



NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN STROM



**Netzentwicklungsplan
Strom 2037
mit Ausblick 2045,
Version 2025**

Erster Entwurf der
Übertragungsnetzbetreiber

Impressum

50Hertz Transmission GmbH
Heidestraße 2
10557 Berlin
www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Stefan Kapferer (Vorsitz),
Dr. Dirk Biermann,
Sylvia Borcherding,
Christine Janssen

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

Amprion GmbH
Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund
www.amprion.net

Geschäftsführung:
Dr. Christoph Müller (Vorsitz),
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 (Vorsitz),
Dr. Markus Binder,
Kathrin Günther,
Ina Kamps

Handelsregister:
Amtsgericht Bayreuth,
HRB 4923
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
Kerstin Eva Bartos (50Hertz Transmission GmbH),
Christine Dede (Amprion GmbH),
Anjuli Walter (TenneT TSO GmbH),
Kathrin Egger (TransnetBW GmbH)

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

Gestaltung
CBE DIGIDEN AG
www.cbe-digiden.de

Stand
10. Dezember 2025

Alle Grafiken, Tabellen und Texte aus dem ersten Entwurf des Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 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 (2025), erster Entwurf | Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0
Bei Bearbeitungen: Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2025), 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	14
1 Einführung: Prozess und Methodik	17
1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber	18
1.2 Vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplangesetz	19
1.3 Methodik	20
1.3.1 Szenariorahmen	20
1.3.2 Marktsimulation	20
1.3.3 Offshore-Netz	21
1.4 Onshore-Netz	21
1.5 Internationale Netzplanung	21
2 Szenariorahmen und Marktmodellierung	24
2.1 Szenarienbeschreibung	25
2.2 Rahmendaten der Genehmigung	27
2.3 Berechnungsgrundlagen und Marktmodell	29
2.4 Modellierung des Stromverbrauchs	31
2.4.1 Neue Stromgroßverbraucher	33
2.4.2 Private Haushalte	34
2.4.3 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	34
2.4.4 Industrie	35
2.4.5 Verkehr	36
2.4.6 Wasserstoff und Elektrolyseure	37
2.4.7 Fernwärme	38
2.4.8 Flexibilität von Haushalten	40
2.4.9 Flexibilität in Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	42
2.4.10 Verluste	43
2.5 Modellierung der Stromerzeugung	43
2.5.1 Erneuerbare Energien	43
2.5.2 Kraftwerke und Speicher	46
2.5.3 Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreise	49
2.6 Nachbildung des Auslands	50
2.7 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten	53
2.8 Trendszenario 2032	60
3 Marktsimulationsergebnisse	63
3.1 Ergebnisse der Marktsimulation für Europa	64
3.2 Überblick der Marktsimulationsergebnisse für Deutschland	68
3.2.1 Energiebilanz Deutschland	68
3.2.2 Energiebilanzen je Bundesland	70
3.2.3 Entwicklung der innerdeutschen Transportaufgabe	75
3.2.4 Auswertung ausgewählter energiepolitischer Ziele	76

3.3 Beschreibung ausgewählter Detailergebnisse für Deutschland	78
3.3.1 Kennzahlen ausgewählter Situationen	78
3.3.2 Vollaststunden der Erzeugungsanlagen und lastseitigen Flexibilitäten	80
3.3.3 Überschüssige Stromerzeugung von Erneuerbare-Energien-Anlagen	82
3.3.4 Lastnahe Reserven	82
3.3.5 Einsatz Speicher und Flexibilität in Haushalten	83
3.3.6 Wasserstoff und Elektrolyseure	86
3.3.7 Flexibilität in Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	88
3.3.8 Wärmebedarfsdeckung in Fernwärmennetzen	89
4 Technologie und Innovationen	92
4.1 Auswahl eines kombinierten AC/DC-Netzes als Technologiekonzept	93
4.2 Technologiereifegrade im Netzentwicklungsplan	94
4.3 AC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz	96
4.3.1 Höherauslastung der Netzkomponenten	98
4.3.2 Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen	99
4.3.3 Lastflusssteuerung	101
4.3.4 Blindleistungskompensationsanlagen mit Momentanreserve	102
4.3.5 Kurative Systemführung und Einsatz von Großbatteriespeichern	103
4.4 DC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz	105
4.4.1 Wesentliche primärtechnische DC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz	106
4.4.2 DC-Multiterminal-Systeme	108
4.5 Regulatorischer Rahmen für Innovationen	114
5 Offshore-Netz	118
5.1 Offshore-Ausbauplanung	119
5.1.1 Rechtlicher Rahmen	119
5.1.2 Anderweitige Planungsmöglichkeiten	120
5.1.3 Räumliche, zeitliche und planerische Rahmenbedingungen	120
5.2 Offshore-Optimierung	122
5.2.1 Offshore-Optimierungsmaßnahmen	124
5.2.2 Grundlagen zur Ermittlung einer optimierten Offshore-Ausbaukulisse	128
5.2.3 Anwendung der Offshore-Optimierung im NEP	131
5.3 Offshore-Netzausbau	134
5.3.1 Offshore-Startnetz	135
5.3.2 Offshore-Zubaunetz	139
5.3.3 Offshore-Vernetzung	147
5.4 Offshore-Investitionsvolumen	148
6 Onshore-Netz	151
6.1 Methodik der Netzanalysen	152
6.1.1 Planungsgrundsätze	153
6.1.2 Das NOVA-Prinzip der Netzentwicklung	153
6.1.3 Der Einsatz der Gleichstromtechnologie	154
6.1.4 Alternativenprüfung	155
6.1.5 Grundsätzliches Vorgehen bei Netzanalysen	155
6.2 Startnetz und Bundesbedarfsplannetz als Ausgangspunkt der Netzanalysen im NEP 2037/2045 (2025)	157

6.3 Ergebnisse der Netzanalysen	161
6.3.1 Zubaunetz Szenario A 2037	166
6.3.2 Zubaunetz Szenario B 2037	168
6.3.3 Zubaunetz Szenario A 2045	170
6.3.4 Zubaunetz Szenario B 2045	172
6.3.5 Bündelungsoptionen	174
6.3.6 Engpassmanagement nach Netzausbau	178
7 Interkonnektoren	181
7.1 Einführung Interkonnektoren	181
7.2 Entwicklung neuer Interkonnektoren	182
7.3 Interkonnektor-Projekte im NEP 2037/2045 (2025)	183
7.4 Modellierung von hybriden Interkonnektoren	186
7.5 Bewertungsvorgehen im NEP 2037/2045 (2025)	187
7.5.1 Bewertungsmethode	187
7.5.2 Bewertungsindikatoren	188
7.6 Ergebnisübersicht	190
8 Übersicht der identifizierten Maßnahmen	193
8.1 Digitale Projektbibliothek	193
8.2 Maßnahmen Onshore-Netz	194
8.2.1 Startnetz NEP 2037/2045 (2025)	195
8.2.2 Zubaunetz NEP 2037/2045 (2025)	211
8.3 Maßnahmen Offshore-Netz	231
9 Konsultation	234
10 Zusammenfassung	238
Glossar	246

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Regelzonen	18
Abbildung 2: Der Prozess vom Szenariorahmen zum Bundesbedarfsplan	19
Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenariopfade	26
Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger	28
Abbildung 5: Marktmodell	30
Abbildung 6: Nettostromverbrauch nach Sektor/Anwendungsbereich	32
Abbildung 7: Regionaler Gesamtstromverbrauch für das Szenario B 2045	33
Abbildung 8: Verbleibender Gesamtwärmebedarf in B 2045 nach Abzug der Wärmebereitstellung aus Geothermie, Solarthermie, Bioenergie und industrieller Abwärme	39
Abbildung 9: Flächenspezifische Darstellung der installierten Leistung von Onshore-Wind im Szenariopfad B	44
Abbildung 10: Flächenspezifische Darstellung der installierten Leistung von PV-Freifläche im Szenariopfad B	45
Abbildung 11: Flächenspezifische Darstellung der installierten Leistung von PV-Aufdach im Szenariopfad B	45
Abbildung 12: Installierte Leistung erneuerbarer und konventioneller Energieträger auf Basis des Szenarios National Trends+ des TYNDP 2024	51
Abbildung 13: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2037	54
Abbildung 14: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2037	55
Abbildung 15: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2037	56
Abbildung 16: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2045	57
Abbildung 17: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2045	58
Abbildung 18: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2045	59
Abbildung 19: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo Deutschlands und seiner elektrisch benachbarten Länder	65
Abbildung 20: Handelsaustauschenergiemengen der Szenarien	66
Abbildung 21: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Import/Export im Vergleich	69
Abbildung 22: Energiebilanz der Bundesländer im Szenario A 2037	71
Abbildung 23: Energiebilanz der Bundesländer im Szenario B 2037	72
Abbildung 24: Energiebilanz der Bundesländer im Szenario A 2045	73
Abbildung 25: Energiebilanz der Bundesländer im Szenario B 2045	74
Abbildung 26: Angenommener Zuschnitt des innerdeutschen Transportbedarfs	75
Abbildung 27: Jahresenergiemenge der innerdeutschen Transportaufgabe	76
Abbildung 28: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch	77
Abbildung 29: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen	78
Abbildung 30: Stromerzeugung, Stromverbrauch und Handelsaustausch in ausgewählten Situationen	79
Abbildung 31: Vergleich der gemittelten Vollaststunden	80

