenariodefinition in Szenario A ein verstärkter Einsatz von Wasserstoff unterstellt. Die Szenarien B und C setzen einen Schwerpunkt auf die direkte Elektrifizierung von Industrieprozessen, wobei in Szenario C Ineffizienzen bei der Transformation und damit ein höherer Stromverbrauch angenommen werden.

Die ÜNB haben eine Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) in Auftrag gegeben, um die Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung zu untersuchen. Eine umfangreiche Beschreibung der Vorgehensweise und Ergebnisse können dem Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Studie_Stromverbrauchsmod_Dekarb_FfE entnommen werden.

Methodik zur Regionalisierung

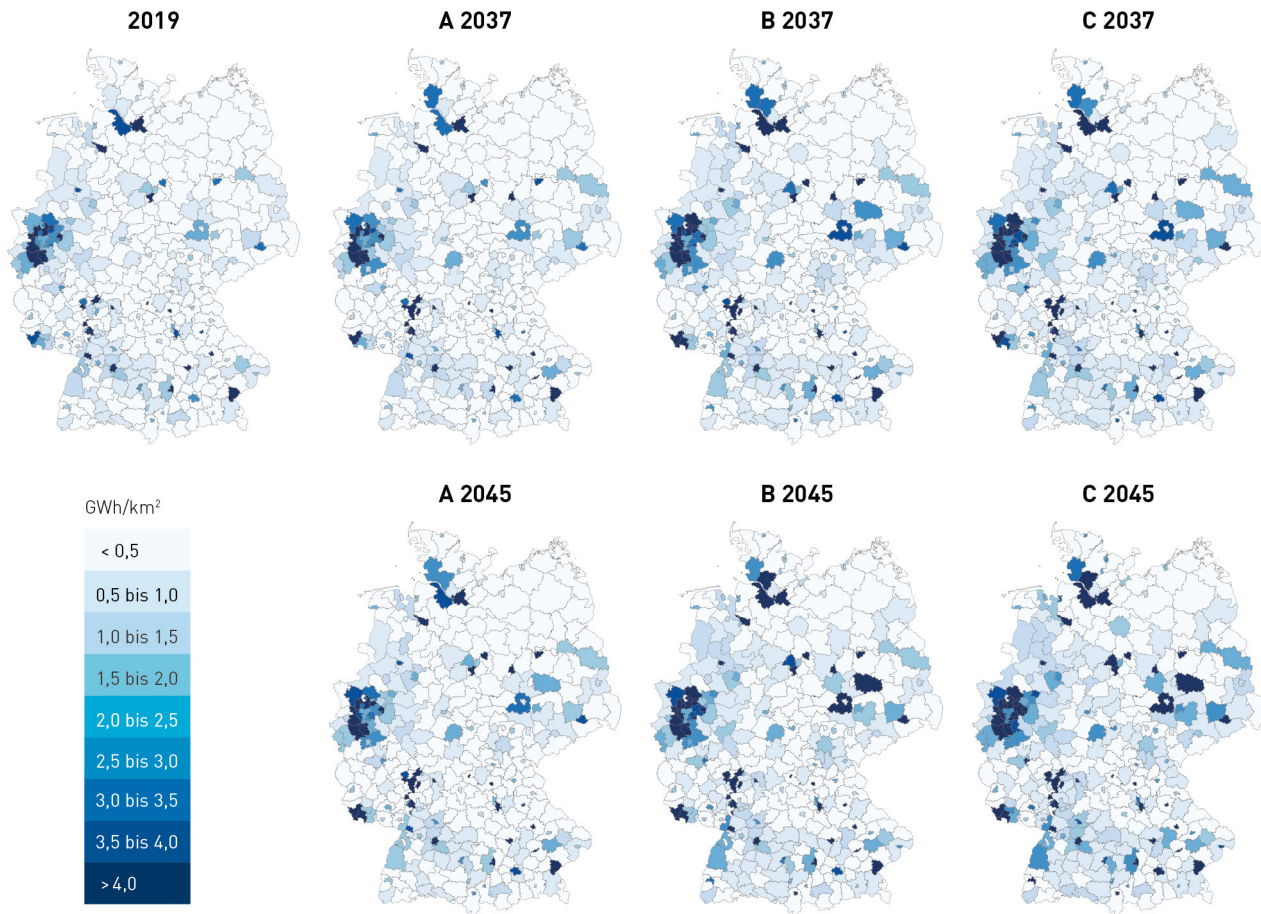
Im Rahmen der Studie konnte eine Methodik zur Regionalisierung für heutige und zukünftige industrielle Strom- und Wasserstoffverbräuche (inkl. Derivaten) entwickelt werden, aus der auch die Anschlussleistung je Landkreis oder kreisfreier Stadt für jedes Stützjahr und Szenario hervorgeht. Die Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs wird dabei auf regionaler Ebene durch herkömmliche und transformationsbedingte Änderungen beschrieben. Die herkömmliche Verbrauchsentwicklung resultiert dabei aus einer steigenden beziehungsweise sinkenden Wirtschaftsleistung und steigender Effizienz. Die transformationsbedingte Verbrauchsentwicklung hingegen ist durch einen Energieträgerwechsel mit dem Ziel der Dekarbonisierung von Prozessen bedingt. Insbesondere bei der transformationsbedingten Verbrauchsentwicklung unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich einer verstärkten Umstellung der heutigen Energieträger auf Wasserstoff beziehungsweise Strom.

Die Regionalisierung berücksichtigt explizit Netzanschlüsse neuer Großstromverbraucher im Industriesektor, die im Rahmen einer von der BNetzA bei den Netzbetreibern durchgeführten Abfrage als in der Realisierung hinreichend wahrscheinlich bewertet wurden. Dies umfasst zum Beispiel bekannte Produktionserweiterungen, aber auch Projekte zur Umstellung und Dekarbonisierung von Produktionsprozessen. Auf regionaler Ebene erfolgt eine Verrechnung der standortscharf bekannten, neuen Großstromverbraucher mit den innerhalb der Studie ermittelten herkömmlichen und transformationsbedingten Steigerungen des Stromverbrauchs. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass erwartbare und bekannte Änderungen der regionalen Verteilung berücksichtigt werden und gleichzeitig die Vorgabe zum gesamten Industriestromverbrauch je Szenario erfüllt wird.

Methodik zur Herleitung von Lastprofilen

Für die Anteile des Industriestromverbrauchs, die sich aus dem Bestand und der herkömmlichen Verbrauchsentwicklung ergeben, werden die aus der Bilanzkreisabrechnung bekannten Lastprofile zugrunde gelegt. Für neue Großstromverbraucher und den transformationsbedingten Zuwachs des Industriestromverbrauchs werden spezifische Lastprofile je Industriezweig verwendet.

Der resultierende regionale Stromverbrauch des Industriesektors ist in Abbildung 9 für das Referenzjahr 2019 und für die Zieljahre 2037 und 2045 dargestellt.

Abbildung 9: Angenommene regionale Verteilung der Stromverbräuche im Industriesektor


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3.4 Verkehr

Zur Erreichung der Emissionsreduktionsziele im Verkehrssektor gemäß Klimaschutzgesetz (KSG) sind tiefgreifende Veränderungen notwendig. Dies bedeutet eine Umstellung von Antriebstechnologien in der gesamten Fahrzeugflotte. Diese wird in die Kategorien Elektro-PKW (E-PKW), Plug-in-Hybride, leichte und schwere batterieelektrische Nutzfahrzeuge, Oberleitungs-Hybrid-LKW, Schienenverkehr sowie Busverkehr eingeteilt.

Es wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass sich im Bereich der PKW und leichten Nutzfahrzeuge der direkte elektrische Antrieb durchsetzt. Im Bereich des Schwerlastverkehrs wird in Szenario A angenommen, dass vermehrt Wasserstoff oder Wasserstofffolgeprodukte zum Antrieb genutzt werden. Entsprechend wird in den Szenarien B und C eine höhere Anzahl an elektrischen schweren Nutzfahrzeugen und Oberleitungs-Hybrid-LKW angenommen. Die angesetzten Stromverbräuche der genannten Kategorien sowie Angaben zur Anzahl, Fahrleistungen und spezifischen Verbräuchen finden sich in Tabelle 6 der Genehmigung⁴.

Die Methodik zur Regionalisierung und Lastgangerstellung im Bereich der Elektromobilität wird aus der dem NEP 2035 (2021) zugrundeliegenden Studie übernommen. Detaillierte Informationen hierzu sind abrufbar unter www.netzentwicklungsplan.de/Zw6.

⁴ https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2037/SR/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile

Methodik zur Regionalisierung

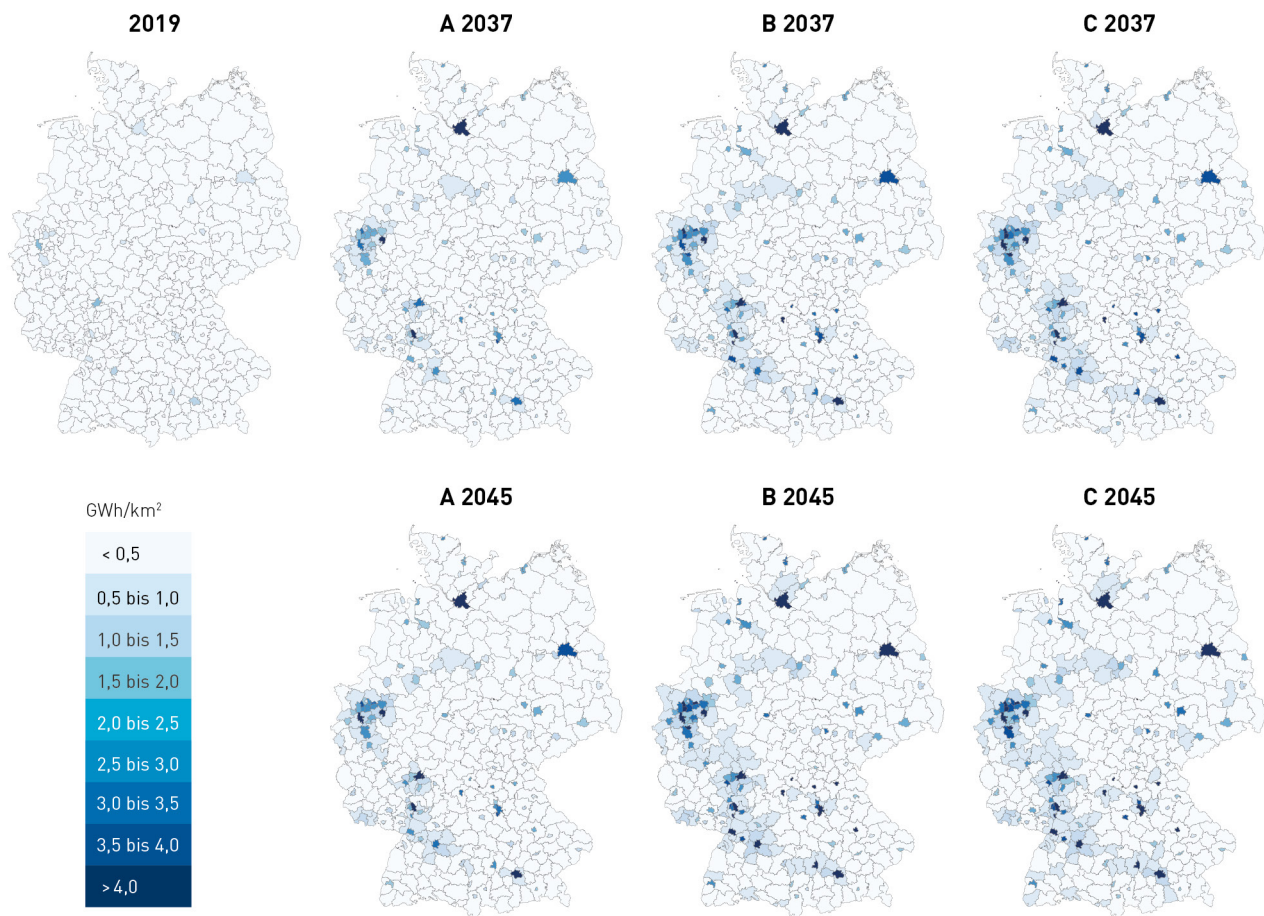
Die Regionalisierung des Stromverbrauchs von E-PKW und Plug-in-Hybriden basiert auf folgenden Parametern: Anzahl an Garagen, durchschnittliche Pendeldistanz pro Gemeinde, Leistung von Photovoltaik-Aufdachanlagen, durchschnittliche Wohnfläche und mittleres Einkommen. Es wird davon ausgegangen, dass 70 % des Stromverbrauchs von E-PKW und Plug-in-Hybriden durch das Laden am Wohnort oder am Arbeitsplatz verursacht wird. Die restlichen 30 % sind bedingt durch Fahrten über große Distanzen und fallen hauptsächlich an Schnellladepunkten entlang von Autobahnen oder Bundesstraßen an.

Methodik zur Herleitung von Lastprofilen

Bei den E-PKW und Plug-in-Hybriden wird im Rahmen der Lastgangmodellierung ebenfalls zwischen den Varianten Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz und Laden an Schnellladesäulen im öffentlichen Raum unterschieden. Einfluss auf das Ladeprofil haben der Regionstyp (urban, ländlich) sowie Zeiteffekte (Wochentag, Feiertag). Unter Berücksichtigung technischer und systemischer Parameter von Fahrzeugen und verfügbarer Ladeinfrastruktur werden jährliche Ladelastgänge für jeden Regionstyp generiert. Entsprechend der Zuordnung der Landkreise zu Regionstypen und der zuvor abgeleiteten Anzahl von E-PKW und Plug-in-Hybriden werden so die spezifischen Ladelastgänge pro Landkreis beziehungsweise kreisfreier Stadt ermittelt. Mit zunehmender Durchdringung von Elektrofahrzeugen wird das Thema des Lademanagements einen immer höheren Stellenwert einnehmen. Dieser Themenkomplex wird in Kapitel 2.4.1 vertieft.

Der resultierende regionale Stromverbrauch des Verkehrssektors ist in Abbildung 10 für das Referenzjahr 2019 und für die Zieljahre 2037 und 2045 dargestellt.

Abbildung 10: Angenommene regionale Verteilung der Stromverbräuche im Verkehrssektor



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3.5 Verluste

Neben dem Nettostromverbrauch fallen in einem Elektrizitätssystem Verluste an. Hierbei handelt es sich um Energie, die nicht unmittelbar Endverbrauchern zugeordnet wird, dennoch erzeugt werden muss. In erster Linie umfasst dies ohmsche Verluste oder Verluste durch Koronaentladungen in Stromleitungen. Unterschieden wird dabei zwischen Übertragungs- und Verteilnetzverlusten. Hinzu kommen Speicherverluste, die bei der Umwandlung und Speicherung von Energie entstehen. Zusätzlich kann der Eigenverbrauch von thermischen Kraftwerken ebenfalls den Verlusten zugeordnet werden. Aus dem Nettostromverbrauch zuzüglich der genannten Verluste errechnet sich der Bruttostromverbrauch. Weitere Erläuterungen dazu finden sich in Kapitel 3.2.4.

In den Szenarien wird angenommen, dass Netzverluste, die im Übertragungs- und Verteilnetz anfallen, zukünftig ansteigen werden. Verteilnetzverluste werden in einer Höhe von 34,8 TWh berücksichtigt, was in etwa einer Verdoppelung zu heute entspricht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Netzbelastung und der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen durch den dezentralen Anschluss sehr vieler neuer Stromerzeuger und Stromverbraucher deutlich ansteigen werden. Die Übertragungsnetzverluste werden auf Basis der szenariospezifischen Netzanalysen exakt berechnet. Die Höhe der Speicherverluste hängt von der Anzahl an Speicherzyklen und den Wirkungsgraden der Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke ab. In Folge der zunehmenden installierten Leistung an Batteriespeichern steigt auch die absolute Höhe an Verlustenergie bei Speichern. Die Verluste aus dem Kraftwerkseigenverbrauch hingegen sinken aufgrund des stark rückläufigen Einsatzes konventioneller Kraftwerke von etwa 31 TWh in 2019 auf weniger als 1 TWh in den 2037-/2045-er Szenarien.

2.4 Modellierung von Flexibilitäten

Der Szenariorahmen beschreibt ein Stromsystem, in dem sich der Einsatz regelbarer Erzeugungstechnologien und Lasten in hohem Maße an der Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien orientiert. Ein Großteil des Bedarfs an Flexibilität wird durch eine Anpassung der Stromverbräuche bereitgestellt. Grundsätzlich wird in der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA ein sehr hoher Grad an Strommarktorientierung vorgegeben. Regelbare Stromerzeuger und flexible Verbraucher orientieren sich daher an der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt. Mögliche Restriktionen bei der Netzintegration (z. B. Verteilnetze) oder wärmeseitige Anforderungen spielen dagegen nur eine untergeordnete Rolle und bleiben in der Modellierung teils unberücksichtigt. Die Vorteile einer strommarktorientierten Einsatzweise liegen dabei in einer maximalen Integration erneuerbarer Energien und damit einhergehend einer Senkung variabler Erzeugungskosten. Dem gegenüber stehen aufgrund der räumlichen Distanz zwischen Stromerzeugung und den eingesetzten Verbrauchern potenziell größere Transportbedarfe und Belastungen der Stromnetze. In den folgenden Abschnitten werden ausgewählte Flexibilitäten näher beleuchtet.

2.4.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten

Im Sektor der privaten Haushalte sowie in Teilen des GHD-Sektors werden im Zuge der Durchdringung von Wärmepumpen, E-PKW und Batteriespeichern die zeitlichen Verläufe der Stromnachfrage maßgeblich verändert. Diese Technologien ermöglichen es zudem, ihren Stromverbrauch innerhalb bestimmter Grenzen flexibel anzupassen. Sie bieten ein erhebliches, dezentrales Flexibilitätspotenzial, das unterschiedlich genutzt werden kann.

Der genehmigte Szenariorahmen geht davon aus, dass der Verbrauch der privaten Haushalte zukünftig in hohem Maße durch einen variablen Preis für Endkunden beeinflusst wird. Dieser Preis spiegelt die jeweilige Preissituation am Strommarkt wieder. Unter Berücksichtigung eines Preissignals können flexible Verbräuche in Zeiten niedriger Strompreise verlagert werden. Es wird dabei davon ausgegangen, dass in den Szenarien zwischen 50 % und 100 % der Einheiten flexibel und damit marktorientiert eingesetzt werden (s. Tabelle 2).



Tabelle 2: Anteil marktorientierter Einheiten in privaten Haushalten

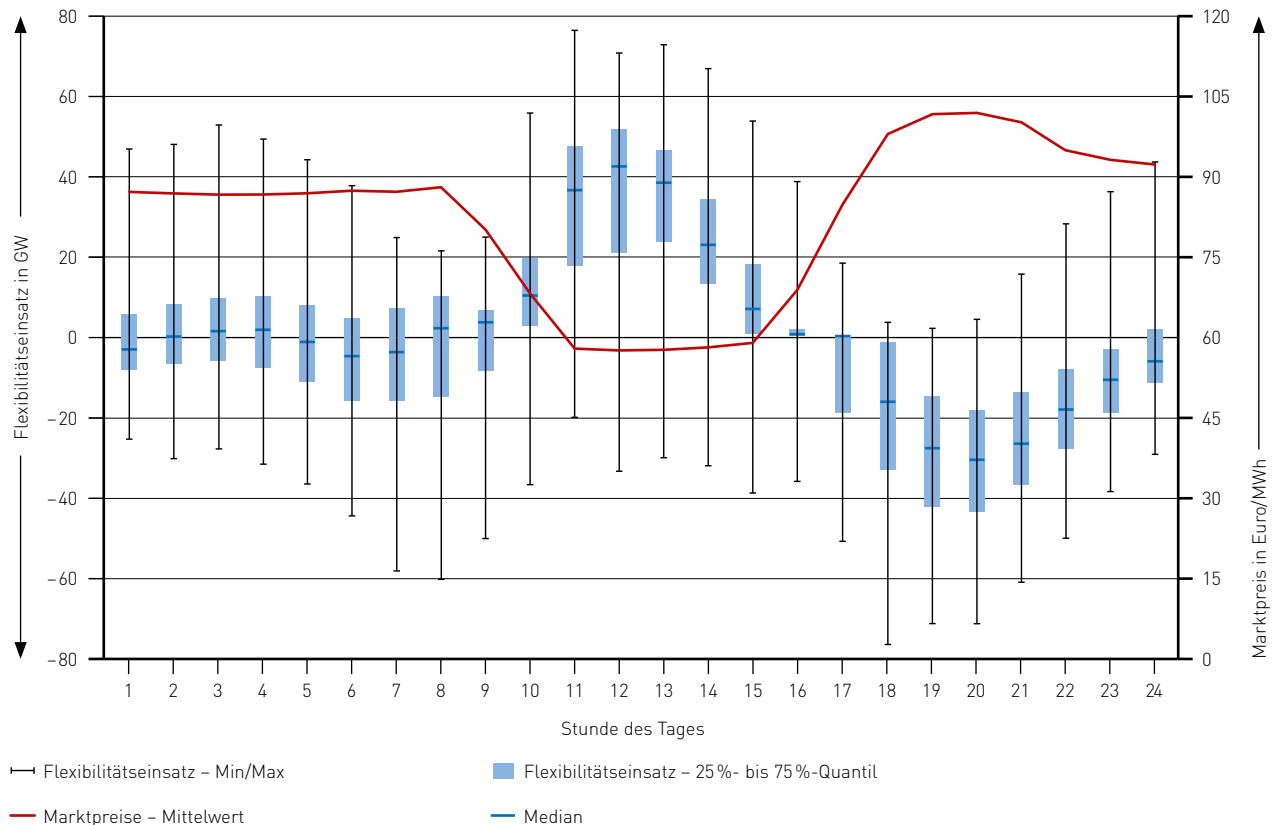
in %	Szenario A	Szenario B	Szenario C
2037	50	100	75
2045	75	100	100

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen ergibt sich dabei unter anderem aus dem Wärmebedarf der privaten Haushalte. In Zeiten geringer beziehungsweise keiner Nachfrage von Raumwärme besteht infolge des niedrigen Stromverbrauchs nahezu kein Verschiebe- und Steuerungspotenzial. Zudem kann der Einsatz von Wärmepumpen an kälteren Tagen nicht beliebig lange ausgesetzt werden, um eine Auskühlung von Gebäuden zu verhindern. Neben dem temperaturabhängigen Wärmebedarf spielt also auch die thermische Trägheit der Gebäude eine wesentliche Rolle für die nutzbare Flexibilität. In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass der Einsatz von Wärmepumpen unter Berücksichtigung des Heizwärmebedarfs in Zeiten niedriger Strompreise um bis zu 4 Stunden vorgezogen werden kann.

Analog zu den Restriktionen bei Wärmepumpen bestehen auch Einschränkungen bei dem Einsatz von Flexibilitäten im Bereich der Elektromobilität. Im Kontext Elektromobilität sind Fahrprofile zu berücksichtigen, die das jeweilige Nutzerverhalten abbilden. Im Haushaltsbereich können E-PKW nur geladen werden, sofern sie an die Ladeinfrastruktur angeschlossen sind. Zudem kann die Anpassung der Ladeleistung insoweit erfolgen, als der Füllstand der Batterie zum Ende des Ladevorgangs ausreichend hoch für die nächste Fahrt sein muss. Daraus ergeben sich Randbedingungen für ein frühest- und spätestmögliches Laden von E-PKW an Ladesäulen. Darüber hinaus wird über die sogenannte Anschlussleistung bestimmt, wie hoch der maximale Strombezug der E-PKW zu einem Zeitpunkt sein kann. Aus diesen Informationen ergibt sich das Verschiebepotenzial des Lastgangs von E-PKW. Die Inanspruchnahme des Potenzials ergibt sich in den Szenarien aus der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt. Bei der Optimierung wird primär auf eine zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs abgezielt, eine Rückspeisung in das Stromnetz („vehicle-to-grid“) wird nicht betrachtet.

Modellseitig erfolgt die Optimierung der Lastgänge der Wärmepumpen und E-Fahrzeuge bereits vor der Strommarkt-simulation. Die Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt wird hierbei über die Residuallast approximiert. Die Lastgänge werden unter Berücksichtigung der beschriebenen Restriktionen so optimiert, dass die resultierende stündliche Residuallast möglichst konstant ist. So wird sichergestellt, dass Überschüsse erneuerbarer Energien einerseits effizient genutzt und andererseits der Verbrauch in Knappheitssituationen entsprechend verringert wird. Im Ergebnis erfolgt eine Glättung der Residuallastkurve.

Abbildung 11: Mittlerer, minimaler und maximaler Flexibilitätseinsatz je Tagesstunde in Szenario B 2037


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Einsatz der Flexibilität im Sektor der privaten Haushalte ist in Abbildung 11 beispielhaft für das Szenario B 2037 dargestellt. Für jede Tagesstunde sind Kenngrößen für die Verschiebung des initialen Lastgangs von Wärmepumpen und E-PKW kombiniert mit dem Einsatz von Kleinbatteriespeichern in Form sogenannter Boxplots⁵ dargestellt. Zur Einordnung ist zusätzlich für jede Tagesstunde der Mittelwert, der im Rahmen der Marktsimulation ermittelten Großhandelsstrompreise abgebildet. Hierbei ist zu erkennen, dass insbesondere in den Mittagsstunden überdurchschnittlich geringe Strompreise, häufig in Folge von Erzeugungsüberschüssen durch Photovoltaik (PV), und in den Abendstunden überdurchschnittliche hohe Strompreise auftreten. Entsprechend korreliert der Flexibilitätseinsatz, indem der Stromverbrauch bevorzugt von den Abendstunden in die Mittagsstunden hin verlagert wird. Es ist darauf hinzuweisen, dass sich beispielsweise bei entsprechender Stromerzeugung aus Windenergie auch andere Muster ergeben können. Hervorzuheben ist, dass sich in beide Richtungen ein Flexibilitätseinsatz in Höhe von bis zu 80 GW ergibt. Ein Großteil dieser Flexibilität, insbesondere in den Spitzen, wird dabei durch den Einsatz von Batteriespeichern bereitgestellt.

⁵ Mit Boxplots lassen sich Verteilungen von Datenpunkten beschreiben. In dieser Darstellung werden 25 % Quantile (Quartile) verwendet. Die untere Antenne beschreibt das Minimum der Werte und der Beginn der Box das untere Quartil. Der Strich innerhalb der Box beschreibt den Zentralwert aller Werte, den Median. Der obere Abschluss der Box beschreibt das obere Quartil und die obere Antenne das Maximum der Werte.

2.4.2 Batteriespeicher

Batteriespeicher liefern einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem, indem sie kurzfristige Schwankungen in der Einspeisung erneuerbarer Energien ausgleichen. Der Szenariorahmen weist im Bereich Batteriespeicher eine installierte Leistung von 91 GW im Jahr 2037 und zwischen 141 und 168 GW im Jahr 2045 aus (s. Tabelle 3). Das Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung beträgt jeweils 2 kWh/kW. Die beiden Kategorien Klein- und Großbatteriespeicher unterscheiden sich dabei im Hinblick auf die installierte Leistung und Systematik der regionalen Verteilung.

Tabelle 3: Installierte Leistung von Batteriespeichern

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Kleinbatteriespeicher	67,4	67,4	67,4	97,7	97,7	113,4
Großbatteriespeicher	23,7	23,7	24,2	43,3	43,3	54,5
Summe	91,1	91,1	91,6	141,0	141,0	167,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kleinbatteriespeicher sind im Bereich privater Haushalte oder GHD häufig an die Installation und den Betrieb von PV-Aufdachanlagen gekoppelt. Daher ist ihre regionale Verteilung im Szenariorahmen unter Berücksichtigung des Bestands an der Verteilung von PV-Aufdachanlagen orientiert. Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, ist der Einsatz von Kleinbatteriespeichern eng verbunden mit dem Einsatz und der Flexibilität von Wärmepumpen und der E-Mobilität. Während Kleinbatteriespeicher aktuell vor allem zum Zwecke der Eigenbedarfsoptimierung eingesetzt werden, geht der Szenariorahmen langfristig von einem strommarktorientierten Einsatz aus. Dabei richtet sich der Einsatz der Batteriespeicher an der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt aus. Die Batteriespeicher werden im Rahmen der Strommarktsimulation optimiert.

Für Großbatteriespeicher wird angenommen, dass diese überwiegend in räumlicher Nähe zu PV-Freiflächenanlagen oder Onshore-Windenergieanlagen errichtet werden. Aus diesem Grund wird die regionale Verteilung ausgehend vom Bestand entsprechend daran geknüpft. Der Szenariorahmen sieht analog zu den Kleinbatteriespeichern einen strommarktorientierten Einsatz vor.

2.4.3 Wasserstoff und Elektrolyse

In Anwendungen, in denen eine direkte Elektrifizierung mit höheren volkswirtschaftlichen Kosten verbunden oder technologisch nicht möglich ist, kann die Nutzung von Wasserstoff beziehungsweise synthetischen Brennstoffen vorteilhaft sein. Eine energetische Nutzung ist in Endenergieanwendungen im Verkehr oder bei der Wärmebereitstellung, insbesondere für Anwendungen mit hohen Temperaturniveaus, denkbar. Darüber hinaus ist die Ausweitung der stofflichen Nutzung von Wasserstoff als Ausgangsstoff für viele Produktionsketten in der Industrie, zum Beispiel der Chemie- oder Stahlindustrie, zu erwarten.

Die genehmigten Szenarien unterstellen eine umfassend ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur bereits im Jahr 2037. Im Szenariorahmen wird davon ausgegangen, dass etwa die Hälfte des Wasserstoffbedarfs in Deutschland durch inländische Elektrolyse bereitgestellt wird. Die angenommene installierte Leistung der Elektrolyseure in den Betrachtungsjahren 2037 und 2045 wird in Tabelle 4 abgebildet.

Tabelle 4: Installierte Leistung der Elektrolyseure

in GW	Szenario A	Szenario B	Szenario C
2037	40,0	26,0	28,0
2045	80,0	50,0	55,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Methodik zur Regionalisierung

Bei der Verortung von Elektrolyseuren wird mehrstufig vorgegangen. In einem ersten Schritt werden heute bereits absehbare Projekte aus Netzanfragen berücksichtigt, die im Rahmen einer von der BNetzA bei den Netzbetreibern durchgeführten Abfrage als in der Realisierung hinreichend wahrscheinlich bewertet wurden. Zudem werden alle Projekte berücksichtigt, welche als sogenannte „Important Projects of Common European Interest“ („IPCEI“) gefördert werden. In Summe betrifft dies Projekte mit einer Kapazität von über 14 GW. Die Differenz zur Erreichung der genehmigten Elektrolyseleistung wird in einem zweiten Schritt nach einem netzdienlichen Ansatz verortet.

Zur Ermittlung eines bedarfsgerechten Netzausbaus sollen die Standorte der Elektrolyseure möglichst wenig belastend oder sogar entlastend auf die Übertragungsnetze wirken. Dazu werden die Elektrolyseure so platziert, dass sie hohe lokale Überschüsse aus erneuerbaren Energien ausgleichen können, um eine Belastung der Stromnetze und eine Abregelung von Erzeugungsanlagen zu vermeiden. Konkret erfolgt eine Auswertung der Jahresresiduallast auf Ebene der Regierungsbezirke (NUTS2) sowie darauf aufbauend auf Ebene von Netzknoten. Elektrolyseleistung wird dabei nur Regionen beziehungsweise Netzknoten mit negativen Jahresresiduallasten, also regionalen Erzeugungsüberschüssen aus erneuerbaren Energien, zugewiesen. Der lokale Umfang der Elektrolyseleistung ergibt sich gewichtet aus der Höhe der negativen Jahresresiduallast.

Die Verortung der Elektrolyseure wird unter Berücksichtigung der neu ermittelten Netzausbaumaßnahmen mit dem Ziel angepasst, die deutschlandweiten Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Somit soll sichergestellt werden, dass durch die Verortung der Elektrolyseure keine neuen Engpässe im Übertragungsnetz entstehen, wie es die BNetzA im zugrunde liegenden Szenariorahmen vorgegeben hat.

Methodik zur Herleitung von Einsatzprofilen

Der Einsatz aller Elektrolyseure wird innerhalb der Strommarktmodellierung ermittelt. Dabei wird eine breite Verfügbarkeit einer Wasserstoffinfrastruktur unterstellt, sodass beispielsweise für Industriebetriebe keine Restriktionen in der Versorgung mit Wasserstoff angenommen werden. Wasserstoff wird nur in Zeiten niedriger Strompreise erzeugt. Der Strompreis darf dabei maximal so hoch sein, dass unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten (Wirkungsgrad von 70%) die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff unterhalb des angenommenen Wasserstoffpreises liegen. Der Wasserstoffpreis ergibt sich dabei aus den Kosten von Erdgas inklusive bei der Verbrennung anfallender CO₂-Emissions-

kosten, um mit der Modellierung der Stromerzeugungsseite konsistent zu sein (s. Kapitel 3.2.2). Liegt der Strompreis unter dem ermittelten Grenzpreis (2037: 36 EUR/MWh), erzeugen die Elektrolyseure Wasserstoff. Bei höheren Strompreisen sind die Elektrolyseure nicht in Betrieb. Der Grenzpreis liegt deutlich unter den Grenzkosten von Kohle- oder Gaskraftwerken, weswegen ein zeitgleicher Betrieb ausgeschlossen werden kann.

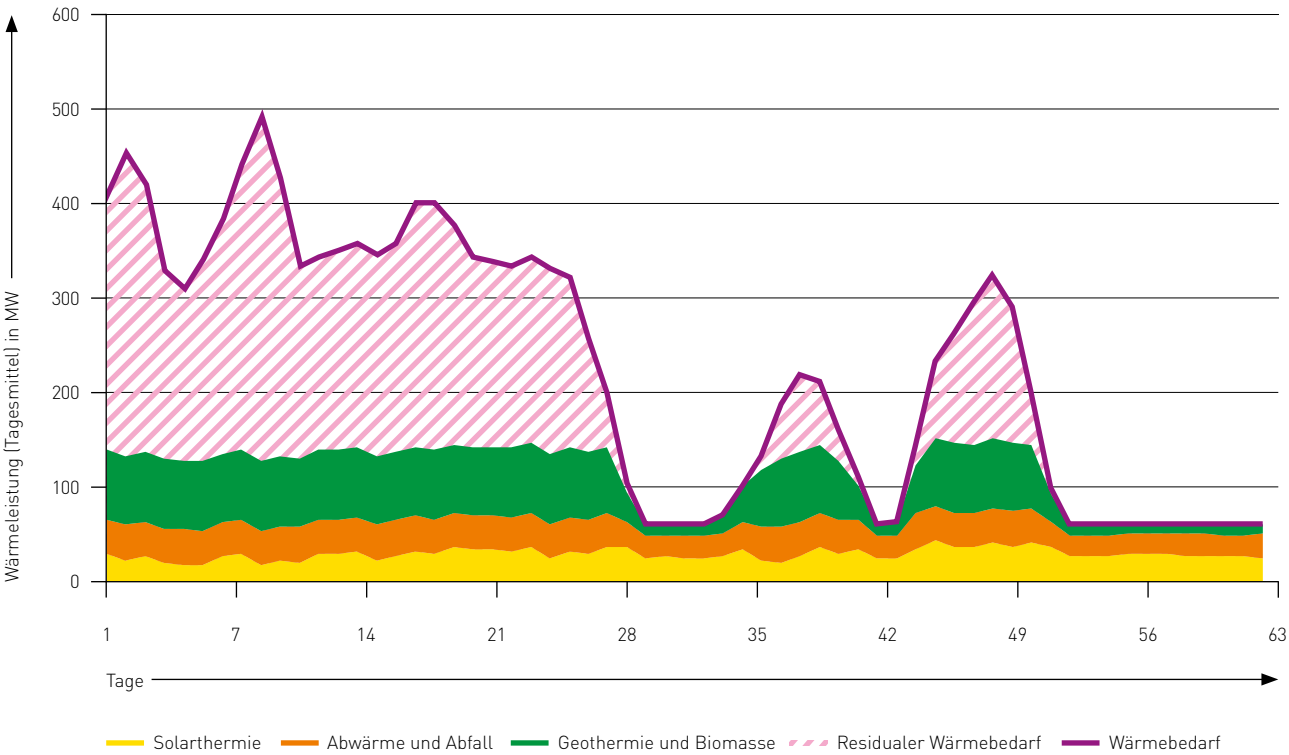
2.4.4 Fernwärme

Im Bereich der Fernwärme wird in den Szenarien A und B von einer Steigerung des Wärmebedarfs von heute 125 TWh auf 162 TWh im Jahr 2037 und 150 TWh im Jahr 2045 ausgegangen. Der erhöhte Wärmebedarf ist auf eine Ausdehnung der bestehenden Fernwärmenetze und die Erschließung neuer Wärmenetze sowie Kunden zurückzuführen. Eine verbesserte Gebäudedämmung und Effizienzsteigerungen bei Produktionsprozessen wirken sich dabei senkend auf den Fernwärmebedarf aus. In Szenario C ist dieser wärmebedarfssenkende Effekt weniger stark ausgeprägt, woraus sich ein Bedarf von 214 TWh im Jahr 2037 und 200 TWh im Jahr 2045 ergibt.

Die Bereitstellung von Fernwärme erfolgt zukünftig nicht mehr vordergründig über die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) von Kraftwerken. Ein relevanter Teil der Wärmeerzeugung wird stattdessen durch erneuerbare Energien wie Geo- oder Solarthermie und Biomasse sowie industrielle Abwärme und Abfallverbrennung bereitgestellt. Darüber hinaus wird 2037 etwa ein Drittel und 2045 zwischen 40 – 50 % der Fernwärme durch Großwärmepumpen und Elektroheizer erzeugt. Die zusammengenommene elektrische Leistung der Großwärmepumpen und Elektroheizer liegt in den Szenarien zwischen 13 und 27 GW. Die regionale Verteilung dieser Leistung erfolgt anhand der Wärmebedarfe und unter Berücksichtigung anderer Wärmeerzeuger je Fernwärmenetz. Dabei wird auf die Ergebnisse der von den ÜNB beauftragten Studie „Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland“ der FfE zurückgegriffen.

Der zeitabhängigen Modellierung des Einsatzes liegt eine Wärmenetzsimulation zugrunde, aus der die Wärmebedarfe je Fernwärmenetz und entsprechende temperaturabhängige Wärmebedarfsprofile hervorgehen. Darauf aufbauend wird zunächst die angebotsorientierte Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien und Industrie approximiert und der Wärmebedarf entsprechend reduziert (s. Abbildung 12). Im Rahmen der Strommarktsimulation wird für die Stunden mit verbleibendem Wärmebedarf bestimmt, ob der Strompreis ein Niveau erreicht, zu dem die Bereitstellung von Fernwärme durch Großwärmepumpen und Elektroheizer rentabel ist. Dabei ist der Betrieb von Großwärmepumpen im Vergleich zu Elektroheizern aufgrund der höheren Wirkungsgrade auch bei höheren Strompreisen noch wirtschaftlich. Verbleibt im Anschluss eine Wärmenachfrage, weil die Strompreise zu hoch oder die Heizleistung nicht ausreichend ist, ist diese durch den Einsatz von KWK-Anlagen, Heizkesseln oder aus Wärmespeichern zu decken.

Abbildung 12: Exemplarische Wärmebedarfskurve eines Fernwärmenetzes und Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien und Abwärme (Tagesmittelwerte im Frühjahr)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.4.5 Demand Side Management

Die Flexibilisierung der Stromnachfrage in der Industrie und dem GHD-Sektor erfolgt in den Szenarien über sogenanntes Demand Side Management. Der Szenariorahmen weist in diesem Bereich eine abrufbare Leistung zwischen 5 GW und 7,2 GW im Jahr 2037 und zwischen 8,9 GW und 12 GW im Jahr 2045 aus. Dabei wird eine Veränderung des Nachfrageverhaltens ausgewählter Prozesse in Abhängigkeit ihrer spezifischen wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen unterstellt. Die resultierenden, abrufbaren DSM-Potenziale finden sich in Tabelle 5.

Tabelle 5: Angenommene DSM-Potenziale

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Industrie	2,5	4,1	4,1	5,3	6,7	6,7
abschaltbar	0,8	1,5	1,5	1,3	2,0	2,0
verschiebbar	1,7	2,6	2,6	4,0	4,7	4,7
GHD	2,5	3,1	3,1	3,6	5,3	5,3
abschaltbar	0	0	0	0	0	0
verschiebbar	2,5	3,1	3,1	3,6	5,3	5,3
Summe	5,0	7,2	7,2	8,9	12,0	12,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Die regionale Verteilung der DSM-Potenziale orientiert sich an den Ergebnissen des beauftragten Gutachtens „Regionale Lastmanagementpotenziale“. Im Rahmen dieser Studie werden sowohl bestehende als auch mittel- bis langfristige Lastmanagementpotenziale in Deutschland beschrieben, quantifiziert und auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte verortet. Hierbei wird zwischen Industrieprozessen, industriellen Querschnittstechnologien und GHD-Prozessen unterschieden. Das Gutachten ist hier abrufbar: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE_0.pdf

Der Abruf des DSM-Potenzials erfolgt strompreisbasiert im Rahmen der Strommarktmodellierung. Dabei werden den jeweiligen DSM-Prozessen neben den Abrufkosten prozessspezifische technische Parameter wie maximale Abrufdauern, Mindeststillstandszeiten oder maximale Verschiebedauern zugewiesen.

2.5 Erneuerbare Energien

Ausbau und Integration erneuerbarer Energien sind von elementarer Bedeutung für ein klimaneutrales Energiesystem. Grundlage dieses Szenariorahmens sind die Ausbauziele der erneuerbaren Energien des novellierten EEG 2023. Besonders in den Fokus rückt der Ausbau der Technologien Photovoltaik, Windenergie onshore und Windenergie offshore. Zusammen mit Wasserkraft und Biomasse sowie eines Anteils der Abfallverbrennung wird in diesem Szenariorahmen eine installierte Gesamtleistung erneuerbarer Energien von bis zu 576 GW im Jahr 2037 und bis zu 703 GW im Jahr 2045 zugrunde gelegt. Letztgenannter Wert entspricht einer Verfünfachung der heute installierten Leistung.

Methodik und Ergebnisse der Regionalisierung

Zur Bestimmung der zukünftigen regionalen Verteilung von Photovoltaik, Windenergie onshore und Biomasseanlagen wird ein geodatenbasiertes Prognosemodell des Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) angewandt. Eine ausführliche Beschreibung der angewandten Methodik und der zugrunde liegenden Annahmen und Daten kann unter www.netzentwicklungsplan.de/Studie_Regionalisierung_EE_IEE abgerufen werden. Ebenfalls dort zu finden sind detaillierte Ergebnisse der Regionalisierung sowie zahlreiche grafische Aufbereitungen.

Eine umfassende Beschreibung der Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Offshore-Windenergieanlagen erfolgt in Kapitel 4. Die regionale Verteilung der Laufwassererzeugung und Speicherwasserkraftwerke orientiert sich am Bestand. Bei Biomasseanlagen wird bis 2037 und 2045 ein Rückgang der Stromerzeugungsleistung angenommen.

Windenergie onshore

Für die Regionalisierung der Onshore-Windenergieanlagen wird zunächst eine Allokation der installierten Leistung auf Bundeslandebene vorgenommen. Hierbei wird für jedes Bundesland ein Kurzfriststützpunkt bestimmt, der den bereits heute absehbaren, kurzfristigen Zubau der Windenergie abbilden soll. Darauf aufbauend wird für die Verteilung des Netto-Restzubaus auf die Bundesländer ein Aufteilungsschlüssel zugrunde gelegt, der sowohl die Potenzialflächen eines Bundeslandes auf Basis einer Weißflächenanalyse als auch eine Flächenbewertung anhand von Konfliktrisikoklassen⁶ berücksichtigt. Für jedes Bundesland wird zudem eine weiche Leistungsobergrenze einbezogen, die sich jeweils aus den spezifischen Flächenbedarfen von Windenergieanlagen und zwei Prozent der Landesfläche beziehungsweise den Flächenbeitragswerten je Bundesland gemäß Wind-an-Land-Gesetz ergibt.

Im Ergebnis führt der beschriebene Ansatz dazu, dass ein Großteil der installierten Leistung in den norddeutschen Bundesländern verortet wird. Aber auch in Mittel- und Süddeutschland und insbesondere in Bayern ist mit einem deutlichen Anstieg der installierten Leistung zu rechnen. Bestehende bundeslandspezifische Abstandsregelungen wie die 10H-Regelung in Bayern werden aufgrund der aktuellen politischen Diskussionen und des langfristigen Zeithorizonts nicht berücksichtigt.

Die kleinräumige Verteilung der Anlagen erfolgt nach der im Szenariorahmenentwurf und im Begleitdokument beschriebenen Systematik. Heute bereits bekannte Vorrang- und Eignungsgebiete für Windenergie onshore werden prioritär erschlossen. Sofern die Leistung eines Bundeslandes bei Bebauung der ausgewiesenen Gebiete noch nicht erreicht wird, werden darüber hinaus weitere Flächen erschlossen. Dabei werden Standorte mit einer geringen Anzahl an bekannten Restriktionen bevorzugt.

⁶ Für die Flächenbewertung werden die Ergebnisse der Studie „Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030“ (durchgeführt von Guidehouse, Fraunhofer IEE, bosch&partner, Stiftung Umweltenergierecht, im Auftrag des BMWK) herangezogen.

Photovoltaik

Ausgehend vom Bestand wird der Zubau der Photovoltaikanlagen gleichmäßig auf die beiden Kategorien Aufdach- und Freiflächen-PV verteilt. Für die Freiflächen-PV erfolgt analog zu den Onshore-Windenergieanlagen zunächst eine Allokation auf Bundeslandebene. Die Leistung in einem Bundesland ergibt sich aus einem Kurzfriststützpunkt und einer Aufteilung anhand ertragsgewichteter Potenzialflächen. Der Kurzfriststützpunkt bildet für jedes Bundesland den Ausgangspunkt für den weiteren Zubau und stellt damit gleichzeitig eine untere Grenze für die installierte Leistung dar.

Darüber kann eine höhere Erschließungswahrscheinlichkeit von Standorten mit höheren Erträgen abgebildet werden. Auf die Potenzialflächen und prognostizierten Erträge wird ebenfalls im Zuge der kleinräumigen Verteilung zurückgegriffen. Diese erfolgt für jede Anlage unter Berücksichtigung einer angenommenen Verteilung bestimmter Anlagengrößen und Flächenbedarfe.

Für die Aufdach-PV wird auf regionaler Ebene anhand von historischem Zubau und Potenzial eine beschränkte Wachstumsfunktion hergeleitet, aus der sich für den weiteren Zubau eine asymptotische Annäherung an die Potenzialobergrenze ergibt. Dieser Ansatz folgt der Annahme, dass die Zubaurate in einer Region abnimmt, wenn die verbliebenen Flächen immer schlechter geeignet sind.

Zur Erreichung der Mantelzahlen ist in allen Bundesländern ein deutlicher Anstieg der installierten PV-Leistung anzunehmen. Freiflächenanlagen haben dabei Schwerpunkte im Süden und Osten Deutschlands, während Aufdachanlagen einen Schwerpunkt in Süddeutschland haben.

Methodik zur Bestimmung von Einspeisezeitreihen

Die Ergebnisse der Regionalisierung werden für die Technologien Photovoltaik und Windenergie onshore mit Wetterdaten und Anlagenspezifika sowie weiteren modelltechnischen Annahmen verknüpft, sodass zeitlich und räumlich aufgelöste Zeitreihen der Einspeisung bestimmt werden können. Die Einspeisezeitreihen und Volllaststunden orientieren sich an den in der Genehmigung des Szenario Rahmens angegebenen Rahmendaten. Für Windenergie onshore wird hierbei den aktuell weiter steigenden Nabenhöhen der Anlagen Rechnung getragen.

Im Bereich Windenergie offshore werden gebietsscharfe Einspeisezeitreihen der Studie „Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen“ genutzt. Die Studie wurde durch das Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme im Auftrag des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie begleitend zum Flächenentwicklungsplan durchgeführt. Die Einspeisezeitreihen zeichnen sich dadurch aus, dass eine Erhöhung der Leistungsdichten in den einzelnen Offshore-Gebieten und damit einhergehende Verschattungseffekte berücksichtigt sind.

Biomassekraftwerke stellen eine regelbare Erzeugungstechnologie dar. Es wird angenommen, dass der Energieträger Biomasse überwiegend kontinuierlich anfällt und nicht unbegrenzt erzeugt sowie gelagert werden kann. Unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Biomasse können Biomassekraftwerke ihre Stromerzeugung entsprechend der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt anpassen. Im Rahmen der Strommarktmodellierung erfolgt dies, indem Biomassekraftwerke die ihr zugewiesene Stromerzeugung innerhalb eines Tages frei verschieben können. Bei der Wasserkraft ergeben sich die Einspeisezeitreihen und die Parametrierung aus dem zugrundeliegenden Wetterjahr und dem Bestand.

Insbesondere die Zeitreihen von Photovoltaik und Windenergie sind aufgrund der hohen Leistungen von hoher Relevanz für das Strommarktgeschehen. Der Einsatz der im System befindlichen Flexibilitäten wird sich maßgeblich danach ausrichten. Es ist zu beachten, dass die berechnete stündliche Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik im Rahmen der Strommarktsimulation nur reduziert werden kann, wenn eine Integration in das System unter Nutzung aller zuschaltbaren Lasten und verfügbaren Speicher- und Handelskapazitäten nicht möglich ist.

Darüber hinaus erfolgt im Rahmen dieses NEP gemäß der Genehmigung des Szenario Rahmens der BNetzA (S. 57) keine explizite Modellierung von Spitzenkappung. Begründet wird dies einerseits damit, dass das Instrument der Spitzenkappung durch die VNB derzeit nur in sehr begrenztem Maße umgesetzt wird. Eine über die Planungen der VNB hinausgehende Berücksichtigung durch die ÜNB ist nicht vorgegeben und birgt das Risiko einer Unterschätzung



von Netzbelastungen. Darüber hinaus ist hervorzuheben, dass das Instrument der Spitzenkappung nicht für große Stromsysteme mit einer hohen Zahl an flexiblen Verbrauchern und Speichern, wie sie in diesem Szenariorahmen angesetzt werden, konzipiert und bewertet worden ist. Es ist zu beachten, dass sich eine Vielzahl an Flexibilitäten in unmittelbarer räumlicher Nähe zu Photovoltaik- oder Windenergieanlagen befinden und die netztechnische Wirkung der Einspeisung in den unterlagerten Netzebenen nicht unter Vernachlässigung des Einsatzes dieser Verbraucher und Speicher approximiert werden kann.

2.6 Modellierung konventioneller Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke sind als regelbare Erzeugungseinheiten weiterhin fester Bestandteil eines klimaneutralen Stromsystems. In den Szenarien wird dabei ein vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie gemäß Atomgesetz und aus der Kohleverstromung gemäß dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) angenommen. Gemäß des Koalitionsvertrages der aktuellen Regierungsparteien wird ein beschleunigter Kohleausstieg unterstellt, sodass bereits im Jahr 2037 keine Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken mehr erfolgt. Der konventionelle Kraftwerkspark wird in allen Szenarien gleich abgebildet.

Die genannten politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen führen in den Szenarien zu einem starken Rückgang der konventionellen Kraftwerkskapazität gegenüber heute. Gaskraftwerke bilden mit 38,4 GW im Jahr 2037 die Basis des thermischen Kraftwerksparks. Durch den sukzessiven Rückgang von dezentralen KWK-Anlagen reduziert sich die installierte Leistung von gasbefeuerten Kraftwerken bis 2045 auf 34,6 GW. Neben den gasbefeuerten Kraftwerken besteht der thermische Kraftwerkspark aus mit Abfall befeuerten Kraftwerken. Mit einer installierten Leistung von rund 2,0 GW spielen diese im Energiesystem bereits 2037 nur eine nachrangige Rolle. In den Szenarien werden ausschließlich Kapazitäten an bereits bekannten Kraftwerksstandorten betrachtet. Mit Ausnahme von gelisteten Neubaulprojekten wird kein Zubau von Kraftwerken abgebildet.

Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität müssen gasbefeuerte Kraftwerke absehbar mit einem klimaneutralen Brennstoff betrieben werden. Daher wird in den Szenarien angenommen, dass gasbefeuerte Kraftwerke mittel- bis langfristig anstatt mit Erdgas mit Wasserstoff oder einem anderen klimaneutralen Brennstoff betrieben werden. Bereits für 2037 wird unterstellt, dass ein Teil der Kraftwerke mit klimaneutralen Brennstoffen versorgt wird oder eine entsprechende Beimischung zum Brennstoff erfolgt. Bis 2045 wird aufgrund der erforderlichen Dekarbonisierung von einer vollständigen Umstellung der Gaskraftwerke auf einen Brennstoff wie Wasserstoff ausgegangen.

Neben den thermischen Kraftwerken gehören auch hydraulische Kraftwerke wie Pumpspeicherkraftwerke zum konventionellen Kraftwerkspark. Basierend auf dem aktuellen Bestand, dem Rückbau, den in Bau und den in Planung befindlichen Projekten stehen sowohl 2037 als auch 2045 in Summe 12,2 GW zur Verfügung. Die installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks ist für die Jahre 2037 und 2045 in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks

in GW	Szenarien A / B / C 2037	Szenarien A / B / C 2045
Erdgas / Wasserstoff	38,4	34,6
Abfall	2,0	2,0
Pumpspeicher	12,2	12,2

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Einsatzrestriktionen und weitere Modellierungsannahmen

Für die Einsatzbestimmung der konventionellen Kraftwerke im Rahmen der Marktsimulationen wird eine Vielzahl von Restriktionen berücksichtigt. Dabei handelt es sich beispielsweise um technische Mindestleistungen sowie Mindestbetriebszeiten und -stillstandzeiten. Außerdem werden geplante und ungeplante Kraftwerksausfälle berücksichtigt. Diese werden mithilfe von Zufallsziehungen ermittelt, die auf der in der Vergangenheit beobachteten durchschnittlichen Dauer und Häufigkeitsverteilung von Ausfällen je Kraftwerkstechnologie basieren.

Neben der Stromerzeugung für die öffentliche Versorgung erfüllen viele der konventionellen Kraftwerke heutzutage zusätzliche Versorgungsaufgaben. Diese umfassen beispielsweise die Bereitstellung von Wärme für den Fern- und Nahwärmebedarf sowie die Bereitstellung von Wärme und Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- oder Kraftwerksprozesse. In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass diese Versorgungsaufgaben für den Einsatz der Kraftwerke langfristig nur eine untergeordnete Rolle spielen. Der Einsatz aller konventionellen Kraftwerke richtet sich folglich in hohem Maße an der jeweiligen Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt aus. Dies gilt insbesondere für Gaskraftwerke, bei denen alle heute im Bestand befindlichen Erdgaskraftwerke sowie bekannte Zubauprojekte als Gasturbinen modelliert werden und damit sehr flexibel einsetzbar sind.

Die gasbefeuerten dezentralen KWK-Anlagen werden ebenfalls strommarktorientiert eingesetzt. Eine Stromproduktion erfolgt jedoch nur, wenn ein Wärmebedarf vorhanden und der Strompreis entsprechend hoch ist. Für Abfallkraftwerke wird vorgegeben, wie viel des Brennstoffs innerhalb eines Tages verfeuert werden muss. Damit wird berücksichtigt, dass die Lagerkapazitäten von Abfall begrenzt sind. Die Aufteilung der Stromproduktion innerhalb eines Tages ist ein Ergebnis der Strommarktsimulation. Pumpspeicherkraftwerke reagieren auf die Preissituation am Strommarkt und passen Stromerzeugung und -verbrauch unter Berücksichtigung von Speicherkapazitäten, Zuflüssen und weiteren Parametern an.

Lastnahe Reserven

Die Aufgabe des NEP ist es nicht, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit und die Existenz notwendiger Investitionsanreize im Zeitverlauf zu bewerten. Es wird im Szenariorahmen nicht sichergestellt, dass der angenommene Kraftwerkspark und die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen in allen Szenarien ausreichen, um die Last in jeder Stunde zu decken. Daher werden gemäß der Genehmigung neben den zuvor beschriebenen Kraftwerkskapazitäten modellseitig lastnahe Reserven angenommen. Diese werden im Rahmen der Strommarktmodellierung jeweils allen europäischen Marktgebieten zur Verfügung gestellt und zur Bestimmung des Brennstoffbedarfs als Gasturbinen modelliert. Der Einsatzpreis für die lastnahen Reserven wird so gewählt, dass sie vom Modell nach allen anderen Stromerzeugern und Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden. Die Verortung eines Einsatzes erfolgt proportional zur konventionellen Spitzenlast an allen Netzknoten. Über diesen Ansatz wird die Generierung eines zusätzlichen Netzausbaubedarfs vermieden. Die Annahmen dienen dementsprechend ausschließlich einer robusten, bedarfsgerechten Netzentwicklung und sind nicht als eine Prognose des zukünftigen Kraftwerksparks zu verstehen.

Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise

Zu den weiteren für die Strommarktsimulation erforderlichen energiewirtschaftlichen Rahmendaten zählen die Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen. Diese sind in der Genehmigung der BNetzA festgelegt und beruhen auf den im TYNDP Szenario „Distributed Energy“ veröffentlichten Energiepreisen für Rohöl, Steinkohle, Braunkohle und Kernenergie. Der Erdgaspreis wird dem World Energy Outlook 2021 (WEO) und dem Szenario „Announced Pledges“ entnommen. Der CO₂-Zertifikatspreis stammt aus dem Szenario „Net Zero Emissions by 2050“.

Innerhalb der Strommarktsimulation erfolgt keine Unterscheidung zwischen Kraftwerken, die mit gasförmigen Brennstoffen betrieben werden. Der Einsatz von Erdgas und Wasserstoff zur Stromerzeugung erfolgt stets zu gleichen Grenzkosten. Standortspezifische Annahmen zur Umstellung von Erdgaskraftwerken auf Wasserstoff sind daher nicht erforderlich. Bei Gaskraftwerken wird für alle Betrachtungshorizonte der Erdgaspreis inklusive CO₂-Emissionskosten zugrunde gelegt.

Die Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen sind Tabelle 7 zu entnehmen. Zudem sind die CO₂-Emissionsfaktoren in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 7: Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen

	Szenarien A / B / C 2037	Szenarien A / B / C 2045
CO ₂ -Zertifikatspreise in EUR/t	160,1	199,5
Rohöl in EUR / MWh	35,1	33,7
Erdgas in EUR / MWh	19,4	19,4
Steinkohle in EUR / MWh	6,9	6,7
Braunkohle in EUR / MWh	6,5	6,5
Kernenergie in EUR / MWh	1,7	1,7

Quelle: Bundesnetzagentur, ENTSO-E, WEO 2021, Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 8: CO₂-Emissionsfaktoren nach Energieträgern

in t CO ₂ /MWh _{th}	CO ₂ -Emissionsfaktor
Abfall*	0,165
Braunkohle	0,393
Steinkohle	0,337
Erdgas	0,201
Kernenergie	0,000
Mineralölprodukte	0,287
Wasserstoff	0,000

* Annahme Abfall: 50 % biogener Anteil

Quelle: Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber



2.7 Nachbildung des Auslands

Das Maßnahmenpaket „Fit for 55“, das im Juli 2021 vorgestellt wurde, beinhaltet reformierte und neue Richtlinien und Verordnungen der Europäischen Kommission zur Klimapolitik der Europäischen Union. Ziel ist es, einerseits den Ausstoß von Treibhausgasen in der EU bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber dem Ausstoß von 1990 zu reduzieren und andererseits Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen.

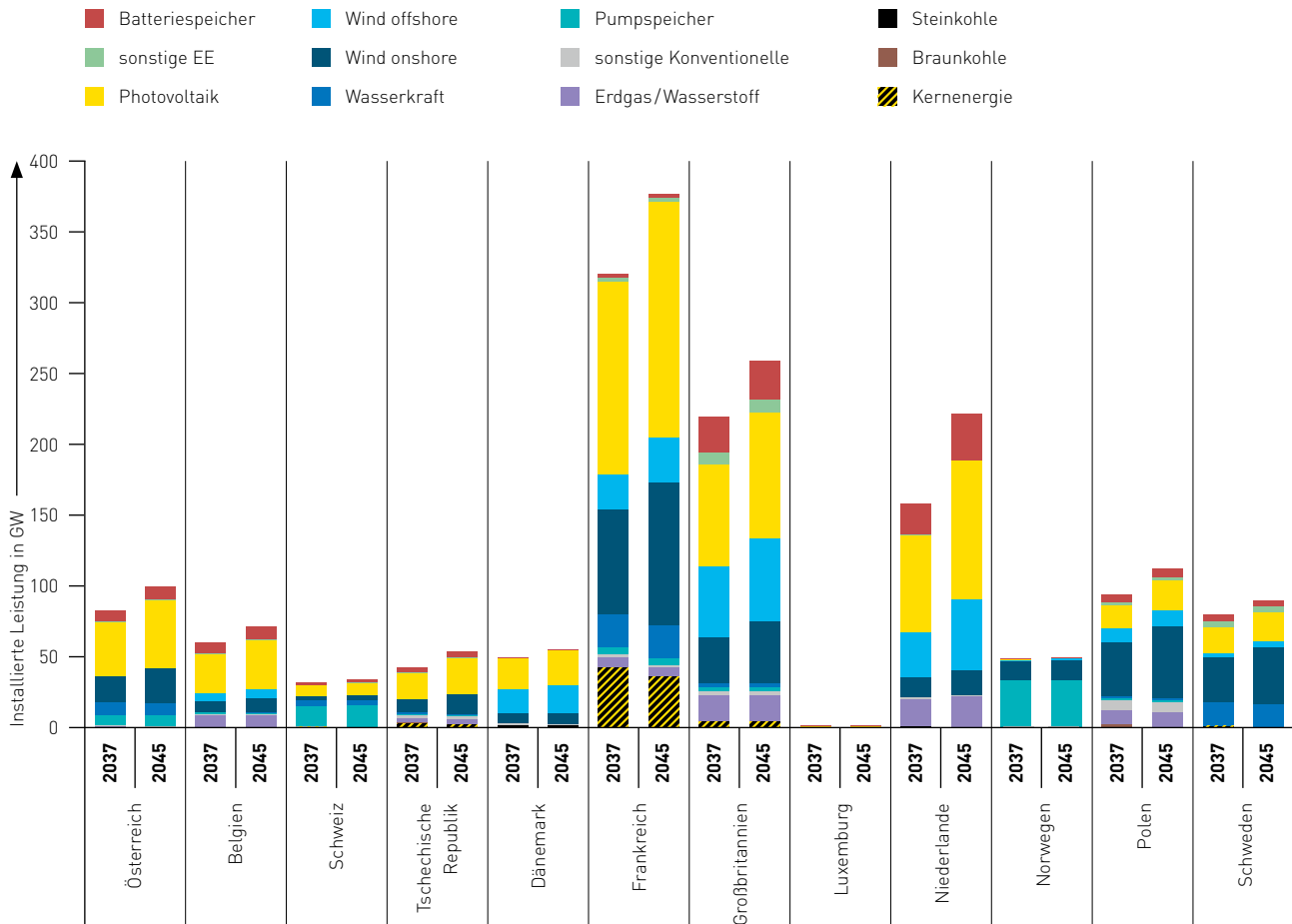
Diese setzen den Rahmen für den im April 2022 veröffentlichten und bereits konsultierten Entwurf des Scenario Report 2022 zum TYNDP, der von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern (ENTSO-E) und Fernleitungsbetreibern (ENTSO-G) alle zwei Jahre veröffentlicht wird. Im TYNDP 2022 werden insgesamt drei Szenarien für die zukünftige Entwicklung des europäischen Stromsystems betrachtet. Zwei Szenarien stellen einen Pfad zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 dar und ein Szenario zeigt einen Pfad bis 2040 auf.

In diesem Szenariorahmen ist das Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2022 die zentrale Grundlage für die Annahmen des konventionellen Kraftwerksparks, der installierten Leistung und der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie der Höhe und der zeitlichen Verläufe des Stromverbrauchs im Ausland. Die Annahmen zu Deutschland aus der Genehmigung des Szenariorahmens bleiben davon unberührt. Dabei handelt es sich um ein „Top-Down“ erstelltes Szenario, welches die auf europäischer Ebene verankerte Senkung der EU-weiten Emissionen mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 berücksichtigt. Zudem wird die Kompatibilität mit dem 1,5 °C-Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens unterstellt. Der Fokus im Szenario „Distributed Energy“ liegt auf dem Einsatz von dezentralen Technologien wie Photovoltaik oder Batteriespeicher und erweist sich als das geeignetste Szenario zur angenommenen Entwicklung in Deutschland, siehe Genehmigung Szenariorahmen der BNetzA.

Für das Zieljahr 2037 werden die europäischen Daten mittels linearer Interpolation aus den Werten des TYNDP 2022 für die Zieljahre 2030 und 2040 hergeleitet. Die folgende Abbildung 13 zeigt die angenommenen installierten Leistungen je Energieträger für das europäische Ausland. Weitere Informationen zu den Szenarien des TYNDP 2022 können unter folgendem Link abgerufen werden: <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>



Abbildung 13: Installierte Leistung für erneuerbare und konventionelle Energieträger auf Basis des Szenarios „Distributed Energy“ des TYNDP 2022



Quelle: ENTSO-E, Stand: März 2023

Die Erzeugungskapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks sind im TYNDP 2022 aggregiert pro Land und Energieträger angegeben. Für die Markt- und Netzmodellierung sind jedoch blockscharfe Kraftwerksangaben notwendig. Neben den Angaben im TYNDP werden daher auch Informationen über den heutigen Kraftwerksbestand sowie Angaben über geplante In- und Außerbetriebnahmen herangezogen. Diese Daten werden von den ÜNB in einer gemeinsamen Datenbank gesammelt, laufend aktualisiert sowie geeignet an die Mantelzahlen des TYNDP angepasst.

Neben den Zielen des Maßnahmenpakets „Fit for 55“ werden in der Marktsimulation auch weitere konkrete Vorgaben berücksichtigt. Hierbei ist insbesondere die Erhöhung der zur Verfügung gestellten Handelskapazität auf mindestens 70 % der Leitungskapazitäten bis zum 01.01.2026 zu nennen, die sich aus dem EU-Legislativpaket „Clean energy for all Europeans package“ (CEP), das am 22.05.2019 veröffentlicht wurde, ableitet.

Handelskapazitäten

Zur Abbildung der Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten werden in den Berechnungen zum Jahr 2045 ausschließlich sogenannte Net Transfer Capacities (NTC) berücksichtigt. In der Strommarktsimulation wird durch NTC die handelbare Strommenge zwischen zwei Marktgebieten stets auf einen konstanten Wert begrenzt. Dieser Ansatz wird in der Genehmigung der BNetzA für den Zeithorizont 2045 aufgrund der hohen Unsicherheiten hinsichtlich des zukünftigen Netzausbauzustands und der Entwicklungen am Strommarkt als geeignet betrachtet.

2 Szenariorahmen

Die angenommenen NTC basieren auf Daten europäischer Studien. Es werden NTC aus dem European Resource Adequacy Assessment 2022 (ERAA 2022) sowie darauf aufbauend die Projektplanungen des TYNDP 2022 zugrunde gelegt. Zusätzlich werden für 2045 und für nichtdeutsche Grenzen die Ergebnisse der „Identification of System Needs“ Studie (IoSN) des TYNDP 2022 berücksichtigt, sofern diese die antizipierten Kapazitäten nach der vorangegangenen Methodik überschreiten.

Die NTC zu den deutschen Anrainern und der Anrainer untereinander sind nachfolgend in Tabelle 9 dargestellt. Der Fokus liegt hierbei auf den Anrainerstaaten Deutschlands, sodass die Handelskapazitäten der Anrainer nicht vollständig abgebildet sein können. Die Interkonnektorkapazitäten von und nach Deutschland sind für die Zieljahre 2037 und 2045 identisch.

Tabelle 9: Handelskapazitäten der deutschen Anrainer für 2045

in GW		Marktgebiet zu													
		AT	BE	BEI	CH	CZ	DE	DKE	DKW	FR	GB	NL	NO	PL	SE
Marktgebiet von	AT	-			1,7	1,5	8,5								
	BE		-				2,0		2,0	3,8	3,8	4,4			
	BEI			-			2,0	1,2							
	CH	1,4			-		6,1			3,5					
	CZ	1,0				-	3,0							1,5	
	DE	8,5	2,0	2,0	6,1	3,0	-	1,0	3,5	4,8	2,8	6,0	1,4	2,0	2,0
	DKE			1,2			1,0	-	0,6						1,7
	DKW		2,0				3,5	0,6	-		2,8	0,7	1,7		1,4
	FR		5,3		4,9		4,8			-	8,8				
	GB		3,8				2,8		2,8	8,8	-	3,0	2,8		
	NL		4,4				6,0		0,7		3,0	-	0,7		
	NO						1,4		1,7		2,8	0,7	-		3,6
	PL					1,5	3,0							-	0,6
	SE						2,0	1,3	1,4				4,0	0,6	-

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für das Zieljahr 2037 sieht der genehmigte Szenariorahmen die Anwendung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung an allen synchron verbundenen Grenzen Deutschlands zu den benachbarten Marktgebieten vor. Bereits heute kommt Flow-Based Market Coupling (FBMC) an den Grenzen der gesamten Core-Region⁷ zur Bestimmung von verfügbaren Handelskapazitäten zum Einsatz. Ziel dieses Ansatzes ist eine Annäherung an die auftretenden Lastflüsse und in der Folge eine effiziente Nutzung der verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern. Der wesentliche Unterschied zu der Anwendung von NTC besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sogenannten „kritischen Zweigen“ vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch einen grenzüberschreitenden Handel besonders stark belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Lastflüsse dürfen auf diesen Leitungen die vorgegebenen Kapazitätswerte (Remaining Available Margin – RAM) nicht übersteigen.

⁷ Die Core-Region umfasst die folgenden Länder: Belgien, Frankreich, Kroatien, Luxemburg / Deutschland, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn.

Zur Bestimmung der RAM einer Leitung wird zunächst eine initiale Marktsimulation durchgeführt, in der sämtliche Handelskapazitäten über NTC abgebildet werden. Basierend auf den Ergebnissen der initialen NTC-Marktsimulation werden Lastflussberechnungen durchgeführt und die für den Handel verfügbaren Übertragungskapazitäten je kritischem Zweig ermittelt. Die Berechnung der verfügbaren Kapazitäten erfolgt unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums.

Wie durch die Europäische Union im CEP und in der Genehmigung des Szenariorahmens von der BNetzA vorgegeben, wird davon ausgegangen, dass spätestens ab 01.01.2026 mindestens 70 % der Leitungskapazität dem Handel zur Verfügung gestellt werden müssen. Liegt die berechnete für den Handel verfügbare Übertragungskapazität unter diesem Wert, beispielsweise aufgrund von Ringflüssen (sogenannte „Loop-Flows“), so wird die Kapazität auf 70 % hochgesetzt. Für grenzüberschreitende Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) innerhalb der Flow-Based-Region (FB-Region) wird die für den Handel verfügbare Kapazität auf 100 % gesetzt, da bei DC-Interkonnektoren keine handelsunabhängigen Lastflüsse auftreten. In der Marktsimulation werden die Auswirkungen des HGÜ-Einsatzes auf das AC-Netz mit modelliert (Evolved Flow-Based).

Im Sinne eines bedarfsgerechten Netzausbaus werden als kritische Zweige im FBMC keine Netzelemente innerhalb der Marktgebiete, sondern ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) berücksichtigt.

Neben den RAM der kritischen Zweige muss zusätzlich ermittelt werden, wie sich der handelsseitige Austausch von Strom zwischen zwei Marktgebieten auf den Lastfluss einer Leitung auswirkt. Dazu werden zwei Eingangsgrößen benötigt:

- Die Power-Transfer-Distribution-Factors (PTDF), welche angeben, wie sich der Lastfluss auf einer Leitung aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen ändert, sowie
- der Generation Shift Key (GSK), welcher angibt, wie sich die knotenscharfen Netzeinspeisungen durch eine Änderung der Handelsbilanz eines Marktgebietes ändern.

Grundsätzlich sind die GSK davon abhängig, welche Kraftwerke in der jeweiligen Situation ins Netz einspeisen und wie sie im Netz verteilt sind. Sie können daher in jeder Stunde, insbesondere bei einem steigenden Anteil von wetterabhängiger Stromerzeugung, unterschiedlich sein. Zur Bestimmung des GSK wird basierend auf den Ergebnissen der initialen NTC-Marktsimulation für jede Stunde der zu erwartende Kraftwerkseinsatz je Marktgebiet im Falle einer Nettopositionsänderung bestimmt. Dafür werden konventionelle regelbare Kraftwerke je Marktgebiet entsprechend ihrer Volllaststunden in die Kategorien Grundlastkraftwerke, Mittellastkraftwerke und Spitzenlastkraftwerke eingeteilt. Wetterabhängige erneuerbare Energien und Speicher bilden unabhängig von ihren Volllaststunden eine eigene Kategorie. Basierend auf der stündlichen Residuallast und dem Strompreis des Marktgebiets wird bestimmt, welche Kraftwerkskategorien in der jeweiligen Stunde im GSK zu berücksichtigen sind. In Stunden mit negativer Residuallast, marktgetriebener Einsenkung erneuerbarer Energien und sehr niedrigen Strompreisen werden beispielsweise sowohl Grundlastkraftwerke, erneuerbare Energien als auch Speicher im GSK betrachtet. Außerdem werden bei der Erstellung des GSK die Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken sowie deren Must-Run-Einspeisung berücksichtigt.

Die PTDF sind im Wesentlichen von der Netztopologie abhängig. Entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens wird zur Ermittlung der PTDF als Basis das Netz mit den bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2035 (2021) (Bestätigungsdokument vom 14.01.2022) genutzt. In den PTDF wird das (n-1)-Kriterium berücksichtigt, indem für jede Leitung neben dem (n-0)-Fall auch der Lastfluss, bei für die jeweilige Leitung kritischen Ausfällen, bestimmt wird.

Neben der grundlegenden Netztopologie haben auch lastflusssteuernde Betriebsmittel, wie Phasenschiebertransformatoren (PST) und HGÜ, Einfluss auf die Belastung der AC-Interkonnektoren. Marktgebietsinterne HGÜ innerhalb der FB-Region werden im NEP 2037/2045 (2023) analog zu PST anteilig für die Erhöhung der Handelskapazitäten (non-costly Remedial Action Optimization – nRAO) freigegeben. Der zur Erhöhung der Handelskapazitäten optimale Einsatz der PST und marktgebietsinternen HGÜ wird vorgelagert zur Marktsimulation bestimmt. Hierzu wird ein separates Optimierungsmodell erstellt, in das sowohl die Ergebnisse der initialen NTC-Marktsimulation als auch der hierauf basierenden Lastflussberechnungen eingehen.

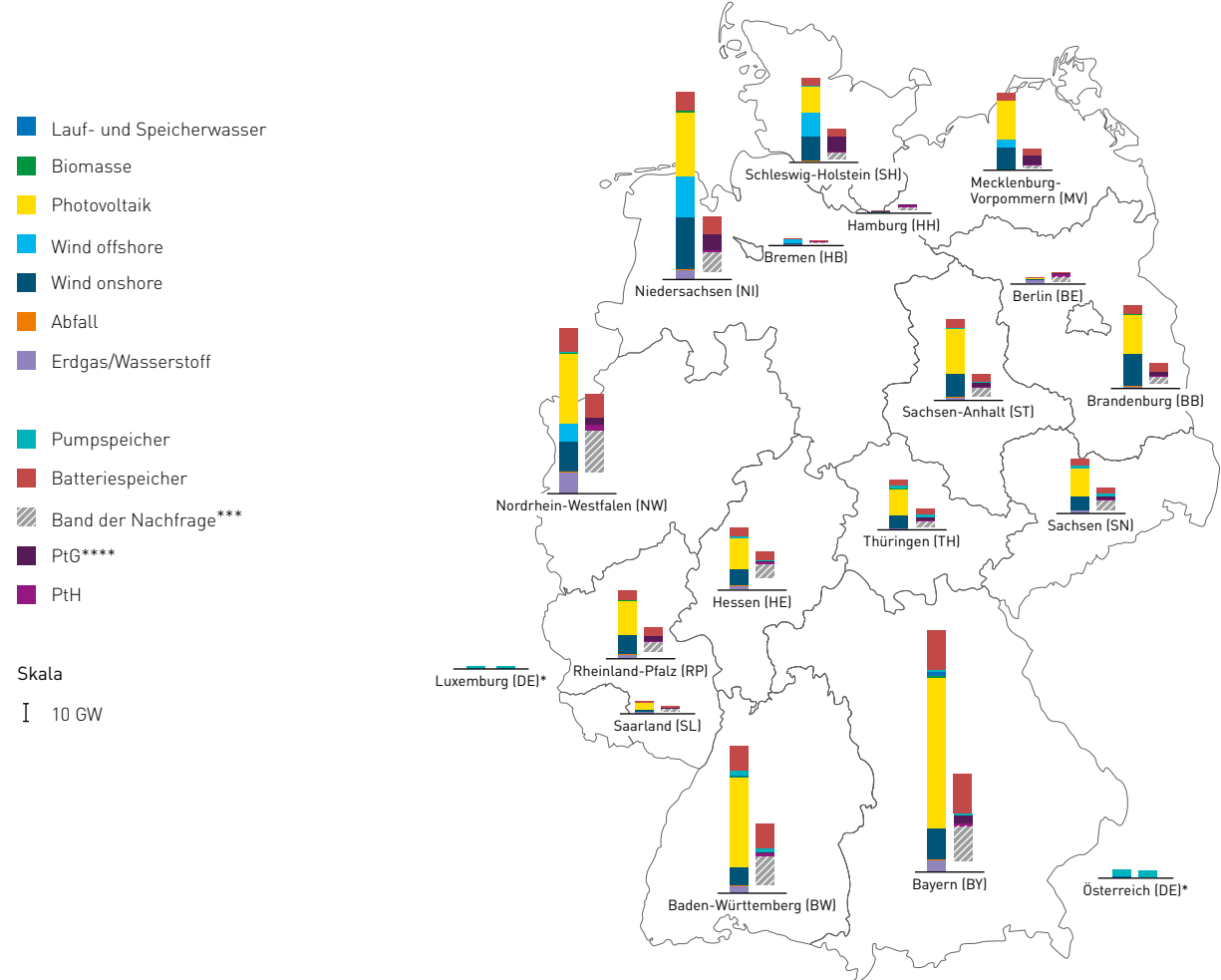
Entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA wird ausschließlich in den Szenarien des Zieljahres 2037 FBMC angewandt. Die modellierte FBMC-Region umfasst die Grenzen zwischen Deutschland, den heutigen synchron verbundenen Anrainerstaaten sowie Ungarn, Slowenien und die Slowakei. Zwischen allen anderen Marktgebieten wird weiterhin das NTC-Verfahren mit bilateralen Handelskapazitäten aus europäischen Studien genutzt. Für das Zieljahr 2045 werden aufgrund der hohen Unsicherheiten bezüglich des Netzausbauzustands und Entwicklungen am Strommarkt ausschließlich NTC-Marktsimulationen durchgeführt.

2.8 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten

Die folgenden Abbildungen 14 bis 19 und Tabellen zeigen die Ergebnisse der aufbereiteten Daten des Szenariorahmens je Bundesland und Szenario. Neben den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen sind auch die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte des als unflexibel angenommenen Stromverbrauchs sowie die installierten Leistungen von flexiblen Bestandteilen der Stromnachfrage (Power-to-Gas (PtG), Power-to-Heat (PtH), DSM) angegeben.

Da die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien im Zuge der Datenaufbereitung der elektrischen Netztopologie zugeordnet werden, beziehen sich die angegebenen Bundeslandwerte in den Abbildungen 6 bis 10 auf die elektrischen Standorte der jeweiligen Umspannwerke. Bei Betrachtung der geografischen Anlagenstandorte können sich leicht abweichende Werte je Bundesland ergeben.

Abbildung 14: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2037



A 2037 Angaben in GW	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Pump- speicher	Batterie- speicher	Band der Nachfrage***	PtH	PtG****	DSM
BW	3,8	0,1	9,9	0,0	47,1	0,5	1,0	2,2	12,9	3,9 – 19,2	1,6	0,6	0,5
BY	5,8	0,2	16,8	0,0	80,0	0,9	2,4	1,0	20,8	5,5 – 24,0	1,6	4,1	0,7
BE	2,0	0,0	0,1	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9 – 3,5	1,5	0,4	0,1
BB	0,9	0,2	16,8	0,0	21,1	0,2	0,0	0,0	4,7	2,3 – 6,0	0,2	2,1	0,3
HB	0,6	0,1	0,2	2,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7 – 1,7	0,2	0,2	0,0
HH	0,5	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	1,0 – 3,0	0,8	0,3	0,1
HE	2,0	0,2	8,5	0,0	16,5	0,2	0,1	0,6	4,7	5,9 – 13,7	0,9	0,5	1,1
MV	0,4	0,0	11,2	4,4	20,8	0,2	0,0	0,0	3,8	0,5 – 2,5	0,2	4,3	0,0
NI	4,8	0,1	28,2	21,3	33,9	0,9	0,3	0,0	10,0	3,5 – 14,4	0,6	8,4	0,3
NW	11,1	0,5	15,5	10,0	36,6	0,5	0,3	0,2	12,6	10,7 – 33,4	3,0	3,2	1,1
RP	2,0	0,1	10,1	0,0	18,4	0,1	0,2	0,0	4,8	3,1 – 8,8	0,3	2,2	0,2
SL	0,7	0,0	1,4	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	1,0	0,7 – 2,6	0,1	0,1	0,0
SN	1,3	0,0	7,5	0,0	14,8	0,2	0,1	1,1	3,7	1,6 – 6,5	0,8	1,5	0,2
ST	1,3	0,2	12,1	0,0	24,1	0,3	0,0	0,1	4,6	1,7 – 6,4	0,3	2,4	0,1
SH	0,5	0,1	12,8	13,1	13,4	0,3	0,0	0,1	4,1	1,2 – 4,8	0,4	8,0	0,1
TH	0,7	0,0	6,9	0,0	13,9	0,1	0,0	1,9	2,9	0,8 – 3,7	0,2	1,8	0,1
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	38,3	1,9	158,2	50,7	345,4	4,5	5,1	12,2	91,1	44,5 – 153,7	12,6	40,0	5,0

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

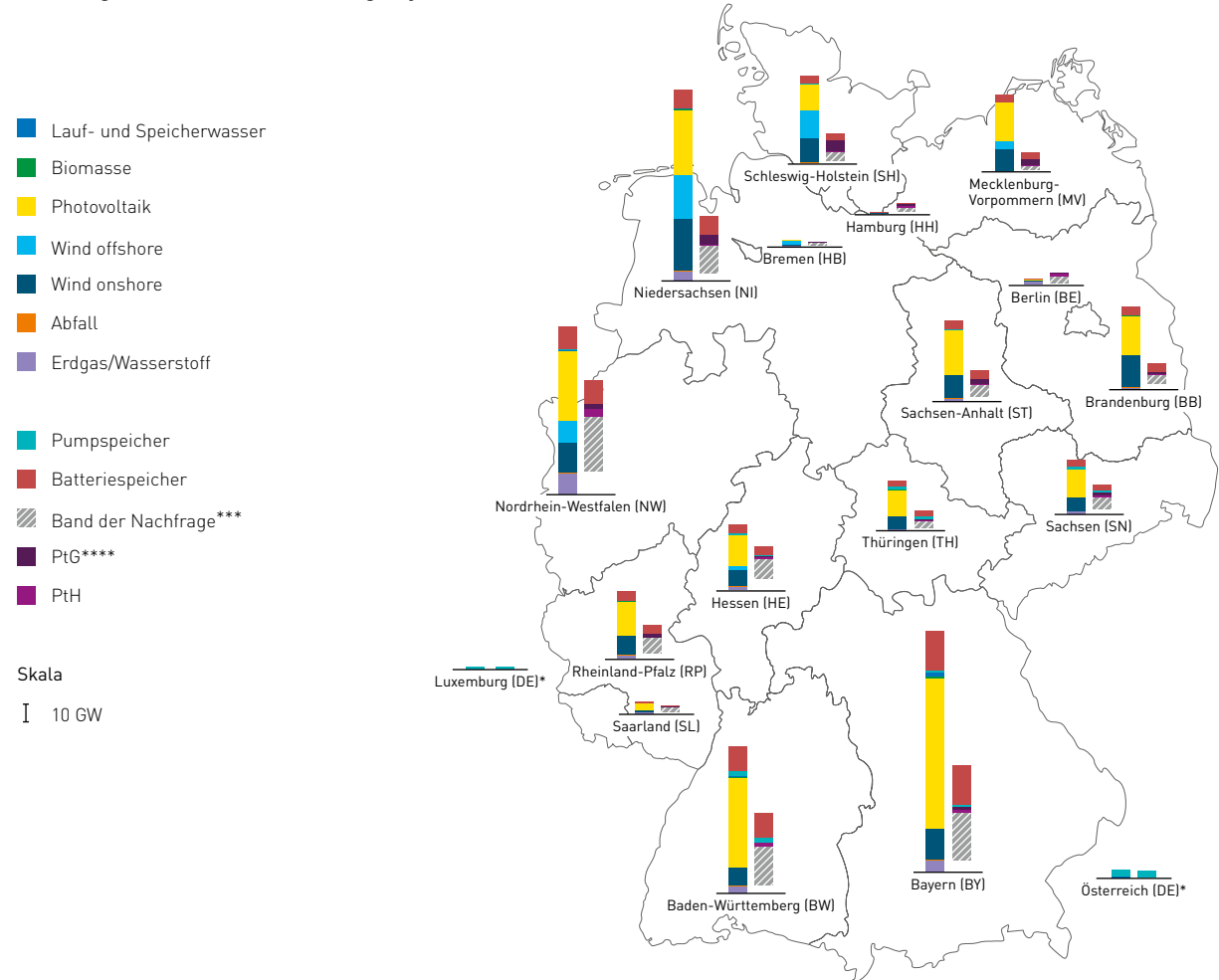
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*** Das Band der Nachfrage enthält den Stromverbrauch aus den Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ohne den Stromverbrauch aus Elektrolyse (PtG), Fernwärmeerzeugung (PtH) und Demand Side Management (DSM) sowie ohne Übertragungsnetzverluste.

**** Neben bereits absehbaren Projekten werden bei der Verortung von PtG-Anlagen Überschüsse an erneuerbaren Energien sowie Engpässe im Übertragungsnetz berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

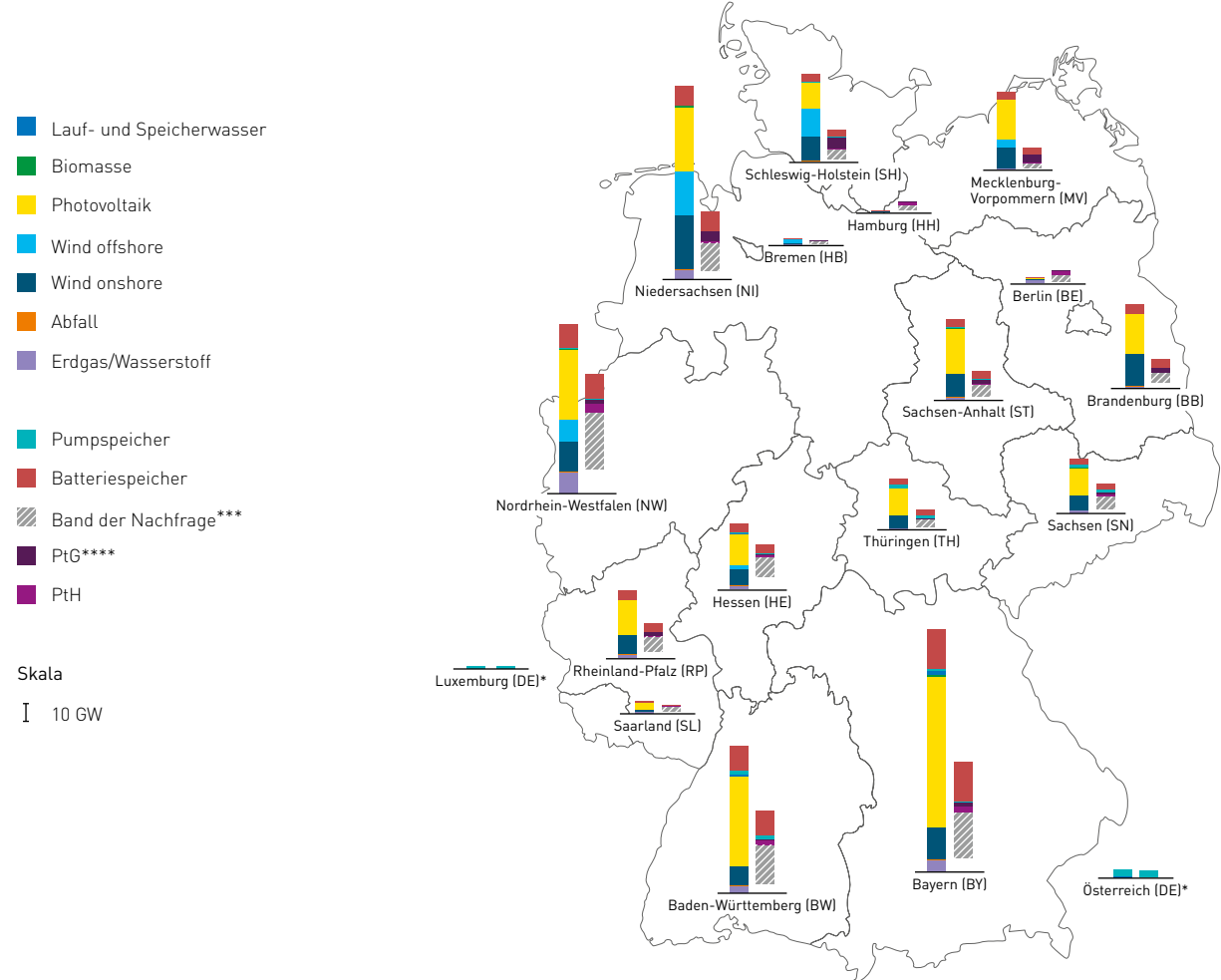
Abbildung 15: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2037



B 2037 Angaben in GW	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Pump- speicher	Batterie- speicher	Band der Nachfrage***	PtH	PtG****	DSM
BW	3,8	0,1	9,9	0,0	47,1	0,5	1,0	2,2	12,9	4,4 – 24,5	2,1	0,5	0,8
BY	5,8	0,2	16,8	0,0	80,0	0,9	2,4	1,0	20,8	6,2 – 31,1	2,0	1,4	1,1
BE	2,0	0,0	0,1	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9 – 4,2	1,6	0,5	0,1
BB	0,9	0,2	16,8	0,0	21,1	0,2	0,0	0,0	4,7	2,5 – 7,6	0,3	0,9	0,5
HB	0,6	0,1	0,2	2,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7 – 1,9	0,2	0,2	0,0
HH	0,5	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	1,0 – 3,6	1,1	0,7	0,2
HE	2,0	0,2	8,5	2,0	16,5	0,2	0,1	0,6	4,7	6,1 – 16,7	1,1	0,4	1,4
MV	0,4	0,0	11,2	4,4	20,8	0,2	0,0	0,0	3,8	0,6 – 3,1	0,2	2,9	0,1
NI	4,8	0,1	28,2	23,3	33,9	0,9	0,3	0,0	10,0	4,2 – 18,8	0,8	5,1	0,5
NW	11,1	0,5	15,5	12,0	36,6	0,5	0,3	0,2	12,6	12,0 – 41,6	3,9	2,4	1,6
RP	2,0	0,1	10,1	0,0	18,4	0,1	0,2	0,0	4,8	3,2 – 11,2	0,4	1,6	0,3
SL	0,7	0,0	1,4	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	1,0	0,8 – 3,3	0,2	0,1	0,1
SN	1,3	0,0	7,5	0,0	14,8	0,2	0,1	1,1	3,7	1,9 – 8,5	1,0	1,1	0,3
ST	1,3	0,2	12,1	0,0	24,1	0,3	0,0	0,1	4,6	2,4 – 8,5	0,4	2,5	0,2
SH	0,5	0,1	12,8	15,1	13,4	0,3	0,0	0,1	4,1	1,4 – 6,1	0,5	5,4	0,1
TH	0,7	0,0	6,9	0,0	13,9	0,1	0,0	1,9	2,9	0,9 – 5,0	0,3	0,3	0,1
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	38,3	1,9	158,2	58,7	345,4	4,5	5,1	12,2	91,1	49,9 – 195,6	16,1	26,0	7,2

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
 *** Das Band der Nachfrage enthält den Stromverbrauch aus den Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ohne den Stromverbrauch aus Elektrolyse (PtG), Fernwärmeerzeugung (PtH) und Demand Side Management (DSM) sowie ohne Übertragungsnetzverluste.
 **** Neben bereits absehbaren Projekten werden bei der Verortung von PtG-Anlagen Überschüsse an erneuerbaren Energien sowie Engpässe im Übertragungsnetz berücksichtigt.