Abbildung 32: Jahresdurchschnittlicher Tagesverlauf Speichereinsatz (marktorientierte Kleinbatterie-, Großbatterie- und Pumpspeicher aggregiert)	83
Abbildung 33: Jahresdurchschnittlicher Tagesverlauf Speichereinsatz	84
Abbildung 34: Einsatzmuster von Großbatteriespeichern nach Tageszeit und Monat in B 2045	84
Abbildung 35: Normierter jahresdurchschnittlicher Tagesverlauf von flexiblen und unflexiblen Lasten im Szenario B 2045	85
Abbildung 36: Normierter jahresdurchschnittlicher Wochenverlauf von E-PKW-Ladevorgängen in B 2045	85
Abbildung 37: Jahresdurchschnittlicher Tagesverlauf von flexiblen E-PKW-Ladevorgängen und Einsatz flexibler Wärmepumpen	86
Abbildung 38: Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung	86
Abbildung 39: Monatliche Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung in B 2045	87
Abbildung 40: Einsatzmuster Elektrolyseure nach Tageszeit und Monat in B 2045	87
Abbildung 41: Durchschnittlicher Tagesverlauf verschiebbarer DSM-Anlagen in B 2045	88
Abbildung 42: Wärmebedarf und -bereitstellung in Fernwärmenetzen – exemplarische Woche im Frühling in B 2045	89
Abbildung 43: Wärmebereitstellung in Fernwärmenetzen	90
Abbildung 44: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems	98
Abbildung 45: Funktionsweise witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb	98
Abbildung 46: Schematische Darstellung des Einsatzes von Netzboostern	104
Abbildung 47: Erdkabel im Querschnitt	106
Abbildung 48: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept	107
Abbildung 49: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit Direktanbindungskonzept	108
Abbildung 50: Schematischer Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt-Planung (P2P) mit DC-MT-Planung	109
Abbildung 51: Schematische Darstellung der definierten Multiterminal-Entwicklungstufen	111
Abbildung 52: Schematische Darstellung der Offshore-Netzanbindung und -Vernetzung	112
Abbildung 53: Entfernungszonen der Nordsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie	121
Abbildung 54: Entfernungszonen der Ostsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie	121
Abbildung 55: Auswirkungen der Überbauung auf zusätzliche Energieerträge und abgeregelte Energiemengen aus Offshore-Wind	125
Abbildung 56: Übersicht zu den Offshore-Optimierungsmaßnahmen	127
Abbildung 57: Optimierung innerhalb der Nordsee der deutschen AWZ	129
Abbildung 58: Optimierte Offshore-Ausbaukulisse auf Basis der berücksichtigten Indikatoren	132
Abbildung 59: Offshore-Startnetz Nordsee	138
Abbildung 60: Offshore-Startnetz Ostsee	139
Abbildung 61: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario A 2037	143
Abbildung 62: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario B 2037	144

Abbildung 63: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario A 2045	145
Abbildung 64: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario B 2045	146
Abbildung 65: Investitionsvolumina des Offshore-Start- und Zubaunetzes je Szenario	148
Abbildung 66: NOVA-Kategorien und -Typen im NEP 2037/2045 (2025) gemäß § 3 NABEG	154
Abbildung 67: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz/nur Leitungsprojekte	159
Abbildung 68: Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall im BBP-Netz im Szenario A 2037	160
Abbildung 69: Grenzwertüberschreitende Netznutzungsfälle im (n-1)-Fall im BBP-Netz im Szenario A 2037	161
Abbildung 70: Netzausbau- und Netzverstärkungsbedarf Onshore in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2025)	164
Abbildung 71: Geschätzte Investitionskosten Onshore in den Szenarien im NEP 2037/2045 (2025)	164
Abbildung 72: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario A 2037/nur Leitungsprojekte	167
Abbildung 73: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario B 2037/nur Leitungsprojekte	169
Abbildung 74: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario A 2045/nur Leitungsprojekte	171
Abbildung 75: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario B 2045/nur Leitungsprojekte	173
Abbildung 76: Mögliche Bündelungsoptionen von neuen HGÜ-Verbindungen und Offshore-Netzanbindungssystemen B 2045	177
Abbildung 77: Engpassmanagementbedarf nach Netzausbau in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2025)	179
Abbildung 78: Beispiel Modellierung hybrider Interkonnektor	186
Abbildung 79: Übersicht der modellierten hybriden Interkonnektoren im NEP 2037/2045 (2025)	187
Abbildung 80: Ansichten der digitalen Projektbibliothek auf www.netzentwicklungsplan.de	193
Abbildung 81: Beteiligung an der Planung des Übertragungsnetzes	235

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Szenariokennzahlen	27
Tabelle 2: Genehmigte Leistung der Elektrolyseure in den Szenarien	37
Tabelle 3: Kombination von Fernwärme-Szenarien für die NEP-Szenariopfade	38
Tabelle 4: Genehmigte Leistungen der Power-to-Heat-Technologien in den Szenarien	39
Tabelle 5: Resultierende Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage in den Szenarien auf Basis des Wetterjahres 2012	40
Tabelle 6: Anteile der marktorientierten und netzorientierten Haushalte	41
Tabelle 7: DSM-Potenziale	42
Tabelle 8: Installierte Leistungen des konventionellen Kraftwerksparks	47
Tabelle 9: Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreise	49
Tabelle 10: CO ₂ -Emissionsfaktoren nach Energieträgern	49
Tabelle 11: NTC-Handelskapazitäten der deutschen Anrainer für 2045	52
Tabelle 12: Überschüssige Erzeugung erneuerbare Energien je Szenario	82
Tabelle 13: Technologiereifegrad in Analogie zum Technology Readiness Level	95
Tabelle 14: Übersicht zu den Kennzahlen der 2045er-Szenarien der gewählten Offshore-Ausbaukulisse	133
Tabelle 15: Übersicht über die in die Netzmodellierung eingeflossenen Szenarien	133
Tabelle 16: Übertragungsleistungen und Trassenlängen des Offshore-Startnetzes	135
Tabelle 17: Projekte des Offshore-Startnetzes Nordsee (in Realisierung befindliche ONAS)	136
Tabelle 18: Projekte des Offshore-Startnetzes Ostsee (in Realisierung befindliche ONAS)	136
Tabelle 19: Offshore-Zubaunetz – installierte Erzeugungsleistung sowie Übertragungsleistung unter Berücksichtigung von Offshore-Optimierungen	140
Tabelle 20: Überblick über die Trassenlängen des Offshore-Zubaunetzes in der Nordsee	140
Tabelle 21: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes in der Nordsee	141
Tabelle 22: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes in der Ostsee	142
Tabelle 23: Investitionsvolumina des Offshore-Start- und Zubaunetzes je Szenario	148
Tabelle 24: Trassenlängen des Onshore-Startnetzes	158
Tabelle 25: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2037/2045 (2025)	163
Tabelle 26: Szenario A 2037 Kennzahlen	166
Tabelle 27: Szenario B 2037 Kennzahlen	168
Tabelle 28: Szenario A 2045 Kennzahlen	170
Tabelle 29: Szenario B 2045 Kennzahlen	172
Tabelle 30: Übersicht der im NEP 2037/2045 (2025) zu prüfenden Interkonnektoren	184
Tabelle 31: Bewertungsvorgehen für untersuchte Projekte	185