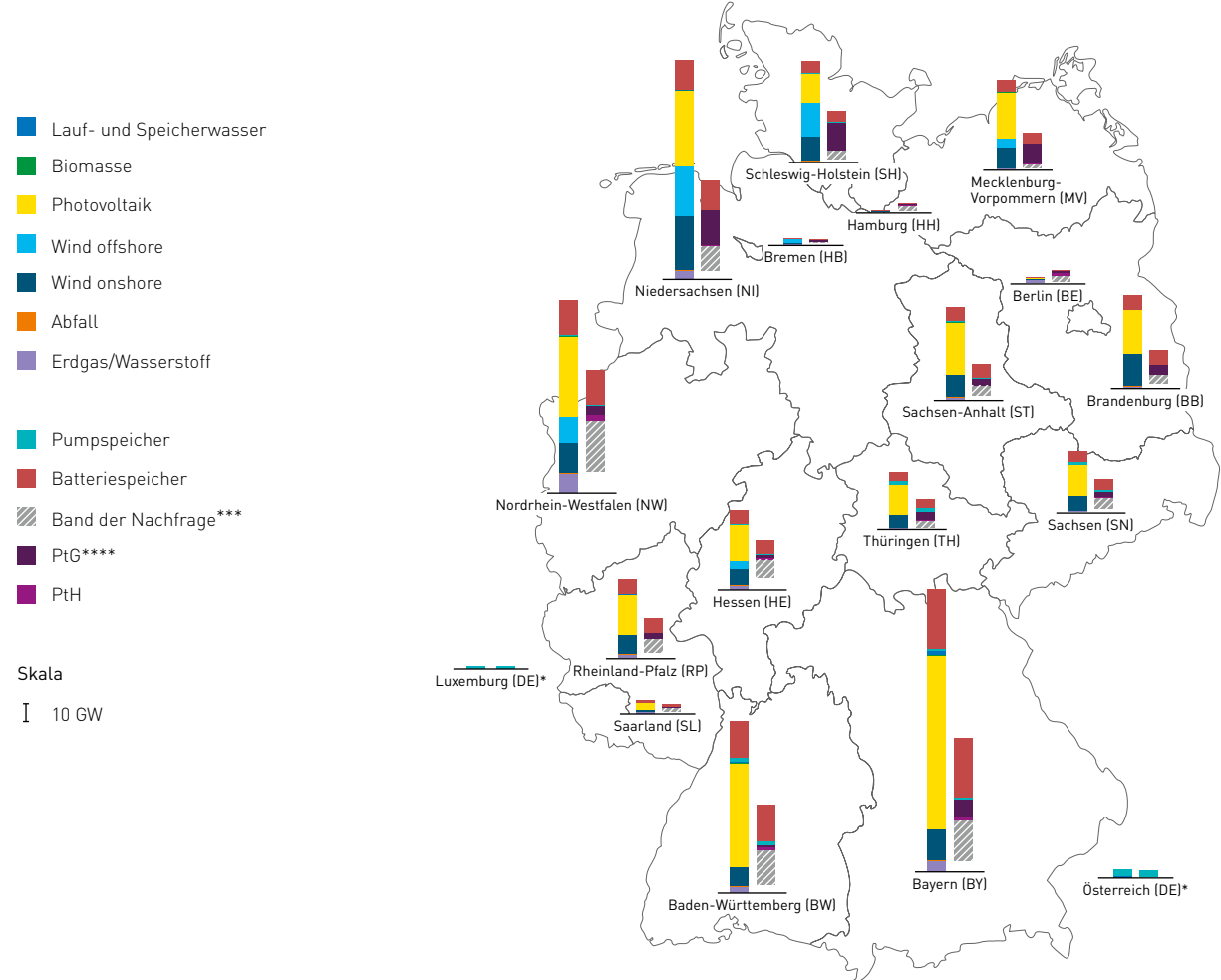
Abbildung 16: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2037



C 2037 Angaben in GW	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Pump- speicher	Batterie- speicher	Band der Nachfrage***	PtH	PtG****	DSM
BW	3,8	0,1	10,3	0,0	47,1	0,5	1,0	2,2	12,9	4,7 – 25,2	2,8	0,4	0,8
BY	5,8	0,2	17,3	0,0	80,0	0,9	2,4	1,0	20,8	6,8 – 31,6	2,8	1,7	1,1
BE	2,0	0,0	0,1	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,3	1,0 – 4,2	2,2	0,3	0,1
BB	0,9	0,2	17,0	0,0	21,1	0,2	0,0	0,0	4,8	2,6 – 7,6	0,4	2,3	0,5
HB	0,6	0,1	0,2	2,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8 – 1,9	0,3	0,1	0,0
HH	0,5	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	1,1 – 3,7	1,5	0,2	0,2
HE	2,0	0,2	8,8	2,0	16,5	0,2	0,1	0,6	4,7	6,4 – 16,8	1,5	0,1	1,4
MV	0,4	0,0	11,5	4,4	20,8	0,2	0,0	0,0	3,8	0,6 – 3,2	0,3	4,0	0,1
NI	4,8	0,1	28,8	23,3	33,9	0,9	0,3	0,0	10,1	4,4 – 19,2	1,1	5,0	0,5
NW	11,1	0,5	15,7	12,0	36,6	0,5	0,3	0,2	12,7	12,6 – 42,3	5,3	2,3	1,6
RP	2,0	0,1	10,3	0,0	18,4	0,1	0,2	0,0	4,8	3,5 – 11,2	0,6	1,8	0,3
SL	0,7	0,0	1,5	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	1,0	0,8 – 3,3	0,2	0,1	0,1
SN	1,3	0,0	7,8	0,0	14,8	0,2	0,1	1,1	3,7	2,0 – 8,5	1,3	1,0	0,3
ST	1,3	0,2	12,3	0,0	24,1	0,3	0,0	0,1	4,7	2,5 – 8,4	0,5	2,3	0,2
SH	0,5	0,1	12,9	15,1	13,4	0,3	0,0	0,1	4,2	1,5 – 6,3	0,7	6,0	0,1
TH	0,7	0,0	7,0	0,0	13,9	0,1	0,0	1,9	2,9	1,0 – 4,9	0,4	0,5	0,1
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	38,3	1,9	161,6	58,7	345,4	4,5	5,1	12,2	91,6	52,7 – 198,2	22,0	28,0	7,2

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
 *** Das Band der Nachfrage enthält den Stromverbrauch aus den Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ohne den Stromverbrauch aus Elektrolyse (PtG), Fernwärmeerzeugung (PtH) und Demand Side Management (DSM) sowie ohne Übertragungsnetzverluste.
 **** Neben bereits absehbaren Projekten werden bei der Verortung von PtG-Anlagen Überschüsse an erneuerbaren Energien sowie Engpässe im Übertragungsnetz berücksichtigt.

Abbildung 17: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2045



A 2045 Angaben in GW	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Pump- speicher	Batterie- speicher	Band der Nachfrage***	PtH	PtG****	DSM
BW	3,2	0,1	10,1	0,0	54,9	0,2	1,0	2,2	19,5	3,9 – 22,0	1,9	1,0	1,0
BY	5,3	0,2	17,1	0,0	91,7	0,4	2,4	1,0	31,6	5,6 – 27,3	1,9	8,9	1,3
BE	1,9	0,0	0,1	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,4	0,9 – 3,8	1,8	0,8	0,2
BB	0,7	0,2	16,9	0,0	23,7	0,1	0,0	0,0	7,6	2,3 – 6,8	0,3	5,0	0,5
HB	0,6	0,1	0,2	2,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7 – 1,7	0,2	0,6	0,0
HH	0,4	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,9 – 3,2	1,0	0,4	0,2
HE	1,8	0,2	8,6	4,0	19,4	0,1	0,1	0,6	7,3	6,2 – 15,7	1,0	1,2	1,7
MV	0,3	0,0	11,3	5,1	24,3	0,1	0,0	0,0	6,3	0,5 – 2,9	0,2	10,3	0,1
NI	4,5	0,1	28,7	26,5	39,9	0,4	0,3	0,0	15,8	4,0 – 17,2	0,7	18,5	0,7
NW	10,4	0,5	15,4	14,2	42,5	0,2	0,3	0,2	18,7	11,3 – 38,1	3,5	4,7	1,9
RP	1,9	0,1	10,3	0,0	21,5	0,0	0,2	0,0	7,6	3,0 – 9,9	0,4	3,0	0,3
SL	0,6	0,0	1,4	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	1,5	0,8 – 3,1	0,1	0,1	0,1
SN	1,0	0,0	7,7	0,0	17,1	0,1	0,1	1,1	5,8	1,7 – 7,5	0,9	2,9	0,4
ST	1,0	0,2	12,2	0,0	27,7	0,1	0,0	0,1	7,6	2,2 – 7,3	0,4	3,4	0,2
SH	0,4	0,1	12,9	18,2	15,4	0,1	0,0	0,1	6,3	1,3 – 5,7	0,4	14,8	0,1
TH	0,5	0,0	7,0	0,0	16,4	0,1	0,0	1,9	4,7	0,8 – 4,1	0,3	4,5	0,2
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	34,6	1,9	160,0	70,0	400,0	2,0	5,1	12,2	141,0	47,0 – 176,1	14,9	80,0	8,9

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

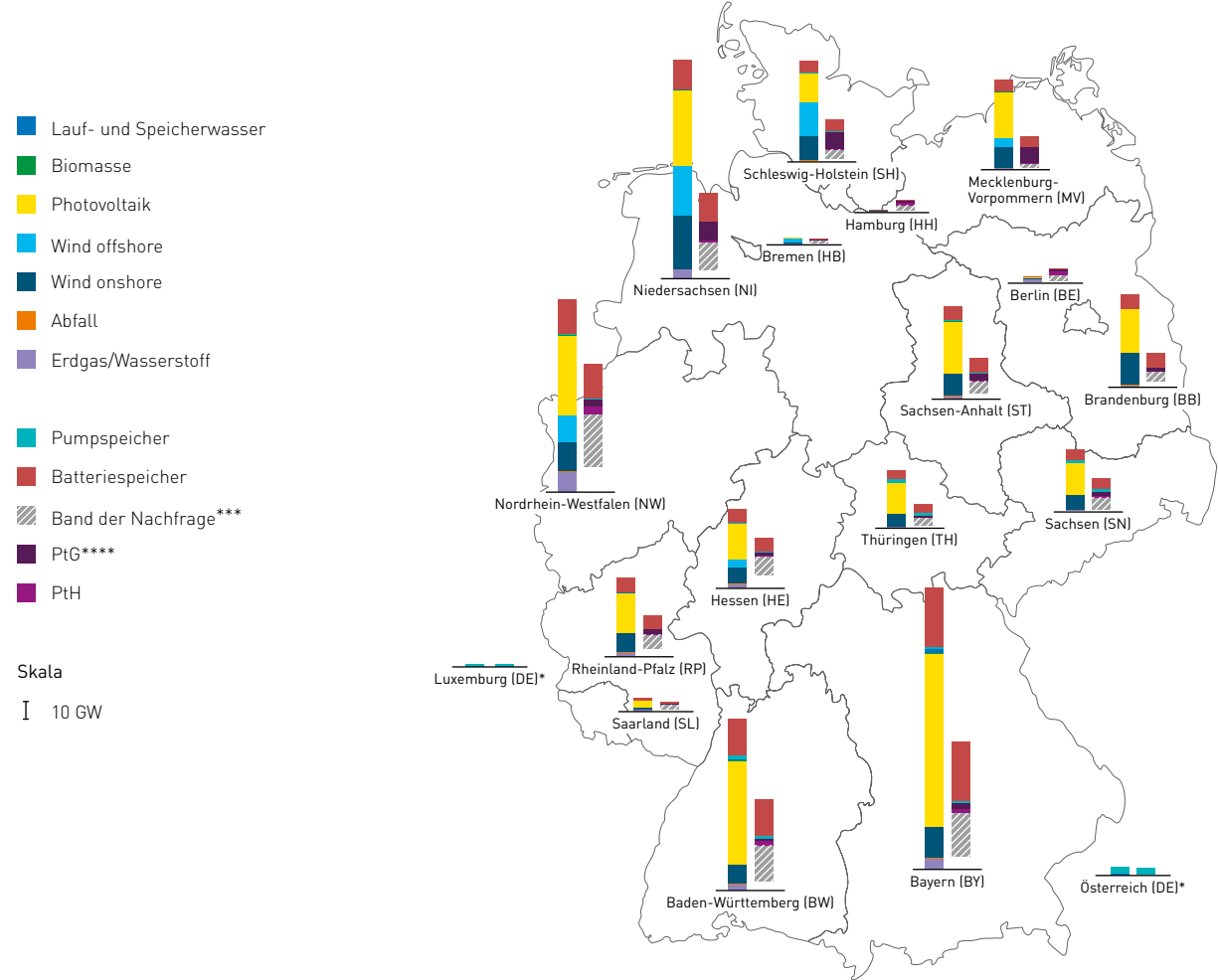
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*** Das Band der Nachfrage enthält den Stromverbrauch aus den Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ohne den Stromverbrauch aus Elektrolyse (PtG), Fernwärmeerzeugung (PtH) und Demand Side Management (DSM) sowie ohne Übertragungsnetzverluste.

**** Neben bereits absehbaren Projekten werden bei der Verortung von PtG-Anlagen Überschüsse an erneuerbaren Energien sowie Engpässe im Übertragungsnetz berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 18: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2045

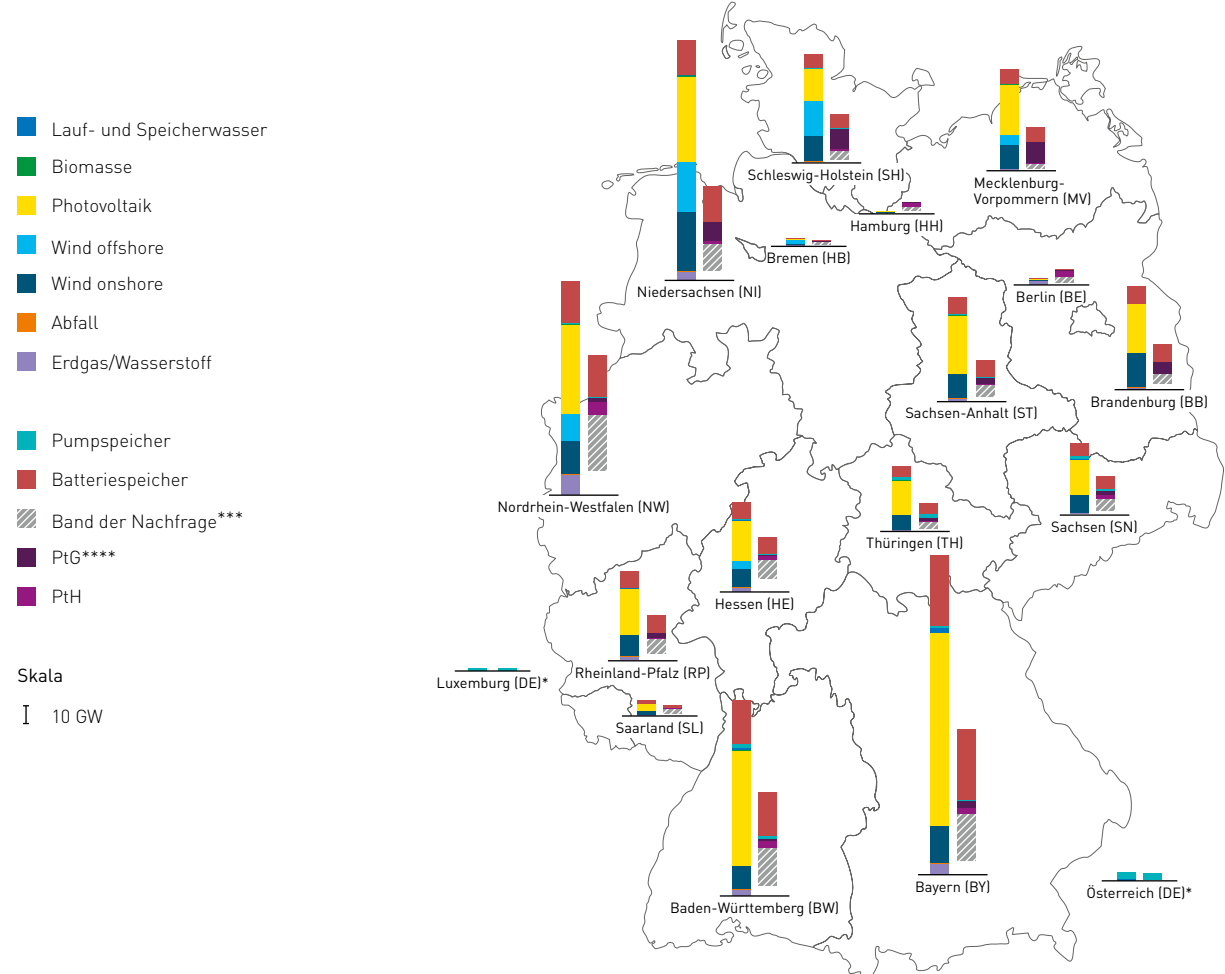


B 2045 Angaben in GW	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Pump- speicher	Batterie- speicher	Band der Nachfrage***	PtH	PtG****	DSM
BW	3,2	0,1	10,1	0,0	54,9	0,2	0,98	2,2	19,5	4,4 – 23,4	2,6	0,6	1,3
BY	5,3	0,2	17,1	0,0	91,7	0,4	2,4	1,0	31,6	6,5 – 29,7	2,6	2,7	1,8
BE	1,9	0,0	0,1	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,4	0,9 – 4,0	2,0	1,1	0,2
BB	0,7	0,2	16,9	0,0	23,7	0,1	0,0	0,0	7,6	2,6 – 7,6	0,4	2,1	0,8
HB	0,6	0,1	0,2	2,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7 – 1,8	0,3	0,7	0,1
HH	0,4	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0 – 3,4	1,3	1,6	0,2
HE	1,8	0,2	8,6	4,0	19,4	0,1	0,1	0,6	7,3	6,4 – 16,2	1,4	1,1	2,4
MV	0,3	0,0	11,3	5,1	24,3	0,1	0,0	0,0	6,3	0,6 – 3,0	0,3	8,1	0,1
NI	4,5	0,1	28,7	26,5	39,9	0,4	0,3	0,0	15,8	4,6 – 18,9	1,0	9,9	0,9
NW	10,4	0,5	15,4	14,2	42,5	0,2	0,3	0,2	18,7	12,7 – 40,7	4,9	3,3	2,5
RP	1,9	0,1	10,3	0,0	21,5	0,0	0,2	0,0	7,6	3,8 – 11,2	0,5	2,2	0,4
SL	0,6	0,0	1,4	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	1,5	0,9 – 3,3	0,2	0,1	0,1
SN	1,0	0,0	7,7	0,0	17,1	0,1	0,1	1,1	5,8	2,0 – 8,3	1,2	2,3	0,5
ST	1,0	0,2	12,2	0,0	27,7	0,1	0,0	0,1	7,6	3,0 – 9,0	0,5	4,1	0,2
SH	0,4	0,1	12,9	18,2	15,4	0,1	0,0	0,1	6,3	1,6 – 6,1	0,6	9,2	0,2
TH	0,5	0,0	7,0	0,0	16,4	0,1	0,0	1,9	4,7	0,9 – 4,8	0,4	1,0	0,2
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	34,6	1,9	160,0	70,0	400,0	2,0	5,1	12,2	141,0	53,1 – 190,6	20,4	50,0	12,0

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
*** Das Band der Nachfrage enthält den Stromverbrauch aus den Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ohne den Stromverbrauch aus Elektrolyse (PtG), Fernwärmeerzeugung (PtH) und Demand Side Management (DSM) sowie ohne Übertragungsnetzverluste.
**** Neben bereits absehbaren Projekten werden bei der Verortung von PtG-Anlagen Überschüsse an erneuerbaren Energien sowie Engpässe im Übertragungsnetz berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 19: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2045



C 2045 Angaben in GW	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Pump- speicher	Batterie- speicher	Band der Nachfrage***	PtH	PtG****	DSM
BW	3,2	0,1	12,2	0,0	61,2	0,2	1,0	2,2	23,1	4,7 – 25,2	3,5	0,6	1,3
BY	5,3	0,2	20,3	0,0	101,6	0,4	2,4	1,0	37,5	6,8 – 31,6	3,4	3,3	1,8
BE	1,9	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,0 – 4,2	2,7	0,5	0,2
BB	0,7	0,2	18,1	0,0	26,1	0,1	0,0	0,0	9,1	2,6 – 7,6	0,5	6,3	0,8
HB	0,6	0,1	0,3	2,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8 – 1,9	0,4	0,3	0,1
HH	0,4	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	1,1 – 3,7	1,8	0,2	0,2
HE	1,8	0,2	9,9	4,0	21,6	0,1	0,1	0,6	8,7	6,4 – 16,8	1,9	0,4	2,4
MV	0,3	0,0	13,0	5,1	26,9	0,1	0,0	0,0	7,7	0,6 – 3,2	0,4	11,1	0,1
NI	4,5	0,1	31,5	26,5	44,7	0,4	0,3	0,0	18,8	4,4 – 19,2	1,4	9,9	0,9
NW	10,4	0,5	17,3	14,2	47,5	0,2	0,3	0,2	22,0	12,6 – 42,3	6,5	2,6	2,5
RP	1,9	0,1	11,7	0,0	24,0	0,0	0,2	0,0	9,1	3,5 – 11,2	0,7	2,4	0,4
SL	0,6	0,0	1,6	0,0	4,2	0,0	0,0	0,0	1,7	0,8 – 3,3	0,3	0,1	0,1
SN	1,0	0,0	9,1	0,0	19,0	0,1	0,1	1,1	7,0	2,0 – 8,5	1,7	1,9	0,5
ST	1,0	0,2	13,3	0,0	30,9	0,1	0,0	0,1	9,1	2,5 – 8,4	0,7	3,3	0,2
SH	0,4	0,1	13,6	18,2	17,2	0,1	0,0	0,1	7,5	1,5 – 6,3	0,8	10,7	0,2
TH	0,5	0,0	7,9	0,0	18,3	0,1	0,0	1,9	5,7	1,0 – 4,9	0,5	1,5	0,2
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	34,6	1,9	180,0	70,0	445,0	2,0	5,1	12,2	167,9	52,7 – 198,2	27,0	55,0	12,0

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*** Das Band der Nachfrage enthält den Stromverbrauch aus den Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ohne den Stromverbrauch aus Elektrolyse (PtG), Fernwärmeerzeugung (PtH) und Demand Side Management (DSM) sowie ohne Übertragungsnetzverluste.

**** Neben bereits absehbaren Projekten werden bei der Verortung von PtG-Anlagen Überschüsse an erneuerbaren Energien sowie Engpässe im Übertragungsnetz berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045) der BNetzA:
https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2037/SR/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile
- Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e. V.:
„Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“:
https://www.netzentwicklungsplan.de/Studie_Stromverbrauchsmod_Dekarb_FfE
- Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e. V.:
„Elektromobilität – Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans“:
<https://www.netzentwicklungsplan.de/Zw6>
- Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e. V. und der Guidehouse Germany GmbH:
„Regionale Lastmanagementpotenziale – Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland, 2021“:
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE_0.pdf
- Begleitstudie des Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE:
„Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien“:
https://www.netzentwicklungsplan.de/Studie_Regionalisierung_EE_IEE
- Information zum TYNDP 2022 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu
- Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e. V.:
„Wärmenetze – Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland, 2022“:
<https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Waermenetze.pdf>
- Information zum Maßnahmenpaket „Fit for 55“:
<https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/package-fit-for-55>

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



3 Marktsimulation

Zusammenfassung

- Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt in allen Szenarien im Jahr 2045 auf über 1.000 TWh. Der Einsatz von konventionellen Kraftwerkskapazitäten, Speichern und lastseitigen Flexibilitäten richtet sich sehr stark an der volatilen Erzeugung aus erneuerbaren Energien aus. Besonders die Photovoltaik prägt das Stromsystem in den Sommermonaten und begünstigt einen regelmäßigen Einsatz von Speichern und Elektrolyseuren.
- Gaskraftwerke kommen fast ausschließlich in den Wintermonaten zum Einsatz. Das deutsche Stromsystem wird besonders im Sommer in erheblichem Maße von der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien getragen. Die Volllaststundenzahl der Gaskraftwerke liegt in den Szenarien teilweise deutlich unter 1.000 h/a.
- Deutschland entwickelt sich in den Szenarien zu einem großen Netto-Stromimporteur in Europa. Dies ist insbesondere auf die vergleichsweise hohe inländische Stromnachfrage und die hohe installierte Leistung der erneuerbaren Energien im Ausland zurückzuführen. Die importierte Strommenge steigt von 2037 bis 2045 deutlich an und ist im Szenario C 2045 am größten. Insbesondere aus Frankreich, Österreich und Skandinavien werden in den Szenarien große Strommengen importiert.
- Ein signifikanter Anteil des innerdeutschen Wasserstoffbedarfs kann in den Szenarien über heimische Wasserelektrolyse gedeckt werden. Weil der Wasserstoffbedarf saisonalen Schwankungen unterliegt, muss in den Wintermonaten für den Betrieb von Gaskraftwerken auf langfristig eingespeicherten Wasserstoff oder auf Wasserstoffimporte zurückgegriffen werden.
- Der innerdeutsche Stromtransportbedarf steigt bis 2037 deutlich an, wohingegen zwischen 2037 und 2045 in den Szenarien kein deutlicher Transportzuwachs mehr zu verzeichnen ist. Dabei weisen südliche und westliche Bundesländer in den Szenarien tendenziell ein Erzeugungsdefizit auf, während in nördlichen und östlichen Bundesländern ein Erzeugungsüberschuss vorliegt. Der innerdeutsche Transportbedarf wird maßgeblich durch eine hohe Windenergieeinspeisung im Norden und die Lage der Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland bestimmt. Zudem treten Lastflüsse in umgekehrter Richtung bedingt durch Situationen mit hoher Photovoltaik-Einspeisung im Süden auf.
- In Abhängigkeit des Anteils von treibhausgasneutralem Wasserstoff zur Stromproduktion im Jahr 2037 reduzieren sich die verbleibenden CO₂-Emissionen. Das Stromsystem ist in allen drei Szenarien im Jahr 2045 noch für geringe Restemissionen verantwortlich. Diese sind auf die Müllverbrennung in Kraftwerken zurückzuführen und müssen zur Erreichung von Treibhausgasneutralität anderweitig ausgeglichen werden.

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem genehmigten Szenariorahmen (s. Kapitel 2) erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens eine Projektion des zukünftigen Strommarktes, die sogenannte Marktsimulation. Das Ziel der Marktsimulation ist es, für jede Stunde eines Szenariojahres die Einspeise- und Verbrauchssituationen bei minimalen variablen Kosten aller modellierten Marktgebiete zu ermitteln. Die Marktsimulation wird dabei für jedes Szenario und Betrachtungsjahr separat durchgeführt. Hierbei ist eine Vielzahl an technologischen, rechtlichen und ökologischen Randbedingungen einzuhalten. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind der systemweite, block-scharfe und kostenminimale Einsatz von Stromerzeugern, Speichern und flexiblen Verbrauchern, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung sowie der grenzüberschreitende Stromaustausch für jedes Marktgebiet. Die räumlich und zeitlich detailliert aufgelösten Zeitreihen von Stromerzeugung und Stromverbrauch sind ihrerseits wiederum eine zentrale Eingangsgröße für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz (s. Kapitel 5).

3.1 Modellierung Strommarkt

Die Eingangsdaten zur Modellierung der Erzeugung, des Handels und des Verbrauchs elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem fließen in ein Strommarktmodell ein. Abbildung 20 gibt einen Überblick über das Modell.

Abbildung 20: Schematische Darstellung des Marktmodells



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Marktmodell simuliert die Erzeugung elektrischer Energie zur Deckung des Strombedarfs im gesamten europäischen Stromsystem. Zielvorgabe der Modellierung ist eine ökonomische Einsatzoptimierung der Stromerzeugungstechnologien und der flexiblen Lasten zu möglichst geringen variablen Kosten. Das Marktmodell minimiert dabei die variablen Stromerzeugungskosten und bildet damit die Modellierung unter den Rahmenbedingungen eines „Energy-only-Marktes“ ab. Um die Größe des Optimierungsproblems beherrschbar zu halten, erfolgt die Optimierung des Szenario-Zieljahres schrittweise. Zunächst wird das System für ein komplettes Jahr mit geringer Detailtiefe optimiert, um saisonale Effekte zu berücksichtigen. Hierbei erfolgt insbesondere eine Optimierung der saisonalen Speicherwasserfüllstände. Die Ergebnisse aus dieser Voroptimierung bilden die Rahmenbedingungen für das eigentliche Marktmodell. Aufgrund der Modellkomplexität ist es in diesem Schritt nicht möglich, alle 8.760 Stunden des Jahres auf einmal zu optimieren. Stattdessen erfolgt die sequentielle Berechnung in mehreren Zeitscheiben mit einer Dauer von ca. einer Woche. Die aufeinander folgenden Zeitscheiben überlappen sich, weshalb diese Vorgehensweise „rollierende Planung mit Voraussicht“ genannt wird. Dabei erfolgt die Ermittlung des stündlich aufgelösten Einsatzes der Erzeugungsanlagen und flexiblen Lasten in Europa unter Berücksichtigung diverser Betriebsrestriktionen (s. nachfolgende Modellbeschreibung) und der Voroptimierung aus dem vorhergehenden Schritt. Zudem gilt der Grundsatz, dass die Stromerzeugung und der Stromverbrauch zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sind. Das Modell stellt somit in allen 8.760 Stunden des Szenario-Zieljahres ein Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung her.

Kraftwerkseinsatzoptimierung

Für die Kraftwerke und flexiblen Lasten wird ein kostenoptimaler Einsatz unter Einhaltung aller technischen Restriktionen ermittelt. Die geographische oder elektrische Distanz zwischen Erzeugern und Verbrauchern innerhalb eines Marktgebietes spielt gemäß der derzeitigen Ausgestaltung des Strommarktes keine Rolle. Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke eines Marktgebietes folgt somit weitestgehend zu den Grenzkosten der Stromerzeugung („Merit-Order“). Nach dieser Logik wird der Kraftwerkseinsatz aufsteigend nach den jeweiligen Grenzkosten ermittelt, bis eine ausreichend hohe Einspeiseleistung erreicht ist, um die Last im betrachteten Zeitpunkt zu decken. Gleichzeitig besteht die Möglichkeit zum Einsatz von DSM. Diese variablen Kosten setzen sich aus Brennstoff-, CO₂- sowie weiteren Betriebskosten zusammen. Darüber hinaus werden Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb und Anfahrkosten der Kraftwerke in der Optimierung berücksichtigt.

Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen, produzieren in erster Linie entsprechend der vorgegebenen Einspeiseprofile. Als variable Kosten fallen nur geringe Betriebs- und Wartungskosten an. Aufgrund der sehr geringen Erzeugungskosten erfolgt der Einsatz erneuerbarer Energien gemäß der Merit-Order vorrangig zum Einsatz konventioneller Kraftwerke mit hohen Grenzkosten. Eine Reduktion dieser volatilen EE-Erzeugung erfolgt im Modell nur, wenn eine vollständige Integration aus marktmodelltechnischer Sicht als Resultat von Angebot, Nachfrage, Speichereinsatz und Flexibilitätseinsatz sowie Handelsaustausch mit dem Ausland nicht möglich ist. Es kommt in diesen Fällen zu nicht integrierbarer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

Im Einzelnen berücksichtigt das Modell unter anderem folgende Restriktionen bei der Modellierung einzelner Kraftwerkstypen:

- Es werden kraftwerkstechnische Restriktionen wie Anfahr- und Abfahrvorgänge, Mindesteinsatz- und Stillstandszeiten, Mindestleistungen sowie geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt. Ein Kraftwerksmindesteinsatz zur Bereitstellung von Wärme wird nicht vorgegeben.
- Bei Abfall- und Biomassekraftwerken sind zusätzlich die täglich zu verwertenden Brennstoffmengen exogen vorgegeben, wobei der Brennstoffeinsatz und die daraus resultierende Stromerzeugung innerhalb eines Tages optimiert wird. Ein stündlicher Mindesteinsatz besteht nicht.
- Die Einspeisung aus Pump- beziehungsweise Speicherwasserkraftwerken ist von den jeweiligen Zuflussmengen und Speicherfüllständen abhängig. Der Einsatz von Speichern erfolgt so, dass die Gesamtkosten des Systems minimiert werden.

Optimierung von Flexibilitäten

Verbraucherseitige Flexibilität wird im Rahmen der Marktmodellierung über abschaltbare, zuschaltbare und verschiebbare Lasten abgebildet. Als abschaltbare Prozesse werden bestimmte Industrieanwendungen modelliert, die bei hohen Strompreisen ihren Verbrauch reduzieren. Verschiebbare Prozesse werden beispielsweise im Zusammenhang mit Temperaturregelungen modelliert. Als zuschaltbare Lasten werden sogenannte Power-to-Heat-Anwendungen oder Elektrolyseure berücksichtigt. Dabei werden jeweils Abrufkosten beziehungsweise Grenzpreise sowie technische Parameter wie maximale Abrufdauern, Mindeststillstandszeiten und maximale Verschiebedauern berücksichtigt. Darüber hinaus können flexiblen Verbrauchern Verfügbarkeiten zugewiesen werden, zum Beispiel zur Abbildung von Wärmebedarfen als Basis für den Einsatz von Power-to-Heat. Die Optimierung der flexiblen Lasten erfolgt wie der Kraftwerkseinsatz kostenminimierend unter Berücksichtigung der genannten Einsatzrestriktionen.

3.2 Ergebnisse der Strommarktsimulation

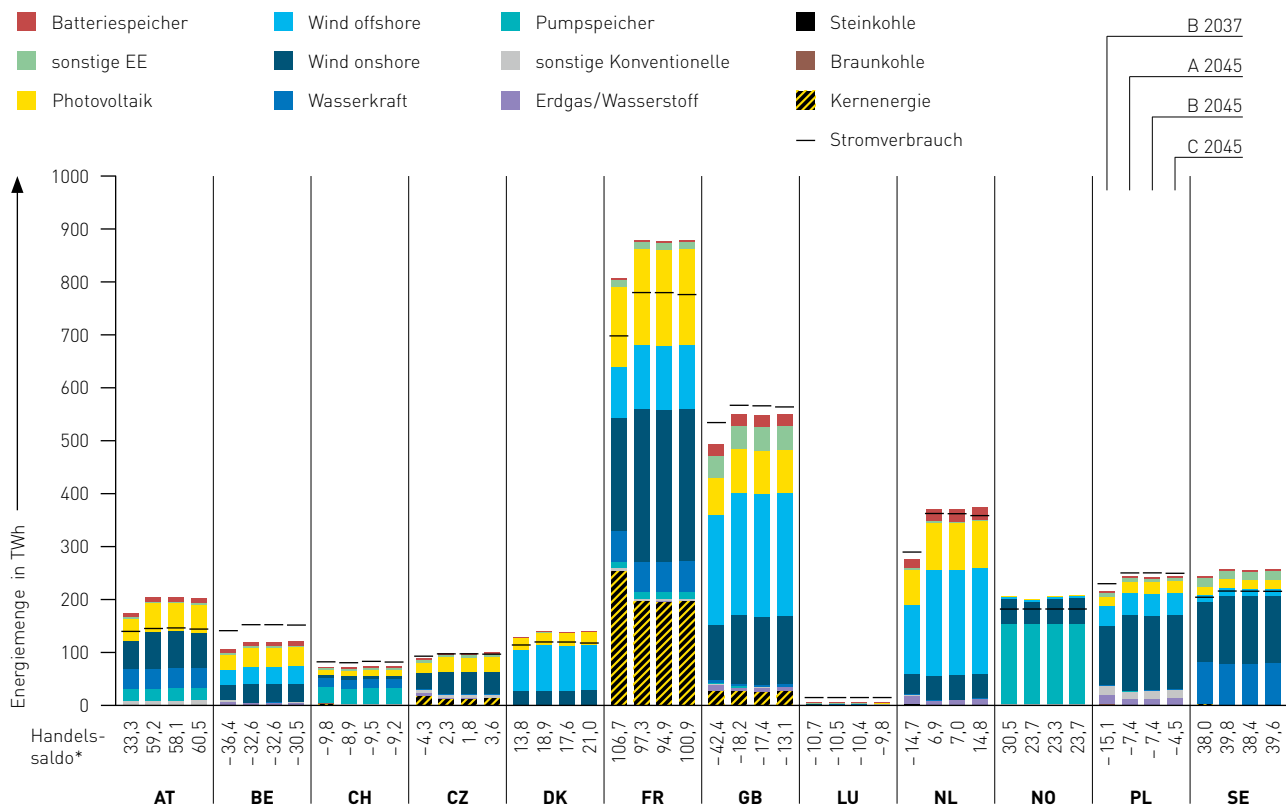
Im Folgenden werden die Ergebnisse der Strommarktsimulation für die Szenarien des ersten Entwurfs (B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045) dargestellt und analysiert sowie darauf aufbauend energiewirtschaftliche Kennzahlen und eine Indikation zur Entwicklung der Transportbedarfe hergeleitet. Dabei wird zunächst auf die Entwicklung der Stromerzeugung und Stromverbräuche in Europa eingegangen (s. Kapitel 3.2.1). Anschließend erfolgt eine Darstellung der resultierenden Handelsaustausche von und nach Deutschland sowie der sich ergebenden Transitflüsse durch Deutschland.

Ein weiterer Schwerpunkt bei der Betrachtung der Ergebnisse für Deutschland ist dabei das Einsatzverhalten der Flexibilitätsoptionen Batteriespeicher, Elektrolyseure, Power-to-Heat und DSM (s. Kapitel 3.2.2). Zudem werden einige exemplarische Situationen analysiert, auf deren Basis Teile des zukünftigen Stromsystems charakterisiert werden können. Anschließend wird auf die Energiebilanzen je Bundesland (s. Kapitel 3.2.3) eingegangen, gefolgt von einer Auswertung ausgewählter energiepolitischer Zielsetzungen (s. Kapitel 3.2.4). Die Ergebnisse der Szenarien A 2037 und C 2037 folgen im zweiten Entwurf.

3.2.1 Blick nach Europa – Länderbilanzen und Energieaustausch

Die Jahresmengen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Handelssalden von Deutschland und benachbarter Länder sind in Abbildung 21 dargestellt. Der europäische Vergleich zeigt, dass Deutschland in allen Szenarien absolut den höchsten Importbedarf aufweist. Unter anderem ist dies auf den im Vergleich zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hohen Stromverbrauch in Deutschland zurückzuführen. Eine weitere Erklärung ist, dass der thermische Kraftwerkspark in Deutschland in allen Szenarien überwiegend aus Gasturbinen besteht. Diese weisen unabhängig vom eingesetzten Brennstoff vergleichsweise hohe variable Kosten auf. Sofern die Stromnachfrage nicht in vollem Umfang durch erneuerbare Energien oder Speichereinsatz im Inland gedeckt werden kann, stellt der Import von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus konventionellen Kraftwerken mit geringeren variablen Kosten die kosteneffizientere Alternative dar. In den benachbarten Marktgebieten erfolgt in den Szenarien analog zu Deutschland ebenfalls ein umfassender Ausbau erneuerbarer Energien. In der Folge übersteigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch im Ausland häufig den Stromverbrauch, sodass günstiger Strom zum Export zur Verfügung steht.

Es ist zu beobachten, dass Frankreich, Österreich und die skandinavischen Länder hohe Exportsalden aufweisen. Die Ursachen hierfür sind vielfältig, wobei die Erzeugungsstruktur der jeweiligen Länder erste Anhaltspunkte gibt. So tragen in Frankreich sowohl die niedrigen Grenzkosten der Stromerzeugung aus Kernenergie, die 2045 etwa ein Viertel der inländischen Stromerzeugung ausmacht, als auch die Kombination mit Wasserkraftwerken, Windenergie und Photovoltaik zu einem hohen Exportsaldo bei. Österreich und die skandinavischen Länder hingegen exportieren überwiegend Strom aus Wasserkraft und Windenergie. Neben Deutschland weisen Belgien, Großbritannien, Polen und die Schweiz einen hohen Importbedarf auf. In der Schweiz kann die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht den Rückgang der konventionellen Kraftwerke, insbesondere der Kernenergie, kompensieren.

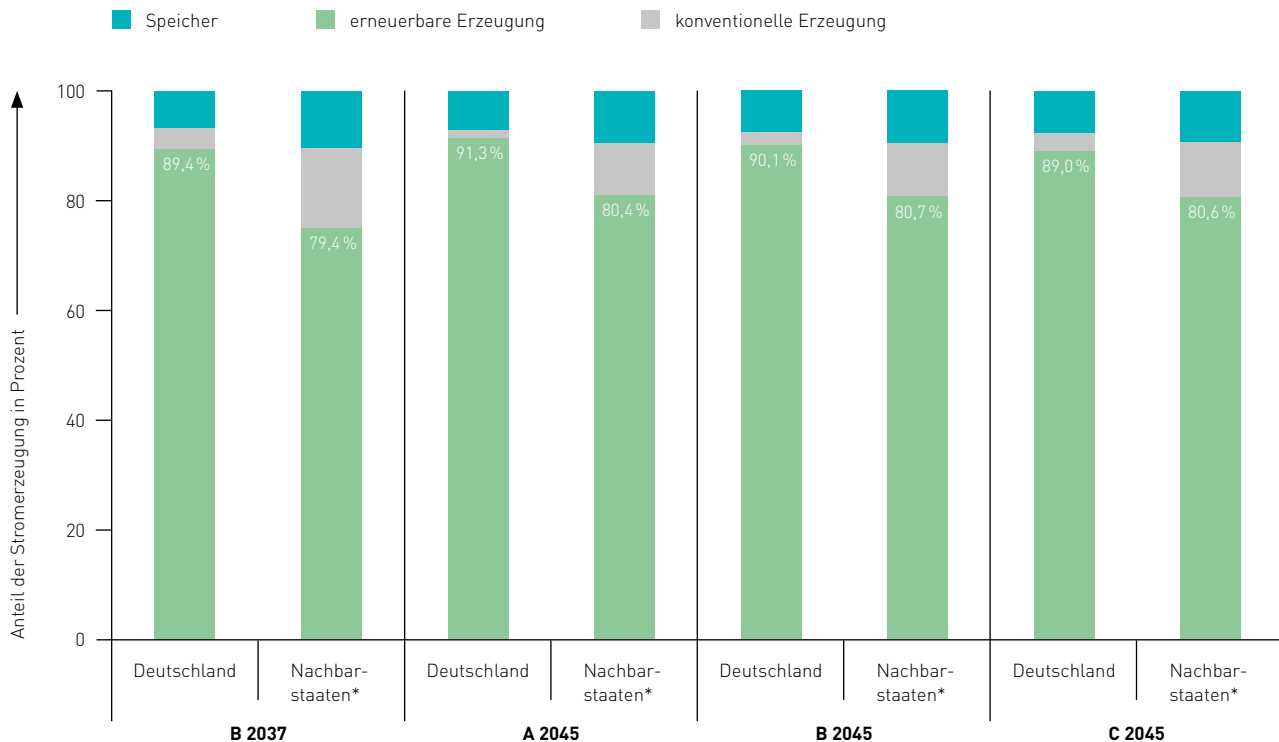
Abbildung 21: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo elektrisch benachbarter Länder


* positive Werte bezeichnen einen Nettoexport

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Stromerzeugungsmix in den Nachbarländern

Die Anteile der erneuerbaren und konventionellen Stromerzeugung sowie von Speichern an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland und in elektrisch benachbarten Marktgebieten sind in Abbildung 22 dargestellt. In den dargestellten Szenarien überwiegt dabei sowohl in Deutschland als auch im Ausland der Anteil der erneuerbaren Energien, wobei dieser in Deutschland überdurchschnittlich hoch ist. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die konventionelle Stromerzeugung in Deutschland vergleichsweise hohe variable Kosten aufweist und dementsprechend seltener zum Einsatz kommt. Zur Deckung der Stromnachfrage bei geringem Dargebot erneuerbarer Energien wird stattdessen häufig Strom importiert. Von den Ländern mit elektrischen Verbindungen nach Deutschland weisen Dänemark und Schweden höhere Anteile erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung auf. Lediglich in Frankreich, Tschechien und Polen macht der Anteil der konventionellen Stromerzeugung noch über 10 % der Stromerzeugung aus. Insbesondere in Frankreich weist die Kernenergie mit vergleichsweise geringen variablen Kosten signifikante Anteile an der Stromerzeugung auf. Die Erzeugung in der Schweiz und Norwegen basiert zu über 40 % auf Wasserkraft. Insgesamt ist im Vergleich zum NEP 2035 (2021) im europäischen Ausland ein deutlicher Anstieg im Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erkennen.

Abbildung 22: Energiemix Nachbarstaaten


* Länder mit elektrischen Verbindungen nach Deutschland (Belgien, Dänemark, Frankreich, Großbritannien, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Polen, Schweden, Schweiz, Tschechien und Österreich)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Einbindung in den europäischen Binnenmarkt

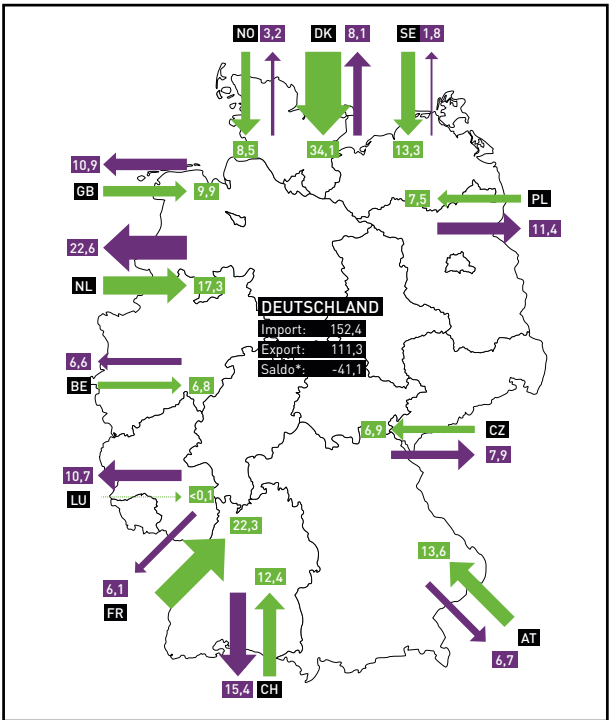
Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa physikalisch begrenzt sind, bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Strompreisen. Für die Dimensionierung eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes in Deutschland sind Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung. In der Gesamtkostenbetrachtung ergeben sich daraus Situationen, in denen Deutschland günstige Energie ins Ausland exportiert, oder umgekehrt günstige Energie aus dem Ausland bezieht. Eine Austauschleistung wird im Marktmodell zu einem konkreten Zeitpunkt ermittelt und ist daher stets von einem Handelsfluss über einen bestimmten Zeitraum abzugrenzen. Die Austauschleistung entspricht dabei nicht notwendigerweise dem physikalischen Strom- oder Lastfluss, der auf den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen zwischen den Marktgebieten tatsächlich auftritt. Mit dem im Marktmodell abgebildeten Flow-Based Market Coupling-Ansatz für 2037 wird aber tendenziell eine hohe Konvergenz zwischen Handelsaustauschen und physikalischen Flüssen erreicht. Die physikalischen Flüsse werden im Rahmen der Netzberechnung (s. Kapitel 5) ermittelt und ergeben sich aus den entsprechenden Einspeise- und Nachfragesituationen sowie den elektrischen Eigenschaften des Netzes.

Die Volatilität der Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik bedingt eine Entwicklung, in der sich Zeiträume mit einem Überschuss an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Zeiträume, in denen erneuerbare Energien die Stromnachfrage nicht vollständig decken können, häufig abwechseln. Bei einer hohen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien können Flexibilitäten wie Speicher, Elektrolyseure oder Power-to-Heat-Anlagen den reichlich vorhandenen Strom aufnehmen und so die Integration von erneuerbaren Energien begünstigen. Gleichzeitig werden auch Flexibilitäten im Ausland genutzt, um erneuerbare Energien in das europäische System zu integrieren. Marktgebiete mit entsprechend hohen Wasserkraftspeicherkapazitäten wie Österreich, Schweiz, Norwegen und Schweden speichern eigene Überschüsse sowie Überschüsse aus benachbarten Marktgebieten und unterstützen über eine zeitlich versetzte Ausspeicherung eine kostengünstige Lastdeckung. Auf der anderen Seite bezieht Deutschland immer dann Strom aus dem Ausland, wenn die inländische Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik im Vergleich zur Stromnachfrage gering ist und Strommengen günstig aus benachbarten Marktgebieten importiert werden können.

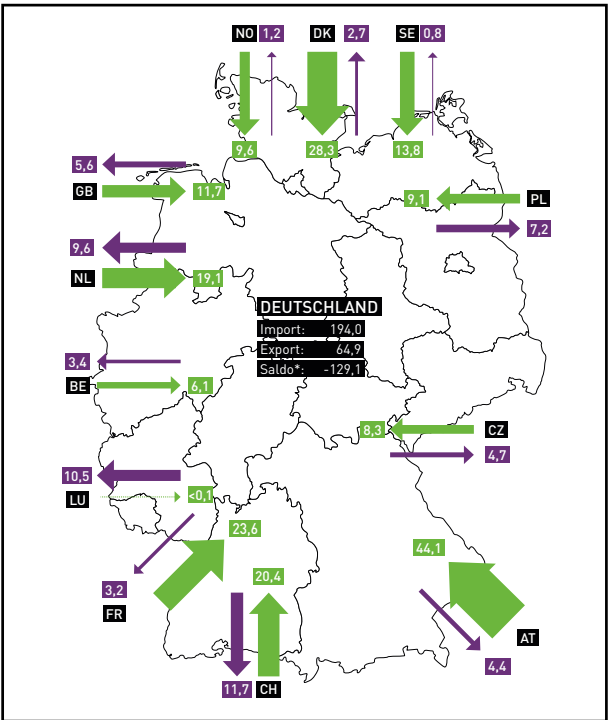
Mit Blick auf die Austauschenergiemengen mit den Anrainerstaaten lässt sich für Deutschland insgesamt ein hoher Nettoimport feststellen, der sich zwischen 2037 und 2045 noch weiter erhöht (s. Abbildung 23). Am stärksten lässt sich dieser Effekt in Szenario C beobachten, das zur Dekarbonisierung maßgeblich eine direkte Elektrifizierung bei geringerer Effizienz unterstellt. In diesem Szenario ist der Stromverbrauch deutlich höher als in den Szenarien A und B und die erneuerbaren Energien können diesen Zuwachs trotz eines stärkeren Ausbaus bilanziell nicht kompensieren. So liegt der Gesamtjahresimport Deutschlands in B 2037 bei rund 152 TWh und der Gesamtjahresexport bei rund 111 TWh (Nettoimport: 41 TWh). In C 2045 liegt der Gesamtjahresimport dagegen bei 219 TWh und der Gesamtjahresexport bei 57 TWh (Nettoimport: 162 TWh).

Abbildung 23: Handelsaustauschenergiemengen der Szenarien

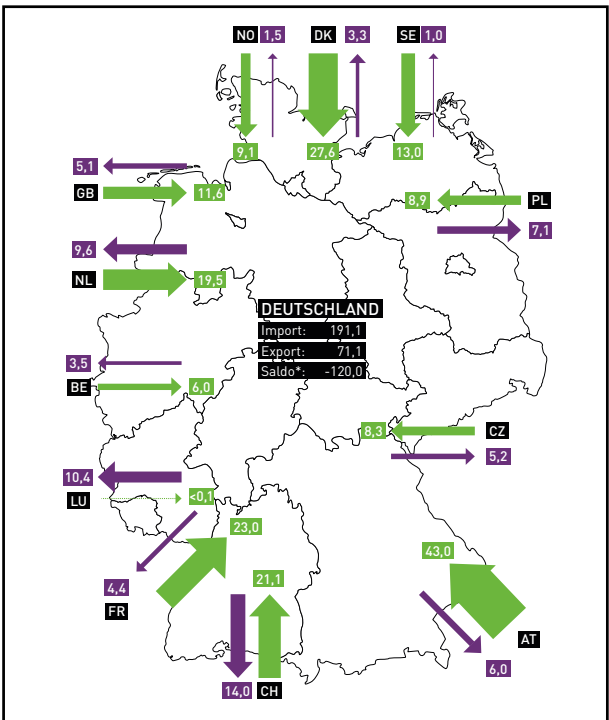
Handelsaustauschenergiemengen B 2037



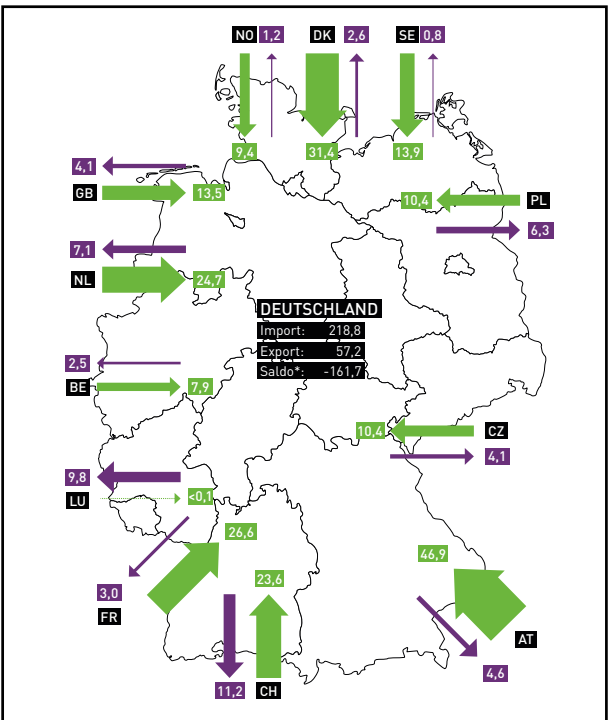
Handelsaustauschenergiemengen A 2045



Handelsaustauschenergiemengen B 2045



Handelsaustauschenergiemengen C 2045



* Bei der Berechnung des Saldos können sich Rundungsabweichungen ergeben.

→ Import in TWh
← Export in TWh

Resultierende Transitflüsse

Aus den Im- und Exporten Deutschlands können sich Transite und damit zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz in Deutschland ergeben. Transite durch ein Land treten auf, wenn an verschiedenen Ländergrenzen gleichzeitig importiert und exportiert wird. Vom jeweiligen Jahresimport und -export an den Ländergrenzen (s. Abbildung 23) lässt sich nur begrenzt auf die Richtung der Energieaustausche schließen. Ein Transit in einer Stunde ist stets als Minimum aus den gesamten Exporten und Importen definiert. Wenn Deutschland innerhalb einer bestimmten Stunde beispielsweise 2 GWh aus Skandinavien importiert und dabei gleichzeitig 5 GWh in die anderen Nachbarländer exportiert, beträgt der Transit durch Deutschland 2 GWh und der Export aus deutscher Erzeugung 3 GWh.

In allen vier Szenarien ist Deutschland das Land in Europa mit sowohl dem Spitzenwert für Transite in einer einzelnen Stunde als auch für den Umfang der Transite über das Jahr summiert. Der hohe Stromaustausch durch Deutschland ist eine Folge der zentralen Lage des deutschen Marktgebietes im europäischen Verbund. Für das Jahr 2037 beträgt die Summe der Transite durch Deutschland 58 TWh. Im Jahr 2045 sinkt die Gesamtmenge der Transite auf 40-51 TWh. Dies kann auf die zunehmenden Kapazitäten und hohen Einspeisungen erneuerbarer Energien zurückgeführt werden. In der Folge ist zu beobachten, dass die Anzahl an Stunden mit geringen oder keinen Preisdifferenzen zwischen den Marktgebieten bis 2045 ansteigt. Dementsprechend sinkt die Anzahl an Stunden mit Transiten. Der Spitzenwert für Transite liegt in den Szenarien für 2045 bei rund 23 GW.

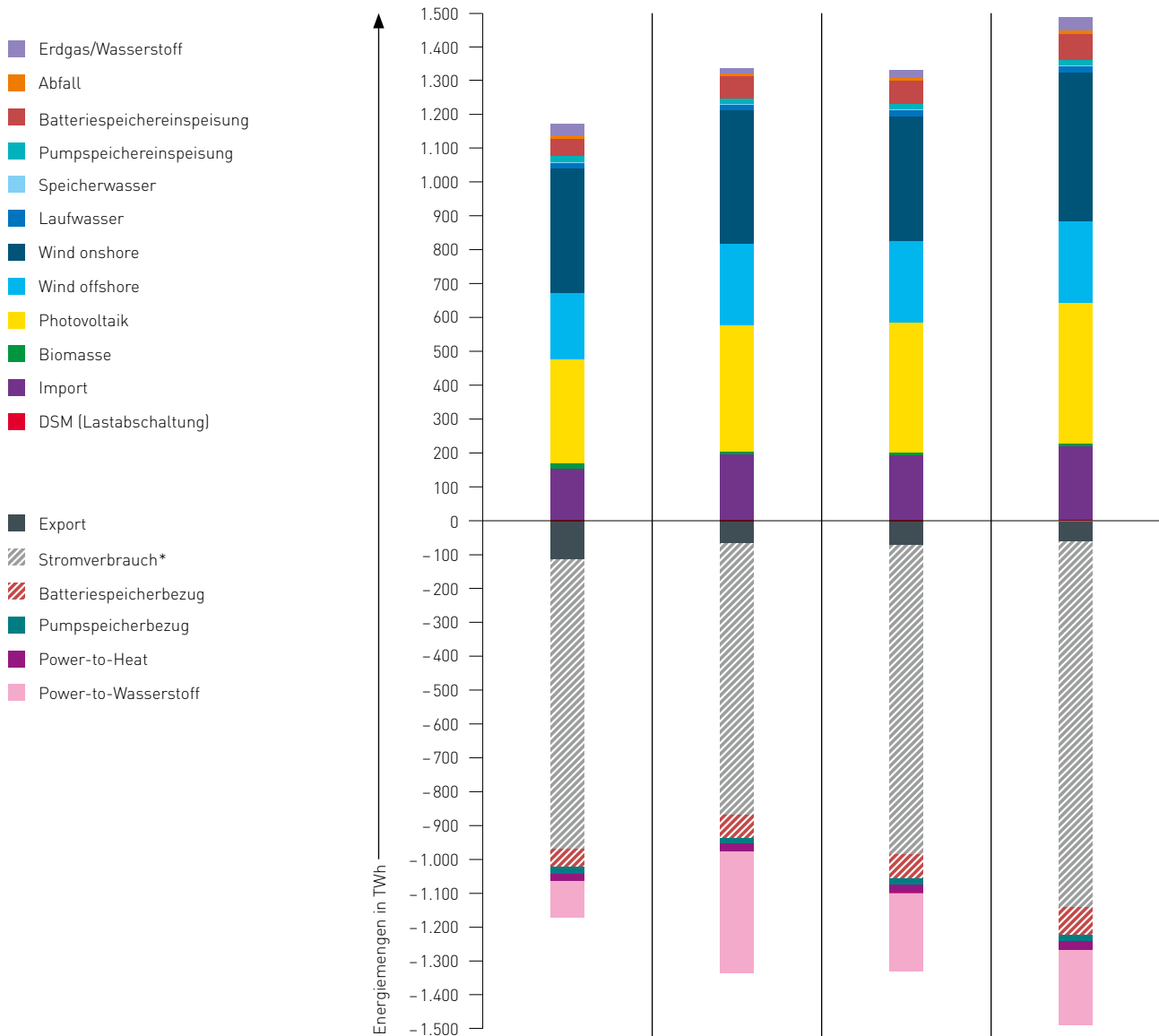
Grundsätzlich können aus der Höhe der bilanziellen Transite nicht unmittelbar Rückschlüsse auf die physikalischen Lastflüsse und damit die in Anspruch genommenen innerdeutschen Leitungskapazitäten gezogen werden. Transite können situationsabhängig die Belastung der Übertragungsnetze erhöhen oder verringern. Zu beachten ist weiterhin, dass die Höhe der Transite im Vergleich zur rein innerdeutschen Übertragungsaufgabe gering ist (s. Kapitel 3.2.3).

3.2.2 Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland

Die Jahresmengen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in Deutschland sowie der Im- und Exporte sind in Abbildung 24 dargestellt. Positive Werte beschreiben die Erzeugung und negative Werte den Verbrauch elektrischer Energie. Hierbei zeigt sich in allen Szenarien die enorme Bedeutung der erneuerbaren Energien für die Deckung des Strombedarfs in Deutschland.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der im Inland erzeugten Strommenge liegt bei etwa 90 %. Davon sind wiederum über 95 % auf die Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik zurückzuführen. Insgesamt nimmt die Einspeisung durch Windenergieanlagen den größten Anteil am Erzeugungsmix ein.

In windschwachen und sonnenarmen Zeiten muss die Residuallast weiterhin über den konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland, Flexibilitätsoptionen sowie Importe gedeckt werden. Der Einsatz von Gaskraftwerken reduziert sich im Szenario B von etwa 34 TWh im Jahr 2037 auf 23 TWh im Jahr 2045. Das Szenario C 2045 weist einen etwas stärkeren Einsatz von Gaskraftwerken auf. Bedingt durch den vergleichsweise hohen Stromverbrauch kommt es in Szenario C zusätzlich zum Einsatz lastnaher Reserven im Jahr 2045.

Abbildung 24: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports im Vergleich


in TWh	B 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Erdgas/Wasserstoff	33,9	13,3	22,7	39,2
Abfall	9,4	8,9	9,1	9,3
Batteriespeichereinspeisung	49,8	65,9	67,8	78,9
Pumpspeichereinspeisung	19,4	15,4	17,0	16,6
Speicherwasser	2,0	2,0	2,0	2,0
Laufwasser	17,3	17,3	17,3	17,3
Wind onshore	365,2	391,8	368,7	439,5
Wind offshore	196,6	242,0	239,2	241,0
Photovoltaik	308,7	375,8	386,8	414,9
Biomasse	13,5	6,0	6,0	6,0
Import	153,5	194,0	191,1	218,8
DSM (Lastabschaltung)	1,0	1,0	1,4	2,1
Export	-112,4	-64,9	-71,1	-57,2
Stromverbrauch*	-854,4	-801,3	-914,8	-1.080,2
Batteriespeicherbezug	-52,3	-69,3	-71,4	-83,07
Pumpspeicherbezug	-21,7	-16,5	-18,5	-18,0
Power-to-Heat	-21,4	-23,5	-23,8	-27,2
Power-to-Wasserstoff	-108,0	-357,9	-229,6	-220,1

* Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie DSM.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Volllaststunden der Erzeugungsanlagen und lastseitige Flexibilitäten in Deutschland

Die Volllaststunden oder auch Vollbenutzungsstunden sind ein Maß für die Ausnutzung der installierten Leistung von Kraftwerken oder anderen Stromerzeugern und Stromverbrauchern. Sie geben an, wie lange eine Einheit pro Jahr theoretisch mit Nennleistung betrieben werden müsste, um die für diese Einheit ermittelte Jahresenergiemenge zu erreichen. Diese Rechengröße dient im Fall der Stromerzeugung dem Vergleich der tatsächlichen Stromerzeugung mit der theoretisch maximal möglichen Stromerzeugung. Wenn zum Beispiel eine Erzeugungseinheit mit 100 MW Nennleistung das gesamte Jahr (8.760 Stunden) mit 50 MW eingespeist hat, ergibt sich rechnerisch ein Wert von 4.380 Volllaststunden. Theoretisch hätte eine solche Erzeugungseinheit bei Betrieb mit Nennleistung diese Jahresenergiemenge schon nach einem halben Jahr erbracht. Die Analyse der Volllaststunden über verschiedene Jahre zeigt somit, wie sich der Einsatz von Stromerzeugern und Stromverbrauchern ändert.

Die Volllaststunden der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien ergeben sich jeweils aus der technologiespezifischen Stromerzeugung dividiert durch die installierte Leistung und sind in Abbildung 25 dargestellt.

Bei den konventionellen Kraftwerken erreichen im Jahr 2045 nur Abfallkraftwerke Volllaststunden von mehr als 4.000 Stunden. Ihre Auslastung orientiert sich jedoch nur untertätig an den am Strommarkt zu erzielenden Erlösen, sodass die Volllaststundenzahl die Vorgaben in Bezug auf die zu verwertenden Abfallmengen widerspiegelt. Der Einsatz von Gaskraftwerken unterscheidet sich zwischen den Szenarien, jedoch wird in keinem Szenario eine Volllaststundenzahl von 1.000 h / a deutlich überschritten. Es zeigt sich, dass der Einsatz der Gaskraftwerke nur in Situationen mit einem geringen Dargebot erneuerbarer Energien erfolgt. Ein Mindesteinsatz, etwa bedingt durch wärmeseitige Einsatzrestriktionen, erfolgt nicht.

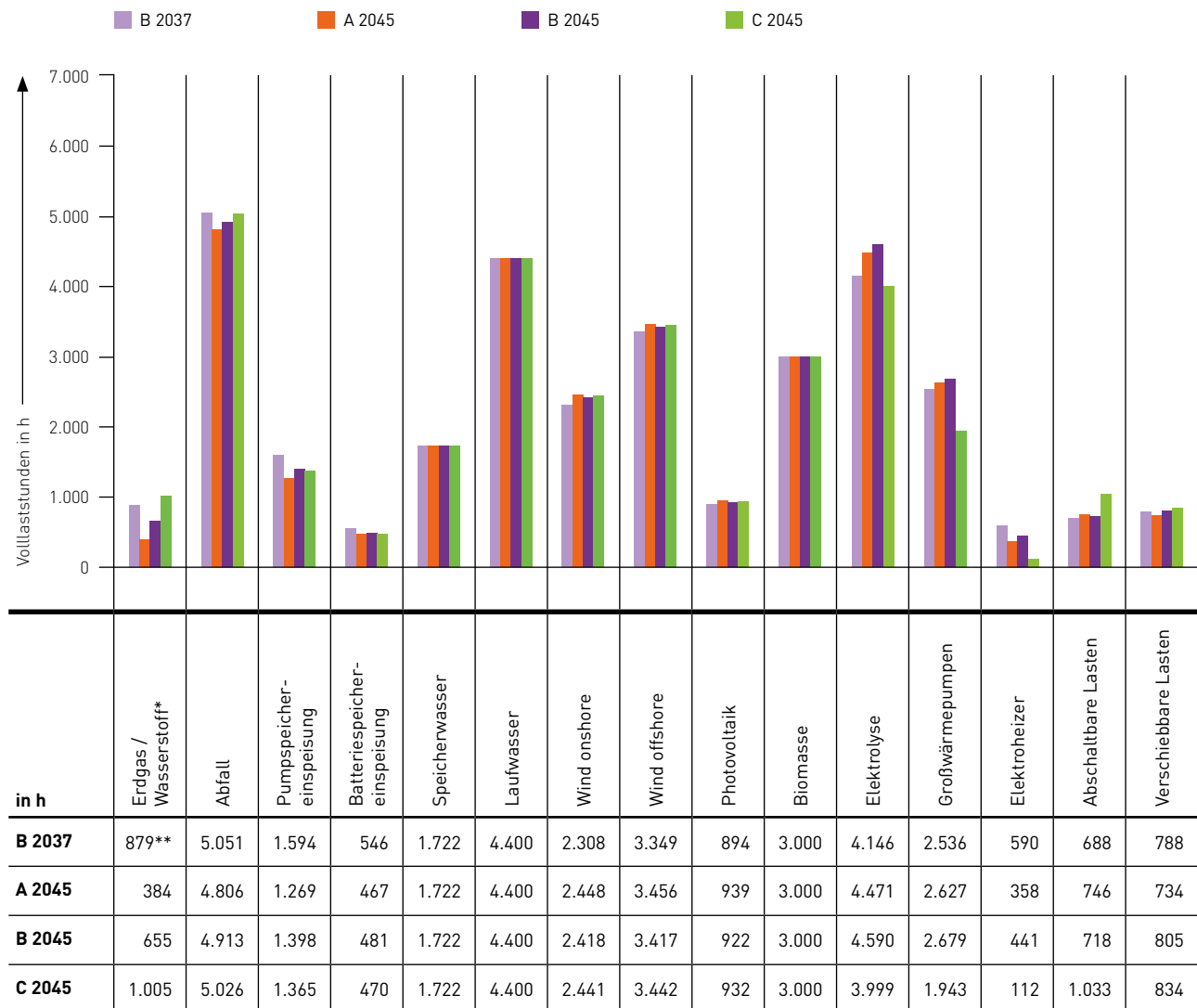
Windenergie- und PV-Anlagen weisen nur geringe Unterschiede in den Volllaststunden zwischen den Szenarien auf. Die Unterschiede sind auf die Regionalisierung und unterschiedliche Mengen an Stromerzeugung, die nicht in das System integriert werden können, zurückzuführen. Die Volllaststunden von Windenergieanlagen auf See weisen minimale Unterschiede zwischen den Szenarien auf. Gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens vom 08.07.2022 sowie dem Flächenentwicklungsplan 2023 vom 20.01.2023 fallen die unterstellten Volllaststunden im Vergleich zum letzten NEP 2035 (2021) allerdings deutlich geringer aus. Dies ist bedingt durch die höhere Leistungsdichte der Offshore-Windparks.

Die unterschiedliche Volllaststundenzahl bei Batterie- und Pumpspeichern ist auf die unterschiedliche Höhe der leistungsbezogenen Speicherkapazität zurückzuführen. Die Preisverläufe weisen durch die zunehmende Erzeugung aus erneuerbaren Energien häufig längere Perioden mit sehr geringen Preisen auf. Vor allem im Sommer wird bedingt durch die Photovoltaik in der Regel nur maximal ein Speicherzyklus am Tag vollzogen. Dementsprechend ist die größere Speicherkapazität von Pumpspeichern, die eine volle Ausspeicherung über mehrere Stunden ermöglicht, mit ursächlich für eine im Vergleich höhere Volllaststundenzahl.

Die Volllaststunden von flexiblen Verbrauchern sind ebenfalls in Abbildung 25 dargestellt. Die Werte ergeben sich analog aus dem Stromverbrauch dividiert durch die installierte elektrische Leistung.

Abschaltbare Lasten werden im Szenario C 2045 mit etwas über 1.000 h/a am häufigsten eingesetzt. Der Stromverbrauch und das entsprechende Preisniveau sind in diesem Szenario am höchsten. In den Szenarien A und B sind die Volllaststunden im Bereich von 680 bis 750 h/a für abschaltbare Lasten auf ähnlichem Niveau. Bei den verschiebbaren Lasten sind nur geringfügige Unterschiede zwischen den Szenarien erkennbar. Die Volllaststunden bewegen sich im Bereich von 730 bis 850 h/a.

Die Technologien Elektrolyseure, Großwärmepumpen und Elektroheizer werden in den Szenarien A und B im Vergleich zu C häufiger eingesetzt. Ursächlich hierfür ist ebenso der hohe Stromverbrauch in Szenario C, der durch den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht in gleichem Maße kompensiert wird, sodass das Preisniveau entsprechend höher ist. Folglich treten in den Szenarien A und B häufiger Situationen mit Strompreisen auf, die den Einsatz der genannten Technologien wirtschaftlich erscheinen lassen.

Abbildung 25: Vergleich der gemittelten Volllaststunden in Deutschland je Szenario


* enthält nicht den Einsatz lastnaher Reserven

** enthält den Einsatz von kleinen KWK-Anlagen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Batteriespeicher

Der Einsatz der Groß- und Kleinbatteriespeicher in der Strommarktsimulation erfolgt stets kostenminimierend unter Berücksichtigung der jeweiligen Angebots- und Nachfragesituation. Die Batteriespeicher werden damit weitestgehend analog zu Pumpspeicherkraftwerken modelliert, wobei Batteriespeicher im Vergleich ein deutlich kleineres Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung aufweisen. Natürliche Zuflüsse entfallen bei Batteriespeichern.

Bei einer Analyse der Einsatzstunden zeigt sich vor allem im Sommer ein recht homogenes Bild. Bedingt durch die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen und den daraus resultierenden Preisen erfolgt meist eine Einspeicherung tagsüber und eine Ausspeicherung vor allem in den späten Abendstunden. In den Wintermonaten verschiebt sich die Ausspeicherung in die frühen Abendstunden, während eine Einspeicherung neben den Mittagsstunden häufig nachts erfolgt. Dies ist auf die geringeren Stromverbräuche nachts und den im Winterhalbjahr zunehmenden Einfluss der Windenergie zurückzuführen. Dieses jahres- und tageszeitspezifische Verhalten deckt sich mit dem der Pumpspeicherkraftwerke. Der Einsatz der Batteriespeicher ist aufgrund ihrer geringeren leistungsbezogenen Speicherkapazität jedoch stärker auf einzelne Stunden fokussiert oder es wird nicht die maximale Leistung abgerufen. Pumpspeicherkraftwerke hingegen können ihre maximale Ein- und Ausspeicherung über längere Zeiträume aufrechterhalten. Zwischen den Szenarien gibt es nur geringe Unterschiede im Einsatzverhalten und bei den Volllaststunden der Batteriespeicher. Die Abbildung 26 und 27 zeigen den Einsatz von Batterie- bzw. Pumpspeichern.

Abbildung 26: Einsatz last- und erzeugungsseitiger Flexibilität – Batteriespeicher

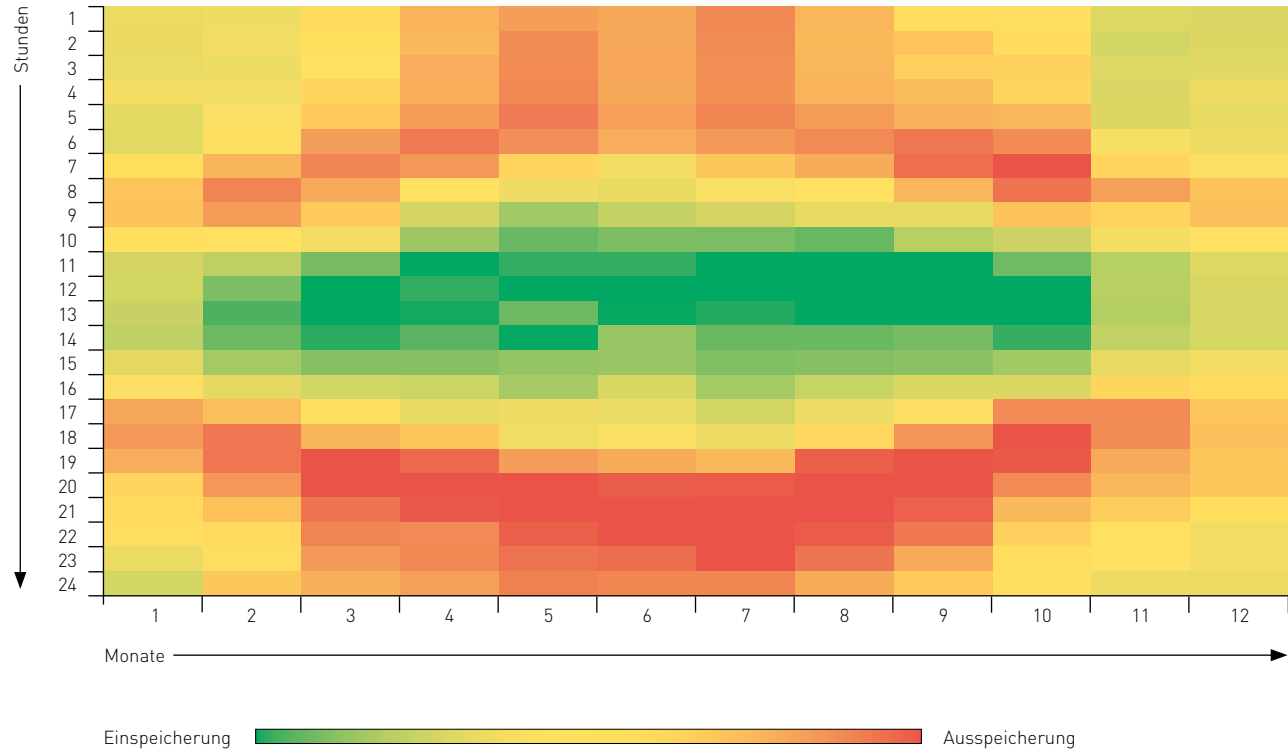
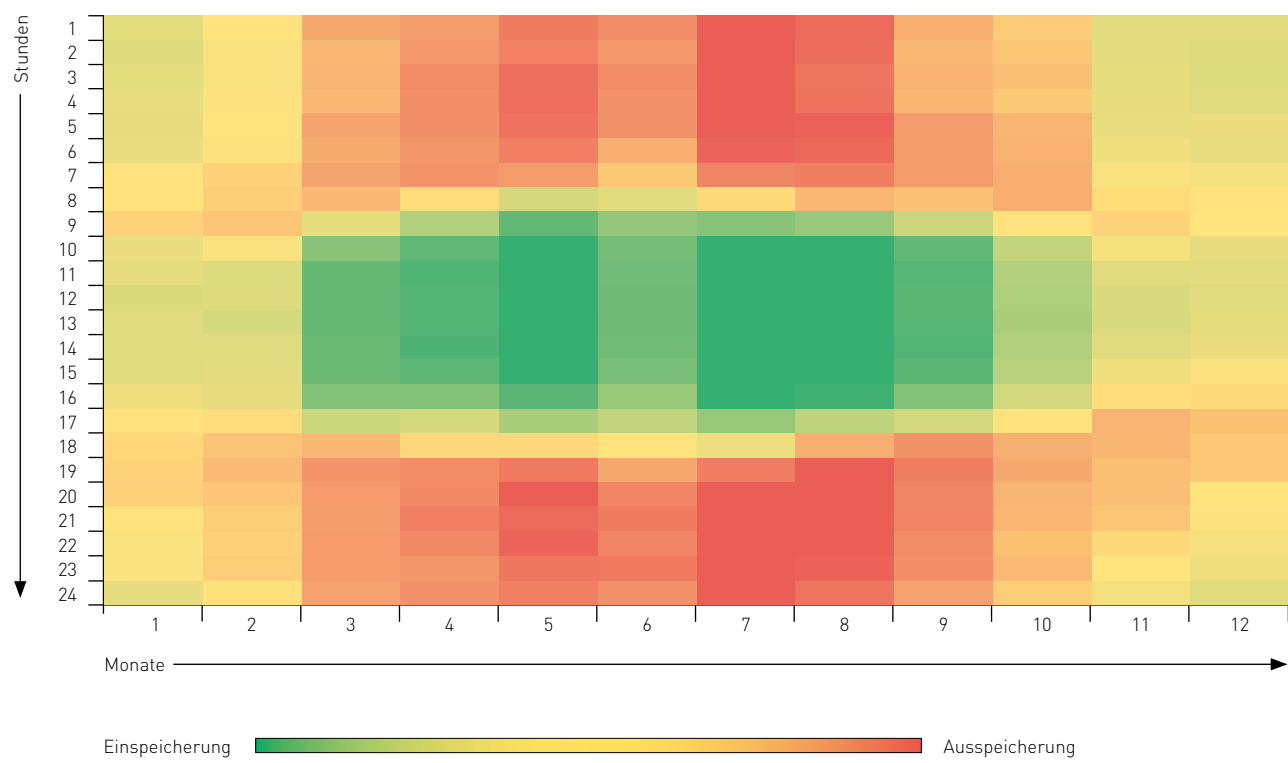


Abbildung 27: Einsatz last- und erzeugungsseitiger Flexibilität – Pumpspeicher



Elektrolyse

Über die inländische Wasserelektrolyse kann in den Szenarien ein signifikanter Teil des Wasserstoffbedarfs in Deutschland gedeckt werden. Die produzierte Menge an Wasserstoff je Szenario ergibt sich dabei aus den Elektrolysekapazitäten, dem angenommenen Wirkungsgrad und dem strommarktorientierten Einsatz der Elektrolyseure. Sie liegt in den vorliegenden Berechnungen in B 2037 bei 76 TWh und im Jahr 2045 im Bereich von 154 TWh bis maximal 250 TWh. Tabelle 10 stellt die resultierenden Energiemengen für B 2037 und A/B/C 2045 gegenüber. Dargestellt ist jeweils die Menge des erzeugten Wasserstoffs sowie der Bedarf an Wasserstoff zur Stromerzeugung unter der Annahme, dass in Gaskraftwerken ausschließlich Wasserstoff verfeuert wird.

Tabelle 10: Wasserstoffproduktion und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung in den Szenarien

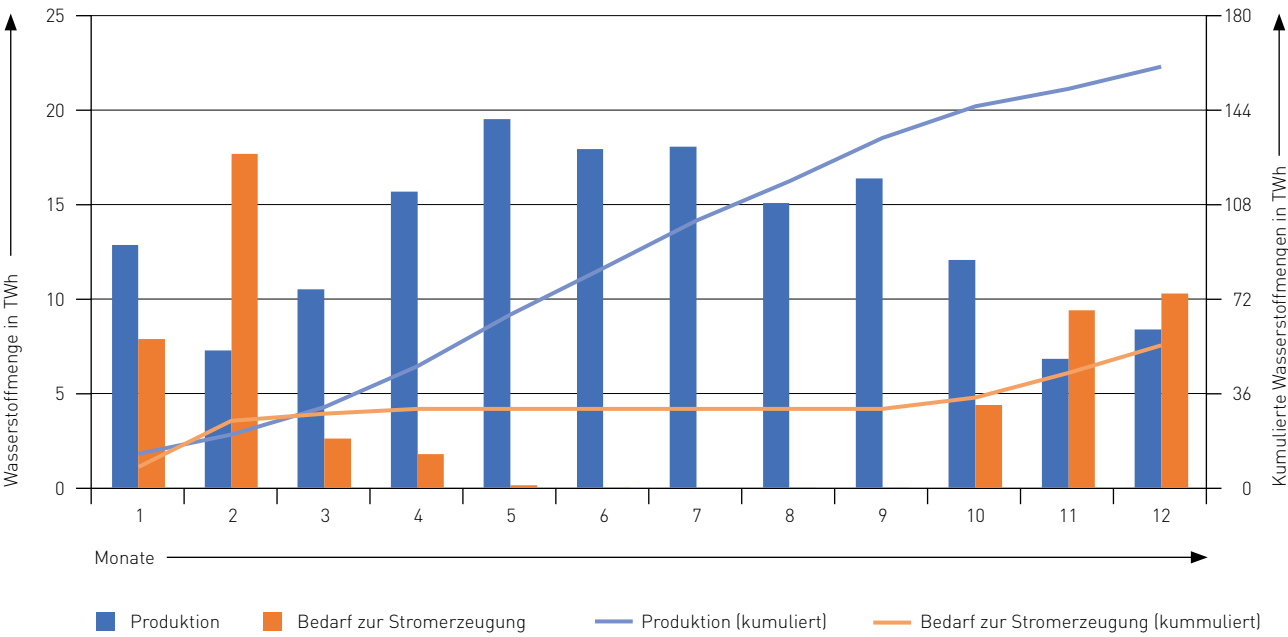
in TWh/Mrd. m ³	Wasserstoffproduktion	Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung
B 2037	75,6/21,4	≤ 81,9/≤ 23,1
A 2045	250,5/70,8	31,7/9,0
B 2045	160,7/45,4	54,2/15,3
C 2045	154,1/53,4	94,6/26,7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Es zeigt sich, dass der Bedarf an Wasserstoff in Gaskraftwerken im Jahr 2045 bilanziell vollständig durch Wasserstoff aus heimischer Elektrolyse bereitgestellt werden kann. Insbesondere in Szenario A wird im Vergleich deutlich mehr erzeugt als im Stromsektor notwendig ist. Mit Blick auf den Bedarf in anderen Sektoren ist Deutschland jedoch trotz hoher Eigenerzeugung weiterhin auf Importe von Wasserstoff angewiesen. Die Bundesnetzagentur sieht in der Genehmigung des Szenariorahmens vor, dass etwa die Hälfte des Wasserstoffbedarfes durch inländische Erzeugung gedeckt wird. In den Marktsimulationen ergeben sich höhere Volllaststunden als in der Genehmigung vorgesehen, was im Umkehrschluss zu einer geringeren Importquote führt.

In Folge der strommarktorientierten Einsatzweise der Elektrolyseure ist im Jahresverlauf eine deutliche Saisonalität erkennbar (s. Abbildung 28). Die größten Mengen an Wasserstoff werden im Sommerhalbjahr zwischen April und September erzeugt. Darüber hinaus treten im zugrundeliegenden Wetterjahr auch im Januar windreiche Zeiträume auf, in denen eine Produktion von Wasserstoff wirtschaftlich ist. Der Bedarf an Wasserstoff zur Stromerzeugung zeigt dabei insgesamt einen gegenläufigen Trend zur Wasserstoffproduktion. Während in den Sommermonaten in Szenario B 2045 beispielsweise nahezu keine Stromerzeugung aus Gaskraftwerken notwendig ist, übersteigt der Wasserstoffbedarf der Kraftwerke die Wasserstoffproduktion in den Wintermonaten teils deutlich. In dieser Zeit ist folglich auf den im Sommerhalbjahr gespeicherten Wasserstoff oder auf Importe zurückzugreifen. Dies setzt eine entsprechende Transport- und Speicherinfrastruktur für Wasserstoff voraus.

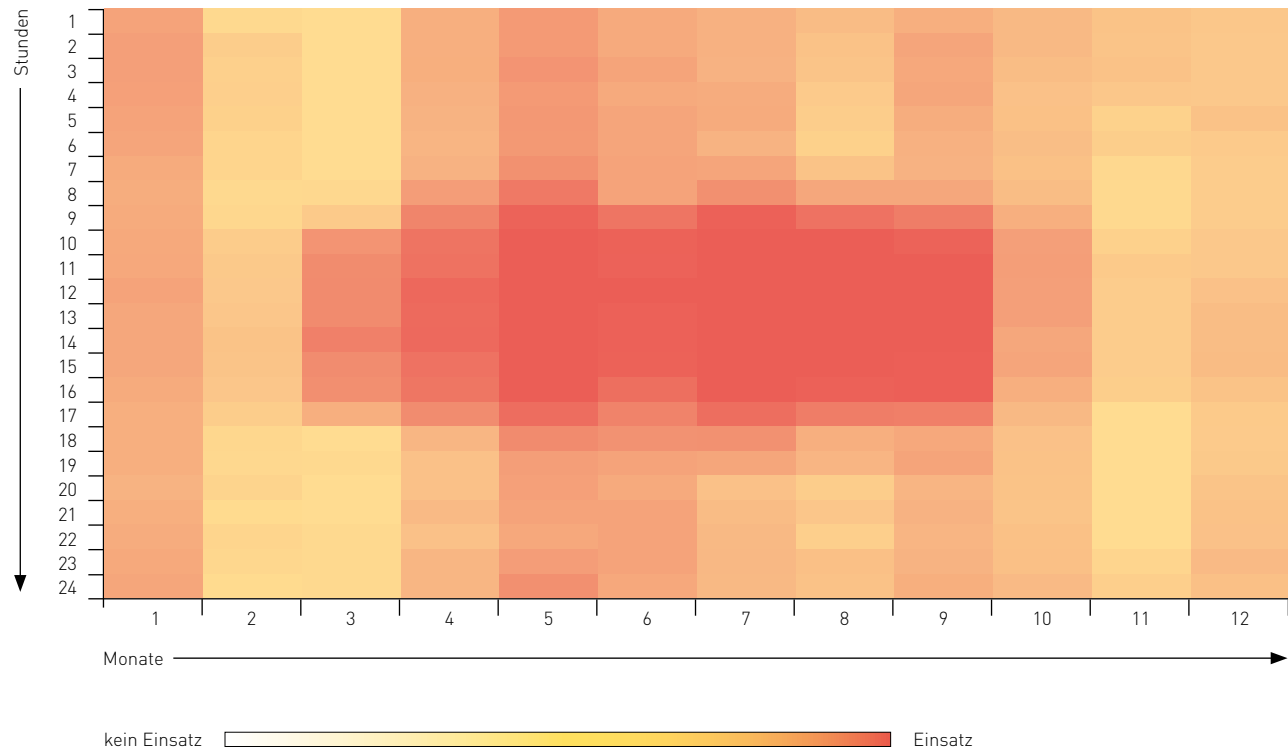
Abbildung 28: Monatliche Wasserstoffproduktion und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung in B 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bei der Analyse des untertägigen Einsatzes von Elektrolyseuren fällt auf, dass diese insbesondere in den Mittagsstunden des Sommerhalbjahres zugeschaltet werden, um von niedrigen Strompreisen und dem hohen Angebot erneuerbarer Energien zu profitieren. Dazu sind in Abbildung 29 horizontal die Kalendermonate dargestellt und vertikal die Tagesstunden.