Tabelle 32: Übersicht über die ausgewerteten Indikatoren im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse	188
Tabelle 33: Übersicht Veröffentlichungszeitpunkte der CBA-Ergebnisse	190
Tabelle 34: Startnetz 50Hertz NEP 2037/2045 (2025)	195
Tabelle 35: Startnetz Amprion NEP 2037/2045 (2025)	198
Tabelle 36: Startnetz TenneT Germany NEP 2037/2045 (2025)	201
Tabelle 37: Startnetz TransnetBW NEP 2037/2045 (2025)	206
Tabelle 38: Startnetz DC-Maßnahmen NEP 2037/2045 (2025)	209
Tabelle 39: Erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien A 2037, B 2037, A 2045 und B 2045 gemäß Kapitel 6.3 NEP 2037/2045 (2025)	211
Tabelle 40: Interkonnektoren im Zubaunetz NEP 2037/2045 (2025)	230
Tabelle 41: Übersicht Offshore-Startnetz NEP 2037/2045 (2025)	231
Tabelle 42: Übersicht Offshore-Zubaunetz NEP 2037/2045 (2025)	232
Tabelle 43: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Vergleich	239
Tabelle 44: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario A 2037	243
Tabelle 45: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario B 2037	243
Tabelle 46: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario A 2045	243
Tabelle 47: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario B 2045	243

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen Bundesländer		Weitere Abkürzungen	
BB	Brandenburg	A	Ampere
BE	Berlin	AC	Alternating Current/Wechselstrom
BW	Baden-Württemberg	ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BY	Bayern	AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone (Bereich außerhalb des Küstenmeers)
HB	Bremen	BEI	Bornholm Energy Island
HE	Hessen	BBP	Bundesbedarfsplan
HH	Hamburg	BBPlG	Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz)
MV	Mecklenburg-Vorpommern	BDEW	Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft
NI	Niedersachsen	BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
NW	Nordrhein-Westfalen	BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
RP	Rheinland-Pfalz	BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
SH	Schleswig-Holstein	BNetzA	Bundesnetzagentur
SL	Saarland	BOGI	Baltic Offshore Grid Initiative
SN	Sachsen	BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
ST	Sachsen-Anhalt	CAPEX	Capitel Expenditures
TH	Thüringen	CBA	Cost Benefit Analysis/ Kosten-Nutzen-Analyse im TYNDP
Abkürzungen Staaten		CCS	Carbon Capture and Storage
AT	Österreich	CEP	Clean energy for all Europeans package der EU-Kommission
BE	Belgien	COP	Coefficient of Performance, Leistungszahl
CH	Schweiz	CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CZ	Tschechische Republik	DAC	Direct Air Capture
DE	Deutschland	DACF	Day Ahead Congestion Forecast
DK	Dänemark	DC	Direct Current/Gleichstrom
DKE	Dänemark Ost	DSM	Demand Side Management, Nachfragesteuerung
DKW	Dänemark West	EE	erneuerbare Energien
EE	Estland	EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
FR	Frankreich	EMF	elektrische und magnetische Felder
GB	Großbritannien	EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugetz)
IT	Italien		
LU	Luxemburg		
LV	Lettland		
NL	Niederlande		
NO	Norwegen		
PL	Polen		
SE	Schweden		
UK	Vereinigtes Königreich		

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel	kV kWh kWp	Kilovolt Kilowattstunde Kilowattpeak
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas/ Verband der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber, Brüssel	KVBG	Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)	MSCDN	Mechanically Switched Capacitor with Damping Network/mechanisch geschaltete Blindleistungskompensation
ERAA	European Resource Adequacy Assessment	MT-System	Multiterminal-System
EU	Europäische Union	MV	Multi-Vendor
FACTS	Flexible-AC-Transmission-System	MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW)
FBMC	Flow-Based Market Coupling/ Lastflussbasierte Kapazitätsberechnung	MWh	Megawattstunde (1 MWh = 1.000 kWh)
FEP	Flächenentwicklungsplan	NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.		Übertragungsnetz
FNB Gas	Fernleitungsnetzbetreiber Gas	NEP	Netzentwicklungsplan
Frauenhofer		NNF	Netznutzungsfall
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme	NOVA	Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau
GSK	Generation Shift Key	NT+	Szenario „National Trends+“ des TYNPD
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	NTC	Net Transfer Capacities/bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei Regelzonen
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)		
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000 MWh)		
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	NVP	Netzverknüpfungspunkt
HTL	Hochtemperaturleiter, Hochtemperaturleiterseile	O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
HTLS	spezielle Form von Hochtemperaturleiterseilen (High Temperature Low Sag)	ONAS	Offshore-Netzanbindungssysteme
HVAC	High-Voltage Alternating Current	OPEX	Operational Expenditures
HVDC	High-Voltage Direct Current	OTC	Offshore TSO Collaboration
IBN	Inbetriebnahme	OWP	Offshore-Windpark
IDCF	Intra-Day Congestion Forecast	PCI	Project of common interest/Projekt von pan-europäischer Bedeutung gemäß EU-Verordnung 347/2013
IEC	International Electrotechnical Commission/Internationale Elektrotechnische Kommission	PINT PTDF	„Put IN one at a Time“ Power-Transfer-Distribution-Factors/ Angaben zur Änderung des Leistungsflusses auf einer Leitung aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen
IoSN	„Identification of System Needs“ Studie		
K	Kelvin		
kA	Kiloampere		
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzauschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)	PtG PtH PJ	Power-to-Gas Power-to-Heat Petajoule
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz	PST PV	Phasenschiebertransformator Photovoltaik



RAM	Remaining Available Margin/ vorgegebene Kapazitätswerte für eine Leitung bei Einsatz von FBMC
ROV	Raumordnungsverfahren
rPSA	rotierende Phasenschieberanlage
SOGL	System Operation Guideline
STATCOM	Static Synchronous Compensator/ statische Blindleistungskompensation in VSC-Umrichtertechnik (selbstgeführter Umrichter)
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitors/ Thyristorgesteuerte Serienkompensation
TOOT	„Take Out One at a Time“
TRG	Technologiereifegrad
TWh	Terawattstunde (1 TWh = 1.000 GWh)
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan/ 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW	Umspannwerk = Umspannanlage (UA)
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAFB	witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb
WEA	Windenergieanlagen
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz)

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

50Hertz, Amprion, TenneT Germany und TransnetBW – die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung – veröffentlichen hiermit den ersten Entwurf zum neunten Netzentwicklungsplan (NEP) Strom. Damit erfüllen wir eine gesetzlich verankerte Aufgabe: Wir bewerten den zukünftigen Transportbedarf für Strom und ermitteln den notwendigen Netzausbau auf Höchstspannungsebene unter Wahrung der Netzsicherheit. So leisten wir einen wesentlichen Beitrag dazu, dass Deutschland seine nationalen und europäischen Klimaschutzverpflichtungen einlösen kann.

Auch dieser NEP beinhaltet – wie sein Vorgänger – eine Langfristplanung und richtet den Blick erneut auf das „Klimaneutralitätsnetz 2045“. Er ist also nicht nur ein technisches Dokument, sondern ein strategisches Instrument für die Umsetzung der Energiewende. Daher spiegelt er auch aktuelle Entwicklungen bei den politischen, technologischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen wider.

Diese Rahmenbedingungen haben sich im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) teilweise stark verändert. Insofern begrüßen die Übertragungsnetzbetreiber die von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenarien für den vorliegenden NEP. Die vielfältige Bandbreite der Szenarien führt zu einem unterschiedlichen Bedarf an Netzausbaumaßnahmen. Im ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans werden die Ergebnisse für die Szenarien A und B vorgestellt. Die detaillierten Ergebnisse für Szenario C folgen mit dem zweiten Entwurf.

Im Entwicklungspfad A sehen die Übertragungsnetzbetreiber ein robustes Szenario, das ihrer Einschätzung nach eine verlässliche Grundlage für die Netzentwicklungsplanung bildet. Die zentralen Ergebnisse der Analysen und Empfehlungen zum Netzausbau sind:

- Die Marktverknappung bei technischen Komponenten und Dienstleistungen hat zu einer erheblichen Kostensteigerung von Netzausbauvorhaben gegenüber früheren Annahmen geführt.
- Diese Kostensteigerungen führen zu einem neuen Optimum zwischen DC-Ausbau, AC-Ausbau und verbleibendem Engpassmanagement. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass auch zukünftig ein Engpassmanagement in höherer Größenordnung unter Einbeziehung neuer Flexibilitäten gut beherrschbar sein wird, und weisen in den Zielnetzen daher einen höheren verbleibenden Bedarf an Engpassmanagement als im vergangenen NEP aus.
- Einzelne, im vorherigen NEP bestätigte oder erstmals in diesem NEP identifizierte Netzausbaumaßnahmen zeigen ihre Robustheit in der Langfristperspektive. Sie bieten somit die Möglichkeit zur Staffelung der Ausbauvorhaben bis 2045, sodass eine zeitliche Entzerrung des erforderlichen Netzausbaubedarfs ermöglicht wird. Dadurch ergibt sich ein unterschiedlicher Umfang des Netzausbaus zwischen den Zeithorizonten 2037 und 2045.
- Im Vergleich zum vorherigen NEP zeigt sich die HGÜ-Verbindung DC42 in allen Szenarien als robust und die Erweiterung DC42plus in allen Szenarien mit Ausnahme von A 2037 (wenn gleich nunmehr als Freileitung), wohingegen DC40, DC40plus und DC41 in diesem NEP nicht mehr Teil eines volkswirtschaftlich effizienten Klimaneutralitätsnetzes sind.
- Im Rahmen der Offshore-Optimierung (u. a. Flächenneuzuschnitt und Windpark-Überbauung) haben die Übertragungsnetzbetreiber unter gutachterlicher Begleitung des Fraunhofer IWES einen Vorschlag ausgearbeitet, der einen positiven Beitrag zur kosteneffizienten Integration von Windenergie auf See hat.
- Die Aktualisierung der europäischen Szenariendatenbasis („National Trends“) bildet die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen in den Nachbarländern ab.
- Um dem Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD sowie dem Bericht zum Energiewende-Monitoring Rechnung zu tragen, haben die Übertragungsnetzbetreiber neue HGÜ-Vorhaben als Freileitung berücksichtigt. Dementsprechend wurden neue HGÜ-Vorhaben hinsichtlich der Kosten als Freileitung kalkuliert.

Die Investitionskosten im Entwicklungspfad A für das Jahr 2045 belaufen sich auf etwa 360 Mrd. Euro. Wesentliche Einsparpotenziale ergeben sich insbesondere durch die Verringerung der Offshore-Netzanbindungssysteme sowie der landseitigen HGÜ.

Der jetzt vorliegende erste Entwurf zum NEP zeigt erneut, wie groß die Herausforderungen im Zusammenhang mit der Transformation der Energiesysteme sind. Gleichzeitig zeigt der vorliegende Entwurf, dass dieser Weg gangbar ist. Kernvoraussetzung für einen gesellschaftlich legitimierten gemeinsamen Weg zur Klimaneutralität ist die breite Akzeptanz der Planung durch relevante Stakeholder. Zu einem entsprechenden Austausch laden die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Dialogveranstaltungen gerne 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 und
Marktmodellierung

3 Marktsimulationsergebnisse

4 Technologie und Innovationen

5 Offshore-Netz

6 Onshore-Netz

7 Interkonnektoren

8 Maßnahmenübersicht

9 Konsultation

10 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 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 (NEP) 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, konsultierte und genehmigte Szenariorahmen.

Der dem letzten NEP zugrunde liegende Szenariorahmen betrachtete neben dem Zieljahr 2037 auch das Jahr 2045 und bildete damit ein Stromübertragungsnetz für ein klimaneutrales Energiesystem¹ in Deutschland ab. Grundlage hierfür ist die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aus dem Jahr 2022. § 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.“ Der vorliegende NEP betrachtet damit zum zweiten Mal den Zeithorizont bis zum gesetzlich festgelegten Jahr 2045, in dem gemäß Klimaschutzgesetz das Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität erreicht werden soll.

Das Ziel eines klimaneutralen Energiesystems bis 2045 steht im Mittelpunkt. Dazu zeichnet der genehmigte Szenariorahmen einen breiten Trichter verschiedener Entwicklungspfade, die sich beispielsweise im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien, des Elektrifizierungsgrades bei der Dekarbonisierung des Energieverbrauchs und in der Rolle von Wasserstoff unterscheiden. Die Ausgestaltung eines breiten Szenariotrichters stellt einen zentralen Unterschied gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) dar.

Für die Jahre 2037 und 2045 wurden jeweils drei Szenarien erstellt: A, B und C sowie ein zusätzliches Szenario für A 2037+, das von einer höheren installierten Leistung von Onshore-Wind ausgeht (141 GW statt 127 GW). Der NEP 2037/2045 (2025) berechnet also in sieben unterschiedlichen Szenarien die notwendigen Netzentwicklungen. Die Marktsimulationsergebnisse und die Netzentwicklungen im Onshore- wie Offshore-Netz für die Szenarien C 2037 und C 2045 werden mit Zustimmung der BNetzA im zweiten Entwurf veröffentlicht. Das zusätzliche Szenario A 2037+ wird nach dem zweiten Entwurf in einem Sonderbericht eingereicht und von der Bundesnetzagentur öffentlich konsultiert. Die Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analysen der Interkonnektoren (Cost-Benefit Analyses, CBA) werden in der digitalen Projektbibliothek unter www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek mit den jeweiligen Veröffentlichungen des Netzentwicklungsplan aktualisiert. Die neue Projektbibliothek ermöglicht Nutzenden einen intuitiveren und zeitgemäßen Zugriff auf die Projektsteckbriefe.

Erstmals wurden die Prozesse zur Erstellung der Szenariorahmen zum NEP für Strom sowie für Gas und Wasserstoff parallel gestartet. Beide betrachten die Zieljahre 2037 und 2045 und ermöglichen durch einen abgestimmten Szenariopfad B eine Harmonisierung sektorkoppelnder Elemente wie Gas- und Wasserstoffkraftwerke sowie Elektrolyseure. Damit unterstützt der NEP die integrierte Transformation des Energiesystems durch eine zunehmend koordinierte Netzplanung für Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen (§15b EnWG).

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

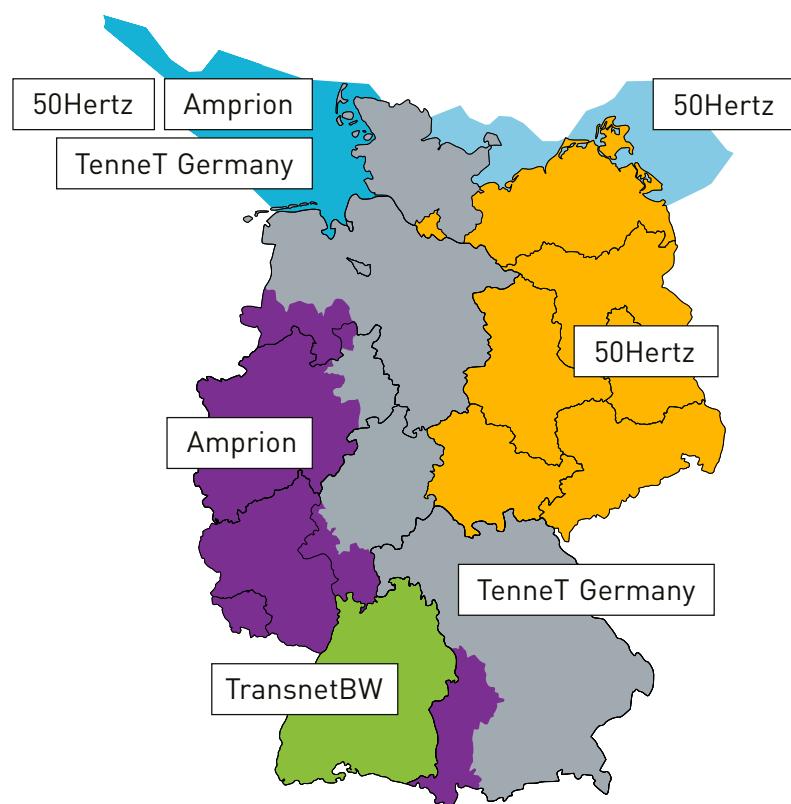
Neben den Szenarien für die langfristigen Planungshorizonte 2037 und 2045 ist im aktuellen NEP zusätzlich das Trendszenario 2032 enthalten. Es spiegelt die Fortsetzung von sich aktuell abzeichnenden Entwicklungen bis 2032 wider. Zum einen dient dieses Szenario im aktuellen NEP (neben dem Szenario B 2037) zur Bedarfsermittlung erforderlicher Blindleistungskompensationsanlagen, zum anderen stützt sich auch der Systemstabilitätsbericht 2027 darauf. Im Systemstabilitätsbericht wird geprüft, ob kurz- bis mittelfristig Maßnahmen für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Bisherige Untersuchungen zur Bewertung der Systemstabilität waren Teil des NEP und sind im Begleitdokument „Bewertung der Systemstabilität“ der vorherigen NEP dokumentiert. Seit dem 01.01.2025 sind die vier ÜNB verpflichtet, der BNetzA alle zwei Jahre über die Sicherheit, Zuverlässigkeit, Stabilität und Leistungsfähigkeit ihres Energieversorgungsnetzes sowie des Elektrizitätsversorgungssystems zu berichten (§ 12i EnWG). Im Juni 2025 wurde der Systemstabilitätsbericht erstmals als eigenständiges Dokument veröffentlicht.