Abbildung 29: Einsatz last- und erzeugungsseitiger Flexibilität – Elektrolyse

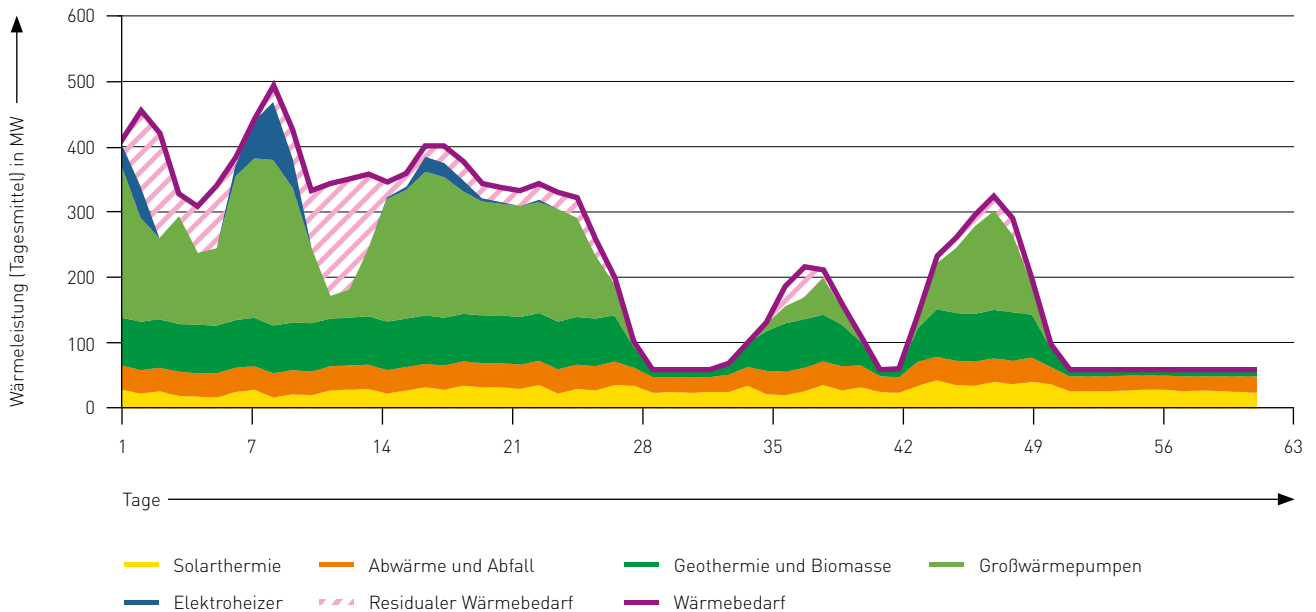


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Fernwärme

Wie in Kapitel 2.4.4. beschrieben, werden für jedes Fernwärmenetz zunächst Wärmebedarfsprofile und die stündliche Restwärmenachfrage unter Berücksichtigung der angebotsorientierten Wärmerzeugung hergeleitet. Im Rahmen der Strommarktsimulation wird anschließend die Bereitstellung von Wärme durch Großwärmepumpen und Elektroheizern kostenbasiert bestimmt. In Abbildung 30 ist exemplarisch dargestellt, wie der Betrieb von Großwärmepumpen gegenüber Elektroheizern vorrangig erfolgt.

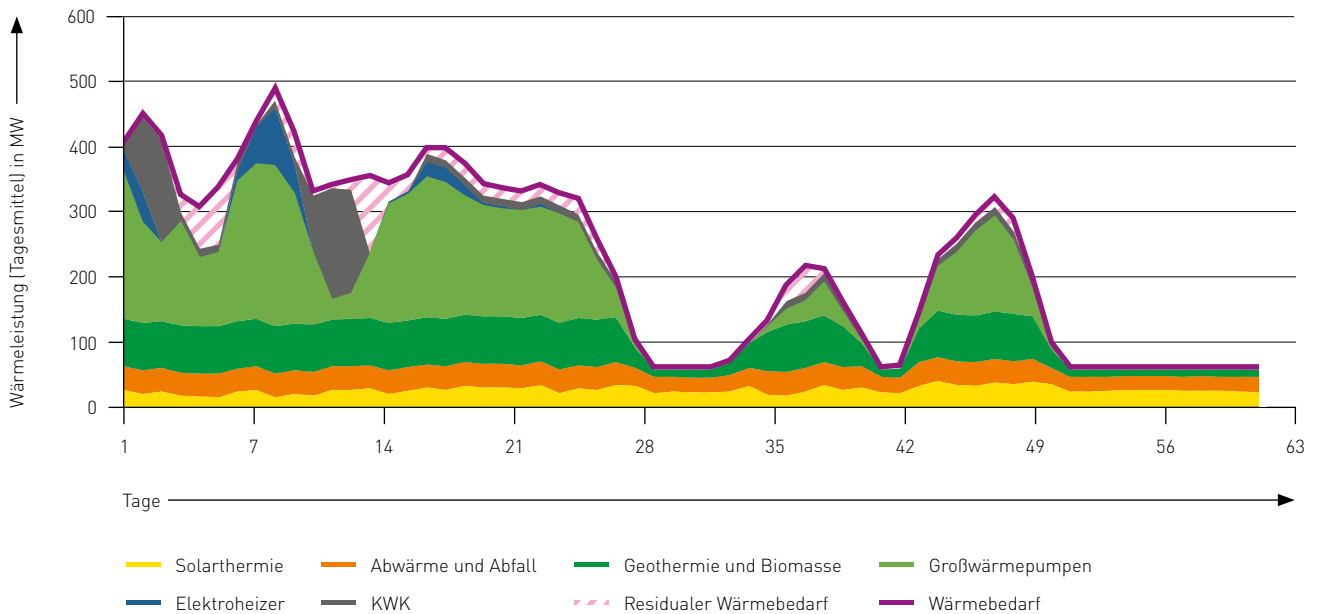
Abbildung 30: Exemplarische Wärmebedarfskurve eines Fernwärmenetzes mit zusätzlicher Wärmebereitstellung durch Großwärmepumpen und Elektroheizern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der verbleibende Wärmebedarf wird in den Szenarien durch den Einsatz von KWK-Anlagen, durch Heizkessel oder aus Wärmespeichern gedeckt. Für das exemplarische Fernwärmenetz ist in der folgenden Abbildung 31 zusätzlich die Wärmeproduktion von KWK-Anlagen dargestellt. Der Einsatz von KWK-Anlagen erfolgt gemäß den Vorgaben der Genehmigung des Szenariorahmens vollständig strommarktorientiert. Restriktionen aus den Fernwärmenetzen werden nicht berücksichtigt. Es wird kein Mindesteinsatz unterstellt, wenn eine Restwärmenachfrage besteht. Ebenso ist eine Stromerzeugung auch in Zeiten möglich, in denen kein Wärmebedarf in einem Fernwärmenetz besteht. Verbleibt nach dem Einsatz der KWK-Anlagen ein Wärmebedarf ist dieser pauschal durch Heizkessel oder Wärmespeicher zu decken.

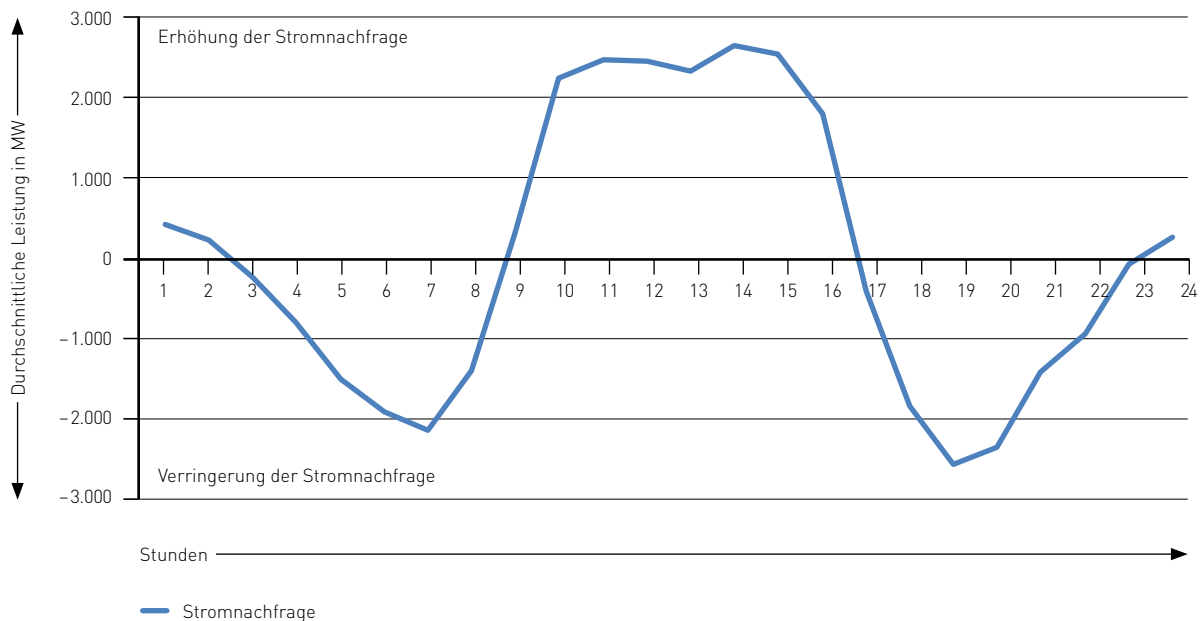
Abbildung 31: Exemplarische Wärmebedarfskurve eines Fernwärmenetzes mit zusätzlicher Wärmebereitstellung durch Großwärmepumpen, Elektroheizer und KWK-Anlagen



Die resultierenden Volllaststunden für Großwärmepumpen und Elektroheizer sind in Abbildung 25 dargestellt. Die auffällige Reduktion der Volllaststunden in Szenario C 2045 ist bedingt durch eine höhere installierte Leistung von Großwärmepumpen und höhere Strompreise, die den Einsatz von Großwärmepumpen und Elektroheizer trotz eines größeren Wärmebedarfs in der Modellierung reduziert erscheinen lassen.

Demand Side Management

Eine weitere Flexibilisierung des Stromverbrauchs in der Industrie und dem GHD-Sektor wird über sogenanntes Demand Side Management abgebildet. Dabei wird zwischen verschiebbaren und abschaltbaren Lasten unterschieden (s. Kapitel 3.1). Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen, dass verschiebbare Lasten insgesamt einen deutlichen Beitrag zur Flexibilisierung leisten. In den betrachteten Szenarien wird beispielsweise eine Energiemenge in Höhe von etwa 8,3 TWh in C 2045 verschoben. Der Einsatz der verschiebbaren Lasten weist keine jahreszeitlichen Schwerpunkte auf, jedoch analog zu anderen Flexibilitäten ein ausgeprägtes tageszeitliches Profil (s. Abbildung 32). Die Reduktion des Stromverbrauchs erfolgt hauptsächlich in den frühen Morgenstunden und den Abendstunden. Eine Erhöhung des Stromverbrauchs tritt maßgeblich in den Mittagsstunden und teilweise in den Nachtstunden auf. Die abschaltbaren Lasten leisten ebenfalls einen Beitrag zur Flexibilisierung, sodass in den betrachteten Szenarien der Gesamtstromverbrauch um etwa 1,0 TWh (B 2037) bis 2,1 TWh (C 2045) reduziert wird.

Abbildung 32: Durchschnittlicher Tagesverlauf von verschiebbarem DSM im Szenario C 2045


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Überschüssige Stromerzeugung von EE-Anlagen in Deutschland

Überschüssige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tritt dann auf, wenn das gesamte Angebot erneuerbarer Energien größer ist als die inländische Stromnachfrage und die verbleibende Strommenge auch nicht exportiert oder gespeichert werden kann. Diese Größe ergibt sich aus einer marktseitigen Betrachtung. Innerdeutsche Netzrestriktionen, welche die Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien möglicherweise verhindern, spielen bei der Ermittlung dieses Überschusses keine Rolle.

Ein solcher Überschuss ergibt sich in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem insbesondere in Zeiten von hoher EE-Stromerzeugung. Sofern der Stromverbrauch von flexiblen Verbrauchern und Speichern oder der Stromexport nicht weiter erhöht werden kann, wird die Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Marktmodell gesenkt. Daraus folgt auch, dass ein Zuwachs an lastseitiger Flexibilität, von Speichern oder auch eine Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks stets zu einer Reduzierung dieser Überschussmengen beiträgt.

In den vorliegenden Szenarien ist die höchste marktseitige Einsenkung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in B 2037 erforderlich. Bis 2045 können die erneuerbaren Energien infolge zusätzlicher lastseitiger Flexibilität und einem weiteren Ausbau von Speicherkapazitäten besser integriert werden. Mit einem Überschuss von rund 2,5% der potenziellen EE-Stromerzeugung weist A 2045 den kleinsten Wert auf. Die höchste Menge an Stromüberschüssen für das Jahr 2045 zeigt Szenario B mit rund 3,9% der EE-Stromerzeugung. Die im Vergleich geringere Einsenkung in A 2045 ist etwa auf eine höhere installierte Leistung von zuschaltbaren Lasten wie Elektrolyseure zurückzuführen. In der Folge können erneuerbare Energien besser integriert und vermehrt Wasserstoff produziert werden. Das Szenario C ordnet sich hinsichtlich der eingesenkten EE-Stromerzeugung zwischen A und B ein. Die Überschüsse der erneuerbaren Erzeugung sind in Tabelle 11 dargestellt.

Tabelle 11: Überschüssige EE-Erzeugung je Szenario

	B 2037	A 2045	B 2045	C 2045
EE-Stromerzeugung in TWh	911	1.042	1.028	1.128
Überschüssige EE-Stromerzeugung in TWh	56,0	26,5	41,2	35,2
Anteil der überschüssigen EE-Stromerzeugung am Potenzial in %	5,8	2,5	3,9	3,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Lastnahe Reserven

Lastnahe Reserven werden modellseitig eingesetzt, wenn zur Deckung der Stromnachfrage keine anderen Stromerzeuger oder Flexibilitätsoptionen mehr zur Verfügung stehen (s. Kapitel 2.6). Die Parametrierung von lastnahen Reserven ist in allen Marktgebieten identisch, sodass hieraus keine Anreize für zusätzliche Exporte oder Importe entstehen. Die Ergebnisse zeigen, dass in A 2045 und B 2045 kein Einsatz von lastnahen Reserven in Deutschland erforderlich ist. Der Einsatz der lastnahen Reserven in B 2037 beträgt 0,15 TWh. Der höchste Einsatz zeigt sich mit etwa 4,5 TWh in C 2045. Dies entspricht etwas mehr als 0,3% des Bruttostromverbrauchs.

Dies bedeutet, dass in den Szenarien B 2037 und C 2045 ohne die modellierten lastnahen Reserven nicht ausreichend Erzeugungskapazität vorhanden ist, um die Last jederzeit decken zu können, siehe § 12b Abs. 2 S. 2. EnWG. Zur netzseitigen Bewältigung dieser Problematik haben die vier ÜNB sogenannte lastnahe Reserven modelliert (s. Kapitel 2.6). Es handelt sich ausdrücklich nicht um ein Ergebnis einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheitsbewertung. Daher ist eine belastbare Aussage der zusätzlich benötigten Kraftwerkskapazität nicht möglich und auch nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans. Analysen der Versorgungssicherheit erfolgen im Rahmen des nationalen Monitoringberichts zur Versorgungssicherheit der BNetzA nach §§ 51 Abs. 3, 63 Abs. 2 Nr. 2 EnWG und auf europäischer Ebene im Rahmen des ERAA.

Kennzahlen ausgewählter Situationen

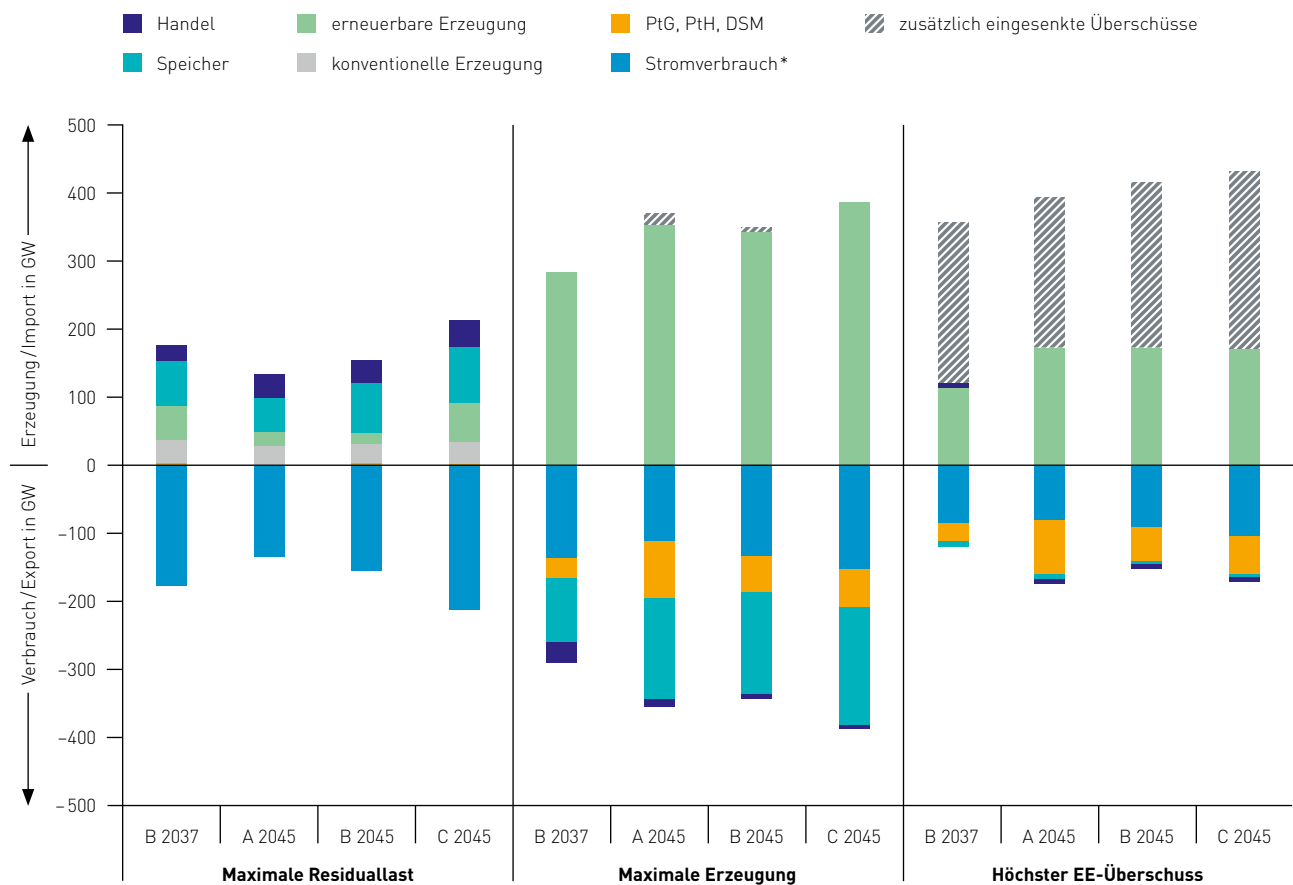
Abbildung 33 und Tabelle 12 zeigen Stromerzeugung und -verbrauch für ausgewählte Stunden der vorliegenden Szenarien. Die Darstellung enthält für jedes Szenario jeweils die Stunde mit der höchsten Residuallast, die Stunde mit der höchsten Stromerzeugung und die Stunde mit dem höchsten Überschuss erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland. Die Stunden finden sich beim Vergleich der Szenarien in der Regel in ähnlichen Zeiträumen wieder. Eine Ausnahme bildet die maximale Residuallast, bei der sich ein etwas uneinheitliches Bild zeigt (Februar, Oktober, Dezember).

Die Stunde der höchsten Residuallast ist szenarienübergreifend durch einen hohen Stromverbrauch, eine relative hohe Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken sowie durch Stromimporte aus benachbarten Marktgebieten gekennzeichnet. Batterie- und Pumpspeicher liefern den größten Beitrag zur Kompensation der verhältnismäßig geringen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Ein Einsatz von lastnahen Reserven ist in keiner der dargestellten Stunden erforderlich. In allen Szenarien mit Ausnahme von A 2045 sind die Marktpreise so hoch, dass zum Zeitpunkt der höchsten Residuallast die Möglichkeit zur Abschaltung beziehungsweise Verschiebung des Stromverbrauchs (DSM) genutzt wird.

Die Situation der maximalen Stromerzeugung ist vor allem durch eine sehr hohe Stromerzeugung aus Photovoltaik und eine sehr hohe Einspeicherung in Batterie- und Pumpspeicher gekennzeichnet. Die konventionelle Stromerzeugung liegt nahe null und die Stromerzeugung aus Windenergie auf verhältnismäßig geringem Niveau. Während in B 2037 in dieser Situation noch verhältnismäßig hohe Exporte auftreten, fallen diese in 2045 geringer aus. Zusammen mit der Einsenkung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in A 2045 und B 2045 zeigt dies, dass in diesen Stunden im Jahr 2045 auch in den benachbarten Marktgebieten verstärkt Überschüsse auftreten. Der Einsatz flexibler Verbraucher, wie Elektrolyseure, erreicht in diesen Stunden Spitzenwerte, da Strompreise entsprechend günstig sind. In absoluten Werten liegt der Einsatz flexibler Verbraucher 2045 höher als 2037. Auch der übrige Stromverbrauch erreicht hohe Werte, da sich Flexibilitäten auf Haushaltsebene entsprechend der Angebots- und Nachfragesituation ausrichten.

In der Stunde des höchsten Überschusses an Stromerzeugung erneuerbarer Energien werden in allen Szenarien deutlich über 200 GW an Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik eingesenkt. Flexible Verbraucher werden weitestmöglich eingesetzt, wobei aufgrund der höheren Temperaturen keine Nachfrage seitens Power-to-Heat-Anlagen besteht. Batterie- und Pumpspeicher sind zu großen Teilen bereits vollgeladen beziehungsweise vollständig gefüllt. Der Handel mit benachbarten Marktgebieten bewegt sich auf geringem Niveau, da dort ebenfalls deutliche Überschüsse auftreten. In B 2037 wird sogar ein geringer Import beobachtet. Im Zuge der Flow-Based-Modellierung können durch die Verschiebung von überschüssigen Strommengen zwischen Marktgebieten unter gewissen Voraussetzungen Interkonnectoren entlastet und zusätzliche Handelskapazitäten zu anderen Marktgebieten geschaffen werden, wo Stromerzeugung mit höheren Grenzkosten verdrängt werden kann.

Abbildung 33: Erzeugung, Verbrauch und Handel in ausgewählten Situationen



* Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie DSM.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Kennzahlen ausgewählter Situationen

in GW	B 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Maximale Residuallast	125,7	113,0	137,6	154,3
Zeitpunkt	Februar, nachmittags	Dezember, morgens	Oktober, morgens	Februar, nachmittags
Konventionelle Erzeugung	35,7	26,7	29,0	33,1
Erneuerbare Erzeugung	48,5	20,5	14,7	56,0
davon Photovoltaik	10,2	0,0	5,4	13,2
davon Wind onshore	10,6	4,3	2,2	12,8
davon Wind offshore	19,8	11,1	2,3	26,2
zusätzlich eingesenkte Überschüsse	0,0	0,0	0,0	0,0
Speicher	67,2	51,5	74,9	82,8
Handel	22,8	34,8	33,6	38,4
PtG, PtH, DSM	1,9	0,0	1,9	1,4
Stromverbrauch*	-176,2	-133,5	-154,2	-211,7
Maximale Erzeugung	289,6	353,1	341,4	386,3
Zeitpunkt	Mai, vormittags	Mai, vormittags	Mai, vormittags	Mai, vormittags
Konventionelle Erzeugung	0,4	0,3	0,2	0,4
Erneuerbare Erzeugung	289,3	352,8	341,2	386,0
davon Photovoltaik	226,0	280,1	285,1	319,0
davon Wind onshore	24,3	25,1	35,3	39,2
davon Wind offshore	36,4	45,5	18,8	25,5
zusätzlich eingesenkte Überschüsse	0,0	16,3	7,4	0,0
Speicher	-94,1	-149,8	-150,0	-174,4
Handel	-30,6	-10,5	-6,7	-5,5
PtG, PtH, DSM	-29,3	-82,4	-52,7	-56,1
Stromverbrauch*	-135,7	-110,4	-132,1	-150,3
Höchster EE-Überschuss	-240,0	-233,1	-253,7	-272,5
Zeitpunkt	Juni, vormittags	Juni, vormittags	Juni, vormittags	Juni, vormittags
Konventionelle Erzeugung	0,4	0,4	0,4	0,4
Erneuerbare Erzeugung	113,3	172,4	150,7	169,7
davon Photovoltaik	67,4	106,8	93,0	106,7
davon Wind onshore	27,7	38,6	33,6	38,6
davon Wind offshore	15,6	24,3	21,2	21,8
zusätzlich eingesenkte Überschüsse	236,3	219,9	241,8	260,7
Speicher	-10,1	-7,2	-5,8	-5,8
Handel	6,1	-6,5	-6,5	-6,5
PtG, PtH, DSM	-26,1	-80,0	-50,0	-55,0
Stromverbrauch*	-83,5	-79,1	-88,8	-102,8

* Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie DSM.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.2.3 Energiebilanzen je Bundesland

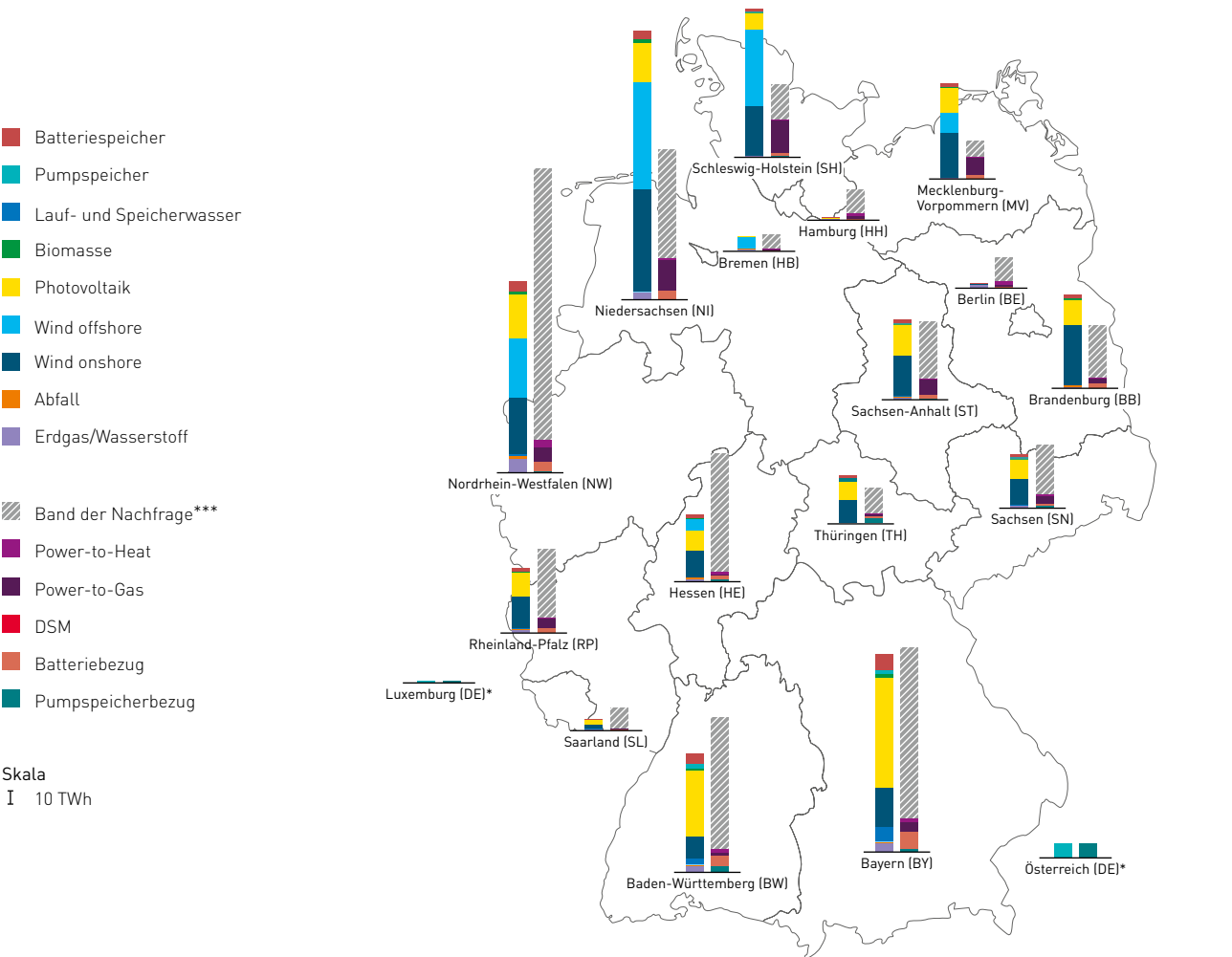
Die Abbildungen 34 bis 37 stellen für jedes Bundesland und jedes Szenario jeweils Stromerzeugung und -verbrauch gegenüber. Power-to-X-Anwendungen als flexible Verbraucher sind hierbei separat ausgewiesen. In der Darstellung nicht enthalten sind marktseitig eingesenkte Energiemengen.

Die Auswertung zeigt eine heterogene Erzeugungsstruktur innerhalb Deutschlands. In der Strommengenbetrachtung weisen südliche Bundesländer tendenziell ein leichtes Erzeugungsdefizit und westliche Bundesländer, insbesondere Nordrhein-Westfalen ein hohes Erzeugungsdefizit auf. Nördliche und östliche Bundesländer haben hingegen Erzeugungsüberschüsse. Beispielsweise beläuft sich der Erzeugungsüberschuss von Niedersachsen und Schleswig-Holstein in B 2037 summiert auf 135 TWh. Dem gegenüber steht ein Erzeugungsdefizit in Nordrhein-Westfalen, Hessen und Rheinland-Pfalz von summiert vergleichbarer Größenordnung.

Insgesamt zeigt sich eine für die geographische Beschaffenheit der Bundesländer charakteristische Erzeugungsstruktur. Die nördlichen Bundesländer weisen hohe Mengen an Stromerzeugung aus Windenergie, die südlichen Bundesländer im Vergleich eine höhere Stromerzeugung aus Photovoltaik auf. Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken spielt mit 13 bis 40 TWh nur eine untergeordnete Rolle. Schwerpunkte liegen hier in Nordrhein-Westfalen und im süddeutschen Raum.

Elektrolyseure werden in Regionen mit Erzeugungsüberschüssen verortet (s. Kapitel 2.4.3). Insbesondere in A 2045 reduziert sich der Erzeugungsüberschuss in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern in Folge der hohen Elektrolyseleistung erheblich. In allen Szenarien entfällt auf diese Bundesländer über die Hälfte der deutschen Wasserstoffproduktion.

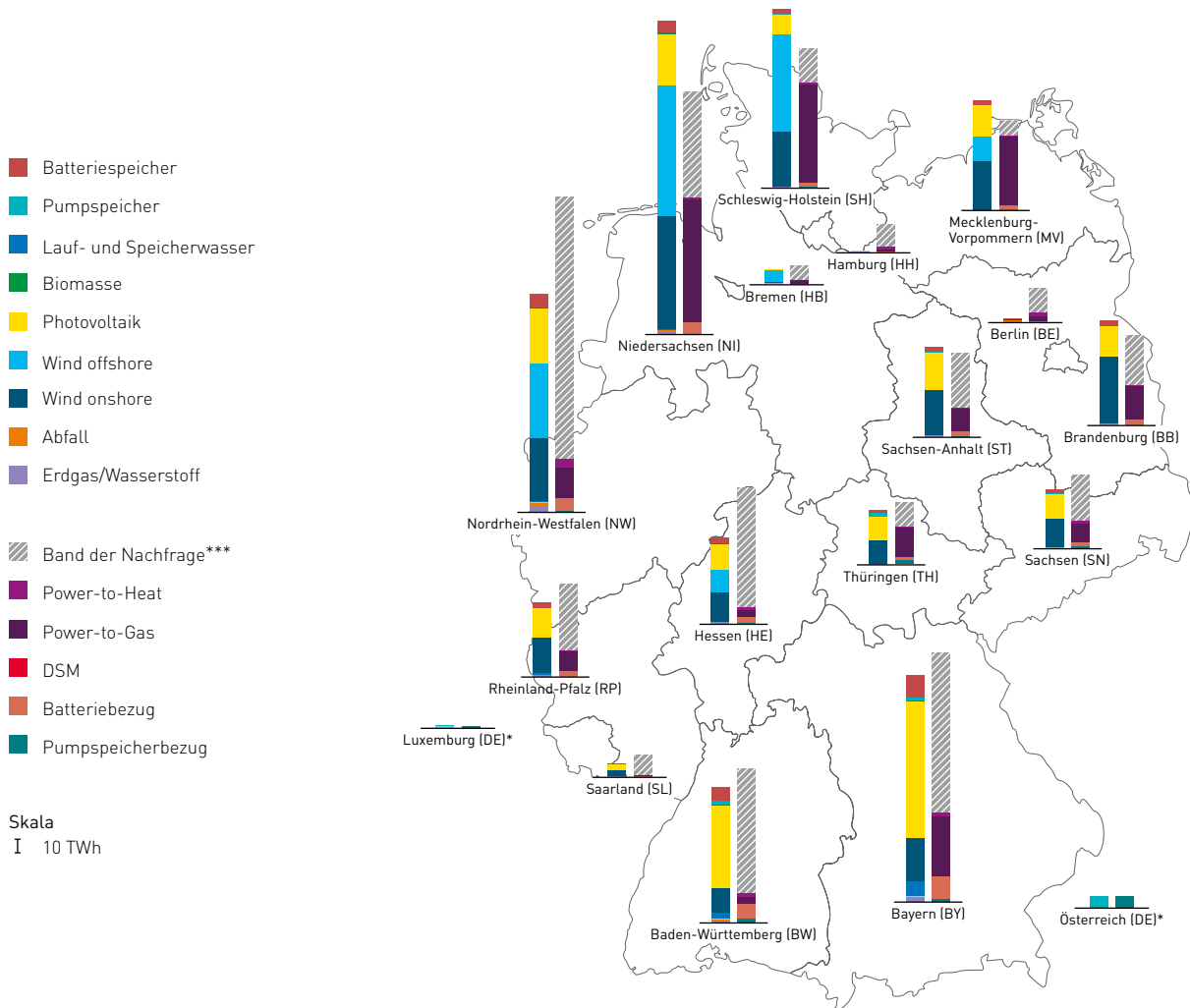
Abbildung 34: Energiebilanz im Szenario B 2037



B 2037 in TWh	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Speicher- wasser	Lauf- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pump- speicher	Batterie- speicher	Stromver- brauch***	PTH	PTG	DSM	Batterie- bezug	Pumpspei- cherbezug
BW	4,0	0,5	0,1	4,2	15,7	0,0	45,7	1,6	2,7	6,9	91,2	2,8	2,2	-0,2	7,3	3,5
BY	5,4	1,2	0,2	9,9	27,5	0,0	76,3	2,7	2,1	11,2	118,8	2,7	6,0	-0,2	11,8	1,9
BE	1,8	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,7	0,1	0,0	0,1	16,9	2,1	1,9	0,0	0,2	0,0
BB	0,8	0,8	0,0	0,0	41,5	0,0	17,9	0,7	0,0	2,6	36,8	0,4	3,5	0,0	2,8	0,0
HB	0,6	0,6	0,0	0,0	0,6	7,5	0,3	0,0	0,0	0,1	9,9	0,3	1,0	0,0	0,1	0,0
HH	0,5	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1	16,9	1,4	2,7	0,0	0,1	0,0
HE	1,4	1,0	0,0	0,3	17,9	7,6	14,6	0,5	0,6	2,5	81,7	1,5	1,6	-0,1	2,7	0,7
MV	0,3	0,1	0,0	0,0	30,9	13,8	17,5	0,6	0,0	2,1	11,4	0,3	12,0	0,0	2,2	0,0
NI	4,1	0,6	0,4	0,3	70,8	73,4	27,8	2,8	0,0	5,5	75,2	1,1	21,3	-0,1	5,8	0,0
NW	9,1	2,3	0,3	0,7	39,2	40,9	30,9	1,5	0,1	6,8	187,4	5,1	10,0	-0,3	7,2	0,1
RP	1,5	0,5	0,0	1,0	21,6	0,0	16,9	0,3	0,0	2,6	47,8	0,6	6,4	-0,1	2,8	0,0
SL	0,5	0,2	0,0	0,1	3,2	0,0	3,0	0,0	0,0	0,5	14,2	0,2	0,2	0,0	0,6	0,0
SN	1,3	0,1	0,0	0,4	18,1	0,0	13,2	0,5	0,8	2,0	34,1	1,3	4,7	0,0	2,1	1,1
ST	1,1	1,0	0,0	0,1	28,4	0,0	20,5	0,9	0,1	2,6	40,3	0,5	10,5	0,0	2,7	0,1
SH	0,6	0,3	0,0	0,0	33,9	53,5	10,8	0,9	0,1	2,3	24,7	0,6	22,3	0,0	2,4	0,1
TH	0,6	0,1	0,0	0,1	15,3	0,0	12,4	0,4	2,5	1,6	18,1	0,4	1,4	0,0	1,7	3,1
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9
Summe**	33,7	9,4	2,0	17,3	365,2	196,6	308,7	13,5	19,4	49,8	854,4	21,4	108,0	-1,0	52,3	21,7

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

Abbildung 35: Energiebilanz im Szenario A 2045



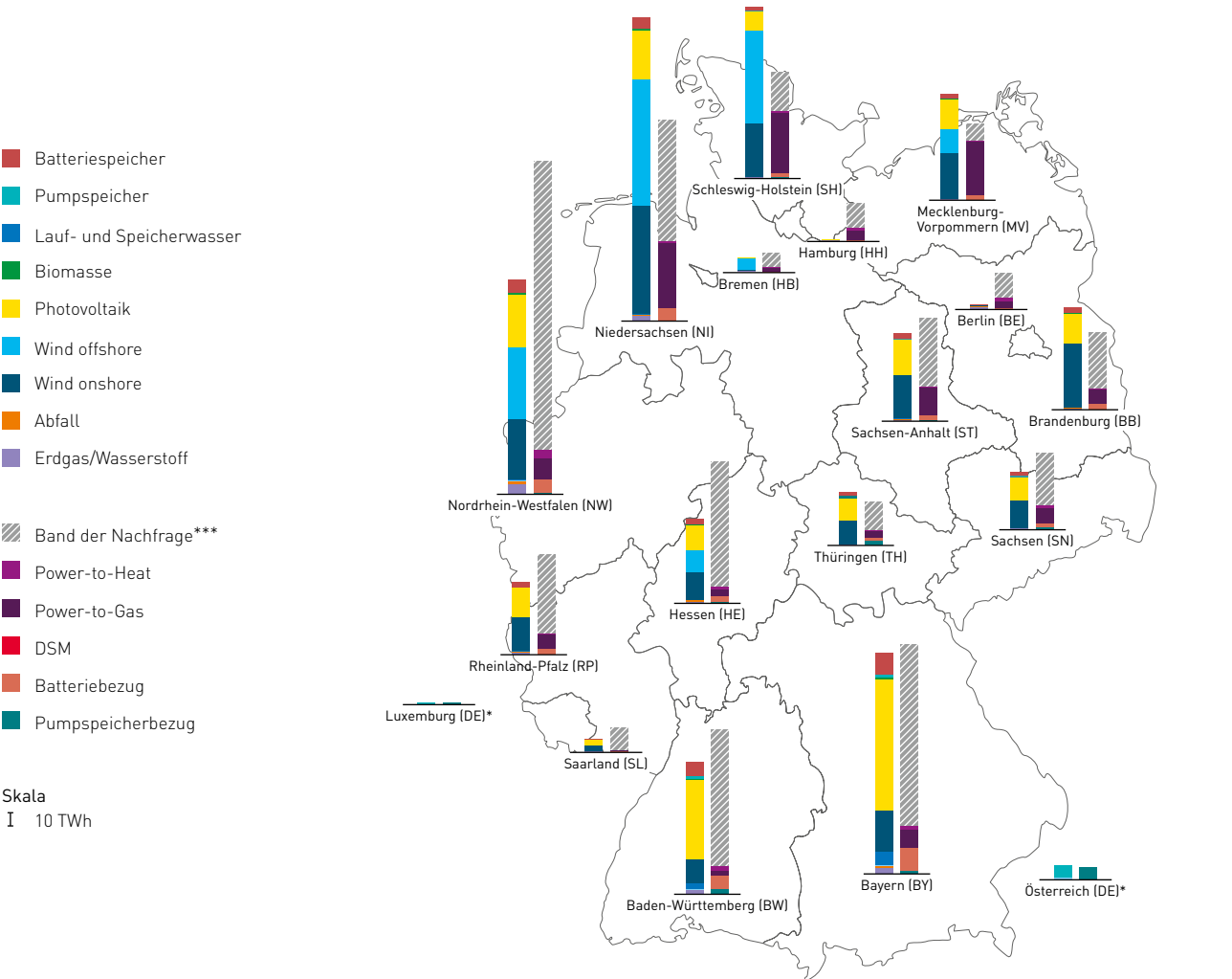
A 2045 in TWh	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Speicher- wasser	Lauf- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pump- speicher	Batterie- speicher	Stromver- brauch***	PTH	PTG	DSM	Batterie- bezug	Pumpspei- cherbezug
BW	1,6	0,4	0,1	4,2	16,9	0,0	55,9	0,7	2,1	9,0	83,7	3,0	4,7	-0,2	9,5	2,6
BY	2,2	1,1	0,2	9,9	29,1	0,0	91,8	1,2	1,8	14,6	107,8	3,0	39,8	-0,2	15,4	1,5
BE	0,9	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,8	0,0	0,0	0,2	16,3	2,5	3,7	0,0	0,2	0
BB	0,3	0,7	0,0	0,0	44,4	0,0	21,2	0,3	0,0	3,6	33,9	0,4	22,4	0,0	3,8	0
HB	0,3	0,5	0,0	0,0	0,7	7,7	0,4	0,0	0,0	0,1	9,7	0,4	2,5	0,0	0,1	0
HH	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	15,6	1,6	1,8	0,0	0,1	0
HE	0,3	0,9	0,0	0,3	19,3	15,0	18,1	0,2	0,5	3,4	80,5	1,7	5,4	-0,1	3,6	0,5
MV	0,0	0,1	0,0	0,0	32,6	16,2	21,4	0,3	0,0	3,0	10,5	0,3	46,1	0,0	3,2	0
NI	1,8	0,6	0,4	0,3	76,3	87,8	34,5	1,3	0,0	7,4	71,4	1,2	82,6	-0,1	7,8	0
NW	4,0	2,2	0,3	0,7	42,2	50,0	37,6	0,7	0,1	8,6	176,1	5,6	20,9	-0,2	9,1	0,1
RP	0,7	0,5	0,0	1,0	23,4	0,0	20,7	0,1	0,0	3,5	44,3	0,6	13,2	0,0	3,7	0
SL	0,2	0,2	0,0	0,1	3,5	0,0	3,6	0,0	0,0	0,7	13,7	0,2	0,2	0,0	0,7	0
SN	0,3	0,1	0,0	0,4	19,0	0,0	16,1	0,2	0,6	2,7	31,0	1,4	13,2	0,0	2,9	0,8
ST	0,3	1,0	0,0	0,1	30,1	0,0	24,9	0,4	0,1	3,6	36,4	0,6	15,0	0,0	3,8	0,1
SH	0,2	0,3	0,0	0,0	37,3	65,3	13,1	0,4	0,1	3,0	23,2	0,7	66,2	0,0	3,2	0,1
TH	0,1	0,1	0,0	0,1	16,3	0,0	15,4	0,2	2,1	2,2	16,0	0,5	20,1	0,0	2,3	2,5
LU (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,9
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	7,4
Summe**	13,3	9,0	2,0	17,3	391,7	242,0	375,8	6,0	15,4	65,9	801,4	23,5	357,8	-1,0	69,3	16,4

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

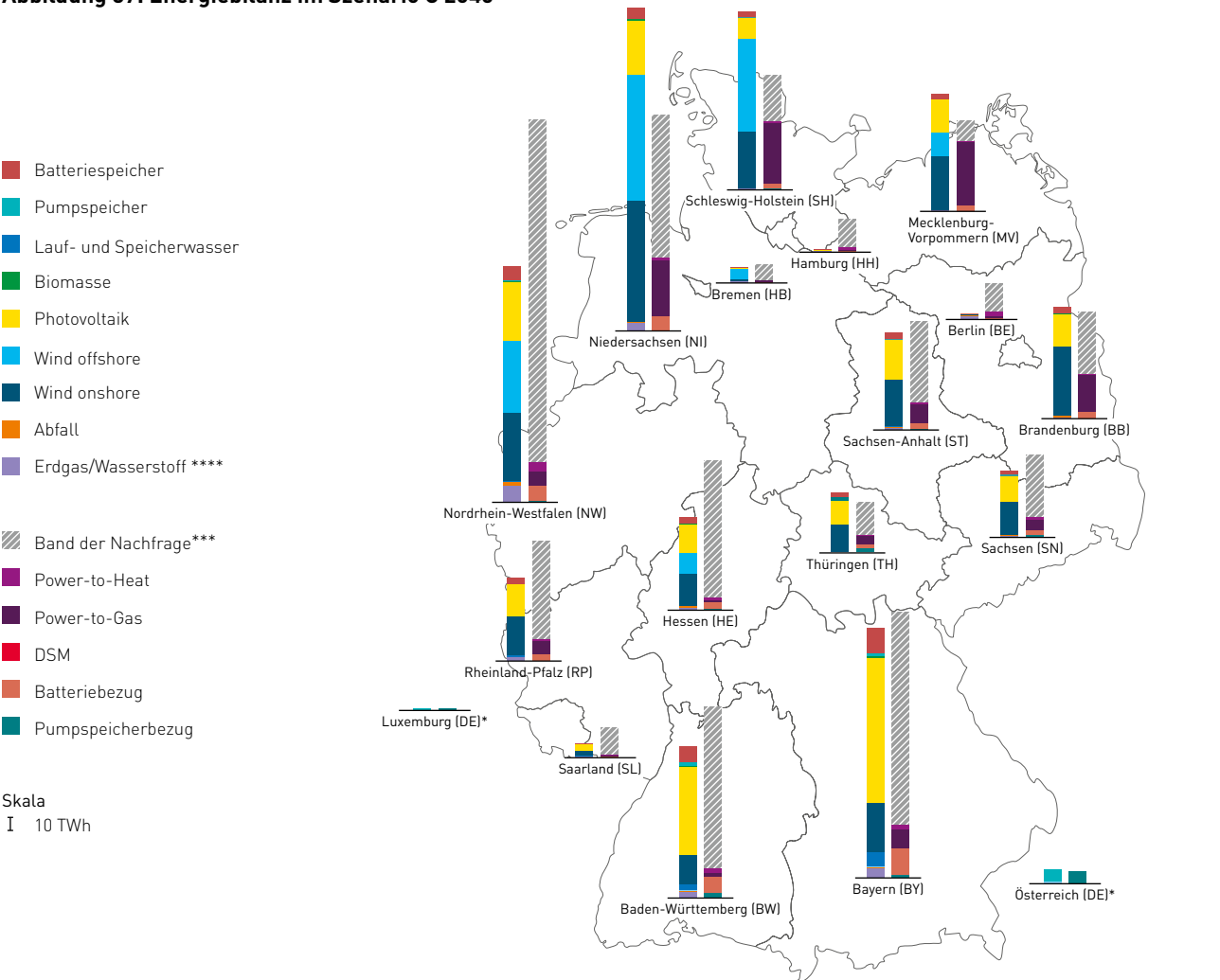
Abbildung 36: Energiebilanz im Szenario B 2045



B 2045 in TWh	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Speicher- wasser	Lauf- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pump- speicher	Batterie- speicher	Stromver- brauch***	PtH	PtG	DSM	Batterie- bezug	Pumpspei- cherbezug
BW	2,4	0,5	0,1	4,2	16,7	0,0	54,9	0,7	2,3	9,3	94,6	3,1	2,9	-0,2	9,8	2,9
BY	3,9	1,2	0,2	9,9	28,7	0,0	90,1	1,2	1,9	15,1	125,1	3,0	12,4	-0,3	15,9	1,6
BE	1,5	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,8	0,0	0,0	0,2	16,8	2,4	5,2	0,0	0,2	0
BB	0,5	0,7	0,0	0,0	43,9	0,0	20,8	0,3	0,0	3,7	38,9	0,4	9,7	0,0	3,9	0
HB	0,5	0,6	0,0	0,0	0,7	7,6	0,4	0,0	0,0	0,1	9,8	0,4	3,0	0,0	0,1	0
HH	0,2	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	17,1	1,6	7,1	0,0	0,1	0
HE	0,8	1,0	0,0	0,3	19,1	14,8	17,7	0,2	0,5	3,5	86,2	1,7	5,1	-0,1	3,7	0,6
MV	0,1	0,1	0,0	0,0	32,2	16,1	21,0	0,3	0,0	3,1	11,9	0,3	37,2	0,0	3,3	0
NI	3,1	0,6	0,4	0,3	75,3	86,7	33,8	1,3	0,0	7,6	83,8	1,2	45,5	-0,2	8,0	0
NW	6,7	2,2	0,3	0,7	41,7	49,5	36,9	0,7	0,1	8,9	199,6	5,7	15,0	-0,4	9,4	0,1
RP	1,1	0,5	0,0	1,0	23,1	0,0	20,3	0,1	0,0	3,6	54,3	0,6	9,9	-0,1	3,8	0
SL	0,4	0,2	0,0	0,1	3,5	0,0	3,6	0,0	0,0	0,7	15,4	0,2	0,2	0,0	0,7	0
SN	0,6	0,1	0,0	0,4	18,8	0,0	15,8	0,2	0,7	2,8	36,5	1,5	10,7	-0,1	2,9	0,9
ST	0,5	1,0	0,0	0,1	29,7	0,0	24,4	0,4	0,1	3,7	47,1	0,6	18,8	0,0	3,9	0,1
SH	0,3	0,3	0,0	0,0	36,8	64,6	12,8	0,4	0,1	3,1	26,9	0,7	42,0	0,0	3,3	0,1
TH	0,2	0,1	0,0	0,1	16,1	0,0	15,1	0,2	2,2	2,3	19,5	0,5	4,6	0,0	2,4	2,7
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,9
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	8,5
Summe**	22,7	9,1	2,0	17,3	386,9	239,2	368,7	6,0	17,0	67,8	914,8	23,7	229,7	-1,4	71,4	18,5

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

Abbildung 37: Energiebilanz im Szenario C 2045



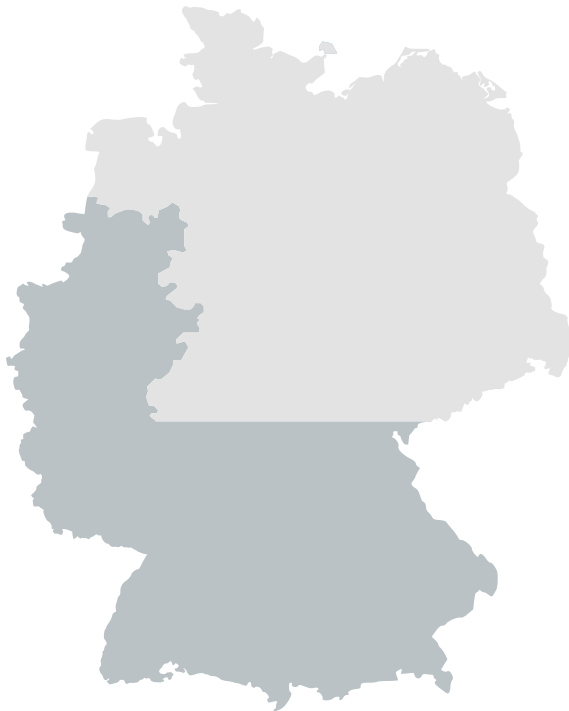
C 2045 in TWh	Erdgas/Was- serstoff****	Abfall	Speicher- wasser	Lauf- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pump- speicher	Batterie- speicher	Stromver- brauch***	PTH	PTG	DSM	Batterie- bezug	Pumpspei- cherbezug
BW	4,2	0,5	0,1	4,2	20,6	0,0	61,9	0,7	2,2	10,8	112,9	3,5	2,6	-0,3	11,3	2,8
BY	6,2	1,2	0,2	9,9	34,8	0,0	101,0	1,2	1,8	17,5	148,5	3,5	13,2	-0,4	18,4	1,5
BE	2,2	0,2	0,0	0,0	0,4	0,0	0,9	0,0	0,0	0,2	19,7	2,7	2,1	0,0	0,2	0
BB	0,9	0,8	0,0	0,0	47,7	0,0	23,1	0,3	0,0	4,4	43,8	0,5	25,3	-0,1	4,6	0
HB	0,7	0,6	0,0	0,0	0,7	7,7	0,4	0,0	0,0	0,1	10,7	0,4	1,0	0,0	0,1	0
HH	0,4	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	19,9	1,8	0,8	-0,1	0,1	0
HE	1,7	1,0	0,0	0,3	22,1	14,9	20,0	0,2	0,5	4,1	95,7	1,9	1,7	-0,1	4,3	0,5
MV	0,2	0,1	0,0	0,0	37,6	16,2	23,6	0,3	0,0	3,7	14,3	0,4	44,4	0,0	3,9	0
NI	5,1	0,6	0,4	0,3	84,1	87,4	38,3	1,3	0,0	8,9	100,2	1,4	39,5	-0,2	9,4	0
NW	11,5	2,3	0,3	0,7	47,2	49,8	41,8	0,7	0,1	10,2	239,2	6,5	10,3	-0,5	10,8	0,1
RP	2,1	0,5	0,0	1,0	26,8	0,0	22,9	0,1	0,0	4,3	68,8	0,7	9,4	-0,1	4,5	0
SL	0,7	0,2	0,0	0,1	3,9	0,0	4,0	0,0	0,0	0,8	19,2	0,3	0,2	0,0	0,8	0
SN	1,1	0,1	0,0	0,4	22,8	0,0	17,7	0,2	0,7	3,3	43,6	1,7	7,8	-0,1	3,5	0,8
ST	1,2	1,0	0,0	0,1	32,6	0,0	27,5	0,4	0,1	4,4	57,2	0,7	13,0	-0,1	4,6	0,1
SH	0,6	0,3	0,0	0,0	39,4	65,0	14,5	0,4	0,1	3,6	32,2	0,8	42,8	0,0	3,7	0,1
TH	0,4	0,1	0,0	0,1	18,6	0,0	17,0	0,2	2,2	2,7	23,0	0,5	6,0	-0,1	2,9	2,6
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0,91
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	8,3
Summe**	39,2	9,3	2,0	17,3	439,5	241,0	414,9	6,0	16,6	78,9	1.080,2	27,2	220,1	-2,1	83,1	18,0

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie DemandSide Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.
**** Enthält den Einsatz lastnaher Reserven.

Entwicklung der Transportaufgabe

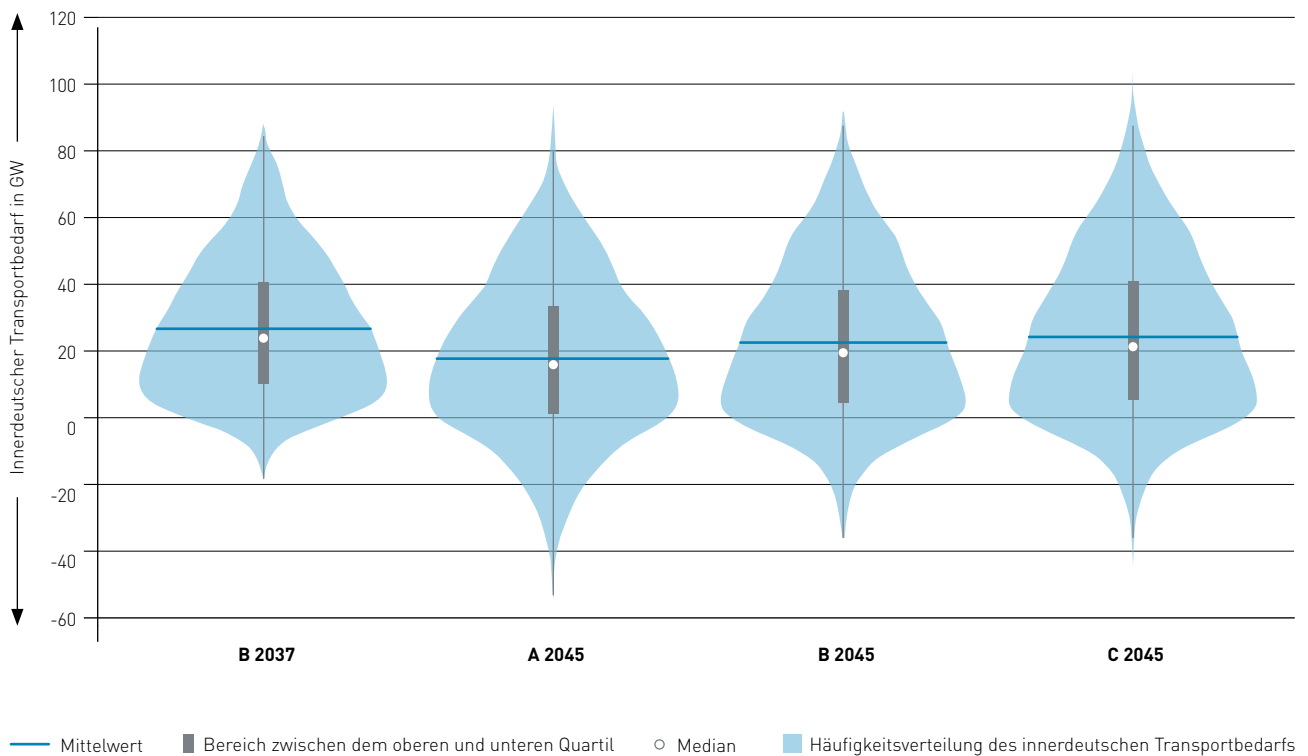
Über die Energiebilanzen der Bundesländer und die Auswertung von Transiten sind erste Tendenzen zur Entwicklung der Transportaufgabe des Übertragungsnetzes abzuleiten. Umfassendere Erkenntnisse zu den resultierenden Netzbelastungen können aus einer Analyse der Strommengen folgen, die über eine fiktive Achse zwischen dem Nordosten und Südwesten Deutschlands ausgetauscht werden. Beispielhaft wird im Folgenden der Süden als das Netzgebiet südlich des 50,4° Breitengrades inklusive der Amprion-Regelzone definiert. Der Norden umfasst das sonstige Netzgebiet Deutschlands (s. Abbildung 38).

Abbildung 38: Angenommener Zuschnitt des innerdeutschen Transportbedarfs



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Mit einem sogenannten Violinen-Plot kann über die Bilanzsummen hinaus die Verteilung des Nord-Süd-Austausches über alle betrachteten Situationen analysiert werden. Dargestellt ist neben den minimalen, maximalen und durchschnittlichen Werten auch die jeweilige Häufigkeitsverteilung des Austauschs. Die äußere Violinenform liefert das Histogramm der Verteilung, zentriert und vertikal dargestellt. Das heißt, dass mit der Breite der Violine die Häufigkeit der jeweiligen Transportsituation steigt. Der Balken in Abbildung 39 parallel zur Ordinate zeigt die Verteilung der Quantile durch unterschiedliche Strichstärken. Im breit dargestellten Bereich des Balkens befinden sich somit 50% aller Werte. Der Median ist durch den Punkt und der Mittelwert durch einen horizontalen Strich dargestellt.

Abbildung 39: Innerdeutscher Transportbedarf


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Grundsätzlich kann gezeigt werden, dass der Austausch von Norden nach Süden bei dem gewählten beispielhaften Zuschnitt in allen Szenarien überwiegt. Es treten jedoch auch Situationen auf, in denen sich der Austausch umkehrt und der Norden Strom aus dem südlichen Netzgebiet importiert. Die Spitzenwerte des Nord-Süd-Flusses liegen in Szenario C 2045 im Bereich von 100 GW. Die Spitzenwerte der anderen Szenarien und Zeithorizonte liegen in einer vergleichbaren Höhe. Ein hoher Austausch in dieser Richtung ist charakterisiert durch eine hohe Windenergieeinspeisung. Der maximale Austausch von Süden nach Norden beträgt in Szenario A 2045 über 50 GW und ist vor allem bedingt durch eine hohe PV-Einspeisung.

Im Allgemeinen lässt sich feststellen, dass der durchschnittliche Austausch in Richtung Süden in Szenario C 2045 am größten und in Szenario A 2045 am kleinsten ist. Die Unterschiede sind jedoch verhältnismäßig gering. Eine weitere Beobachtung für das Szenario B ist, dass der Austausch von Norden nach Süden zwischen den Jahren 2037 und 2045 stagniert, obwohl die Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsmengen insgesamt ansteigen. Die Einspeisung aus Windenergie onshore verändert sich in diesem Zeitraum kaum. Der Zuwachs des Austauschs von Süden nach Norden zwischen 2037 und 2045 kann dagegen auf den weiteren Ausbau der Photovoltaik zurückgeführt werden.

Mit Blick auf den innerdeutschen Transportbedarf zeigt die Auswertung, dass in den Szenarien in vielen Situationen mehr als die heutige Höchstlast in Deutschland über die Nord-Süd-Achse ausgetauscht wird. Das Übertragungsnetz ist demnach auf den Transport sehr großer Strommengen vorzubereiten. Mit dem Ausbau der Photovoltaik gewinnt zudem der Austausch von Süden nach Norden an Relevanz.

3.2.4 Auswertung ausgewählter energiepolitischer Ziele

Die Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) stellen mögliche Entwicklungen der Stromerzeugungs- und Verbrauchsstrukturen für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 in Deutschland dar. Sie müssen nach § 12a Abs. 1 EnWG die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken.

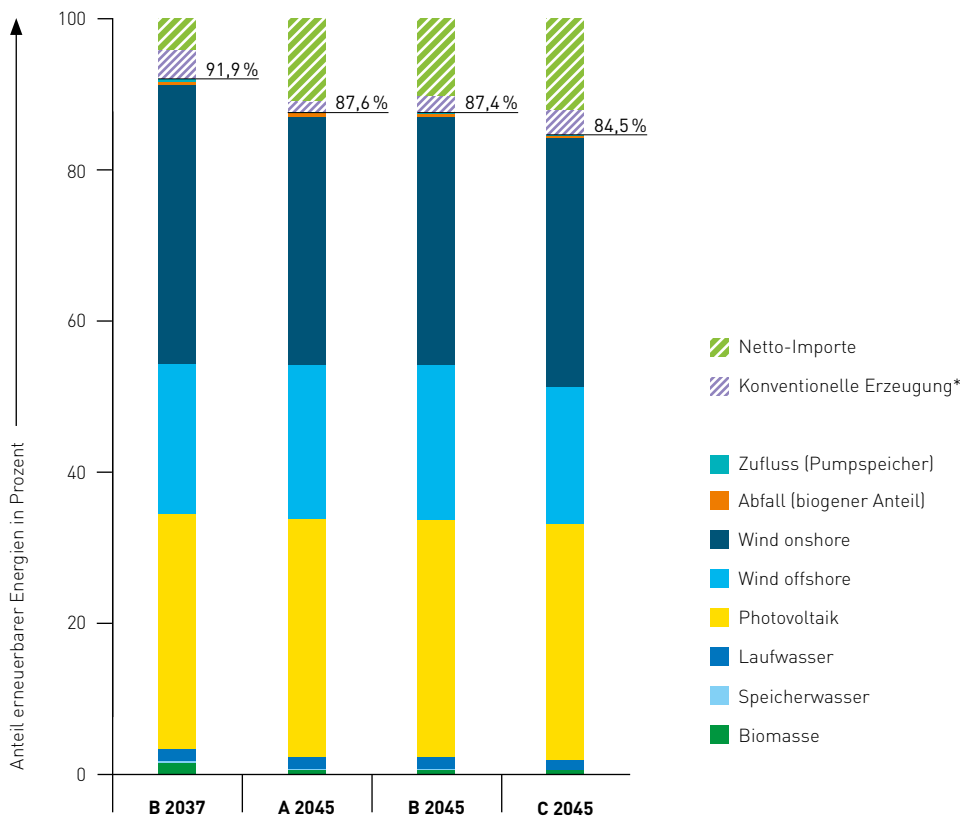
Die Erstellung der Szenarien ist maßgeblich durch die Verabschiedung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (August 2021) und die am 01.01.2023 in Kraft getretene Novelle des EEG 2023 definiert. Anhand der Marktsimulationsergebnisse werden die folgenden ausgewählten politischen Ziele auf ihre Zielerreichung überprüft:

1. Eine treibhausgasneutrale Stromversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht. Dazu ist der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2030 zu erhöhen.
2. Senkung des sektorübergreifenden Primärenergieverbrauchs gegenüber dem Jahr 2008 um 50 % bis zum Jahr 2050.
3. Erreichung von Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045.

Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist als Kennzahl unter anderem im EEG 2023 fest etabliert. Das aktuelle gesetzliche Ziel gemäß § 1 EEG ist die Erreichung eines Anteils von mindestens 80 % im Jahr 2030.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich dazu entschieden, in diesem Bericht an der im Szenariorahmenentwurf dargestellten Methodik zur Berechnung des EE-Anteils festzuhalten. Dazu wird in einem ersten Schritt die direkte inländische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfasst. Diese enthält 50 % des Anteils der Stromerzeugung aus Abfallkraftwerken sowie die in Wasserkraftwerken verstromten natürlichen Zuflüsse. Die Stromerzeugung aus Wasserstoff oder Speichern ist nicht enthalten. Der Bruttostromverbrauch berechnet sich aus dem Nettostromverbrauch zuzüglich Speicherverluste, Netzverluste und Eigenbedarf der Kraftwerke (s. Kapitel 2.3.5). Es erfolgt dementsprechend keine vollständige Berücksichtigung der durch Pump- und Batteriespeicher verbrauchten und erzeugten Strommengen, sondern nur eine Berücksichtigung von Speicherverlusten. Dies geschieht in erster Linie, um eine Doppelbilanzierung von eingespeichertem Strom und damit eine Verzerrung der Kennzahl zu vermeiden.

Abbildung 40: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch


* Um die Zielsetzungen der EEG Novelle 2023 zu erfüllen, sind konventionelle Kraftwerke bereits bis 2037 weitgehend mit klimaneutralen Brennstoffen (z. B. Wasserstoff) zu betreiben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

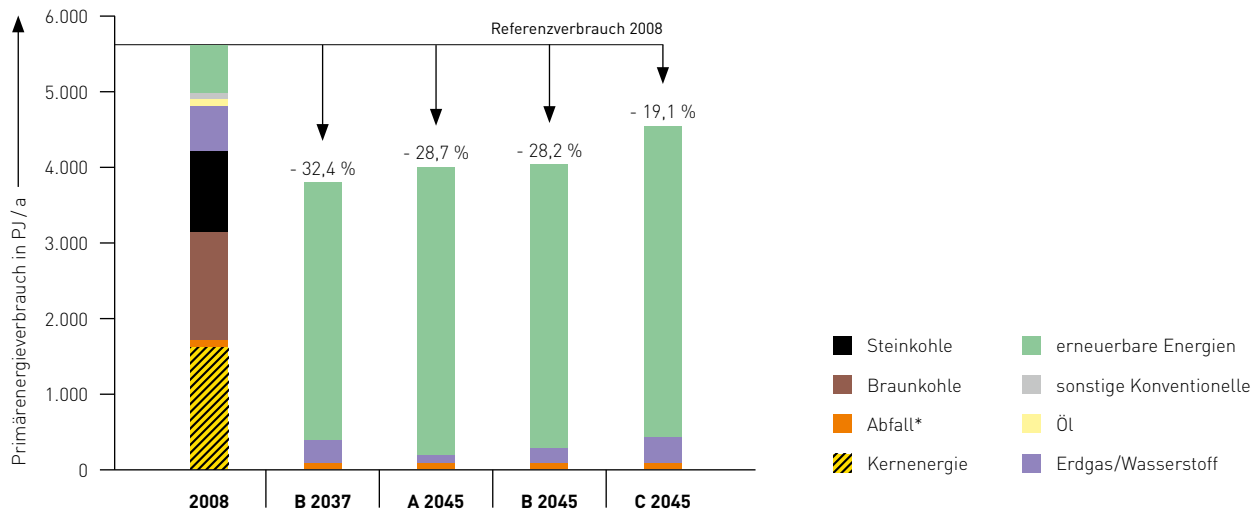
In allen Szenarien kann ein Anteil der erneuerbaren Energien von deutlich über 80 % erreicht werden (s. Abbildung 40). Der höchste Anteil ist in Szenario B für das Jahr 2037 zu beobachten. Die zusätzliche Berücksichtigung der indirekten Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (beispielsweise über die Rückverstromung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff) würde zu einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien führen. Die angegebenen Werte sind daher als untere Grenze zu verstehen. Aufgrund des negativen Handelssaldos können in den Szenarien jedoch auch unter Berücksichtigung der indirekten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien keine Anteile von 100 % erreicht werden.

Primärenergieverbrauch

Mit der Energieeffizienzstrategie 2050⁸, die Ende 2019 von der damaligen Bundesregierung vorgestellt wurde, wird sektorübergreifend eine Halbierung des Primärenergieverbrauchs (PEV) in Deutschland im Jahr 2050 gegenüber dem Basisjahr 2008 angestrebt.

In Abbildung 41 wird der Primärenergieverbrauch der Stromerzeugung für die Szenarien dargestellt. Der Primärenergieverbrauch des Stromsystems sinkt bis 2037 um 32 % und bis 2045 zwischen 19 bis 28 % gegenüber 2008. Dabei wird der Primärenergieverbrauch langfristig durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geprägt. Eine Halbierung des Primärenergieverbrauchs im Stromsektor kann allein in Folge dieser Mitbilanzierung der erneuerbaren Energien nicht erreicht werden. Der Stromsektor leistet in den Szenarien einen sehr wichtigen Beitrag zur sektorübergreifenden Zielerreichung, da durch die Nutzung von Strom auf Basis erneuerbarer Energien die häufig ineffiziente Nutzung und der Einsatz von fossilen Energieträgern vermieden werden kann.

⁸ Energieeffizienzstrategie 2050, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie:
https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=12

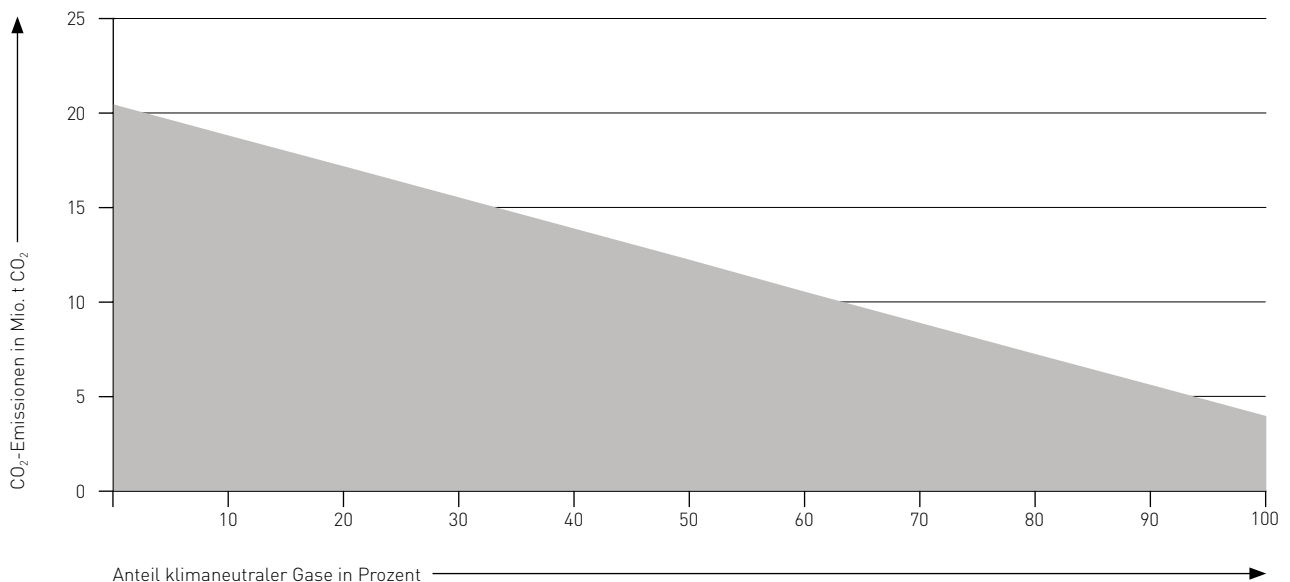
Abbildung 41: Primärenergieverbrauch des deutschen Kraftwerksparks


* enthält den biogenen und konventionellen Anteil

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

CO₂-Emissionen

Die Erreichung einer nahezu treibhausgasneutralen Stromerzeugung in Deutschland bis 2035 ist in der EEG-Novelle 2023 gesetzlich vorgeschrieben. Dies kann nur erreicht werden, wenn bereits 2035 ein signifikanter Anteil der konventionellen Kraftwerke auf treibhausgasneutrale Brennstoffe zurückgreifen kann.

Abbildung 42: CO₂-Emissionen in Abhängigkeit des Anteils klimaneutraler Gase in Gaskraftwerken in B 2037


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der thermische Kraftwerkspark in Deutschland setzt sich in allen Szenarien des NEP maßgeblich aus Gaskraftwerken zusammen, in denen mittel- und langfristig klimaneutraler Wasserstoff zum Einsatz kommen kann. In Abbildung 42 ist der notwendige Anteil von klimaneutralen Gasen wie Wasserstoff in Gaskraftwerken für die Erreichung bestimmter CO₂-Emissionsmengen dargestellt. Im Szenario B 2037 würden folglich noch ca. 20 Mio. t CO₂ auf den Stromsektor entfallen, sofern weiterhin ausschließlich Erdgas in Gaskraftwerken eingesetzt wird. Die Höhe der CO₂-Emissionen reduziert sich auf ca. 12 Mio. t bei einem Anteil klimaneutraler Gase in Höhe von 50 % in der Stromerzeugung und sinkt auf ca. 4 Mio. t CO₂ bei einem Anteil von 100 %. Für das Jahr 2045 wird grundsätzlich klimaneutraler Wasserstoff als Brennstoff in Gaskraftwerken unterstellt. Dabei bestehen die auch in 2037 auftretenden Restemissionen in Höhe von ca. 4 Mio. t CO₂ im Jahr 2045 weiter fort. Diese sind auf die Müllverbrennung in Abfallkraftwerken zurückzuführen und nicht durch den Einsatz anderer Brennstoffe zu vermeiden. Mögliche Optionen zur bilanziellen Erreichung einer klimaneutralen Stromerzeugung sind der Einsatz von Technologien zur Abspaltung und anschließenden Einspeicherung des CO₂ (Carbon-Capture-Storage) oder zur anschließenden Weiternutzung etwa in Prozessen der chemischen Industrie (Carbon-Capture-Utilization). Eine weitere Option ist der Ausgleich durch den Einsatz von Direct Air Capture (DAC).

Weiterführende Dokumente und Links

- Energieeffizienzstrategie 2050, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=12

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



4 Offshore-Netz

Zusammenfassung

- Der NEP und der FEP bilden mit den raumordnerischen Planungen der Küstenländer ein zusammenhängendes Planwerk. Bei der Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgaben kommt es im Prozess zur Erstellung des NEP und FEP regelmäßig zu zeitlichen Überschneidungen. Der Fortschreibungsprozess des FEP wurde am 20.01.2023 beendet. Die ÜNB haben im ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) die Festlegung des FEP berücksichtigt. Allerdings fehlen im FEP 2023 räumliche und zeitliche Festlegungen zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie für die Jahre 2035 und 2045 gemäß WindSeeG. Vor dem Hintergrund, dass Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) eine lange Realisierungsdauer haben, fehlt somit derzeit die erforderliche Grundlage, um die Ausbauziele durch konkrete Vorhaben zeitnah zu bestätigen. In Abstimmung mit der BNetzA orientiert sich daher der vorliegende erste Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) weitestgehend am Entwurf des FEP 2023 vom 01.07.2022. Dies gilt insbesondere bei der räumlichen Zuordnung von Flächen, Grenzkorridoren und für die geplanten Fertigstellungstermine für ONAS nach 2031.
- Ausgehend von den im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigten ONAS wurde in diesem NEP 2037/2045 (2023) der weitere Bedarf von 20 neuen ONAS mit einer Trassenlänge von ca. 8.455 km und einem Investitionsvolumen in Höhe von 86,7 Mrd. EUR identifiziert.
- Für das Offshore-Zubaunetz in Nord- und Ostsee ergibt sich eine Länge von etwa 6.600 km im Szenario A 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 36 GW, eine Länge von etwa 9.300 km in den Szenarien B 2037 und C 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 44 GW und eine Länge von 13.300 km für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 bei einer Übertragungsleistung von rund 61,2 GW. Die entsprechenden Netzverknüpfungspunkte an Land wurden ermittelt.
- Die Investitionen für die ONAS im Offshore-Zubaunetz werden auf Basis von spezifischen Kostensätzen ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Für das Szenario A 2037 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen für das Offshore-Zubaunetz bis 2037 rund 77,0 Mrd. EUR. Die Szenarien B 2037 und C 2037 erfordern Investitionen von etwa 103,5 Mrd. EUR. Für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 145,1 Mrd. EUR. Das Investitionsvolumen für die bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt darüber hinaus für alle Szenarien rund 12,4 Mrd. EUR.
- Für die zu installierenden Erzeugungsleistungen für Offshore-Windenergie des genehmigten Szenariorahmens wurden alle erforderlichen Übertragungsleitungen beziehungsweise ONAS ermittelt. Dadurch gehen die Anzahl und somit die erforderlichen Investitionen für die Szenarien 2037 und 2045 über den im FEP 2023 abgebildeten Ausbaupfad für Offshore-Windenergie hinaus, und stellen einen möglichen Weg zur Erreichung der weiteren gesetzlichen Ausbauziele von mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 dar.
- Erstmals wird im NEP 2037/2045 (2023) die nationale Offshore-Vernetzung betrachtet, deren Nutzen aufgezeigt und ein Projekt mit zwei Maßnahmen ausgewiesen. Bei der Offshore-Vernetzung handelt es sich um die seeseitigen Verbindungen zwischen ONAS. Es wird eine seeseitige Übertragungskapazität zwischen zwei landseitigen NVP der ONAS geschaffen. Diese zusätzliche Übertragungskapazität kann als flexibler Bypass zur Entlastung des landseitigen Übertragungsnetzes genutzt werden, womit Redispatch-Eingriffe minimiert werden. Insgesamt zeigt sich die nationale Offshore-Vernetzung als netzdienliche und kosteneffiziente Ausbaumaßnahme zur Minimierung von weiträumigen Netzengpässen.
- Die Realisierung einer hohen Anzahl an ONAS in einem kurzen Zeitraum bedeutet eine große Herausforderung hinsichtlich Herstellermarkt, Logistik und Genehmigungsverfahren. Dies gilt insbesondere für die zu realisierenden langen see- und landseitigen Kabeltrassen und die damit verbundenen Planungs-, Genehmigungs- sowie Errichtungszeiten.

4.1 Einführung: Prozess und Methodik

4.1.1 Gesetzliche Grundlagen

Die Integration der Offshore-Maßnahmen in den NEP ist in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 EnWG geregelt.

Danach enthält der NEP alle wirksamen Maßnahmen zum Ausbau der ONAS in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer einschließlich der NVP an Land, die bis zum Ende der jeweiligen Betrachtungszeiträume nach § 12a Abs. 1 EnWG für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau sowie einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der ONAS erforderlich sind. Für diese Maßnahmen werden Angaben zum Zeitpunkt der Fertigstellung gemacht. Hierbei müssen die Festlegungen des zuletzt bekannt gemachten FEP vom 20.01.2023 nach den §§ 4 bis 8 WindSeeG zugrunde gelegt werden. Die jüngste Novellierung des WindSeeG ist am 01.01.2023 in Kraft getreten.

4.1.2 Erstellung des Flächenentwicklungsplans

Der FEP wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Einvernehmen mit der BNetzA und in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz, der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt sowie den Küstenländern unter Beteiligung der Behörden, deren Aufgabenbereich berührt ist, der Öffentlichkeit und der ÜNB erstellt. Er stellt für den Zeitraum ab 2026 das steuernde Planungsinstrument für den synchronen Ausbau der Windenergie und deren Netzanbindungen auf See dar.

Der FEP verfolgt dabei das Ziel, Festlegungen für die ONAS zu treffen, die eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung gewährleisten. Außerdem soll er die Inbetriebnahmen der Offshore-Windparkprojekte und der zugehörigen Offshore-Anbindungsleitungen synchronisieren.

Der FEP soll gemäß § 5 Abs. 1 WindSeeG vor allem Folgendes festlegen:

- Gebiete in der AWZ oder im Küstenmeer, sofern das zuständige Land die Gebiete im Küstenmeer als möglichen Gegenstand des FEP ausgewiesen hat, für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie Flächen in diesen Gebieten,
- die in den festgelegten Gebieten und Flächen jeweils voraussichtlich zu installierende Leistung der Windenergieanlagen auf See,
- die zeitliche Reihenfolge und den Zeitpunkt der Ausschreibung für die Flächen,
- die Kalenderjahre einschließlich der Quartale im jeweiligen Kalenderjahr, in denen die in der Ausschreibung bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechende ONAS in Betrieb genommen werden sollen,
- Standorte von Konverterplattformen, Sammelplattformen und, soweit erforderlich, Umspannwerke,
- Orte (sogenannte Grenzkorridore), an denen die ONAS die Grenze zwischen der AWZ und dem Küstenmeer überschreiten,
- Trassen oder Trassenkorridore für ONAS und grenzüberschreitende Stromleitungen und
- standardisierte Technikgrundsätze und Planungsgrundsätze.

Der erste FEP wurde am 28.06.2019 bekannt gemacht. Eine Fortschreibung des FEP erfolgt auf Vorschlag des BSH oder der BNetzA, jedoch mindestens alle vier Jahre. Eine erste Fortschreibung des FEP erfolgte bereits im Jahr 2020, um unter anderem das Ausbauziel für Offshore-Windenergie von 20 GW bis 2030 umzusetzen. Der FEP 2020 wurde am 18.12.2020 vom BSH bekannt gemacht. Der am 17.12.2021 veröffentlichte Vorentwurf zur weiteren Fortschreibung des FEP hatte anschließend zum Ziel, die Umsetzung der neuen Ausbauziele für Offshore-Windenergie von mindestens 30 GW bis 2030, mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 gemäß § 1 Abs. 2 S. 1 WindSeeG festzulegen. Im Ergebnis erfolgte in dem am 20.01.2023 bekannt gemachten FEP 2023 aber nur eine Festlegung von Flächen in den Zonen 1 bis 3 der Nordsee sowie in der Ostsee mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 36,5 GW. Festlegungen zur Erreichung der Ausbauziele für die Jahre 2035 und 2045 sollen in einer weiteren Fortschreibung des FEP erfolgen. Die Vorgehensweise im NEP 2037/2045 (2023), auch mit Blick auf die nicht erfolgte Festlegung der weiteren Ausbauziele im FEP 2023, ist im Kapitel 4.1.3 beschrieben.

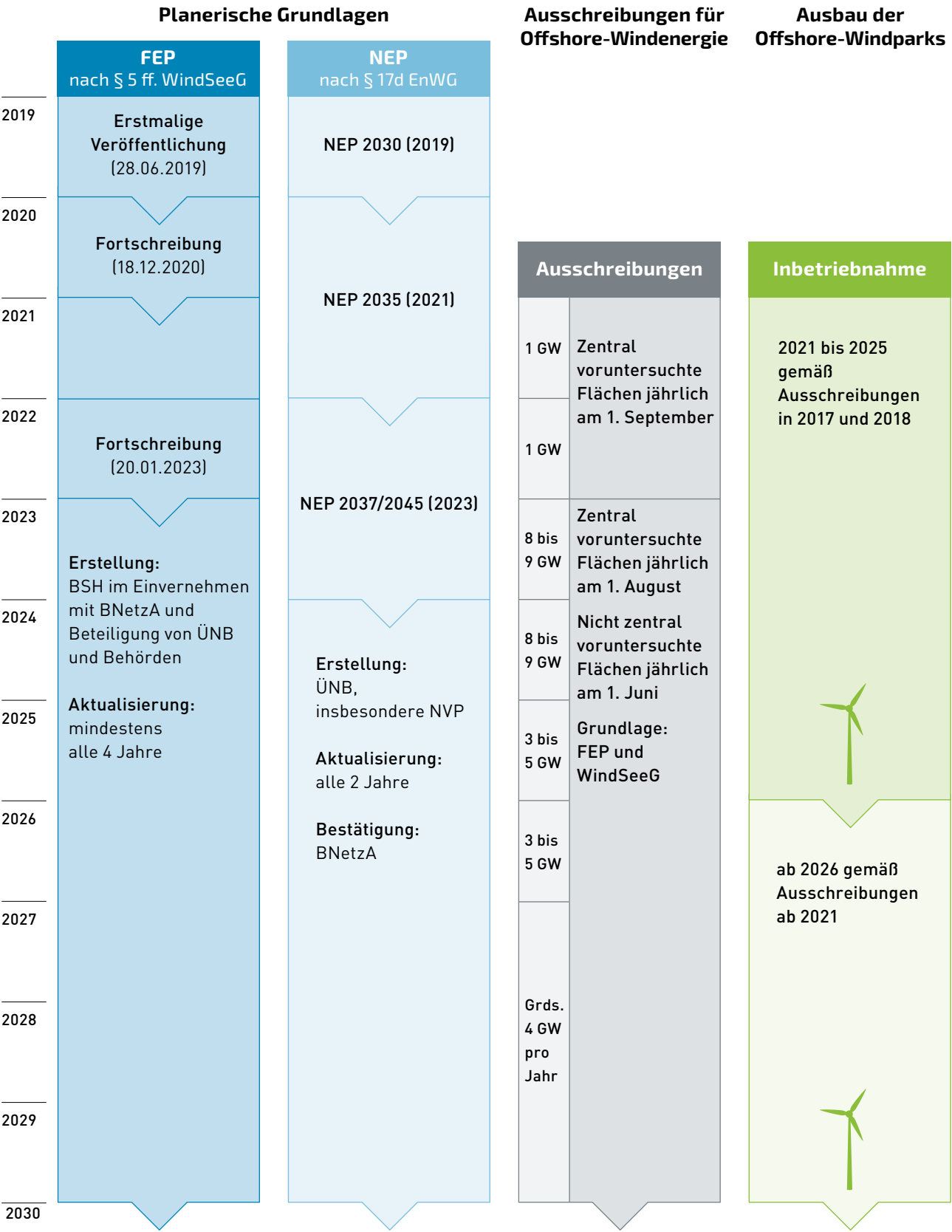
Der FEP ist die Basis für die Ausschreibungsverfahren für Offshore-Windparks (OWP), die seit dem 01.09.2021 jährlich stattfinden. Gemäß § 2a WindSeeG werden in den Jahren 2023 und 2024 jährlich Flächen mit einer voraussichtlich zu installierenden Erzeugungsleistung zwischen 8 und 9 GW, in den Jahren 2025 und 2026 jährlich zwischen 3 und 5 GW und ab dem Jahr 2027 von grundsätzlich 4 GW jährlich ausgeschrieben. Dabei wird das Ausschreibungsvolumen ab dem Jahr 2027 grundsätzlich zur Hälfte auf die zentral voruntersuchten Flächen und zur Hälfte auf die nicht zentral voruntersuchten Flächen verteilt. Bei Ersteren führt das BSH eine Voruntersuchung unter anderem der Umwelt- und Bodengegebenheiten durch. Deren Ziel ist es, den Bietenden die erforderlichen Informationen für die Bestimmung ihrer Gebote zur Verfügung zu stellen und die Eignung der Fläche festzustellen. Bei den nicht zentral voruntersuchten Flächen findet keine derartige Prüfung statt, sondern die bezuschlagten OWP-Vorhabenträger haben diese nach Erteilung des Zuschlags selbst durchzuführen.

Das BSH berücksichtigt bestimmte Kriterien für die Festlegung der Flächen und die zeitliche Reihenfolge ihrer Ausschreibung. Diese umfassen unter anderem nach § 5 Abs. 4 S. 2 WindSeeG:

- die geordnete und effiziente Planung, Errichtung, Inbetriebnahme, Nutzung und Auslastung für die im Jahr 2026 und in den folgenden Jahren noch fertigzustellenden ONAS und NVP an Land. Hierbei werden auch die Planung und der tatsächliche Ausbau des Übertragungsnetzes an Land berücksichtigt,
- die räumliche Nähe zur Küste und
- voraussichtlich zu installierende Leistung auf einer Fläche und die sich daraus ergebende Eignung der Fläche für eine kosteneffiziente Stromerzeugung.

Abbildung 43 erläutert das im WindSeeG und EnWG festgelegte System.

Abbildung 43: Ausbau des Offshore-Netzes auf Grundlage von NEP und FEP



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.1.3 Erstellung des Netzentwicklungsplans unter Berücksichtigung des Flächenentwicklungsplans

Der Ausbau der Offshore-Windenergie und dessen Integration in das landseitige Übertragungsnetz wird durch den NEP und FEP geregelt.

Dabei stehen NEP und FEP in einem zeitlichen sowie inhaltlichen Stufen- beziehungsweise Schnittstellenverhältnis zueinander. Im NEP werden insbesondere die NVP für die ONAS identifiziert und im weiteren Verfahren von der BNetzA geprüft und bestätigt. Auf diese Weise wird die Zuständigkeit eines ÜNB für die Umsetzung eines ONAS bestimmt. Der FEP hingegen enthält gemäß § 5 Abs. 1 Nr. 4 WindSeeG beispielsweise Festlegungen über die Kalenderjahre einschließlich der Quartale des jeweiligen Kalenderjahres, in denen die in den festgelegten Flächen jeweils in der Ausschreibung bezuschlagten Windenergieanlagen auf See und die entsprechenden ONAS in Betrieb genommen werden sollen. Im NEP sind nach § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 EnWG die im FEP getätigten zeitlichen Festlegungen zugrunde zu legen.