1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber

In § 11 des EnWG 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 Germany und TransnetBW sind für den sicheren Netzbetrieb in ihren Regelzonen verantwortlich. Diese Regelzonen sind jedoch keine isolierten Inselnetze, sondern ein Verbundnetz.

Abbildung 1: Regelzonen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

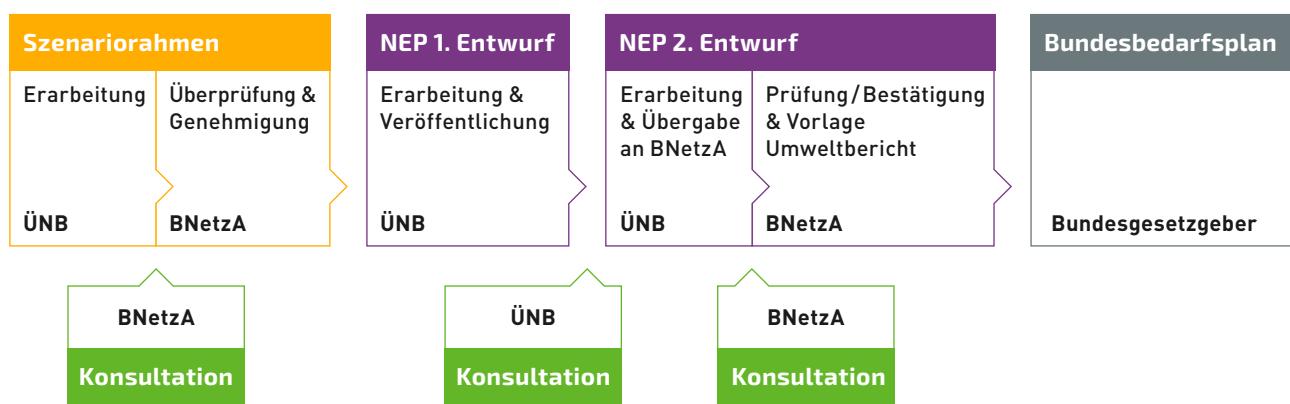
Nach § 12b EnWG sind die ÜNB mit Regelzonenverantwortung (vgl. § 3 Nr. 10a EnWG) verpflichtet, einen gemeinsamen NEP zu erstellen und der BNetzA zur Bestätigung vorzulegen. Zu den wesentlichen Schritten der gemeinsamen NEP-Erstellung gehören insbesondere die gemeinsame Marktsimulation und gemeinsame 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 Verteilnetzbetreiber (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. Beispielsweise wurden die VNB bei der Marktabfrage für Großverbraucher eingebunden. Die dem NEP zugrunde liegenden Szenario- und Marktinformationen werden während der Erstellung des NEP den VNB für die Regionalszenarien bereitgestellt, auf denen wiederum die Netzausbaupläne der VNB basieren. Die ÜNB beabsichtigen, die Erkenntnisse der VNB aus dem laufenden Netzausbauplan-Prozess im Szeniorahmen des nächsten NEP im Jahr 2027 aufzugreifen.

1.2 Vom Szeniorahmen zum Bundesbedarfsplangesetz

Die ÜNB haben am 28.06.2024 den Szeniorahmenentwurf für diesen NEP an die BNetzA übergeben. Diese hat den Szeniorahmenentwurf im September 2024 veröffentlicht und zur öffentlichen Konsultation gestellt. Am 30.04.2025 hat die BNetzA den Szeniorahmen für die Netzentwicklungsplanung genehmigt. Auf Grundlage dieses genehmigten Szeniorahmens haben die ÜNB zunächst den ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) erstellt.

Der erste Entwurf wird von den ÜNB öffentlich zur Konsultation gestellt (s. Kapitel 9 „Konsultation“). Nach seiner Überarbeitung wird er in zweiter Fassung an die BNetzA übermittelt. Zehn Monate nach der Genehmigung des Szeniorahmens müssen die ÜNB den konsultierten und überarbeiteten zweiten Entwurf des NEP der BNetzA vorlegen. Die BNetzA prüft den NEP, erstellt dazu einen Umweltbericht und führt eine weitere Konsultation durch. Die Bestätigung des NEP erfolgt durch die BNetzA im Rahmen eines Prüf- und Genehmigungsprozesses. Die von der BNetzA bestätigten Maßnahmen des NEP bilden die Basis für den Bundesbedarfsplan (BBP). Der Entwurf des BBP wird von der Bundesregierung dem Gesetzgeber übermittelt, der auf dieser Basis das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) anpassen soll. Mit Aufnahme der Vorhaben in das BBPlG werden die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt.

Abbildung 2: Der Prozess vom Szeniorahmen zum Bundesbedarfsplan



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1.3 Methodik

Um den zukünftigen Übertragungsbedarf des Höchstspannungsnetzes zu ermitteln, bedarf es mehrerer methodischer Schritte. Zunächst wird der zugrunde liegende Szenariorahmen festgelegt, welcher die Entwicklung der nationalen und europäischen Energieversorgung abbildet. Auf dieser Basis erfolgt eine Szenarioausdetaillierung durch Modelldaten, die anschließend in einer Simulation des europäischen Strommarktes verarbeitet werden. Die Marktsimulationsergebnisse bilden die Grundlage für die nachfolgenden stationären Netzanalysen. Im Rahmen einer Zielnetzentwicklung werden potenzielle Maßnahmen im Höchstspannungsnetz identifiziert und bewertet.

1.3.1 Szenariorahmen

Der Szenariorahmen zeigt eine Bandbreite an möglichen Entwicklungen des Stromsystems unter Berücksichtigung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung auf. Dabei werden Szenarien betrachtet, die die Entwicklung der nächsten 12 Jahre bis 2037 abbilden. Im Zentrum steht das Ziel, bis 2045 ein klimaneutrales Energiesystem zu gestalten. Der Szenariorahmen bildet hierfür einen breiten Szenariotrichter mit unterschiedlichen Entwicklungspfaden ab, die sich hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien, des Elektrifizierungsgrades bei der Dekarbonisierung des Energieverbrauchs und in der Rolle von Wasserstoff unterscheiden.

Vor dem Hintergrund zahlreicher Studien und Analysen, die Vorschläge für Kosteneinsparungen beim Umbau des Energiesystems und einem sich abzeichnenden langsameren Anstieg des Strombedarfs enthalten, haben die ÜNB für den aktuell vorliegenden NEP den Szenariopfad A eingebracht, der im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) einen weniger starken Anstieg des Stromverbrauchs und eine hohe Quote an Wasserstoffimporten berücksichtigt. Der Ausbau erneuerbarer Energien bleibt dabei unter den gesetzlichen Ausbauzielen. Dennoch erreicht der Szenariopfad A das Ziel der Klimaneutralität bei insgesamt geringster Elektrifizierung durch einen hohen Grad an Wasserstoffimporten sowie den Einsatz synthetischer Energieträger. Der Szenariopfad B wird von einem höheren Stromverbrauch geprägt, da die Dekarbonisierung durch eine hohe Direktelektrifizierung erreicht wird. Das Szenario orientiert sich an den energie- und klimapolitischen Vorgaben der Bundesregierung sowie den Leitplanken der Systementwicklungsstrategie. Das Szenario C ist von einer höheren Direktelektrifizierung, einem hohen Stromverbrauch sowie von einer steigenden inländischen Wasserstoffproduktion geprägt.

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 kostenoptimal gedeckt und die Kapazität des grenzüberschreitenden Energieaustauschs nicht überschritten wird.

Die Marktsimulation bildet alle konventionellen und erneuerbaren Erzeugungsanlagen im europäischen Verbundnetz ab. Aufgrund ihrer 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 dem sogenannten Merit-Order-Prinzip. Das ist die Reihenfolge der Erzeugungsanlagen nach ihren variablen Grenzkosten², beginnend mit den Anlagen mit den niedrigsten Kosten.

Die Marktsimulation betrachtet bei der Stromerzeugung auch mögliche Speicherkapazitäten. In Zeiten, in denen mehr Strom erzeugt als nachgefragt wird, werden mit der überschüssigen Energie z. B. Großbatteriespeicher geladen oder Speicherseen von Pumpspeicherwerkten befüllt. Diese können die gespeicherte Kapazität dann zu einem späteren Zeitpunkt bei höherem Strombedarf erneut in das Netz einspeisen.