Bei der Umsetzung dieser gesetzlichen Vorgaben kommt es in den Prozessen zur Erstellung des NEP und FEP regelmäßig zu zeitlichen Überschneidungen. Der Auftakt der aktuellen Fortschreibung des FEP erfolgte am 17.12.2021 durch das BSH. Der Fortschreibungsprozess wurde am 20.01.2023 beendet. Die ÜNB haben im vorliegenden ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) die Festlegungen des FEP 2023 berücksichtigt. Allerdings fehlen im FEP 2023 räumliche und zeitliche Festlegungen zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie für die Jahre 2035 und 2045. Vor dem Hintergrund, dass ONAS eine lange Realisierungsdauer haben, ist zum jetzigen Zeitpunkt der Planungshorizont des FEP 2023 nicht ausreichend, um eine langfristige Planungssicherheit für die Umsetzung von ONAS basierend auf dem NEP zu erreichen. In Abstimmung mit der BNetzA orientiert sich daher der vorliegende erste Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) weitestgehend am Entwurf des FEP vom 01.07.2022. Dies gilt insbesondere bei der räumlichen Zuordnung von Flächen, Grenzkorridoren und den geplanten Fertigstellungsterminen für ONAS nach 2031/2032.

4.1.4 Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der NEP enthält gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 EnWG eine Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind dadurch dargestellt, dass im NEP 2037/2045 (2023) ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen sechs Szenarien und demzufolge auch sechs Zielnetze als Gesamtplanalternative möglich sind. Darüber hinaus werden in den Offshore-Zubaunetz-Steckbriefen zu den einzelnen Projekten alternative Planungsmöglichkeiten in Form der Betrachtung gegebenenfalls vorhandener alternativer NVP dargestellt.

Konkrete räumliche Alternativen zu einzelnen ONAS können nur sehr eingeschränkt auf der abstrakten Ebene des NEP geprüft werden. Der NEP beinhaltet die grundsätzliche Darstellung von Lösungen für die Erschließung der Nord- und Ostsee zur Abführung der Offshore-Windenergie unter den gegebenen Randbedingungen des FEP. Die im Anhang für das Offshore-Zubaunetz angegebenen Trassenverläufe stellen daher – soweit es sich nicht um verbindliche Festlegungen aus dem FEP handelt – im Regelfall Annahmen für mögliche Trassenverläufe oder Luftlinien für die spätere, zu konkretisierende Planung dar. Hier kann es im Rahmen der nachgelagerten Fortschreibungs-, Planungs- bzw. Genehmigungsverfahren zu Abweichungen kommen. Konkrete geografische Alternativen und Umweltauswirkungen können daher erst in den nachgelagerten Verfahren geprüft werden.

Anderweitige Technologiekonzepte werden als alternative Planungsmöglichkeiten hingegen nicht betrachtet, da im FEP standardisierte Technikgrundsätze festgelegt werden und Abweichungen davon nur in begründeten Einzelfällen möglich sind.

4.2 Offshore-Netz

Das Kapitel 4.2 Offshore-Netz zeigt für die von der BNetzA im Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (2023) genehmigten Szenarien die erforderlichen ONAS auf.

Eine allgemeine gesetzliche Definition von ONAS ist § 3 Nr. 5 WindSeeG zu entnehmen. Konkret umfassen ONAS alle Anlagengüter von der Eigentumsgrenze zwischen OWP-Vorhabenträger und ÜNB bis zu den NVP, einschließlich der jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der ONAS erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen – jeweils an Land und auf See. Dies umfasst auch die zugehörigen Onshore-Anlagengüter vom Anlandepunkt bis einschließlich der zugehörigen Anlagengüter am jeweiligen NVP, wie insbesondere Konverter, Kompensationsspulen, Transformatoren, Schaltanlagen, Verbindungsleitungen, Betriebsmittel zur Spannungshaltung, Betriebsmittel zur Kompensation von Oberschwingungen sowie weitere Anlagengüter, sofern sie für die Errichtung oder den Betrieb der ONAS erforderlich sind.

Der Umfang einer vollständigen Maßnahme zur Netzanbindung eines OWP erstreckt sich dabei für den ÜNB zur Erfüllung seiner Aufgabe nach § 17d EnWG auf:

- den Anteil an der Umspannplattform des OWP bzw. die Umspannplattform des ÜNB auf See bei AC-ONAS (Ostsee) oder die Konverterplattform des ÜNB auf See bei DC-ONAS (Nordsee und Ostsee),
- das See- und Landkabel,
- die Erweiterung oder den Neubau des Umspannwerkes und der Konverterstation an Land und
- gegebenenfalls die Anbindungsleitung zwischen landseitiger Konverterstation und Umspannwerk an Land.

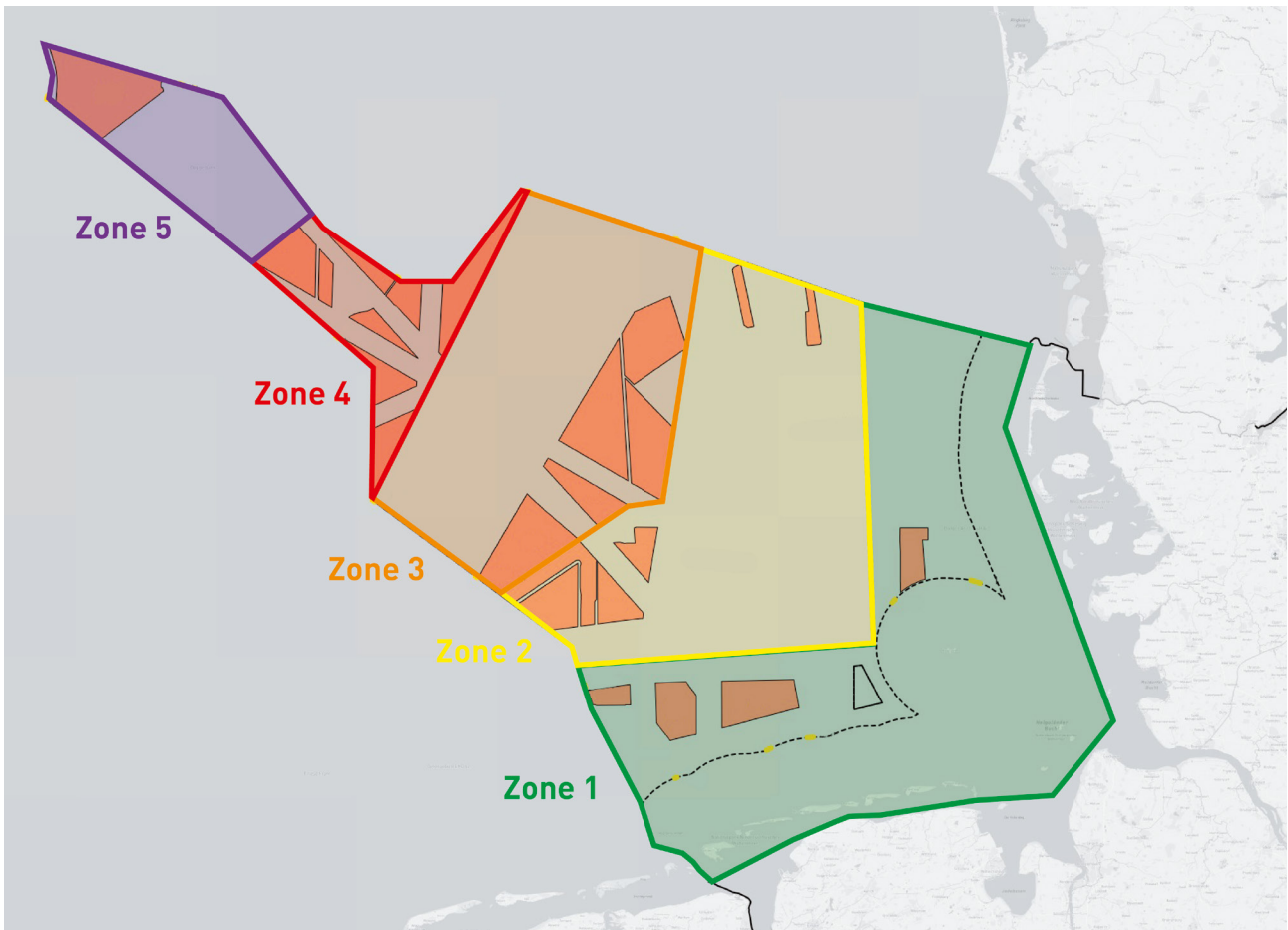
Bestandteile des Offshore-Netzes sind neben den erforderlichen ONAS ebenso Vernetzungsmaßnahmen. Hierzu wird auf Kapitel 4.2.5 verwiesen.

4.2.1 Planerische, technische und zeitliche Rahmenbedingungen

Entfernungszonen und Grenzkorridore

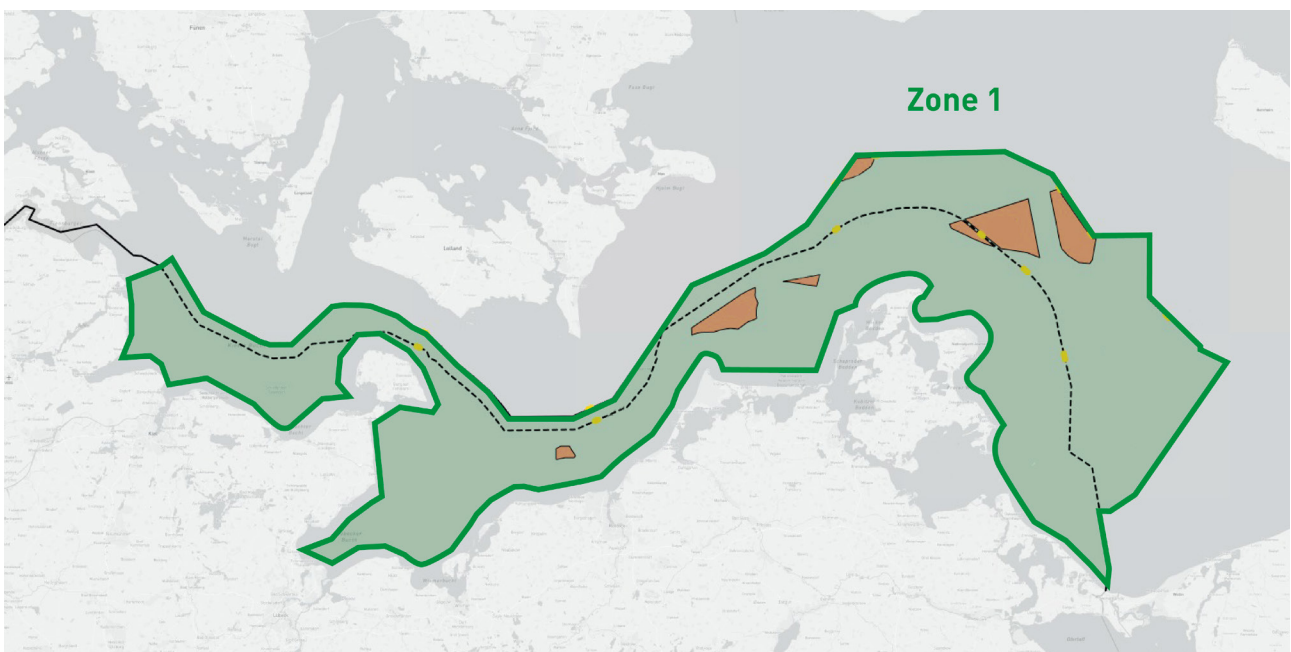
Für eine zeitliche Staffelung der ONAS in Abhängigkeit der Küstenentfernung des anzubindenden Gebiets und den daraus resultierenden erforderlichen Investitionen für die ONAS wurde eine Aufteilung der Bereiche der Nord- und Ostsee in Entfernungszonen vorgenommen. Die Zonen weisen eine räumliche Tiefe von etwa 50 bis 100 km auf. Die Nordsee ist hierbei in fünf Entfernungszonen eingeteilt (s. Abbildung 44), während die Ostsee aufgrund ihrer geringeren räumlichen Tiefe nur aus einer Zone besteht (s. Abbildung 45). Das Kriterium der „Räumlichen Nähe zur Küste“ ist gemäß § 5 Abs. 4 Nr. 3 WindSeeG auch im FEP ein Prüfkriterium. Für eine bessere Einteilung und Übersicht des Meeresraumes werden die Entfernungszonen im NEP und FEP angewendet. Der FEP trifft zudem Festlegungen über Orte, an denen die ONAS die Grenze zwischen der deutschen AWZ und dem Küstenmeer überschreiten. Diese Orte werden als Grenzkorridore (N-I bis N-V in der Nordsee sowie O-I bis O-V in der Ostsee) bezeichnet. Die Zuordnung von geplanten ONAS zu Grenzkorridoren aus räumlicher Planungsperspektive im FEP schränkt die Auswahl an landseitigen NVP für zukünftige ONAS im NEP gegebenenfalls ein. Ein ONAS, welches gemäß FEP beispielsweise über den Grenzkorridor N-III in das niedersächsische Küstenmeer eintritt, kann nicht oder nur noch mit signifikanten Mehraufwand an einen geeigneten NVP in Schleswig-Holstein angeschlossen werden. Die Festlegung von Grenzkorridoren zu geplanten ONAS im Rahmen des FEP erfolgt unter den Gesichtspunkten einer räumlichen Optimierung der Trassenverläufe zur bestmöglichen Ausnutzung der eingeschränkten Platzverhältnisse. Eine Abweichung von dieser Zuordnung bei einem ONAS hätte umfangreiche Wechselwirkungen auf die räumliche Situation weiterer ONAS. Die ÜNB nehmen daher keine Veränderungen an der Zuordnung von Grenzkorridoren zu geplanten ONAS aus dem Entwurf des FEP vor.

Abbildung 44: Entfernungszonen der Nordsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BSH/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 45: Entfernungszonen der Ostsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BSH/Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)



Übertragungstechnologien

In Abhängigkeit von den jeweiligen Rahmenbedingungen werden die einzelnen Maßnahmen in der Technologie Drehstrom (engl. Alternating Current - AC) oder Gleichstrom (engl. Direct Current - DC) entsprechend dem zuletzt veröffentlichten FEP umgesetzt. Daraus ergeben sich jeweils andere Maßnahmenumfänge und Umsetzungsschritte.

In der Nordsee sollen die ONAS gemäß FEP 2023 für die Netzanbindung von OWP mit DC-Technologie ausgeführt werden. Dies ist auf die in Summe größere Erzeugungsleistung der OWP und insbesondere die zumeist auch größeren Entfernungen zum technisch und wirtschaftlich günstigsten NVP an Land zurückzuführen. Die bisherigen DC-ONAS in den Zonen 1 und 2 der AWZ werden in Übereinstimmung mit dem FEP und den Festlegungen des Bundesfachplan Offshore in der Regel mit einer Systemspannung von 320 kV und einer Übertragungsleistung von bis zu 980 MW ausgeführt. In den Zonen 3, 4 und 5 der AWZ sollen DC-ONAS in Übereinstimmung mit dem FEP mit einer Systemspannung von 525 kV als Bipol mit metallischem Rückleiter ausgeführt werden. So kann eine höhere Verfügbarkeit und eine bessere Regelbarkeit der ONAS erreicht werden. Daraus ergibt sich in Übereinstimmung mit den standardisierten Technikgrundsätzen des FEP eine Übertragungsleistung der ONAS in den Zonen 3 bis 5 in Höhe von 2 GW.

In der Ostsee wird im Vergleich zur Nordsee überwiegend eine geringere Leistung über kürzere Entfernungen übertragen. Bedingt durch wechselnde Rahmenbedingungen wie z. B. umweltfachliche Restriktionen oder vorhandene Trassenräume stellt hier in der Regel die AC-Technologie ein technisch und wirtschaftlich effizientes Übertragungskonzept dar. Durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungsleistung bietet die AC-Technologie die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau individuell auf einzelne Flächen und die dort mögliche installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie anzupassen. Diese werden derzeit durch einzelne AC-ONAS in Übereinstimmung mit dem FEP mit einer Systemspannung von 220 kV und einer Übertragungsleistung von 300 MW ausgeführt. Für die Netzanbindung von OWP-Projekten in der Ostsee mit einer Erzeugungsleistung ab 1 GW soll auch die DC-Technologie mit einer Systemspannung von 320 kV oder 525 kV, entsprechend der standardisierten Technikgrundsätzen des FEP, zum Einsatz kommen.

Netzanbindungskonzepte in Nord- und Ostsee

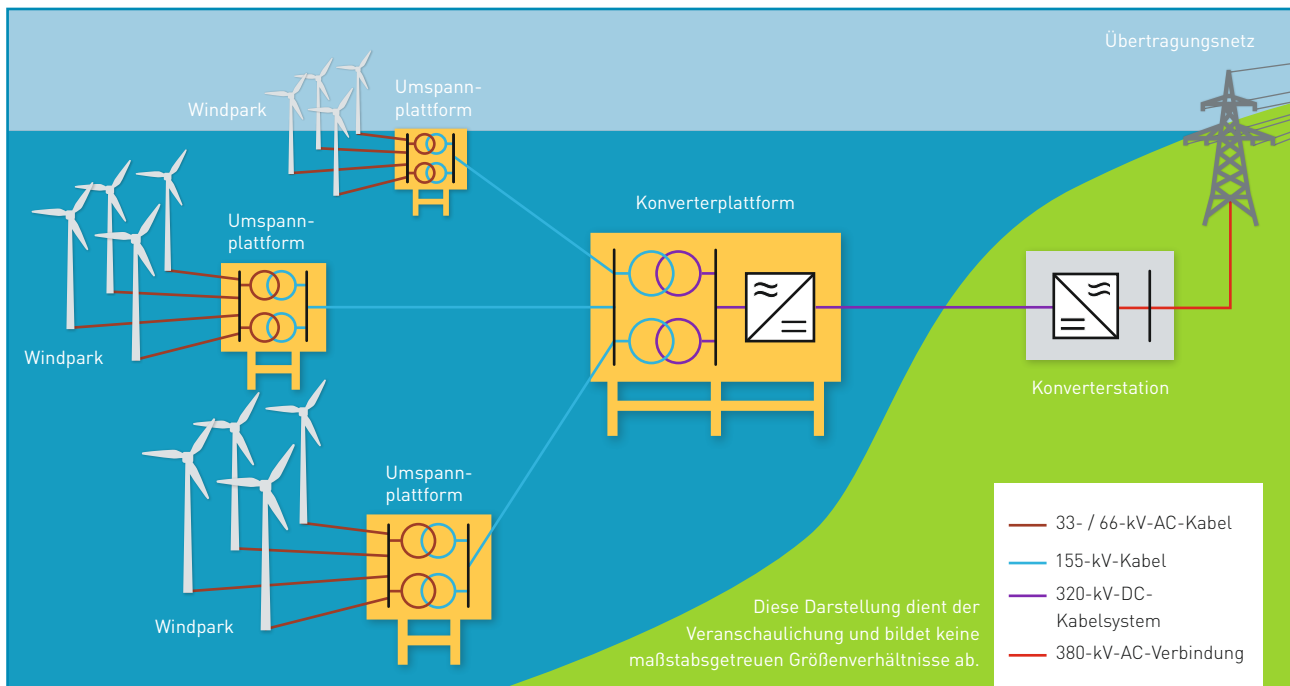
In der Nordsee erfolgte die Netzanbindung von OWP bisher bei DC-ONAS über eine Offshore-Umspannplattform des OWP und eine 155-kV-AC-Verbindung zwischen dieser Offshore-Umspannplattform und der seeseitigen-Konverterplattform des ÜNB. Die Netzanbindung von OWP in der Ostsee erfolgte bisher bei AC-ONAS über eine Offshore-Umspannplattform des OWP.

Für ONAS ab dem Jahr 2026 in der Ostsee und ab dem Jahr 2027 in der Nordsee sieht der FEP das sogenannte Direktanbindungskonzept vor. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform beziehungsweise -Konverterplattform des ÜNB verbunden. In Abstimmung mit dem bezuschlagten OWP-Vorhabenträger wird dieses Direktanbindungskonzept in der Nordsee bereits für die ONAS mit Fertigstellung ab dem Jahr 2024 angewendet. Hierbei werden die ONAS in den Zonen 1 und 2 der Nordsee gemäß FEP mittels 66-kV-AC-Kabeln des OWP angebunden. Dieses Direktanbindungskonzept wird gemäß FEP für ONAS mit Fertigstellung in den Jahren 2029 bis 2031 in Zone 3 der Nordsee als Standardanbindungskonzept festgelegt. Nach Abstimmung zwischen ÜNB und den bezuschlagten OWP-Vorhabenträgern, und sofern keine Beeinträchtigung des Fertigstellungstermins gemäß FEP erfolgt, kann für diese ONAS auch das Direktanbindungskonzept mit einer Spannung von 132 kV AC angewendet werden. Für ONAS mit Fertigstellung ab dem Jahr 2032 sieht der FEP das 132-kV-Direktanbindungskonzept als entsprechenden Standard vor. Ziel dieses Konzeptes ist es, die technische und räumliche Komplexität zu reduzieren und volkswirtschaftliche Kostenvorteile zu erzielen. Die Vorteile steigen dabei mit Erhöhung der Spannungsebene für das Direktanbindungskonzept. Allerdings erfordert jede Erhöhung der Spannungsebene für die Direktanbindung des OWP an die Konverterplattform des ÜNB auch eine Anpassung des ONAS und gegebenenfalls den Einsatz von weiteren oder neuen elektrotechnischen Komponenten sowie ein angepasstes Konverterkonzept.

Die folgenden Abbildungen 46 bis 48 stellen schematisch die beiden Konzepte in der Nordsee und Ostsee dar.

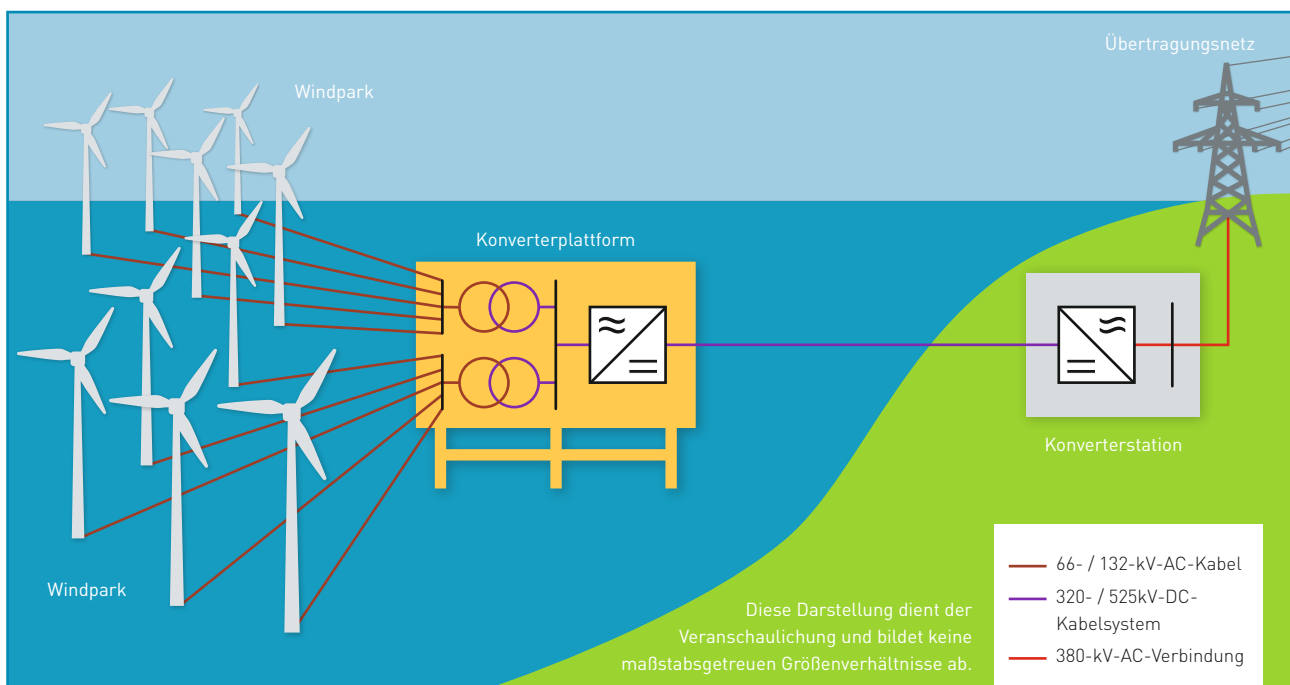


Abbildung 46: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept

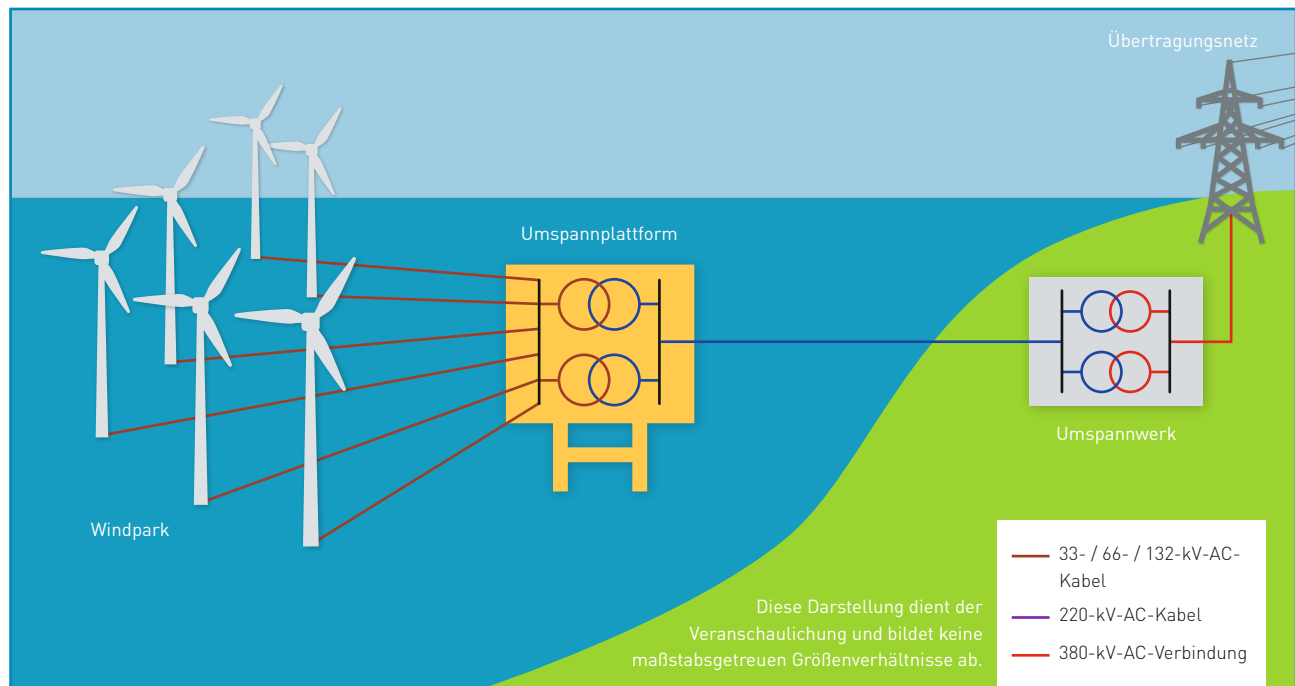


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 47: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit Direktanbindungskonzept



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 48: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zeitliche Reihenfolge der Offshore-Netzanbindungssysteme

Die zeitliche Reihenfolge der ONAS wird im FEP festgelegt. Dies umfasst die Jahre der Inbetriebnahme der zukünftigen ONAS einschließlich des Quartals im jeweiligen Jahr. Die ÜNB orientieren sich bei der Auswahl geeigneter NVP für die im NEP 2037/2045 (2023) erforderlichen ONAS grundsätzlich an den Fertigstellungsterminen des FEP. In Ausnahmefällen kann es jedoch erforderlich sein, vom FEP abweichende Fertigstellungsjahre im NEP vorzuschlagen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn für ein ONAS mit Führung über den Grenzkorridor N-V gemäß FEP zum Zeitpunkt der geplanten Fertigstellung kein geeigneter landseitiger NVP zur Verfügung steht.

Berücksichtigung von Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten sowie von am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten

Vom Projektstart bis zum Vorliegen des Planfeststellungs- beziehungsweise Plangenehmigungsbeschlusses gehen die ÜNB, basierend auf den bisherigen Erfahrungswerten, in ihrer Zeitplanung von einer durchschnittlichen Dauer von 60 Monaten aus. Davon entfallen ca. 24 Monate auf die räumliche Planung und die Erstellung der Kabelrouten im Küstenmeer und an Land, sofern nicht auf die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens verzichtet wird. Für die Erstellung von Gutachten, die Erfassung der Daten und die Erstellung der Anträge zur Planfeststellung werden ca. 18 Monate eingeplant. In der Regel entfallen weitere zwölf bis 18 Monate auf das Planfeststellungsverfahren beziehungsweise das Plangenehmigungsverfahren durch die jeweiligen Genehmigungsbehörden für See und an Land.

Auf Basis der Erfahrungen bei den aktuell in Realisierung befindlichen ONAS und der bei den letzten Vergabeverfahren am Markt verfügbaren Errichtungskapazitäten der Hersteller setzen die ÜNB die Dauer des Vergabeverfahrens für eine Netzanbindung mit durchschnittlich zwölf Monaten an. Für die zukünftigen DC-ONAS mit einer Systemspannung von 525 kV liegen den ÜNB noch keine entsprechenden Erfahrungswerte vor, sodass auch davon abweichende Zeiten möglich sind. Eine Beschleunigung der Vergabeverfahren lässt sich beispielsweise über den Abschluss von Rahmenverträgen erreichen, um die langfristige Planungssicherheit bei Unternehmen und ÜNB zu erhöhen. Darüber hinaus ist die vorausschauende und langfristige Beschaffung durch die ÜNB zu unterstützen und regulatorisch abzusichern. Für die sich daran anschließende Phase der Errichtung eines DC-ONAS wird derzeit von 60 Monaten ausgegangen. Für die ersten DC-ONAS mit einer Systemspannung von 525 kV kann sich diese auf bis zu 72 Monate erhöhen. Für AC-ONAS mit einer Übertragungsleistung von bis zu 300 MW wird von 42 Monaten ausgegangen. Für die Errichtung von ONAS werden Ressourcen wie Kabelverlegeequipment, Spezialschiffe und besonders geschultes Personal benötigt, die nur begrenzt zur Verfügung stehen. Ressourcenengpässe wirken sich unmittelbar auf die von den Herstellern angebotenen Realisierungszeiten der ONAS aus.

Aufgrund der Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen im EnWG und WindSeeG ist eine Beschleunigung der Genehmigungsverfahren und der baulichen Umsetzung von ONAS zu erwarten. Dies gilt insbesondere bei Querung des Küstenmeeres aufgrund der am 13.10.2022 in Kraft getretenen Neuregelungen des § 17d Abs. 1a S. 3f. EnWG. Des Weiteren ist beispielsweise die Zulassungsform für ONAS im Bereich der AWZ gemäß § 66 Abs. 1 WindSeeG von einem Planfeststellungs- in ein Plangenehmigungsverfahren geändert worden. Ferner wurde die Dauer dieses Plangenehmigungsverfahrens gemäß § 70 Abs. 3 WindSeeG grundsätzlich auf zwölf Monate beschränkt. Eine Anpassung der genannten Realisierungszeiträume auf Basis von Erfahrungswerten der ÜNB aus bisherigen Projekten ist zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich. Die Gesamtrealisierungsdauer eines DC-ONAS kann nach heutigem Kenntnisstand daher bis zu ca. 11 Jahre betragen und die eines AC-ONAS bis zu ca. 9,5 Jahre. Dabei können sich die Projektlaufzeiten für Planung, Zulassung und Errichtung bei langen landseitigen Trassen auf etwa 12 beziehungsweise 10,5 Jahre ab Bestätigung der Projekte im NEP summieren.

Es wird darauf hingewiesen, dass es sich um eine grobe Abschätzung der Gesamtrealisierungszeiten handelt und eine Abweichung von diesen Angaben im Einzelfall möglich ist. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der genannten Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

4.2.2 Offshore-Startnetz und -Ist-Netz

Das Offshore-Ist-Netz beinhaltet alle bereits in Betrieb befindlichen ONAS, während das Offshore-Startnetz alle ONAS berücksichtigt, mit deren Realisierung (Beginn der Umsetzung) gemäß Offshore-Netzentwicklungsplan beziehungsweise NEP begonnen wurde. Der „Beginn der Umsetzung“ bezieht sich auf das Jahr der Beauftragung des ONAS durch den jeweils zuständigen ÜNB. Die ONAS beim Offshore-Startnetz und -Ist-Netz werden bei der Erstellung des NEP als gegeben gesehen und deren Erforderlichkeit wird nicht erneut untersucht. Ferner sind ONAS inbegriffen, die für OWP mit einer gültigen Netzanbindungszusage nach altem Recht⁹ oder mit einem Zuschlag in den Offshore-Kapazitätsausreibungen in den Jahren 2017 und 2018 erforderlich sind.

Die folgenden Tabellen und Abbildungen zeigen das Offshore-Startnetz und -Ist-Netz der Nordsee und der Ostsee. Eine detaillierte Beschreibung und Abbildung der Offshore-Startnetzmaßnahmen befindet sich in den jeweiligen Projektsteckbriefen im Anhang des NEP.

⁹ Nach § 17 Abs. 2a EnWG in der bis zum 27.12.2011 geltenden Fassung.



Tabelle 13: Offshore-Ist-Netz Nordsee (in Betrieb befindliche ONAS)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Übertragungsleistung in MW	Inbetriebnahmejahr
NOR-0-1	AC-ONAS NOR-0-1 (Riffgat)	Emden/Borßum (TenneT)	113	2014
NOR-0-2	AC-ONAS NOR-0-2 (Nordergründe)	Inhausen (TenneT)	111	2017
NOR-2-1	AC-ONAS (alpha ventus)	Hagermarsch (TenneT)	62	2009
NOR-2-2	DC-ONAS NOR-2-2 (DolWin1)	Dörpen/West (TenneT)	800	2015
NOR-2-3	DC-ONAS NOR-2-3 (DolWin3)	Dörpen/West (TenneT)	900	2018
NOR-3-1	DC-ONAS NOR-3-1 (DolWin2)	Dörpen/West (TenneT)	916	2016
NOR-4-1	DC-ONAS NOR-4-1 (HelWin1)	Büttel (TenneT)	576	2015
NOR-4-2	DC-ONAS NOR-4-2 (HelWin2)	Büttel (TenneT)	690	2015
NOR-5-1	DC-ONAS NOR-5-1 (SylWin1)	Büttel (TenneT)	864	2015
NOR-6-1	DC-ONAS NOR-6-1 (BorWin1)	Diele (TenneT)	400	2010
NOR-6-2	DC-ONAS NOR-6-2 (BorWin2)	Diele (TenneT)	800	2015
NOR-8-1	DC-ONAS NOR-8-1 (BorWin3)	Emden/Ost (TenneT)	900	2019

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Offshore-Startnetz Nordsee (in Realisierung befindliche ONAS)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Übertragungsleistung in MW	Inbetriebnahmejahr
NOR-1-1	DC-ONAS NOR-1-1 (DolWin5)	Emden/Ost (TenneT)	900	2024/2025
NOR-3-2	DC-ONAS NOR-3-2 (DolWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	900	2028
NOR-3-3	DC-ONAS NOR-3-3 (DolWin6)	Emden/Ost (TenneT)	900	2023
NOR-6-3	DC-ONAS NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	900	2028
NOR-7-1	DC-ONAS NOR-7-1 (BorWin5)	Garrel/Ost (TenneT)	900	2025
NOR-7-2	DC-ONAS NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel (TenneT)	980	2027

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 15: Offshore-Ist-Netz Ostsee (in Betrieb befindliche ONAS)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Übertragungsleistung in MW	Inbetriebnahmejahr
OST-1-1	AC-ONAS OST-1-1 (Ostwind 1)	Lubmin (50Hertz)	250	2018
OST-1-2	AC-ONAS OST-1-2 (Ostwind 1)	Lubmin (50Hertz)	250	2019
OST-1-3	AC-ONAS OST-1-3 (Ostwind 1)	Lubmin (50Hertz)	250	2019
OST-3-1	AC-ONAS OST-3-1 (Kriegers Flak)	Bentwisch (50Hertz)	51	2011
OST-3-2	AC-ONAS OST-3-2 (Kriegers Flak)	Bentwisch (50Hertz)	339*	2015

* Projekt OST-3-2 baut auf dem Projekt OST-3-1 auf. Durch diese Projekte ergibt sich eine Übertragungsleistung von 339 MW.
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

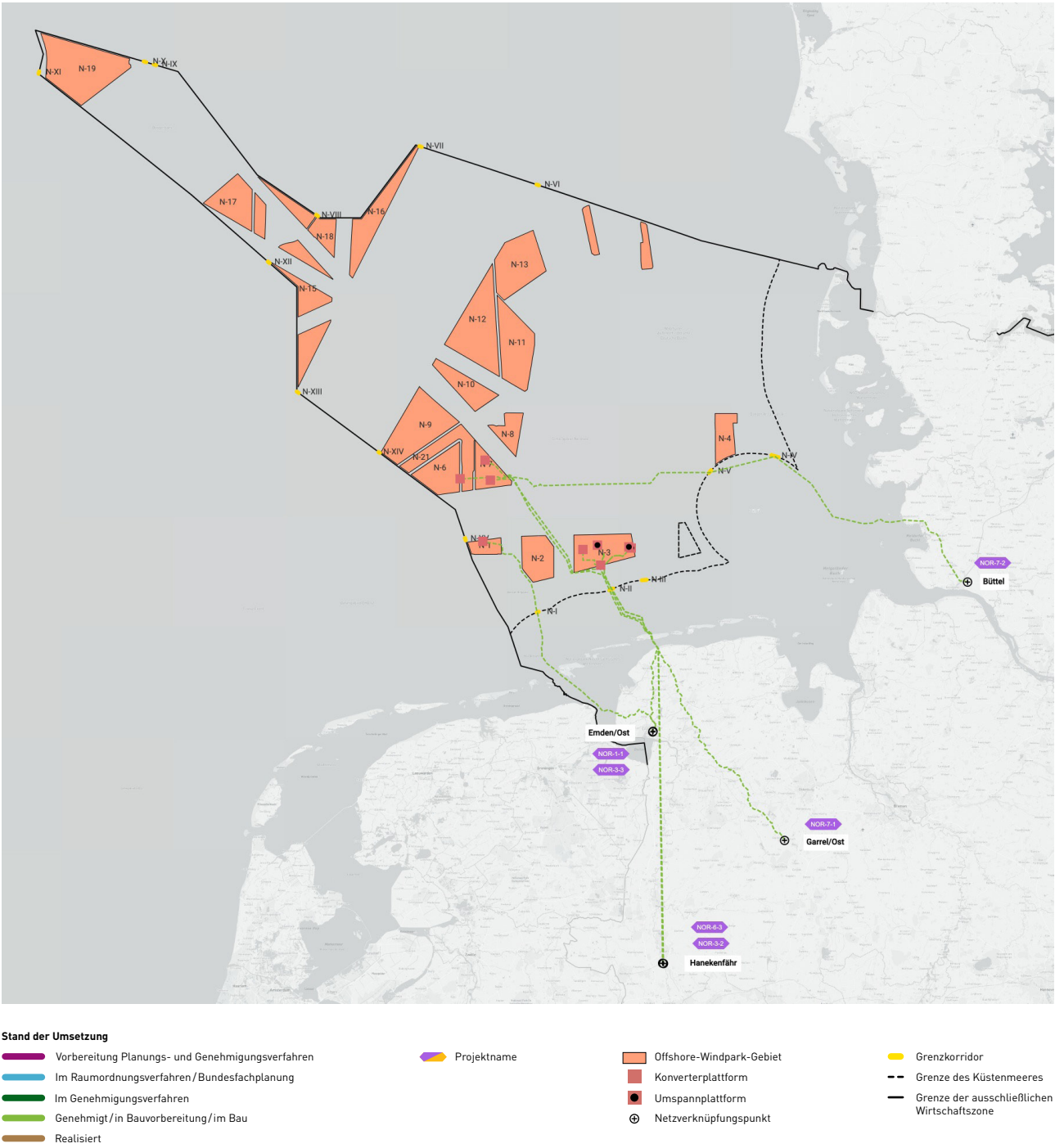
Tabelle 16: Offshore-Startnetz Ostsee (in Realisierung befindliche ONAS)

Projekt	Bezeichnung des Projekts	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Übertragungsleistung in MW	Inbetriebnahmejahr
OST-1-4	AC-ONAS OST-1-4 (Ostwind 3)	Suchraum Brünzow (50Hertz)	300	2026
OST-2-1	AC-ONAS OST-2-1 (Ostwind 2)	Lubmin (50Hertz)	250	2023
OST-2-2	AC-ONAS OST-2-2 (Ostwind 2)	Lubmin (50Hertz)	250	2023
OST-2-3	AC-ONAS OST-2-3 (Ostwind 2)	Lubmin (50Hertz)	250	2024

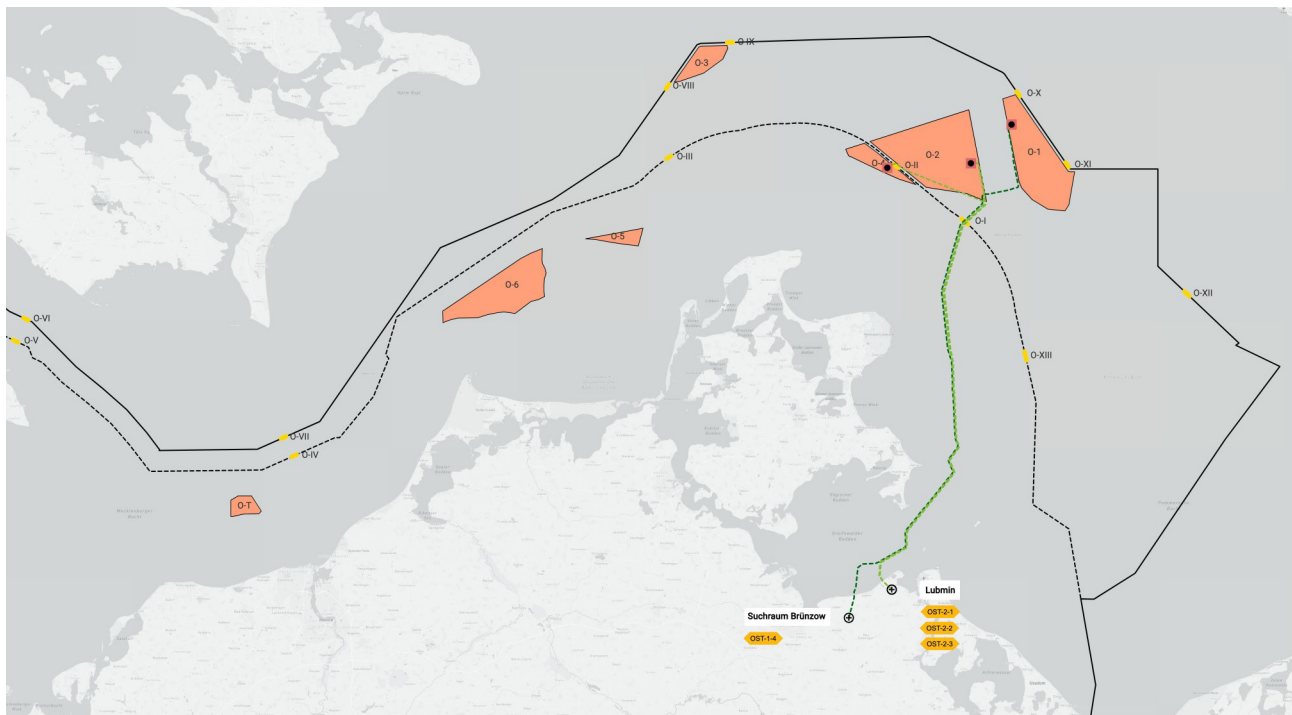
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 49: Offshore-Startnetz Nordsee



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 50: Offshore-Startnetz Ostsee

Stand der Umsetzung

- Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
- Im Raumordnungsverfahren / Bundesfachplanung
- Im Genehmigungsverfahren
- Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
- Realisiert

▶ Projektname

- Offshore-Windpark-Gebiet
- Konverterplattform
- Umspannplattform
- ⊕ Netzverknüpfungspunkt

- Grenzkorridor
- Grenze des Küstenmeeres
- Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap [ODbL], BSH [© GeoSeaPortal]

4.2.3 Offshore-Netzausbaubedarf

Im FEP 2023 wurden räumliche und zeitliche Festlegungen für den Anschluss von ca. 36,5 GW installierte Erzeugungsleistung für Offshore-Wind in Nord- und Ostsee getätigt. Davon sind 34,5 GW Erzeugungsleistung bis inklusive dem Jahr 2031 vorgesehen. Die ÜNB haben den Bedarf von weiteren ONAS im NEP zur Erreichung von mindestens 40 GW bis 2035 und mindestens 70 GW bis 2045 gemäß § 1 Abs. 2 WindSeeG untersucht. Die Vorgaben des WindSeeG dienen der Erreichung der Ziele des Bundes-Klimaschutzgesetzes.

Zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA wurde davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2045 nicht von einem signifikanten Rückbau an OWP und ONAS auszugehen ist. Aufgrund neuer Erkenntnisse hat die BNetzA den ÜNB nachträglich mitgeteilt, dass in den Szenarien des Zieljahrs 2045 ein Rückbau von ca. 4 GW installierter Erzeugungsleistung anzunehmen ist. Dieser Rückbau wird in den Szenarien A/B/C 2045 unterstellt. Zum Erreichen des Ausbauziels von mindestens 70 GW im Jahr 2045 wird daher zur Kompensation des Rückbaus ein Bruttozubau von 74 GW installierter Erzeugungsleistung von Offshore-Wind angenommen. Die Kompensation des Rückbaus in Nord- und Ostsee erfolgt ausschließlich durch zusätzliche ONAS in der Nordsee. Der Ausbaupfad sieht die in Tabelle 17 dargestellten installierten Erzeugungsleistungen für Offshore-Wind vor.

In den Szenarien B 2037 und C 2037 wird eine installierte Erzeugungsleistung für Offshore-Wind von 58,5 GW angenommen. Ausgehend von einer installierten Erzeugungsleistung von etwa 30,5 GW im Jahr 2030 gemäß FEP erfolgt ab dem Jahr 2031 eine Inbetriebnahme von zwei 2-GW-ONAS jährlich. Dies entspricht dem Ausschreibungsvolumen für Offshore-Windenergie gemäß § 2a WindSeeG in Höhe von grundsätzlich 4 GW pro Jahr. In Szenario A 2037 wird eine installierte Erzeugungsleistung für Offshore-Wind von 50,5 GW angenommen. Dies stellt gegenüber den Szenarien B 2037 und C 2037 auf einen moderat langsameren Ausbau der Offshore-Windenergie nach 2030 ab. Das gesetzliche Ausbauziel für das Jahr 2035 gemäß WindSeeG wird aber eingehalten. Beginnend mit dem Jahr 2031 werden jährlich abwechselnd ein beziehungsweise zwei 2-GW-ONAS in der Nordsee in Betrieb genommen. In der Ostsee werden nach

2030 bis 2037 keine weiteren Flächen angebunden.

Im Jahr 2045 wird für alle Szenarien eine installierte Erzeugungsleistung für Offshore-Wind von exakt 70 GW angenommen. Eine Übererfüllung des Ausbauziels für Offshore-Windenergie wird daher nicht unterstellt. In Szenario A 2045 wird der abwechselnde Zubau von 2 GW beziehungsweise 4 GW Offshore-Wind bis zum Jahr 2045 angesetzt. In den Szenarien B/C 2045 wird ab dem Jahr 2038 nur noch ein jährlicher Zubau von 2 GW Offshore-Wind angenommen. Es wird zudem in allen 2045er Szenarien angenommen, dass im Küstenmeer der Ostsee eine Leistung von zusätzlichen 1 GW in Betrieb genommen wird.

Tabelle 17: Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Wind gemäß genehmigten Szenariorahmen

in GW	Szenario A 2037	Szenario B / C 2037	Szenario A / B / C 2045
Nordsee	46,4	54,4	64,9
Ostsee*	4,1	4,1	5,1
Summe	50,5	58,5	70,0

* Installierte Erzeugungsleistung des Testfeldes ist nicht inkludiert gemäß genehmigten Szenariorahmen vom 08.07.2022

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2023 – 2037 / 2045

Die ÜNB sind nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG auch zur Anbindung von OWP verpflichtet, die eine Genehmigung zum Bau von Windenergieanlagen im Küstenmeer nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz erhalten. Für das Küstenmeer der Ostsee betrifft das aktuell ein OWP-Projekt mit einer installierten Erzeugungsleistung von 927 MW. Gemäß des bestätigten Szenariorahmens der BNetzA ist diese Erzeugungsleistung den Marktsimulationen des NEP für eine zielgerichtete Auslegung des landseitigen Übertragungsnetzes zugrunde zu legen. Darüber hinaus ist die Erzeugungsleistung Bestandteil der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie. Bedingt durch die Regelung nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG ist keine Prüfung und Bestätigung der für die Netzanbindung dieser Erzeugungsleistung geplanten ONAS OST-6-1, OST-6-2 und OST-6-3 im NEP 2037/2045 (2023) erforderlich. Dementsprechend werden diese ONAS auch nicht als Maßnahmen in den Übersichtstabellen und -abbildungen geführt sowie im Anhang in Projektsteckbriefen dargestellt.

Überblick über das Offshore-Zubaunetz der Szenarien A 2037, B / C 2037 und A / B / C 2045

Im Rahmen der Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten (s. Kapitel 4.2.1) wird die Phase der Errichtungszeit mit dem „Beginn der Umsetzung“ und der „geplanten Fertigstellung“ zeitlich beschrieben. Der geplante Zeitpunkt der Fertigstellung (geplante Fertigstellung) hängt auch unmittelbar von der Beauftragung ab und bezieht sich auf die Fertigstellung des ONAS gemäß FEP. Die Phasen der Planungs- und Zulassungszeiten sind nicht Bestandteil der Phasen für die Beauftragung und Errichtung, sondern sie sind diesen beiden Phasen vorgelagert.

Die Tabellen 18 und 19 sowie die Abbildungen 51 bis 55 zeigen die ONAS auf, die in den einzelnen Szenarien erforderlich sind. Der FEP 2023 weist nur Flächen mit einer Erzeugungsleistung von ca. 36,5 GW aus. ONAS zur Anbindung von Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind, die zur Erreichung der Szenariokennzahlen über 36,5 GW hinaus erforderlich sind, sind in der Tabelle 18 farblich gekennzeichnet und auch in den Abbildungen 51 bis 55 kenntlich gemacht. Für die ONAS mit einer Fertigstellung nach 2031 hat der FEP 2023 noch keine zeitliche Reihung der anzuschließenden Offshore-Flächen und damit noch keine konkreten Termine für die dazugehörigen ONAS ausgewiesen. Die ÜNB sehen daher entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens vor, dass im Szenario A 2045 ein Zubau von jeweils abwechselnd 4 und 2 GW pro Jahr ab dem Jahr 2031 erfolgt. Im Szenario B / C 2045 wird von 2031 bis zum Jahr 2037 4 GW pro Jahr und ab dem 2038 nur noch 2 GW pro Jahr, jeweils bis zum Erreichen von 70 GW Offshore-Erzeugungsleistung, vorgesehen. Hinsichtlich der Fertigstellungstermine der ONAS nach 2031 orientieren sich die ÜNB soweit möglich an den entsprechenden Planungen im Entwurf des FEP vom 01.07.2022.

Tabelle 18: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetz in der Nordsee *

Projekt	Nummer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung) **			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
NOR-9-1	M243	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BalWin1)	Wehrendorf (Amprion)	ca. 363	2.000	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029
NOR-9-2 ***	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BalWin3)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 255	2.000	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029
NOR-9-3 ***	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-3 (BalWin4)	Unterweser (TenneT)	ca. 260	2.000	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029
NOR-10-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BalWin2)	Westerkappeln (Amprion)	ca. 373	2.000	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030
NOR-11-1	M233	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	Suchraum Heide (50Hertz)	ca. 215	2.000	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030
NOR-12-1 ***	M231	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	Unterweser (TenneT)	ca. 260	2.000	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030
NOR-12-2	M249	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	Suchraum Heide (TenneT)	ca. 270	2.000	2024 / Q4 2030	2024 / Q4 2030	2024 / Q4 2030	2024 / Q4 2030
NOR-11-2 ***	M248	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	Wilhelmshaven 2 (TenneT)	ca. 230	2.000	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031
NOR-13-1	M242	HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin5)	Suchraum Rastede (TenneT)	ca. 290	2.000	2024 / Q3 2032	2024 / Q3 2031	2024 / Q3 2032	2024 / Q3 2031
NOR-21-1	M254	HGÜ-Verbindung NOR-21-1 (BorWin7)	Niederrhein (Amprion)	ca. 454	2.000	2029 / Q3 2034	2027 / Q3 2032	2029 / Q3 2034	2027 / Q3 2032
NOR-14-1	M263	HGÜ-Verbindung NOR-14-1	Blockland / neu (TenneT)	ca. 390	2.000	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2026 / Q3 2032	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2026 / Q3 2032
NOR-13-2	M262	HGÜ-Verbindung NOR-13-2 (LanWin6)	Suchraum Pöschendorf (50Hertz)	ca. 310	2.000	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033
NOR-15-1	M256	HGÜ-Verbindung NOR-15-1	Kusenhorst (Amprion)	ca. 550	2.000	vrs. 2029 / Q4 2034	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2029 / Q4 2034	vrs. 2028 / Q3 2033
NOR-16-2	M264	HGÜ-Verbindung NOR-16-2	Suchraum Pöschendorf (TenneT)	ca. 365	2.000	vrs. 2030 / Q3 2036	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2030 / Q3 2036	vrs. 2028 / Q3 2034
NOR-17-1	M246	HGÜ-Verbindung NOR-17-1	Rommerskirchen (Amprion)	ca. 653	2.000	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2029 / Q3 2034	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2029 / Q3 2034
NOR-16-1	M265	HGÜ-Verbindung NOR-16-1	Suchraum Büchen (50Hertz)	ca. 460	2.000	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2030 / Q3 2035
NOR-18-1	M266	HGÜ-Verbindung NOR-18-1	Wiemersdorf / Hardebek (TenneT)	ca. 400	2.000		vrs. 2029 / Q3 2035	vrs. 2032 / Q3 2038	vrs. 2029 / Q3 2035
NOR-19-1	M247	HGÜ-Verbindung NOR-19-1	Oberzier (Amprion)	ca. 807	2.000	vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2031 / Q3 2036
NOR-19-3	M257	HGÜ-Verbindung NOR-19-3	Kriftel (Amprion)	ca. 918	2.000		vrs. 2031 / Q4 2036	vrs. 2033 / Q3 2038	vrs. 2031 / Q4 2036
NOR-19-2	M258	HGÜ-Verbindung NOR-19-2	Suchraum Ried (Amprion)	ca. 953	2.000		vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2035 / Q3 2040	vrs. 2032 / Q3 2037
NOR-17-2	M267	HGÜ-Verbindung NOR-17-2	Suchraum Nüttermoor (TenneT)	ca. 375	2.000		vrs. 2031 / Q3 2037	vrs. 2034 / Q3 2040	vrs. 2031 / Q3 2037
NOR-x-6 *****	M268	HGÜ-Verbindung NOR-x-6	Suchraum Büchen (50Hertz)	ca. 450	2.000			vrs. 2034 / Q3 2039	vrs. 2033 / Q3 2038

4 Offshore-Netz

Projekt	Num- mer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzver- knüpfungspunkt (ÜNB)	Trassen- länge in km	Über- tragungs- leistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung/geplante Fertigstellung) **			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
NOR-20-1 *****	M250	HGÜ-Verbindung NOR-20-1	Suchraum Ras- tede (TenneT)	ca. 375	2.000			vrs. 2035/ Q3 2041	vrs. 2033/ Q3 2039
NOR-x-7 *****	M259	HGÜ-Verbindung NOR-x-7	Lippe (Amprion)	ca. 558	2.000			vrs. 2037/ Q3 2042	vrs. 2035/ Q3 2040
NOR-x-8 *****	M269	HGÜ-Verbindung NOR-x-8	Brunsbüttel (50Hertz)	ca. 315	2.000			vrs. 2037/ Q3 2042	vrs. 2036/ Q3 2041
NOR-x-9 *****	M270	HGÜ-Verbindung NOR-x-9	Samtgemeinde Sottrum (TenneT)	ca. 420	2.000			vrs. 2037/ Q3 2043	vrs. 2036/ Q3 2042
NOR-x-10 *****	M260	HGÜ-Verbindung NOR-x-10	Rommerskirchen (Amprion)	ca. 658	2.000			vrs. 2039/ Q3 2044	vrs. 2038/ Q3 2043
NOR-x-11 *****	M271	HGÜ-Verbindung NOR-x-11	Suchraum Nüt- termoor (TenneT)	ca. 325	2.000			vrs. 2038/ Q3 2044	vrs. 2038/ Q3 2044
NOR-x-12 *****	M261	HGÜ-Verbindung NOR-x-12	Sechtem (Amprion)	ca. 684	2.000 ****			vrs. 2040/ Q3 2045	vrs. 2040/ Q3 2045

* Für ONAS zum Anschluss von über 36,5 GW Offshore-Leistung sind im FEP 2023 noch keine Flächen mit dazugehörigen Inbetriebnahmedaten ausgewiesen. Diese sind hellblau hinterlegt.

** Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 7.2.

*** Aufgrund der Vergleichbarkeit der 2-GW-ONAS NOR-9-2, NOR-9-3, NOR-12-1 und NOR-11-2 sowie des größtenteils parallelen Trassenverlaufs wird eine zeitgleiche Vergabe dieser ONAS angestrebt, um mögliche Synergien zu nutzen und Risiken zu minimieren.

**** Das ONAS NOR-x-12 ist zur Erreichung des Ausbauziels von 70 GW nur partiell berücksichtigt.

***** ONAS mit der Projektbezeichnung NOR-x-6 bis NOR-x-12 sind erforderlich um das gesetzliche Ausbauziel für Offshore-Windenergie von mindestens 70 GW im Jahr 2045 zu erreichen. Für diese ONAS liegen allerdings noch keine geplanten Festlegungen von anzubindenden Flächen für Offshore-Windenergie im Entwurf des FEP 2023 vor.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 19: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetz in der Ostsee

Projekt	Num- mer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzver- knüpfungspunkt (ÜNB)	Trassen- länge in km	Über- tragungs- leistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)*			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
OST-2-4	M74	HGÜ-Verbindung OST-2-4 (Ostwind 4)	Suchraum Brünzow (50Hertz)	ca. 109	2.000 ****	vrs. 2024 / Q3 2030	vrs. 2024 / Q3 2030	vrs. 2024 / Q3 2030	vrs. 2024 / Q3 2030
OST-x-1	M274	AC-Verbindung OST-x-1	Suchraum Gnewitz (50Hertz)	ca. 45	300			vrs. 2035 / Q3 2039	vrs. 2035 / Q3 2039
OST-x-2	M275	AC-Verbindung OST-x-2	Suchraum Gnewitz (50Hertz)	ca. 45	300			vrs. 2035 / Q3 2039	vrs. 2035 / Q3 2039
OST-x-3	M276	AC-Verbindung OST-x-3	Suchraum Brünzow (50Hertz)	ca. 80	300			vrs. 2036 / Q3 2040	vrs. 2036 / Q3 2040
OST-x-4	M277	AC-Verbindung OST-x-4	Suchraum Brünzow (50Hertz)	ca. 80	300			vrs. 2036 / Q3 2040	vrs. 2036 / Q3 2040
OST-T-1**	M85	AC-Verbindung OST-T-1** (Testfeld)	Suchraum Broderstorf (50Hertz)	ca. 50	300	---/---***	---/---***	---/---***	---/---***

* Die Definition von „Beginn der Umsetzung“ und „geplante Fertigstellung“ erfolgt in Kapitel 7.2.

** Bei der Genehmigung des Szenariorahmens hat die BNetzA das Testfeld-ONAS unter den Vorbehalt gestellt, dass das BSH die Testfeldfläche im FEP 2023 festlegt. Die Festlegung ist zwar vom BSH erfolgt, mit einer Kapazität von 300 MW und einer Inbetriebnahme im Kalenderjahr 2032, aber unter dem Vorbehalt der Bedingung, dass das Land Mecklenburg-Vorpommern bis zum 30.06.2023 den Bedarf für dieses Testfeld-ONAS bekannt macht. Erst mit der Bekanntmachung ist 50Hertz für die Realisierung des ONAS zuständig. Daher wird das Testfeld-ONAS im NEP derzeit nur infor-
matorisch genannt und dargestellt.

*** Eine gesicherte Festlegung der Termine ist voraussichtlich erst nach Bekanntmachung des Bedarfs des Testfeld-ONAS durch das Land Mecklen-
burg-Vorpommern möglich.

**** Die Übertragungsleistung von OST-2-4 wurde im FEP 2023 von 1.000 MW auf 2.000 MW erhöht vor der Hintergrund, dass in den benachbarten AWZ von Schweden und Dänemark als auch im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern weitere Gebiete für Offshore-Windenergie zu erwarten sind. Diese Gebiete könnten durch die erhöhte Übertragungsleistung über OST-2-4 effizienter angebunden werden (Reduzierung von ONAS und Trassen-
raumnutzung).

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die ÜNB weisen darauf hin, dass Maßnahmen ermittelt wurden, um die Ausbauziele des genehmigten Szenariorahmens zu erreichen. Die Ausbauziele werden durch die in Tabelle 20 aufsummierten Übertragungsleistungen des Offshore-Zubaunetzes erfüllt. Zur Erreichung der installierten Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind gemäß des genehmigten Szenariorahmens sind allerdings die Übertragungsleistungen der ONAS zum Teil nicht vollständig ausgelastet. Daher übersteigt die vollständig verfügbare Übertragungsleistung der ONAS des Offshore-Zubaunetzes die installierte Erzeugungsleistung von Offshore-Wind zur Erreichung der 70 GW im gleichen Zeitraum. Insgesamt ergeben sich je nach Szenario die folgenden Übertragungsleistungen des Offshore-Zubaunetzes gemäß Tabelle 20.

Tabelle 20: Übertragungsleistung im Offshore-Zubaunetz

in GW	Szenario A 2037	Szenario B / C 2037	Szenario A / B / C 2045
Nordsee	34,0	42,0	58
Ostsee	2,0	2,0	3,2
Summe	36,0	44,0	61,2

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 21 gibt einen Überblick über die Längen des Offshore-Zubaunetzes in Abhängigkeit der jeweiligen Technologie und der jeweiligen Szenarien. Die erforderlichen ONAS und damit die Gesamtlänge des Offshore-Zubaunetzes sind in der Ostsee in allen Szenarien gleich.

Tabelle 21: Überblick über die Trassenlängen des Offshore-Zubaunetzes

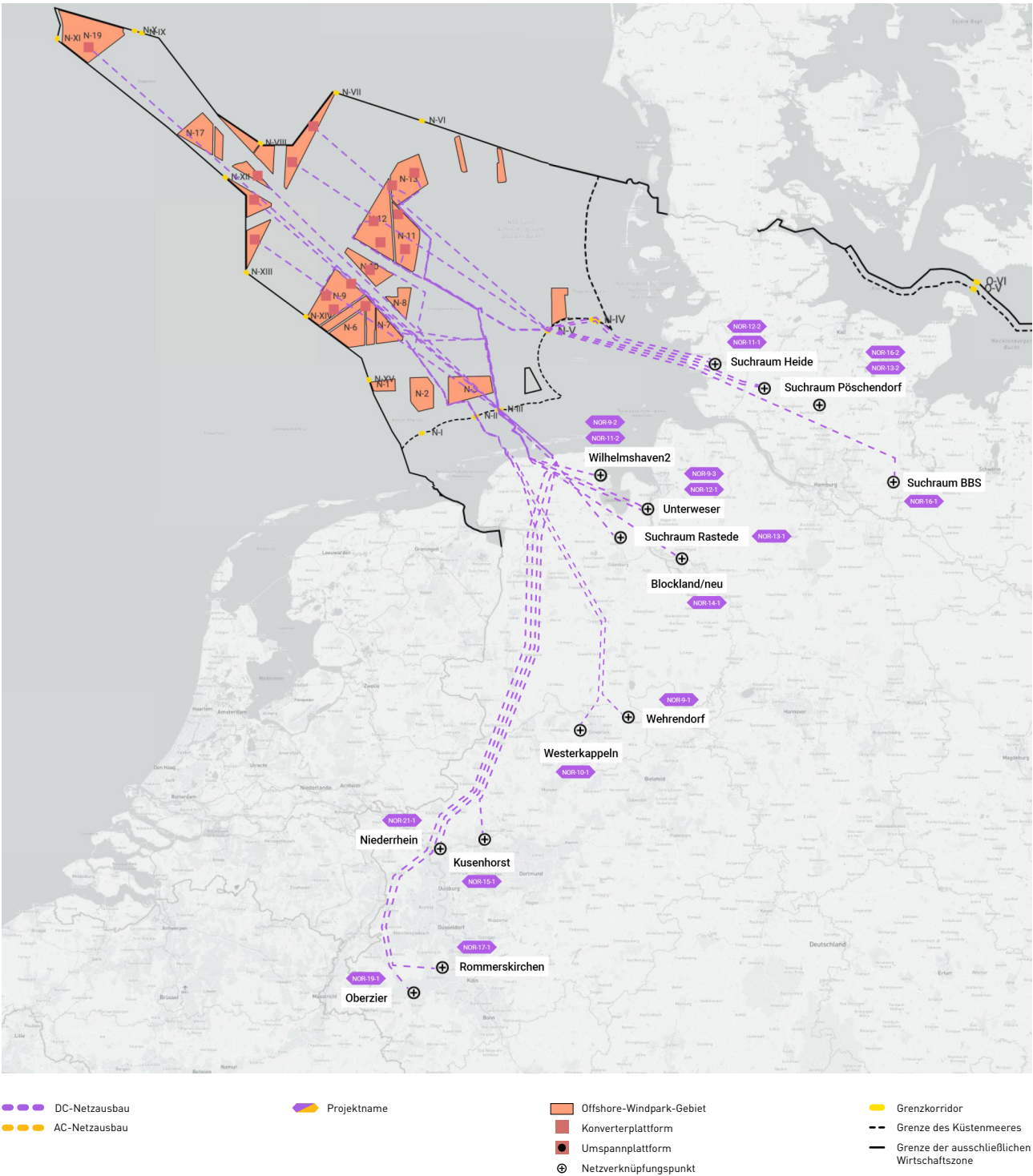
in km*	Szenario A 2037	Szenario B / C 2037	Szenario A / B / C 2045
Nordsee	ca. 6.500	ca. 9.150	ca. 12.950
Ostsee	ca. 110	ca. 110	ca. 360
Summe	ca. 6.610	ca. 9.250	ca. 13.310

* Das Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge wird erläutert unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/Zwu>.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

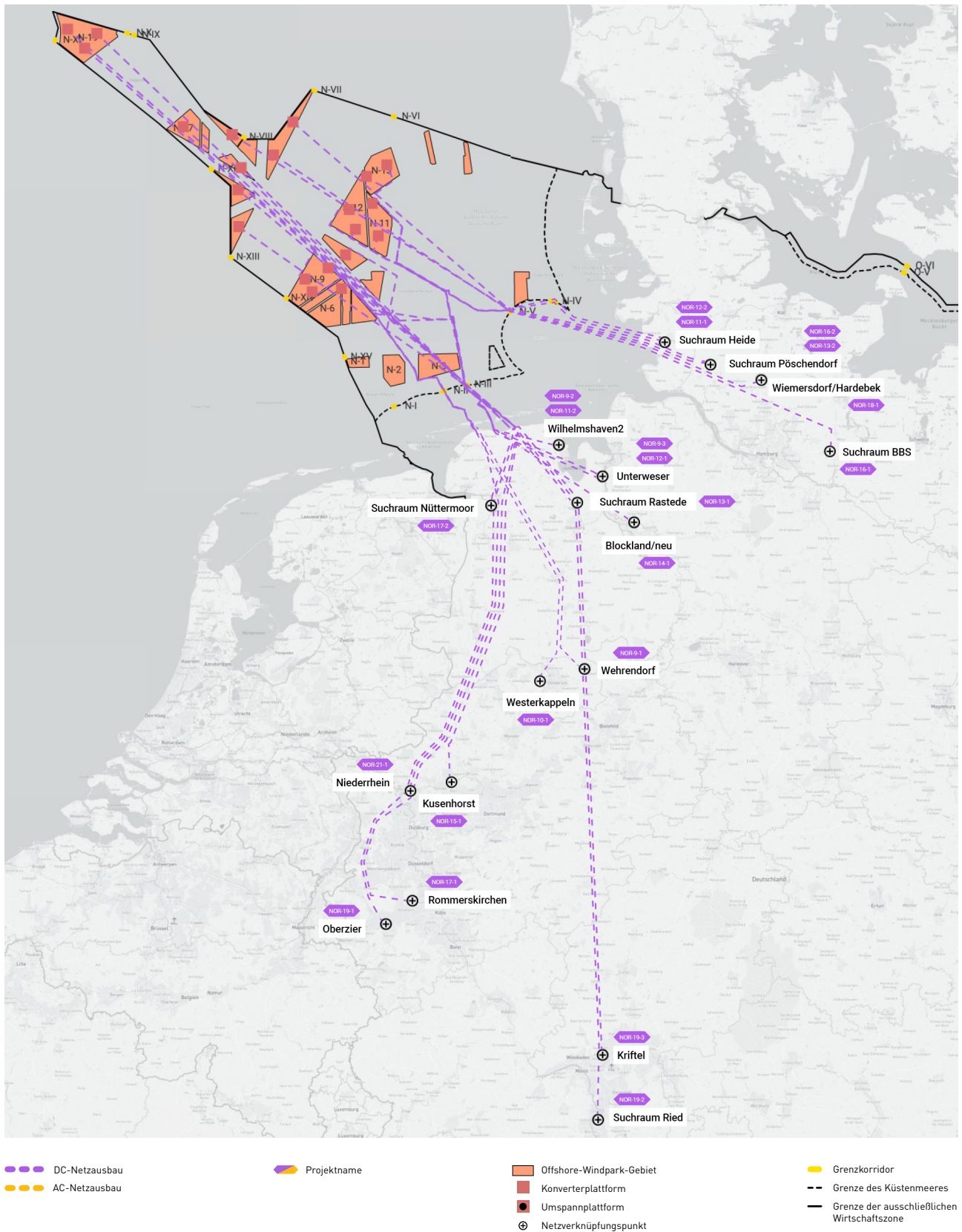
Die nachfolgenden Abbildungen des Offshore-Zubaunetzes bilden die Ausbaumaßnahmen schematisch ab und dienen lediglich der Orientierung. Die exakten Trassenverläufe werden im Rahmen der öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren festgelegt. Für die ONAS mit Fertigstellung bis einschließlich 2031 kann die jeweilige räumlich festgelegte Trasse in der AWZ dem FEP 2023 entnommen werden.

Abbildung 51: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee im Szenario A 2037



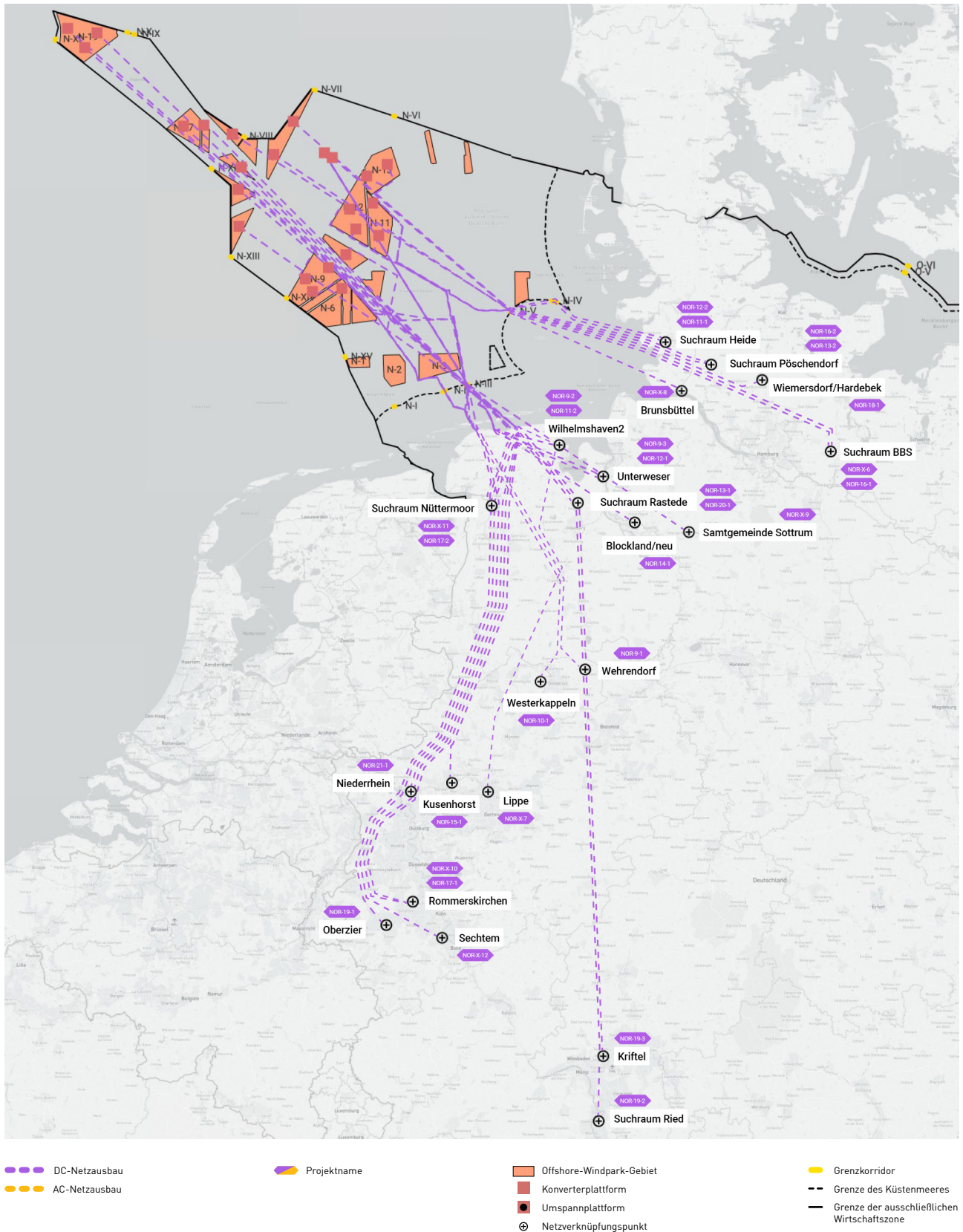
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 52: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in den Szenarien B / C 2037

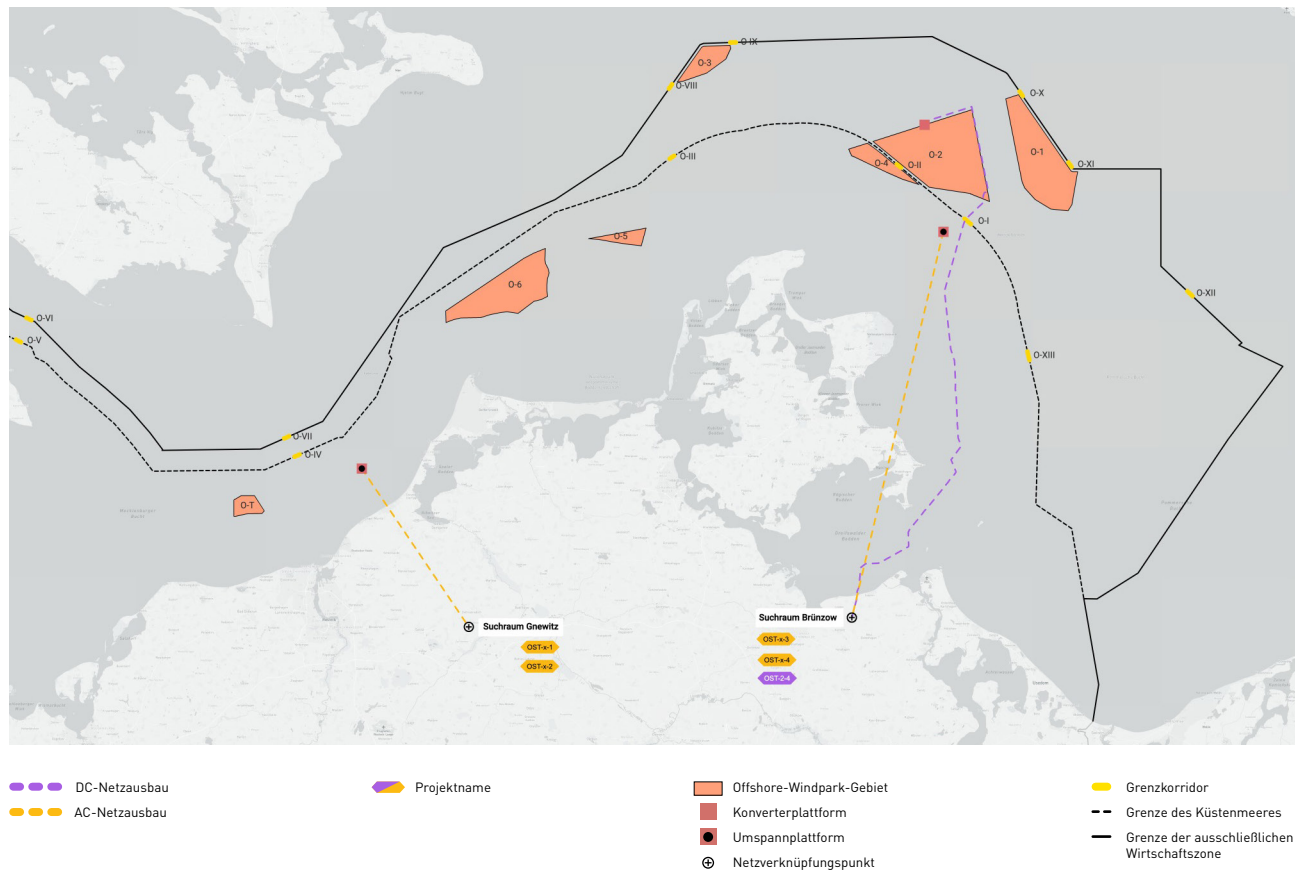


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 53: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in den Szenarien A/B/C 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

Abbildung 55: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Ostsee in den Szenarien A / B / C 2045


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap [ODbL], BSH [© GeoSeaPortal]

4.2.4 Investitionsvolumen des Offshore-Netzausbaubedarfs

Bei allen im Folgenden für das Offshore-Zubaunetz ermittelten Investitionen handelt es sich um Hochrechnungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten. Die in Tabelle 22 und 23 ausgewiesenen Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten für einzelne Komponenten der ONAS sind Durchschnittswerte für unterschiedliche Offshore-Netzausbaumaßnahmen und sollen Anwendung finden für einen Zeitraum von mehr als 20 Jahren. Da für die zukünftigen DC-ONAS mit einer Systemspannung von 525 kV noch keine Erfahrungswerte hinsichtlich realer Investitionen aus der Vergangenheit vorliegen, sind die in der Tabelle 22 ausgewiesenen Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten als Kostenprognosen anzusehen. Aufgrund der langen Planungszeiträume kann es zu Abweichungen und erforderlichen Anpassungen allem voran bei den Kostenprognosen kommen.

Das auf Basis der Schätzungen und Hochrechnungen ermittelte Investitionsvolumen für die Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Zubaunetzes wird stark durch die in Abbildung 57 dargestellten Risiken beeinflusst. Derzeit liegen keine hinreichend belastbaren Erkenntnisse vor, die eine perspektivische Reduzierung der angegebenen Investitionen erwarten lassen.

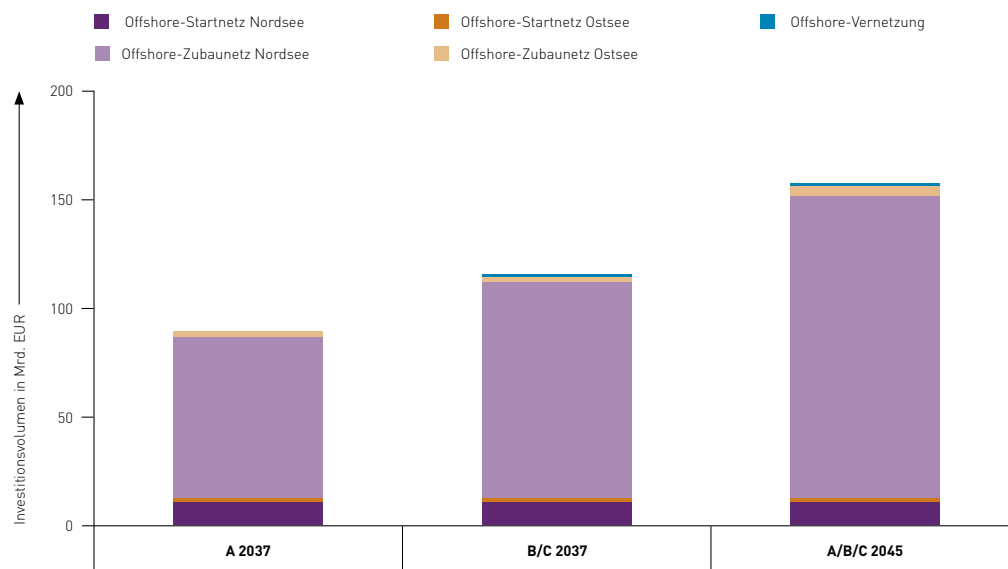
Ausgehend von den oben angeführten Annahmen erfordern die untersuchten Szenarien A 2037 und B/C 2037 mit den nationalen Ausbaupfaden von 50,5 GW und 58,5 GW gemäß Szenariorahmen im Ergebnis Investitionen in Höhe von ca. 77,0 Mrd. EUR und 103,5 Mrd. EUR. Für die Szenarien A/B/C 2045 betragen die Investitionen für die Ausbaupfade von 70 GW (Bruttozubau 74 GW) ca. 145,1 Mrd. EUR.

Das allen Szenarien zugrunde liegende und hinzurechnende Investitionsvolumen der sich bereits in der Realisierung befindenden Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt rund 12,4 Mrd. EUR.

Bei AC- beziehungsweise DC-ONAS mit 66-kV- oder 132-kV-AC-Direktanbindungskonzepten sind keine weiteren Investitionen für AC-Kabelsysteme enthalten, da der Anschluss der OWP an die Umspann- (AC) beziehungsweise Konverterplattform (DC) des ÜNB in den Verantwortungsbereich des jeweiligen OWP-Vorhabenträgers fällt.

Das gesamte Investitionsvolumen der einzelnen Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) ist in der Abbildung 56 graphisch dargestellt.

Abbildung 56: Schätzung des Investitionsvolumens in Abhängigkeit der Szenarien des NEP 2037/2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 22: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Offshore-Zubaunetz Nordsee

Anlage / Anlagenteil	AHK *	Einheit	Bemerkung
DC-Kabelsysteme [seeseitig] 525 kV (inkl. metallischem Rückleiter)**	6,0	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme [landseitig] 525 kV (inkl. metallischem Rückleiter)**	7,6	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme [seeseitig] 525 kV zwischen Konvertern (mit metallischem Rückleiter)**	5,5	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Stationen 525 kV (landseitig)	0,3	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kV (landseitig) inklusive Multi-Terminal-Fähigkeit (exklusive DC-Leistungsschalter)	0,35	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kV (seeseitig), inklusive Plattform	0,7	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kV (seeseitig) inklusive Plattform und Multi-Terminal-Fähigkeit (exklusive DC-Leistungsschalter)	0,73	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen

* Anschaffungs- und Herstellungskosten

** bezieht sich auf Kosten des DC-Kabelsystems für beide Pole

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 23: Schätzung der Anschaffungs- und Herstellungskosten für das Offshore-Zubaunetz Ostsee

Anlage / Anlagenteil	AHK*	Einheit	Bemerkung
AC-Kabelsysteme 220 kV (see- und landseitig)	2,1	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
AC-Stationen 220 kV	0,8	Mio. EUR/MW	pauschal für See- und Landstation gemeinsam, inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Kabelsysteme (seeseitig) 525 kV (inkl. metallischem Rückleiter)**	6,0	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Kabelsysteme (landseitig) 525 kV (inkl. metallischem Rückleiter)**	7,6	Mio. EUR/km	pauschal inkl. Kosten für Lieferung, Verlegung und Trassenplanung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens
DC-Stationen 525 kV (landseitig)	0,3	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kV (landseitig) inklusive Multi-Terminal-Fähigkeit (exklusive DC-Leistungsschalter)	0,35	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kV (seeseitig), inklusive Plattform	0,7	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen
DC-Stationen 525 kV (seeseitig) inklusive Plattform und Multi-Terminal-Fähigkeit (exklusive DC-Leistungsschalter)	0,73	Mio. EUR/MW	pauschal inkl. Kosten für die Nebenanlagen

* Anschaffungs- und Herstellungskosten

** bezieht sich auf Kosten des DC-Kabelsystems für beide Pole

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Eine stabile und verlässliche Planung und weitgehende Standardisierung der ONAS sind wichtige Voraussetzungen für die Hebung von Senkungspotenzialen bei den Investitionen. Durch Änderungen der technischen, räumlichen, planerischen, rechtlichen oder regulatorischen Vorgaben oder die Modifizierung der Schnittstellen zwischen OWP-Vorhabenträger und ÜNB können die Investitionen beeinflusst werden.

Die Errichtung von ONAS stellt an alle Beteiligten hohe Anforderungen. Daher können sich erhebliche Risiken in Bezug auf die Einhaltung der abgeschätzten Anschaffungs- und Herstellungskosten sowie Termine ergeben. Unter anderem sind folgende Risiken (s. Abbildung 57) zu berücksichtigen, die sich aufgrund der örtlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen unterschiedlich stark in den Netzausbaumaßnahmen ausprägen können.

Abbildung 57: Mögliche Risiken bei der Umsetzung von ONAS

Planung/Zulassung (Rechtsrahmen)	› Einsprüche aus privatrechtlichen und öffentlichen Belangen › Anzahl umsetzbarer Bohrungen zur Querung von Inseln, Deichen, etc. › Auflagen für zu verwendende technische Geräte › Genehmigungszeiträume/-umfang › Raumwiderstände im Planungsraum (Schutzgebiete, Bebauung, etc.)
Beschaffung/Vergabe (Markt)	› Rohstoffe (Metallpreisschwankungen, Preisschwankungen von Treib- und Schmierstoffen) › Preisentwicklung (Wechselkursschwankungen, internationale Krisen) › Anbietermarkt (geringe Anzahl von Lieferanten, Entwicklung von Lieferanten aufgrund Technologie schwierig, neue Lieferketten) › Fehlende Produktionskapazitäten
Bau/Transport/Errichtung	› Transport und Installation der Plattform sowie der Kabelsysteme › Verkürzung von Arbeitszeiten oder Wartezeiten durch Schlechtwetter (bspw. Wellen, Wind, Eis, Salz, etc.) › Einhaltung der Bauzeitenfenster › Unvorhergesehene Bodenverhältnisse (Verdichtung) › Hindernisse beim Einspülen des Kabelsystems (Morphologie) › Altlasten / archäologische Funde (Munition, Wracks) › Schwierige Bodenverhältnisse (Weichsedimente / Schlick, Mergel) › Steinfeldräumungen oder zusätzliche Steinschüttungen › Zusätzliche Nacharbeiten zum Einbringen des Kabels › Schutzgebiete, Flussquerungen, Bebauung, Querung von (linienhaften) Infrastrukturen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.2.5 Offshore-Vernetzung

Erstmals wird im NEP 2037/2045 die Offshore-Vernetzung, das heißt die seeseitige Verbindung von ONAS beziehungsweise Konvertern in DC-Technologie, betrachtet und deren Nutzen aufgezeigt. Bei der Offshore-Vernetzung handelt es sich um die seeseitigen Verbindungen zwischen ONAS.

Allgemein wird bei der Offshore-Vernetzung zwischen einer nationalen und internationalen Offshore-Vernetzung unterschieden. Bei der nationalen Offshore-Vernetzung werden ONAS innerhalb der deutschen AWZ untereinander verbunden, mit dem Ziel landseitige Netzengpässe zu reduzieren und eine höhere Redundanz bei der Netzanbindung von OWP zu erzielen. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) wurde die nationale Offshore-Vernetzung erstmalig als Maßnahme zur Engpassvermeidung berücksichtigt.

Bei der internationalen Offshore-Vernetzung werden ONAS innerhalb der deutschen AWZ mit ONAS in der AWZ der Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten verbunden, um zusätzliche Handelskapazitäten zu erschließen und damit die deutsche und europäische sozio-ökonomische Wohlfahrt zu erhöhen. Hierzu haben die ÜNB eine Studie beauftragt, um den Bedarf der internationalen Offshore-Vernetzung in der europäischen Nord- und Ostsee zu untersuchen. Die im NEP 2037/2045 (2023) identifizierten Maßnahmen zur nationalen Offshore-Vernetzung werden im Rahmen dieser Studie ebenfalls ergänzend untersucht. Weitere Ausführungen zur Offshore-Vernetzungsstudie erfolgen im Kapitel 6.3.1.

Auf Grundlage der Netzanalysen im NEP 2037/2045 (2023) zur Ermittlung des landseitigen Netzausbaubedarfs, insbesondere der strukturellen HGÜ-Ausbaumaßnahmen, wurden erstmalig nationale Offshore-Vernetzungsmaßnahmen ausgewiesen (s. Tabelle 24). Hierdurch wird eine seeseitige Übertragungskapazität zwischen zwei landseitigen NVP der ONAS geschaffen. Diese zusätzliche Übertragungskapazität kann als flexibler Bypass zur Entlastung des landseitigen Übertragungsnetzes genutzt werden, womit Redispatch-Eingriffe minimiert werden. Dadurch können Regionen weitläufig entlastet werden, was in der Wirkweise einem HGÜ-Korridor ähnelt, wobei die Einspeisung der Offshore-Windenergie unter den aktuellen Rahmenbedingungen stets Vorrang hat.