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

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

1.3.3 Offshore-Netz

Der NEP und der Flächenentwicklungsplan (FEP) des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrografie (BSH) bilden ein zusammenhängendes und miteinander verzahntes Planungssystem. Der FEP dient als Planungsinstrument und enthält für den Ausbau der Windenergie auf See und deren Netzanbindungen Festlegungen für eine effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen.

Die Integration der Darstellung der Offshore-Maßnahmen im NEP ist in § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 des EnWG geregelt. Danach enthält der NEP alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer einschließlich der Netzverknüpfungspunkte an Land. Dies betrifft die Maßnahmen, 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 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.

1.4 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.

Notwendige Leitungsmaßnahmen werden im NEP in der Regel anhand konkreter (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 auftretenden (n-1)-Verletzungen. Ausnahmen bilden z. B. vertikale Punktmaßnahmen, die zusammen mit den betroffenen VNB identifiziert werden, sowie horizontale Punktmaßnahmen und Interkonnektoren. Letztere werden aus dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) des Verbands der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E übernommen. Zeigt die Analyse Überlastungen auf, werden Netzentwicklungsmaßnahmen nach dem NOVA-Prinzip eingeplant: Netz-optimierung vor -verstärkung vor -ausbau.

1.5 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 TYNDP. Der TYNDP 2024 ist im Januar 2025 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). So wird eine Verzahnung der nationalen und europäischen Prozesse ermöglicht. Die BNetzA hat das Szenario „National Trends+“ wie von den ÜNB vorgeschlagen als Auslandsszenario zur Nutzung im vorliegenden NEP genehmigt. Dieses Szenario bildet die nationalen Planungen der jeweiligen europäischen Staaten für ihr Energieversorgungssystem ab und erreicht gleichzeitig die europäischen Klimaschutzziele.

Zusätzliche Interkonnektoren werden i. d. R. aus dem TYNDP übernommen. Erstmalig in diesem NEP werden die Interkonnektoren, die bisher in den Kapiteln „Onshore-Netz“ und „Offshore-Netz“ dargestellt wurden, in ein eigenes Kapitel überführt (s. Kapitel 7 „Interkonnektoren“).

Weiterführende Dokumente und Links

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2025). Nationale Klimaschutzpolitik.
<https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Dossier/nationale-klimaschutzpolitik.html>
(Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Digitale Projektbibliothek der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom:
<https://www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek>
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2025). Systemstabilitätsbericht 2025.
https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2025.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Bundenetzagentur (2025). Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Strom.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- ENTSO-E (2025). TYNDP 2024: Europe's electricity infrastructure plan.
<https://www.entsoe.eu/outlooks/tyndp/2024/> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)

1 Einführung

2 Szenariorahmen und
Marktmodellierung

3 Marktsimulationsergebnisse

4 Technologie und Innovationen

5 Offshore-Netz

6 Onshore-Netz

7 Interkonnektoren

8 Maßnahmenübersicht

9 Konsultation

10 Zusammenfassung



2 Szenariorahmen und Marktmodellierung

Zusammenfassung

- Mit dem Szenariorahmen zum NEP 2037/2045 (2025) wurden erneut drei Szenariopfade mit den Zielhorizonten 2037 und 2045 zur Erreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 untersucht.
- Die Spannbreite der Szenarien wurde gegenüber der vorherigen Version bewusst erweitert. Ziel ist es, die Netzausbauplanung für das Klimaneutralitätsnetz bis 2045 unter veränderten Annahmen und unter Berücksichtigung neuer Entwicklungen zu überprüfen und weiterzuentwickeln. Die ÜNB sind insoweit verpflichtet, die gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung zugrunde zu legen.
- Die drei Szenariopfade unterscheiden sich vor allem im Grad der Elektrifizierung, dem damit verbundenen Stromverbrauch, der Rolle von Wasserstoff und dem Ausbau erneuerbarer Energien. Szenario A beschreibt eine geringere Elektrifizierung mit hohem Wasserstoffimport und verzögertem Ausbau erneuerbarer Energien, während Szenario B den gesetzlichen Ausbaupfaden für erneuerbare Energien folgt und sich eng an der Systementwicklungsstrategie orientiert. Szenario C beschreibt einen besonders ambitionierten Entwicklungspfad mit einem sehr hohen Stromverbrauch und den meisten Stromerzeugungskapazitäten.
- Die gemeinsame, sektorübergreifend zwischen den Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff abgestimmte Grundlage im Szenariopfad B ermöglicht eine konsistente Netzentwicklungsplanung in den jeweiligen Infrastrukturen. Dazu trägt auch die gemeinsame Basisliste von Elektrolyseurprojekten und Kraftwerken bei, die allen Szenarien zugrunde liegt.
- In allen Szenarien wird im Vergleich zu heute ein deutlich steigender Stromverbrauch angenommen, vor allem durch die Elektrifizierung bislang fossiler Anwendungen sowie dem wachsenden Energiebedarf digitaler Technologien. Im Vergleich zum vorherigen Netzentwicklungsplan wird eine breitere Spanne möglicher Stromverbräuche betrachtet.
- Photovoltaik (PV) sowie Onshore- und Offshore-Windenergie machen in den Szenarien mit knapp 90 % der installierten Erzeugungsleistung den Kern der Stromerzeugung in Deutschland aus. Die Schwerpunkte der Erzeugungsanlagen liegen bei der Onshore-Windenergie in den nördlichen Bundesländern, bei PV-Freiflächenanlagen in den Flächenländern des Nord- und Südostens sowie bei PV-Aufdachanlagen vor allem in Südwürttemberg und Westdeutschland.
- Unter der Annahme eines vollständigen Kohleausstiegs bis spätestens 2037 werden die Kapazitäten für Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke auf Basis der Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) festgelegt. Die vorgesehenen Leistungen liegen deutlich über denen des vorherigen NEP und erstmals erfolgt eine explizite Unterscheidung zwischen Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken.
- Infolge des enormen Zuwachses an Anschlussbegehren stellen Batteriespeicher in allen Szenarien eine wichtige Form der Flexibilitätsbereitstellung dar. Die Leistung von Klein- und Großbatteriespeichern summiert sich auf 88 bis 175 GW. In den Szenariopfaden A und B erfolgt ihr Einsatz vorrangig eigenbedarfs- und marktorientiert, während in Szenario C eine stärkere Ausrichtung auf die Belastbarkeit der Stromnetze vorgesehen ist.
- In allen Szenarien wird für das Ausland das Szenario „National Trends+ (NT+)“ des Ten-Year Network Development Plan 2024 verwendet, das auf Datenmeldungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber basiert und die Einhaltung der europäischen Klimaschutzziele berücksichtigt.

Dieses Kapitel beschreibt die Rahmendaten des Szenariorahmens sowie die zugrunde liegenden Methoden der Modellierung. Die ersten drei Abschnitte stellen die Szenarienbeschreibung (s. Kapitel 2.1), die Rahmendaten der Genehmigung (s. Kapitel 2.2) sowie die Berechnungsgrundlagen und Beschreibung des Marktmodells dar (s. Kapitel 2.3). In den darauf folgenden Kapiteln wird die Modellierung des Stromverbrauchs nach Sektoren (s. Kapitel 2.4) sowie die Modellierung der Stromerzeugung nach Technologien (s. Kapitel 2.5) erläutert. Die Berücksichtigung des europäischen Auslands wird in Kapitel 2.6 aufgeführt. Kapitel 2.7 zeigt die Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten. Zuletzt wird in Kapitel 2.8 auf das Trendszenario 2032 verwiesen, welches für die weiteren Analysen im Systemstabilitätsbericht verwendet wird.

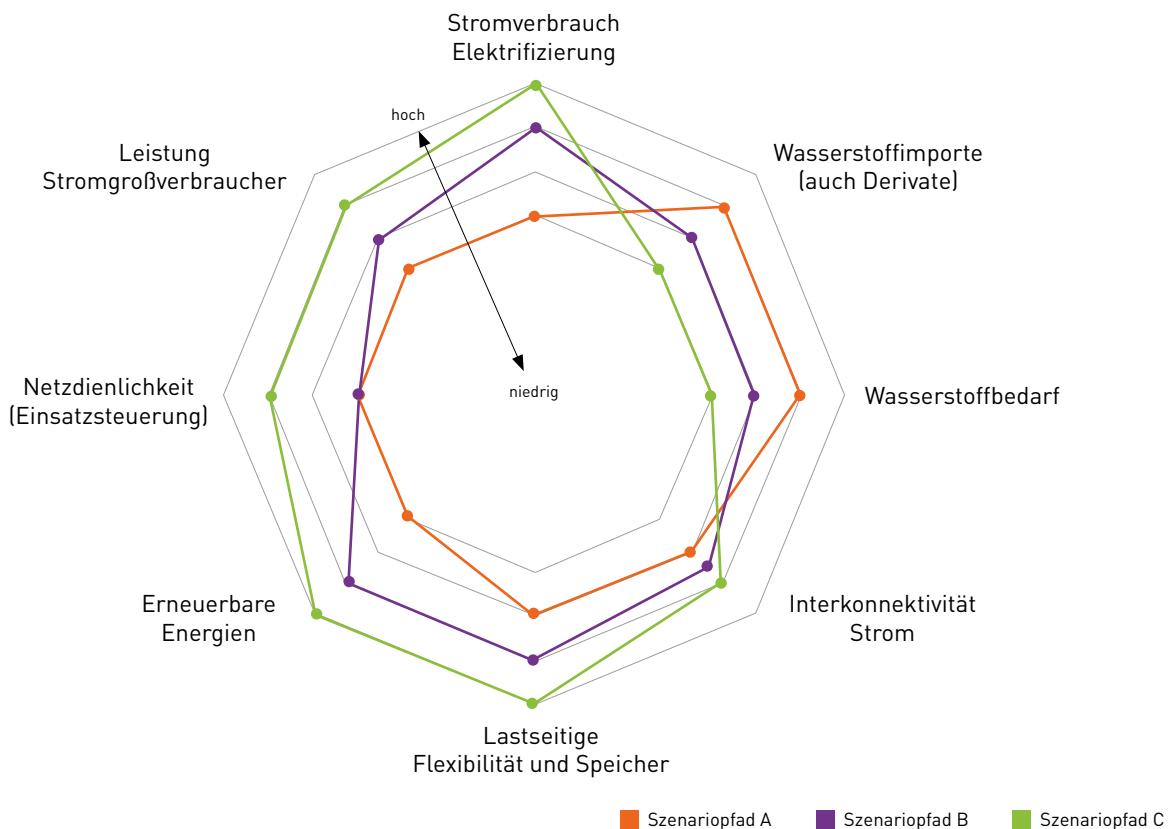
2.1 Szenarienbeschreibung

Der von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen betrachtet wie sein Vorgänger drei Szenariopfade für die Zieljahre 2037 und 2045. Die ÜNB legen damit zum zweiten Mal einen Entwurf des NEP Strom vor, der drei Pfade zur Erreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 untersucht. Gegenüber seinem Vorgänger wurde die Spannbreite der Szenarien bewusst erweitert. Ziel ist es, die Netzausbauplanung unter veränderten Annahmen und unter Berücksichtigung neuer Entwicklungen zu überprüfen und weiterzuentwickeln.

Die folgenden Aspekte sind allen genehmigten Szenarien gemein:

- Deutschland erreicht bis 2045 Treibhausgasneutralität. Im Jahr 2037 hat der Stromsektor bereits wichtige Weichen gestellt, um eine vollständig treibhausgasneutrale Stromerzeugung erreichen zu können. Der thermische Kraftwerkspark befindet sich zu diesem Zeitpunkt mitten in einem Umstellungsprozess, in dem Erdgas als Brennstoff für die Stromproduktion nach und nach durch Wasserstoff abgelöst wird.
- Der Bruttostromverbrauch steigt deutlich an. Strom wird in allen Sektoren genutzt, um den Einsatz fossiler Energieträger zu ersetzen. Neben erneuerbar erzeugtem Strom und in begrenztem Umfang Bioenergie ist insbesondere erneuerbar erzeugter Wasserstoff fester Bestandteil eines treibhausgasneutralen Energiesystems.
- Es wird weitestgehend eine Kontinuität von heutigen Produktionsmengen und Standorten in der Industrie angenommen. Transformationsbedingte Veränderungen im Strombezug durch die Substituierung fossiler Energieträger werden in allen Szenarien berücksichtigt.
- Deutschland ist auf den Import von Wasserstoff angewiesen. In Deutschland wird Wasserstoff per Elektrolyse erzeugt. Es wird davon ausgegangen, dass die ausländische Erzeugung der von Deutschland importierten Energieträger treibhausgasneutral erfolgt.
- Grundlage ist eine mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff abgestimmte Basisliste von Elektrolyseurprojekten und Kraftwerken. Dieses Vorgehen trägt zu einer sektorübergreifenden konsistenten Netzentwicklungsplanung bei.
- Der Anteil erneuerbarer Energien an der installierten Leistung beträgt nahezu 90 %. Photovoltaik sowie Onshore- und Offshore-Windenergie sind die zentralen Stromerzeugungstechnologien.
- Die Integration Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt für Strom und die europäische Zusammenarbeit zur Erreichung der Klimaschutzziele nimmt zu. Der europäische Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2024 gibt dabei den Rahmen für die europäischen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen und die Berücksichtigung neuer Interkonnektoren beziehungsweise Austauschkapazitäten vor.
- Es wird eine Flexibilisierung der Nachfrageseite abgebildet, insbesondere beim Laden von E-Fahrzeugen und dem Einsatz von Wärmepumpen. Dies dient der marktlichen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und dem Ausgleich der zeitlich schwankenden Stromerzeugung und -nachfrage.
- Der Kohleausstieg wird in allen Szenarien vor 2037 abgeschlossen. Ein Neubau von Kernkraftwerken wird in Deutschland nicht betrachtet. Es wird eine umfängliche Flexibilisierung des verbleibenden konventionellen Kraftwerksparks abgebildet.
- Es wird das aktuell vorherrschende Strommarktdesign in Deutschland und Europa abgebildet. Das bedeutet unter anderem, dass sich Stromangebot und -nachfrage nach den Prinzipien eines Energy-Only-Marktes ausrichten und weiterhin eine deutsche Gebotszone betrachtet wird.

Die von den ÜNB aus der Genehmigung des Szenariorahmens abgeleiteten Unterschiedsmerkmale der Szenarien sind nachfolgend grafisch dargestellt (s. Abbildung 3). Anschließend werden die Szenarien kurz beschrieben.

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenariopfade

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Szenariopfad A

Der Szenariopfad A beschreibt eine Entwicklung mit einem vergleichsweise niedrigen Stromverbrauch. Grund dafür ist eine geringere Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren, wodurch verstärkt Wasserstoff als alternativer Energieträger zum Einsatz kommt. Da die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom begrenzt ist, ist Deutschland in diesem Szenario stärker auf Wasserstoffimporte angewiesen. Die Flexibilisierung des Stromverbrauchs sowie der Ausbau von Batteriespeichern bleiben auf einem niedrigen Niveau. Zur Minderung von CO₂-Emissionen wird die Nutzung von Carbon Capture and Storage (CCS) in der Industrie und in Kraftwerken als relevante Option stärker berücksichtigt.

Szenariopfad B

Der Szenariopfad B ist eng abgestimmt mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff und orientiert sich an der aktuellen Systementwicklungsstrategie. Er beschreibt eine vergleichsweise effiziente Transformation des Energiesystems, die maßgeblich durch die direkte Elektrifizierung von Anwendungen erreicht wird. Dadurch steigt der Stromverbrauch in allen Verbrauchssektoren deutlich an. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt in diesem Szenario exakt entlang der gesetzlich vorgegebenen Ausbaupfade. Der Import von Wasserstoff sowie die Flexibilisierung des Stromverbrauchs sind moderat ausgeprägt.

Szenariopfad C

Der Szenariopfad C beschreibt eine besonders ambitionierte Entwicklung mit einem hohen Grad an Elektrifizierung und einem umfassenden Ausbau der heimischen Elektrolysekapazitäten. Dadurch ergibt sich der höchste Stromverbrauch aller Szenariopfade, während der Bedarf an Wasserstoffimporten gleichzeitig am geringsten ist. Der Ausbau der erneuerbaren Energien übertrifft in diesem Szenario die gesetzlichen Vorgaben. Die Flexibilisierung des Stromverbrauchs ist stark ausgeprägt und geht einher mit einer teilweise netzorientierten Steuerung von flexiblen Verbrauchern und Speichern.