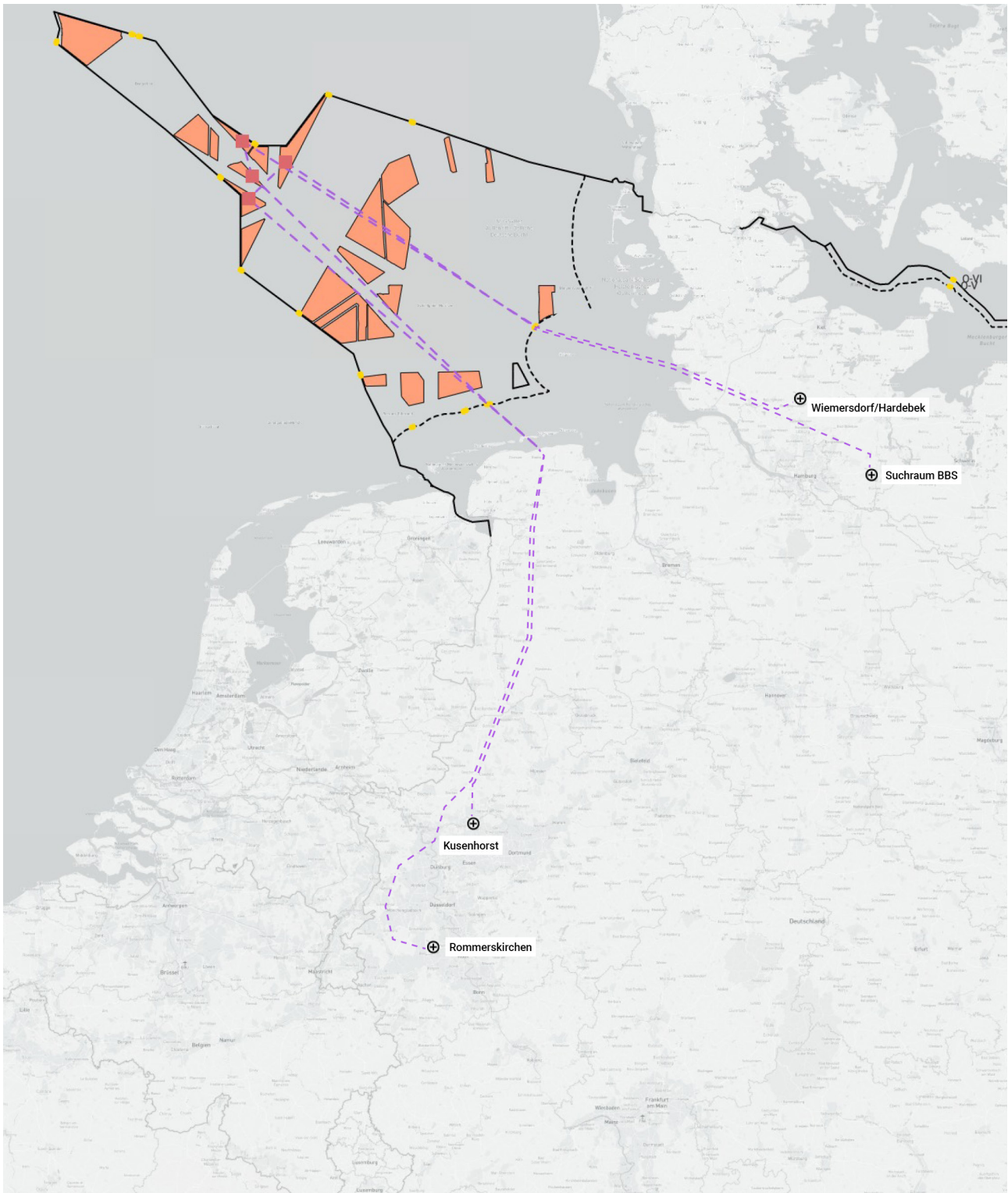
Tabelle 24: Nationale Offshore-Vernetzungsmaßnahmen

Projekt	Num- mer	Bezeichnung der Maßnahme	Netzver- knüpfungspunkt	Trassen- länge in km	Über- tragungs- leistung in MW	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)			
						A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045
NOR-OV-1	M272	Offshore-Vernetzung NOR-15-1 mit NOR-16-1	Kusenhorst (Amprion) – Suchraum Büchen (50Hertz)	48	2.000		ab 2033 / bis 2037	ab 2034 / bis 2037	ab 2033 / bis 2037
	M273	Offshore-Vernetzung NOR-17-1 mit NOR-18-1	Rommerskirchen (Amprion) – Wiemersdorf / Hardebek (TenneT)	26	2.000		ab 2034 / bis 2037	ab 2035 / bis 2038	ab 2034 / bis 2037

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die nationale Offshore-Vernetzung bietet aufgrund der vergleichsweise kurzen Distanzen zwischen den seeseitigen Konverterplattformen der ONAS eine kürzere Kabelverbindung als ein vergleichbarer, konventioneller, landseitiger HGÜ-Korridor zwischen den NVP der seeseitig vernetzten ONAS (s. Abbildung 58). Dadurch wird eine zusätzliche Rauminanspruchnahme an Land vermieden. Die Wirkung der Offshore-Vernetzung ist allgemein abhängig von der aktuellen Einspeisung der OWP. Je höher die Offshore-Einspeisung ist, desto geringer ist das verfügbare Potenzial zum netzdienlichen Betrieb der nationalen Offshore-Vernetzung. Somit steht nicht zu jedem Zeitpunkt die komplette Übertragungsleistung von 2 GW zur Übertragung von Energie zwischen den landseitigen NVP der ONAS zur Verfügung. Insgesamt zeigt sich die nationale Offshore-Vernetzung als netzdienliche und kosteneffiziente Ausbaumaßnahme zur Minimierung von weiträumigen Engpässen.

Abbildung 58: Nationale Offshore-Vernetzung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / Kartengrundlage © Mapbox, © OpenStreetMap (ODbL), BSH (© GeoSeaPortal)

4.2.6 Bornholm Energy Island

50Hertz und der dänische Netzbetreiber Energinet beabsichtigen eine innovative, hybride Offshore-Verbindungsleitung zwischen den dänischen Inseln Seeland, Bornholm und dem Gebiet Vorpommern in Deutschland zu errichten. Diese hybride Verbindungsleitung mit der Bezeichnung „Bornholm Energy Island“ (BEI) soll zum einen die Integration von 3 GW Offshore-Windparkerzeugungsleistung nach Dänemark und Deutschland ermöglichen und zum anderen den grenzüberschreitenden Handel im EU-Strombinnenmarkt erweitern. Damit trägt das Projekt zum Green Deal der Europäischen Kommission sowie zu nationalen Klimazielen bei.

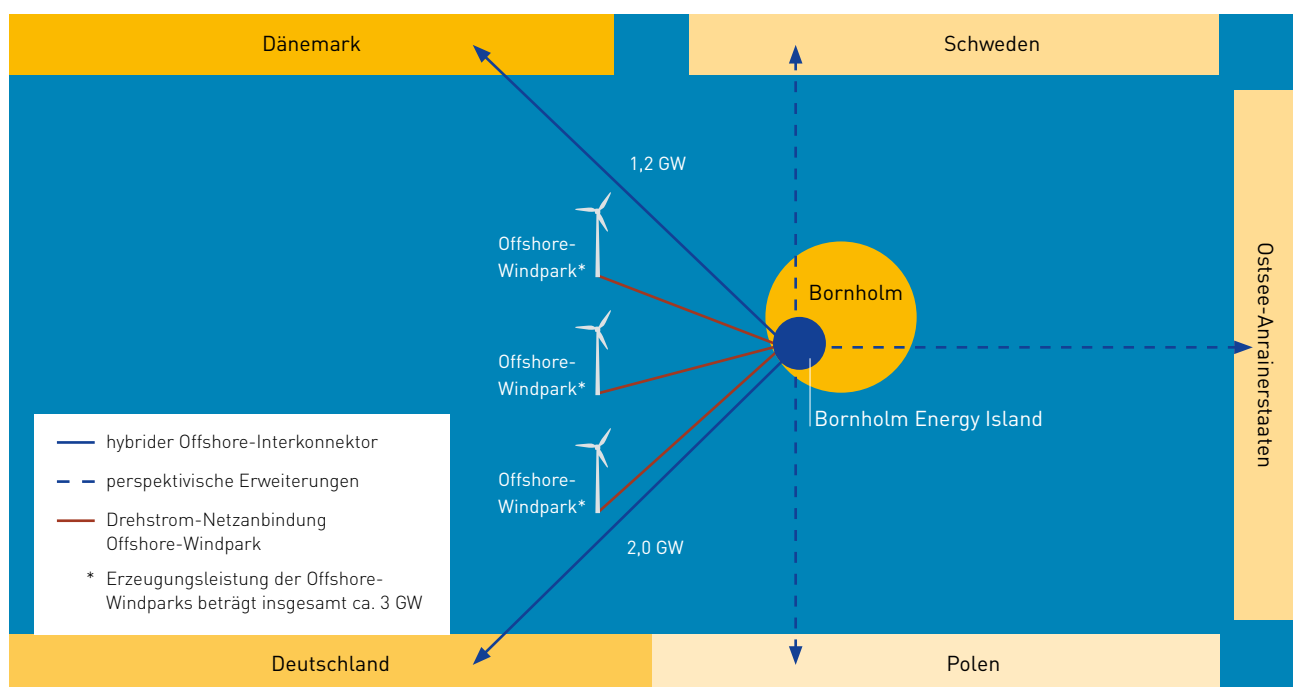
Dafür unterzeichneten die Staaten Dänemark und Deutschland am 26.07.2022 ein Memorandum of Understanding (MoU), welches die Eckpunkte für die Umsetzung festlegt, das Kooperationsprojekt unterstützt und eine Inbetriebnahme bis zum Jahr 2030 anvisiert. Auf Grundlage des MoU wird derzeit eine rechtlich verbindliche Vereinbarung in Form eines Staatsvertrages entwickelt, welche in Kürze unterzeichnet werden soll. Darüber hinaus ist das Projekt Bornholm Energy Island im europäischen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP 2022) als Projekt 1106 enthalten.

Beide Netzbetreiber streben den stufenweisen Ausbau des Verknüpfungspunktes auf Bornholm zu einem „Hub“ im Sinne eines Netzknotens an. Dies bedeutet, dass sich im späteren Verlauf weitere Ostseeanrainerstaaten an die Anlagen auf Bornholm anschließen können. Weiterhin soll die Integration potenzieller zusätzlicher Erzeugungsanlagen und Lasten wie Power-to-X-Anlagen auf Bornholm ermöglicht werden.

Um dies technisch effizient realisieren zu können, beabsichtigen beide Netzbetreiber die Errichtung einer Multi-Terminal- / Multi-Vendor DC-Lösung (MTDC) auf der Insel Bornholm, welche ein technisches Novum für das europäische Übertragungsnetz darstellen würde. Im Zuge dessen sollten zwei Konverter auf Bornholm sowie je ein Konverter auf Seeland (DK) und in Mecklenburg-Vorpommern errichtet werden. Bornholm soll jeweils mit einer DC-Verbindung nach Dänemark (1,2 GW) und Deutschland (2 GW) angebunden werden.

Die hybride Offshore-Verbindungsleistung BEI wurde bei allen Szenarien für 2037 und 2045 in den Markt- und Netzanalysen berücksichtigt.

Abbildung 59: Bornholm Energy Island



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge (Offshore): <https://www.netzentwicklungsplan.de/Zwu>
- BSH: Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nord- und Ostsee:
https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Flaechenentwicklungsplan_2023.pdf?_blob=publicationFile&v=1
- BSH: Entwurf Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nord- und Ostsee:
https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2022_2/220701_FEP_Entwurf.pdf?_blob=publicationFile&v=3
- Genehmigung des Szenariorahmens 2023 – 2037/2045 der BNetzA:
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf
- BSH: „Bundesfachplan Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee 2016/2017 und Umweltbericht“: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Bundesfachplaene_Offshore/bundesfachplaene-offshore_node.html

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



5 Onshore-Netz

Zusammenfassung

- Die gesetzlichen Planungen sehen den überwiegenden Anteil des notwendigen Ausbaus der erneuerbaren Energien bereits bis Mitte der 2030er Jahre vor. In Folge des wesentlichen Anstiegs des innerdeutschen Transportbedarfs auf rund 87,7 GW bis 2037 ist auch ein maßgeblicher Anteil des landseitigen Klimaneutralitätsnetzes bis dahin zu realisieren. Bis 2045 bleiben die Spitzenwerte des Nord-Süd Lastflusses auf einem ähnlichen Niveau. Aufgrund des hohen Zubaus an Photovoltaikanlagen treten erstmals auch signifikante Süd-Nord-Lastflüsse auf. Während diese regional teilweise zusätzliche Maßnahmen erfordern, kann der weiträumige Transport durch das bislang primär für den Nord-Süd-Transport erweiterte Übertragungsnetz erfüllt werden.
- Das Übertragungsnetz ist so umzubauen, dass es bereits bis 2037 eine installierte Leistung zwischen 565 und 576 GW an erneuerbaren Energien integrieren und im Vergleich zu heute nahezu den doppelten Bruttostromverbrauch in Höhe von rund 900 bis zu 1.050 TWh decken kann.
- Sämtliche Vorhaben des BBP 2022 sind sowohl im Szenario B 2037 als auch in allen Szenarien mit dem Zieljahr 2045 erforderlich (s. Kapitel 5.2.5). Die Erforderlichkeit dieser Maßnahmen wird damit im NEP 2037/2045 (2023) erneut nachgewiesen. Sie sind für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe allerdings bei Weitem nicht ausreichend.
- Im Vergleich zum bestätigten Netz aus dem NEP 2035 (2021) (BBP-Netz 2022), steigt der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf im NEP 2037/2045 (2023) um rund 7.000 km an zusätzlichen Maßnahmen in den Szenarien B 2037 und A/B/C 2045 deutlich an (s. Kapitel 5.2.5). Davon entfallen 1.900 km auf DC-Neubau, 1.300 km auf AC-Neubau und 3.800 km auf Netzverstärkungsmaßnahmen. Das Verhältnis DC- zu AC-Neubau beträgt 1,5.
- Die Ergebnisse der Netzanalysen zeigen für die Szenarien A/B/C 2045 ein identisches Klimaneutralitätsnetz. Dieses unterscheidet sich lediglich hinsichtlich des verbleibenden Redispatchbedarfs. Das Klimaneutralitätsnetz besteht aus einem robusten Portfolio an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen unter den getroffenen Annahmen. Die ÜNB gehen davon aus, dass diese Maßnahmen im Sinne eines „no-regret“-Ansatzes in den betrachteten Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) erforderlich sind.
- Aufgrund des langen Zeithorizonts bis 2045 und den damit verbundenen Unsicherheiten wurden identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt. Daher bleibt in den Szenarien ein Redispatchvolumen in Höhe von 2,1 bis 5,8 TWh bestehen. Eine weitere Engpassminderung ist durch die Hebung möglicher Potenziale zukünftiger innovativer Technologien denkbar. So wurde in diesem NEP explizit das Potenzial von kurativem Redispatch für das Szenario B 2037 untersucht.
- Zur Bewertung geeigneter Netztopologien haben die ÜNB ihre Simulationswerkzeuge u. a. in Form einer Heuristik weiterentwickelt. Diese erlaubt eine noch effizientere und umfangreichere Untersuchung der möglichen Lösungsoptionen sowie den Vergleich und die Bewertung einer großen Menge von Netzausbaukombinationen (s. Kapitel 5.4.6).
- Vor dem Hintergrund einer deutlichen Steigerung des Ausbaus von erneuerbaren Energien bereits bis 2030 (EEG-Novelle 2023) und der damit einhergehenden kurz- bis mittelfristigen erhöhten Belastung des Übertragungsnetzes haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber weitere geeignete Maßnahmen (Ad-hoc-Maßnahmen) identifiziert, die bereits kurz- bis mittelfristig realisiert werden können und die erwartete Situation entschärfen.

5.1 Einleitung Onshore-Netz

Im Folgenden wird zunächst das Startnetz beschrieben und danach das Bundesbedarfsnetz (BBP-Netz) dargestellt. Hierauf aufbauend werden diejenigen Netzmaßnahmen modelliert, die darüber hinaus für die Bewältigung des zukünftigen Transportbedarfs notwendig sind. Der Fokus liegt dabei auf der Lastflussberechnung basierend auf dem BBP-Netz sowie die darauf aufbauende Entwicklung des Übertragungsnetzes (s. Kapitel 5.2). Im Anschluss erfolgt ein Überblick der zusätzlichen Interkonnektoren im NEP 2037/2045 (2023) (s. Kapitel 5.3). Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen Analyse folgen im zweiten Entwurf. Darüber hinaus erfolgt eine detaillierte Beschreibung der in der Netzanalyse und -entwicklung verwendeten Methodik (s. Kapitel 5.4).

Bei den Netzanalysen wurden Lastfluss- und Ausfallberechnungen auf Basis der in Kapitel 3 ermittelten Last- und Einspeisesituationen (Jahresläufe oder gezielt ausgewählte Netznutzungsfälle) durchgeführt. Hierdurch kann der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten identifiziert und bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien adäquate Abhilfemaßnahmen abgeleitet werden. Die identifizierten Einzelmaßnahmen und die gewählten Maßnahmenkombinationen je Szenario bilden nicht das einzig mögliche Netz ab, sondern vielmehr eine Lösung, die in ihrer Gesamtheit allen Anforderungen effizient gerecht wird.

Der NEP 2037/2045 (2023) zeigt wie seine Vorgänger den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. nahe Standorten von stillgelegten Kern- bzw. Kohlekraftwerken. Der NEP beschreibt keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern er dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten.

Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzverknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore bzw. Trassen werden erst in den nachgelagerten Verfahrensschritten (z. B. Bundesfachplanung oder Planfeststellung) festgelegt – eine Ausnahme bilden Präferenzräume für neue HGÜ-Verbindungen, die noch nicht im BBP enthalten sind. Diese werden durch die BNetzA festgelegt.

Bei der Ermittlung der Längen neuer AC- und DC-Verbindungen auf neuen Trassen gehen die ÜNB folgendermaßen vor: Nach der netzplanerischen Festlegung der notwendigen Anfangs- und Endpunkte der ermittelten Verbindungen werden diese mittels virtueller Geraden verbunden und die Längen ermittelt. Da die Verbindung der verschiedenen Standorte in der Realität aufgrund örtlicher Gegebenheiten nicht auf der Luftlinie erfolgt, werden die sich so ergebenden Entfernungen mit einem Umwegfaktor multipliziert, der im NEP 1,3 beträgt.

Bei Netzverstärkungen wird im NEP die Länge der Bestandstrasse angegeben. In den späteren Planungen können sich hiervon Abweichungen ergeben, z. B. um Abstände zur Wohnbebauung zu erhöhen oder bestehende Belastungen für den Naturraum zu verringern.

Die Längenangaben der Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen werden mit dem Fortschreiten der Genehmigungsverfahren an die entsprechenden Stände z. B. nach Abschluss des Raumordnungsverfahrens/der Bundesfachplanung sowie des Planfeststellungsverfahrens angepasst.

Bei der Errichtung neuer AC-Stromkreise besteht immer die technische Notwendigkeit zur Kompensation der entstehenden Blindleistung (Ladeleistung). Dies umfasst neben der spannungssenkenden auch die spannungshebende Kompensation von Blindleistung, um die stark wechselnde und ansteigende Netzbelastung aufgrund der volatilen Netzeinspeisung sowie Höherauslastung sicher beherrschen zu können. In diesem Zusammenhang muss nicht nur stationäre, sondern auch dynamische Kompensation Berücksichtigung finden.

Um die ansteigende Transportaufgabe bei gleichzeitig sinkenden Blindleistungspotenzialen infolge des Kernenergie- und Kohleausstiegs zu bewältigen, ist eine alternative Bereitstellung der Bedarfe erforderlich. Infolge der ansteigenden Transportaufgabe und den wegfallenden Potenzialen konventioneller Kraftwerke wird Momentanreserve zur Wahrung der Frequenzstabilität und zur Beherrschung ungewollter Netzauftrennungen benötigt. Detaillierte Analysen zur Frequenz und Spannung mit Zieljahr 2037 sowie zur transienten Stabilität mit Zieljahr 2030 folgen im zweiten Entwurf.

5.2 Netzanalyse und -entwicklung

5.2.1 Standard- und Projektkosten im Netzentwicklungsplan Strom

Die ÜNB haben die Kalkulation der Standardkosten im NEP 2037/2045 (2023) angepasst. Die neuen Standardkosten, die bei der Kalkulation der Projekte und Maßnahmen Anwendung gefunden haben, finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwL.

Folgende Anpassungen gegenüber dem NEP 2035 (2021) wurden vorgenommen:

- Die Kostenbasis wurde von Mitte 2020 auf Mitte 2022 aktualisiert. Damit wurde die Inflation der vergangenen beiden Jahre ebenso berücksichtigt wie darüber hinausgehende Anpassungen der Marktpreise.
- Bei der Anpassung der Standardkosten haben die ÜNB Erfahrungen aus bisher realisierten Projekten einschließlich des Rückbaus bestehender Leitungen einfließen lassen.

Wie im Kapitel 5.4.5 beschrieben, wird im NEP 2037/2045 (2023) bei den DC-Vorhaben im Wesentlichen eine Vollverkabelung unterstellt. Bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung gemäß Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) bzw. BBPlG werden die Mehrkosten für Erdkabel anteilig in den Gesamtkosten berücksichtigt. Dabei wurden – soweit möglich – die Längen der Teil-Erdverkabelungsabschnitte aus den laufenden Genehmigungsverfahren berücksichtigt. Wo dies wegen des frühen Projektstadiums noch nicht möglich war, wurde bei den Pilotprojekten zur Ermittlung realistischer Gesamtkosten pauschal eine Teil-Erdverkabelung von zehn Prozent der Länge einer Maßnahme unterstellt.

Weiter fortgeschrittene Projekte, die sich bereits im Startnetz befinden (s. Kapitel 5.2.2), werden in der Regel nicht mehr mit den o. g. Standardkosten kalkuliert, sondern mit unternehmensindividuell kalkulierten Projektkosten. Dies erlaubt in Abhängigkeit vom Projektfortschritt eine genauere und realistischere Kostenkalkulation.

In Summe führen die o. g. Anpassungen im NEP 2037/2045 (2023) zu einer aktualisierten Abbildung der tatsächlich zu erwartenden Kosten. Unabhängig von einem insgesamt veränderten Umfang an Projekten und Maßnahmen ist dies mit einem Anstieg der Gesamtkosten in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2023) im Vergleich zum NEP 2035 (2021) verbunden.

5.2.2 Startnetz

Im Einzelnen besteht das Startnetz neben dem Ist-Netz (Stand 31.12.2022) aus den EnLAG-Maßnahmen, den in der Planfeststellung befindlichen Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau) sowie den Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Anders als bei Maßnahmen des Zubaunetzes wird bei Startnetzmaßnahmen wegen des fortgeschrittenen Stadiums der Bedarf nicht erneut anhand von (n-1)-Nachweisen überprüft (s. Kapitel 5.4.1). Diese Maßnahmen sind als verbindlich anzusehen, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit in der Regel durch mehrere vorherige Netzentwicklungspläne von den ÜNB nachgewiesen sowie zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber im EnLAG sowie im BBPlG bestätigt wurden.

Gegenüber dem NEP 2035 (2021) steigt der Gesamtumfang der Startnetzmaßnahmen im NEP 2037/2045 (2023) von 6.100 km um knapp 800 km auf insgesamt rund 6.900 km an. Neben zahlreichen AC-Maßnahmen, die erstmals in das Startnetz überführt wurden, konnte die Maßnahme DC20 im Vergleich zum NEP 2035 (2021) dem Startnetz zugeordnet werden.

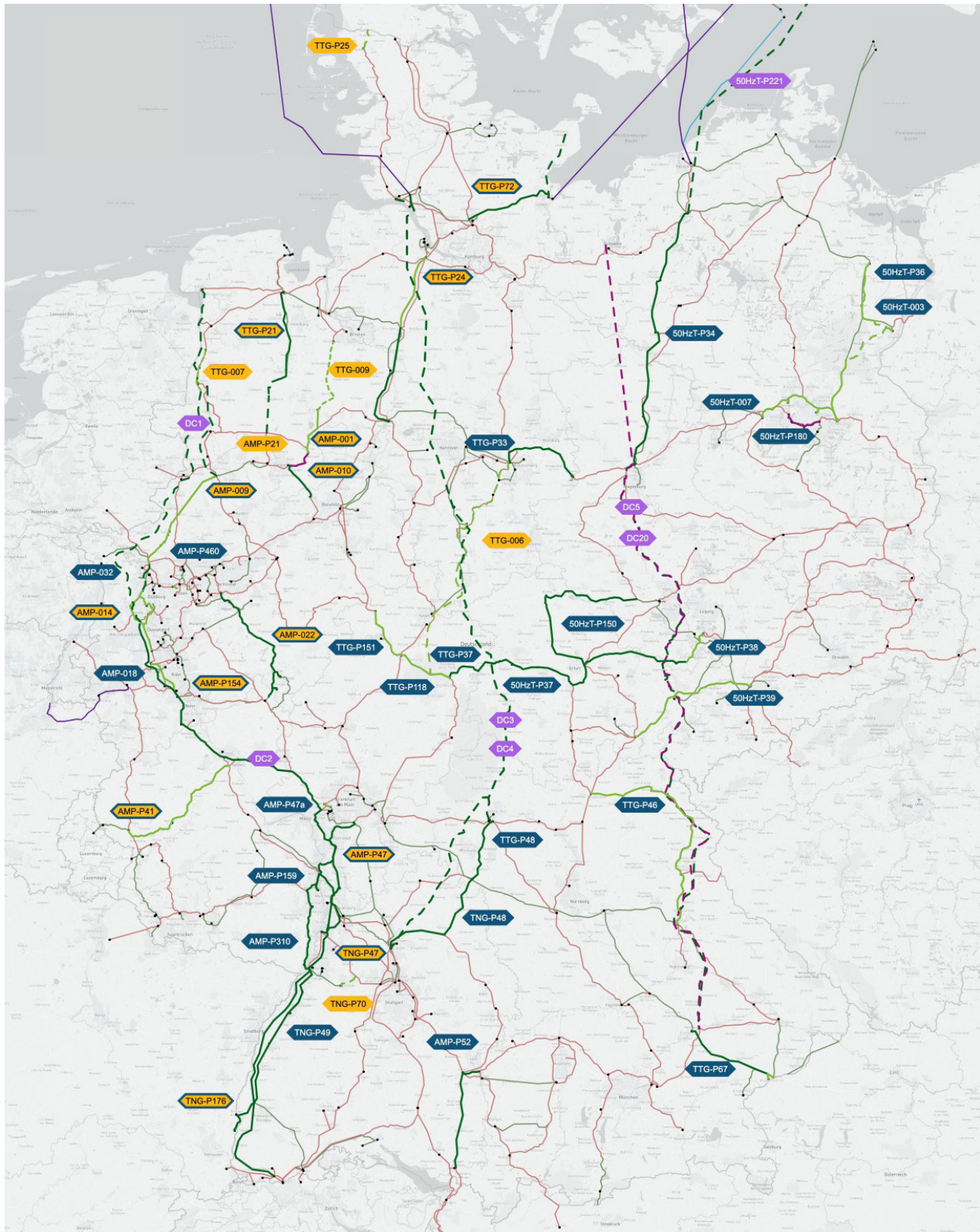
Der Umfang an AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt rund 2.980 km, davon rund 900 km an Zu-/Umbeseilungen und 2.080 km Neubau in bestehenden Trassen (ausschließlich Ersatzneubau). Hinzu kommen rund 600 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse. Der Umfang an DC-Netzverstärkungen beträgt rund 880 km. Hinzu kommen rund 2.470 km an DC-Netzausbaumaßnahmen. Rund 120 km der AC-Maßnahmen sowie 175 km der DC-Maßnahmen betreffen Interkonnektoren.



Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 29 bis 33 in Kapitel 7.1 mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand einzeln aufgelistet. **Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes** belaufen sich auf **rund 49 Mrd. EUR**. Sie liegen damit sowohl aufgrund des größeren Maßnahmenumfangs als auch wegen der Aktualisierung der Standard- und Projektkosten im Startnetz um 10 Mrd. EUR höher als im NEP 2035 (2021).

In Abbildung 60 sind die Startnetzmaßnahmen mit ihrem derzeitigen Umsetzungsstand grafisch dargestellt.

Abbildung 60: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz* / nur Leitungsprojekte



Stand der Umsetzung

- Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
- Im Raumordnungsverfahren / Bundesfachplanung
- Im Genehmigungsverfahren
- Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
- Realisiert

- Netzverstärkung
- Neubaumaßnahmen

- Anlagen
- AC 380 kV
- AC 220 kV
- AC 150 kV
- DC

- Netzverstärkung
- Netzausbau
- Verstärkung und Ausbau
- DC

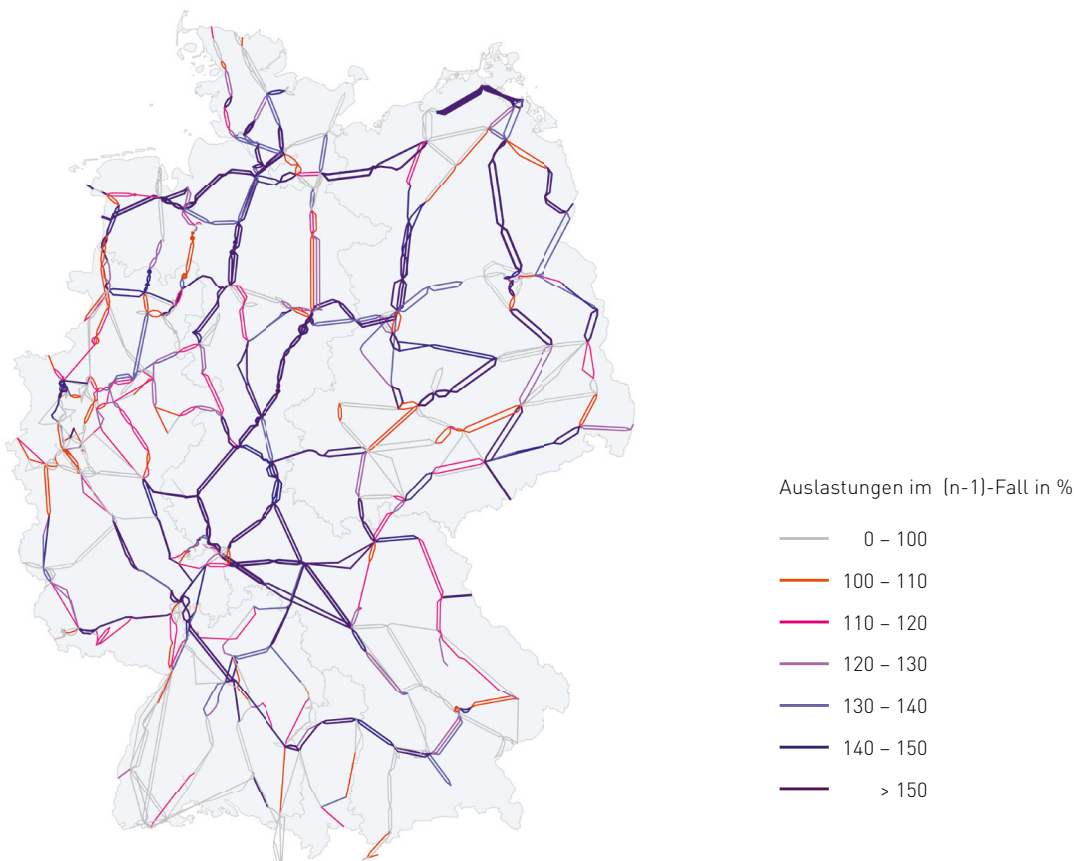
*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

5.2.3 Ergebnisse der Netzanalysen des BBP-Netzes bei Ausfall eines Netzelements

Das BBP-Netz setzt sich aus dem Startnetz und den im BBP 2022 enthaltenen Maßnahmen zusammen. Damit sind alle Projekte umfasst, für die gesetzlich eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt wurde.

Um feststellen zu können, ob die im BBP-Netz enthaltenen Maßnahmen zur Gewährleistung der Transportaufgabe für das Szenario B 2037 ausreichen, wurden entsprechende Netzanalysen (s. Kapitel 5.4) durchgeführt. In der folgenden Abbildung sind die maximalen Auslastungen des BBP-Netzes, die sich bei Umsetzung des Szenarios B 2037 ergeben, beispielhaft bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt.

Abbildung 61: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz



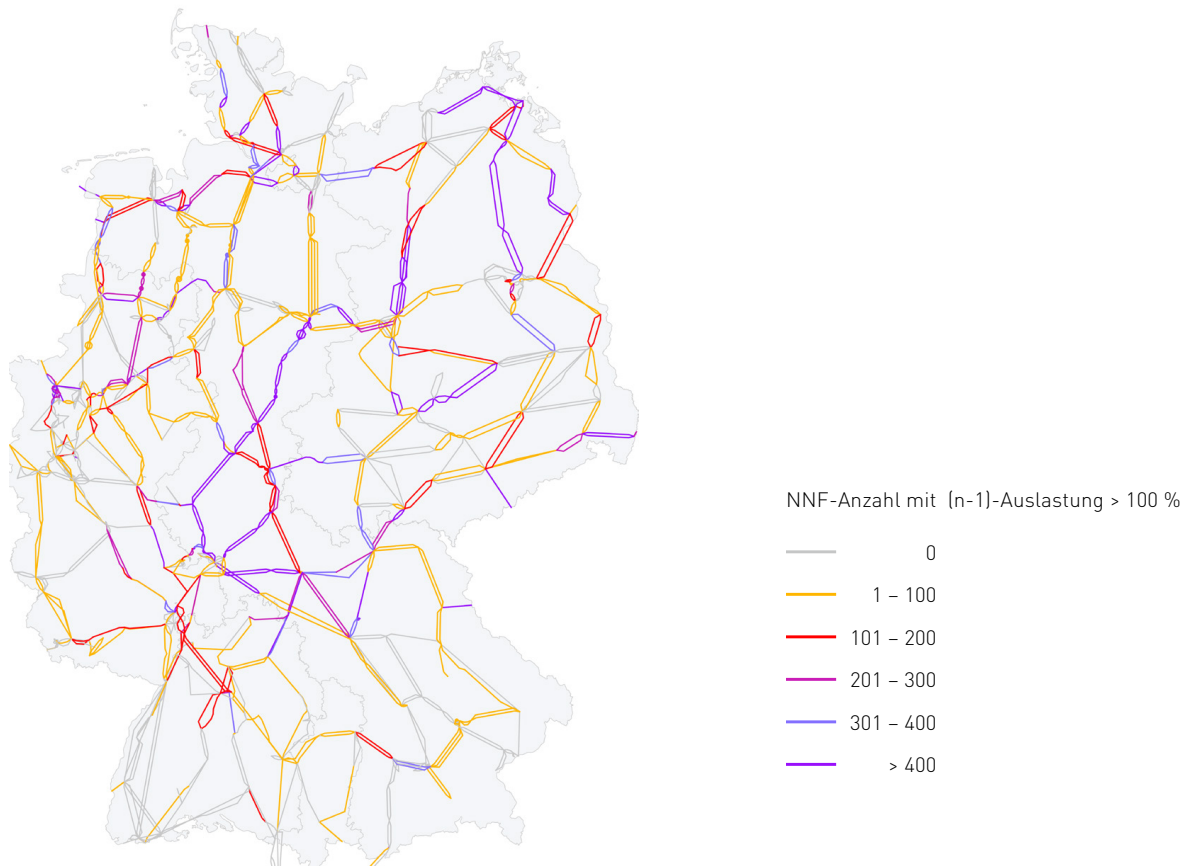
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 61 zeigt im BBP-Netz die maximalen Auslastungen der Leitungen bei einem Ausfall eines Netzelements über den Zeitraum eines gesamten Jahres. Beim Ausfall eines Netzelements darf die maximale Auslastung einer Leitung 100% aus Gründen der Systemsicherheit in der Regel nicht überschreiten. Auslastungen über 100% können Folgeausfälle bzw. Versorgungsunterbrechungen verursachen. Die Abbildung weist mit den Netzausbaumaßnahmen des Start- sowie des BBP-Netzes regionenübergreifende unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Die maximale Auslastung der Leitungen beträgt über 250%.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Häufigkeit von Auslastungen über 100% im (n-1)-Fall für den Netzausbauzustand des BBP-Netzes. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres im Szenario B 2037 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetz- sowie BBP-Maßnahmen und Interkonnektoren treten im deutschen Höchstspannungsnetz häufig unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf.

Anhand der farbig markierten Leitungen sind unzulässig hohe Auslastungen zu erkennen, die teilweise über 1.000 Stunden liegen und auf einigen Leitungen sogar rund 2.500 Stunden von 8.760 Stunden pro Jahr betragen.

Abbildung 62: Auswertung der aufgetretenen grenzwertüberschreitenden Netznutzungsfälle (NNF) bei Ausfall eines Netzelements ((n-1)-Fall) eines gesamten Jahres im BBP-Netz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildungen 61 und 62 zeigen, dass zusätzlich zum BBP-Netz weitere Maßnahmen notwendig sind. Der Zubau der BBP-Maßnahmen über das Startnetz hinaus kann die Überlastungen des Höchstspannungsnetzes zwar reduzieren, aber noch nicht beseitigen. Die Projekte des BBP-Netzes sind insofern unabdingbar, reichen alleine aber noch nicht aus.

5.2.4 Netzverknüpfungspunkte zum Offshore-Netz

Die Auswahl der Netzverknüpfungspunkte und des Suchraums für neue Netzverknüpfungspunkte ist Aufgabe des NEP (s. ebenso Kapitel 4). Die Zuordnung von Offshore-Netzanbindungssystemen zu diesen Punkten unter räumlichen und zeitlichen Gesichtspunkten erfolgt im FEP. Bei der Auswahl der NVP sind im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte unter Anwendung des NOVA-Prinzips zu berücksichtigen:

- Die Aufnahmefähigkeit eines NVP muss hinsichtlich der abgehenden Leitungen im Onshore-Netz ausreichend dimensioniert sein.
- Die bereits vorhandene 380-kV-Netzinfrastruktur in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Mecklenburg-Vorpommern und Hessen muss zur Vermeidung zusätzlicher Ausbaumaßnahmen in Form von neuen 380-kV-Netzverknüpfungspunkten bestmöglich genutzt werden.
- Bei der Ermittlung eines Suchraums für einen neuen NVP für die Aufnahme von Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie finden neben der bestehenden 380-kV-Netzinfrastruktur auch die Berechnungen zur Systemstabilität und die möglichen Anlandepunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme Berücksichtigung.

Für die Durchführung der Netzberechnungen ist die angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie für jedes Szenario auf die NVP aufzuteilen. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die einzelnen NVP ist der folgenden Tabelle 25 zu entnehmen.

Tabelle 25: Übersicht über die im NEP angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW				Jahr der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes
			A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045	
Bremen	Blockland/Neu	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2032
Hessen	Kriftel	380	0	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2036
Hessen	Suchraum Ried (Stadt Bürstadt/Gemeinden Biblis und Groß-Rohrheim)	380	0	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2037
Mecklenburg-Vorpommern	Bentwisch	380	288	288	0	0	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lubmin	380	1.468	1.468	1.468	1.468	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Broderstorf (Gemeinden Broderstorf/Dummerstorf/Papendorf/Roggentin/Stadt Rostock)	380	180	180	180	180	vrstl. 2032
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Brünzow (Gemeinden Brünzow/Kemnitz)	380	1.300	1.300	1.800	1.800	vrstl. 2026
Mecklenburg-Vorpommern	Suchraum Gnewitz (Gemeinden Dettmannsdorf/Gnewitz/Sanitz/Stadt Marlow)	380	1.000	1.000	1.500	1.500	vrstl. 2028
Niedersachsen	Garrel/Ost	380	900	900	900	900	2025
Niedersachsen	Diele	380	1.188	1.188	1.071	1.071	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Dörpen/West	380	2.478	2.478	916	916	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Borßum	220	113	113	0	0	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Ost	380	2.700	2.700	1.800	1.800	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hagermarsch	110	0	0	0	0	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hanekenfähr	380	1.800	1.800	1.800	1.800	2028
Niedersachsen	Inhausen	220	111	111	0	0	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Unterweser	380	4.000	4.000	4.000	4.000	2029
Niedersachsen	Wehrendorf	380	2.000	2.000	2.000	2.000	2029
Niedersachsen	Wilhelmshaven/Landkreis Friesland	380	4.000	4.000	4.000	4.000	2029
Niedersachsen	Suchraum Rastede (Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede)	380	2.000	2.000	4.000	4.000	vrstl. 2031
Niedersachsen	Samtgemeinde Sottrum	380	0	0	2.000	2.000	vrstl. 2042

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungs- ebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW				Jahr der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes
			A 2037	B / C 2037	A 2045	B / C 2045	
Niedersachsen	Suchraum Nüstermoor (Stadt Leer/Gemeinden Moormerland und Jemgum)	380	0	2.000	4.000	4.000	vrstl. 2037
Nordrhein-Westfalen	Westerkappeln	380	2.000	2.000	2.000	2.000	2030
Nordrhein-Westfalen	Rommerskirchen	380	2.000	2.000	4.000	4.000	vrstl. 2034
Nordrhein-Westfalen	Oberzier	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2036
Nordrhein-Westfalen	Niederrhein	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2032
Nordrhein-Westfalen	Kusenhorst	380	2.000	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2033
Nordrhein-Westfalen	Lippe	380	0	0	2.000	2.000	vrstl. 2040
Nordrhein-Westfalen	Sechtem	380	0	0	2.000	2.000	vrstl. 2045
Schleswig-Holstein	Büttel	380	3.065	3.065	2.201	2.201	bereits in Betrieb
Schleswig-Holstein	Suchraum Heide (Gemeinden Hemmings- tedt/Lieth/Lohe-Rickels- hof/Wöhrden)	380	4.000	4.000	4.000	4.000	2030
Schleswig-Holstein	Suchraum Pöschendorf (Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/Kaisborstel/ Looft)	380	4.000	4.000	4.000	4.000	vrstl. 2033
Schleswig-Holstein	Wiemersdorf/Hardebek	380	0	2.000	2.000	2.000	vrstl. 2035
Schleswig-Holstein	Suchraum Büchen (Ämter Büchen/Breitenfelde/ Schwarzenbek-Land)	380	2.000	2.000	4.000	4.000	vrstl. 2035
Schleswig-Holstein	Brunsbüttel	380	0	0	2.000	2.000	vrstl. 2041

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Um den Zusammenhang zwischen dem Netzausbau an Land und der Netzanbindung der Offshore-Windenergie aufzuzeigen, wird in den Projektsteckbriefen der Offshore-Netzanbindungssysteme im Anhang auf die korrespondierenden landseitigen Projekte des NEP hingewiesen. In den Projektsteckbriefen der landseitigen Projekte wird darüber hinaus ebenfalls auf die korrespondierenden Offshore-Netzanbindungssysteme verwiesen.

5.2.5 Erforderliche Maßnahmen in den Szenarien

Wie in Kapitel 3 beschrieben, erzeugt die Marktsimulation für jede der 8.760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall. So wird für jede Stunde eines Szenarios die kostengünstigste Möglichkeit zur Deckung des Energiebedarfs unter Berücksichtigung der Vorrangregelung der erneuerbaren Energien ermittelt. Im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) werden insgesamt sechs Szenarien des nach § 12a EnWG genehmigten Szenariorahmens analysiert, die in Kapitel 2 näher beschrieben werden. Die Netzanalysen der Szenarien A 2037 und C 2037 folgen im zweiten Entwurf.

In allen Szenarien hat der Ausbau der Windenergieleistung an Land und auf See einen wesentlichen Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung, da die Windenergieleistung in Nord- und Ostdeutschland den regionalen Bedarf erheblich überschreitet, während in Süddeutschland der Verbrauch durch lokale Erzeugung bei Weitem nicht mehr gedeckt werden kann (s. Kapitel 3). Insofern ergibt sich der Übertragungsbedarf wesentlich aus der Entfernung zwischen Standorten der – überwiegend erneuerbaren – Stromerzeugung im Norden und Osten sowie dem Verbrauch im Süden und Westen Deutschlands.

Die Untersuchung des Bedarfs zusätzlicher Umspannwerke oder Transformatoren zwischen dem Höchst- und Hochspannungsnetz (380 / 110 kV) erfolgt außerhalb des NEP zwischen den betroffenen Netzbetreibern. Derartige vertikale Punktmaßnahmen werden von der BNetzA nicht nach §12c EnWG bestätigt. Sie werden daher im NEP nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt. Gleichwohl fließen sie in den Datensatz des NEP mit ein und werden daher zusammen mit weiteren horizontalen Punktmaßnahmen (u. a. Schaltanlagen) zur Information in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_2037_2045_V2023_1E.pdf zum NEP zusammengefasst.

Für die Verknüpfung von Verteil- und Übertragungsnetz sind vor dem Hintergrund zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien vertikale Punktmaßnahmen ein wichtiger Aspekt der Netzentwicklung. Sofern vertikale Punktmaßnahmen Leitungsbaumaßnahmen zugeordnet werden können, werden diese im entsprechenden Projektsteckbrief im Anhang erwähnt.

Die Investitionskosten für die Zubaunetzmaßnahmen werden im NEP auf Basis von Standardkosten (s. Kapitel 5.2.1) ermittelt und haben einen überschlägigen Charakter. Die Gesamtkosten beinhalten neben den Kosten für AC-Freileitungen auch die Kosten für Transformatoren, Schaltfelder, DC-Erdkabel, DC-Konverter, zum Teil für Kompensationsanlagen sowie bei den AC-Pilotprojekten mit der Möglichkeit zur Teil-Erdverkabelung gemäß § 2 EnLAG oder § 4 BBPlG die Mehrkosten einer Teil-Erdverkabelung (s. Kapitel 5.4.5). Für die Startnetzmaßnahmen werden in der Regel Projektkosten angenommen (s. Erläuterung in Kapitel 5.2.1).

Grundlegende Informationen zum Planungsprozess, zur Netzstabilität und zur Technologie finden Sie im Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwb.

Szenario B 2037

Tabelle 26: Szenario B 2037 Kennzahlen

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		Interkonnektoren (deutscher Anteil) – ohne Interkonnektoren aus Kapitel 5.3	
Länge	6.200 km	Länge	290 km AC und 530 km DC
Übertragungskapazität	30 GW		
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		DC / AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)	
Länge	2.290 km	Länge	10.850 km inkl. 3.790 km Stromkreisauflagen / Umbeseilungen
Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 143,5 Mrd. EUR			

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario B 2037 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen, die allesamt im Startnetz enthalten sind: DC1/DC2, DC3, DC4, DC5 und DC20. Ihre Nord-Süd-Übertragungskapazität beträgt in Summe rund 12 GW.

Ebenso zeigt sich die Notwendigkeit der folgenden vier HGÜ-Verbindungen, die bereits im BBP 2022 enthalten sind:

- HGÜ-Verbindung DC21 (BBP Nr. 49) 2 GW Wilhelmshaven/Landkreis Friesland – Lippetal/Welver/Hamm
- HGÜ-Verbindung DC25 (BBP Nr. 48) 2 GW Heide/West – Polsum
- HGÜ-Verbindung DC31 (BBP Nr. 81) 2 GW Hemmingstedt/Lieth/Lohe-Rickelshof/Wöhrden – Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin
- HGÜ-Verbindung DC34 (BBP Nr. 82) 2 GW Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Bürstadt

Darüber hinaus haben sich die folgenden fünf HGÜ-Verbindungen als notwendig erwiesen:

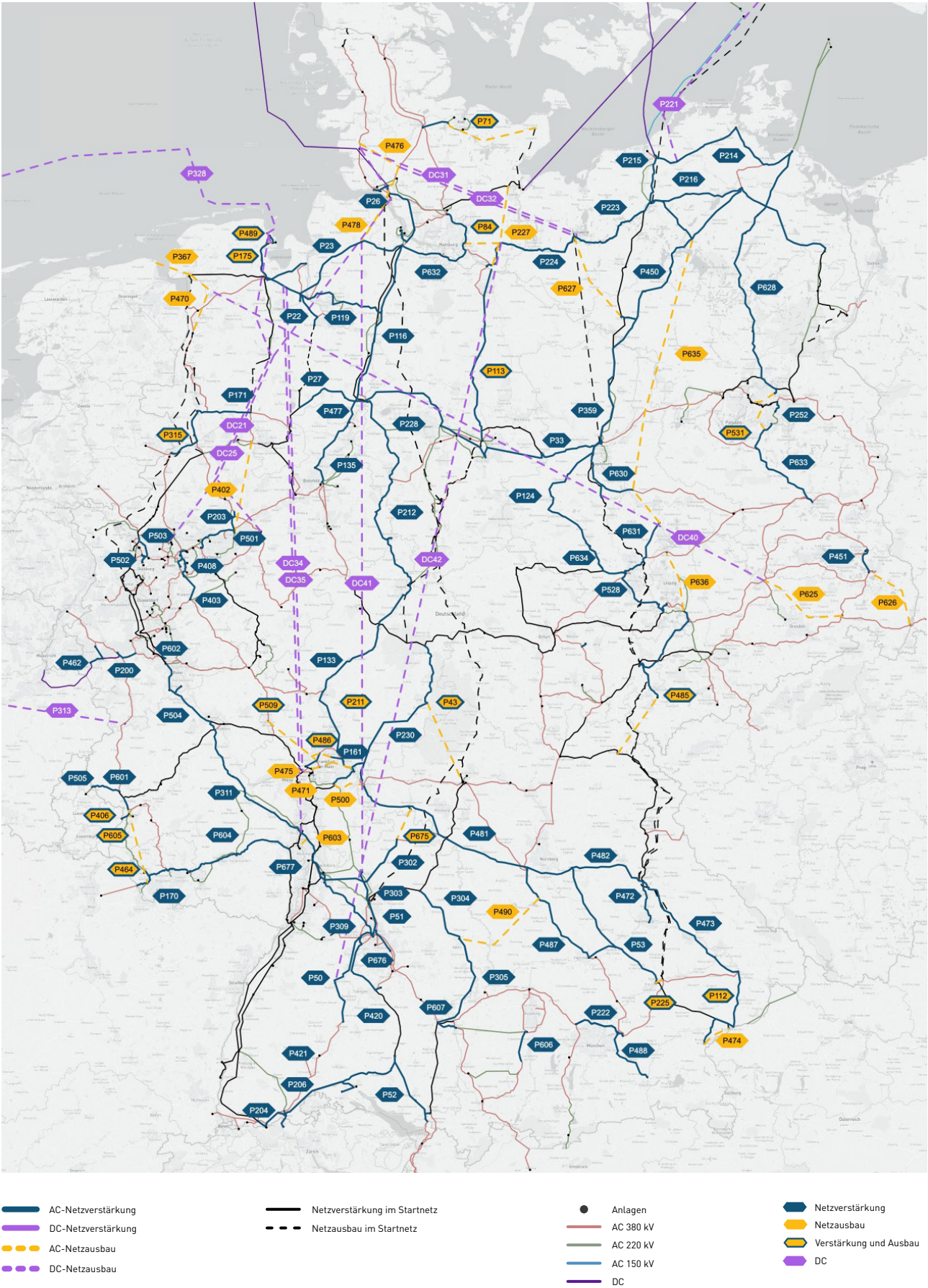
- HGÜ-Verbindung DC32 2 GW Suchraum Pöschendorf – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin
- HGÜ-Verbindung DC35 2 GW Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Marxheim
- HGÜ-Verbindung DC40 2 GW Suchraum Nüstermoor – Streumen
- HGÜ-Verbindung DC41 2 GW Suchraum Alfstedt – Obrigheim
- HGÜ-Verbindung DC42 2 GW Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – südlicher Landkreis Böblingen

Außerdem sind im Szenario B 2037 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des BBP 2022, die allesamt erforderlich sind, weitere rund 4.600 km an AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen erforderlich.

Gegenüber dem BBP 2022 wächst der Bedarf an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen stark an. Der Zuwachs ist im Wesentlichen auf den deutlich höheren Zubau erneuerbarer Energien aufgrund der politischen Ziele zur Erreichung der Klimaneutralität zurückzuführen. Waren im Szenario B 2035 des NEP 2035 (2021) noch rund 73 % Strom aus EE zu integrieren, so sind es im Szenario B 2037 des NEP 2037/2045 (2023) bei deutlich höherer Stromnachfrage bereits rund 89 % – mit einer Steigerung bei Onshore- und Offshore-Windenergie von rund 100 GW. Allein in den fünf nord-deutschen Bundesländern steigt die installierte Leistung an Wind on- und offshore gegenüber dem Szenario B 2035 des NEP 2035 (2021) von 84,4 GW um 39,5 GW auf jetzt 123,9 GW an. Die damit einhergehende Stromerzeugung aus Wind on- und offshore steigt von 249,1 TWh um 97 TWh auf 346,2 TWh an.

In der folgenden Abbildung 63 sind die Projekte und Maßnahmen des Szenarios B 2037 dargestellt. In Tabelle 34 in Kapitel 7.1.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2037_2045_V2023_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Abbildung 63: Szenario B 2037 / nur Leitungsprojekte*



*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenarien A / B / C 2045

Tabelle 27: Szenarien A / B / C 2045 Kennzahlen

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		Interkonnektoren (deutscher Anteil) – ohne Interkonnektoren aus Kapitel 5.3	
Länge	6.200 km	Länge	290 km AC und 530 km DC
Übertragungskapazität	30 GW		
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz)		DC / AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz)	
Länge	2.290 km	Länge	10.850 km inkl. 3.790 km Stromkreisauflagen / Umbeseilungen
Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 143,6 Mrd. EUR			

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Szenarien A/B/C 2045 dienen mit seinem um acht Jahre verlängerten Zeithorizont der Ausweisung eines Klimaneutralitätsnetzes. Dadurch kann gezeigt werden, dass Maßnahmen, die in den Szenarien mit dem Zeithorizont 2037 identifiziert wurden, auch im Jahr 2045 erforderlich sind.

Alle HGÜ-Verbindungen, die im BBP 2022 enthalten sind, sind ebenso wie im Szenario B 2037 auch in den Szenarien A / B / C 2045 erforderlich.

Darüber hinaus haben sich die folgenden fünf HGÜ-Verbindungen als notwendig erwiesen:

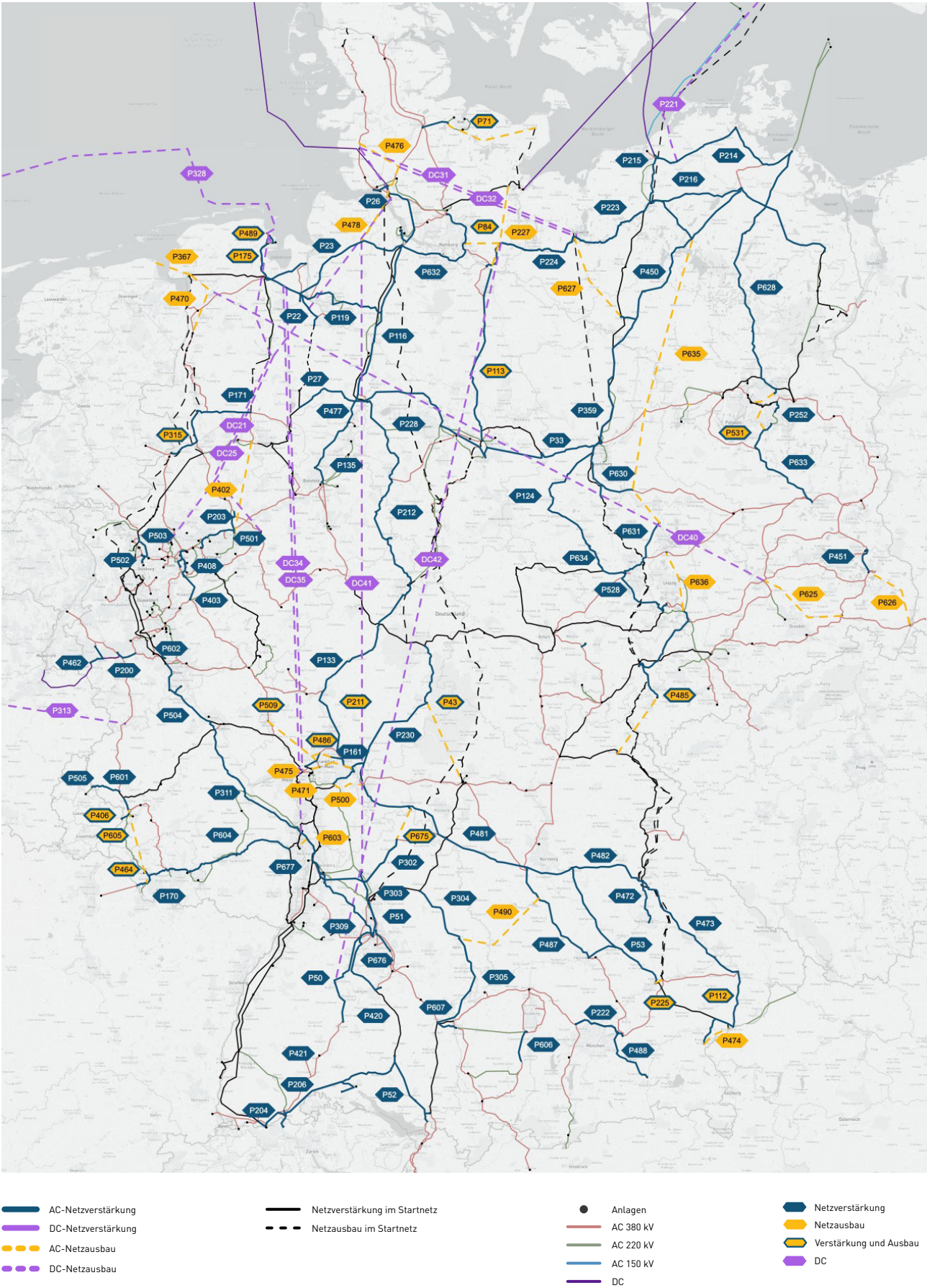
- HGÜ-Verbindung DC32 2 GW Suchraum Pöschendorf – Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin
- HGÜ-Verbindung DC35 2 GW Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Marxheim
- HGÜ-Verbindung DC40 2 GW Suchraum Nüttermoor – Streumen
- HGÜ-Verbindung DC41 2 GW Suchraum Alfstedt – Obrigheim
- HGÜ-Verbindung DC42 2 GW Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – südlicher Landkreis Böblingen

Außerdem sind in den Szenarien A/B/C 2045 neben den AC-Ausbaumaßnahmen des BBP 2022, die allesamt erforderlich sind, weitere rund 4.600 km an AC-Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen notwendig.

In den Szenarien A/B/C 2045 liegt der Umfang der erforderlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen (AC und DC) auf nahezu dem gleichen Niveau wie im Szenario B 2037. Die Ergebnisnetze in 2045 unterscheiden sich lediglich im Umfang des mit dem Zielnetz verbleibenden Redispatchbedarfs (s. Kapitel 5.4.6).

In der folgenden Abbildung 64 sind die Projekte und Maßnahmen der Szenarien A / B / C 2045 dargestellt. In Tabelle 34 in Kapitel 7.1.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieser Szenarien aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Projektnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2037_2045_V2023_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

Abbildung 64: Szenarien A/B/C 2045/nur Leitungsprojekte*



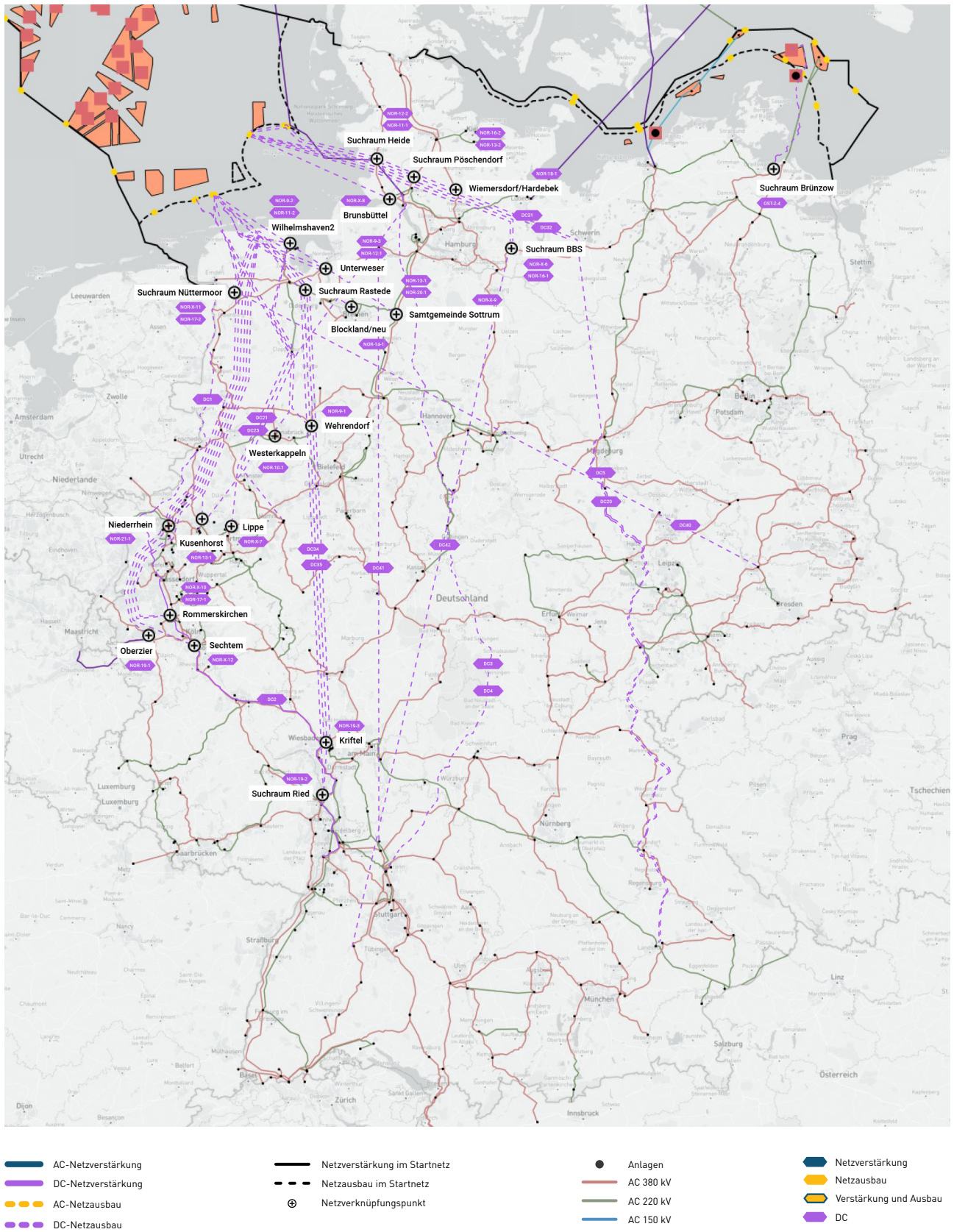
*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Mögliche Bündelungsoptionen neuer landseitiger DC-Projekte und von Offshore-Netzanbindungssystemen

Gemäß § 12b Abs. 3a EnWG sind die ÜNB erstmalig dazu verpflichtet, Bündelungsoptionen für neu identifizierte DC-Netzausbaumaßnahmen und den länderübergreifenden landseitigen Teil der Offshore-Anbindungsleitungen zu nennen. Dabei ist aufzuzeigen, wie diese mit bestehenden oder zumindest verfestigt geplanten Trassen ganz oder weitgehend in einem Trassenkorridor realisiert werden können. Die Bündelung ermöglicht die Führung sowohl von Offshore-Anbindungssystemen als auch von neu identifizierten DC-Projekten in derselben Trasse und damit eine möglichst geringe Rauminanspruchnahme.

In der nachfolgenden Abbildung 65 sind mögliche Bündelungsoptionen der neu identifizierten DC-Netzausbaumaßnahmen sowie der landseitige Teil der Offshore-Netzanbindungssysteme bis 2045 aufgezeigt. Die Karte geht über die Anforderungen des § 12b Abs. 3a EnWG hinaus, indem sie auch Korridore darstellt, in denen Ausbaumaßnahmen ohne bislang verfestigte Planung miteinander gebündelt werden sollen. Aufgrund der bislang fehlenden Anlandungspunkte einzelner Offshore-Projekte ist die Umsetzung der Bündelung für diese noch näher zu bestimmen.

Abbildung 65: Mögliche Bündelung der neuen DC-Projekte und der Offshore-Anbindungssysteme in A/B/C 2045



*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

5.2.6 Ergebnisse der Netzentwicklung

Die wesentlichen Prämissen der Netzplanung sind neben der Systemsicherheit die bedarfsgerechte Auslegung des Übertragungsnetzes, die Minimierung zusätzlich neuer Netztrassen, die Wirtschaftlichkeit und die Nachhaltigkeit.

Auch für diesen NEP 2037/2045 (2023) wurden in einem integrierten Gesamtkonzept zusätzlich zu den Maßnahmen des Startnetzes und den AC- sowie den DC-Maßnahmen des BBP 2022 jeweils für die Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 Maßnahmen zur Netzoptimierung, zur Netzverstärkung und zum Netzausbau ermittelt. Die Ergebnisse der Szenarien A 2037 und C 2037 werden im zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) dargestellt. Gegenüber dem NEP 2035 (2021) identifiziert der vorliegende NEP 2037/2045 (2023) neue Onshore-Projekte mit einer Trassenlänge von 5.742 km und zusätzlichen Investitionen in Höhe von 41,6 Mrd. EUR.

Wichtige Treiber für weiträumige Leistungstransporte in den Szenarien sind der Ausbau der Onshore-Windenergie insbesondere in Nord- und Ostdeutschland, die Offshore-Windenergie sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch mit dem Ausland. Die Ergebnisse des in diesem NEP ermittelten Offshore-Netzausbaus finden sich in den Kapiteln 4.2.3 und 4.2.4.

Da der wesentliche Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten bereits bis 2037 erfolgt, ist der größte Anteil des Übertragungsnetzes bereits bis dahin umzusetzen. Der weitere Ausbau von Photovoltaik kann infolge des weiteren Zubaus an Flexibilität weitgehend kompensiert werden. Gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens entsprechen die Ausbaupfade der erneuerbaren Energien bis 2045 den politischen Zielsetzungen zur Erreichung der Klimaneutralität und liegen 2045 auf einem ähnlichen Niveau. Die Netzanalysen zeigen für alle Szenarien im Jahr 2045 ein identisches Übertragungsnetz. Dieses unterscheidet sich lediglich an dem verbleibenden Redispatch-Volumen, das nicht durch neue Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt wird. In den Zielnetzen A/B/C 2045 werden robuste Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen ausgewiesen, die sich in allen Szenarien als erforderlich erweisen. Anders als im NEP 2035 (2021) wird in dem vorliegenden NEP 2037/2045 (2023) das Instrument der Spitzenkappung nicht angewandt. Derzeit wird Spitzenkappung durch die VNB nur in sehr begrenztem Maße umgesetzt, sodass eine über diese Planungen hinausgehende Berücksichtigung durch die ÜNB nicht sachgerecht ist und außerdem das Risiko der Unterschätzung von Netzbelastungen erhöht. Eine weitere Reduktion des verbleibenden Redispatchbedarfs um die Spitzenkappung wurde gemäß der Genehmigung der BNetzA nicht vorgenommen (s. Kapitel 2.5).

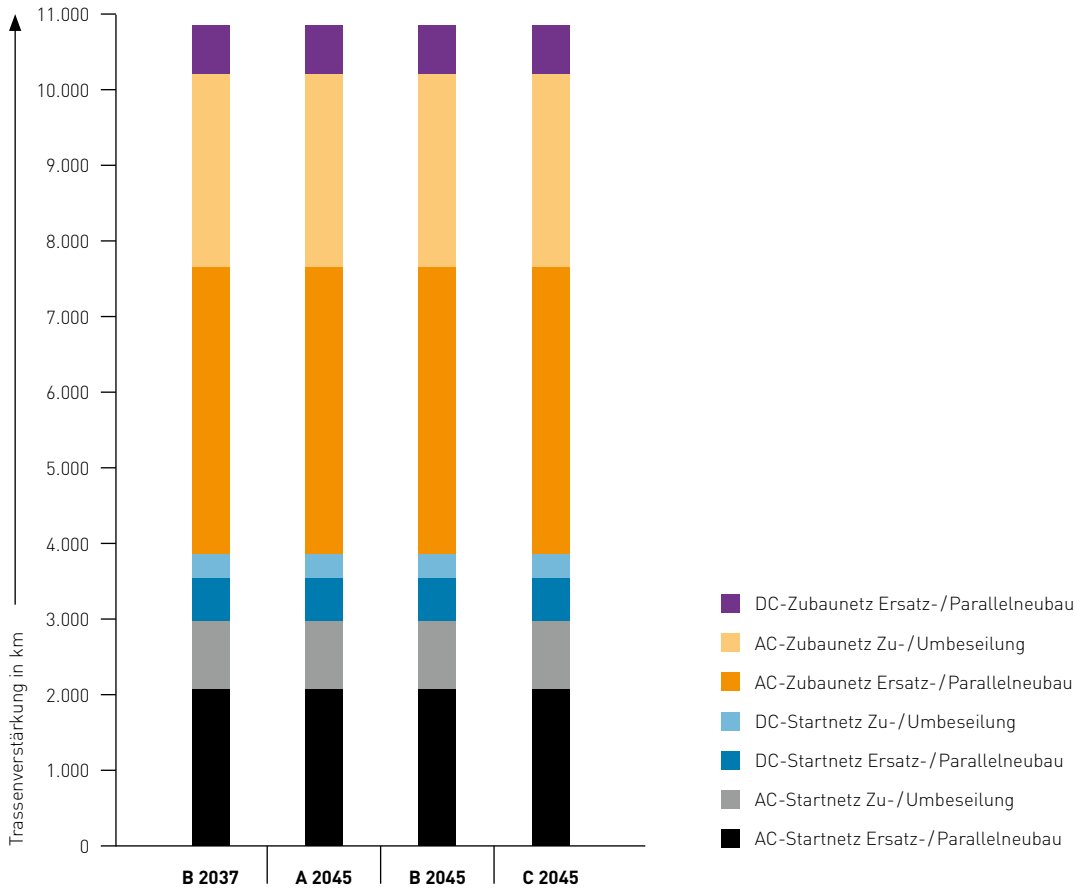
In allen Szenarien wurde die Notwendigkeit aller Maßnahmen des BBP 2022 nachgewiesen. Grundsätzlich wurden die im BBP 2022 enthaltenen DC-Verbindungen mit einer Übertragungskapazität von in Summe rund 20 GW zugrunde gelegt – sechs Projekte davon mit insgesamt rund 12 GW Nord-Süd-Übertragungskapazität befinden sich bereits im Startnetz. Diese haben sich überall gleichermaßen als erforderlich erwiesen. Darüber hinaus zeigte sich in allen Szenarien die Erforderlichkeit von fünf weiteren DC-Verbindungen. Darunter ist eine DC-Verbindung mit 2 GW zwischen Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern (DC32), eine DC-Verbindung mit 2 GW zwischen Niedersachsen und Hessen (DC35), eine DC-Verbindung mit 2 GW zwischen Niedersachsen und Sachsen (DC40), sowie zwei DC-Verbindungen mit je 2 GW zwischen Niedersachsen bzw. Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg (DC41 und DC42).

Durch die zusätzlichen DC-Verbindungen kann die Nord-Süd-Übertragungskapazität um 8 GW erhöht werden, ebenso wird durch die DC40 die Ost-West-Übertragungskapazität um 2 GW erhöht.

Neben dem Einsatz der DC-Technologie für die großräumige Stromübertragung ist die weitere Verstärkung bzw. der Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes über den BBP 2022 hinaus erforderlich. Dämpfend auf den AC-Netzausbaubedarf wirkt neben der Berücksichtigung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (s. Kapitel 5.4.2) die Berücksichtigung von Anlagen zur Lastflusssteuerung (z. B. Querregeltransformatoren), da diese die Lastflüsse auf den vorhandenen Leitungen optimieren. Im NEP 2037/2045 (2023) wurden sämtliche Ad-hoc-Maßnahmen zur Lastflusssteuerung berücksichtigt, die von der BNetzA in den vorherigen beiden Netzentwicklungsplänen bestätigt wurden. Darüber hinaus wurden die von der BNetzA im NEP 2030 (2019) bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen an den Standorten Kupferzell sowie Audorf/Süd und Ottenhofen sowie weitere Netzbooster berücksichtigt (s. Kapitel 5.2.7).

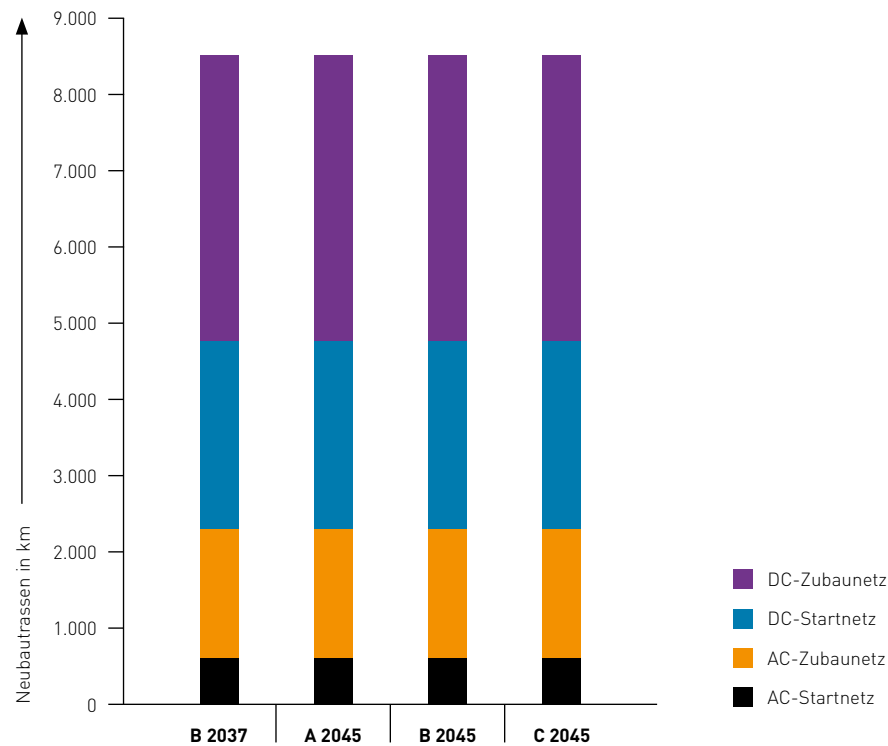
In den Abbildungen 66 und 67 sind für die Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 der Umfang an Netzverstärkungen in Bestandstrassen und der Umfang von Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird.

Abbildung 66: Umfang an Netzverstärkung in den Szenarien des NEP 2037 / 2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

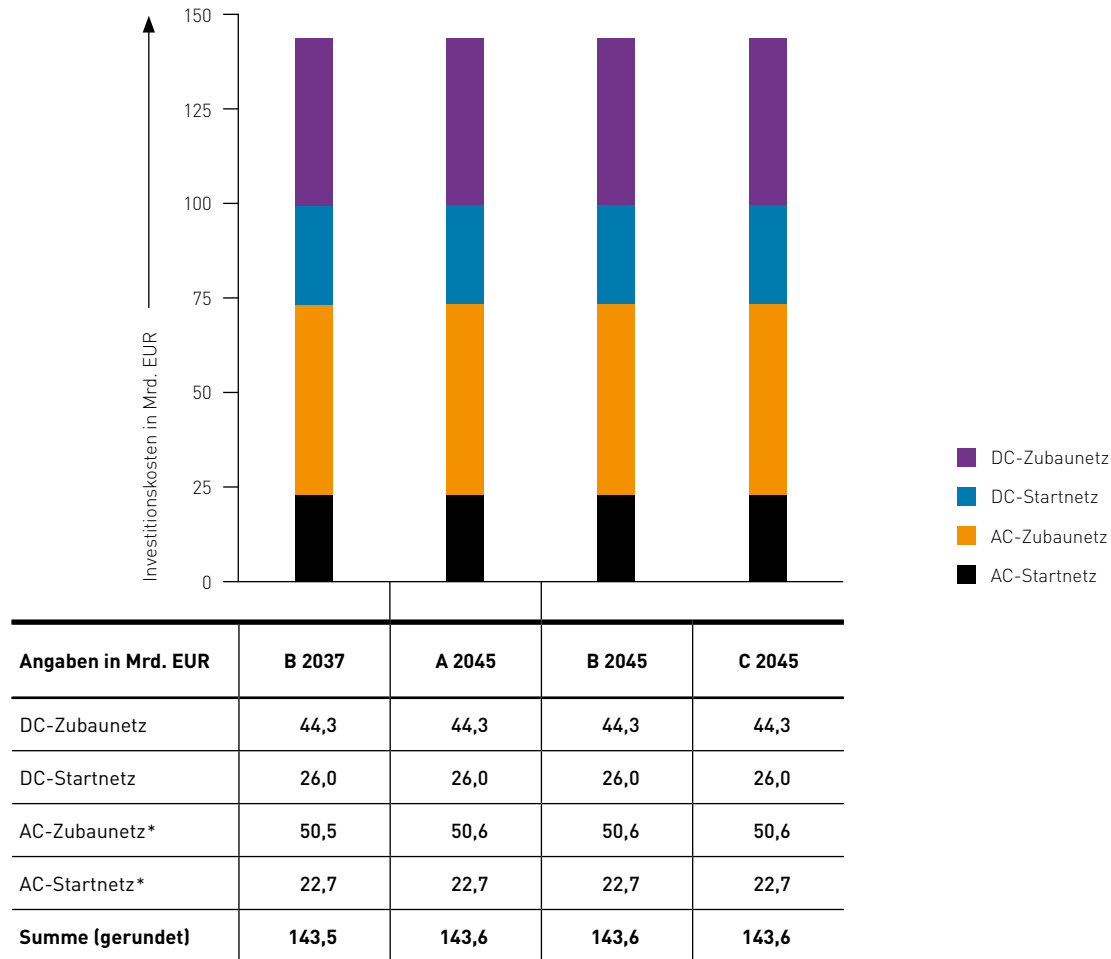
Abbildung 67: Umfang an Netzausbaubedarf in den Szenarien des NEP 2037 / 2045 (2023)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 68 sind für die Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 die geschätzten Investitionskosten abgebildet. Details zur Ermittlung der Investitionskosten finden sich in Kapitel 5.2.1. Die Investitionskosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie werden in Abbildung 23 in Kapitel 4.2.4 dargestellt. Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwL hinterlegt.

Abbildung 68: Geschätzte Investitionskosten im NEP 2037/2045 (2023)



* inkl. Anlagen zur Blindleistungskompensation

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für das Szenario B 2037 werden die Kosten und Mengen aus den Abbildungen und Tabellen dieses Kapitels nachfolgend beispielhaft erläutert.

Das Volumen der Netzverstärkungen in Bestandstrassen einschließlich der Startnetzmaßnahmen beträgt in B 2037 rund 10.850 km (davon rund 3.790 km Umbeseilung oder Stromkreisaufgaben und rund 7.060 km Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in oder neben bestehenden Trassen). Zum Vergleich: Das Volumen des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes liegt bei rund 35.000 km. Der Ausbaubedarf in neuen Leitungstrassen beträgt einschließlich Startnetz im Szenario B 2037 rund 8.500 km, davon 6.210 km DC-Verbindungen und 2.290 km AC-Verbindungen.

In den Kilometerangaben ist der deutsche Anteil der von der BNetzA bereits bestätigten Interkonnektoren zu den Nachbarstaaten mit einer Länge von 260 km (AC) und 530 km (DC) enthalten.

Die nachfolgende Tabelle 28 gibt eine Übersicht über die Längenangaben der erforderlichen Netzverstärkungen und des Neubaubedarfs aus den Kapiteln 5.2.2 und 5.2.5 sowie aus den Abbildungen 66 und 67 – differenziert nach Start- und Zubaunetz.

Tabelle 28: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2037 / 2045 (2023)

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu- / Umbeseilung	Ersatz- / Parallelneubau	Zu- / Umbeseilung	Ersatz- / Parallelneubau			
Startnetz	897	2.079	321	560	603	2.466	6.925
Zubaunetz							
B 2037	2.571	3.786	0	640	1.692	3.742	12.430
A 2045	2.571	3.786	0	640	1.692	3.742	12.430
B 2045	2.571	3.786	0	640	1.692	3.742	12.430
C 2045	2.571	3.786	0	640	1.692	3.742	12.430
Start- und Zubaunetz							
B 2037	3.468	5.865	321	1.200	2.294	6.207	19.355
A 2045	3.468	5.865	321	1.200	2.294	6.207	19.355
B 2045	3.468	5.865	321	1.200	2.294	6.207	19.355
C 2045	3.468	5.865	321	1.200	2.294	6.207	19.355

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das geschätzte Investitionsvolumen beträgt für das Szenario B 2037 rund 143,5 Mrd. EUR. Darin sind rund 49 Mrd. EUR für das Startnetz enthalten, allerdings noch nicht die Kosten für die Anbindung der Offshore-Windenergie (s. Kapitel 4.2.4). In den Gesamtkosten nicht enthalten sind die Kosten für das Projekt P328 (DC-Interkonnektor DE – GB), da dieses Projekt von einem Drittinvestor geplant und errichtet wird. Ebenfalls nicht in den Gesamtkosten sowie darüber hinaus in den Kilometerangaben enthalten sind die zusätzlichen Interkonnektoren (s. nachfolgendes Kapitel 5.3).

Die im Vergleich zum vorherigen NEP stark angestiegenen Investitionskosten sind neben dem geänderten Umfang an Projekten und Maßnahmen auf die Anpassung der Standard- und Projektkosten als Folge der wirtschaftlichen Gesamtentwicklung zurückzuführen.

5.2.7 Ad-hoc-Maßnahmen bis 2030

Die EEG-Novelle 2023 sieht bis zum Jahr 2030 bereits eine deutliche Steigerung des Ausbaus von erneuerbaren Energien (EE-Ausbau) im Vergleich zu den Zielwerten der Szenarien vergangener Netzentwicklungspläne vor. Dadurch steigt die Transportaufgabe im deutschen Übertragungsnetz signifikant und übersteigt in der Folge auch den für das Jahr 2030 in vergangenen Netzentwicklungsplänen identifizierten notwendigen Netzausbau. Dadurch verschärft sich kurz- bis mittelfristig die Belastung des Übertragungsnetzes. Gleichzeitig ist absehbar, dass weniger konventionelle Kraftwerke als bisher zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen bereitstehen. Deshalb kommt es zu höheren Redispatchbedarfen als bislang angenommen. Vor diesem Hintergrund haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber weitere geeignete Maßnahmen identifiziert, die bereits kurz- bis mittelfristig realisiert werden können und die skizzierte Situation entschärfen.

Die Bewertung und Ermittlung dieser sogenannten Ad-hoc-Maßnahmen erfolgte auf Basis des Szenarios und Netzmodells der gemäß § 34 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes erstellten Langfristanalyse mit Betrachtungsjahr 2030 (Variante A, progressiver Fortschritt des Netzausbaus). Weitere Details zur Langfristanalyse sind nach Veröffentlichung Ende März 2023 auf www.netztransparenz.de einsehbar.

Die ermittelten Ad-hoc-Maßnahmen sind kurz- bis mittelfristig realisierbare Maßnahmen mit einer engpassreduzierenden Wirkung. Zu dieser Kategorie zählen insbesondere Zu- oder Umbeseilungen, zum Beispiel mit Hochtemperaturleiterseilen, zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit oder lastflussteuernde Maßnahmen zur Vergleichmäßigung des Lastflusses. Die Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile hängt maßgeblich von einer Gesetzesänderung ab, welche künftig eine erheblich schnellere Umsetzung ermöglichen soll. Bei den identifizierten Maßnahmen handelt es sich sowohl um Beschleunigungen aus vorherigen Netzentwicklungsplänen bekannter Maßnahmen als auch um neu entwickelte Maßnahmen auf Basis der im Jahr 2030 erwarteten Situation.

Neben diesen Ad-hoc-Maßnahmen werden im Rahmen der Langfristanalyse mit dem Zieljahr 2030 weitere Maßnahmen zur Wahrung der Systemstabilität (u. a. Blindleistungskompensationsanlagen) ausgewiesen. Die notwendigen Zwischenbedarfe werden im zweiten Entwurf vorgestellt.

Ergebnisse der Bewertung von Ad-hoc-Maßnahmen

Im Zuge der Ad-hoc-Maßnahmenermittlung wurden folgende Maßnahmen zur Engpassreduktion identifiziert:

- P133 M253 Netzverstärkung Borken – Gießen/Nord (HTL-Umbeseilung)
- P170 M380 (teilweise) HTLS-Umbeseilung Ensding – Uchtelfangen
- P171 M381 HTLS-Umbeseilung Hanekenfähr – Merzen
- P211 M434 Netzverstärkung Gießen/Nord-Karben (HTL-Umbeseilung)
- P212 M797/M435/M472/M473 Landesbergen – Grohnde – Vörden – Würzgassen – Sandershausen / Ost – Bergshausen – Borken (HTL-Umbeseilung)
- P230 Netzverstärkung Dipperz-Großkrotzenburg (HTL-Umbeseilung)
- P303 M513 Netzverstärkung Großgartach – Hüffenhardt
- P304 M514 Netzverstärkung Kupferzell – Goldshöfe
- P309 M484 HTLS-Umbeseilung Bürstadt – Hoheneck
- P408 M744 HTLS-Umbeseilung Emscherbruch – Hüllen – Eiberg
- P420 M630 Netzverstärkung Reichenek – Rommelsbach
- P426 M645 Lastflussteuernde Maßnahme Philippsburg
- P480 Anzeigeverfahren zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Stromkreise Audorf/Süd – Hamburg/Nord sowie Audorf/Süd – Kummerfeld der Mittelachse in Schleswig-Holstein auf 4.000 A
- P480 Anzeigeverfahren zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Stromkreise Brunsbüttel – Süderdorn und Süderdorn – Heide/West der Westküstenleitung in Schleswig-Holstein auf 4.000 A

- P480 M844 Netzverstärkung Wahle – Klein Ilsede – Mehrum/Nord – Algermissen – Grohnde (HTL-Umbeseilung)
- P480 M845 zwei zusätzliche Phasenschiebertransformatoren in Diele
- P480 M846 Netzverstärkung Mecklar-Dipperz (HTL-Umbeseilung)
- P480 M847 Netzverstärkung Karben-Großkrotzenburg (HTL-Umbeseilung)
- P604 M906 (teilweise) HTLS-Umbeseilung Uchtelfangen – Mittelbexbach
- P610 M922 HTLS-Umbeseilung Meppen – Hanekenfähr
- P611 M923 HTLS-Umbeseilung Mengede – Emscherbruch
- P630 M630a Netzverstärkung Wolmirstedt – Eulenberg – Förderstedt
- P637 M637a Netzausbau Lastflusssteuerung Iven/Krusenfelde/Krien/Spantekow/Werder/Bartow
- P639 M639a Netzausbau Lastflusssteuerung Eisenach
- P677 M861 Netzverstärkung Neurott – Hüffenhardt
- P680 M917 Lastflusssteuernde Maßnahme Höpfingen
- P681 M918 Lastflusssteuernde Maßnahme Goldshöfe

Ausgehend von den Redispatchergebnissen der Topologie der Langfristanalyse 2030 (Variante A) reduzieren die obigen Maßnahmen den Redispatch-Bedarf um ca. 5 TWh (EE-Abregelung davon ca. 4 TWh).

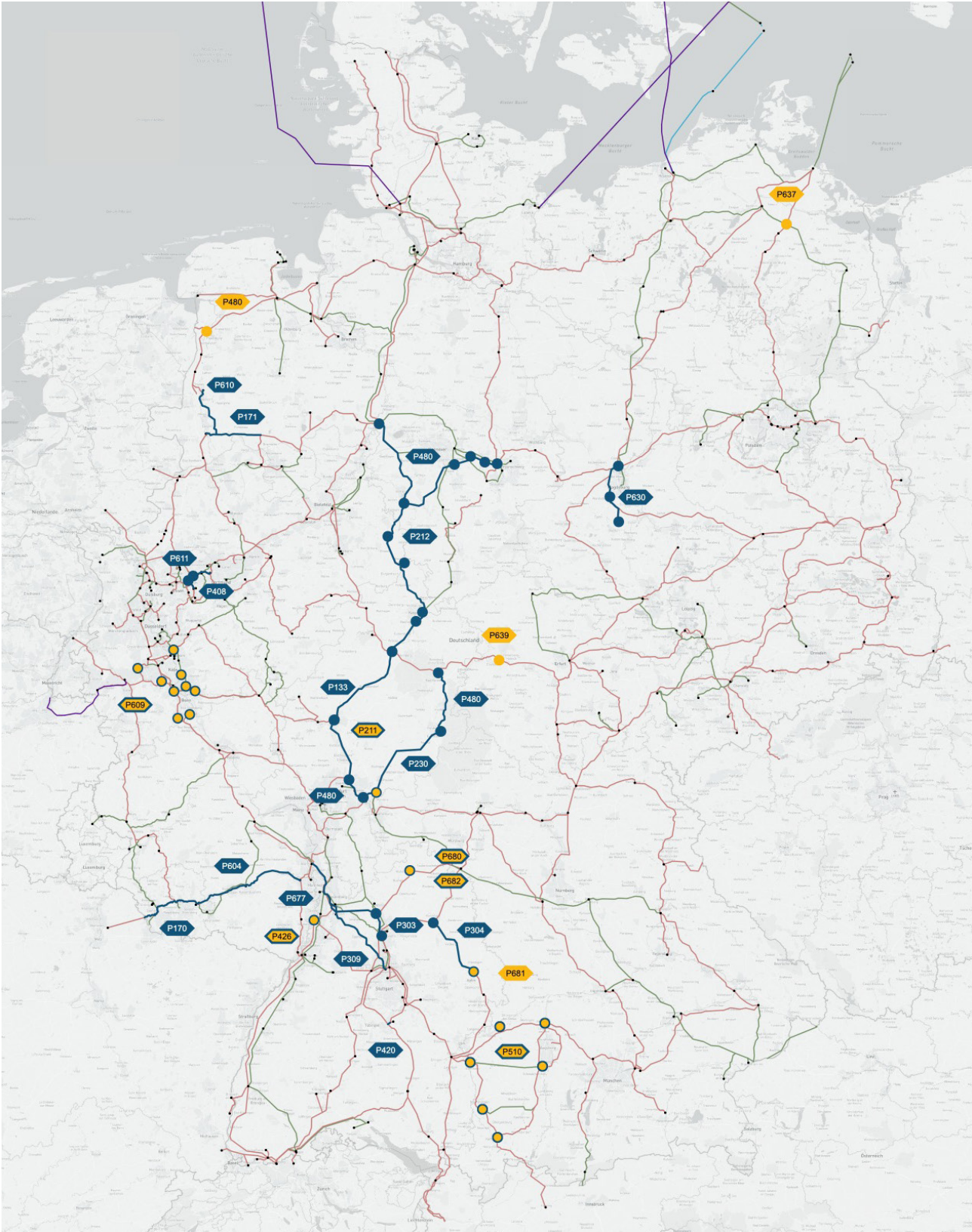
Ergebnisse der Netzbooster

Im Rahmen dieser Untersuchung wurden zusätzlich drei Netzbooster-Anlagen als kurative Maßnahmen anhand des vermiedenen Redispatchbedarfes bewertet:

- P510 M787 250 MW dezentraler Netzbooster Bayerisch-Schwaben
- P609 M809 250 MW dezentraler Netzbooster im Rheinland
- P682 M920 250 MW am Standort Höpfingen

Ausgehend von einer Topologie mit den aktivierten Netzbooster-Pilotanlagen P365-M583 und P430-M646 reduzieren die drei zusätzlichen Netzbooster-Anlagen den Redispatchbedarf um jeweils 0,5 TWh (EE-Abregelung davon 0,25 TWh).

Abbildung 69: Karte mit Ad-hoc-Maßnahmen*



*Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

5.3 Volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Interkonnektoren im NEP 2037 / 2045 (2023)

Basierend auf der von der EU-Kommission genehmigten 3. CBA Richtlinie („3rd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects“¹⁰), werden im NEP 2037/2045 (2023) Interkonnektoren, die nicht Teil des EnLAG oder des BBP 2022 sind, einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen.

Die Kosten-Nutzen-Analyse wird für die nachfolgenden Interkonnektoren durchgeführt. Die Ergebnisse werden im zweiten Entwurf ausgewiesen.

- P74 Vöhringen – Westtirol (DE – AT)
- P329 Zweiter DC-Interkonnektor zwischen Deutschland und Großbritannien (DE – UK)
- P640 DC-Netzausbau: Offshore-Interkonnektor Bornholm Energy Island (BEI) (DE – DK)
- P678 Südlicher Landkreis Böblingen – Mettlen (DE – CH)¹¹
- P679 Westlicher Landkreis Breisgau-Hochschwarzwald – Region Burgund (DE – FR)¹¹

Gemäß des genehmigten Szenariorahmens sind die Interkonnektoren P74, P329, P640 und P678 Bestandteil des Ausgangsnetzes des NEP 2037/2045 (2023), da diese Projekte bereits im TYNDP geführt werden. Sie wurden daher in den Marktsimulationen aller betrachteten Szenarien berücksichtigt. Gleichwohl ist für sie aufgrund der oben genannten Kriterien eine Kosten-Nutzen-Analyse durchzuführen. Die Bewertung dieser Interkonnektoren erfolgt unter Anwendung des sogenannten TOOT-Ansatzes. Dabei wird der jeweilige Interkonnektor nur für seine eigene Bewertung aus dem Netz und dem jeweiligen Szenario herausgeschaltet („Take one out at a time“). Die Bewertung des Interkonnektors P679 erfolgt unter Anwendung des sogenannten PINT-Ansatzes, Dabei wird der jeweilige Interkonnektor nur für seine eigene Bewertung dem Netz und dem Szenario hinzugefügt („Put one in at a time“).

Die Länge der zusätzlichen Interkonnektoren beträgt in Summe 864 km, davon 754 km Neubau in neuer Trasse, 35 km Ersatzneubau sowie 75 km Zu-/Umbeseilung. Der Kostenumfang der oben genannten Projekte zusammen beträgt rund 4,3 Mrd. EUR, in diesen Kosten nicht enthalten sind die Kosten für das Projekt P329 (Zweiter DC-Interkonnektor DE – GB), da dieses Projekt von einem Drittinvestor geplant und errichtet wird.

Im Gegensatz zu einer rein monetären Kosten-Nutzen-Analyse, bei der für jedes Projekt jeweils die gesamten Kosten direkt mit der Summe monetarisierter Nutzen verglichen werden, folgt die von ENTSO-E verwendete Kosten-Nutzen-Analyse einem multikriteriellen Ansatz, bei dem sowohl monetarisierte als auch rein quantitative Nutzen-Indikatoren den jeweiligen Kosten gegenübergestellt werden. Neben diesen Nutzen ergeben sich für einzelne Projekte noch weitere qualitative Nutzen, die im Rahmen der CBA für den NEP 2037/2045 (2023) nicht ausgewiesen werden.

Basis für die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse im NEP 2037/2045 (2023) sind die Szenarien B 2037 und B 2045 (s. Kapitel 2). Zunächst wird durch eine neue Marktsimulation ohne bzw. mit dem zu untersuchenden Interkonnektor die Auswirkung auf den Handelsaustausch und das sich einstellende Marktergebnis in Europa ermittelt. Aufbauend auf den entsprechenden Marktsimulationen werden Lastflussberechnungen inkl. Optimierungen von steuerbaren Netzbetriebsmitteln wie PST und HGÜ durchgeführt, die wiederum die Eingangsdaten für die Redispatch-Berechnungen liefern. Die Simulationen werden jeweils mit und ohne das zu bewertende Projekt durchgeführt und der jeweilige Nutzen anschließend aus einer Deltabetrachtung beider Simulationen bestimmt. Die Beschreibung des Vorgehens bei der Kosten-Nutzen-Analyse sowie der konkreten projektspezifischen Ergebnisse werden mit dem zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) veröffentlicht. Im ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) wird daher auf eigene Projektsteckbriefe für die oben genannten Interkonnektoren verzichtet.

¹⁰ ENTSO-E: „3rd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project“, veröffentlicht Oktober 2022: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/CBA/221019-3rd%20CBA_Guidelines%20.pdf

¹¹ Aufgrund der noch laufenden Untersuchungen zum finalen Netzverknüpfungspunkt im Ausland, und der erwarteten Auswirkungen auf den Trassenverlauf auf deutscher Seite, ist die Ermittlung eines Präferenzraumes nach EnWG § 12c Abs. 2a für diese Projekte zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht sinnvoll.

Gemäß der Genehmigung der BNetzA werden die CBA für zusätzliche Interkonnektoren erst im zweiten Entwurf veröffentlicht. Die Notwendigkeit der weiteren Leitungsprojekte des NEP 2037/2045 (2023) wird – sofern die Projekte nicht bereits weit fortgeschritten sind und sich im Startnetz befinden – wie bisher gemäß der Planungsgrundsätze der vier deutschen ÜNB insbesondere anhand von (n-1)-Nachweisen identifiziert (s. Kapitel 5.4.1). Eine Kosten-Nutzen-Analyse für alle Projekte ist im NEP nicht verpflichtend.

5.4 Methodik der Netzanalyse

5.4.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemeinsame Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes festgelegt, die im Juli 2022 in einer überarbeiteten Fassung veröffentlicht worden sind. Sie finden diese auf den Websites von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sowie als Link auf der Seite www.netzentwicklungsplan.de/Zwa. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023). Sie legen die Untersuchungsmethodik der Netzplanung fest, definieren Beurteilungskriterien (z. B. das (n-1)-Kriterium bzw. das erweiterte (n-1)-Kriterium) für ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz mit erforderlichen Freiheitsgraden zur Wahrung eines sicheren Netzbetriebs und leiten Maßnahmen zur Einhaltung dieser Beurteilungskriterien ab.

Kern der netztechnischen Untersuchungen im Rahmen der Netzplanung sind Netzanalysen (rechnerische Simulation der Lastflüsse im Übertragungsnetz durch Lastflussberechnungen) auf der Basis von Planungsnetzmodellen für die Langfristplanung. Die unterlagerten Netzebenen sind in geeigneter Form modelliert, siehe § 12b Abs. 1 S. 5 EnWG. Dabei wird die Einhaltung der Kriterien zur Gewährleistung der Netzsicherheit für jede Stunde des Jahres überprüft. Die Netzanalysen umfassen im Rahmen des Netzentwicklungsplans ausgehend vom Normalschaltzustand des Übertragungsnetzes (sogenannter topologischer Grundfall) Netzschwächungen durch Ausfälle von Betriebsmitteln (hier im NEP: Leitungen und Transformatoren des Übertragungsnetzes). Instandhaltungs-, reparatur- oder baubedingte Freischaltungen von Betriebsmitteln werden als Netzschwächungen im NEP nicht in die Netzanalysen einbezogen. Die Anwendung des (n-1)-Kriteriums, d. h. der Ausfall eines Elementes im Übertragungsnetz, ist dabei abhängig von der eingesetzten Übertragungstechnologie. So bestimmen die technologische Ausgestaltung einer HGÜ-Verbindung bzw. ihrer HGÜ-Konverterstationen den Ausfallumfang im (n-1)-Fall.

Ausgewählte zeitgleiche Ausfälle von zwei Betriebsmitteln bei einer gemeinsamen Ursache (Common-Mode-Ausfälle) werden im zweiten Entwurf des NEP in den Analysen zur Blindleistungsbilanz und zur transienten Stabilität berücksichtigt. Der Ausfall von mehr als zwei Betriebsmitteln wird im NEP für die Netzauslegung nicht herangezogen.

Die notwendige Voraussetzung für ein bedarfsgerechtes Netz ist der durch Lastflussberechnungen zu erbringende Nachweis der Gewährleistung der Netzsicherheit und der strikten Vermeidung von dauerhaften Grenzwertverletzungen (Engpassströme, Spannungsbänder von Störungsausweitungen, Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen). Die Analysen zur Frequenz, Spannung und transienten Stabilität werden im zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) veröffentlicht.

Damit den Anforderungen an einen sicheren und effizienten Netzbetrieb bei unterschiedlichen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Rechnung getragen wird, werden im NEP 2037/2045 (2023) in jedem Szenario des nach § 12a EnWG von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens für alle 8.760 Netznutzungsfälle der Jahre 2037 und 2045 Lastflussberechnungen auf der Basis von Planungsnetzmodellen für die Langfristplanung durchgeführt. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen basieren auf den vorangegangenen Marktsimulationen (s. Kapitel 3) und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben.

Die auf Basis der Lastflussberechnungen durch (n-1)-Analysen identifizierten Maßnahmen des Zubaunetzes bilden zusammen mit den Startnetzmaßnahmen (s. Kapitel 5.2.2) die Grundlage für ein bedarfsgerechtes Netz (s. Kapitel 5.4.6) in den jeweiligen Szenarien.

Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, wie Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EE-Anlagen oder Lastabschaltungen, sind kurzfristig bis mittelfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen des Netzbetriebs zur Einhaltung und Wiederherstellung der Netzsicherheit. Sie tragen im Prinzip nicht zu einer bedarfsgerechten perspektivischen Netzbemessung bei, welche die Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen auf Basis eines diskriminierungsfreien Netzzugangs ist und wurden bisher in der Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes grundsätzlich nicht berücksichtigt. Im NEP 2037/2045 (2023) dagegen werden wie in den Kapiteln 6.2 und 6.3 beschrieben, auch kurative Maßnahmen einer (teil)automatisierten Netzführung (z. B. der Einsatz sogenannter Netzbooster) bereits in der Netzplanung explizit betrachtet.

Im Rahmen dieses Netzentwicklungsplans erfolgt gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA (S. 57) im Gegensatz zum NEP 2035 (2021) keine explizite Modellierung des Instrumentes der Spitzenkappung. Es wird durch die VNB derzeit nur in sehr begrenztem Maße umgesetzt, sodass eine über die Planungen der VNB hinausgehende Berücksichtigung durch die ÜNB nicht vorgegeben ist und außerdem das Risiko der Unterschätzung von Netzbelastungen erhöht. Das Instrument der Spitzenkappung ist nicht für große Stromsysteme mit einer hohen Zahl an flexiblen Verbrauchern und Speichern, wie sie in diesem Szenariorahmen angesetzt werden, konzipiert und bewertet worden. Es befindet sich eine Vielzahl an Flexibilität in unmittelbarer räumlicher Nähe zu Photovoltaik- oder Windenergieanlagen, und die netztechnische Wirkung der Einspeisung in den unterlagerten Netzebenen kann nicht ohne Berücksichtigung des Einsatzes dieser Verbraucher und Speicher approximiert werden (s. Kapitel 2.5). Der Verzicht der Spitzenkappung ist ein Grund für den verbleibenden Redispatch im Zielnetz (s. Kapitel 5.4.6).

5.4.2 Das NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau. Es enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Im Rahmen der Netzoptimierung wird grundsätzlich der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB), häufig auch als Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet, sowie die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTL bzw. HTLS) und – bei dafür bereits ausgerüsteten Freileitungen – die Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV untersucht. Auch Topologiemassnahmen, der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen sowie von aktiven Elementen zur Lastflusssteuerung im Übertragungsnetz, wie z. B. Querregeltransformatoren in Deutschland und zu den Nachbarländern, die temporäre Höherauslastung von einzelnen Leitungen im (n-1)-Fall mit bis zu 4.000 A sowie die Steuerung von HGÜ-Verbindungen, stellen weitere Optimierungsmöglichkeiten dar.

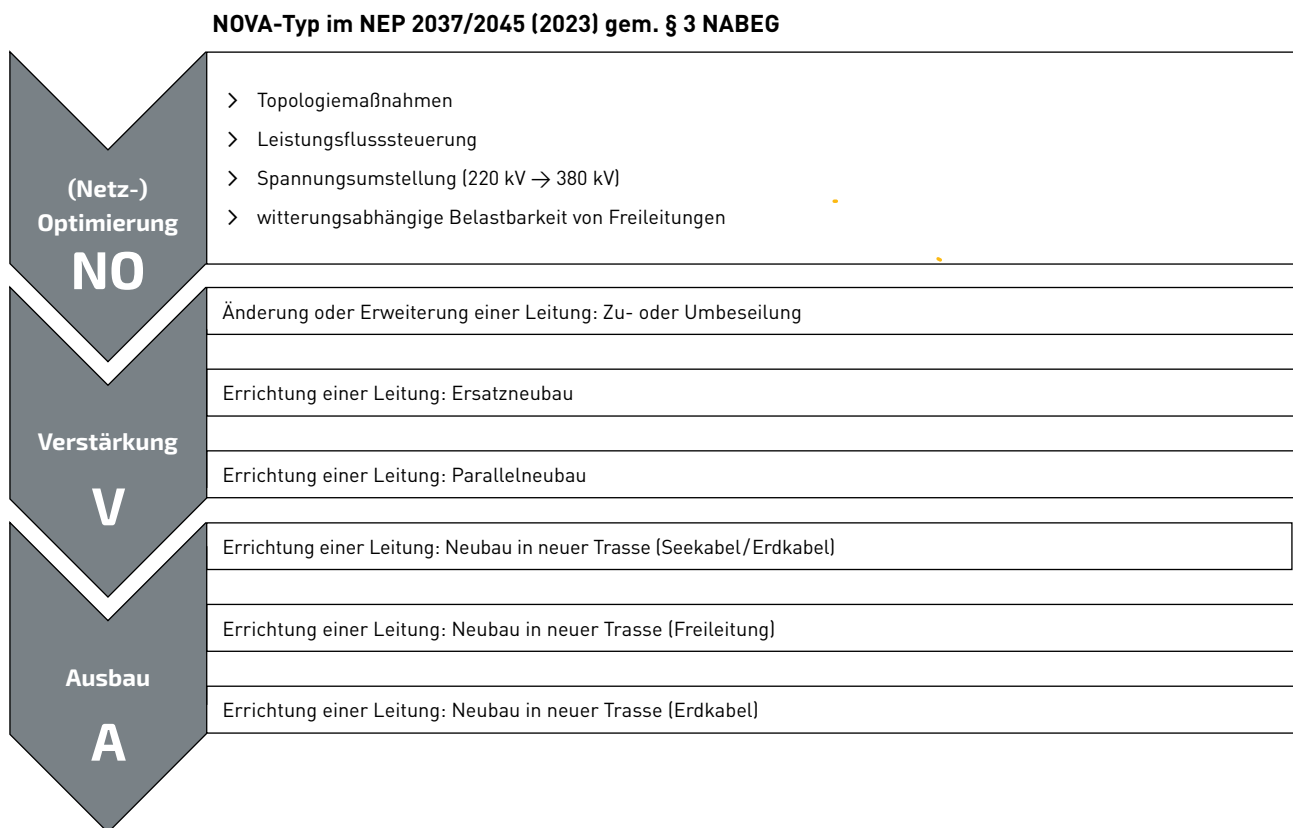
WAFB wurde bei der Netzberechnung auf Freileitungsstromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Beim WAFB wird in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen für jede Stunde eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Freileitungsstromkreisen zugelassen, die dafür technisch und bezüglich ggf. erforderlicher Genehmigungen geeignet sind. Dies gilt sowohl bei höheren Windgeschwindigkeiten als auch bei niedrigeren Umgebungstemperaturen gegenüber den Normbedingungen. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie in den gemeinsamen Planungsgrundsätzen der ÜNB unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwa.

Auf den Leitungsabschnitten, bei denen ein Einsatz aufgrund der Statik der Masten möglich ist, kann die Nutzung von HTL bzw. HTLS berücksichtigt werden. Sollten diese Maßnahmen aufgrund der Maststatik oder wegen Verletzung gesetzlicher Vorgaben (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm), Verordnung über elektromagnetische Felder (26. Bundes-Immissionsschutzverordnung) nicht möglich oder nicht ausreichend sein, um die erforderliche Übertragungsaufgabe zu erfüllen, werden im Rahmen der Netzverstärkung in einem zweiten Schritt weitere Optionen geprüft. Dazu gehört die Auflage von zusätzlichen Stromkreisen auf ein bestehendes Gestänge, die Ablösung einer bestehenden 220- oder 380-kV-Leitung durch einen 380-kV-Neubau in bestehender Trasse (Ersatzneubau) oder ein 380-kV-Neubau neben einer bereits bestehenden Höchstspannungsleitung (Parallelneubau). Ein Leitungsneubau in neuer Trasse wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft und verworfen wurden.

Die Aufstellung von lastflusssteuernden Betriebsmitteln wird im aktuellen NEP als Netzausbaumaßnahme gewertet, der Einsatz dieser Transformatoren zur Lastflusssteuerung dagegen als Netzoptimierung. Die Aufstellung dieser lastflusssteuernden Netzkomponenten ist damit die technologische Voraussetzung für die Optimierung des Netzbetriebs.

Im NEP 2037/2045 (2023) kommt wie bereits im NEP 2035 (2021) eine stärker differenzierte Anwendung der NOVA-Kriterien der identifizierten Netzmaßnahmen zum Einsatz. Die bisher benutzten NOVA-Kategorien Netzoptimierung, Netzverstärkung und Netzausbau werden dabei um die Begrifflichkeiten gemäß § 3 NABEG als NOVA-Typ ergänzt (s. Abbildung 70). Dies ermöglicht eine stärkere Differenzierung der einzelnen Maßnahmen und erhöht darüber hinaus die Konsistenz mit den Begrifflichkeiten in den späteren Genehmigungsverfahren. Die gegenüber vorherigen Netzentwicklungsplänen stärkere Differenzierung der NOVA-Typen setzt jedoch voraus, dass die dafür erforderlichen Informationen auf der oftmals sehr frühen Planungsebene der Projekte im NEP bereits vorliegen. Bei Unsicherheiten wird deshalb bei Maßnahmen im Zweifelsfall die ungünstigere NOVA-Kategorie bzw. der ungünstigere NOVA-Typ angegeben.

Abbildung 70: NOVA-Kategorien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.4.3 Erläuterungen zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen

Die etablierte Drehstromtechnik (AC-Technologie) ermöglicht eine kostengünstige und effiziente Transformation in hohe Spannungen für den Transport sowie die Bereitstellung vieler Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten bzw. zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom. Auf langen Strecken stößt die AC-Technologie allerdings physikalisch an ihre Grenzen.

Eine besondere Stärke der HGÜ-Technologie liegt in der verlustarmen Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Würde zur Deckung weiträumiger Transportaufgaben ein reines Drehstromnetz geplant werden, dann wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig, welcher zudem mehr Raum als der DC-Ausbau in Anspruch nehmen würde.

Die HGÜ-Verbindungen haben eine hohe energiewirtschaftliche Bedeutung, da sie die neuen erneuerbaren Erzeugungszentren im Norden und Osten Deutschlands mit den Verbrauchszentren im Westen und Süden Deutschlands verbinden. Für den Anschluss der HGÜ-Verbindungen bieten sich vorrangig netztechnisch gut erschlossene Regionen mit Erzeugungsüberschuss bzw. Erzeugungsunterdeckung an. Dies sind im Süden insbesondere Netzbereiche, in denen derzeit konventionelle Kraftwerke in das Übertragungsnetz einspeisen. Dort befinden sich in der Regel bereits starke Netzknoten zur Einbindung in das AC-Netz. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und

geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren. Sie haben einen ökologischen und ökonomischen Nutzen, da sie Engpässe vermeiden. Im vorliegenden NEP 2037/2045 (2023) wird darüber hinaus der Nutzen einer HGÜ gezeigt, die von Nordwesten Deutschlands in den Osten Deutschlands führt. Diese kann zu einer großflächigen Übertragung elektrischer Energie zwischen dem Westen und dem Osten Deutschlands genutzt werden.

Die HGÜ-Verbindungen haben auch eine besondere netztechnische Bedeutung für das gesamtdeutsche Übertragungsnetz. Zum einen stabilisieren sie das Drehstromnetz, zum anderen können sie, anders als dieses, gezielt als aktive Netzelemente zur Steuerung von Lastflüssen eingesetzt werden und somit direkt auf Wirk- und Blindleistung einwirken. In einer Zeit mit immer größeren Variationen im Lastflussverhalten durch immer höhere volatile Einspeisung ist diese Steuer- und Regelbarkeit von hoher Bedeutung für einen nachhaltig sicheren Betrieb des elektrischen Systems. Zudem entsteht im Normalbetrieb durch die Gleichstromleitungen – anders als bei AC-Stromleitungen – kein weiterer Blindleistungsbedarf für lange Übertragungsstrecken. In der Zielnetzplanung im Rahmen der Szenarien des NEP wird mit den HGÜ-Verbindungen ein wichtiger Teil eines Übertragungssystems realisiert, das die Standorte der Windkraftanlagen in Nord- und Ostdeutschland sowie in der Nord- und Ostsee, die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands sowie die heutigen und zukünftigen Pumpspeicher in der Alpenregion zusammenführt.

Vorteile der DC-Technologie bei weiträumigen Übertragungsaufgaben:

Wirtschaftliche Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen

- Bei Wechsel- bzw. Drehstrom sind die Effektivwerte von Strom und Spannung maßgebend für die übertragene Leistung, während die Isolation und damit die Baugröße von Freileitungsmasten für den (um den Faktor Wurzel 2) größeren Spannungsscheitelwert vorzusehen sind. Bei Gleichstromtechnik besteht dieser Unterschied hingegen nicht, sodass bei nahezu identischem Aufwand für Isolation und Konstruktion der Freileitungsmasten bzw. der Erdkabelstrecken höhere Übertragungsleistungen realisiert werden können.
- Für die Übertragungsstrecke entsteht kein Blindleistungsbedarf, der bei AC-Technologie einen erhöhten Leiterstrom und damit zusätzliche Stromwärmeverluste verursacht. Blindleistung muss von den ÜNB als Grundlage für den Netzbetrieb in eigenen Anlagen bereitgestellt oder beschafft werden.
- Bei Gleichstrom entstehen keine dielektrischen Verluste (Umwandlung elektromagnetischer Energie in Wärme im Dielektrikum) und die Verluste im Leiter sind aufgrund des fehlenden Skin-Effekts (Stromverdrängung; ein Effekt in von Wechselstrom durchflossenen elektrischen Leitern, durch den die Stromdichte im Inneren eines Leiters niedriger ist als an der Oberfläche) etwas geringer als bei der AC-Technologie. Nachteilig sind allerdings die Verluste in den Konvertern, was auch ein Grund ist, weshalb insbesondere lange HGÜ-Verbindungen Vorteile aufweisen.

Günstiges Betriebsverhalten

- Die über eine HGÜ-Verbindung transportierte Leistung ist flexibel steuer- und regelbar, sodass sie betrieblich den Erfordernissen des unterlagerten AC-Netzes optimal angepasst werden kann.
- In AC-Netzen existieren Stabilitätsgrenzen, die wesentlich durch die Blindwiderstände der Netzelemente beeinflusst werden. Mit zunehmender Auslastung nehmen die Stabilitätsreserven des AC-Netzes ab. Bei großräumig hoch ausgelasteten AC-Netzen liegen die im Hinblick auf Störungen (z. B. (n-1)-Ausfall) einzuhaltenden Stabilitätsgrenzen unter Umständen unterhalb der thermischen Grenzen von Betriebsmitteln. Für die DC-Technologie existieren solche Stabilitätsgrenzen nicht. Daher können die thermischen Potenziale der eingesetzten Betriebsmittel stets vollständig genutzt werden.

5.4.4 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der NEP muss gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 und Abs. 4 EnWG eine Darlegung der in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten von Netzausbaumaßnahmen sowie eine zusammenfassende Erklärung enthalten, die zeigt, aus welchen Gründen der Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurde. Neben dem NOVA-Prinzip (s. Kapitel 5.4.2) sind anderweitige Planungsmöglichkeiten, andere Technologiekonzepte, die Prüfung alternativer Netzverknüpfungspunkte sowie die Gesamtplanalternative der verschiedenen Szenarien.



Die ÜNB haben sich mit Blick auf andere Technologiekonzepte für eine Kombination von AC-Netz mit neuen HGÜ-Verbindungen entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich auszugsweise in Kapitel 5.4.3 sowie ausführlich in Kapitel 5 des NEP 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwb.

Der NEP 2037/2045 (2023) stellt neben einer verbal-argumentativen Alternativenprüfung in den Projektsteckbriefen im Anhang für diejenigen Projekte und Maßnahmen, für die von den ÜNB mögliche alternative Netzverknüpfungspunkte ermittelt werden konnten, diese in Verbindung mit einer entsprechenden Abwägung beschreibend dar.

Für neue Projekte und Maßnahmen, die über den BBP 2022 hinausgehen,

- Maßnahmen, die gegenüber dem BBP 2022 geändert wurden sowie
- BBP-Maßnahmen, für die bisher noch keine Alternativenprüfung vorgenommen wurde und bei denen die nachfolgenden Planungsverfahren noch nicht begonnen haben und bei denen die Strategische Umweltprüfung zum NEP 2035 (2021) mindestens mittlere Umweltauswirkungen festgestellt hat,

wird in den Projektsteckbriefen auf mögliche sinnvolle Alternativen und Netzverknüpfungspunkte eingegangen und diese mit der vorgeschlagenen Maßnahme abgewogen.

Schließlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten im NEP 2037/2045 (2023) auch dadurch dargestellt, dass ausgehend von den genehmigten Szenarien für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 insgesamt vier unterschiedliche Ergebnisnetze im ersten Entwurf berechnet und einander gegenübergestellt werden, sogenannte Gesamtplanalternativen. Die Analyse der Ergebnisnetze der Szenarien A 2037 und C 2037 folgt im zweiten Entwurf.

Räumliche alternative Streckenführungen von Trassen oder Korridoren sind nicht Gegenstand der Prüfung anderweitiger Planungsmöglichkeiten im NEP. Die im NEP enthaltenen Maßnahmen sind Ergebnis eines netzplanerisch ermittelten Gesamtbedarfs. Es geht um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für Übertragungsbedarfe nach netztechnischen Aspekten. Die konkrete Führung der neuen Trasse zwischen einem Anfangs- und einem Endpunkt steht zu diesem Zeitpunkt noch nicht fest und kann auch nicht feststehen, da sie nicht Gegenstand der angestellten Netzberechnungen ist.

5.4.5 Einsatz von Erdkabeln

Unter anderem aufgrund des hohen Blindleistwertes und der damit hohen Ladeleistung von Kabeln unterliegt der Einsatz von Erdkabeln bei AC-Systemen im Höchstspannungsbereich systemtechnischen Einschränkungen. Diese bestehen bei Einsatz der DC-Technologie so nicht.

Der Erdkabelvorrang für alle HGÜ-Verbindungen mit Ausnahme von DC2 nach § 3 BBPlG hat große Auswirkungen auf die Kosten der jeweiligen Vorhaben. Bei den genannten Projekten wird in Bezug auf die im NEP angesetzten Kosten grundsätzlich von einer Vollverkabelung (100 % Erdkabel) ausgegangen. Lediglich bei DC5 ist von einem gewissen Anteil Freileitung auszugehen, da in der laufenden Planfeststellung im Netzgebiet von 50Hertz ausgehend von Prüfbegehren in der Bundesfachplanung Freileitungsabschnitte geplant werden.

Für AC-Verbindungen wurde in der Regel eine Realisierung als Freileitung angenommen. Lediglich bei den Projekten, die als Pilotprojekt zur Teil-Erdverkabelung gemäß § 2 EnLAG sowie § 4 BBPlG definiert sind, ist eine anteilige Erdverkabelung bei der Kostenkalkulation der Projekte berücksichtigt worden. Nähere Details finden sich bei fortgeschritteneren Projekten im jeweiligen Steckbrief im Anhang.

Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel im Vergleich zur Freileitung sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen. Für die in diesem Bericht vorgenommene Abschätzung der Kosten für an Land eingesetzte DC-Erdkabel wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Schätzkosten in Höhe von 7,6 Mio. EUR/km für ein DC-Kabel mit 2 GW und metallischem Rückleiter unterstellt. Für die Teil-Erdverkabelungsabschnitte bei AC-Projekten werden durchschnittliche Schätzkosten in Höhe von 16 Mio. EUR/km für die Teil-Erdverkabelung einer 380-kV-Leitung mit zwei Stromkreisen angenommen. Die Kosten für die erforderlichen Kabelübergangsanlagen sind dabei bereits berücksichtigt, die Kosten für die ebenfalls erforderliche Kompensation der anfallenden Blindleistung allerdings noch nicht. Diese Kostenansätze basieren auf Erfahrungen der ÜNB mit ersten AC-Teil-Erdverkabelungsprojekten sowie mit DC-Erdkabeln, wie z. B. bei landseitigen Offshore-Anschlüssen und Seekabeln.

5.4.6 Wege zu einem bedarfsgerechten Netz

Aufgrund der hohen Unsicherheiten bei den Planungshorizonten 2037 und insbesondere 2045 wurde für die Zusammenstellung und Bewertung der sehr großen Zahl möglicher Ausbaumaßnahmenkandidaten eine auf genetischen Algorithmen aufgebaute Metaheuristik eingesetzt. Die Ausbaumaßnahmenkandidaten umfassen Kombinationen von Maßnahmen aus den Kategorien NVP, HGÜ-Systeme, Vernetzung von HGÜ-Standorten, netzdienliche Verortung von Offsite-PtG-Anlagen sowie Lastflussteuerung und AC-Projekte. Diese diente als unterstützendes Werkzeug, um möglichst viele sinnvolle Kombinationen der verfügbaren Lösungsoptionen analysieren und bewerten zu können.

Die Heuristik ist ein iteratives Verfahren, das initial verschiedene Kombinationen der verfügbaren Ausbauoptionen zusammengestellt und bewertet. Die Bewertung erfolgt mittels einer Fitnessfunktion, die sich aus den Investitions- und Redispatch-Kosten zusammensetzt. Somit werden die effizientesten Optionen (geringer Investitionsbedarf bei hoher engpassreduzierender Wirkung) identifiziert und die Abwägung zwischen netzdienlicher Wirkung und Wirtschaftlichkeit berücksichtigt.

Auf Grundlage der Bewertung werden in der nachfolgenden Iteration verbesserte Kombinationen von Ausbauoptionen zusammengestellt und diese erneut bewertet. Das Verfahren wird solange fortgesetzt, bis keine besseren Lösungen mehr ermittelt werden können.

Bei dem Einsatz der Heuristik hat sich ein mehrstufiges Vorgehen als geeignet herausgestellt:

- Zuordnung der NVP und Ermittlung zusätzlicher Ausbaumaßnahmen (AC-Maßnahmen, lastflussteuernder Elemente, HGÜ-Systeme)
- Prüfung der Vernetzbarkeit von DC-Verbindungen
- Erneute Neuverortung der Offsite-PtG-Anlagen zur Minimierung von Engpässen

Bei der Ermittlung des Netzoptimierungs-, -verstärkungs- und -ausbaubedarfs in den Szenarien B 2037 und A/B/C 2045 (s. Kapitel 5.2.5) wurden die in den Kapiteln 6.2 und 6.3 beschriebenen zukünftigen innovativen Technologien berücksichtigt, inklusive der Innovationen in der Systemführung und Netzbooster.

Zum Teil ist die Berücksichtigung von Innovationen bereits sehr konkret erfolgt, beispielsweise durch die Höherauslastung von gewissen Leitungen im (n-1)-Fall mit bis zu 4.000 A. Darüber hinaus wurden die von der BNetzA in den vorherigen Netzentwicklungsplänen bestätigten Ad-hoc-Maßnahmen (hauptsächlich PST) auch in diesem NEP in das AC-Netz (Start- und BBP-Netz) eingebaut, um die Lastflüsse auf den vorhandenen bzw. in der Netzplanung bereits berücksichtigten AC-Leitungen zu optimieren. Durch die Integration dieser lastflussteuernden Elemente in die Netzplanung lässt sich der ansonsten erforderliche Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf reduzieren.

In den Szenarien B 2037 und A/B/C 2045 sind in größerem Umfang, abweichend von den in Kapitel 5.4.1 beschriebenen Planungsgrundsätzen, identifizierte Netzengpässe nicht durch Netzverstärkungs- oder -ausbaumaßnahmen beseitigt worden. Im Szenario A 2045 verbleibt mit den vorgeschlagenen Netzausbaumaßnahmen ein Redispatch-Volumen von 2,1 TWh, im Szenario B 2045 von 3,2 TWh sowie im Szenario C 2045 von 5,8 TWh.

Im Zuge eines bedarfsgerecht ausgebauten Netzes wurde für das Szenario B 2037 ein Zielnetz mit einem (präventiven) Redispatch-Bedarf von 2,7 TWh ermittelt. Darüber hinaus erfolgte im Sinne einer kosteneffizienten Behebung der verbleibenden Netzengpässe die Analyse des Potenzials kurativer Maßnahmen zur Senkung des präventiven Redispatch-Bedarfs. Für den kurativen Einsatz wurden HGÜ, PST, Netzbooster, Großbatteriespeicher, Pumpspeicherkraftwerke und Offshore-Windkraft betrachtet.

Alle betrachteten kurativen Maßnahmen, abgesehen von Netzboostern, wurden sowohl für den kurativen wie auch präventiven Redispatch herangezogen. HGÜ-Systeme und PST sind in der Lage, eine Lastflussverschiebung durch Arbeitspunktänderung zu erreichen. Die Lastflüsse verschieben sich auch über die Landesgrenzen hinweg, sodass eine Abstimmung mit den Anrainerstaaten erfolgen muss. Aufgrund der großen Vorlaufzeiten in der Betriebsplanung und der damit verbundenen Unsicherheiten kann der kurative Leistungseinsatz bei PST und HGÜ nur eingeschränkt Verwendung finden. Aus den genannten Gründen wird der Stellbereich der HGÜ-Systeme auf maximal zehn Prozent des Leistungs-

bandes und von PST auf maximal 15 Prozent des Stellbereichs für den kurativen Einsatz begrenzt. Zudem erfolgt ein kurativer Einsatz nur, wenn nach präventivem Einsatz noch Arbeitspunktänderungen im Rahmen der Betriebsgrenzen möglich sind.

Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke wurden im ersten Schritt marktlich eingesetzt. Sollten nach dem marktlichen Einsatz die Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke noch in der Lage sein, Leistung bereitstellen zu können, das heißt die Leistung der Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke wird nicht ausgeschöpft, so steht diese Leistung für präventive und kurative Maßnahmen zu Verfügung. Da die Einbindung von Maßnahmen in die kurative Betriebsführung mit einem technischen und finanziellen Aufwand verbunden ist, wurden Großbatteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke nur ab einer Nennleistung von 100 MW und größer in Betracht gezogen. Die maximale Abrufleistung wurde auf 200 MW begrenzt.

Netzbooster hingegen stehen allein für den kurativen Einsatz zu Verfügung und wurden daher mit dem vollen Leistungsband berücksichtigt. Neben den bereits im NEP 2030 (2019) und NEP 2035 (2021) bestätigten Netzbooster-Piloten in Audorf, Ottenhofen und Kupferzell wurden zusätzlich drei geplante Netzbooster-Anlagen in Bayerisch-Schwaben¹², im Rheinland¹² und in Höpfingen berücksichtigt.

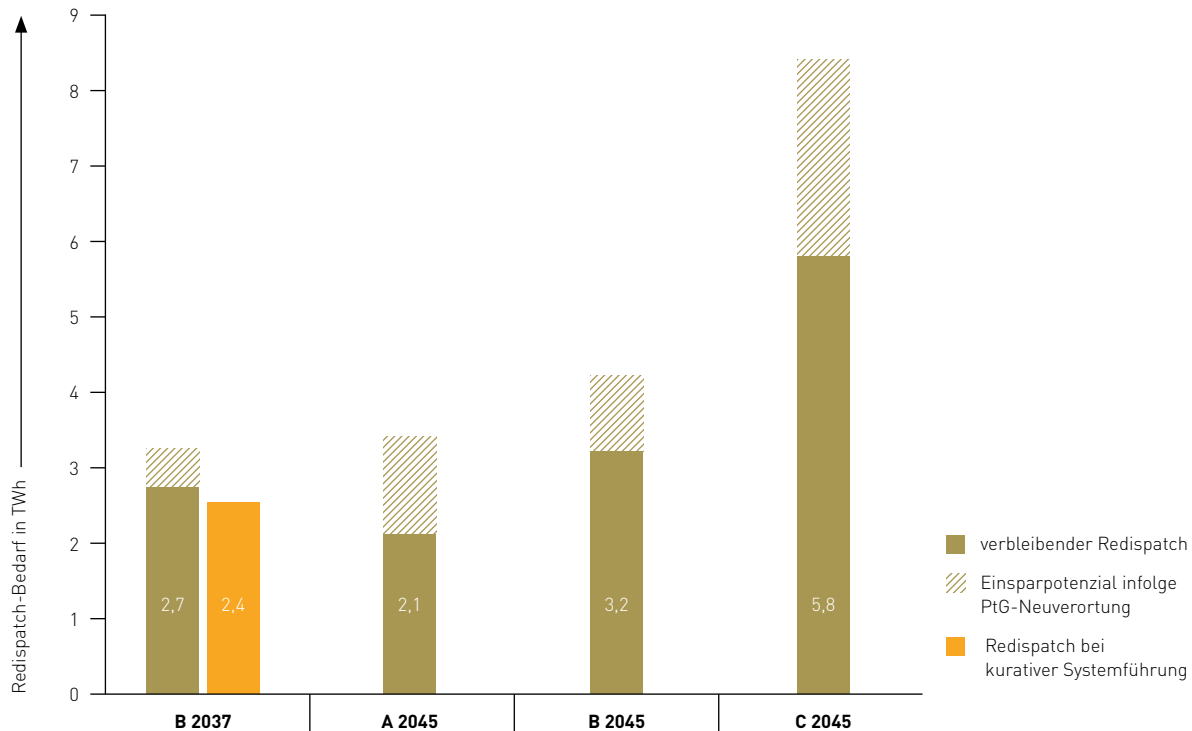
Der maximal zulässige Strom auf einem Stromkreis wird durch das deutsche Grenzwertkonzept beschrieben. Für die kurative Betriebsführung ist die temporäre Strombelastbarkeit relevant, welche sich aus dem Minimum des temporären thermischen Engpassstroms des Leiterseiles und dauerhaft wirkenden Limitierungen zusammensetzt. Dauerhaft wirkende Limitierungen sind wiederum der Schaltfeldengpass, Stabilitätsengpass, Schutzengpass und externe Limitierungen (wie die Genehmigung, BImSchV und Beeinflussung benachbarter Infrastruktur). Die temporäre Strombelastbarkeit (TATL) wurde unter der Annahme definiert, dass stets dauerhaft wirkende Limitierungen die Begrenzung darstellen. Das heißt im Umkehrschluss: Es wurde unterstellt, dass der temporär thermische Engpassstrom des Leiterseils stets größer ist als die dauerhaft wirkenden Limitierungen. Dies impliziert in der Regel eine hinreichend kurze Umsetzungsdauer kurativer Maßnahmen im Sekunden- bzw. Minutenbereich.

Mithilfe der kurativen Betriebsführung konnte der Redispatch-Bedarf unter Berücksichtigung der aufgezeigten Rahmenbedingungen von 2,7 TWh auf 2,4 TWh reduziert werden (s. Abbildung 71).

Im Vergleich zum NEP 2035 (2021) wurde die Anzahl von gleichzeitig einsetzbaren Akteuren je Ausfallvariante beschränkt. Diese Annahme sowie das Vorgehen zur TATL-Bestimmung stellen eine konservative Abschätzung der vermeidbaren präventiven Redispatch-Menge durch die kurative Betriebsführung dar. Die Annahmen erlauben eine konservative Abschätzung des kurativen Potenzials des Netzes. Die Umsetzung der bereits laufenden kurativen Pilotprojekte in den nächsten Jahren wird die tatsächliche Machbarkeit bzw. Wirksamkeit der Maßnahmen zeigen und die dabei erlangten Erfahrungen können diesbezüglich für die Zukunft möglicherweise großzügigere Annahmen erlauben. Um die Versorgungssicherheit nicht unzulässig zu gefährden, sind die heutigen konservativeren Annahmen eine sinnvolle erste Annäherung.

Die Abbildung 71 zeigt den verbleibenden Redispatch-Bedarf unter iterativer Berücksichtigung ausgewählter engpass-reduzierender Maßnahmen. Dabei wird das Einsparpotenzial infolge der Neuverortung der PtG-Anlagen im Zielnetz der Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 aufgezeigt. Insbesondere im Jahr 2045 zeigt die Regionalisierung der Elektrolyseure einen deutlichen Effekt auf Engpässe im Übertragungsnetz. In den Szenarien bleibt ein Redispatch-Bedarf in Höhe von 2,1 bis 5,8 TWh bestehen. Für B 2037 wird zusätzlich der verbleibende Redispatch im kurativen Systembetrieb dargestellt.

¹² Dezentraler Netzbooster mit verteilten Anlagen, die im unterlagerten Verteilnetz angeschlossen sind.

Abbildung 71: Verbleibender Redispatch infolge der Neuverortung von PtG-Anlagen im Zielnetz 2037 und 2045


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Des Weiteren wurden bei allen Analysen im NEP 2037/2045 (2023) ein durchschnittliches Wetterjahr, durchschnittliche Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken sowie keine planmäßige Nichtverfügbarkeit von Netzelementen unterstellt. Aufgrund der erheblichen Abhängigkeit der Redispatch-Volumina von außergewöhnlichen stochastischen Ereignissen wie extremen Wettersituationen oder Kraftwerksnichtverfügbarkeiten können diese in einzelnen Jahren deutlich abweichen. Insofern sind die im vorherigen Absatz genannten Redispatch-Werte nicht als Prognosewerte für das jeweilige Jahr zu verstehen.

Der Einsatz von Innovationen kann den Netzausbaubedarf reduzieren. Der Bedarf wird in den kommenden Netzentwicklungsplänen im Einklang mit den erzielten Fortschritten und weiteren Erkenntnissen bei der Erforschung und Entwicklung innovativer Technologien (s. Kapitel 6) weiter zu konkretisieren sein.

Sollte sich in den kommenden Jahren herausstellen, dass die den Netzausbaubedarf dämpfenden Potenziale der innovativen Technologien niedriger sind als heute angenommen, so wäre der Netzausbaubedarf in den kommenden Netzentwicklungsplänen unter den dann jeweils zugrunde liegenden energiepolitischen Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen. Anderenfalls würden wegen des fehlenden Netzausbaus entsprechend höhere Volumina an Netzeingriffen wie Redispatch und Einspeisemanagement anfallen – mit den damit verbundenen Kosten.

Weiterführende Dokumente und Links

- Spezifische Kostenschätzungen (onshore): <https://www.netzentwicklungsplan.de/ZwL>
- Punktmaßnahmen im NEP 2037/2035 (2023) – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, erster Entwurf: https://www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_NEP_2037_2045_V2023_1E.pdf
- Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans Strom 2012 zu Netzanalysen: <https://www.netzentwicklungsplan.de/Zwb>
- ENTSO-E: „3rd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Project“, veröffentlicht Oktober 2022: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/CBA/221019-3rd%20CBA_Guidelines%20.pdf
- Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: <https://www.netzentwicklungsplan.de/Zwa>
- Zweiter Entwurf Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021): <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-2035-2021>
- Bundesnetzagentur: „Bedarfsermittlung 2021– 2035 – Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom“: https://data.netzausbau.de/2035-2021/NEP2035_Bestaetigung.pdf
- Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz 2022): www.gesetze-im-internet.de/bbplg/

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



6 Innovationen

Zusammenfassung

- Die Anforderungen an das Übertragungsnetz werden zunehmend komplexer. Das Übertragungsnetz muss zukünftig insbesondere den Anforderungen höherer Volatilität der EE-Einspeisung sowie weiträumiger Transportwege gerecht werden. Damit der Umbau zu einem klimaneutralen Energiesystem gelingt, setzen die vier ÜNB auf eine Bandbreite an innovativen Lösungen und Technologien.
- Die ÜNB untersuchen technische Lösungen sowie Betriebskonzepte, die eine Erhöhung der Transportkapazität der bestehenden Netzinfrastruktur unter Wahrung der Systemstabilität ermöglichen. Im Kontext der Netzoptimierung wird der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb sowie die Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile auch in diesem Netzentwicklungsplan berücksichtigt.
- Zudem haben die Übertragungsnetzbetreiber auch dieses Mal mögliche Potenziale zukünftiger innovativer Technologien der kurativen Systemführung, die in Pilotprojekten erprobt werden müssen, implizit unterstellt. Erste Netzbooster werden voraussichtlich im Jahr 2025 in Betrieb gehen können. Weitere kurative Maßnahmen für eine mögliche Pilotierung sind in der Prüfung.
- Für den Umbau des Energiesystems und den damit einhergehenden veränderten Anforderungen an das Übertragungsnetz ermöglicht die HGÜ-Technologie eine verlustarme Übertragung hoher Leistung über weite Distanzen. Die betriebliche Erfahrung mit der HGÜ-Technologie in Deutschland und Europa beschränkt sich bislang im Wesentlichen auf Punkt-zu-Punkt Verbindungen. Bis zum Ende dieses Jahrzehnts sollen weitere HGÜ-Verbindungen in Deutschland umgesetzt werden. Die Weiterentwicklung zu vermaschten DC-Strukturen ermöglicht es, weitere Netzflexibilitätpotenziale zu heben, während die begleitende technologische Standardisierung Chancen bietet, dabei die zugehörigen Investitionskosten zu senken. Zudem haben vernetzte DC-Strukturen das Potenzial, die Zuverlässigkeit der Energieübertragung zu erhöhen. Sie können so ausgelegt werden, dass redundante Übertragungssysteme entstehen. Zur Realisierung eines solchen Ansatzes sind noch technologische, betriebliche und regulatorische Hemmnisse sowie weitere Risiken beispielsweise im Hinblick auf Haftungsfragen abzubauen. Vor diesem Hintergrund verfolgen die ÜNB die Strategie, zukünftige vermaschte Systeme mit technologischen Rückfallebenen zu planen.
- Parallel zum Netzentwicklungsplan untersuchen 50Hertz, Amprion und TenneT in einer gemeinsamen Offshore-Studie das internationale Vernetzungspotenzial und mögliche Offshore-Netztopologien. Die Offshore-Studie zeigt, dass die nationale Offshore-Vernetzung eine Option bietet weitere HGÜ-Netzflexibilität kostenminimal zu heben und damit den Redispatch-Bedarf zu senken. Zudem ist für Deutschland ein internationaler Offshore-Vernetzungsbedarf identifiziert worden, der effizient über die Vernetzung von deutschen mit ausländischen ONAS erschlossen werden kann.
- Der derzeitige Regulierungsrahmen setzt nicht ausreichende Anreize für kosteneffiziente und technologieneutrale Innovationen im Übertragungsnetz sowie digitale und klimafreundliche Lösungen. Daher ist ein regulatorischer Rahmen für innovative Lösungen im Übertragungsnetz erforderlich, der Technologieoffenheit auf dem Weg zur Klimaneutralität fördert. Es besteht die Notwendigkeit, diese Herausforderungen zu adressieren und die Wirtschaftlichkeitslücke von neuen Technologien zu schließen.
- Für ein klimaneutrales Energiesystem bis 2045 sollten die Sektoren Strom, Gas und Wasserstoff gemeinsam betrachtet und stärker miteinander verzahnt werden. Eine integrierte Systemplanung ermöglicht es, Synergiepotenziale zu heben. Ziel sollte es sein, eine robuste Infrastrukturplanung der Sektoren Gas, Wasserstoff und Strom zu gewährleisten.

6.1 Innovation im Übertragungsnetz

Mit Umbau des Energiesystems verändern sich die Anforderungen an das Übertragungsnetz nachhaltig. Der Einsatz heutiger Lösungen und Konzepte allein reicht nicht aus, um diesen Umbau des Energiesystems zu bewerkstelligen. Um das Übertragungsnetz auf seine zukünftigen Anforderungen vorzubereiten, setzen die ÜNB auf eine Vielzahl von unterschiedlichen innovativen Technologien und Lösungen. Diese Lösungen sind teilweise bereits heute Stand der Technik und wurden in vergangenen Netzplanungsprozessen implizit berücksichtigt. Andere Technologien und Konzepte befinden sich noch in der technologischen Erprobung und eine mögliche Marktverfügbarkeit ist erst in einigen Jahren denkbar.

In diesem Kapitel wird eine Auswahl an innovativen Lösungen und Konzepten vorgestellt. Die ÜNB sind gemeinsam mit unterschiedlichen Partnern an einer Reihe von Forschungsvorhaben beteiligt, um innovative Technologie sowie neuartige Betriebskonzepte zu untersuchen und zu erproben.

6.2 Heutiger Stand der Technik von wesentlichen innovativen Technologien

6.2.1 Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

Bei Durchleitung elektrischer Ströme in einer Freileitung führen elektrische Verluste zu einer Erwärmung des Leiters. Infolgedessen dehnt sich das Material aus, was bei einer Freileitung mit einem größeren Durchhang der Leitung verbunden ist. Um über die Seiltemperatur auf den zulässigen Nennstrom schließen zu können, bedarf es entweder der direkten, orts aufgelösten Messung am Leiterseil, oder der Angabe der meteorologischen Zustände wie z. B. Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Globalstrahlung und Umgebungstemperatur. Die Zielsetzung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs (WAFB) ist als innovative Maßnahme im Übertragungsnetz die Aktivierung bisher nicht nutzbarer Übertragungskapazitäten.

Die betriebliche Nutzung von zeit- und ortskonkreten Witterungsdaten erfordert dabei die Erfassung, Aufbereitung, Bereitstellung und Archivierung. Insbesondere muss der ISMS-Sicherheit der Datenübertragungswege der Messwerte von den Messstationen in die Leitwarte Rechnung getragen werden. Es muss eine stromkreisscharfe Risikoanalyse durchgeführt werden, um aus dieser die Genauigkeitsanforderungen für die Messwerterfassung abzuleiten. Bedingt durch die unterschiedlichen Baureihen und die geographischen Situationen der Freileitungen ergeben sich spezifische Randbedingungen für jede einzelne Freileitung.

Aufgrund der für die Einführung des WAFB notwendigen stromkreisgenauen Überprüfungen der Assets, erfolgt die Umsetzung des WAFB in einem definierten, schrittweisen Prozess (VDE Anwendungsregel „VDE-AR-N 4210-5: Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“). Dieser beschreibt die organisatorischen und technischen Maßnahmen zur Umsetzung für Stromkreise mit Nennspannungen über 45 kV, die mit erhöhten Betriebsströmen abweichend von der DIN EN 50182 witterungsadaptiv unter Einhaltung der zulässigen Mindestabstände und Leiterseiltemperaturen betrieben werden sollen. Sie muss somit bei jedem einzelnen Stromkreis angewendet werden, bis der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb sukzessiv implementiert ist. Neben komponentenspezifischen Bedingungen müssen dabei auch systemseitige Anforderungen hinsichtlich des Systemschutzes, der Stabilität und der Blindleistung erfüllt werden.

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb kann in verschiedener Ausprägung, abhängig vom Bedarf der notwendigen Übertragungskapazitäten realisiert werden. Der Bedarf wird hierbei zyklisch überprüft und mit den Erkenntnissen aus den Netzplanungsprozessen und den betrieblichen Erfahrungen abgeglichen. Aus dem Ergebnis wird daraufhin die Methode abgeleitet und die betroffenen Stromkreise werden auf den regionalen oder lokalen witterungsabhängigen Betrieb umgestellt.

Regionale Methodik: Die Witterungsgrößen entlang der Freileitungstrassen werden indirekt aus fernen Wetterstationen oder anhand der Wetterstationen bzw. Wettermodelle der Drittanbieter bestimmt. Die Messstationen befinden sich an Standorten mit denen Angaben der regionalen Witterungsbedingungen (in der Regel nur Umgebungstemperatur) im Netz gemessen werden. Die Integration von aktualisierten Wetterdaten zur Engpassermittlung ist Bestandteil der regionalen Methodik.

Lokale Methodik: Die Witterungsgrößen werden an den meteorologischen Hot-Spots entlang der Freileitungstrassen bzw. für Klimazonen mit Wetterstationen bestimmt. Alternativ zur Bestimmung der Witterungsgrößen können verschiedene direkte Monitoringsysteme an den Hot-Spots eingesetzt werden. Die Messstationen befinden sich entlang der Stromkreise an den meteorologischen Lokalitäten, die diesen Stromkreis am stärksten im Hinblick auf die Übertragungskapazität beschränken. Bei der Erfassung der lokalen Witterungsbedingungen werden im Vergleich zur regionalen Methodik kleinräumige meteorologische Parameter wie z. B. Windgeschwindigkeit, Windrichtung oder Globalstrahlung berücksichtigt. Hiermit wird das Potenzial des witterungsabhängigen Betriebs der Freileitungen bestmöglich ausgeschöpft. Eine detaillierte Implementierung von Wetterprognosen und die Integration von aktuellen und prognostizierten Wetterdaten für die Engpassermittlung in die vorhandenen Prozesse (Online-Betrieb und Engpassmanagement) sind Bestandteil der lokalen Methode.

6.2.2 Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen

Eine Möglichkeit den Anforderungen an eine Erhöhung der Übertragungsleistung gerecht zu werden, ist die Verwendung von Hochtemperaturleiterseilen. Konventionelle Leiterseile für Freileitungen sind Verbundleiter mit Aluminium im äußeren und Stahl im inneren Teil. Die maximale Betriebstemperatur derartiger Leiter beträgt 80 °C. Hochtemperaturleiterseile sind aufgrund einer speziellen Materialauswahl für höhere Temperaturen ausgelegt und erreichen somit gegenüber konventionellen Leiterseilen höhere Stromtragfähigkeiten. Grundsätzlich werden Hochtemperaturleiterseile in zwei Gruppen unterschieden:

- **HT-Leiterseile (Hochtemperatur-Leiterseile)**
- **HTLS-Leiterseile (High-Temperature-Low-Sag-Leiterseile)**

HT-Leiterseile bestehen in der Regel aus temperaturbeständigen Aluminiumdrähten in den Außenlagen und aluminiumummantelten Stahldrähten in den Innenlagen. Mit Betriebstemperaturen bis zu 150 °C sind bis zu 60 % höhere Stromtragfähigkeiten möglich. Das seilmechanische Verhalten der Leiterseile ist vergleichbar zu konventionellen Leiterseilen (z. B. die nahezu lineare Durchhangszunahme mit steigender Betriebstemperatur). Eine normative Grundlage existiert für die einzelnen Drähte. Der Leiteraufbau kann anhand der konventionellen Leiterseile spezifiziert werden.

Die Bezeichnung **HTLS-Leiterseile** umfasst ein deutlich größeres Spektrum an Technologien. In den Außenlagen werden hier z. B. weichgeglühtes oder ebenfalls temperaturbeständiges Aluminium eingesetzt. Die Drähte der Innenlagen können z. B. aus hochfestem Stahl, hochfestem Verbundwerkstoff oder aus aluminiumbeschichteten Stahl-Nickellegierungen bestehen. Je nach Material sind Betriebstemperaturen bis zu 210 °C und Stromtragfähigkeitserhöhungen bis zu 100 % möglich. Die namensgebende Besonderheit dieser Seiltechnologien liegt in der verminderten Durchhangszunahme bei hohen Betriebstemperaturen, was wiederum einen bevorzugten Einsatz für die Ertüchtigung bestehender Leitungen bedeutet. Für HTLS-Leiterseile ist derzeit keine zu HT-Leiterseilen vergleichbare normative Grundlage gegeben.

Der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen richtet sich nach dem nachgewiesenen Bedarf in üblichen Planungsprozessen zur dauerhaften Höherauslastung von Stromkreisen. Im direkten Vergleich zu anderen technologischen Lösungen ist die Erhöhung der Übertragungskapazität mittels Hochtemperaturleiterseilen auch witterungsunabhängig sowie ohne Erreichen von Systemstabilitätsgrenzen möglich. Letzteres erfordert jedoch die ganzheitliche Betrachtung aller Netzkomponenten.

Während HT-Leiterseile bereits in der Vergangenheit eingesetzt wurden und über eine normative Grundlage verfügen, sind Leiterseile mit der HTLS-Technologie derzeit größtenteils noch in der Erprobung. Gleichwohl wurde für HTLS-Leiterseile bereits gezeigt, dass die Einhaltung der strengen Anforderungen der Übertragungsnetze eingehalten werden können. Dies ist auch anhand der zunehmenden Marktverfügbarkeit und der ständigen Weiterentwicklung einzelner HTLS-Technologien erkennbar. Die Neuerungen am eingesetzten Material bedürfen eines erweiterten Prüfumfangs für die Leiterseile selbst, aber auch anderer technischer Randbedingungen wie z. B. die Montage, die Berechnungen sowie die Trassierung und die Auswirkungen auf bestehende Maste. Für die Netzbetreiber sind diese umfangreichen Prüfungen unabdingbar.

Im Vergleich zu konventionellen Leiterseilen ergeben sich auch im Hinblick auf die Betriebsführung teilweise grundlegend neue Herausforderungen. Dazu ist das bisher noch nicht vollständig bekannte Langzeitverhalten während der gesamten Lebensdauer von etwa 50 Jahren beispielhaft zu nennen. Darüber hinaus resultieren aus dem Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen weitere Aspekte für die Übertragungsnetze, die zwingend zu berücksichtigen sind. Durch den höheren Stromfluss bei nahezu gleichbleibender Konfiguration der Leiterseilgeometrie und -anordnung, steigt der Blindleistungsbedarf der Netze. In der Folge sind zusätzliche Komponenten wie z. B. rotierende Phasenschieber, STATCOM-Anlagen, Drosseln, etc. zur Kompensation notwendig. Darüber hinaus ist ggf. die Überprüfung von lastflusssteuernden Maßnahmen erforderlich. Zudem müssen Schutzkonzepte geprüft und angepasst werden, was unter Umständen einen Engpass darstellen kann. Insgesamt sind die gleichen Systemanalysen wie beim witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb erforderlich.

Gemäß des NOVA-Prinzips ermöglichen Hochtemperaturleiterseile grundsätzlich eine Optimierung bestehender Leitungen ohne massive Eingriffe in bestehende Bauwerke. Entsprechend sind Umbeseilungen mit Hochtemperaturleiterseilen bereits in hohem Umfang im NEP-Planungsprozess berücksichtigt. Gleichsam zeigen die Erfahrungen aus dem Systembetrieb und mittelfristigen Netzanalysen zusätzliche Einsatzpotenziale für Hochtemperaturseile. Bei entsprechender Planung und Materialauswahl sind jedoch weiterhin Anpassungen der Bestandsleitungen, z. B. vereinzelte Masterhöhungen oder Masttausche, notwendig, bevor die neuen Leiterseile montiert werden können. Der betriebswirtschaftliche Aspekt im Hinblick auf die Kosten der neuen Leiterseile, der Leiterseilmontage sowie die notwendigen Anpassungen an den Masten sollte stets den Zustand der Leitung und der perspektivischen Bedeutung der Leitung berücksichtigen.

Zusätzlich sind auch die netztechnischen Anforderungen zu berücksichtigen, beispielsweise die zunehmenden Schwierigkeiten notwendige Schaltungszeiträume zu erhalten. Dies gilt insbesondere für hoch belastete Netzregionen, in denen kurzfristig ein hoher Nutzen durch Umbeseilungen mit Hochtemperaturleiterseilen zu erwarten ist, entsprechende Netzschwächungen durch Freischaltungen jedoch zu mindern sind. In der Konsequenz ist eine Netzverstärkung mittels Hochtemperaturleiterseilen inkl. aller dafür notwendiger Maßnahmen nur parallel zum Netzausbau in der Lage, den eingangs erwähnten neuen Voraussetzungen im Übertragungsnetz gerecht zu werden.

Im Hinblick auf eine schnelle Realisierung (z. B. deutlich kürzere Bauzeiten für den Leiterseilwechsel im Vergleich zum Neubau) sollten alle gesetzlichen Möglichkeiten zur Vereinfachung der Planungs- und Genehmigungsprozesse genutzt werden.

Für die vollständige Ausnutzung der zusätzlichen Übertragungskapazitäten im 380-kV-Bestandswechselstromnetz sind zusätzliche Maßnahmen z. B. zur Blindleistungskompensation erforderlich. Generell gilt für alle Höherauslastungsmaßnahmen innerhalb des bestehenden Systems, dass sie die Fehlertoleranz senken und einen höheren (wirtschaftlichen) Aufwand für einen sicheren Systembetrieb mit sich bringen. Aus diesem Grund können trotz des NOVA-Prinzips qualitative Neuerungen wie z. B. der Aufbau eines HGÜ-Netzes gegenüber quantitativ wirkenden Optimierungen vorzuzugswürdig sein. Im Rahmen der Ad-hoc Maßnahmen wurden HTLS-Projekte bewertet und von den ÜNB vorgeschlagen (s. Kapitel 5.2.7).

6.2.3 Netzpuffer

Unter dem sogenannten „Netzpuffer-Konzept“ (auch bekannt als „virtuelle Leitung“) werden Batteriespeicher verstanden, die präventiv im Redispatch zur Engpassreduktion eingesetzt werden. Dadurch ergibt sich für das Engpassmanagement ein zusätzlicher Freiheitsgrad. Ein Netzpuffer wird mit Batteriespeichern errichtet, die an zwei oder mehreren Standorten stehen. Batteriespeicher an geeigneten Standorten im Übertragungsnetz können eine zeitliche Verlagerung des Leistungs- transports und somit für einen begrenzten Zeitraum eine Reduktion des Übertragungsbedarfs ermöglichen. Die Idee des Konzepts besteht somit darin, eine temporale Vergleichmäßigung der zu übertragenden Leistung zu erreichen.

Denkbar wäre auch, dass Batteriespeicher als zusätzlichen Nutzen Systemdienstleistungen für die Netzstabilität erbringen (z. B. Schwarzstartfähigkeit, Netzwiederaufbau, Blindleistung, Momentanreserve, Reserveleistung). Je nach Netzanschlussebene und Speicherkapazität kann ein Netzpuffer Engpässe sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz adressieren. Der Einsatz des Netzpuffers würde im Rahmen der präventiven Netzbetriebsführung erfolgen. Dies ist auch der maßgebliche Unterschied zu Netzboostern, welche in der Netzbetriebsführung kurativ, d. h. nach Fehlereintritt, eingesetzt werden.



Grundsätzlich werden Großbatteriespeicher im Rahmen des NEP 2037 / 2045 (2023) abhängig vom Szenario mit einer installierten Leistung zwischen 23,7 und 54,5 GW bereits berücksichtigt. Die Betriebsweise erfolgt strommarktorientiert. Um die Flexibilitätspotenziale der Großbatteriespeicher zu heben, werden diese ebenfalls in den Redispatchsimulationen innerhalb der Zielnetzentwicklung als Freiheitsgrad angenommen. In der Folge wird zusätzlich zum strommarktorientierten Einsatz eine netzdienliche Betriebsweise unterstellt, wodurch eine Reduktion von Redispatch und EE-Abregelung erzielt wird. Somit wird das Netzpuffer-Konzept bereits im NEP 2037 / 2045 (2023) berücksichtigt. Hinsichtlich der Regionalisierung wird für die Großbatteriespeicher gemäß Szenariogenehmigung eine erzeugungsnahe Verortung, d. h. eine Positionierung in räumlicher Nähe zu PV-Freiflächen und zur Windenergie an Land, angenommen.

6.3 Innovationen der HGÜ-Technologie – auf dem Weg zu DC-Schaltanlagen, DC-Hubs und einem DC-Overlay Grid in Deutschland und Europa

Bereits im ersten Netzentwicklungsplan 2012 wurden die Vorteile der HGÜ-Technologie für die weiträumige, verlustarme Wirkleistungsübertragung beschrieben. Seinerzeit wurden vier HGÜ-Korridore mit einer Trassenlänge von ca. 1.800 km und einer Übertragungskapazität von ca. 10 GW als Maßnahmen identifiziert, um die aus Windenergieanlagen eingespeiste Leistung von Norddeutschland in Richtung Süden zu den Lastschwerpunkten transportieren zu können.

Die betriebliche Erfahrung mit der HGÜ-Technologie in Deutschland und Europa beschränkt sich bis heute im Wesentlichen auf Punkt-zu-Punkt Verbindungen (z. B. länderübergreifende Interkonnektoren, Anbindung von Offshore-Windparks). Bis zum Ende dieses Jahrzehnts sollen zahlreiche weitere HGÜ-Verbindungen umgesetzt werden. Diese neuen Strukturen bergen verschiedene technische Innovationspotenziale:

- Weiterentwicklung der Punkt-zu-Punkt Systeme zu Multi-Terminal-Systemen und ggf. zu vernetzten Strukturen einschließlich der hierfür benötigten Betriebsmittel (z. B. DC-Leistungsschalter) sowie der Regelungs- und Schutzkonzepte. Die Festlegung geeigneter Netzstrukturen muss unter Beachtung systemtechnischer, technologischer und wirtschaftlicher Aspekte erfolgen.
- Weiterentwicklung der Einsatz- und Betriebskonzepte sowie deren Integration in die Netzbetriebsführung
- Weiterentwicklung der Anforderungen an HGÜ-Konverter zur Wahrung der Systemstabilität (z. B. Grid Forming Control)
- Weiterentwicklung von Methoden und Analysewerkzeugen, um die Wechselwirkung zwischen HGÜ-Systemen und weiteren Betriebsmitteln bewerten zu können
- Weiterentwicklung der Standardisierung von Systemen zur Sicherstellung der Interoperabilität im Hinblick auf die Multi-Vendor-Fähigkeit
- Weiterentwicklung von Betriebsplanungsprozessen zur optimalen Berücksichtigung der HGÜ-Kapazitäten

6.3.1 Offshore-Vernetzung

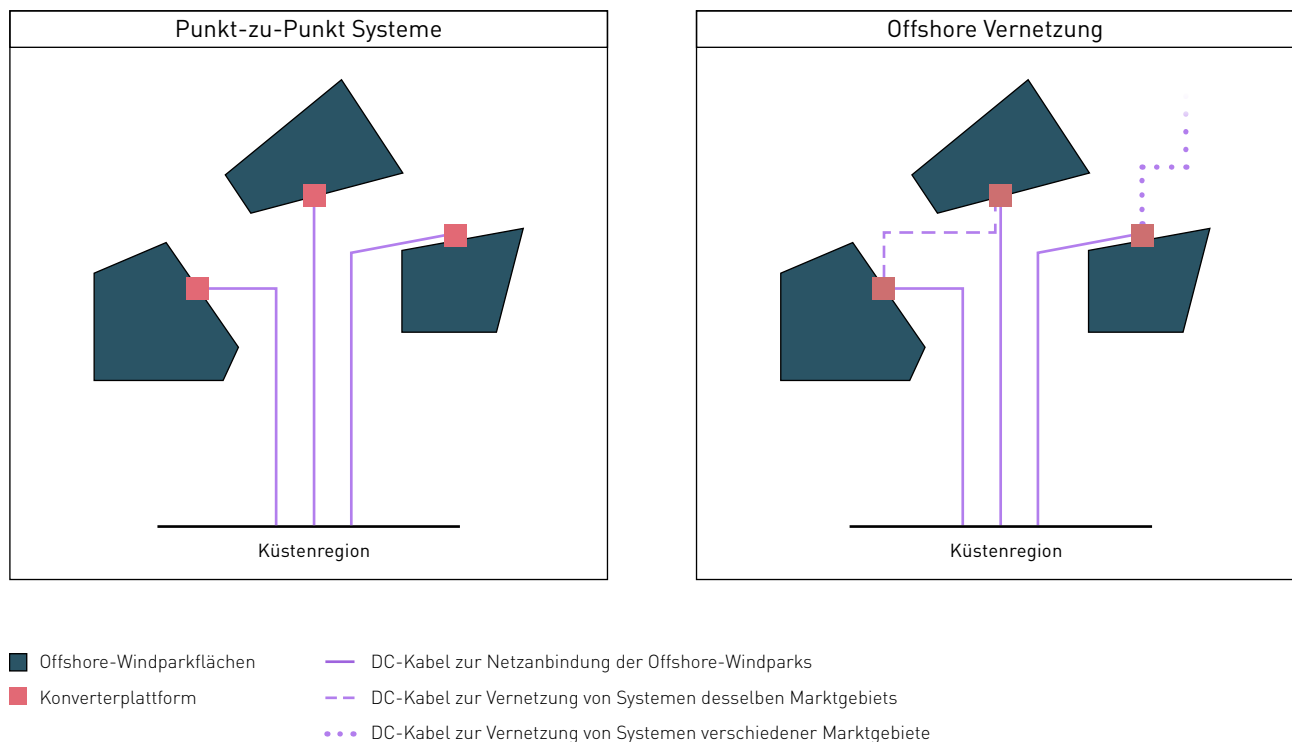
Im letzten NEP 2035 (2021) wurden potenzielle Innovationen im Bereich der Hochspannungs-Gleichstromtechnologie vorgestellt u. a. die seeseitige Vernetzung geplanter Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS).

Vernetzte ONAS sind sogenannte Multi-Terminal-Systeme (MT-Systeme), d. h. sie umfassen mehr als zwei Konverter. Diese MT-Systeme können flexibel gesteuert werden. Das ermöglicht die Fahrweise der Systeme den Erzeugungs- und Netzsituationen entsprechend anzupassen.

Bei der Vernetzung der Offshore-Plattformen deutscher ONAS kann so beispielsweise bei einer mittleren Offshore-Einspeisung die Erzeugung der vernetzten ONAS gebündelt und zu dem Netzverknüpfungspunkt mit dem aktuell höchsten Bedarf geleitet werden. Bei einer geringen Offshore-Einspeisung können zudem zusätzliche Lastflüsse aus dem landseitigen AC-Netz über das MT-System umgeleitet werden. Diese Flexibilität ist planerisch umso wertvoller, je weiter räumlicher die Netzverknüpfungspunkte der vernetzten ONAS netzseitig voneinander entfernt sind, da in diesen Fällen die Korrelation der Lastflusssituationen an den Netzverknüpfungspunkten umso geringer ist. Dadurch können z. B. die Engpässe entlang der Nord-Süd-Achse reduziert und somit letztlich Redispatch vermieden werden.

Darüber hinaus können durch die seeseitige Vernetzung mit ausländischen ONAS auch zusätzliche Handelskapazitäten erschlossen werden. Auf See sind die Distanzen zu ONAS der Nationen wie Dänemark, Großbritannien und Niederlande, welche ein großes Flächenpotenzial für die Offshore-Windenergie aufweisen, vergleichsweise gering. Gleichzeitig sind die ONAS gut in das deutsche Übertragungsnetz integriert. Denn für die zukünftigen ONAS sind Netzverknüpfungspunkte vorgesehen, die bereits für die Aufnahme großer Erzeugungsleistung geeignet sind oder durch neue Netzmaßnahmen, wie z. B. HGÜ-Korridore, darauf ausgelegt werden. Damit wird auch gewährleistet, dass die neuen zusätzlichen Handelsflüsse potenziell besser in das elektrische Netz integriert werden können. In Abbildung 72 ist das Konzept der Offshore-Vernetzung im Vergleich zu Punkt-zu-Punkt Verbindungen schematisch dargestellt.

Abbildung 72: Schematische Darstellung der Offshore-Vernetzung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Ein weiterer Vorteil von MT-Systemen ist, dass bei Störungen, also z. B. bei dem Ausfall eines Kabels, eine höhere Verfügbarkeit der Anschlussleistung ermöglicht werden kann. Durch diese Redundanz wird auch die potenzielle Verfügbarkeit der Offshore-Windenergie erhöht. Die Verfügbarkeit steigt mit dem Vernetzungsgrad, wodurch im Fehlerfall die Abregelung von Offshore-Windenergie gesenkt werden kann.

Allerdings bergen die möglichen Innovationen im Bereich der HGÜ-Technologie auch technische Unsicherheiten. Derzeit existieren weltweit wenige MT-Systeme. In Deutschland ist aktuell mit den Projekten Ultratnet (DC2) & A-Nord (DC1) das europaweit erste MT-System in der Umsetzung. Darüber hinaus sind sogenannte Onshore-Hubs im Raum Heide und im Raum Rastede in der Planungsphase. Diese Onshore-Hubs stellen eine Weiterentwicklung der MT-Systeme hin zu den ersten in Europa geplanten DC-Hubs dar. Diese sollen mehrere (mindestens drei) Onshore- oder Offshore-DC-Systeme über eine DC-Sammelschiene direkt an einem Punkt (Onshore-Hub) verbinden.

Eine Herausforderung bei MT-Systemen ist die Fehlerselektivität, um die Auswirkungen von Fehlerfällen auf das Verbundsystem zu begrenzen und damit die Systemstabilität zu sichern. Eine bereits bewährte Strategie ist, die integrierte Erzeugungsleistung in das MT-System entsprechend zu begrenzen. Generell gilt im europäischen Verbundnetz, dass für einen Referenzstörfall mit einer Leistungsänderung von ± 3 GW Primärregelreserve vorzuhalten ist. Sollten sich im Fehlerfall beispielsweise mehr als 3 GW Erzeugung vom Netz trennen, ist nicht sichergestellt, dass dieser Fehler durch das europäische Verbundnetz aufgefangen werden kann. Bei MT-Systemen, die eine höhere Erzeugungsleistung anbinden, sind daher primärtechnische Vorkehrungen zu treffen (z. B. Separierung der Pole um Pol-zu-Pol-Fehler auszuschließen). Zudem wird der Einsatz von DC-Leistungsschaltern oder der Einsatz von neuen angepassten präventiven Betriebsstrategien (z. B. Entkopplung des MT-Systems bei Einspeiseleistung >3 GW) notwendig. Die technologische Realisierbarkeit von MT-Systemen mit DC-Leistungsschaltern wurde bereits demonstriert (vgl. PROMOTioN Projekt) und Prototypen von DC-Leistungsschaltern für Spannungen bis 350-kV wurden erfolgreich getestet. Die technische Skalierung für einen Einsatz bei 525-kV befindet sich aktuell in der Entwicklung und wird weltweit in ersten Pilotprojekten erprobt und angewendet (siehe z. B. Zhoushan oder Zhangbei DC-Netz Installationen). Die Übertragungsnetzbetreiber erwarten, dass diese technische Skalierung für einen kommerziellen Einsatz bei 525-kV bis zur zweiten Hälfte der 2030er mit hoher Wahrscheinlichkeit zur Verfügung steht. In Abhängigkeit der Marktanreize und beschleunigter Entwicklungspfade für DC-Hub-Pilotprojekte kann dies gegebenenfalls früher erreicht werden. Dabei ist zu beachten, dass DC-Leistungsschalter immer maßgeschneiderte Systeme für das entsprechende MT-System sind und keine standardisierten Produkte wie Schalter in der Drehstromtechnik. Dementsprechend ist für jedes MT-System die Integration der DC-Leistungsschalter individuell vorzunehmen und auch deren Auswirkung bei der Auslegung des MT-Systems zu berücksichtigen.

Selbst mit DC-Leistungsschaltern und angepassten Betriebsstrategien müssen MT-Systeme zurzeit entsprechend ihrer finalen räumlichen Größe spezifiziert werden. Denn es besteht eine starke Wechselwirkung zwischen den MT-Systemkomponenten. Heutige MT-Systeme können nach dem aktuellen Stand der Technik nur als geschlossene Systeme desselben Herstellers geplant werden, als sogenannte Single-Vendor-Projekte. Jedoch ist eine Herstellerübergreifende Vernetzung denkbar (sogenannter Multi-Vendor-Fähigkeit) und wird bereits aktiv, z. B. im EU-Projekt InterOPERA entwickelt. Ziel ist, die Kompatibilität und Interoperabilität unterschiedlicher DC-Systemkomponenten von verschiedenen Herstellern zu ermöglichen. Die aktuellen Herausforderungen sind die Definition des technischen und regulatorischen Rahmens sowie die Erarbeitung von standardisierten Schnittstellen (u. a. primärtechnisch, softwareseitig) zwischen verschiedenen DC-Systemkomponenten. Diese Aspekte müssen in enger Abstimmung aller beteiligten Akteure (vor allem ÜNB und Hersteller) erarbeitet werden.

Mit dem heutigen Wissen und den verfügbaren Technologien können eingeschränkt erweiterbare MT-Systeme geplant werden. Je größer die MT-Systeme geplant werden, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass dabei Systeme unterschiedlicher Hersteller und verschiedener Übertragungsnetzbetreiber vernetzt werden. Damit steigt auch die Herausforderung dieser MT-Systeme in der Planung, Realisierung und im Betrieb. Mit dem Zusammenschluss von HGÜ-Systemen verschiedener Hersteller ändert sich außerdem zusehends die Rolle der ÜNB vom Angebotsnehmer und Betreiber einer schlüsselfertig gelieferten Anlage, hin zum verantwortlichen (DC-) Systemintegrator und Betreiber, der das MT-MV-HGÜ System detailliert spezifizieren, ganzheitlich integrieren und schlussendlich betreiben muss.

Deshalb verfolgen die Übertragungsnetzbetreiber die Strategie, zukünftige MT-Systeme mit technologischen Rückfallebenen zu planen. Konkret sollen MT-Systeme so geplant werden, dass:

1. größere, komplexe MT-Systeme in kleinere MT-Systeme aufgeteilt werden können und
2. die Grundfunktion klassischer Punkt-zu-Punkt-Systeme sichergestellt werden kann.

Dieses modulare Vorgehen ist robust, da durch die Punkt-zu-Punkt-Verbindung netztechnisch stets eine sichere Rückfallebene besteht. Dadurch wird gewährleistet, dass ein HGÜ-Korridor oder ONAS seine planerische Hauptfunktion (Bereitstellung neuer Übertragungskapazität) trotz vorhandener Entwicklungspfade in jedem Fall erfüllt.

Sofern die Option zur späteren Vernetzung in ein MT-System bereits in der Projektumsetzung von Punkt-zu-Punkt-ONAS berücksichtigt wird, könnten die genannten Vorteile auch nachträglich gehoben werden. Dabei ist bei einer seeseitigen Vernetzung keine weitere landseitige Rauminanspruchnahme erforderlich. Durch das schrittweise Vorgehen (1. Netzintegration via DC-Anschlüsse und 2. seeseitige Vernetzung) wird das planerische Risiko reduziert, da die Integration der Offshore-Windenergie in das Energiesystem bereits mit dem ersten Planungsschritt berücksichtigt wird.

Studie zur Offshore-Vernetzung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in Abstimmung mit der BNetzA eine Studie durchgeführt, um die bisher qualitativ aufgeführten Vorteile quantitativ darzustellen. Die Hauptfragestellung an den Gutachter war, ob der potenzielle Nutzen einer Offshore-Vernetzung die zu erwartenden Kosten übersteigt.

In der Studie wurden drei Arbeitspakete definiert, um diese Fragestellung zu untersuchen. Im ersten Arbeitspaket wurde ein geeignetes methodisches Vorgehen entwickelt und an einem Testdatensatz validiert. Konkret wurde in einem Beispielszenario der internationale Offshore-Vernetzungsbedarf identifiziert und anschließend im Detail bewertet. Dieses methodische Vorgehen wurde im zweiten Arbeitspaket auf das genehmigte Szenario B des Netzentwicklungsplans angewendet. Im dritten Arbeitspaket wurden die in diesem Netzentwicklungsplan identifizierten Maßnahmen zur nationalen Offshore-Vernetzung im Detail untersucht. Dabei wurden auch Aspekte wie die gesteigerte marktseitige Verfügbarkeit von ONAS berücksichtigt, die den üblichen Betrachtungsrahmen des Netzentwicklungsplans übersteigen. Da es sich bei der nationalen Offshore-Vernetzung um erweiterte HGÜ-Maßnahmen der Engpassminimierung handelt, wurden diese bereits nativ bei der Netzplanung berücksichtigt.

Folgende Kernerkenntnisse sind dabei identifiziert worden:

1. Die nationale Offshore-Vernetzung bietet die Möglichkeit weitere HGÜ-Netzflexibilität kostenminimal zu heben und damit den Redispatch-Bedarf zu senken (s. Kapitel 4.2.5).
2. Für Deutschland ist ein internationaler Offshore-Vernetzungsbedarf identifiziert worden, der effizient über die Vernetzung von deutschen mit ausländischen ONAS erschlossen werden kann.

Diese Erkenntnisse gilt es in zukünftigen Planungsprozessen und bei der Projektplanung heutiger Anschlüsse zu berücksichtigen. Die Übertragungsnetzbetreiber halten beispielweise weitere DC-Kabelabgänge auf den Offshore-Plattformen für Verbindungen untereinander gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans vor. Die Ergebnisse der Studie werden in einem separaten Bericht veröffentlicht.

6.3.2 Onshore-Vernetzung

Weitere innovative Vorhaben im Bereich der HGÜ-Technologie stellen die Vorhaben zur Verknüpfung landseitiger HGÜ-Verbindungen mit seeseitigen HGÜ-Verbindungen dar, wodurch innerhalb der an Deutschland angrenzenden Nord- und Ostsee miteinander verbundene, länderübergreifende HGÜ-Netze entstehen sollen. Die erfolgreiche Umsetzung dieser Innovationen sowie die Notwendigkeit zur beschleunigten Umsetzung der geplanten Projekte stellen sowohl erhebliche technische als auch regulatorische und organisatorische Herausforderungen dar.

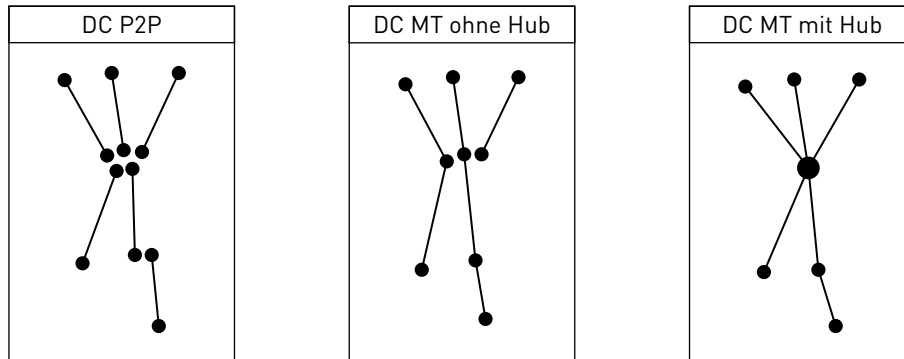
Wie in der Bestätigung des NEP 2030 (2019) durch die BNetzA im Dezember 2019 festgehalten wurde, handelt es sich bei dem DC-Hub-Ansatz um einen innovativen Ansatz mit Pilotcharakter und langfristigem Einsparpotenzial. Dieser sollte „in kommenden Netzentwicklungsplan-Prozessen vertieft untersucht werden“, um mit den bereits bestätigten Maßnahmen „zu einem späteren Zeitpunkt auf die neue Technologie zu wechseln“.

Um sowohl den Investitionsbedarf bei neuen HGÜ-Ausbauprojekten gering zu halten, als auch die Gesamteffizienz der DC-Projekte und die Flexibilität des Gesamtsystems zu steigern, kann eine DC-seitige Verknüpfung mehrerer Gleichstromabschnitte zu MT-Systemen eine sinnvolle Alternative zu den heutigen „Punkt-zu-Punkt“-Verbindungen im DC-Bereich sein. Ein erstes MT-System entsteht bereits in Deutschland mit den DC-Systemen DC1 und DC2, bei denen drei Konverterstationen über eine DC-Schaltanlage DC-seitig miteinander verbunden werden – und so am Standort Osterath eine Konverterstation eingespart wird.



In Abbildung 73 ist der schematische Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt Verbindungen mit vernetzten DC-Strukturen mit und ohne DC-Hub abgebildet.

Abbildung 73: Schematischer Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt-Planung (P2P) mit DC-MT (mit / ohne DC-Hub)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Gleichzeitig bietet die direkte DC-seitige Verknüpfung viel Potenzial, um den enormen Zuwachs an Offshore-Einspeisung zukünftig effizienter in das Netz integrieren zu können. Als Beispiel hierfür können z. B. Standorte dienen, an denen zwei DC-Offshore-Systeme und ein DC-Onshore-System ihre Start- und Endpunkte haben (z. B. NOR 11-1, NOR-12-2 und DC31 in Heide / West für den Heide-Hub, bzw. NOR-13-1, NOR-20-1 und DC34 im Suchraum Rastede für den Nord-West-Hub). In einer sogenannten Onshore „DC-Hub“ Konfiguration kann eine Einsparung von zwei Konverterstationen je Hub-Projekt erfolgen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass zusätzliches DC-Equipment erforderlich ist und der Komplexitätsgrad sowie der Regelungsaufwand erheblich steigen und Einsparungen gegenüber Risiken abgewogen werden müssen.

Im langfristigen Zeithorizont bietet zudem der Aufbau von „DC-Hubs“ noch mehr Potenzial zur Steigerung der Effizienz und Netzflexibilisierung, sowie der Reduktion von Investitions- und Redispatch-Kosten – bei zeitgleich geringerer Rauminanspruchnahme. Unter „DC-Hubs“ sind DC-MT-Systeme zu verstehen, die wie eine Art „DC-Sammelschiene“ fungieren und mehrere DC-Konverterstationen in einer Onshore DC-Schaltanlage (einem sogenannten „DC-Knoten“) miteinander verbinden – und so mehrere Konverter einsparen. Hierfür sind nach aktuellem Stand sogenannte DC-Fault Separation Devices (z. B. DC-Leistungsschalter) erforderlich, um die notwendige Selektivität im Fehlerfall zu gewährleisten. Die o. g. Potenziale der DC-Hubs resultieren aus den Möglichkeiten, die DC-Lastflüsse flexibler und großflächiger zu steuern. Dies führt im AC-System zu einer Vergleichmäßigung der AC-Lastflüsse.

Ein solcher DC-Hub-Ansatz ist in Deutschland v. a. in Küstennähe – wie z. B. am geplanten Standort Suchraum Rastede in Niedersachsen oder in Heide / West in Schleswig-Holstein – sinnvoll, um Synergien zwischen DC-Offshore- und DC-Onshore-Planungen heben zu können. So muss nicht mit jedem DC-Offshore-Netzanschlussystem eine Einbindung in das AC-Netz erfolgen, sondern es kann eine direkte Integration von Offshore-Energie in das DC-System ermöglicht werden. Dies verringert darüber hinaus zusätzliche Umwandlungsverluste von DC in AC und ggf. wieder zurück in DC, wie es z. B. am Standort Wilster der Fall ist. Dort ist die Verknüpfung der DC-Systeme von NordLink (TTG-P68; siehe NEP 2030 (2019)) und SuedLink (DC4) über die AC-Schaltanlage geplant.

Zudem wird es als sinnvoll erachtet, zukünftig bei Kreuzungen von Onshore DC-Korridoren, z. B. Nord-Süd und Ost-West Verbindungen oder benachbarten DC-Hub-Systemen, zu prüfen, in welchem Umfang durch die DC-Vernetzung Flexibilisierungs-Potenziale gehoben und resilientere und robustere DC-Netzstrukturen geschaffen werden können. Hierzu sind entsprechende Analysen und Netzberechnungen anzufertigen, um den gesamtwirtschaftlichen als auch den technologisch-ökonomischen Mehrwert von DC-seitigen Verknüpfungen im Vergleich zu Punkt-zu-Punkt-Verbindungen im regulatorischen Prozess quantifizieren zu können. In den Projektsteckbriefen der Projekte DC40, DC41 und DC42 im Anhang zu diesem Bericht wird auf das Potenzial einer Vernetzung von DC40 mit DC41 und DC42 an den jeweiligen Kreuzungspunkten hingewiesen.

Diese Art der effizienten Integration von Offshore-Windparks sowie der Bereitstellung von zusätzlicher Netzflexibilität ist auch seeseitig planbar. Für eine effiziente Integration soll der Transportbedarf gedeckt werden, ohne neue Engpässe im AC-System zu erzeugen. Lastnahe DC-Offshore-Anschlüsse erfüllen bereits einen Großteil dieser systemischen Anforderung, da sie die Erzeugungskapazitäten in der Nordsee direkt mit den Lastzentren verbinden. Durch eine seeseitige DC-Vernetzung von zwei DC-Offshore-Anschlüssen (z. B. im Falle eines lastnahen und eines küstennahen Anschlusses) kann der hohe Systemnutzen des lastnahen DC-Offshore-Anschlusses über die seeseitige Bündelung der Offshore-Windparks noch weiter gesteigert werden (Bündelungseffekt). Das entstehende MT-System bietet die Flexibilität auch landseitige Erzeugungskapazitäten über die seeseitige DC-Vernetzung zu einem der verbundenen Netzverknüpfungspunkte zu leiten. Diese Flexibilität ist umso größer, je weiträumiger die Anschlusspunkte netzseitig voneinander getrennt sind. Gleichzeitig entsteht dadurch eine zusätzliche Redundanz für die Offshore-Netzanschlüsse, wodurch eine geringere Abregelung der Einspeisung von Offshore-Windenergie erforderlich wird.

Bei entsprechender Berücksichtigung der Option zur späteren Vernetzung bereits in der Projektumsetzung von Punkt-zu-Punkt-Offshore-Anschlüssen kann der genannte Nutzen nachträglich gehoben werden. Durch die seeseitige Vernetzung ist keine weitere landseitige Rauminanspruchnahme erforderlich. Durch das schrittweise Vorgehen (1. lastnahe DC-Offshore-Anschlüsse und 2. seeseitige Vernetzung) kann bereits im ersten Schritt das planerische Risiko reduziert werden, da unabhängig vom Technology-Readiness-Level der MT-Technologie die Integration der Offshore-Windenergie durch die Errichtung von lastnahen Punkt-zu-Punkt-Offshore-Anschlüssen bereits erfolgt ist.

Sofern mehr als zwei Offshore-Netzanbindungssysteme technisch miteinander verbunden werden können, ist eine Steigerung des Bündelungseffekts möglich. So kann die Energie über das vernetzte DC-Netz zu den energetisch erforderlichen Knotenpunkten geleitet werden. Allgemein ist der offshore-seitige Bündelungsnutzen durch die Gleichzeitigkeit der Winderzeugung begrenzt. Denn in Stunden mit hoher Winderzeugung kann das DC-System nicht über seinen technischen Übertragungsgrenzen betrieben werden, um das AC-System weiter zu entlasten. In diesen Fällen ist alleine die technische Übertragungskapazität zu den Senken bestimmend.

Voraussetzung ist, dass die technische Machbarkeit bewiesen wird und die systemischen Anforderungen erfüllt werden. Hiernach könnte eine internationale Harmonisierung der erforderlichen DC-Schutzsysteme (u. a. DC-Leistungsschalter) erfolgen. Im Ergebnis lässt dies eine Vernetzung der On- und Offshore Systeme denkbar erscheinen. Hiernach können sowohl die Offshore- als auch die Onshore-Vernetzungen nachträglich realisiert werden, um internationale DC-Verbindungen aufzubauen. Ein zusätzlicher Nutzen wird damit durch die Bereitstellung von Handelskapazitäten generiert.

Allerdings setzen die oben genannten Planungsstrategien voraus, dass gewisse technische Rahmenbedingungen gegeben sein müssen. Erste Projekte müssen demnach onshore sowie offshore eine sogenannte „Multi-Terminal-Readiness“ besitzen. Dies ist eine technische Vorplanung, die eine spätere Integration von Projekten in ein MT-System sowie ggf. einen DC-Hub ermöglicht. Somit kann ausgehend von ersten Projekten eine sukzessive Erweiterbarkeit erfolgen, wenn diese Vorplanungen im technischen Konzept von Anfang an berücksichtigt werden. Zugleich steigen ab einer gewissen Größe des DC-MT-Systems die Anforderungen an die selektive Fehlerklärung im DC-System. Je nach geplanter Einspeiseleistung und Fehlerklärungsstrategie können auch entsprechende DC-Schaltanlagen notwendig werden, die auch DC-Leistungsschalter beinhalten können.

Um größere und ausgedehnte DC-MT-Systeme bzw. die Entwicklung überlagerter DC-Netzstrukturen zukünftig realisieren zu können, ist eine sogenannte „Multi-Vendor“-Interoperabilität notwendig. So können in einem DC-MT-System die Konverter verschiedener Hersteller eingebunden werden. Dies setzt voraus, dass die Kompatibilität und Interoperabilität von Equipment und Regelung – und somit die Funktionalität von verschiedenen DC-Komponenten und Teilsystemen von verschiedenen Herstellern in einem System – gewährleistet werden kann. Hierzu laufen bereits auf europäischer Ebene Planungen zu Kooperationen zwischen Netzbetreibern und Herstellern, um Prozesse zur Risikoreduzierung zu definieren (siehe z. B. interOPERA).

6.4 Innovationen in der Systemführung

Besondere Aufmerksamkeit in Bezug auf Innovationen erfuhren seit dem NEP 2030 (2019) der Bereich der Systemführung, der im Prozess der langfristigen Netzplanung regulär ausgespart bleibt. Diese Nichtberücksichtigung liegt im Auftrag der Netzplanung begründet, die allgemeine Szenarien zur Ermittlung des strukturell notwendigen Netzausbaus und keine Prognosen über die konkrete Situation des Systembetriebs in der Zukunft (z. B. $t+15$) abgibt. Unter den im Szenario-rahmen geltenden Prämissen ermöglicht der vorgeschlagene, strukturell notwendige Netzausbau bei planmäßiger Umsetzung grundsätzlich einen sicheren Systembetrieb.

Um das Potenzial innovativer Systemführungskonzepte zu untersuchen, wurde unter Förderung des Bundeswirtschaftsministeriums von den vier Übertragungsnetzbetreibern, fünf ausgewählten Verteilnetzbetreibern, sechs Institutionen aus der Wissenschaft und zwei Leitwartenherstellern am 01.10.2018 das Verbundforschungsprojekt InnoSys2030 aufgelegt. InnoSys2030 hatte zum Ziel, innovative Systemführungsstrategien zur höheren Auslastung des Stromnetzes zu entwickeln, insbesondere durch den systemweiten, koordinierten Einsatz von a) kurativen Maßnahmen, b) lastflussteuernden Betriebsmitteln und c) einem höheren Automatisierungsgrad in der Systemführung. Wichtige Prämisse war und bleibt höchste System- und Netzsicherheit zu gewährleisten.

InnoSys2030 löste einen Innovationsschub im Bereich der Systemführung aus. Im Rahmen von InnoSys wurden erstmals die Voraussetzungen und technischen Grundlagen für einen kurativen Systembetrieb in Deutschland umfassend analysiert. Damit einher ging eine realistische Einschätzung der tatsächlich nutzbaren Höherauslastungspotenziale. Nicht zuletzt sorgt die Einbettung der Übertragungsnetzbetreiber in einen engen regulatorischen Rahmen dafür, dass nur geringe bzw. keine Anreizsignale zur Entwicklung von Innovationen existieren. Dies kann die Umsetzung von in Forschungsprojekten identifizierten Innovationen teilweise erheblich erschweren.

Mit den Entwicklungszielen aus InnoSys2030 und der Erweiterung der bisher präventiv ausgerichteten Systemführungskonzepte – Auswirkungen eines Fehlers werden vor Fehlereintritt mittels Redundanzen beherrschbar – hin zu kurativen Maßnahmen – nach dem Fehlereintritt wird mittels schneller Maßnahmen wieder der stationär sichere Netzzustand erreicht –, soll der Systembetrieb ab dem Jahr 2030 zugunsten eines geringer ausfallenden Netzausbaubedarfs ertüchtigt werden. Die HGÜ-Technologie wurde zuvor bereits als potenziell kuratives Betriebsmittel der Primärtechnik genannt (s. Kapitel 5.4.4), der folgende Abschnitt zeigt weitere innovative Vorhaben in diesem Bereich auf.

6.4.1 Primärtechnik: Elemente zur aktiven Steuerung des Lastflusses

Das Übertragungsnetz in Deutschland ist stark vermascht und mit jeder neuen Leitung verändert sich auch der Vermaschungsgrad. Strom sucht sich den Weg des geringsten Widerstands. In der Folge sind Freileitungsabschnitte unterschiedlich stark ausgelastet, sofern nicht lastflussteuernde Maßnahmen eingesetzt werden. Zur optimalen Nutzung des Gesamtnetzes werden daher lastflussteuernde Betriebsmittel eingesetzt, die im Prinzip Leitungen verlängern oder verkürzen, sodass jeweils die maximale Auslastung der parallelen Freileitungen erreicht werden kann und der Lastfluss somit ausgeglichen wird. Dauerhaft erforderliche lastflussteuernde Betriebsmittel zeigen in den Szenarien des aktuellen NEP-Prozesses für die Zieljahre 2037 und 2045 einen hohen Nutzen und werden daher bereits regulär im NEP als erforderliche Maßnahme ermittelt und ausgewiesen.

Im geplanten Zielnetz des NEP wird das entsprechende Potenzial einer Vielzahl geplanter lastflussteuernder Betriebsmittel (vornehmlich PST und HGÜ) deshalb gemäß des NOVA-Prinzips berücksichtigt. Die Anforderungen an das Übertragungsnetz ändern sich jedoch auch kurz- und mittelfristig ständig. Daher prüfen die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen mittelfristiger interner Analysen ($t+3$, $t+5$ und $t+7$), ob sich lastflussteuernde Elemente auch als temporäre Ad-hoc-Maßnahmen oder vorab möglichst bald ausführen lassen. Nachweise für zusätzliche Lastflussteuerungseinheiten werden somit nicht nur im Rahmen des NEP-Prozesses, sondern auch aus mittelfristigen Planungsprozessen bereitgestellt. Grundsätzlich wird dabei auch geprüft, inwieweit weitere Lastflussteuerungsmaßnahmen redispatchmindernd wirken und wirtschaftlich sinnvoll sind. Die wesentlichen Systeme, die für verschiedene Anwendungen als Innovation zur Anwendung kommen, umfassen:



➤ Phasenschiebertransformator (PST)	Stand der Technik
➤ Switched Series Reactor (SSR)	Stand der Technik
➤ Overload Line Controller (OLC) oder auch Air-Core-Reactor (ACR)	Stand der Technik
➤ Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)	Inbetriebnahme Ende 2022
➤ Modular Static Synchronous Series Compensator (mSSSC)	Technology Readiness Level (TRL) 7
➤ Unified Power Flow Controller (UPFC)	in Entwicklung

Die einzelnen Technologien müssen, sofern sie noch nicht Stand der Technik sind, grundsätzlich im Hinblick auf ihre Integration in das Höchstspannungsnetz und ihr Systemverhalten ausgeprägt sowie auch wirtschaftlich bewertet werden. Zudem sind Einsatz- und Betriebskonzepte zu erstellen. Bei den Betriebsmitteln, die bereits heute Stand der Technik sind, ist dies der eigentliche innovative Charakter. Hinzu kommen standortspezifische Interaktionsstudien, Schutzstudien, Platzbedarf, Schall-, EMF- und Funk-Emissionen, Bauzeit und Investitions- und Betriebskosten.

Portfolio: Derzeit werden zumeist PST wegen ihrer Robustheit, Regelbarkeit mit großem Stellwinkel und langen Nutzungsdauern eingesetzt. Gelegentlich kommen thyristorgeregelte Kapazitäten bei sehr langen Leitungen und schwacher Netzvermaschung zur Anwendung. Für temporäre Einsätze werden derzeit keine Lastflusssteuerungen eingeplant, da deren Integration ins Höchstspannungsnetz im Ressourcenwettbewerb mit bereits laufenden Projekten steht und der Nachweis des Nutzens von zusätzlichen Komponenten noch nicht erbracht ist. Aufgrund der Genehmigungsprozeduren und der daran anschließenden Bautätigkeiten beträgt die voraussichtliche Projektlaufzeit eines mittelgroßen Projekts bis zur Inbetriebnahme zudem ca. 5 Jahre.

Neue Technologien: Im Rahmen des Planungsprozesses werden verschiedene technische Alternativen geprüft, die die voraussichtliche neue Lastverteilung im Netz adressieren. In diesem Zusammenhang wurden auch die modularen Static Synchronous Series Compensators (mSSSC) intensiv betrachtet, um eine Einsatzmöglichkeit der Technologie unter Betrachtung der Umsetzungszeiten beurteilen zu können. Die Technologie unterscheidet sich dabei wesentlich von PST und TCSC. Um zum Beispiel die gleiche Wirkung zu erreichen, müssen ca. 35 Module pro Phase in Reihe geschaltet werden. Gleichwohl ergeben sich aufgrund der Modularität von mSSSC andere Anwendungsmöglichkeiten. Punktuelle oder verteilte Anlagen an Orten, an denen z. B. PST aufgrund ihres Gewichts nicht aufgestellt werden können, sind hier zum Beispiel zu nennen. Darüber hinaus handelt es sich bei mSSSC – im Gegensatz zu PST – um eine aktive Technologie, die den Lastfluss rein aufgrund der digitalen Regelungsvorgaben beeinflusst. Derartige Algorithmen und Technologien müssen vor dem Einsatz intensiv geprüft werden, damit es zu keiner ungewünschten Interaktion mit weiteren Netzkomponenten (wie z. B. Kraftwerken, HGÜ oder STATCOM-Anlagen) kommt. Aufgrund der direkten transformatorlosen Einkopplung in die Leitung sind mSSSC gegenüber PST bezüglich der statischen Stabilität vorteilhaft. Aus verschiedenen Gründen sind aus Sicht der ÜNB eher temporäre Anwendungsfälle für mSSSC-Technologien gegenüber starren, langfristigen strukturellen Anwendungen, vorzuziehen.

Der TRL¹³ von mSSSC konnte bisher nur in Projekten außerhalb Deutschlands geprüft werden und wird aktuell auf ca. TRL 7 geschätzt (erste Anlagen im realen Anwendungsumfeld). Zur Erreichung höherer Reifegrade (TRL 9: Standardanwendung) sind weitere Pilotprojekte und mehr Betriebserfahrungen erforderlich. Dementsprechend ist aus heutiger Sicht ein flächendeckender Einsatz von verteilten kleineren mSSSC-Anlagen noch nicht zielführend. Für die kommenden Jahre ist grundsätzlich jedoch mit neuen Innovationspotenzialen zu rechnen.

¹³ Technology Readiness Level (TRL) = Reifegrad.

6.4.2 Kurative Systemführung

Der aktuelle NEP stellt mit den genannten Vorüberlegungen, Berechnungen und Projekten sicher, dass das zu entwickelnde Zielnetz für das Betrachtungsjahr 2037 die Höherauslastungspotenziale kurativer Systemführung erfasst. Dabei erfolgt neben der Berücksichtigung der HGÜ-Technologie ein flächendeckender Einsatz weiterer kurativer Maßnahmen, wie etwa Netzboostern, den erwähnten PST, Pump- und Großbatteriespeichern sowie Offshore-Wind. In der Netzentwicklung wird somit bereits eine (teil-)automatisierte Betriebsführung gemäß der dritten Entwicklungsphase aus dem InnoSys2030 Projekt unterstellt. Im Ergebnis wird für das ermittelte Zielnetz des Szenarios B 2037 der verbleibende Bedarf an präventivem Redispatch unter Berücksichtigung einer weitreichenden kurativen Systemführung ermittelt und ausgewiesen (s. Kapitel 5.4.6).

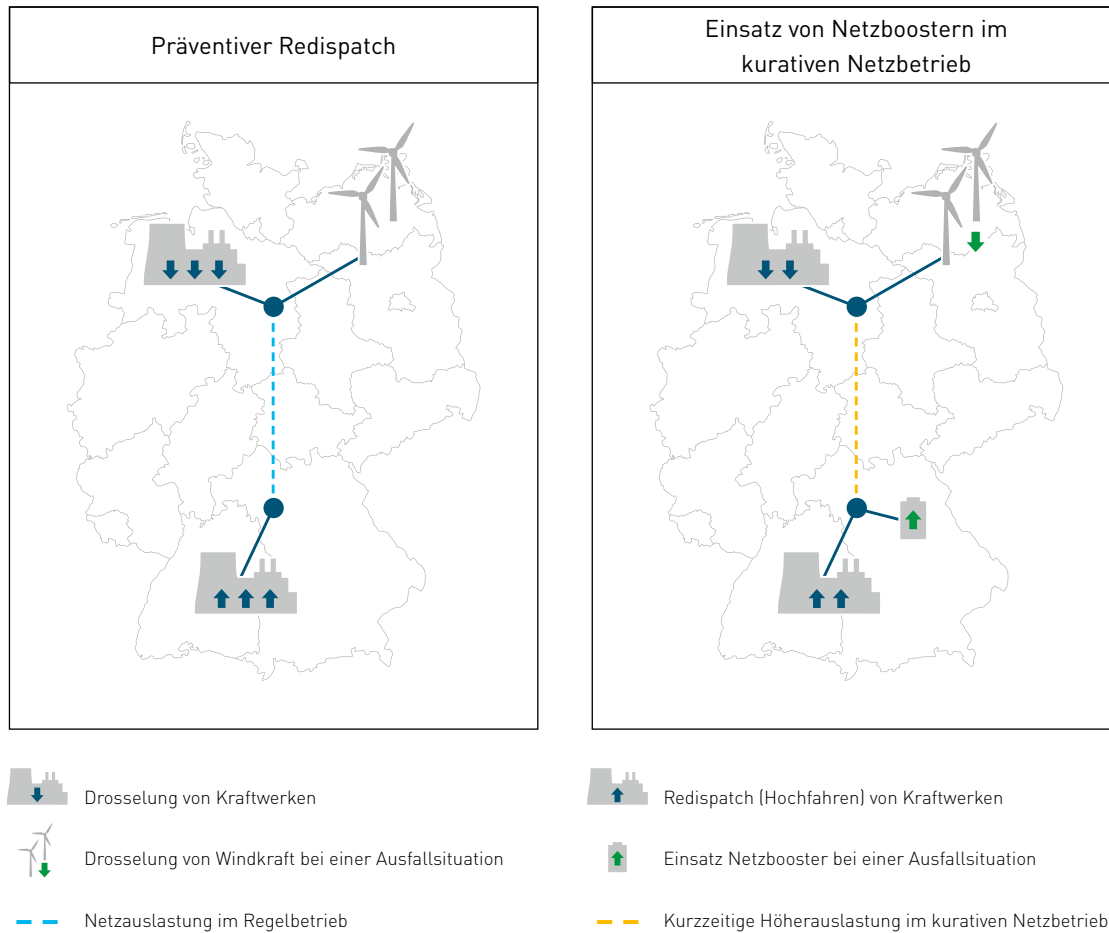
Aufgrund der zunehmenden Integration lastflusststeuernder Betriebsmittel in das Übertragungsnetz sowie des Ausbaus von Netzboostern und der kurativen Ertüchtigung von Bestandskraftwerken, sind zukünftig viele kurative Freiheitsgrade möglich. Die Höhe der temporär (in Ausfallsituationen) zulässigen Stromgrenzwerte wird perspektivisch die wesentliche Limitierung für den Nutzen kurativer Systemführung darstellen. Höhere Stromgrenzwerte erfordern den Austausch sowie die Ertüchtigung von Netzbetriebsmitteln, insbesondere aber auch einen klaren Rechtsrahmen mit entsprechenden Genehmigungen zur temporären Höherauslastung. Auch in diesem Sinne wird Innovation stattfinden müssen.

Für den kurativen Netzbetrieb sollte für den hoch ausgelasteten Grundfall ausreichend Blindleistung und gesicherte dynamische Blindleistung (aus Generatoren, STATCOMs oder rotierenden Phaseschiebern) zur Verfügung stehen. Andernfalls herrscht a priori bereits ein niedriges Spannungsniveau und es kann zu einer unzureichenden Spannungserholung nach Fehlerklärung kommen. Außerdem ist die Verfügbarkeit einer redundanten Gegenmaßnahme zwingend erforderlich, falls die primäre kurative Maßnahme nicht oder nur verzögert funktioniert.

Parallel zum Forschungsprojekt InnoSys2030 hat eine vier ÜNB-Projekgruppe damit begonnen, auf Basis der InnoSys-Roadmap die konkreten Umsetzungsschritte für die kurative Systemführung in eine 4-ÜNB-Roadmap zu überführen. Die Beschreibung der dafür erforderlichen Aktivitäten wird zeitnah abgeschlossen. Die geplante Umsetzung orientiert sich an den sogenannten InnoSys-Evolutionsstufen (1. Pilotierung & Erprobung, 2. Hebung kurativer Potenziale, 3. Standardisierter Einsatz) und sieht in einem ersten Schritt die Erreichung der ersten Evolutionsstufe in den nächsten Jahren (bis ca. 2025) vor. Der Fokus der Aktivitäten liegt auf den Systemführungsprozessen (Betriebsplanung und Echtzeitbetrieb). Unter anderem gehören zu den Aktivitäten folgende Anpassungen:

- Abbildung kurativer Maßnahmen in der Netzsicherheitsrechnung des Leitsystems
- Abbildung kurativer Maßnahmen in den Betriebsplanungsprozessen zur Redispatch-Dimensionierung (z. B. DACF, IDCF)
- Berücksichtigung von TATL-Grenzwerten zur Bewertung temporärer Höherauslastung
- Automatisierte Steuerung kurativer Maßnahmen
- Prozessanpassungen zur Koordination von kurativen Maßnahmen

Parallel zum vier ÜNB-Projekt sind Pilotanlagen in der Vorbereitung. Diese wurden bereits in vergangenen NEP-Prozessen einbezogen und bestätigt. Die Netzbooster von TenneT und TransnetBW sowie der von Amprion geplante dezentraler Netzbooster werden voraussichtlich im Jahr 2025 in Betrieb gehen können. Der Probetrieb (bzw. Lern- und Kalibrierungsphase) kann erst zu den genannten Zeitpunkten starten. Weitere kurative Maßnahmen für eine mögliche Pilotierung sind in der Prüfung (z. B. Offshore-Windpark in Kombination mit einem Pumpspeicherkraftwerk zwischen TenneT und Amprion). Das Konzept des Netzboosters für den kurativen Netzbetrieb ist in Abbildung 74 im Vergleich zum präventiven Redispatch dargestellt.

Abbildung 74: Schematische Darstellung des Einsatzes von Netzboostern


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Aktivitäten zur kurativen Systemführung werden nach InnoSys2030 durch einen Fachbeirat begleitet, der zum ersten Mal Ende September 2022 tagte. Auch über den aktuellen NEP-Prozess hinaus werden die InnoSys-Netzbetreiber entscheidende Stakeholder wie auch die Öffentlichkeit über die aktuellen und geplanten Aktivitäten informieren und deren Empfehlungen u. a. im Rahmen des Fachbeirats in der weiteren Umsetzung prüfen und ggf. berücksichtigen. Durch diesen Austausch besteht die Möglichkeit weiteren Handlungsbedarf zu erkennen und ggf. der Unterstützung des BMWK und der BNetzA bestimmte Aktivitäten zu beschleunigen. Die Berücksichtigung von Netzboostern mit Pilotcharakter im Übertragungsnetz ist auch in künftigen Jahren wahrscheinlich.

Grundsätzlich ist in Bezug auf die beschriebenen Aktivitäten dennoch zu berücksichtigen, dass die Umsetzung der kurativen bzw. reaktiven Systemführung nicht nur von den ÜNB abhängt: Unter anderem ist eine Zuarbeit von Herstellern der Primär- und Sekundärtechnik, Softwarezulieferern für Leitsysteme und Tools in den Planungsprozessen der ÜNB, VNB, Kraftwerksbetreibern usw. erforderlich. Auch hier zeigt sich, dass Innovationen erhebliche personelle und finanzielle Ressourcen binden.

6.5 Regulatorischer und rechtlicher Rahmen für Innovationen

Ein zukunftsfähiger Regulierungsrahmen sollte die Basis für innovatives Handeln zur Erreichung einer nachhaltigen Energieversorgung sein und diesbezüglich Anreize für kosteneffiziente und technologieneutrale Innovationen sowie digitale und klimafreundliche Lösungen setzen. Der derzeitige regulatorische Rahmen bildet dies nicht adäquat ab. Somit ist eine Weiterentwicklung erforderlich.

Im Kern lassen sich folgende Defizite und Herausforderungen ableiten:¹⁴

1. Ein verlässlicher Regulierungsrahmen muss für eine auskömmliche Refinanzierung von betriebskostenintensiven und innovativen technologischen Lösungen sorgen, sowie die Möglichkeiten und Chancen der Digitalisierung fördern. So sind betriebskostenlastige Innovationen in der bestehenden Anreizregulierung schon heute strukturell nicht ausreichend refinanziert. In der derzeitigen Regulierungssystematik kommt es ausschließlich im Basisjahr zu einer Anerkennung von Betriebsaufwand (Basisjahrprinzip). Bei steigenden OPEX (Operational Expenditures) nach dem Basisjahr entsteht daher ein Zeitverzug bei der Erlöswirksamkeit und eine systematische Kostenunterdeckung. Dies macht einen Einsatz innovativer Lösungen mit höherem OPEX-Anteil im Vergleich zu konventionellen Lösungen tendenziell unattraktiver, da bei CAPEX (Capitel Expenditures) ein jährlicher Kostenabgleich und eine Anpassung in der Erlösobergrenze erfolgt. Es ist absehbar, dass in Zukunft verstärkt innovative und digitale Lösungen umgesetzt werden müssen. Diese haben aber aufgrund der Leistungselektronik meist einen höheren Betriebskostenanteil als konventionelle Lösungen, weshalb das Risiko einer strukturellen Kostenunterdeckung besteht. Hinzu kommen weitere, betriebskostenlastige Anforderungen zur Sicherstellung der Energieversorgung.
2. Zu den Notwendigkeiten zählt auch die beschleunigte Errichtung von Netzbetriebsmitteln für die Systemsicherheit. Zu diesen sogenannten FACTS¹⁵ zählen z. B. lastflussteuernde Betriebsmittel, aber auch innovative Technologien zur synergetischen Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve. Im Gegensatz zu klassischen Betriebsmitteln (Freileitungen, Transformatoren, Schaltfelder) weisen diese jedoch eine abweichende Kostenstruktur auf. Beispielsweise führt der hohe Anteil von Leistungselektronik oder rotierenden Massen (z. B. bei einem rotierenden Phasenschieber) schon während der ersten Jahre der Nutzungsdauer zu einem erhöhten Anteil an Instandhaltungskosten, im Gegensatz zu klassischen Betriebsmitteln. Die Refinanzierung der OPEX bei FACTS ist derzeit unzureichend. Aufgrund des Basisjahrprinzips kommt es zu einer Refinanzierungslücke. Bei tendenziell höherem OPEX-Anteil bei FACTS ist dies besonders gravierend, da ÜNB aus ihrer Rolle heraus viele dieser Betriebsmittel zur Lastflussteuerung einsetzen.
3. Die Wirtschaftlichkeit von langlaufenden Innovationsprojekten wird durch die Regulierungsperiodensystematik stark eingeschränkt. Aufgrund dieser Systematik werden Erträge aus Innovationen eines Netzbetreibers in Länge und Höhe begrenzt. Es ist daher ungewiss, ob sich Effizienzsteigerungen durch Innovationen amortisieren können, denn typischerweise stellen sich im Netzbetrieb Vorteile aus innovativen Lösungen erst mittel- oder langfristig ein. Somit gehen Amortisationsdauern, gerade bei gedeckelten Effizienzgewinnen, häufig über die Regulierungsperiode hinaus. Effizienzgewinne vor Erreichen der Amortisation werden damit anteilig dem Netzkunden gutgebracht, sodass sich solche Innovationsprojekte aus Sicht des Netzbetreibers nicht nur nicht rentieren, sondern finanziell sogar nachteilig sein können.¹⁶
4. Die bestehenden Regelungen zur Innovationsförderung in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sind sehr komplex, gehen mit langen Genehmigungsprozessen einher und sind mit hohem Bürokratieaufwand verbunden. Als Beispiel kann § 25a ARegV angeführt werden. Bei dem Instrument kommt es zu einem hohen Zeitverzug zwischen Antragstellung und Projektstart. Eine Anerkennung der Kosten erfolgt maximal mit deutlichem Zeitverzug in Höhe von 50 %. Eine weitere Herausforderung ist, dass nur Projekte mit Bundesförderung akzeptiert werden.

¹⁴ Siehe auch JUB/Oxera Gutachten (2021).

¹⁵ Flexible-AC-Transmission-System, u. a. Konverter, Methoden zur Lastflussteuerung, Betriebsmittel die Blindleistung und Momentanreserve bereitstellen.

¹⁶ Diese Problematik wurde bereits 2015 im Evaluierungsbericht der BNetzA identifiziert und mit dem Efficiency-Carry-Over eine Lösungsmöglichkeit aufgezeigt (jedoch nicht umgesetzt).

Die derzeitige Anreizregulierung setzt den Fokus stark auf Kosteneffizienz bereits bestehender Aufgaben. Der Umbau des Energiesystems bringt jedoch vielfältige neue Aufgaben für die Übertragungsnetzbetreiber mit sich. Der Netzbetreiber kennt die Gegebenheiten vor Ort am besten und sollte eigenständig die Optionen zur Zielerreichung auswählen können. Er würde z. B. durch den Fokus auf Outputs angereizt, den Weg zur Erreichung dieser Ziele möglichst effizient zu gestalten. Die resultierenden Innovationen können den zukünftig zusätzlich notwendigen Netzausbau reduzieren und durch mögliche Synergiepotenziale auch die Effizienz der ÜNB erhöhen. Es muss ein regulatorischer Rahmen für innovative Lösungen im Übertragungsnetz geschaffen werden, welcher Technologieoffenheit auf dem Weg zur Klimaneutralität fördert. Es besteht die Notwendigkeit, diese Herausforderungen zu adressieren und die Wirtschaftlichkeitslücke von neuen Technologien zu schließen.

6.6 Integrierte Systemplanung

Die Szenarien des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2023) blicken erstmals auf das Zieljahr 2045. Bis dahin soll in Deutschland Klimaneutralität erreicht werden. Innovative Themen der Sektorenkopplung wie Elektromobilität, Wärmepumpen oder Wasserelektrolyse werden mit dem Ziel der Klimaneutralität immer relevanter und somit auch intensiv im Netzentwicklungsplan betrachtet.

Schon 2014 wurden Annahmen im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2025 (2015) mit den Fernleitungsnetzbetreibern Gas (FNB Gas) abgestimmt. Annahmen wie Brennstoffpreise oder Kapazitäten von Erdgaskraftwerken wurden aus dem Netzentwicklungsplan Gas übernommen, um eine einheitliche, sektorübergreifende Szenariobasis zu schaffen. Im NEP 2030 (2017) werden erstmals konkrete Annahmen zu der Entwicklung von Elektromobilität und Wärmepumpen in den Szenarien getroffen und so innovative Technologien auf der Verbraucherseite in der Netzplanung berücksichtigt. Im NEP 2035 (2021) wurde letztlich allen Szenarien ein hoher Grad an Innovation und Sektorenkopplung unterstellt. Zudem rückten Elektrolyseure und deren Dimensionierung sowie Regionalisierung stärker in den Fokus.

Während die Verbrauchssektoren Strom, Wärme und Mobilität immer mehr zusammenwachsen und miteinander gekoppelt werden, werden die bisherigen Energieinfrastrukturen für Strom, Erdgas und zukünftig auch Wasserstoff noch weitgehend getrennt von einander geplant. Auch wenn jede Infrastruktur in ihrer Struktur einzigartig ist und die Herausforderungen unterschiedlich und vielfältig sind, ist eine verstärkte Verzahnung der Netzplanungsprozesse notwendig. Die Systementwicklungsstrategie, welche zurzeit vom BMWK unter Beteiligung eines breiten Kreises an Stakeholdern entwickelt wird, ist ein erster Schritt zu einer integrierten Systementwicklung und ist daher im Hinblick auf eine abgestimmte Infrastrukturplanung zu begrüßen. Ziel der Systementwicklungsstrategie sollte die Festlegung wesentlicher Leitplanken für die nachgelagerten Netzplanungsprozesse sein. Dabei sollten die einzelnen Infrastrukturplanungsprozesse aufgrund von strukturellen Unterschieden zwischen den Infrastrukturen und der hohen Komplexität der Szenarienerstellung weiterhin einzeln von den Netzbetreibern durchgeführt werden. So kann die Transformation zu einem sektorübergreifend geplanten Energiesystem gelingen.

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

7.1 Onshore-Netz

Kapitel 7 gibt einen Überblick über die im Rahmen der Netzanalysen identifizierten Leitungs- und Anlagenmaßnahmen in den einzelnen Szenarien. Die nachfolgende Einleitung bezieht sich auf die Onshore-Maßnahmen des NEP 2037/2045 (2023). Auf die Offshore-Netzanbindungssysteme wird im Kapitel 7.2 gesondert eingegangen.

Im Folgenden werden in Kapitel 7.1.1 die Projekte und Maßnahmen des Startnetzes und in Kapitel 7.1.2 die des Zubaunetzes tabellarisch dargestellt¹⁷. Zusätzliche Interkonnektoren werden im zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) aufgenommen.

Zu den Startnetz-Projekten sowie zu den Zubaunetz-Projekten gibt es im Anhang zu diesem Bericht unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2037_2045_V2023_1_Entwurf_Teil2.pdf jeweils einen ausführlichen Steckbrief. Bei den Projekten und Maßnahmen des Zubaunetzes ist sowohl in Tabelle 34 als auch in den Steckbriefen im Anhang zusätzlich vermerkt, wenn diese im jeweils aktuellsten Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E enthalten sind oder einen Status als Project of Common Interest (PCI) der Europäischen Union haben.

In den Projektsteckbriefen im Anhang werden konkrete Angaben zur geplanten Technologie der jeweiligen Maßnahmen gemacht – einschließlich der Ausführung als Freileitung oder Erdkabel. In den nachfolgenden Tabellen gilt der Grundsatz, dass es sich bei Leitungsprojekten bzw. Maßnahmen mit dem Kürzel „DC“ um DC-Projekte bzw. -Maßnahmen handelt. Leitungsprojekte und Maßnahmen, die auf Projektebene das Kürzel „P“ und auf Maßnahmenebene das Kürzel „M“ tragen, werden dagegen in AC-Technologie ausgeführt. Ausnahmen stellen die Projekte 50HzT-P221, P313, P328, P329, P640, P678 sowie P679 dar. Hierbei handelt es sich um Interkonnektoren, die in DC-Technologie ausgeführt werden.

Gemäß § 12b Abs. 1 EnWG muss im NEP der Stand der Umsetzung des jeweils vorhergehenden NEP dargestellt werden. Zusätzlich ist nachfolgend in Tabelle 35 aufgeführt, welche Projekte und Maßnahmen seit dem NEP 2035 (2021) fertiggestellt wurden und somit Bestandteil des Ist-Netzes sind.

In den Tabellen werden die Namen der Übertragungsnetzbetreiber in der Spalte „ÜNB“ wie folgt abgekürzt: 50Hertz = 50HzT, Amprion = AMP, TenneT = TTG, TransnetBW = TNG. In der Spalte „NOVA-Kategorie“ werden für die jeweiligen NOVA-Kategorien Kürzel verwendet: NO = Netzoptimierung, NV = Netzverstärkung, NA = Netzausbau.

In der Spalte „Stand der Umsetzung“ ist vermerkt wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist. Grundlage hierfür war der Umsetzungsstand Anfang 2023.

In dieser Spalte wird unterschieden zwischen:

- 0: Noch keine Aktivität,
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren,
- 2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung,
- 3: Im Genehmigungsverfahren,
- 4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau,
- 5: Realisiert.

¹⁷ Projekte des NEP bestehen mindestens aus einer Maßnahme.

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Die anvisierten Inbetriebnahmen orientieren sich an der Eröffnungsbilanz Klimaschutz des Wirtschafts- und Klimaschutzministers Robert Habeck (Veröffentlichung: Januar 2022). Abweichungen davon sind über * kenntlich gemacht und werden in den jeweiligen Steckbriefen erläutert.

Die angegebenen anvisierten Inbetriebnahmejahre sind vom jeweiligen Genehmigungsverfahren und Projektverlauf abhängig. Sie beruhen auf planerischen Überlegungen, welche Maßnahmen zur Behebung von Engpässen im Zielnetz erforderlich sind. Bei neuen Maßnahmen ist in der Regel das Zieljahr der Szenarien angegeben, in denen der Bedarf ermittelt wurde. Der NEP muss nach § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 1 EnWG alle Netzausbaumaßnahmen enthalten, die in den nächsten drei Jahren ab Feststellung des Netzentwicklungsplans durch die Regulierungsbehörde für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Diese Angabe lässt sich im Folgenden der Spalte „anvisierte Inbetriebnahme“ entnehmen.

Der im sehr frühen planerischen Stadium der Netzplanung aufgestellte Zeitplan wird ggf. später noch den tatsächlichen Umständen der jeweiligen Planungs- und Genehmigungsverfahren anzupassen sein. Somit entsprechen die Angaben den aktuellen Zielsetzungen, können aber nicht als verbindlich angesehen werden.

Die Längenangaben der jeweiligen Maßnahmen beziehen sich auf die betroffenen Trassenkilometer und nicht auf die jeweiligen Stromkreislängen. Die Trassenlängen beschreiben bei Neubautrassen die notwendige Rauminanspruchnahme. So wird zum Beispiel bei einer Auflage von zwei Stromkreisen auf einem neuen Gestänge in einer neuen Trasse die Trassenlänge als Entfernung zwischen deren gemeinsamen Anfangs- und Endpunkt angegeben. Die anzugebende Stromkreislänge würde in diesem Fall das Zweifache der Trassenlänge betragen. Eine Beschreibung der Ermittlung der Längenangaben bei neuen AC- oder DC-Maßnahmen findet sich in Kapitel 5.1.

Da die BNetzA vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2037/2045 (2023) nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt, sondern zur Information zusammen mit verschiedenen horizontalen Punktmaßnahmen in einem gesonderten Begleitdokument zum NEP unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmassnahmen_2037_2045_V2023_1E.pdf zusammengefasst.

7.1.1 Startnetz NEP 2037 / 2045 (2023)

Tabelle 29: Startnetz 50Hertz NEP 2037 / 2045 (2023)

Startnetznummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG / BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-003	M50HzT-003a	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	L	BB	NA, NV	Ersatzneubau, Neubau in neuer Trasse		EnLAG Nr. 3	56	64	2024	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
	M50HzT-003c	2. Einschleifung Vierraden	L	BB	NV	Zu- / Umbeseilung		EnLAG Nr. 3		5	2024	3: Im Genehmigungsverfahren
50HzT-007	M50HzT-007	Neuenhagen – Wustermark	L	BB, BE	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau		EnLAG Nr. 11	14	61	2023	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
50HzT-035	M50HzT-035a	Netzanschluss PSW Leutenberg	L	TH	NA	Neubau in neuer Trasse			2		2028	0: Noch keine Aktivität

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG / BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-P34	M22a	Perleberg – Stendal / West – Wolmirstedt	L	BB, ST	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 39		101	2027*	3: Im Genehmigungsverfahren
	M22b	Parchim / Süd – Perleberg	L	BB, MV	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 39		37	2024	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
	M22c	Güstrow – Parchim / Süd	L	MV	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 39		53	2024	3: Im Genehmigungsverfahren
50HzT-P36	M21	Bertikow – Pasewalk	L	BB, MV	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 11		32	2024	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
	M21TR1	Netzkuppeltransformatoren Pasewalk	A	MV	NA			BBP Nr. 11			2024	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
50HzT-P37	M25a	Vieselbach – Landesgrenze Thüringen / Hessen	L	TH	NV	Zu- / Umbeseilung		BBP Nr. 12		87	2026	3: Im Genehmigungsverfahren
50HzT-P38	M27a	Pulgar – Geußnitz (Abschnitt Ost)	L	SN, ST	NV	Zu- / Umbeseilung		BBP Nr. 13		27	2024	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
	M27b	Geußnitz – Bad Sulza (Abschnitt Mitte)	L	ST, TH	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 13		41	2024	3: Im Genehmigungsverfahren
	M27c	Bad Sulza – Vieselbach (Abschnitt West)	L	TH	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 13		37	2024	3: Im Genehmigungsverfahren
50HzT-P39	M29a	Röhrsdorf – Weida (Abschnitt Ost)	L	SN, TH	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 14		66	2025	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
	M29b	Weida – Remptendorf (Abschnitt West)	L	TH	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 14		43	2025	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
50HzT-P128	M213	3. und 4. Querregeltransformator Vierraden	A	BB	NA		T				2025	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
50HzT-P150	M352a	Schraplau / Obhausen – Wolkramshausen	L	ST, TH	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 44		71	2028	3: Im Genehmigungsverfahren
	M463	Wolkramshausen – Vieselbach	L	TH	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 44		66	2027	3: Im Genehmigungsverfahren
50HzT-P180	M406	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (Kabel)	L	BE	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 87		28	2038	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
50HzT-P215	M692	380 / 220-kV-Netzkuppeltransformator Bentwisch	A	MV	NA						2026	3: Im Genehmigungsverfahren

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG / BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-P221	M460a	DC-Kabel Hansa PowerBridge (HPB)	L	AWZ/ Küs- ten- meer OST, MV	NA	Neubau in neuer Trasse	T	BBP Nr. 69	173,5		2029*	3: Im Genehmigungs- verfahren
50HzT-P252	M585	Umspannwerk Berlin/Südost	A	BB	NA						2025	3: Im Genehmigungs- verfahren
50HzT-P345	M556	Querregeltransformatoren inkl. Anlagenumstrukturierung UW Hamburg/Ost	A	HH	NA						2023	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
50HzT-P357	M566	Querregeltransformatoren inkl. Anlagenumstrukturierung UW Güstrow	A	MV	NA						2025	3: Im Genehmigungs- verfahren
50HzT-P358	M567	Netzkuppeltransformatoren Lauchstädt und Weida	A	ST, TH	NA						2025	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
50HzT-P360	M464	STATCOM Lauchstädt	A	ST	NA						2025- 2030	3: Im Genehmigungs- verfahren, 4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M464b	MSCDN Lauchstädt	A	ST	NA						2025- 2030	3: Im Genehmigungs- verfahren, 4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M595a	STATCOM Weida	A	TH	NA						2025- 2030	3: Im Genehmigungs- verfahren, 4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M595c1	STATCOM Ragow	A	BB	NA						2025- 2030	3: Im Genehmigungs- verfahren, 4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M595c2	Kompensations- spulen Ragow	A	BB	NA						2025- 2030	3: Im Genehmigungs- verfahren, 4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M685a	380-kV-Kompensationsspule Jessen/Nord	A	ST	NA						2025- 2030	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M685b	380-kV-Kompensationsspule Pulgar	A	SN	NA						2025- 2030	3: Im Genehmigungs- verfahren, 4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M685h	380-kV-Kompensationsspule Friedrichshain	A	BE	NA						2023	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Tabelle 30: Startnetz Amprion NEP 2037/2045 (2023)

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG /BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs- stand
									Ausbau	Bestand		
AMP-001	M001a	Wehrendorf – St. Hülfe	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 2		33	2023	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
AMP-009	M009a	Niederrhein – Punkt Wettringen	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 5		73	2025	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M009aKabel	Niederrhein – Punkt Wettringen (Kabel)	L	NW	NV	Neubau in neuer Trasse		EnLAG Nr. 5	12		2023	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M009b	Punkt Wettringen – Punkt Meppen	L	NI, NW	NA	Neubau in neuer Trasse	T	EnLAG Nr. 5	65		2027	3: Im Genehmigungsverfahren
AMP-010	M010f	Lüstringen – Wehrendorf	L	NI	NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 16, 18		21	2028	3: Im Genehmigungsverfahren
	M010g	Lüstringen – Hesseln	L	NI, NW	NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 16, 18		29	2027	3: Im Genehmigungsverfahren
AMP-014	M014a	Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 14, 15		7	2022	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M014b	Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	L	NW	NV	Zu-/Umbeseilung		EnLAG Nr. 14, 15		7	2024	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M014c	Utfort – Punkt Hüls-West	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 14, 15		14	2024	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M014d	Osterath – Gohrpunkt	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 14, 15		20	2024	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M014f	Utfort – Osterath	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		EnLAG Nr. 14, 15		50	2024	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M014g	Punkt Birkenhof – Gellep	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 14, 15		2	2025*	3: Im Genehmigungsverfahren
AMP-018	M018a	Rommerskirchen – Sechtem	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 15		38	2024	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
AMP-P21	M51b2	Regelzonengrenze TTG/AMP – Merzen	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 6	29,1		2027	3: Im Genehmigungsverfahren
AMP-022	M022a	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 19		21	2025	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M022b	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	L	NW, RP	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 19		105	2026	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
AMP-032	M032a	Niederrhein – Utfort	L	NW	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau		EnLAG Nr. 14	10	11	2026	3: Im Genehmigungsverfahren
AMP-034	M034Q4	Büscherhof	A	NW	NA						2024	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG / BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs- stand
									Ausbau	Bestand		
AMP-P41	M57	Punkt Metternich – Niederstedem	L	RP	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 15		105	2025*	4: Genehmigt/ in Bauvorberei- tung/im Bau
AMP-P47	M60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	L	BW, HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau, Neu- bau in neuer Trasse		BBP Nr. 19	6	60	2025	3: Im Genehmi- gungsverfahren
AMP-P47a	M64	Punkt Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		BBP Nr. 76		11	2024	4: Genehmigt/ in Bauvorberei- tung/im Bau
AMP-P52	M95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	L	BW, BY	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 25		88	2026*	3: Im Genehmi- gungsverfahren
AMP-P154	M356a	380 / 220-kV-Trans- formator Siegburg	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau				1	2023	4: Genehmigt/ in Bauvorberei- tung/im Bau
AMP-P159	M62	Bürstadt – BASF	L	HE, RP	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		BBP Nr. 67		13	2029	3: Im Genehmi- gungsverfahren
AMP-P310	M485	Bürstadt – Kühmoos	L	BW, HE, RP	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau				285	2028	3: Im Genehmi- gungsverfahren, 4: Genehmigt/ in Bauvorberei- tung/im Bau
AMP-P346	M557	Querregeltrans- formator (PST) Hanekenfähr	A	NI	NA						2024	4: Genehmigt/ in Bauvorberei- tung/im Bau
AMP-P347	M558	Querregeltrans- formator (PST) Oberzier	A	NW	NA						2024	4: Genehmigt/ in Bauvorberei- tung/im Bau
AMP-P412	M412a	Q-Kompensations- anlagen Phasen- schieber Amprion	A	NW	NA						2028	3: Im Genehmi- gungsverfahren
	M412b	Q-Kompensations- anlagen STATCOM Amprion	A	NI, NW	NA						2023 – 2024	3: Im Genehmi- gungsverfahren
	M412c	Q-Kompensations- anlagen Drossel Amprion	A	HE	NA						2023	3: Im Genehmi- gungsverfahren
	M412d	Q-Kompensations- anlagen MSCDN Amprion	A	NW	NA						2023	3: Im Genehmi- gungsverfahren
	M412e	Stationäre spannungshebende Q-Kompensations- anlagen	A	NW	NA						2024	3: Im Genehmi- gungsverfahren
	M412f	Stationäre spannungssenkende Q-Kompensations- anlagen	A	BY, RP, SL	NA						2023 – 2027	3: Im Genehmi- gungsverfahren
	M412g	Regelbare Q-Kom- pensationsanlagen	A	BW, HE, NI, NW	NA						2023 – 2028	3: Im Genehmi- gungsverfahren
AMP-P460	M687	Büscherhof – Umbeseilung und Schaltfelderweite- rung	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung				3	2027*	4: Genehmigt/ in Bauvorberei- tung/im Bau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Tabelle 31: Startnetz TenneT NEP 2037 / 2045 (2023)

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG /BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-006	M-TTG-006	Wahle – Mecklar	L	HE, NI	NA	Neubau in neuer Trasse	T	EnLAG Nr. 6	221		2022, 2024	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau, 5: Realisiert
TTG-007	M-TTG-007a	Dörpen / West – Niederrhein (Punkt Meppen)	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse	T	EnLAG Nr. 5	31		2027	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau, 5: Realisiert
TTG-009	M-TTG-009a	Ganderkesee – St. Hülfe	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse	T	EnLAG Nr. 2	61		2023	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau, 5: Realisiert
TTG-018	M590c	MSCDN Etzenricht	A	BY	NA						2023	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau
	M590f	MSCDN Schwane- wede / Hagen im Bremischen	A	NI	NA						2023	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau
	M590i	MSCDN Mechlenreuth	A	BY	NA						2025	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau
	M591e	Spule Hattorf	A	NI	NA						2025	3: Im Genehmi- gungsverfahren
	M591f	Spulen Landesbergen	A	NI	NA						2024	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau
	M592a	STATCOM GFC Landesbergen	A	NI	NA						2024	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau
	M592b	STATCOM GFC mit Supercap Mehrum / Nord	A	NW	NA						2024	3: Im Genehmi- gungsverfahren
	M592c	STATCOM GFC Eickum	A	NW	NA						2024	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau
	M592e	STATCOM Würgau	A	BY	NA						2025	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau
	M592m	rot. Phasenschieber (Supercap) Würgassen	A	NI	NA						2024	3: Im Genehmi- gungsverfahren
	M592n	rot. Phasenschieber (Supercap) Großkrotzenburg	A	HE	NA						2026	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau
	M593d	Spule Dollern	A	NI	NA						2024	3: Im Genehmi- gungsverfahren
	M593g	Spulen Eickum	A	NW	NA						2023	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau
	MTTG- 018Q29	Spule Altheim	A	BY	NA						2023	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau
TTG-019	MTTG- 019SA1	Schaltanlage Unterweser	A	NI	NA						2026	4: Genehmigt / in Bauvorberei- tung/im Bau

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG / BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-P21	M51a	Conneforde – Garrel / Ost – Cappeln / West	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau	T	BBP Nr. 6		75	2026	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
	M51b1	Cappeln / West – Regelzongrenze TTG / AMP	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse	T	BBP Nr. 6	19		2027	3: Im Genehmigungsverfahren
	M559	Querregeltransformatoren (PST) Wilster / West – Stade / West (Krempermarsch)	A	SH	NA						2023	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
TTG-P24	M71b	Dollern – Sottrum	L	NI	NV	Ersatzneubau	T	BBP Nr. 7		57	2026	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
	M72	Sottrum – Mehringen (Grafschaft Hoya)	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau	T	BBP Nr. 7		42	2026	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
	M73	Mehringen (Grafschaft Hoya) – Landesbergen	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau	T	BBP Nr. 7		45	2026	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
TTG-P25	M45	Klixbüll / Süd – Bundesgrenze DK	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse	P, T	BBP Nr. 8	16		2024*	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
TTG-P33	M24a1	Wahle – Hattorf – Helmstedt / Ost – Landesgrenze NI / ST (Mast 6)	L	NI	NA, NV	Zu- / Umbeseilung		BBP Nr. 10		65	2025	3: Im Genehmigungsverfahren
TTG-P37	M25b	Landesgrenze Thüringen / Hessen – Mecklar	L	HE	NA, NV	Zu- / Umbeseilung		BBP Nr. 12		43	2026	3: Im Genehmigungsverfahren
TTG-P46	M56	Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf (Ostbayererring)	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 18		182	2022, 2025	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau, 5: Realisiert
TTG-P48	M38a1	Grafenrheinfeld – Punkt Rittershausen	L	BY	NV	Zu- / Umbeseilung		BBP Nr. 20		50	2025	3: Im Genehmigungsverfahren
TTG-P67	M102	Simbach – Matzenhof – Bundesgrenze AT	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau	P, T	BBP Nr. 32		13	2023, 2024	4: Genehmigt / in Bauvorbereitung / im Bau
	M103a	Altheim – Adlkofen	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau	P, T	BBP Nr. 32		7	2026	3: Im Genehmigungsverfahren
	M103b	Adlkofen – Matzenhof	L	BY	NV	Ersatzneubau	P, T	BBP Nr. 32		66	2026	3: Im Genehmigungsverfahren
TTG-P72	M351	Abzweig Göhl	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse	T	BBP Nr. 42	40		2027	3: Im Genehmigungsverfahren
	M49	Lübeck / West – Siems	L	SH	NA, NV	Ersatzneubau	T	BBP Nr. 42		14	2026	3: Im Genehmigungsverfahren
	M50	Ulzburg – Lübeck / West	L	SH	NA, NV	Ersatzneubau, Neubau in neuer Trasse	T	BBP Nr. 42	5	46	2025	3: Im Genehmigungsverfahren

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG / BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-P118	M207	Borken – Mecklar	L	HE	NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 43		41	2023	4: Genehmigt/ in Bauvorberei- tung/im Bau
TTG-P151	M353	Borken – Twistetal	L	HE	NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 45		43	2023	4: Genehmigt/ in Bauvorberei- tung/im Bau
TTG-P157	M359	Conneforde	A	NI	NV						2023	4: Genehmigt/ in Bauvorberei- tung/im Bau
TTG-P371	M773	Erhöhung der Kurz- schlussfestigkeit in Bergheinfeld/West	A	BY	NA						2026	0: Noch keine Aktivität
	M774	Erhöhung der Kurz- schlussfestigkeit in Großkrotzenburg	A	HE	NA						2025	0: Noch keine Aktivität
	M789	Erhöhung der Kurz- schlussfestigkeit in Borken	A	NW	NA						2025	0: Noch keine Aktivität
	M791	Erhöhung der Kurz- schlussfestigkeit in Karben	A	HE	NA						2025	0: Noch keine Aktivität
	M792	Erhöhung der Kurz- schlussfestigkeit in Mecklar	A	HE	NA						2025	0: Noch keine Aktivität
	M793	Erhöhung der Kurz- schlussfestigkeit in Dollern	A	NI	NA						2028	0: Noch keine Aktivität
	M794	Erhöhung der Kurz- schlussfestigkeit in Diele	A	NI	NA						2028	0: Noch keine Aktivität
	M795	Erhöhung der Kurz- schlussfestigkeit in Conneforde	A	NI	NA						2028	0: Noch keine Aktivität
	M796	Erhöhung der Kurz- schlussfestigkeit in Mehrum/Nord	A	HE	NA						2030	0: Noch keine Aktivität

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Tabelle 32: Startnetz TransnetBW NEP 2037 / 2045 (2023)

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG / BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umstellungsstand
									Ausbau	Bestand		
TNG-P47	M31	Weinheim – Daxlanden	L	BW	NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		BBP Nr. 19		76	2031	3: Im Genehmigungsverfahren
	M32	Weinheim – Mannheim (G380)	L	BW	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 19		17	2031	3: Im Genehmigungsverfahren
	M33	Mannheim (G380) – Altlußheim	L	BW	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 19		23	2031	3: Im Genehmigungsverfahren
	M34	Altlußheim – Daxlanden	L	BW	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 19		42	2031	3: Im Genehmigungsverfahren
TNG-P48	M38a2	Punkt Rittershausen – Kupferzell	L	BW	NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 20		51	2026	3: Im Genehmigungsverfahren
	M39	Kupferzell – Großgartach	L	BW	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 20		48	2026	3: Im Genehmigungsverfahren
TNG-P49	M41a	Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten	L	BW	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 21		121	2029	3: Im Genehmigungsverfahren, 4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
TNG-P50	M366SA1	UW Pulverdingen	A	BW	NA						2033	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
TNG-P70	M106	Birkenfeld – Mast 115A	L	BW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 35	11,5	3	2024*	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
TNG-P90	M17g2	MSCDN Kupferzell	A	BW	NA						2026	3: Im Genehmigungsverfahren
	M17g8	MSCDN Pulverdingen	A	BW	NA						2025	3: Im Genehmigungsverfahren
	M17i1	Spule Daxlanden	A	BW	NA						2029	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M17i2	Spule Eichstetten	A	BW	NA						2025	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M17i6	Spule Pulverdingen	A	BW	NA						2023	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
	M17i8	Spule Weinheim	A	BW	NA						2025	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
TNG-P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze [FR]	L	BW	NA, NV	Ersatzneubau	T	BBP Nr. 72		18	2027*	3: Im Genehmigungsverfahren
TNG-P350	M561	PST Pulverdingen	A	BW	NA						2025	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
TNG-P428	M700	UW Kühmoos	A	BW	NA						2032	4: Genehmigt/ in Bauvorbereitung/im Bau
TNG-P430	M646	Netzbooster Pilotanlage Kupferzell	A	BW	NA						2025	3: Im Genehmigungsverfahren

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Tabelle 33: Startnetz DC-Maßnahmen NEP 2037 / 2045 (2023)

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG /BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
DC1	DC1	Emden/Ost – Osterath	L	NI, NW	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	P, T	BBP Nr. 1	298		2027	3: Im Genehmigungsverfahren
DC2	DC2a	Osterath – Philippsburg (Ultraset), Abschnitte Amprion	L	BW, HE, NW, RP	NV	Zu-/Umbeseilung	P, T	BBP Nr. 2		299	2026	3: Im Genehmigungsverfahren
	DC2b	Osterath – Philippsburg (Ultraset), Abschnitte TransnetBW	L	BW	NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau, Parallelneubau	P, T	BBP Nr. 2		43	2026	3: Im Genehmigungsverfahren
DC3	DC3	Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink)	L	BW, BY, HE, NI, SH, TH	NA	Neubau in neuer Trasse	P, T	BBP Nr. 3	694		2028	3: Im Genehmigungsverfahren
DC4	DC4	Wilster/West – Bergrheinfeld/West (SuedLink)	L	BY, HE, NI, SH, TH	NA	Neubau in neuer Trasse	P, T	BBP Nr. 4	540		2028	3: Im Genehmigungsverfahren
DC5	DC5	Wolmirstedt – Isar	L	BY, SN, ST, TH	NA	Leerrohrrichtung 2 Adern, Neubau in neuer Trasse	P, T	BBP Nr. 5	539		2027	3: Im Genehmigungsverfahren
DC20	DC20	Gemeinden Klein Rogahn/ Stralendorf/ Warsow/ Holthusen/ Schossin – Isar	L	BB, BY, MV, NI, SN, ST, TH	NA, NV	Leerrohrrichtung (2pol Adern), Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 5a	220	539	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: Im Genehmigungsverfahren

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

7.1.2 Zubaunetz NEP 2037 / 2045 (2023)

Tabelle 34: Erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien B 2037, A 2045, B 2045 und C 2045 gemäß Kapitel 5.2.5

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage		Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP / PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
			ÜNB					A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		Ausbau	Bestand		
DC21	DC21b	Wilhelmshaven / Landkreis Friesland – Lippetal / Welfer / Hamm	L	AMP	NI, NW	49	P, T	x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse, Leerrohrerrichtung 3 Adern	270		2032*	2: Im Raumordnungsverfahren / Bundesfachplanung
DC25	DC25	Heide / West – Polsum	L	AMP	NI, NW, SH	48	P, T	x		x	x	x	NA	Leerrohrerrichtung 3 Adern, Neubau in neuer Trasse	440		2032*	2: Im Raumordnungsverfahren / Bundesfachplanung
DC31	DC31	Gemeinden Hemmingstedt / Lieth / Lohe-Rickelsdorf / Wöhrden – Gemeinden Klein Rogahn / Stralendorf / Warsow / Holthusen / Schossin	L	50HzT, TTG	MV, SH	81		x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter), Leerrohrerrichtung 3 Adern	212		2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC32	DC32	Suchraum Pöschendorf – Gemeinden Klein Rogahn / Stralendorf / Warsow / Holthusen / Schossin	L	50HzT, TTG	MV, SH			x		x	x	x	NV	Leerrohrnutzung (inkl. Leerrohr für metallischen Rückleiter)	170		2037	0: Noch keine Aktivität
DC34	DC34	Ovelgönne / Rastede / Wiefelstede / Westerstede – Bürstadt	L	AMP	HE, NI, NW	82		x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter), Leerrohrerrichtung 3 Adern	523		2033*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	DC34 Konv1	MT-Konverter und DC-Hub Suchraum Ovelgönne / Rastede / Wiefelstede / Westerstede	A	AMP, TTG	NI			x		x	x	x	NA				2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
DC35	DC35	Ovelgönne / Rastede / Wiefelstede / Westerstede – Marxheim	L	AMP	HE, NI, NW			x		x	x	x	NA, NV	Leerrohrnutzung (inkl. Leerrohr für metallischen Rückleiter)	461		2037	0: Noch keine Aktivität
DC40	DC40	Suchraum Nüttermoor – Streumen	L	50HzT, TTG	NI, SN, ST			x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	594		2037	0: Noch keine Aktivität
DC41	DC41	Suchraum Alfstedt – Obrigheim	L	TTG, TNG	BW, BY, HE, NI, TH			x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	607		2037	0: Noch keine Aktivität
DC42	DC42	Ämter Büchen / Breitenfelde / Schwarzenbek-Land – südlicher Landkreis Böblingen	L	50HzT, TNG	BW, BY, HE, NI, SH			x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	737		2037	0: Noch keine Aktivität

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP / PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045					
															Ausbau	Bestand		
P22	M80	Elsfleth / West – Hunte-Ochtum – Ganderkesee	L	TTG	NI	55		x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		29	2031	2: Im Raumordnungsverfahren / Bundesfachplanung
	M82	Conneforde – Unterweser	L	TTG	NI	54		x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		32	2028*	3: Im Genehmigungsverfahren
P23	M20	Dollern – Alfstedt – Schwanewede / Hagen im Bremischen – Elsfleth / West	L	TTG	HB, NI	38	T	x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		100	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel	L	TTG	SH	50		x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		3	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M76	Büttel – Wilster / West	L	TTG	SH	50		x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		8	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M89	Wilster / West – Suchraum Grevenkop – Stade / West	L	TTG	SH	50		x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		44	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P27	M52	Punkt Lemförde – Ohlensehlen	L	AMP, TTG	NI			x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		42	2037	0: Noch keine Aktivität
P33	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt / Ost – Bleckenstedt / Süd	L	50HzT, TTG	NI, ST	10		x		x	x	x	NV	Parallelneubau		113	2029 (50HzT) / 2029, 2032 (TTG)	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren, 3: Im Genehmigungsverfahren
P43	M74a	Mecklar – Dipperz	L	TTG	HE	17	T	x		x	x	x	NV	Parallelneubau		50	2031	2: Im Raumordnungsverfahren / Bundesfachplanung
P43	M74b	Dipperz – Berg Rheinfeld / West	L	TTG	BY, HE	17	T	x		x	x	x	NA, NV	Neubau in neuer Trasse	80		2031	2: Im Raumordnungsverfahren / Bundesfachplanung
P50	M852	Ersatzneubau Pulverdingen – Hochberg – Oberjettingen	L	TNG	BW			x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		46	2037	0: Noch keine Aktivität
	M853	Ersatzneubau Oberjettingen – Engstlatt	L	TNG	BW			x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		34	2037	0: Noch keine Aktivität
P51	M37	Großgartach – Endersbach	L	TNG	BW	22		x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau, Parallelneubau, Zu-/Umbeseilung		27	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P52	M94a	Herbertingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermooweiler	L	AMP, TNG	BW		T	x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		60	2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M94b	Punkt Neuravensburg – Bundesgrenze (AT)	L	AMP, TNG	BW, BY	40	T	x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		7	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage		ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs-stand	
									A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P53	M54	Raitersaich /West – Altdorf b. Nürnberg/ Winkelhaid	L	TTG	BY	41			x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		41	2030	3: Im Genehmi-gungsverfahren	
	M350	Altdorf b. Nürn-berg /Winkelhaid – Sittling – Stadt Rottenburg/ Gemeinde Neufahrn – Altheim	L	TTG	BY	41			x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		103	2029	3: Im Genehmi-gungsverfahren	
P71	M46	Audorf/Süd – Kiel/neu	L	TTG	SH				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		19	2037	0: Noch keine Aktivität	
	M47	Kiel/neu – Suchraum Trent – Göhl/West	L	TTG	SH				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	85		2037	0: Noch keine Aktivität	
P84	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	L	50HzT	HH	51			x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		31	2022*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren	
	M368 mod	Hamburg/Ost – Suchraum der Ämter Büchen/ Breitenfelde/ Schwarzenbek-Land	L	50HzT	HH, SH	51			x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	35		2031*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren	
P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze DE/AT	L	TTG	BY	32	T		x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		39	2030	2: Im Raumord-nungsverfah-ren/Bundes-fachplanung	
	M212	Abzweig Pirach	L	TTG	BY	32	T		x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		24	2030	2: Im Raumord-nungsverfah-ren/Bundes-fachplanung	
P113	M779	Ämter Büchen/ Breitenfelde/ Schwarzenbek-Land – Punkt Geesthacht/ Amt Lütau/ Lauenburg/Elbe	L	TTG	SH				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	24		2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren	
	M777	Punkt Geesthacht/ Amt Lütau/ Lauenburg/Elbe – Lüneburg/ Samtgemeinde Gellersen/ Samtgemeinde Ilmenau – Stadorf	L	TTG	NI, SH	58			x		x	x	x	NA, NV	Parallelneubau		54	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren	
	M778	Stadorf – Wahle	L	TTG	NI	58			x		x	x	x	NA, NV	Parallelneubau		86	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren	
P116	M206	Dollern – Samtgemeinde Sottrum – Wechold – Punkt Landesbergen (Steyerberg)	L	TTG	NI	57			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		118	2033	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren	
	M494	Punkt Landesber-gen (Steyerberg) – Ovenstädt	L	TTG	NI, NW	57			x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		20	2033	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren	

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs-stand	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P119	M90	Conneforde – Suchraum Rastede – Elsfleth /West mit Anschluss Huntorf	L	TTG	NI	56			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		33	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M535	Elsfleth /West – Stadtbezirke Bremen-West/Mitte – Samtgemeinde Sottrum	L	TTG	HB, NI	56			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		86	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
P124	M209a	Wolmirstedt – Klostermansfeld	L	50HzT	ST	60			x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		117	2026*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M209b	Klostermansfeld – Schraplau / Obhausen – Lauchstädt	L	50HzT	ST	60			x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		39	2027*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
P133	M253	Borken – Gießen /Nord	L	TTG	HE	65			x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		73	2031	3: Im Genehmi-gungsverfahren
P135	M255	Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen	L	TTG	NW	57			x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		60	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
P161	M91	Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach	L	AMP, TTG	HE	66			x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		24	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
P170	M380	Uchtelfangen – Ensdorf – Bundesgrenze	L	AMP	SL	97	T		x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		34	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
P171	M381	Hanekenfähr – Merzen	L	AMP	NI				x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		36	2035	0: Noch keine Aktivität
P175	M385	Wilhelmshaven 2 – Fedderwarden	L	TTG	NI	73			x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	15		2027	3: Im Genehmi-gungsverfahren
	M466	Wilhelmshaven 2 – Conneforde	L	TTG	NI	73			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		36	2029	3: Im Genehmi-gungsverfahren
P200	M425	Punkt Blatzheim – Oberzier	L	AMP	NW	74			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		16	2027	3: Im Genehmi-gungsverfahren
P203	M429	Suchraum Drensteinfurt – Gersteinwerk	L	AMP	NW				x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		18	2033	0: Noch keine Aktivität
P204	M430	Kühmoos – Waldshut-Tiengen – Bundesgrenze (CH)	L	AMP	BW	99	T		x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau, Zu-/Umbeseilung		35	2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
P206	M417	Herbertingen – Waldshut-Tiengen – Waldshut-Tiengen / Weilheim mit Abzweig Pfullendorf /Wald und Abzweig Beuren	L	AMP, TNG	BW	23			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau, Neubau in neuer Trasse	3	140	2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
P211	M434	Gießen /Nord – Karben	L	TTG	HE	65			x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		51	2031	3: Im Genehmi-gungsverfahren

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage		Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs- stand	
			ÜNB	A 2037				B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand			
P212	M797	Landesbergen – Grohnde	L	TTG	NI	88			x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		73	2035	0: Noch keine Aktivität
	M435	Grohnde – Vörden – Würgassen	L	TTG	NI, NW	88			x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		57	2035	0: Noch keine Aktivität
	M472	Würgassen – Sandershausen/Ost – Bergshausen	L	TTG	HE, NW	88			x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		57	2035	0: Noch keine Aktivität
	M473	Bergshausen – Borken	L	TTG	HE	88			x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		30	2035	0: Noch keine Aktivität
P214	M214	Netzverstärkung Gemeinden Sanitz/ Gnewitz/ Dettmannsdorf/ Stadt Marlow – Lüdershagen – Gemeinden Brünzow/Kemnitz – Lubmin	L	50HzT	MV				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		101	2037	0: Noch keine Aktivität
P215	M454	Güstrow – Bentwisch – Suchraum Gemeinden Sanitz/Gnewitz/ Dettmannsdorf/ Stadt Marlow	L	50HzT	MV	52			x		x	x	x	NV	Parallelneubau, Ersatzneubau		56	2029	3: Im Genehmi- gungsverfahren
P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/Krusenfelde/ Krien/ Spantekow/ Werder/Bartow	L	50HzT	MV	53			x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		90	2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	M523	Iven/Krusen- felde/Krien/ Spantekow/ Werder/Bartow – Pasewalk/Nord – Pasewalk	L	50HzT	BB, MV	53			x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		62	2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
P221	M461a	DC-Kabel Hansa PowerBridge 2	L	50HzT	AWZ/ Küs- ten- meer OST, MV	83	T		x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	138,5		2035	0: Noch keine Aktivität
P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen	L	TTG	BY	47			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		47	2029	3: Im Genehmi- gungsverfahren
P223	M462a	Güstrow – Wessin – Görries – Gemein- den Klein Rogahn/ Stralendorf/ Warsow/Holthu- sen/Schossin – Ämter Büchen/ Breitenfelde/ Schwarzenbek- Land – Krümmel	L	50HzT	MV, SH	85			x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		160	2027	0: Noch keine Aktivität

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs- stand	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P224	M224a	3. und 4. System Ämter Büchen/ Breitenfelde/ Schwarzenbek- Land – Gemeinden Klein Rogahn/ Stralendorf/ Warsow/Holthu- sen/Schossin – Güstrow	L	50HzT	MV, SH				x		x	x	x	NV	Parallelneubau		139	2037	0: Noch keine Aktivität
P225	M464a	Altheim – Isar mit Kreuzung Adlkofen	L	TTG	BY	77			x		x	x	x	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Parallel- neubau	8	2	2029	3: Im Genehmi- gungsverfahren
P227	M468a	Lübeck/West – Ämter Büchen/ Breitenfelde/ Schwarzenbek- Land	L	TTG	SH	84			x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	52		2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
P228	M469a	Landesbergen – Lehrte – Mehrum/Nord	L	TTG	NI	59			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		98	2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	M799	Mehrum/Nord – Liedingen	L	TTG	NI				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		28	2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	M800	Liedingen – Bleckenstedt/Süd	L	TTG	NI				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		12	2025	3: Im Genehmi- gungsverfahren
P230	M802	Dipperz – Elm – Somborn – Großkrotzenburg	L	TTG	HE				x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		89	2037	0: Noch keine Aktivität
P252	M534a	(Marzahn -) Punkt Biesdorf/Süd – Wuhlheide	L	50HzT	BE	87			x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		4	2032	0: Noch keine Aktivität
P302	M511	Höpfingen – Hüffenhardt	L	TNG	BW	68			x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		46	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
P303	M513	Großgartach – Hüffenhardt (ad-hoc)	L	TNG	BW				x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		19	2030	0: Noch keine Aktivität
	M857	Ersatzneubau Großgartach – Hüffenhardt	L	TNG	BW				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		19	2037	0: Noch keine Aktivität
P304	M514	Kupferzell – Golds- höfe 1 (ad-hoc)	L	TNG	BW				x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		55	2030	0: Noch keine Aktivität
	M850	Kupferzell – Goldshöfe 2	L	TNG	BW				x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		55	2037	0: Noch keine Aktivität
P305	M515	Niederstotzingen – Dellmensingen	L	TNG	BW				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		41	2037	0: Noch keine Aktivität
	M517	Rotensohl – Niederstotzingen	L	TNG	BW				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		26	2037	0: Noch keine Aktivität
	M851	Goldshöfe – Rotensohl	L	TNG	BW				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		20	2037	0: Noch keine Aktivität
P309	M484	Bürstadt – Rheinau – Hoheneck	L	AMP	BW, HE				x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		112	2030	0: Noch keine Aktivität

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP / PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P311	M486	Weißenthurm – Bürstadt	L	AMP	HE, RP				x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		124	2037	0: Noch keine Aktivität
P313	M488	Raum Dahlem – Bundesgrenze (BE)	L	AMP	NW	95	T		x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse (1GW ohne MR)	20		2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P314	M489	Querregeltransformatoren (PST) im Saarland	A	AMP	SL				x		x	x	x	NA				2031	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P315	M491	Hanekenfähr – Gronau	L	AMP	NI, NW	63			x		x	x	x	NA, NV	Parallelneubau, Ersatzneubau		94	2033*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P328	M534	Fedderwarden – Großbritannien	L	TTG	NI	70	T		x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse (mit metallischem Rückleiter)	200		2028	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
P353	M532	Querregeltransformatoren (PST) Abzweig Waldeck (ehemals Twistetal)	A	TTG	HE				x		x	x	x	NA				2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P359	M571	Stendal/West – Wolmirstedt	L	50HzT	ST	60			x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		37	2029*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P360	M595b1	STATCOM Röhrsdorf	A	50HzT	SN				x		x	x	x	NA				2025–2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595b2	MSCDN Röhrsdorf	A	50HzT	SN				x		x	x	x	NA				2025–2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595d	STATCOM Siedenbrünzow	A	50HzT	MV				x		x	x	x	NA				2025–2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595e	STATCOM Suchraum Gemeinden Brünzow/Kemnitz/Siedenbrünzow	A	50HzT	MV				x		x	x	x	NA				2025–2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595f	Rotierender Phasenschieber Neuenhagen	A	50HzT	BB				x		x	x	x	NA				2025–2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M595g	STATCOM Malchow	A	50HzT	BE				x		x	x	x	NA				2030	2: Im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung
	M595h	STATCOM Remptendorf	A	50HzT	TH				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität
	M595i	STATCOM Streumen	A	50HzT	SN				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität
	M595j	STATCOM Iven	A	50HzT	MV				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs-stand	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P360	M595k	STATCOM Suchraum Gemeinde Osterburg	A	50HzT	ST				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität
	M595l1	STATCOM Eula	A	50HzT	SN				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität
	M595l2	Kompensations-spule Eula	A	50HzT	SN				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität
	M595m	STATCOM Suchraum Gemeinde Ebenheim	A	50HzT	TH				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität
	M595n	STATCOM Suchraum Gemeinde Schwanebeck	A	50HzT	ST				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität
	M595o1	Rotierender Phasenschieber Reuter	A	50HzT	BE				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität
	M595o2	Kompensations-spule Reuter	A	50HzT	BE				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität
	M595p	STATCOM Wolframshausen	A	50HzT	TH				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität
	M595q1	STATCOM Preilack	A	50HzT	BB				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität
	M595q2	Kompensations-spule Preilack	A	50HzT	BB				x		x	x	x	NA				2035	0: Noch keine Aktivität
	M605a	STATCOM – D81 (Mecklenburg-Vorpommern)	A	50HzT	MV				x		x	x	x	NA				2035–2040	0: Noch keine Aktivität
	M605b	STATCOM – D83 (Brandenburg)	A	50HzT	BB				x		x	x	x	NA				2035–2040	0: Noch keine Aktivität
	M605c	STATCOM – D87 (Thüringen)	A	50HzT	TH				x		x	x	x	NA				2035–2040	0: Noch keine Aktivität
	M685c	380-kV-Kompensa-tionsspule Altdöbern	A	50HzT	BB				x		x	x	x	NA				2025–2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M685d	380-kV-Kompen-sationsspule Putlitz/Süd	A	50HzT	BB				x		x	x	x	NA				2025–2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M685e	380-kV-Kompen-sationsspulen Altentreptow/Süd	A	50HzT	MV				x		x	x	x	NA				2025–2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M685f	380-kV-Kompensa-tionsspule Suchraum Gemeinden Schraplau/Obhausen	A	50HzT	ST				x		x	x	x	NA				2025–2030	3: Im Genehmi-gungsverfahren
	M685g	380-kV-Kompen-sationsspule Beetzsee/Nord	A	50HzT	BB				x		x	x	x	NA				2024	3: Im Genehmi-gungsverfahren

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs- stand	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P360	M686	30-kV-Kompensationsspulen Regelzone 50HzT	A	50HzT	BB, BE, HH, MV, SN, ST, TH				x		x	x	x	NA			2025– 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren, 3: Im Genehmigungs- verfahren, 4: Genehmigt/in Bauvorberei- tung/im Bau	
	M695a	Kompensations- spulen – D81 (Mecklenburg- Vorpommern)	A	50HzT	MV				x		x	x	x	NA			2030– 2035	0: Noch keine Aktivität	
	M695b	Kompensations- spulen – D82 (Hamburg)	A	50HzT	HH				x		x	x	x	NA			2030– 2035	0: Noch keine Aktivität	
	M695c	Kompensations- spulen – D87 (Thüringen)	A	50HzT	TH				x		x	x	x	NA			2030– 2035	0: Noch keine Aktivität	
	M752	Erweiterung 1. MSCDN und Errichtung 2. MSCDN Altenfeld	A	50HzT	TH				x		x	x	x	NA			2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren	
	M801	Automatisch regelbare Blind- leistungskompensation in der 50HzT Regelzone	A	50HzT	BB, BE, MV, SN, ST, TH				x		x	x	x	NA			2035	0: Noch keine Aktivität	
	M876	Kompensations- spule Grüntal/ Finow	A	50HzT	BB				x		x	x	x	NA			2030– 2035	0: Noch keine Aktivität	
P365	M583	Netzbooster Pilotanlage Audorf/Süd – Ottenhofen	A	TTG	BY, SH				x		x	x	x	NA			2025	3: Im Genehmi- gungsverfahren	
P367	M714	Emden/Ost – Eemshaven (Grenze DE/NL)	L	TTG	NI	86	T		x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	26	2034	0: Noch keine Aktivität	
	M716	PST in Emden/Ost	A	TTG	NI	86			x		x	x	x	NA			2034	0: Noch keine Aktivität	
P400	M590a	MSCDN Klixbüll/Süd	A	TTG	SH				x		x	x	x	NA			2022– 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren	
	M590b	MSCDN Grohnde	A	TTG	NI				x		x	x	x	NA			2022– 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren	
	M590d	MSCDN Heide/West	A	TTG	SH				x		x	x	x	NA			2022– 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren	
	M590e	MSCDN Audorf/Süd	A	TTG	SH				x		x	x	x	NA			2022– 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren	
	M590g	MSCDN Dipperz	A	TTG	HE				x		x	x	x	NA			2022– 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren	

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs-stand	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P400	M590h	MSCDN Würgau	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M590j	MSCDN Simbach	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M590k	MSCDN Pirach	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M590l	MSCDN Handewitt	A	TTG	SH				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M590m	MSCDN Elsfleth /West	A	TTG	NI				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M590n	MSCDN Wilster /West	A	TTG	SH				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M591m	Spule Irsching	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M591o	Spule Ohlensehlen	A	TTG	NI				x		x	x	x	NA				2022–2035	0: Noch keine Aktivität
	M591p	Spule Kriegenbrunn	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022–2035	0: Noch keine Aktivität
	M592d	STATCOM Raitersaich	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M592f	STATCOM Ottenhofen	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M592g	STATCOM Sittling	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M592h	STATCOM Dipperz	A	TTG	HE				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M592i	STATCOM Stadorf	A	TTG	NI				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M592j	STATCOM Gießen /Nord	A	TTG	HE				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren
	M592k	STATCOM Wahle	A	TTG	NI				x		x	x	x	NA				2022–2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs-verfahren

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs- stand	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P400	M592o	rot. Phasenschieber Etzenricht	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022– 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	M592p	rot. Phasenschieber Oberbachern	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022– 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	M592q	rot. Phasenschieber Pleinting	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022– 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	M592r	rot. Phasenschieber Mehringen	A	TTG	NI				x		x	x	x	NA				2022– 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	M592s	rot. Phasenschieber Lübeck/West	A	TTG	SH				x		x	x	x	NA				2022– 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	M592t	rot. Phasenschieber Audorf/Süd	A	TTG	SH				x		x	x	x	NA				2022– 2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	M592u	STATCOM Hallendorf	A	TTG	NI				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität
	M592v	STATCOM Eschborn	A	TTG	HE				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593b	Spule Jardelund	A	TTG	SH				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593c	Spule Schuby/West	A	TTG	SH				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593e	Spule Unterweser	A	TTG	NI				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593f	Spule Bechterdissen	A	TTG	NW				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593h	Spule Helmstedt	A	TTG	NI				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593i	Spule Wahle	A	TTG	NI				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593j	Spulen Ludersheim	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593k	Spule Oberhaid	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593l	Spule Raitersaich	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593n	Spulen Isar	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593o	Spulen Oberbachern	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022– 2035	0: Noch keine Aktivität

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP / PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P400	M593p	Spulen Ottenhofen	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022 – 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593q	Spule Pirach	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022 – 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593r	Spulen Pleinting	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022 – 2035	0: Noch keine Aktivität
	M593s	Spule Sittling	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2022 – 2035	0: Noch keine Aktivität
	M627	Blindleistungs-kompensation TTG MSCDN bis 2035	A	TTG	BY, HE, NI, SH				x		x	x	x	NA				2022 – 2035	0: Noch keine Aktivität
	M628	Blindleistungs-kompensation TTG STATCOM/rotPST bis 2035	A	TTG	BY, HE, NI, SH				x		x	x	x	NA				2022 – 2035	0: Noch keine Aktivität
P402	M602	Westerkappeln – Gersteinwerk	L	AMP	NW	89			x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	89		2033	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P403	M603	Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)	L	AMP	NW	64			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		25	2033	3: Im Genehmigungsverfahren
P406	M606	Aach – Bofferdange	L	AMP	RP	71	T		x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		10	2027	3: Im Genehmigungsverfahren
P408	M621	Punkt Günnigfeld – Bochum	L	AMP	NW	91			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		13	2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M622	Bochum – Hattingen	L	AMP	NW	91			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		11	2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M744	Emscherbruch – Hüllen – Eiberg	L	AMP	NW	91			x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		33	2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P410	M624	Querregeltransformatoren (PST) in Ostwestfalen	A	AMP	NW				x		x	x	x	NA				2028	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P420	M630	Punkt Reicheneck – Punkt Rommelsbach	L	TNG	BW				x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		2	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P421	M702	Einführungen UW Trossingen	L	TNG	BW				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		3	2035	0: Noch keine Aktivität
P450	M678	Putlitz – Perleberg – Stendal/West	L	50HzT	BB, ST	60			x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		98	2029*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M786	Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd	L	50HzT	BB, MV	60			x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		152	2034*	0: Noch keine Aktivität
P451	M681	Graustein – Bärwalde	L	50HzT	BB, SN	62			x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		22	2022*	3: Im Genehmigungsverfahren

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage		ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs- stand	
									A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P462	M689	Netzerweiterung Siersdorf – Zukunft/Verlauten- heide – Zukunft – Verlautenheide	L	AMP	NW	75			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau, Zu-/Umbeseilung		24	2035*	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren	
P464	M691	Fraulautern – Saar- wellingen/Saar- louis/Dillingen (Saar) – Nalbach	L	AMP	SL	98			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau, Zu-/Umbeseilung		8	2032	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren	
P470	M813	Emden/Ost – Suchraum Nüttermoor	L	TTG	NI				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	22		2037	0: Noch keine Aktivität	
	M814	Suchraum Nüttermoor – Dörpen/West	L	TTG	NI				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	33		2037	0: Noch keine Aktivität	
P471	M815	Großkrotzenburg2 – Fechenheim	L	TTG	HE				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	17		2037	0: Noch keine Aktivität	
	M816	Fechenheim – Frankfurt/Südwest	L	TTG	HE				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	9		2037	0: Noch keine Aktivität	
P472	M817	Schwandorf – Regensburg	L	TTG	BY				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		36	2037	0: Noch keine Aktivität	
P473	M818	Schwandorf – Rettenbach	L	TTG	BY				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		39	2037	0: Noch keine Aktivität	
	M819	Rettenbach – Plattling	L	TTG	BY				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		50	2037	0: Noch keine Aktivität	
	M820	Plattling – Pleinting	L	TTG	BY				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		24	2037	0: Noch keine Aktivität	
P474	M821	Pirach – Suchraum Burghausen	L	TTG	BY				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	11		2037	0: Noch keine Aktivität	
	M822	Suchraum Burghausen – Simbach/Kichdorf am Inn	L	TTG	BY				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	19		2037	0: Noch keine Aktivität	
P475	M823	Frankfurt/Südwest – Schwanheim	L	TTG	HE				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	5		2037	0: Noch keine Aktivität	
P476	M824	Suchraum Heide – Suchraum Pöschendorf	L	TTG	SH				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	39		2037	0: Noch keine Aktivität	
P477	M812	Landesbergen – Ohlensehlen	L	TTG	NI				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		17	2037	0: Noch keine Aktivität	
P478	M828a	Suchraum Pöschendorf – Wewelsfleth	L	TTG	SH				x		x	x	x	NA, NV	Parallelneubau		40	2037	0: Noch keine Aktivität	
	M828b	Wewelsfleth – Freiburg (Elbe)/ Wischhafen (Elbekreuzung)	L	TTG	NI, SH				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	5		2037	0: Noch keine Aktivität	
	M828c	Freiburg (Elbe)/ Wischhafen – Alfstedt	L	TTG	NI				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	32		2037	0: Noch keine Aktivität	
P479	M825	UW Eiterfeld/ Schenklengsfeld	A	TTG	HE				x		x	x	x	NA				2037	0: Noch keine Aktivität	

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs- stand	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P481	M830	Großkrotzenburg 2 – Trennfeld	L	TTG	BY, HE				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		76	2037	0: Noch keine Aktivität
	M831	Trennfeld – Raitersaich /West	L	TTG	BY				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		115	2037	0: Noch keine Aktivität
P482	M832	Altdorf b. Nürnberg /Winkel- haid – Schwandorf	L	TTG	BY				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		63	2037	0: Noch keine Aktivität
P483	M833	QRT Suchraum Nüttermoor	A	TTG	NI				x		x	x	x	NA				2037	0: Noch keine Aktivität
P484	M834	QRT Suchraum Gambach	A	TTG	BY				x		x	x	x	NA				2037	0: Noch keine Aktivität
P485	M485a	Eula – Weida – Herlasgrün	L	50HzT	SN, TH				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		101	2037	0: Noch keine Aktivität
	M835	Mechlenreuth – Herlasgrün	L	50HzT, TTG	BY, SN				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	69		2037	0: Noch keine Aktivität
P486	M836	Großkrotzenburg 2 – Frankfurt /Nord	L	TTG	HE				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		22	2037	0: Noch keine Aktivität
	M837	Frankfurt /Nord – Suchraum Bommersheim	L	TTG	HE				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	13		2037	0: Noch keine Aktivität
	M837a	Volleinschleifung UWs Suchraum Bommersheim und Eschborn in Karben – Frankfurt /Südwest	L	TTG	HE				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		12	2037	0: Noch keine Aktivität
P487	M838	Raitersaich /West – Ingolstadt	L	TTG	BY				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		93	2037	0: Noch keine Aktivität
	M839	Ingolstadt – Sittling	L	TTG	BY				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		25	2037	0: Noch keine Aktivität
P488	M841	Oberbachern – Neufinsing	L	TTG	BY				x		x	x	x	NO	Spannungsum- stellung		39	2037	0: Noch keine Aktivität
	M842	Ottenhofen – Neufinsing	L	TTG	BY				x		x	x	x	NO	Spannungsum- stellung		6	2037	0: Noch keine Aktivität
	M843	Neufinsing – Marienberg	L	TTG	BY				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		52	2037	0: Noch keine Aktivität
P489	M810	Inhausen /neu – Wilhelmshaven2	L	TTG	NI				x		x	x	x	NA, NV	Neubau in neuer Trasse	2		2030	0: Noch keine Aktivität
	M811	Maade /neu – Wilhelmshaven 2	L	TTG	NI				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		6	2030	0: Noch keine Aktivität
P490	M840	Suchraum Petersgmünd – Nördlingen – Goldshöfe	L	TTG, TNG	BW, BY				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	104		2037	0: Noch keine Aktivität
P500	M737	Aschaffenburg /neu – Urberach	L	AMP, TTG	BY, HE	96			x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	29,5		2035	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs-stand	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P501	M740	Gersteinwerk – Lippe – Mengede	L	AMP	NW	90			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		34	2037	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P502	M741	Walsum – Beeck	L	AMP	NW	92			x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		9	2029	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P503	M742	Niederrhein – Walsum	L	AMP	NW				x		x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		27	2037	0: Noch keine Aktivität
P504	M743	Sechtem – Ließem – Weissenthurm	L	AMP	NW, RP	94			x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		77	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P505	M754	Bauler – Bundesgrenze	L	AMP	RP				x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		2	2030	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P509	M784	Limburg – Bommersheim – Eschborn – Kriftel	L	AMP	HE				x		x	x	x	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Zu-/Umbeseilung	56,5	10	2037	0: Noch keine Aktivität
P510	M787	Dezentraler Netzbooster Bayerisch-Schwaben	A	AMP	BY				x		x	x	x	NA				2025	0: Noch keine Aktivität
P528	M750	Netzverstärkung Lauchstädt – Leuna/Merseburg/ Weißenfels – Pulgar	L	50HzT	SN, ST	93			x		x	x	x	NV	Parallelneubau, Ersatzneubau		59	2033	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P531	M531a	Thyrow – Suchraum Großbeeren/ Blankenfelde- Mahlow – Berlin/ Südost/Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf – Suchraum Stadtbezirke Mitte/Friedrichshain-Kreuzberg	L	50HzT	BB, BE	87			x		x	x	x	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau	20	25	2038	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M531b	Malchow – Suchraum Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf – Reuter	L	50HzT	BE	87			x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	18		2038	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P532	M536a	Neubau 380-kV-Anlage UW Streumen	A	50HzT	SN				x		x	x	x	NV				2030	0: Noch keine Aktivität
P601	M903	Niederstedem – Bundesgrenze (LU)	L	AMP	RP				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		22	2037	0: Noch keine Aktivität
P602	M904	Bollenacker – Punkt Brühl	L	AMP	NW				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		4	2031	0: Noch keine Aktivität
P603	M905	Pkt. Lampertheim – Friesenheimer Insel	L	AMP	BW				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	10		2037	0: Noch keine Aktivität
P604	M906	Uchtelfangen – Lamsheim	L	AMP	RP, SL				x		x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		110	2037	0: Noch keine Aktivität

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs-stand		
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand	
P605	M907	Niederstedem – Aach	L	AMP	RP				x			x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		16	2037	0: Noch keine Aktivität
	M908	Aach – Ens Dorf	L	AMP	RP, SL				x			x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	80		2037	0: Noch keine Aktivität
P606	M909	Oberottmarshausen – Suchraum Honsolgen	L	AMP	BY				x			x	x	x	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		26	2031	0: Noch keine Aktivität
P607	M910	Dellmensingen – Vöhringen	L	AMP, TNG	BW, BY				x			x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		17	2037	0: Noch keine Aktivität
P608	M911	Leistungsflusssteuerung in der Region Bergisches Land	A	AMP	NW				x			x	x	x	NA				2037	0: Noch keine Aktivität
P625	M625	Streumen – Gemeinde Großenhain – Gemeinden Moritzburg/ Radeburg/ Stadtbezirk Klotzsche – Schmölln	L	50HzT	SN				x			x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	92		2035	0: Noch keine Aktivität
P626	M626	Netzausbau Bärwalde – Gemeinden Horka/ Hähnichen/ Niesky/ Rothenburg (Oberlausitz) – Hagenwerder	L	50HzT	SN				x			x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	74		2037	0: Noch keine Aktivität
P627	M627a	Netzausbau Gemeinden Klein Rogahn/ Stralendorf/ Warsow/ Holthusen/ Schossin – Suchraum Ludwigslust – Perleberg	L	50HzT	BB, MV				x			x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	89		2037	0: Noch keine Aktivität
P628	M628a	Netzverstärkung Lubmin – Iven/ Krusenfelde/ Krien/ Spantekow/ Werder/ Bartow – Altentreptow/ Nord – Altentreptow/ Süd – Gransee – Malchow	L	50HzT	BB, BE, MV				x			x	x	x	NV	Ersatzneubau		192	2037	0: Noch keine Aktivität
P630	M630a	Netzverstärkung Wolmirstedt – Eulenberg – Förderstedt [Ad-hoc-Maßnahme]	L	50HzT	ST				x			x	x	x	NV	Zu-/Umbeseilung		50	2030	0: Noch keine Aktivität
	M630b	Netzverstärkung Förderstedt – Suchraum Stadt Barby/ Stadt Zerbst/ Anhalt	L	50HzT	ST				x			x	x	x	NV	Ersatzneubau		42	2037	0: Noch keine Aktivität
P631	M631a	Netzverstärkung Marke – Suchraum Hohenthurm – Lauchstädt	L	50HzT	ST				x			x	x	x	NV	Ersatzneubau		51	2037	0: Noch keine Aktivität

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDP /PCI	Szenario					NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassen-länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungs-stand	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045			C 2045	Ausbau			Bestand
P632	M632a	Netzverstärkung Hamburg /Ost – Hamburg /Süd – Dollern	L	50HzT, TTG	HH, SH				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		58	2037	0: Noch keine Aktivität
P633	M633	Netzverstärkung Thyrow – Ragow	L	50HzT	BB				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau		62	2037	0: Noch keine Aktivität
P634	M634a	Netzverstärkung Klostermansfeld – Stadt Schraplau/ Gemeinde Obhausen	L	50HzT	ST				x		x	x	x	NV	Parallelneubau		22	2037	0: Noch keine Aktivität
P635	M635a	Netzausbau Suchraum Grabowhöfe – Suchraum Einheits-gemeinde Stadt Jerichow – Suchraum Stadt Barby/ Stadt Zerbst/ Anhalt – Marke	L	50HzT	BB, MV, ST				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	280		2037	0: Noch keine Aktivität
P636	M636a	Netzausbau Delitzsch – Taucha – Eula	L	50HzT	SN				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	58		2037	0: Noch keine Aktivität
P637	M637a	Leistungsflusssteu-erung Suchraum Iven/ Krusen-felde/ Krien/ Spantekow/ Werder/ Bartow	A	50HzT	MV				x		x	x	x	NA				2030	0: Noch keine Aktivität
P638	M638a	Leistungsfluss-steuerung Neuenhagen	A	50HzT	BB						x	x	x	NA				2045	0: Noch keine Aktivität
P639	M639a	Leistungsfluss-steuerung Eisenach	A	50HzT	TH				x		x	x	x	NA				2030	0: Noch keine Aktivität
P675	M854	Trennfeld – Höpfingen	L	TTG, TNG	BW, BY				x		x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	33		2037	0: Noch keine Aktivität
	M855	Höpfingen – Hüffenhardt – Großgartach	L	TNG	BW				x		x	x	x	NA	Parallelneubau		64	2037	0: Noch keine Aktivität
P676	M858	Großgartach – Hoheneck – Hochberg – Pkt. Rommelsbach	L	AMP, TNG	BW				x		x	x	x	NA, NV	Ersatzneubau		72	2037	0: Noch keine Aktivität
	M859	Pkt. Rommelsbach – Metzingen	L	TNG	BW				x		x	x	x	NV	Ersatzneubau, Parallelneubau		5	2037	0: Noch keine Aktivität
P677	M860	Rheinau – Neurott	L	TNG	BW				x		x	x	x	NA, NV	Zu-/ Umbeseilung		13	2037	0: Noch keine Aktivität
	M861	Neurott – Hüffenhardt (ad-hoc)	L	TNG	BW				x		x	x	x	NA, NV	Zu-/ Umbeseilung		39	2030	0: Noch keine Aktivität

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

7.1.3 Realisierte Maßnahmen des NEP 2035 (2021)

Tabelle 35: Realisierte Maßnahmen des NEP 2035 (2021)

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung /Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP /PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
50HzT-P33	M24a2	Wolmirstedt – Landesgrenze ST/NI (Mast 6)	L	ST	NV	Zu-/Umbeseilung		EnLAG Nr. 10		46	2022	5: Realisiert
50HzT-P450	M683	Netzoptimierung Ragow – Streumen	L	BB, SN	NO			EnLAG Nr. 61		89	2022	5: Realisiert
AMP-010	M010j	Hesseln – Gütersloh	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 16, 18		29	2021	5: Realisiert
AMP-014	M014e	Gohrpunkt – Rommerskirchen	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 14, 15		10	2021	5: Realisiert
AMP-018	M018b	Brauweiler – Sechtem	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		EnLAG Nr. 15		23	2022	5: Realisiert
AMP-022	M022TR6	Kruckel	A	NW	NA		T	EnLAG Nr. 19			2022	5: Realisiert
AMP-028	M028SA1	Emscherbruch	A	NW	NA						2021	5: Realisiert
AMP-P47	M60TR1	Urberach	A	HE	NA			BBP Nr. 19			2022	5: Realisiert
	M60TR2	Pfungstadt	A	HE	NA			BBP Nr. 19			2019	5: Realisiert
	M60TR3	Rheinau	A	BW	NA			BBP Nr. 19			2019	5: Realisiert
AMP-P52	M93	Punkt Rommelsbach – Herbertingen	L	BW	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 24		61	2021	5: Realisiert
AMP-P74	M97	Woringen/Lachen	A	BW, BY	NA, NV	Zu-/Umbeseilung				1	2019	5: Realisiert
AMP-P310	M485TR2	Maximiliansau	A	RP	NA						2023	5: Realisiert
AMP-P407	M614	Transformatoren Ohligs	A	NW	NA						2022	5: Realisiert
	M632	Transformatoren Kusenhorst	A	NW	NA						2022	5: Realisiert
	M637	Transformatoren Bandstahl	A	NW	NA						2022	5: Realisiert
	M639	Transformator Bischofsheim	A	HE	NA						2022	5: Realisiert
AMP-P463	M662	Anlage Sankt Peter	A	NW	NA, NV						2022	5: Realisiert
	M663	Anlage Norf	A	NW	NV						2022	5: Realisiert
	M690	Westliches Rheinland – Netzverstärkungen	A	NW	NA						2022	5: Realisiert

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG / BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-006	MTTG-006SP	Spulen Erdkabelabschnitte	A	NI	NA						2018/ 2020/ 2021	5: Realisiert
TTG-018	M591a	Spule Klixbüll/Süd	A	SH	NA						2022	5: Realisiert
	M591b	Spule Connefor- de/Ost	A	NI	NA						2022	5: Realisiert
	M591c	Spulen Fedderwarden	A	NI	NA						2020	5: Realisiert
	M591d	Spule Ganderkesee	A	NI	NA						2022	5: Realisiert
	M591g	Spule Gießen/Nord	A	HE	NA						2021	5: Realisiert
	M591h	Spule Großkrotzenburg	A	HE	NA						2020	5: Realisiert
	M591i	Spule Twistetal	A	HE	NA						2022	5: Realisiert
	M591j	Spule Würgassen	A	NW	NA						2022	5: Realisiert
	M591k	Spule Etzenricht	A	BY	NA						2022	5: Realisiert
	M591l	Spule Schwandorf	A	BY	NA						2021	5: Realisiert
	M591n	Spule Ottenhofen	A	BY	NA						2022	5: Realisiert
	M593a	Spule Husum/Nord	A	SH	NA						2023	5: Realisiert
	M593m	Spule Altheim	A	BY	NA						2022	5: Realisiert
	MTTG- 018Q24	Borken STATCOM	A	HE	NA						2020	5: Realisiert
	MTTG- 018Q28	Spule Mechlenreuth	A	BY	NA						2022	5: Realisiert
TTG-020	MTTG- 020SA2	2. QK Diele	A	NI	NA						2022	5: Realisiert
	MTTG- 020SA3	SA Redwitz	A	BY	NA						2020	5: Realisiert
	MTTG- 020TR01	DKs Wilster / West	A	SH	NA, NV						2020	5: Realisiert
	MTTG- 020TR02	DK Eickum	A	NW	NA						2021	5: Realisiert
	MTTG- 020TR08	DKs Twistetal	A	HE	NA, NV						2021	5: Realisiert
	MTTG- 020TR09	DK Raitersaich	A	BY	NA, NV						2021	5: Realisiert

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG / BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TTG-020	MTTG-020TR10	DKs Oberbachern	A	BY	NA, NV						2021	5: Realisiert
	MTTG-020TR11	DK Kriegenbrunn	A	BY	NA						2022	5: Realisiert
TTG-021	M519	Ad hoc-Maßnahme Serienkompensation Stadler – Walle	A	NI	NA						2022	5: Realisiert
	M560	Querregeltrans- formatoren (PST) Würzburg	A	BY	NA						2022	5: Realisiert
TTG-P24	M71a	Stade/West – Dollern	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau	T	BBP Nr. 7		10	2022	5: Realisiert
	M71TR1	VK Sottrum	A	NI	NA, NV			BBP Nr. 7			2022	5: Realisiert
TTG-P25	M43	Heide/West – Husum/Nord	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse	T	BBP Nr. 8	46		2021	5: Realisiert
	M43TR1	UW Husum/Nord	A	SH	NA		P, T	BBP Nr. 8			2021	5: Realisiert
	M44	Husum/Nord – Klaxbüll/Süd	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse	T	BBP Nr. 8	38		2022	5: Realisiert
	M44SP1	Spule Klaxbüll/Süd	A	SH	NA						2022	5: Realisiert
	M44TR1	UW Klaxbüll/Süd	A	SH	NA		P, T	BBP Nr. 8			2022	5: Realisiert
TTG-P46	M56TR2	UW Mecklenreuth	A	BY	NA, NV						2019	5: Realisiert
TTG-P69	M105	Emden/Ost – Conneforde	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau	T	BBP Nr. 34		61	2021, 2022	5: Realisiert
	M105TR1	DKs Emden/Ost	A	NI	NV		T	BBP Nr. 34			2019	5: Realisiert
	M105TR2	VK Emden/Ost	A	NI	NV		T	BBP Nr. 34			2019	5: Realisiert
TTG-P115	M205	SA Mehrum/Nord	A	NI	NA						2021	5: Realisiert
	M205TR1	VK Mehrum/Nord	A	NI	NA						2021	5: Realisiert
	M205TR2	DK Mehrum/Nord	A	NI	NA, NV						2021	5: Realisiert
TTG-P185	M420	Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen (Punkt Tschirn)	L	BY	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 46		38	2021	5: Realisiert
TNG-P90	M17i3	Spule Goldshöfe	A	BW	NA						2020	5: Realisiert
	M17i4	Spule Mühlhausen	A	BW	NA						2020	5: Realisiert

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung / Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP / PCI	EnLAG / BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
									Ausbau	Bestand		
TNG-P90	M17i5	Spule Obermooweiler	A	BW	NA						2021	5: Realisiert
	M17i7	Spule Weier	A	BW	NA						2021	5: Realisiert
TNG-P177	M389TR1	Kupferzell	A	BW	NA						2019	5: Realisiert
DC2	DC201SA1	Anlage Rheinau	A	BW	NA		P, T	BBP Nr. 2			2019	5: Realisiert

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



7.2 Offshore-Netz

Die ÜNB informieren im NEP über den Stand der Umsetzung der Offshore-Netzanbindungsmaßnahmen. Gemäß den Vorgaben in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 4 EnWG sind die Angaben zum Stand der Umsetzung des vorhergehenden NEP verpflichtender Bestandteil des NEP (s. Tabelle 36). Die ÜNB legen den aktuellen FEP, soweit wie möglich, zugrunde (s. Kapitel 4.1.3).

Darüber hinaus werden alle Offshore-Netzanbindungssysteme des Offshore-Zubaunetzes und deren Bedarf in den jeweiligen Szenarien dargestellt (s. Tabelle 37). Die Offshore-Netzanbindungssysteme, die auf der Rechtslage vor dem 28.12.2012 basieren oder einen Zuschlag in den Offshore-Kapazitätsausschreibungen in den Jahren 2017 und 2018 erhalten haben, sind bereits in Betrieb (Offshore-Ist-Netz) oder im Offshore-Startnetz enthalten. Für Offshore-Netzanbindungssysteme im Offshore-Startnetz siehe Tabelle 36.

Die für die einzelnen Maßnahmen angegebenen Termine für den „Beginn der Umsetzung“ und den Zeitpunkt der „geplanten Fertigstellung“ beziehen sich ausschließlich auf die Phase der Errichtungszeit eines AC- bzw. DC-Netzanbindungssystems. Die Phasen der Planungs- und Zulassungszeiten sind hierin nicht inkludiert (s. auch Kapitel 4).

Die Umsetzungsstände onshore und offshore wurden erstmals vereinheitlicht (s. Kapitel 7.1). Dies soll der besseren Verständlichkeit dienen. Die bislang verwendete Nummerierung ist bestehen geblieben und subsumiert die bisherigen Stände.

Tabelle 36: Übersicht Offshore-Startnetz*

Projekt-ID	M-Nr.	Maßnahmen-Name	Übertragungsleistung in MW	ÜNB	Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Umsetzungsstand
OST-1-4	M73	AC-Verbindung OST-1-4 (Ostwind 3)	300	50HzT	MV	Suchraum Brünzow	ca. 102	3: Im Genehmigungsverfahren
	M713	Anlage Suchraum Brünzow		50HzT	MV			3: Im Genehmigungsverfahren
OST-2-1	M67	AC-Verbindung OST-2-1 (Ostwind 2)	250	50HzT	MV	Lubmin	ca. 80	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
	M68	AC-Anschluss OWP Arcadis Ost 1 (Ostwind 2)		50HzT	MV		ca. 18	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
OST-2-2	M69	AC-Verbindung OST-2-2 (Ostwind 2)	250	50HzT	MV	Lubmin	ca. 80	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
	M70	AC-Anschluss OWP Baltic Eagle (Ostwind 2)		50HzT	MV		ca. 9	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
OST-2-3	M71	AC-Verbindung OST-2-3 (Ostwind 2)	250	50HzT	MV	Lubmin	ca. 80	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
	M72	AC-Anschluss OWP Baltic Eagle (Ostwind 2)		50HzT	MV		ca. 9	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
NOR-1-1	M3	HGÜ-Verbindung NOR-1-1 (DoWin5)	900	TTG	NI	Emden/Ost	ca. 132	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
NOR-3-2	M14	HGÜ-Verbindung NOR-3-2 (DoWin4)	900	AMP	NI	Hanekenfähr	ca. 196	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
NOR-3-3	M15	HGÜ-Verbindung NOR-3-3 (DoWin6)	900	TTG	NI	Emden/Ost	ca. 90	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
	M121	AC-Anschluss Fläche N-3.8		TTG			ca. 10	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt-ID	M-Nr.	Maßnahmen-Name	Übertragungsleistung in MW	ÜNB	Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Trassenlänge in km	Umsetzungsstand
NOR-3-3	M122	AC-Anschluss Fläche N-3.8		TTG			ca. 10	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
	M124	AC-Anschluss OWP Gode Wind 3		TTG			ca. 16,5	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
	M125	AC-Anschluss Fläche N-3.7		TTG			ca. 10	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
NOR-6-3	M29	HGÜ-Verbindung NOR-6-3 (BorWin4)	900	AMP	NI	Hanekenfähr	ca. 264	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
NOR-7-1	M31	HGÜ-Verbindung NOR-7-1 (BorWin5)	900	TTG	NI	Garrel/Ost	ca. 225	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau
NOR-7-2	M32	HGÜ-Verbindung NOR-7-2 (BorWin6)	980	TTG	SH	Büttel	ca. 235	4: Genehmigt/in Bauvorbereitung/im Bau

* Detaillierte Angaben zu den Offshore-Netzanbindungssystemen sind Kapitel 4.2.2 und dem Anhang zu entnehmen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Tabelle 37: Übersicht Offshore-Zubaunetz*

Projekt-ID	M-Nr.	Maßnahmen-Name	Übertragungs- leistung in MW	ÜNB	Bundesland	Netzverknüpfungs- punkt	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)						Trassenlänge in km	Umsetzungs- stand
							A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
OST-2-4	M74	HGÜ-Verbindung OST-2-4 (OstWind 4)	2000	50HzT	MV	Suchraum Brünzow	vrs. 2024 / Q3 2030	vrs. 2024 / Q3 2030	vrs. 2024 / Q3 2030	vrs. 2024 / Q3 2030	vrs. 2024 / Q3 2030	vrs. 2024 / Q3 2030	ca. 109	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
OST-x-1	M274	AC-Verbindung OST-x-1	300	50HzT	MV	Suchraum Gnewitz				vrs. 2035 / Q3 2039	vrs. 2035 / Q3 2039	vrs. 2035 / Q3 2039	ca. 45	0: Noch keine Aktivität
OST-x-2	M275	AC-Verbindung OST-x-2	300	50HzT	MV	Suchraum Gnewitz				vrs. 2035 / Q3 2039	vrs. 2035 / Q3 2039	vrs. 2035 / Q3 2039	ca. 45	0: Noch keine Aktivität
OST-x-3	M276	AC-Verbindung OST-x-3	300	50HzT	MV	Suchraum Brünzow				vrs. 2036 /2040	vrs. 2036 /2040	vrs. 2036 /2040	ca. 80	0: Noch keine Aktivität
OST-x-4	M277	AC-Verbindung OST-x-4	300	50HzT	MV	Suchraum Brünzow				vrs. 2036 /2040	vrs. 2036 /2040	vrs. 2036 /2040	ca. 80	0: Noch keine Aktivität
OST-T-1	M85	AC-Verbindung OST-T-1 (Testfeld)	300	50HzT	MV	Suchraum Broderstorf							ca. 50	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
	M586	Leitungsanbindung Schaltanlage im Suchraum Broderstorf		50HzT	MV									1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
NOR-9-1	M243	HGÜ-Verbindung NOR-9-1 (BatWin1)	2000	AMP	NI	Wehrendorf	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	2025 / Q3 2029	ca. 363	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
NOR-9-2	M236	HGÜ-Verbindung NOR-9-2 (BatWin3)	2000	TTG	NI	Wilhelmsha- ven 2	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	2023 / Q3 2029	ca. 250	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
NOR-9-3	M234	HGÜ-Verbindung NOR-9-3 (BatWin4)	2000	TTG	NI	Unterweser	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	2023 / Q4 2029	ca. 265	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren
NOR-10-1	M39	HGÜ-Verbindung NOR-10-1 (BatWin2)	2000	AMP	NI, NW	Westerkappeln	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	2025 / Q3 2030	ca. 373	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsverfah- ren

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt-ID	M-Nr.	Maßnahmen-Name	Übertragungs- leistung in MW	ÜNB	Bundesland	Netzverknüpfungs- punkt	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)						Trassenlänge in km	Umsetzungs- stand
							A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
NOR-11-1	M233	HGÜ-Verbindung NOR-11-1 (LanWin3)	2000	50HzT	SH	Suchraum Heide	vrs. 2023 / Q3 2030	vrs. 2023 / Q3 2030	vrs. 2023 / Q3 2030	vrs. 2023 / Q3 2030	vrs. 2023 / Q3 2030	vrs. 2023 / Q3 2030	ca. 215	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsver- fahren
NOR-11-2	M248	HGÜ-Verbindung NOR-11-2 (LanWin4)	2000	TTG	NI	Wilhelms- haven 2	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	2023 / Q3 2031	ca. 225	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsver- fahren
NOR-12-1	M231	HGÜ-Verbindung NOR-12-1 (LanWin1)	2000	TTG	NI	Unterweser	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	2023 / Q3 2030	ca. 265	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsver- fahren
NOR-12-2	M249	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin2)	2000	TTG	SH	Suchraum Heide	2024 / Q4 2030	2024 / Q4 2030	2024 / Q4 2030	2024 / Q4 2030	2024 / Q4 2030	2024 / Q4 2030	ca. 270	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsver- fahren
NOR-13-1	M242	HGÜ-Verbindung NOR-13-1 (LanWin5)	2000	TTG	NI	Suchraum Rastede	2024 / Q3 2032	2024 / Q3 2031	2024 / Q3 2031	2024 / Q3 2032	2024 / Q3 2031	2024 / Q3 2031	ca. 290	1: Vorberei- tung Pla- nungs- und Genehmi- gungsver- fahren
NOR-13-2	M262	HGÜ-Verbindung NOR-13-2 (LanWin6)	2000	50HzT	SH	Suchraum Pöschendorf	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	ca. 310	0: Noch keine Aktivität
NOR-14-1	M263	HGÜ-Verbindung NOR-14-1	2000	TTG	HB, NI	Blockland/neu	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2026 / Q3 2032	vrs. 2026 / Q3 2032	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2026 / Q3 2032	vrs. 2026 / Q3 2032	ca. 390	0: Noch keine Aktivität
NOR-15-1	M256	HGÜ-Verbindung NOR-15-1	2000	AMP	NI, NW	Kusenhorst	vrs. 2029 / Q4 2034	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2029 / Q4 2034	vrs. 2028 / Q3 2033	vrs. 2028 / Q3 2033	ca. 550	0: Noch keine Aktivität
NOR-16-1	M265	HGÜ-Verbindung NOR-16-1	2000	50HzT	SH	Suchraum Büchen	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2030 / Q3 2035	ca. 460	0: Noch keine Aktivität
NOR-16-2	M264	HGÜ-Verbindung NOR-16-2	2000	TTG	SH	Suchraum Pöschendorf	vrs. 2030 / Q3 2036	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2030 / Q3 2036	vrs. 2028 / Q3 2034	vrs. 2028 / Q3 2034	ca. 365	0: Noch keine Aktivität
NOR-17-1	M246	HGÜ-Verbindung NOR-17-1	2000	AMP	NI, NW	Rommers- kirchen	vrs. 2029 / Q3 2035	vrs. 2029 / Q3 2034	vrs. 2029 / Q3 2034	vrs. 2030 / Q3 2035	vrs. 2029 / Q3 2034	vrs. 2029 / Q3 2034	ca. 653	0: Noch keine Aktivität
NOR-17-2	M267	HGÜ-Verbindung NOR-17-2	2000	TTG	NI	Suchraum Nüttormoor		vrs. 2031 / Q3 2037	vrs. 2031 / Q3 2037	vrs. 2034 / Q3 2040	vrs. 2031 / Q3 2037	vrs. 2031 / Q3 2037	ca. 375	0: Noch keine Aktivität
NOR-18-1	M266	HGÜ-Verbindung NOR-18-1	2000	TTG	SH	Wiemersdorf/ Hardebek		vrs. 2029 / Q3 2035	vrs. 2029 / Q3 2035	vrs. 2032 / Q3 2038	vrs. 2029 / Q3 2035	vrs. 2029 / Q3 2035	ca. 400	0: Noch keine Aktivität

7 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

Projekt-ID	M-Nr.	Maßnahmen-Name	Übertragungs- leistung in MW	ÜNB	Bundesland	Netzverknüpfungs- punkt	Szenario (Beginn der Umsetzung / geplante Fertigstellung)						Trassenlänge in km	Umsetzungs- stand
							A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045		
NOR-19-1	M247	HGÜ-Verbindung NOR-19-1	2000	AMP	NI, NW	Oberzier	vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2031 / Q3 2036	vrs. 2031 / Q3 2036	ca. 807	0: Noch keine Aktivität
NOR-19-2	M258	HGÜ-Verbindung NOR-19-2	2000	AMP	HE, NI, NW	Suchraum Ried		vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2035 / Q3 2040	vrs. 2032 / Q3 2037	vrs. 2032 / Q3 2037	ca. 953	0: Noch keine Aktivität
NOR-19-3	M257	HGÜ-Verbindung NOR-19-3	2000	AMP	HE, NI, NW	Kriftel		vrs. 2031 / Q4 2036	vrs. 2031 / Q4 2036	vrs. 2033 / Q3 2038	vrs. 2031 / Q4 2036	vrs. 2031 / Q4 2036	ca. 918	0: Noch keine Aktivität
NOR-20-1	M250	HGÜ-Verbindung NOR-20-1	2000	TTG	NI	Suchraum Rastede				vrs. 2035 / Q3 2041	vrs. 2033 / Q3 2039	vrs. 2033 / Q3 2039	ca. 375	0: Noch keine Aktivität
NOR-21-1	M254	HGÜ-Verbindung NOR-21-1 (BorWin7)	2000	AMP	NI, NW	Niederrhein	2029 / Q3 2034	2027 / Q3 2032	2027 / Q3 2032	2029 / Q3 2034	2027 / Q3 2032	2027 / Q3 2032	ca. 454	0: Noch keine Aktivität
NOR-x-6	M268	HGÜ-Verbindung NOR-x-6	2000	50HzT	SH	Suchraum Büchen				vrs. 2034 / Q3 2039	vrs. 2033 / Q3 2038	vrs. 2033 / Q3 2038	ca. 450	0: Noch keine Aktivität
NOR-x-7	M259	HGÜ-Verbindung NOR-x-7	2000	AMP	NI, NW	Lippe				vrs. 2037 / Q3 2042	vrs. 2035 / Q3 2040	vrs. 2035 / Q3 2040	ca. 558	0: Noch keine Aktivität
NOR-x-8	M269	HGÜ-Verbindung NOR-x-8	2000	50HzT	SH	Brunsbüttel				vrs. 2037 / Q3 2042	vrs. 2036 / Q3 2041	vrs. 2036 / Q3 2041	ca. 315	0: Noch keine Aktivität
NOR-x-9	M270	HGÜ-Verbindung NOR-x-9	2000	TTG	NI	Samtgemeinde Sottrum				vrs. 2037 / Q3 2043	vrs. 2036 / Q3 2042	vrs. 2036 / Q3 2042	ca. 420	0: Noch keine Aktivität
NOR-x-10	M260	HGÜ-Verbindung NOR-x-10	2000	AMP	NI, NW	Rommers- kirchen				vrs. 2039 / Q3 2044	vrs. 2038 / Q3 2043	vrs. 2038 / Q3 2043	ca. 658	0: Noch keine Aktivität
NOR-x-11	M271	HGÜ-Verbindung NOR-x-11	2000	TTG	NI	Suchraum Nüttermoor				vrs. 2038 / Q3 2044	vrs. 2038 / Q3 2044	vrs. 2038 / Q3 2044	ca. 325	0: Noch keine Aktivität
NOR-x-12	M261	HGÜ-Verbindung NOR-x-12	2000	AMP	NI, NW	Sechtem				vrs. 2040 / Q3 2045	vrs. 2040 / Q3 2045	vrs. 2040 / Q3 2045	ca. 684	0: Noch keine Aktivität
NOR-OV-1	M272	Offshore-Vernet- zung NOR-15-1 mit NOR-16-1	2000	50HzT, AMP				ab 2033 / bis 2037		ab 2034 / bis 2037	ab 2033 / bis 2037	ab 2033 / bis 2037	ca. 48	0: Noch keine Aktivität
	M273	Offshore-Vernet- zung NOR-17-1 mit NOR-18-1	2000	AMP, TTG				ab 2034 / bis 2037		ab 2035 / bis 2038	ab 2034 / bis 2037	ab 2034 / bis 2037	ca. 26	0: Noch keine Aktivität

* Detaillierte Angaben zu den Offshore-Netzanbindungssystemen sind Kapitel 4.2.3 und dem Anhang zu entnehmen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



8 Konsultation

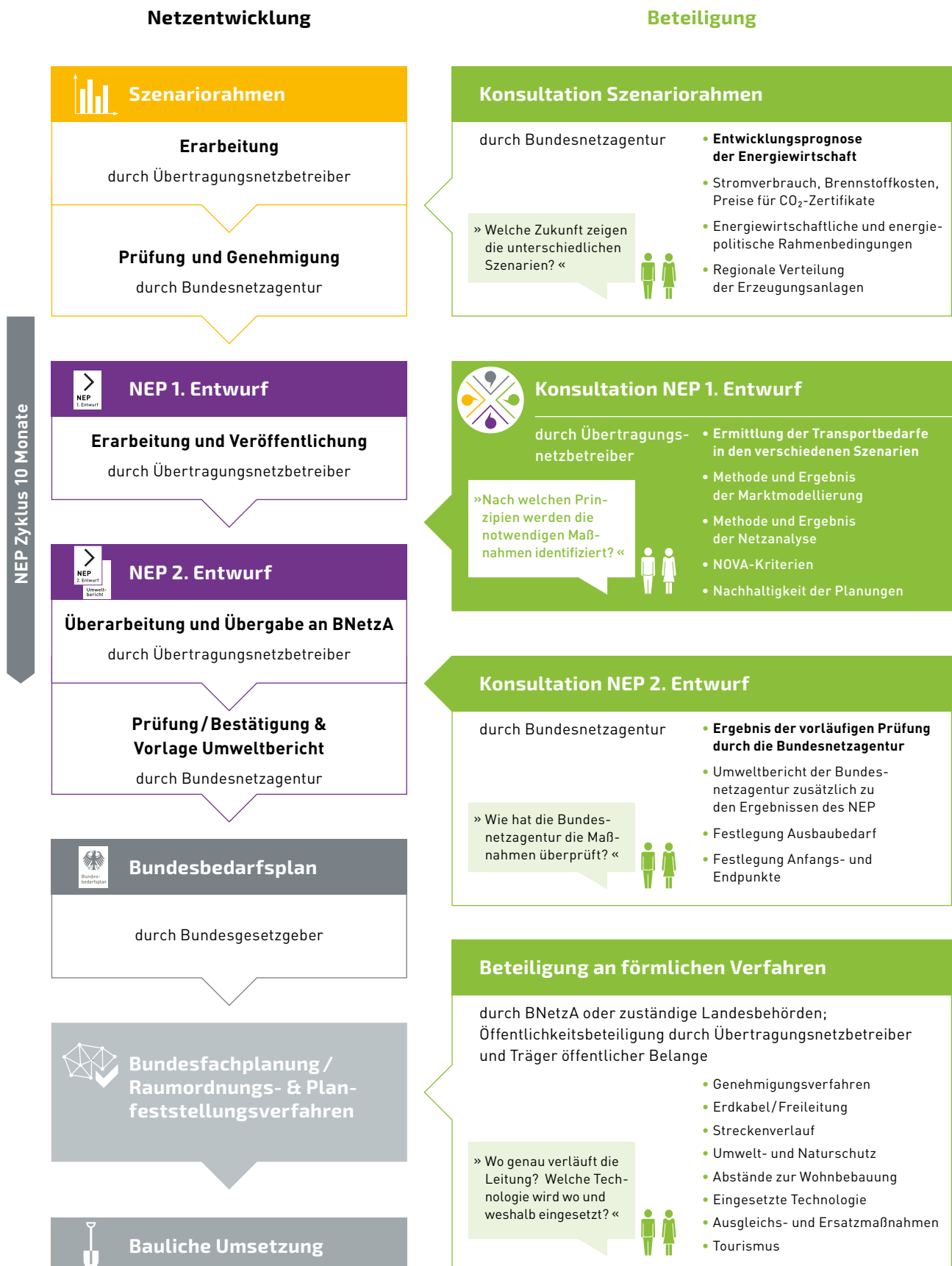
Die Übertragungsnetzbetreiber erläutern der Öffentlichkeit mit dem vorliegenden Entwurf zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023) die gewählten Verfahren und genutzten Daten sowie die daraus abgeleiteten Projekte und Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau des Stromübertragungsnetzes. Der vorliegende NEP 2037/2045 (2023) bildet dabei verschiedene Möglichkeiten zur Netzentwicklung ab und stellt Lösungen für unterschiedliche Szenarien dar. Dabei werden die politischen Vorgaben und Bedingungen berücksichtigt und die geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten dargestellt. Der vorliegende Entwurf des NEP entspricht den Anforderungen des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (2023).

Die Konsultation nach § 12b Abs. 3 des Energiewirtschaftsgesetzes ist ein wichtiges Instrument, um eine aktive gesellschaftliche Beteiligung zu ermöglichen. Um den zur Konsultation stehenden NEP inhaltlich nicht zu überfrachten und eine bessere Lesbarkeit zu erreichen, werden Zusatzinformation zur inhaltlichen Vertiefung auf die Internetseite www.netzentwicklungsplan.de ausgelagert.

Die Konsultation des NEP 2037/2045 (2023) durch die ÜNB findet vom 24.03. bis zum 25.04.2023 statt. In dieser Zeit haben alle Interessierten Gelegenheit, sich schriftlich zum NEP zu äußern. Die ÜNB laden zur Teilnahme an der Konsultation ein und freuen sich über eine rege Beteiligung der Öffentlichkeit.

Zusammen mit den Ergebnissen aus der vorangegangenen Konsultation der BNetzA zum Szenariorahmen und der nachfolgenden Konsultation des zweiten NEP-Entwurfs 2037/2045 (2023) durch die BNetzA geht so kontinuierlich die Expertise aus Gesellschaft, Politik, Wissenschaft und Wirtschaft in den NEP ein und ergänzt die Perspektive der ÜNB. Das erhöht die Qualität des NEP und ist nach Ansicht der ÜNB ein gutes Mittel, um ein besseres Verständnis und eine breitere Akzeptanz für die notwendigen Ausbaumaßnahmen im Stromübertragungsnetz zu erreichen.

Abbildung 75: Beteiligung an der Planung des Übertragungsnetzes



Wie funktioniert die Teilnahme an der Konsultation?

Sie können vom 24.03. bis zum 25.04.2023 zum Netzentwicklungsplan Stellung nehmen. Dies ist online möglich über die Eingabe in eine Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de oder per E-Mail an konsultation@netzentwicklungsplan.de. Eine Teilnahme über den Postweg ist nicht möglich.

Veröffentlicht werden nur die Stellungnahmen, für die eine ausdrückliche Einverständniserklärung vorliegt. Bei Privatpersonen werden alle persönlichen Daten unkenntlich gemacht.

Alle rechtzeitig eingegangenen Stellungnahmen werden durch die ÜNB dokumentiert, ausgewertet und bearbeitet. Mehrfache Einsendungen des gleichen Beitrags von einer Person werden als eine Stellungnahme berücksichtigt. Bei Serienbriefen wird nur der erste Brief veröffentlicht und um eine Liste der weiteren Absendenden ergänzt. Wenn Teilnehmende eine wortgleiche Stellungnahme bzw. einen Serienbrief abgeben möchten, besteht nun auch die Möglichkeit, dies über die Funktion „Mitzeichnen“ direkt online zu tun. Dies ist für alle Stellungnahmen möglich, die bereits auf der Website www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht wurden. Auch kann man mehrere veröffentlichte Stellungnahmen mitzeichnen sowie veröffentlichte Stellungnahmen teilen, beispielsweise um zum Mitzeichnen einzuladen.

Die Stellungnahmen werden nicht einzeln bestätigt oder beantwortet, sondern angemessen in den zweiten Entwurf des NEP eingearbeitet. Dazu werden die ÜNB am Anfang eines jeden Kapitels sowie generell in einer zusammenfassenden Erklärung an dieser Stelle darlegen, in welcher Form die Stellungnahmen in den NEP eingeflossen sind.

Konkrete Hinweise zur Konsultation bekommen Sie auch im Konsultationsleitfaden der ÜNB und im Film zur Konsultation, die Sie beide unter www.netzentwicklungsplan.de finden. Neben dem Ablauf der Konsultation wird dort insbesondere erklärt, welche inhaltlichen Anmerkungen in welcher Phase der Planungen vom Szenariorahmen über den Netzentwicklungsplan bis hin zum konkreten Projekt eingebracht werden können.

Weiterführende Dokumente und Links

- > Gemeinsame Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: www.netzentwicklungsplan.de
- > Bundesnetzagentur: www.netzausbau.de

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



9 Zusammenfassung

Die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung planen, bauen und betreiben neue Netze für neue Energien. Im Netzentwicklungsplan Strom stellen sie die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau im deutschen Strom-Übertragungsnetz dar. Dies umfasst Maßnahmen an Land sowie die Offshore-Netzanbindungssysteme in der ausschließlichen Wirtschaftszone und im Küstenmeer gemäß den gesetzlichen Vorgaben des EnWG.

Der vorliegende NEP 2037/2045 (2023) blickt auf die Jahre 2037 und 2045 und damit auch auf das gesetzliche Zieljahr zum Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland. Er analysiert für diese Jahre den Netzentwicklungsbedarf für drei unterschiedliche Szenarien. Wesentliche Grundlage dieses Szenariorahmens sind die Ausbauziele der erneuerbaren Energien des novellierten EEG 2023. Die Szenarien unterscheiden sich in ihren Annahmen zum Wasserstoffeinsatz, dem Grad der direkten Elektrifizierung sowie der Effizienzsteigerung und bilden damit eine Spannweite möglicher Entwicklungen ab. Zusätzlich wurden Ad-hoc-Maßnahmen für das Jahr 2030 analysiert, um auch kurz- und mittelfristig auf den stärkeren EE-Ausbau und den ebenfalls steigenden Bruttostromverbrauch reagieren zu können.

In Deutschland wie Europa werden in den kommenden Jahren ein beschleunigter EE-Ausbau und eine stark steigende und zunehmend flexiblere Stromnachfrage den Weg in eine dekarbonisierte Gesellschaft prägen. Wesentlich hierfür ist, dass Strom zuverlässig zur Verfügung steht und möglichst direkt und effizient genutzt werden kann. Der entsprechende Aus- und Umbau des Übertragungsnetzes ist somit eine zentrale Voraussetzung für eine klimaneutrale Zukunft. Der NEP zeigt die dafür erforderlichen Weiterentwicklungen im Übertragungsnetz hin zu einem Klimaneutralitätsnetz.

Der Transportbedarf wächst mit dem Ausbau erneuerbarer Energien deutlich

Die Ziele, Deutschland klimaneutral und auch im Energiebezug unabhängiger zu machen, schlagen sich in den politischen Vorgaben und damit im Szenariorahmen als Ausgangspunkt des NEP nieder. Im Vergleich zum letzten NEP mit den Betrachtungshorizonten 2035 und 2040 sind die Zielwerte beim EE-Ausbau wie auch bei der Nachfrage für die aktuellen Zieljahre 2037 und 2045 deutlich gestiegen. Der wesentliche Anteil des EE-Ausbaus soll gemäß EEG-Novelle 2023 bis Mitte der 2030er Jahre umgesetzt sein, damit eine treibhausgasneutrale Stromversorgung als Grundlage für die Dekarbonisierung weiterer Sektoren möglich ist. Die Entwicklung wird sprunghaft beschleunigt. Die Anforderungen an das Übertragungsnetz erhöhen sich dadurch enorm: Der innerdeutsche Stromtransportbedarf steigt bis 2037 deutlich auf rund 87,7 GW an, wohingegen zwischen 2037 und 2045 in den Szenarien der Transportzuwachs auf einem ähnlichen Niveau bleibt bzw. nur moderat zunimmt. Der weitere Zubau der erneuerbaren Energien kann weitgehend über den Ausbau von Flexibilitäten kompensiert werden.

Durch die zunehmende Elektrifizierung des Gebäude-, Verkehrs- und Industriesektors steigt der Bruttostromverbrauch insgesamt von etwa 650 bis 700 TWh im Zieljahr 2035 des vorherigen NEP auf 899 bis 1.053 TWh im Zieljahr 2037 des aktuellen NEP. Im Vergleich zum letzten NEP entspricht dies einer Erhöhung von rund 40 bis 44 %. Nach 2037 steigt der Bruttostromverbrauch gemäß Szenariorahmen weiter an auf 1.079 bis 1.303 TWh im Jahr 2045. Um ihn zu decken, wird die installierte EE-Leistung auf 638 bis 703 GW ausgebaut werden müssen. Dies entspricht nahezu einer Verfünfachung der installierten Leistung aus Erneuerbaren bis 2045 gegenüber heute.

Tabelle 38: Ausbau erneuerbarer Energien

Installierte Leistung in GW	Bestand (Referenzjahr 2020/2021)	Zieljahr 2035 (NEP 2021)	Zieljahr 2037 (NEP 2023)	Zieljahr 2045 (NEP 2023)
Photovoltaik	59	110 – 120	345	400 – 445
Offshore-Windenergie	8	28 – 34	51 – 59	70
Onshore-Windenergie	56	82 – 91	158 – 162	160 – 180

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bei der regionalen Verteilung zeigt dieser NEP neue Tendenzen auf. Wie bisher weisen südliche und neu auch zunehmend westliche Bundesländer in den Szenarien tendenziell ein Erzeugungsdefizit auf, wohingegen in nördlichen und nord-östlichen Bundesländern ein Erzeugungsüberschuss vorliegt. Der innerdeutsche Transportbedarf wird nach wie vor maßgeblich durch eine hohe Windenergieeinspeisung im Norden und Nordosten und die Lage der Verbrauchszentren im Westen und Süden bestimmt. Neu ist, dass zeitweise Lastflüsse in umgekehrter Richtung auftreten – teils bedingt durch hohe Einspeisungen durch Photovoltaik im Süden.

Um eine Einordnung im europäischen Kontext zu ermöglichen, erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Distributed Energy“ des Ten-Year Network Development Plan 2022. Dieses berücksichtigt die auf europäischer Ebene verankerte Senkung der EU-weiten Emissionen mit dem Ziel einer Klimaneutralität bis 2050. Der europaweite Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch ist von zentraler Bedeutung für eine verlässliche und bedarfsgerechte Ausgestaltung eines klimaneutralen Energiesystems. Dadurch wird auch der Bedarf an Flexibilitäten und Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland reduziert.

Wasserstoff gewinnt an Bedeutung

Im Vergleich zu früheren NEP sind auch die Annahmen zum Umfang des Einsatzes von Wasserstoff und zum Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur deutlich gestiegen. Bereits 2037 wird gemäß genehmigtem Szenariorahmen eine umfassende Wasserstoffinfrastruktur unterstellt. In 2045 sind bis zu 80 GW an Elektrolyseleistung für die inländische Wasserstoff-erzeugung ins System zu integrieren. Die zukünftige Ausgestaltung der Wasserstoffinfrastruktur hat große Auswirkungen auf den Entwicklungsbedarf des Stromübertragungsnetzes. Das zeigt schon die Verortung der Elektrolyseure, die in einem mehrstufigen Prozess erfolgt ist. Dieser NEP nimmt netzdienliche Elektrolysestandorte an – ein Vorgehen, für das es bisher keinen ordnungsrechtlichen Rahmen gibt. Dadurch können Engpässe im Übertragungsnetz minimiert und die Abregelung von erneuerbaren Energien in Zeiten hoher Einspeisung weitestgehend reduziert werden.

Fortschreitende Vernetzung

Mit dem Ziel, die steigenden Transportbedarfe zu möglichst geringen Investitions- und Redispatchkosten zu bewältigen, wurde bei den Netzanalysen erstmalig ein übergeordneter steuernder Algorithmus eingesetzt. Diese sogenannte Metaheuristik machte den Vergleich mehrerer hundert Kombinationen von Ausbauoptionen möglich – weitaus mehr als sonst. Es wurden Kombinationen von Maßnahmen aus den Kategorien Netzverknüpfungspunkte, Korridore für HGÜ-Leitungen, Vernetzung von HGÜ-Standorten, netzdienliche Verortung von Offsite-Power-to-Gas-Anlagen (Elektrolyseure) sowie Lastflusssteuerung und AC-Projekte im Umfeld von HGÜ und NVP gebildet.

Die vier ÜNB setzen weiterhin auf eine Bandbreite an bewährten und innovativen Lösungen und Technologien. Sie berücksichtigen mögliche Potenziale zukünftiger innovativer Technologien wie moderne Systemführungskonzepte und Netzbooster. In diesem Sinne wurden in den Szenarien identifizierte Engpässe nicht vollständig durch Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen beseitigt, sodass je nach Szenario zwischen 2,1 und 5,8 TWh Redispatch-Volumen übrigbleiben. Auf eine Spitzenkappung wurde allerdings verzichtet. Dieses Vorgehen entspricht der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA.

Um auf die steigenden Anforderungen flexibel und verlässlich zugleich reagieren zu können, vernetzen die ÜNB das Übertragungsnetz noch weiter: Seit dem ersten NEP 2012 setzen die ÜNB auf die Verknüpfung von AC- und DC-Maßnahmen. Dieser NEP schlägt nun weitere Maßnahmen zu vermaschten DC-Strukturen an Land wie auch von Offshore-Maßnahmen untereinander vor. Zusammen mit der europäischen Vernetzung können so erneuerbare Energien für flexible Nachfrager umfassend integriert und Redispatch-Bedarfe gesenkt werden. Das begrenzt Engpassmanagementkosten und trägt zu einer sicheren Energieversorgung bei. Darüber hinaus erhöht die durch die DC-Vermaschung gewonnene Flexibilität im Netzbetrieb die Versorgungssicherheit.

Weiterer Ausbaubedarf für ein Klimaneutralitätsnetz bereits bis 2037

Das Klimaneutralitätsnetz als Ergebnis dieses NEP weist einen erheblichen Zuwachs an erforderlichen Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen aus. Die im aktuellen Bundesbedarfsplan verankerten Maßnahmen sind für ein bedarfsgerechtes Netz angesichts der steigenden Transportaufgabe bei Weitem nicht ausreichend.

Der Umfang sowie das Kostenvolumen des Zubaunetzes vergrößern sich daher gegenüber dem vorherigen NEP deut-



lich. Gegenüber dem NEP 2035 (2021) identifiziert der vorliegende NEP 2037/2045 (2023) neue Onshore-Projekte mit einer Trassenlänge von 5.742 km und zusätzlichen Investitionen in Höhe von 41,6 Mrd. EUR. Dies liegt insbesondere an der Ausweisung von fünf zusätzlichen DC-Projekten, die zur Sicherstellung der erforderlichen Transportaufgabe notwendig sind und im aktuellen BBP noch nicht enthalten sind. Bündelungsoptionen untereinander oder mit bestehenden DC-Projekten sind größtenteils möglich bzw. werden geprüft. Die neuen DC-Projekte erhöhen die Nord-Süd-, aber auch Ost-West-Transportkapazität. Weitere wesentliche Treiber für die zusätzlichen Netzentwicklungsmaßnahmen sind der starke Ausbau der erneuerbaren Energien im Norden, der Rückbau konventioneller Kraftwerke, der vernetzte Energieaustausch mit dem Ausland sowie die steigenden Lasten im Zuge der Erreichung der Klimaneutralität in allen Sektoren.

Die Ergebnisse der Netzentwicklung zeigen, dass sich die Zielnetze für das Jahr 2045 nicht wesentlich von dem im Szenario B 2037 unterscheiden. Das liegt vor allem daran, dass onshore der EE-Ausbau zwischen 2037 und 2045 bereits weitestgehend vollzogen ist. Der moderate Anstieg der EE-Kapazitäten onshore bis 2045 kann zwar zusätzliche Engpässe im Onshore-Netz verursachen, diese können aber durch die dann vorhandenen Netzstrukturen und eine entsprechend flexible Nachfrage insbesondere von Elektrolyseuren, zentralen und dezentralen Batteriespeichern und durch Demand Side Management weitgehend kompensiert werden. Auch wenn die Szenarien A 2037 und C 2037 noch nicht berechnet wurden, zeichnet sich bereits ab, dass der überwiegende Anteil des Klimaneutralitätsnetzes bereits im Zieljahr 2037 umgesetzt sein muss.

Auffällig ist außerdem, dass die Ergebnisse in den Szenarien A/B/C 2045 ein identisches Übertragungsnetz zeigen – es unterscheidet sich nur hinsichtlich des verbleibenden Redispatch-Bedarfs. Das Zielnetz besteht unter den getroffenen Annahmen aus einem robusten Portfolio an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen, die sich für alle drei Szenarien A/B/C 2045 als erforderlich erweisen.

Das Onshore-Startnetz umfasst AC- und DC-Maßnahmen in Summe von 6.925 km bei einem geschätzten Investitionsvolumen von 49 Mrd. EUR. Für das Onshore-Zubaunetz ergeben sich Netzverstärkungen im AC-Bereich von 6.357 km. Hinzu kommen 640 km an DC-Verstärkungs-Maßnahmen. Weitere 1.692 km entfallen auf AC-Neubau-Maßnahmen und 3.742 km auf DC-Neubau-Maßnahmen. In Summe ergibt sich ein Onshore-Zubaunetz für alle Szenarien von 12.430 km Länge. Für das Szenario B 2037 beläuft sich das Investitionsvolumen auf rund 94,5 Mrd. EUR. Die Investitionskosten für das Onshore-Zubaunetz der Szenarien A / B / C 2045 liegen um 0,1 Mrd. EUR höher.

Die im Vergleich zum vorherigen NEP stark angestiegenen Investitionskosten sind neben dem geänderten Umfang an Projekten und Maßnahmen auf die Anpassung der Standard- und Projektkosten als Folge der wirtschaftlichen Gesamtentwicklung zurückzuführen.

Offshore-Potenziale umfassend erschließen

Offshore-seitig geht der Ausbau der erneuerbaren Energien auch nach 2037 kontinuierlich weiter: Im Vergleich zu heute (7,8 GW) steigt die in den Szenarien angenommene installierte Leistung aus Offshore-Windenergie um das bis zu 7,5-fache auf bis zu 58,5 GW in 2037. Bis 2045 wird dann noch einmal auf 70 GW installierter Erzeugungsleistung gesteigert.

Für den Anschluss der angenommenen installierten Erzeugungsleistung haben die ÜNB Offshore-Netzanbindungssysteme in Nord- und Ostsee mit einer Länge von etwa 6.600 km im Szenario A 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 36 GW, einer Länge von etwa 9.300 km in den Szenarien B 2037 und C 2037 bei einer Übertragungsleistung von rund 44 GW ermittelt. Für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 ergeben sich bei einer Übertragungsleistung von rund 60 GW Netzanbindungssysteme mit einer Länge von 13.310 km (exkl. Startnetz). Auch nach 2037 werden noch acht weitere Systeme mit einer Übertragungskapazität von 16 GW angebunden.

Erstmalig wird die nationale Offshore-Vernetzung untersucht, deren Nutzen aufgezeigt und ein Projekt mit zwei Maßnahmen ausgewiesen. Insgesamt zeigt sich die nationale Offshore-Vernetzung als netzdienliche und kosteneffiziente Ausbaumaßnahme zur Minimierung von weiträumigen Netzengpässen.

Das Investitionsvolumen für das Offshore-Zubaunetz bis 2037 liegt bei rund 77 Mrd. EUR. Die Szenarien B 2037 und C 2037 erfordern Investitionen von etwa 103,5 Mrd. EUR (inkl. Vernetzung). Für die Langfrist-Szenarien A 2045, B 2045 und C 2045 beträgt das geschätzte Investitionsvolumen rund 145,1 Mrd. EUR (inkl. Vernetzung). Das Investitionsvolumen für die bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt darüber hinaus für alle Szenarien rund 12,4 Mrd. EUR.

Ausgehend von den im NEP 2035 (2021) von der BNetzA bestätigten ONAS wurde in diesem NEP 2037/2045 (2023) der weitere Bedarf von 20 neuen ONAS mit einer Trassenlänge von ca. 8.455 km und einem Investitionsvolumen in Höhe von 86,7 Mrd. EUR identifiziert.

Tabelle 39: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario B 2037

	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Offshore	9.300	103,5
Onshore	12.430	94,5
Summe	21.730	198,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 40: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes in den Szenarien A/B/C 2045

	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Offshore	13.310	145,1
Onshore	12.430	94,6
Summe	25.740	239,7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Entschlossen die Zukunft gestalten

Die Transformation zur Klimaneutralität einer der größten Industrienationen der Welt kann nur als gesamtgesellschaftliches Projekt gelingen. Es liegt an Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Bürgerinnen und Bürgern dieses gemeinschaftlich erfolgreich zu gestalten.

Ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Übertragungsnetz, das mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien Schritt hält, trägt wesentlich zum Gelingen der Transformation bei.

Der NEP zeigt klar auf, was diese Transformation bedeutet: Zahlreiche Netzentwicklungsprojekte in ganz Deutschland, an Land wie auf See, als Verstärkung bestehender Leitungen und als Neubau, wollen erklärt, entschieden, geplant, gebaut und betrieben werden. Engagierte Fachkräfte, verfügbare Materialien zu angemessenen Preisen und stabile Lieferketten sind dafür eine Voraussetzung.

Die Umsetzung des Klimaneutralitätsnetzes erfordert somit entschlossenes Handeln und ein gemeinsames Einstehen – von ÜNB und Genehmigungsbehörden, von Politik in Bund, Ländern und Kommunen wie auch weiteren Akteuren der Energiewende.

Es braucht:

- Mehr **Umsetzungsgeschwindigkeit** beim Netzausbau. Erste wichtige Weichen zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsprozessen wurden gestellt. Diese müssen nun zügig in die Praxis umgesetzt werden. Dieser NEP weist das Klimaneutralitätsnetz aus, das schon im Jahr 2037 weitestgehend umgesetzt sein muss, um die sehr hohen Leistungen erneuerbarer Energien bis 2037 ins Stromnetz zu integrieren.
- Mehr **Innovationen**, um den erforderlichen Netzausbaubedarf zu reduzieren. Ein Beispiel ist die erstmalige Erschließung von Potenzial durch eine nationale Offshore-Vernetzung.

- Mehr **Flexibilität**. Es müssen entsprechende regulatorische Rahmenbedingungen und ausreichend Anreize geschaffen werden, damit die Flexibilitätspotenziale von neuen Technologien wie zum Beispiel Elektrolyseuren optimal genutzt werden können. Dazu gehören u. a. auch systemdienliche Standorte und Einsatzweisen. Gleiches gilt für dezentrale Technologien wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Neben der Bereitstellung von Kommunikationstechnologien zur Steuerung sind insbesondere geeignete Markt- und Netzentgeltstrukturen vonnöten.
- Eine **integrierte Systemplanung** für Strom, Gas und Wasserstoff. Auch wenn separate Netzplanungsprozesse weiterhin sinnvoll sind, sollten diese zukünftig auf gemeinsam abgestimmten Szenariokennzahlen basieren.

Der NEP bietet mit seinen Analysen nicht nur einen konkreten Ausblick auf das Stromnetz der nächsten Jahrzehnte, sondern auch eine kontinuierlich aktualisierte und fundierte Informationsbasis für zentrale energie- und wirtschaftspolitische Weichenstellungen. Der zweijährige Rhythmus stellt sicher, dass die jeweils aktuellen Entwicklungen abgebildet werden, sei es bei Fragen des Marktdesigns, der Preisentwicklung, der Ausgestaltung von Flexibilitäten oder des Tempos beim Ausbau von erneuerbaren Energien. So wird auch das in diesem NEP vorgestellte Klimaneutralitätsnetz in den folgenden NEP weiterentwickelt werden.

Glossar

A

AC-Anschluss

Von der Umspannplattform eines Offshore-Windparks wird die erzeugte elektrische Energie über einen AC-Anschluss zu einer Konverterplattform (bei DC-Netzanbindungssystemen) oder einem > Bündelungspunkt (bei AC-Netzanbindungssystemen) geführt. Von dort wird die elektrische Energie über eine HGÜ-Verbindung oder eine AC-Verbindung zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt geleitet.

AC-Direktanbindungskonzept

Vom Offshore-Windpark wird die erzeugte elektrische Energie über die Innerparkverkabelung direkt zu einer Konverterplattform (bei DC-Netzanbindungssystemen) oder > Umspannplattform (bei AC-Netzanbindungssystemen) geführt. Von dort wird die elektrische Energie über eine HGÜ-Verbindung oder eine AC-Verbindung zum landseitigen Netzverknüpfungspunkt geleitet. Die Innerparkverkabelung des Offshore-Windparks ist nicht Bestandteil der DC- und AC-Netzanbindungssysteme.

AC-Kabelsystem

Siehe Kabelsystem.

AC-Verbindung

Siehe AC-Anschluss.

Ausgleichsvorgänge

Ausgleichsvorgänge treten beim Übergang von einem Systemzustand in einen neuen Systemzustand auf, etwa aufgrund von Änderungen von Lasten, Einspeisungen oder der Netztopologie. Solange hierbei keine Grenzwertverletzungen auftreten und der Ausgleichsvorgang hinreichend schnell abklingt, ist der Systembetrieb als Ganzes nicht beeinträchtigt.

Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)

Die deutschen Gewässer in Nord- und Ostsee werden in das Küstenmeer (12-Seemeilen-Zone) und die ausschließliche Wirtschaftszone unterteilt. Das Küstenmeer ist deutsches Hoheitsgebiet und unterliegt der Zuständigkeit des jeweiligen Bundeslandes. Jenseits des Küstenmeers, bis maximal 200 Seemeilen Entfernung zur Küste, befindet sich die ausschließliche Wirtschaftszone, die der Zuständigkeit des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) unterliegt.

B

Betriebsführung

Zur Betriebsführung zählen alle Aufgaben des Netzbetreibers im Rahmen des koordinierten Einsatzes der Kraftwerke (z. B. Frequenzhaltung), der Netzführung sowie des nationalen/internationalen Verbundbetriebs durch zentrale, jeweils eigenverantwortliche Leitstellen. Weiterhin zählen dazu alle Maßnahmen zur Schaffung und zum Unterhalt der notwendigen Voraussetzungen der Zählung und Verrechnung aller erbrachter Leistungen.

Bilanzkreis

Siehe Leistungs-Frequenz-Regelung.

Blindleistung

Blindleistung ist die elektrische Leistung, die zum Aufbau von magnetischen (z. B. in Motoren, Transformatoren) oder elektrischen Feldern (z. B. in Kondensatoren) benötigt wird, die aber nicht wie > Wirkleistung nutzbar ist.

Blindleistungskompensation

Für die Spannungshaltung im Übertragungsnetz ist die Bereitstellung von Blindleistung durch Anlagen zur Blindleistungskompensation zusätzlich zu den Erzeugungseinheiten erforderlich.

Brutto-Leistung

Die Brutto-Leistung einer Erzeugungseinheit ist die abgegebene Leistung an den Anschlussklemmen des Generators. Der Eigenbedarf der Energieerzeugungsanlage (z. B. durch Pumpen oder Kühltürme) ist dabei noch nicht berücksichtigt. Unter Berücksichtigung dieses Eigenbedarfs ergibt sich die Netto-Leistung.

Bundesfachplan Offshore

Der Bundesfachplan Offshore wurde letztmalig 2016/17 durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur sowie in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern erstellt. Der Plan legt die raumordnerischen Belange innerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone für die Nord- und Ostsee für eine systematische Netzanbindung von Offshore-Windparks fest. Er beinhaltet standardisierte Technikvorgaben und Planungsgrundsätze für eine umwelt- und raumverträgliche Realisierung. Der Bundesfachplan Offshore wurde durch den Flächenentwicklungsplan abgelöst.

Bündelungspunkt

Netzanbindungssysteme, bei denen die finale Zuordnung zu einem Gebiet noch nicht festgelegt ist, beginnen für die Planung an einem Netzverknüpfungspunkt an Land und enden zunächst am sogenannten Bündelungspunkt auf See. Der Bündelungspunkt als Endpunkt dient der vorläufigen planerischen Bestimmung der Lage des Netzanbindungssystems.

C**Common Mode-Ausfall**

Der Common Mode-Ausfall ist der zeitgleiche Ausfall mehrerer Komponenten (Netzbetriebsmittel und Erzeugungseinheiten) aufgrund derselben Ursache.

D**DC-Kabelsystem**

Siehe Kabelsystem.

DC-Netzanbindungssystem

Siehe HGÜ-Verbindung.

DC-(Overlay-)Netz

Ein DC-Overlay-Netz ist eine in HGÜ-Technik konzipierte verknüpfte Systemstruktur, welche die bestehende AC-Netzinfrastruktur überlagert – sowohl das AC-Übertragungsnetz als auch das AC-Verteilnetz. Sie ist darauf ausgelegt, große Energiemengen über mehrere hundert Kilometer zu transportieren und weiträumige Energieflüsse flexibler als im AC-Netz steuern zu können. DC-Overlay-Netze sind daher geeignet, große Energiemengen aus dezentraler regenerativer Einspeisung, wie z. B. aus Offshore-Parks, in die Netzinfrastruktur zu integrieren, ohne das bestehende AC-Übertragungsnetz lokal (z. B. in Küstennahe) zu überlasten. Durch die Nutzung von DC-Overlay-Netzen können technisch leistungsfähige und wirtschaftliche Transportrouten entstehen, die die Verlagerung von Redundanzen aus dem AC-Netz in das DC-Netz ermöglichen.

Drehstrom

Als Dreiphasenwechselstrom, auch „Drehstrom“ genannt, bezeichnet man drei einzelne Wechselströme bei gleicher Frequenz, die zu einander um 120° phasenverschoben sind. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird in der Wechsel-/Drehstrom-Technik betrieben. Eine Ausnahme stellen die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) dar.

Drehstromsystem / Drehstromtechnik

Drei zusammengehörige, voneinander und der Umgebung isolierte elektrische Leiter zur Übertragung von dreiphasigem Wechselstrom (Drehstrom).

E**Einspeisemanagement**

Einspeisemanagement (EisMan) bezeichnet die im Netzbetrieb situationsabhängige, gezielte Einsenkung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zur Behebung von Netzengpässen und zur Gewährleistung der Systemstabilität.

Elektrische Energie, elektrische Arbeit

Als elektrische Energie wird die Fähigkeit des elektrischen Stroms bezeichnet, mechanische Arbeit zu verrichten, Wärme abzugeben oder Licht auszusenden. Als elektrische Arbeit wird das Produkt aus elektrischer Leistung und der Zeit, über welche diese erbracht wird, bezeichnet. In diesem Bericht wird elektrische Arbeit üblicherweise in Gigawattstunden (GWh) oder Terawattstunden (TWh) angegeben.

Elektrische Leistung

Elektrische Leistung im physikalischen Sinne ist das Produkt aus Stromstärke und -spannung und definiert einen Momentanwert. Bei Angabe von Momentanwerten ist der Zeitpunkt (Datum und Uhrzeit) anzugeben. In der Elektrizitätswirtschaft werden neben Momentanwerten auch mittlere Leistungen für definierte Zeitspannen (Messzeiten, z. B. ¼ h bzw. 1 h) verwendet. Elektrische Leistung ist der Quotient aus der in einer Zeitspanne geleisteten Arbeit. In diesem Bericht wird elektrische Leistung üblicherweise in Megawatt (MW) oder Gigawatt (GW) angegeben.

ENTSO-E

„European Transmission System Operators for Electricity“ ist der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität. Der Verband umfasst 43 > Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus 36 Ländern und existiert seit Dezember 2008.

Die Hauptaufgaben sind die Festlegung gemeinsamer Sicherheitsstandards und die Veröffentlichung eines Zehnjahresplanes zur Netzentwicklung (> TYNDP). Des Weiteren entwickelt ENTSO-E kommerzielle und technische Netzkodizes, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes zu gewährleisten und die Energieeffizienz sicherzustellen.

F**Flächenentwicklungsplan (FEP)**

Der Flächenentwicklungsplan wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie im Einvernehmen mit der Bundesnetzagentur sowie in Abstimmung mit dem Bundesamt für Naturschutz und den Küstenländern erstellt. Der Plan legt ab dem Jahr 2026 die raumordnerischen Belange innerhalb der deutschen > ausschließlichen Wirtschaftszone für die Nord- und Ostsee für eine systematische Netzanbindung von Offshore-Windparks fest. Er kann fachplanerische Festlegungen für das Küstenmeer treffen.

Frequenzhaltung

Die Frequenzhaltung bezeichnet die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme (Wirkleistungsregelung). Diese erfolgt durch Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung von Minutenreserve in den Kraftwerken. In den Strom-Übertragungsnetzen in Deutschland und Europa herrscht eine Frequenz von 50 Hertz, die von den > Übertragungsnetzbetreibern mit einer geringen Abweichungstoleranz jederzeit gemeinsam möglichst konstant gehalten werden muss.

G

Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD)

Ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) ist eine Elektrizitätserzeugungseinheit, bestehend aus einer Gasturbine, mit deren Abgasen in einem Abhitzeessel Dampf erzeugt wird. Mit diesem Wasserdampf wird eine Dampfturbine angetrieben, an der ein Generator zur Stromerzeugung angeschlossen ist.

GIS-Bauweise

GIS bezeichnet eine spezielle, für Schaltanlagen entwickelte gasisolierte Bauweise. Diese Bauweise reduziert das Volumen der Schaltanlage und erreicht so eine wesentlich kleinere Aufstellfläche. Dadurch ist die Schaltanlage für Installationen bei begrenztem Platz geeignet.

Gleichstrom (DC)

Als Gleichstrom wird ein elektrischer Strom bezeichnet, dessen Stärke und Richtung sich nicht ändert. Geläufige auch in diesem Bericht verwendete Abkürzung: DC (direct current).

Grenzkorridor

Der Grenzkorridor umfasst die im > Flächenentwicklungsplan definierten Abschnitte an der Grenze zwischen > ausschließlicher Wirtschaftszone und Küstenmeer (12-Seemeilen-Zone), durch welche die Kabeltrassen geführt werden.

H

Heuristik

Bei der Heuristik handelt es sich um ein Verfahren, das bei der Annäherung an eine bestmögliche Lösung für ein komplexes Problem innerhalb einer akzeptablen Zeitspanne eingesetzt wird. Der von den Übertragungsnetzbetreibern bei der Heuristik verwendete methodische Ansatz wird als genetischer Algorithmus bezeichnet. In dem Verfahren werden iterativ mehrere tausend Kombinationen der möglichen Netzverstärkungs- und -Ausbaumaßnahmen geprüft. Der genetische Algorithmus sorgt dafür, dass nur die geeignetsten Kombinationen in der nächsten Iteration bis zum angestrebten Netzaufbau (Zubaunetz) weiterverwendet werden. Das iterative Verfahren wird planmäßig abgebrochen, wenn nur noch wenige Engpässe verbleiben und der Grenznutzen zusätzlicher Verstärkungs- bzw. Ausbaumaßnahmen geringer ist als der Einsatz von Redispatch-Maßnahmen zur Auflösung der restlichen Überlastungen.

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

HGÜ ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen über sehr große Distanzen. Dabei wird eine Betriebsspannung von bis zu 1.000 kV erreicht. Die Anbindung der HGÜ in das Wechselstromnetz erfolgt über Wechselrichter (Konverterstationen/Konverterplattformen bzw. Gleichrichter und Umrichterstationen).

Hochtemperaturleiter (HTL, HTLS)

Als Hochtemperaturleiter (HT-Leiter bzw. HTL) werden Leiterseile bezeichnet, welche aufgrund der verwendeten Materialien eine höhere Betriebstemperatur als der Standard Aluminium/Stahl-Leiter ermöglichen. Standardleiter besitzen eine maximal zulässige Leitertemperatur von 80 °C, wohingegen Hochtemperaturleiter Betriebstemperaturen von 150 bis zu 210 °C erreichen können. Durch diese Temperaturbeständigkeit bieten HT-Leiter bei vergleichbarem Querschnitt eine höhere Strombelastbarkeit als Standardleiter.

Unterschieden werden HT-Leiter nach dem bereits im Einsatz befindlichen TAL-Leiter (Thermal resistant Aluminum) und den Leiterseilen der neuesten Generation, den HTLS-Leitern (High Temperature Low Sag). TAL-Leiter besitzen eine maximale Betriebstemperatur von 150 °C, HTLS-Leiter bis maximal 210 °C. Aufgrund der speziellen Kernwerkstoffe der HTLS-Leiter besitzen diese bei höheren Strombelastungen einen geringeren Durchhang im Vergleich zu anderen Leiterseiltypen. Die technische und genehmigungsrechtliche Umsetzbarkeit vorausgesetzt, stellt eine Umbeseilung von Standard- auf HT-Leiter eine Möglichkeit zur Netzverstärkung nach dem > NOVA-Prinzip dar.

I

Impedanz

Die Impedanz, auch als Wechselstrom- oder Scheinwiderstand bezeichnet, wird als Quotient aus Wechselstromspannung und Wechselstromstärke eines Verbrauchers beschrieben. Ebenso entspricht dieser der geometrischen Summe aus Wirk- und Blindwiderstand.

Interkonnektor

Eine Höchstspannungs-Übertragungsleitung zwischen zwei Staaten wird als Interkonnektor bezeichnet.

K

Kabelsystem

Ein Kabelsystem ist ein aus Kabeln, Muffen und bei AC-Kabelsystemen zusätzlich aus Kompensationseinrichtungen bestehendes System zum Transport von elektrischer Energie. Dient das Kabelsystem zum Transport von Drehstrom, handelt es sich um ein AC-Kabelsystem. Dient das System zum Transport von Gleichstrom, handelt es sich um ein DC-Kabelsystem.

Konverter

Ein Konverter vereint zwei Funktionen: Er wandelt Wechsel- in Gleichstrom um und umgekehrt. Dies passiert im **Umrichter**, dem Kernelement des Konverters. Zu den Konvertern gehören **Transformatoren**, die die Spannung an die des Netzes anpassen, in das der Strom nach der Umwandlung eingespeist wird.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

Im KWK-Prozess wird mechanische Energie und Wärmeenergie erzeugt. Die mechanische Energie wird in der Regel in elektrischen Strom umgewandelt und in das Stromnetz eingespeist. Die entstehende Wärmeenergie wird für Heizzwecke (Fernwärme oder Prozesswärme) verwendet. Dieses Verfahren ist z. B. in Heizkraftwerken oder Blockheizkraftwerken zu finden.

Kuppelleitung

Eine Kuppelleitung ist ein Stromkreis (ggf. ein Transformator), der die Sammelschienen verschiedener Übertragungsnetze verbindet.

L

Last

Die in Anspruch genommene Leistung wird im Elektrizitätswirtschaftlichen Sprachgebrauch als „Last“ bezeichnet.

Leistungs-Frequenz-Regelung

Die Leistungs-Frequenz-Regelung bezeichnet ein Regelverfahren, womit Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die zwischen ihnen vereinbarten elektrischen Größen an den Grenzen ihrer Regelzonen im Normalbetrieb und insbesondere im Störfall einhalten. Hierbei strebt jeder ÜNB an, durch einen entsprechenden Eigenbeitrag seiner Regelzone sowohl die Austauschleistung gegenüber den übrigen Regelzonen im vereinbarten Rahmen als auch die Netzfrequenz in der Nähe des Sollwerts zu halten. Die Leistungs-Frequenz-Regelung besteht aus Primär- und Sekundärregelung.

- Die **Primärregelung** begrenzt Frequenzschwankungen im Sekundenbereich, die durch den Ausfall von Erzeugungseinheiten oder durch plötzliche Schwankungen der Verbrauchslast entstehen. Primärregelleistung wird von den Übertragungsnetzbetreibern als Regelenergieprodukt regelmäßig ausgeschrieben und bei einer großen Frequenzabweichung automatisch innerhalb von 30 Sekunden aktiviert. Unabhängig vom Störungsort unterstützen alle Kraftwerke im europäischen Synchronverbundnetz diese Frequenzstabilisierung.

- Die **Sekundärregelung** regelt Leistungsungleichgewichte, die durch die **Bilanzkreise** (virtuelles Energiemengenkonto zur Ausgeglichenheit einer beliebigen Anzahl von Energieein- und -ausspeisungen) in der Regelzone verursacht werden, automatisch innerhalb von fünf Minuten aus. Die verfügbare Sekundärregelleistung wird bereits nach 30 Sekunden automatisch aktiviert. Dazu wird die Leistungseinspeisung der unter der Sekundärregelung laufenden thermischen Kraftwerke und (Pump)-Speicherkraftwerke automatisch angeglichen.
- Die **Minutenreserve** wird von den Übertragungsnetzbetreibern als Regelenergieprodukt regelmäßig ausgeschrieben und zur Unterstützung der Sekundärregelung manuell aktiviert. Die Minutenreserve muss innerhalb von 15 Minuten nach Abruf vom Anbieter erbracht werden, indem die Leistungseinspeisung von Kraftwerken oder die Leistungsentnahme von regelbaren Verbrauchslasten durch den Anbieter angepasst wird.

M

Merit-Order

Als Merit-Order (englisch für Reihenfolge der Leistung) wird die Einsatzreihenfolge von Erzeugungseinheiten bezeichnet. Diese wird durch die variablen Grenzkosten der Stromerzeugung bestimmt. Beginnend mit Erzeugungseinheiten mit den niedrigsten Grenzkosten werden solange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist.

Mindestleistung

Die Mindestleistung einer Erzeugungseinheit ist die Leistung, die aus anlagespezifischen oder betriebsmittelbedingten Gründen im Dauerbetrieb nicht unterschritten werden kann. Soll die Mindestleistung nicht auf den Dauerbetrieb, sondern auf eine kürzere Zeitspanne bezogen werden, so ist das besonders zu kennzeichnen.

Minutenreserve

Siehe Leistungs-Frequenz-Regelung.

Must-Run

Die Leistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen kann neben der Deckung der elektrischen Stromnachfrage zusätzlich durch andere Einflussparameter bestimmt sein, sodass in diesen Fällen die Einspeisung ins Stromnetz unabhängig vom tatsächlichen Strombedarf erfolgt. Dazu zählen Anlagen, die aufgrund technischer Restriktionen zu bestimmten Zeitpunkten einspeisen müssen – insbesondere KWK-Anlagen, die wärmegeführt betrieben werden und deren Stromerzeugung in Abhängigkeit vom jeweiligen Wärmebedarf erfolgt. Eine Abschaltung dieser Anlagen ist ohne Einsatz von Flexibilisierungsoptionen wie Wärmekesseln nicht möglich ohne gleichzeitig die Wärmeversorgung einzuschränken – die Anlagen „müssen laufen“. Weitere Restriktionen können sich z. B. durch die Versorgung industrieller Prozesse oder auch die Eigenversorgung von Kraftwerksstandorten (z. B. Braunkohlereviere) ergeben.

N

(n-1)-Kriterium

Der Grundsatz der (n-1)-Sicherheit in der Netzplanung besagt, dass in einem Netz bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn eine Komponente, etwa ein Transformator oder ein Stromkreis, ausfällt oder abgeschaltet wird. Das heißt, es darf in diesem Fall nicht zu unzulässigen Versorgungsunterbrechungen oder einer Ausweitung der Störung kommen. Außerdem muss die Spannung innerhalb der zulässigen Grenzen bleiben und die verbleibenden Betriebsmittel dürfen nicht überlastet werden. Diese allgemein anerkannte Regel der Technik gilt grundsätzlich auf allen Netzebenen. Im Verteilnetz werden allerdings je nach Kundenstruktur Versorgungsunterbrechungen in Grenzen toleriert, wenn sie innerhalb eines definierten Zeitraums behoben werden können. Andererseits wird in empfindlichen Bereichen des Übertragungsnetzes sogar ein über das (n-1)-Kriterium hinausgehender Maßstab angelegt, etwa, wenn besonders sensible Kunden wie Werke der Chemie- oder Stahlindustrie versorgt werden oder wenn ein Ausfall eine großflächigere Störung oder eine Gefahrensituation nach sich ziehen würde. Hier wird das Netz so ausgelegt, dass auch bei betriebsbedingter Abschaltung eines Elements und zeitgleichem Ausfall eines weiteren die Netzsicherheit gewährleistet bleibt (erweitertes (n-1)-Kriterium).



Nennleistung

Die Nennleistung einer Erzeugungseinheit ist die Dauerleistung, für die sie gemäß Liefervereinbarungen bestellt ist. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung.

Netto-Leistung

Siehe Brutto-Leistung.

Netzausbau

Siehe NOVA-Prinzip.

Netzcodes

Die Netzbetreiber legen technische Mindestanforderungen für den Anschluss an ihr Netz, für die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen in ihr Netz sowie für die Benutzung von > Kuppelleitungen zwischen Übertragungsnetzen fest und veröffentlichen diese. Die Anforderungen sind transparent und diskriminierungsfrei in Hinblick auf alle Interessentengruppen darzulegen.

Netzoptimierung

Siehe NOVA-Prinzip.

Netzsicherheit

Die Netzsicherheit im Sinne eines sicheren Systembetriebs bezeichnet die Fähigkeit des Übertragungsnetzes, zu einem bestimmten Zeitpunkt seine horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben zu erfüllen.

Netzverknüpfungspunkt (NVP)

Technisch und wirtschaftlich günstigster Verknüpfungspunkt des Netzanbindungssystems mit dem nächsten Übertragungs- oder Verteilnetz (landseitige Schaltanlage). Bei der Netzanbindung von Offshore-Windparks bezeichnet er die Schnittstelle zwischen Offshore-Netzanbindungssystem und landseitigem Übertragungsnetz.

Netzverstärkung

Siehe NOVA-Prinzip.

Normalbetrieb

Der Normalbetrieb ist wie folgt gekennzeichnet: Alle Kunden sind versorgt, alle Grenzwerte werden eingehalten (z. B. keine Überlastungen), das (n-1)-Kriterium wird überall erfüllt und ausreichende Kraftwerks- und Übertragungsreserven sind vorhanden.

NOVA-Prinzip

NOVA steht für **Netz-Optimierung** vor **Netz-Verstärkung** vor **Netz-Ausbau**. Laut diesem von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Netzplanung anzuwendenden Prinzip hat Netzoptimierung Vorrang vor Netzverstärkung und hat Netzverstärkung Vorrang vor Netzausbau.

- > Zu den Maßnahmen der **Netzoptimierung** zählen Änderungen der Netztopologie und des Lastflusses, die Spannungsumstellung von 220 auf 380 kV oder der witterungsabhängige Leitungsbetrieb verstanden, mit dem Ziel das bestehende Netz engpassfrei zu betreiben.
- > Zu den Maßnahmen der **Netzverstärkung** zählen der Austausch von Betriebsmitteln gegen leistungsstärkere Komponenten, die Erweiterung von bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen, z. B. um zusätzliche Schaltfelder und/oder Sammelschienen, die Zu- und Umbeseilung von Stromkreisen sowie ein Neubau von Leitungen in bestehenden Trassen verstanden. Diese Maßnahmen werden in den Abbildungen dieses Berichts durch deckende blaue Flächen bzw. Linien dargestellt
- > Zu den Maßnahmen des **Netzausbaus** zählen der Neubau von Umspannwerken und Schaltanlagen oder Leitungen in neuen Trassen. Diese Maßnahmen werden in den Abbildungen dieses Berichts durch schraffierte gelbe Flächen dargestellt. Der Zubau von Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen oder wirkleistungssteuernden Betriebsmitteln in bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen wird durch schraffierte gelbe Flächen mit blauer Umrandung in den Karten eingetragen und als „Ausbau bestehender Anlagen“ bezeichnet.

O

Offshore

Auf See, seeseitig. Bauwerke wie beispielsweise Windenergieanlagen auf offener See liegend, befinden sich offshore.

Onshore

Auf Land, landseitig. Bauwerke wie Windenergieanlagen, welche an Land errichtet werden, befinden sich onshore.

Offshore-Netzanbindungssystem

Offshore-Netzanbindungssysteme umfassen alle Anlagengüter von der Schnittstelle zwischen Offshore-Windpark-Betreiber bis zu den Netzverknüpfungspunkten an Land, einschließlich der jeweils zur Errichtung und zum Betrieb der Anbindungsleitungen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen. Dies umfasst auch die zugehörigen Anlagengüter am jeweiligen Onshore-Netzverknüpfungspunkt, wie insbesondere Konverter, Kompensationsspulen, Transformatoren, Schaltanlagen, Verbindungsleitungen, Betriebsmittel zur Spannungshaltung, Betriebsmittel zur Kompensation von Oberschwingungen sowie weitere Anlagengüter, sofern sie für die Errichtung oder den Betrieb der Offshore-Anbindungsleitung erforderlich sind.

Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP)

Bis zum Jahr 2017 haben die Übertragungsnetzbetreiber einen gemeinsamen Offshore-Netzentwicklungsplan für die ausschließliche Wirtschaftszone Deutschlands und das Küstenmeer bis einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land erstellt. Seit dem 1. Januar 2018 legen die Betreiber von Übertragungsnetzen keinen Offshore-Netzentwicklungsplan mehr vor. Er wird seitdem durch die Vorgaben des > Flächenentwicklungsplans (FEP) abgelöst.

P

PCI

Im Jahr 2013 hat die Europäische Kommission unter dem Namen „Projects of Common Interest (PCI)“ eine Liste mit Projekten von pan-europäischer Bedeutung veröffentlicht. Im Bereich der Stromübertragung sind dies rund 100 Projekte in ganz Europa. Die Projects of Common Interest sollen vorrangig umgesetzt werden. Kriterien für die Auswahl eines

Projekts waren:

- > erheblicher Nutzen für mindestens zwei Mitgliedstaaten,
- > trägt zur Stärkung des europäischen Binnenmarktes bei,
- > erhöht die Versorgungssicherheit und
- > reduziert die CO₂-Emissionen.

Nähere Informationen zu den PCI-Projekten finden Sie auf der Website der Europäischen Kommission unter ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest.

Phasenschiebertransformator (PST) – auch Querregeltransformator / Querregler

Ein Phasenschiebertransformator ist ein Element zur aktiven Steuerung des Wirklastflusses im AC-Netz mittels einer um 90° zur Bezugsspannung verschobenen Zusatzspannung. Er stellt im Netzbetrieb eine Maßnahme zur Netzoptimierung im Sinne des NOVA-Prinzips dar. Phasenschiebertransformatoren dienen der optimierten Auslastung des Übertragungsnetzes, indem mittels der Lastflusssteuerung freie Kapazitäten auf AC-Leitungen genutzt werden.

Primärenergie

Primärenergie ist Energie, die mit natürlich vorkommenden Energieformen oder -quellen zur Verfügung steht, beispielsweise Kohle, Gas oder Wind. Sie ist zu unterscheiden von der Sekundärenergie (z. B. Elektrizität), die erst durch die Umwandlung der Primärenergie zur Verfügung steht.



Primärregelung

Siehe Leistungs-Frequenz-Regelung.

Punktmaßnahmen

Neben Leitungsbaumaßnahmen sind im Netzentwicklungsplan (NEP) Strom auch so genannte Punktmaßnahmen (z. B. Transformatoren, Blindleistungskompensationsanlagen, Schaltanlagen) erforderlich. Unterschieden wird dabei zwischen vertikalen Punktmaßnahmen, die im NEP in Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern ermittelt werden, und horizontalen Punktmaßnahmen, die ausschließlich die Höchstspannungsebene betreffen.

Q**Querregeltransformator**

Siehe Phasenschiebertransformator (PST).

Querregler

Siehe Phasenschiebertransformator (PST).

R**Redispatch-Management**

Redispatch beschreibt eine Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Netzbetreiber mit dem Ziel, auftretende > (n-1)-Verletzungen zu vermeiden oder zu beseitigen. Diese Maßnahme kann regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Erzeugungseinheiten vor dem Engpass werden dabei herunter- und Erzeugungsanlagen hinter dem Engpass im gleichen Umfang hochgefahren. Der präventive Redispatch wird in der Betriebsplanung genutzt, um zum Beispiel (n-1)-Verletzungen innerhalb der nächsten Stunden zu verhindern. Kuratives Redispatch wird im laufenden Netzbetrieb eingesetzt, um vorhandene Überlastungen zu beheben. Redispatch ist dabei kein marktbasiertes Verfahren, weil es die durch den Engpass hervorgerufenen Preissignale nicht an die verantwortlichen Marktteilnehmer weitergibt. Das Verfahren hilft temporär, ist aber kein Ersatz für die grundsätzliche Behebung von dauerhaften Engpässen durch Netzausbau.

Regelzone

Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist gesetzlich verpflichtet, in seiner Regelzone ständig das Leistungsgleichgewicht zwischen elektrischer Erzeugung und Verbrauch aufrechtzuhalten, um die Netzstabilität (Frequenzhaltung von 50 Hertz und Spannungshaltung) sicherstellen zu können. Dafür kommt eine automatische > Leistungs-Frequenz-Regelung zum Einsatz, die aus der Primärregelung und der Sekundärregelung besteht. Die Sekundärregelung kann durch den manuellen Einsatz von Minutenreserve unterstützt werden.

Repowering

Windenergieanlagen der neueren Generation bringen eine Leistung von bis zu 8 MW auf. Zudem sind die Anlagen störungsärmer, leiser und wirkungsvoller. Der Vor-Ort-Austausch von älteren gegen neue Windenergieanlagen heißt deshalb auch Repowering.

Reserveleistung

Reserveleistung ist die Leistung, die für Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen den erwarteten und den tatsächlich eintretenden Verhältnissen oder für konkret planbare Sachverhalte vorgehalten wird.

S

Schaltanlage

Siehe Umspannanlage, Umspannwerk.

Scheinleistung

Die Scheinleistung ist die geometrische Summe aus > Wirk- und > Blindleistung.

Schwarzstartfähigkeit

Die Schwarzstartfähigkeit beschreibt die Fähigkeit eines Kraftwerksblocks unabhängig vom Zustand des Stromnetzes vom ausgeschalteten Zustand selbst wieder anfahren zu können. Kommt es zu einem weiträumigen Zusammenbruch des Stromnetzes (Schwarzfall), stellen diese Kraftwerke den ersten Schritt für den Versorgungswiederaufbau dar. Jeder ÜNB hat für seine > Regelzone dafür Sorge zu tragen, dass eine ausreichende Anzahl von schwarzstartfähigen Erzeugungseinheiten zur Verfügung steht.

Sekundärregelung

Siehe Leistungs-Frequenz-Regelung.

Spannungshaltung

Die Spannungshaltung dient der Aufrechterhaltung eines akzeptablen Spannungsprofils im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Netzkunden erreicht.

Spitzenkappung

Spitzenkappung beschreibt die Kürzung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen im Rahmen der Netzplanung. Sie ist ein Planungsinstrument bei der Netzdimensionierung und bezeichnet keinen realen Eingriff in die Einspeisungen (siehe Einspeisemanagement). So wird Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen vermieden.

Spitzenlast

Die Spitzenlast ist die maximale Leistung, die während einer Zeitspanne (z. B. Tag, Monat, Jahr) von einer Verbrauchseinrichtung bezogen wird oder über ein Versorgungsnetz aufzubringen ist.

Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen sind jene für die Funktionstüchtigkeit und Versorgungsqualität notwendigen Dienste in der Elektrizitätsversorgung, die Stromnetzbetreiber neben der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie zusätzlich erbringen. Dies sind unter anderem: Netzfrequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau, Betriebsführung/Netzengpassmanagement.

T

Transite

Transite sind die Übertragung von Leistungen durch ein Netz. Transite sind der Saldo von Importen und Exporten eines Netzes.

Transmission System Operator Security Cooperation (TSC)

Transmission System Operator (TSO) heißt Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Die TSO Security Cooperation (TSC) ist eine Kooperation von aktuell 14 europäischen Übertragungsnetzbetreibern mit dem Ziel, die Sicherheit in den Höchstspannungsnetzen in Zentraleuropa weiter zu erhöhen. Die Partner der TSC sind für die Energieversorgung von 170 Millionen Europäern verantwortlich. Die Initiative umfasst ein ständiges Sicherheitsgremium, nutzt ein Echtzeitinformationssystem (Real-time Awareness and Alarm System, RAAS) und verwendet eine gemeinsame IT-Plattform. Auf dieser werden allen Teilnehmern Daten und Sicherheitsberechnungen gleichberechtigt zur Verfügung gestellt. TSC ermöglicht den ÜNB, ihre Arbeit besser abzustimmen. Das hilft vor allem bei der Integration der erneuerbaren Energien sowie dem verstärkten länderübergreifenden Stromhandel und -transport. Siehe auch: www.tscnet.eu/

Transformator

Transformatoren dienen zur Umwandlung von elektrischer Energie von einer Spannungsebene in eine andere. Transformatoren werden im Wechselstromsystem eingesetzt.

TYNDP

Alle zwei Jahre erarbeitet die ENTSO-E einen Zehnjahresplan zur Netzentwicklung (Ten-Year Network Development Plan, TYNDP). Er gilt gemeinschaftsweit, ist nicht bindend und soll eine größere Transparenz zum notwendigen Ausbau des gesamten EU-Übertragungsnetzes gewährleisten. Siehe auch: <http://tyndp.entsoe.eu/>

U**Übertragungsnetz**

Mit dem Übertragungsnetz wird Strom über weite Entfernungen geleitet. Es besteht aus Hochspannungsleitungen und zusätzlichen technischen Einrichtungen. Siehe auch > Verteilnetz.

Umrichter

Siehe Konverter.

Umspannanlage, Umspannwerk

Eine Umspannanlage, auch Umspannwerk genannt, ist ein Teil des elektrischen Versorgungsnetzes, um Netze mit verschiedenen Spannungsebenen (z. B. 380 kV und 110 kV) durch Transformatoren zu verbinden. Ebenso können in diesen Anlagen verschiedene Teile des Netzes gleicher Spannung miteinander verbunden oder abgeschaltet werden. In diesen Fällen spricht man von einer **Schaltanlage**.

Umspannplattform

Seeseitiges Bauwerk zur Aufnahme der Transformatoren und anderer seeseitiger Komponenten des Netzanbindungskonzepts einschließlich aller Nebeneinrichtungen.

V**Verteilnetz**

Das Verteilnetz dient innerhalb einer begrenzten Region der Verteilung elektrischer Energie zur Speisung von Stationen und Kundenanlagen. In Verteilnetzen ist der Lastfluss im Wesentlichen durch die Kundenbelastung bestimmt. In Deutschland werden Nieder-, Mittel- und Teile des Hochspannungsnetzes als Verteilnetze genutzt. Siehe auch > Übertragungsnetz.

Vertikale Last

Die vertikale Last an den Entnahmepunkten zwischen dem Übertragungsnetz und den unterlagerten Verteilnetzen ergibt sich aus dem Saldo der Letztverbraucherlasten und der zeitgleichen dezentralen Erzeugungen in den Verteilnetzen. Wenn die zeitgleichen dezentralen Einspeisungen, z. B. aus erneuerbaren Energien, größer als die Letztverbraucherlasten in den Verteilnetzen sind, führt das zu Rückspeisungen in das Übertragungsnetz.

Voltage Source Converter (VSC)

Die VSC-Technik (Voltage Source Converter) ist eine Übertragungstechnik für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Es handelt sich dabei um eine selbstgeführte HGÜ auf Basis von ein- und abschaltbaren Leistungshalbleiterelementen (IGBT – Insulated-Gate Bipolar Transistor) mit Spannungszwischenkreis. Diese zeichnet sich im Gegensatz zur netzgeführten HGÜ durch deutlich erweiterte Steuerungs- und Regelungsmöglichkeiten aus. Beispielsweise lassen sich bei der VSC-Technik Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander einstellen. Die derzeit installierten Leistungen liegen zwar deutlich unterhalb der bereits in Betrieb befindlichen Leistungsklassen der netzgeführten HGÜ, eine Weiterentwicklung der VSC-Technologie zu höheren Systemleistungen ist jedoch absehbar. Eine ausführliche Darstellung zu diesem Thema findet sich in Kapitel 5 des NEP Strom 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Zwb auf S. 94.



W

Wechselstrom (AC)

Wechselstrom bezeichnet elektrischen Strom, der seine Richtung (Polung) in regelmäßiger Wiederholung ändert und bei dem sich positive und negative Augenblickswerte so ergänzen, dass der Strom im zeitlichen Mittel null ist. Abgekürzt wird Wechselstrom als AC („alternating current“) bezeichnet. Dreiphasenwechselstrom wird auch als Drehstrom bezeichnet.

Wirkleistung

Die beschreibt den Anteil der > Scheinleistung, der tatsächlich genutzt werden kann.