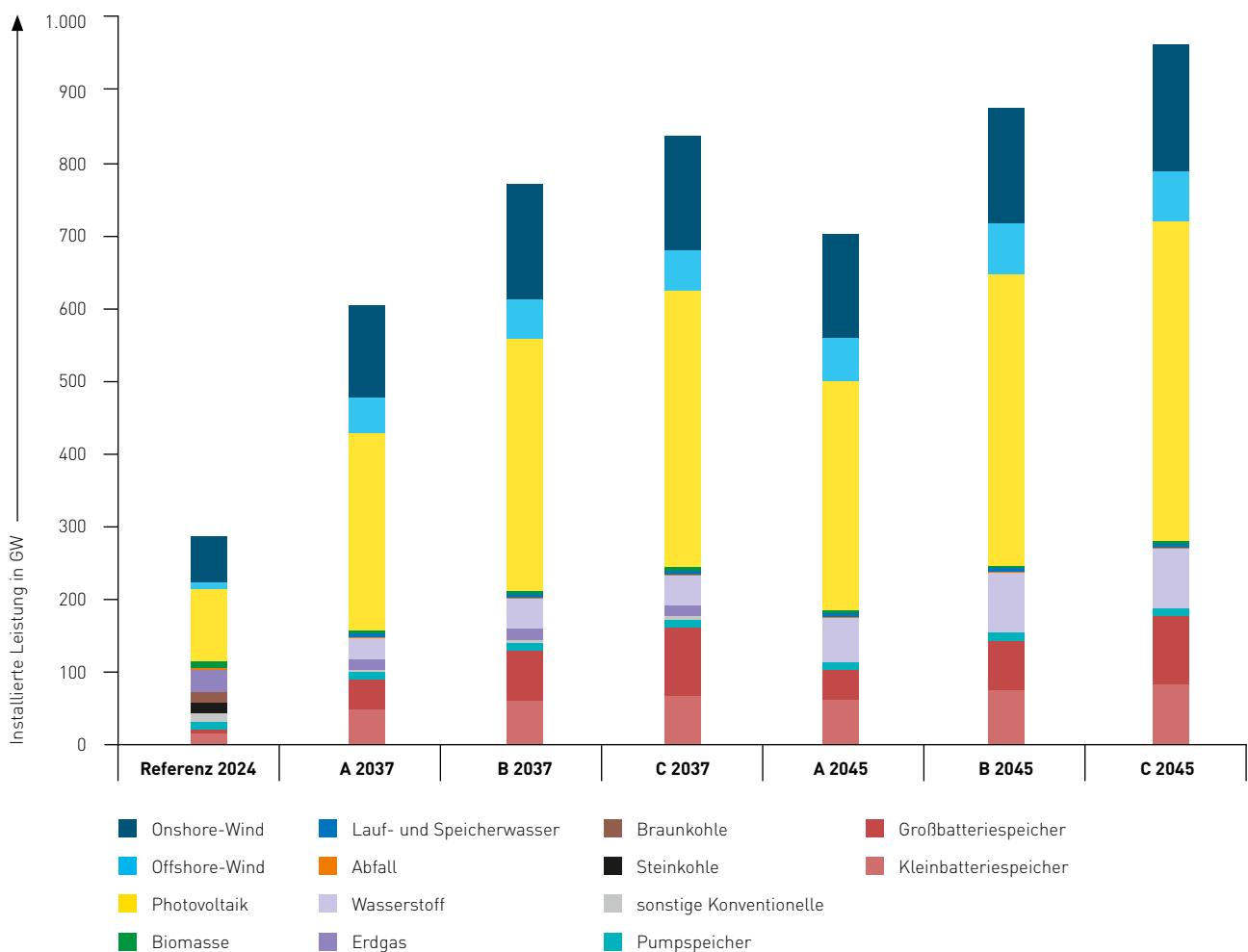
2.2 Rahmendaten der Genehmigung

Ein Überblick über die genehmigten Rahmendaten der Szenarien ist in der folgenden Tabelle 1 zusammengestellt. Zudem ist in Abbildung 4 die installierte Leistung je Energieträger für die Szenarien abgebildet. Dargestellt sind die Werte aus der Genehmigung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045 der BNetzA.

Tabelle 1: Übersicht der Szenariokennzahlen

Installierte Leistung in GW							
Energieträger	Referenz 2024	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Thermische Kraftwerke	75,8	48,2	64,2	64,2	62,5	83,5	83,5
Pumpspeicher	9,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
Summe konventionelle Erzeugung	85,7	60,2	76,2	76,2	74,5	95,5	95,5
Onshore-Wind	63,5	126,6*	158,2	158,2	143,5	160,0	176,0
Offshore-Wind	9,2	50,0	56,0	56,0	60,0	70,0	70,0
Photovoltaik	99,8	270,0	345,4	379,9	315,0	400,0	440,0
Biomasse	9,1	5,0	5,0	5,0	3,0	3,0	3,0
Wasserkraft	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
sonstige regenerative Erzeugung	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative Erzeugung	187,1	457,2	570,2	604,7	527,1	638,6	694,6
Summe Erzeugung	272,8	517,4	646,4	680,9	601,6	734,1	790,1
Stromverbrauch in TWh							
Nettostromverbrauch	464,4	774,8	956,7	994,2	868,7	1.101,8	1.195,1
Treiber Sektorenkopplung							
Elektromobilität in Anzahl in Mio.	2,4	27,8	33,6	37,8	36,8	44,5	44,9
Power-to-Heat in GW	0,8	9,5	25,3	22,2	16,4	26,1	23,3
Wärmepumpen in Anzahl in Mio.	2,0	7,7	8,7	9,5	11,3	13,3	14,0
Elektrolyse in GW	0,2	20,0	42,0	42,0	31,6	58,5	70,0
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten in GW							
Kleinbatteriespeicher	9,9	46,7	59,5	65,3	59,7	73,7	80,9
Großbatteriespeicher	1,7	41,1	67,6	94,1	41,1	67,6	94,1
DSM (Industrie und GHD)	1,4	4,6	7,7	8,7	8,4	12,9	14,5

* Die BNetzA hat für dieses Szenario zusätzlich eine Onshore-Windenergieleistung von 140,5 GW genehmigt. Die Analysen hierzu werden Ende April 2026 veröffentlicht.

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Aufgrund der Vielzahl an flexiblen Verbrauchern und Variablen ergibt sich der exakte Stromverbrauch erst aus der Strommarktsimulation. Darüber hinaus weicht die Modellierung im NEP Strom in den folgenden Punkten von den genehmigten Rahmendaten ab:

- Gegenüber der Tabelle 1 auf S. 4 der Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045 werden in der Modellierung für 2037 rund 2 bis 3 GW und für 2045 etwa 1 GW geringere Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt (s. Tabelle 1/ Abbildung 4 oben). Hintergrund ist, dass die Genehmigungstabelle Reservekraftwerke für das Jahr 2037 enthält, die im Strommarktmodell nicht zum Einsatz kommen. Zudem basieren die Modelleingangsdaten auf Nettonennleistungen, während in der Tabelle die Bruttonennleistungen der Kraftwerke summiert sind. Bei Großbatteriespeichern ergeben sich kleinere Abweichungen durch Bestandskorrekturen.
- Im Rahmen der Offshore-Optimierung wird der Fokus auf den Energieertrag gelegt, sodass Abweichungen bei den modellierten Leistungen in Höhe von bis zu 1,3 GW im Jahr 2037 und bis zu 2,2 GW im Jahr 2045 auftreten. Weitere Erläuterungen hierzu finden sich in Kapitel 5. Darüber hinaus entstehen in allen Szenarien außer A und B 2037 Abweichungen durch das Projekt OST-2-4-PLUS, das eine zusätzliche Offshore-Leistung von 1 GW in Deutschland anbindet. Im Fokus steht hier der Anschluss von Flächen in der dänischen AWZ (Ausschließliche Wirtschaftszone), aber auch der Anschluss von weiteren Flächen im deutschen Küstenmeer ist weiterhin eine Option dieses Projektes.
- Im Vergleich zur Tabelle 1 auf S. 4 der Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045 wird in der Modellierung eine um 1,5 GW geringere Elektrolyseleistung umgesetzt. Dieser Unterschied ergibt sich zum einen daraus, dass die mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff abgestimmte Basisliste ein Offshore-Elektrolyseprojekt enthält, das ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz geplant ist und daher für die Stromsystemmodellierung nicht relevant ist. Zum anderen umfasst die Basisliste einen Elektrolyseur, dessen Strombedarf bereits in der Modellierung der bestehenden Industrielast berücksichtigt wird.

- Die Berücksichtigung eines aktualisierten Datenstandes der Stromgroßverbraucher und die Anpassung der Industriestromverbräuche führen zu veränderten Demand Side Management-Potenzialen (DSM-Potenzialen) im Vergleich zur Tabelle 1 auf S. 4 der Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045. Die Bundesnetzagentur hatte den ÜNB im Rahmen der Genehmigung eine Aktualisierung der Werte aufgegeben. Die für die Modellierung angesetzten DSM-Potenziale sind in Kapitel 2.4.9 erläutert.

2.3 Berechnungsgrundlagen und Marktmodell

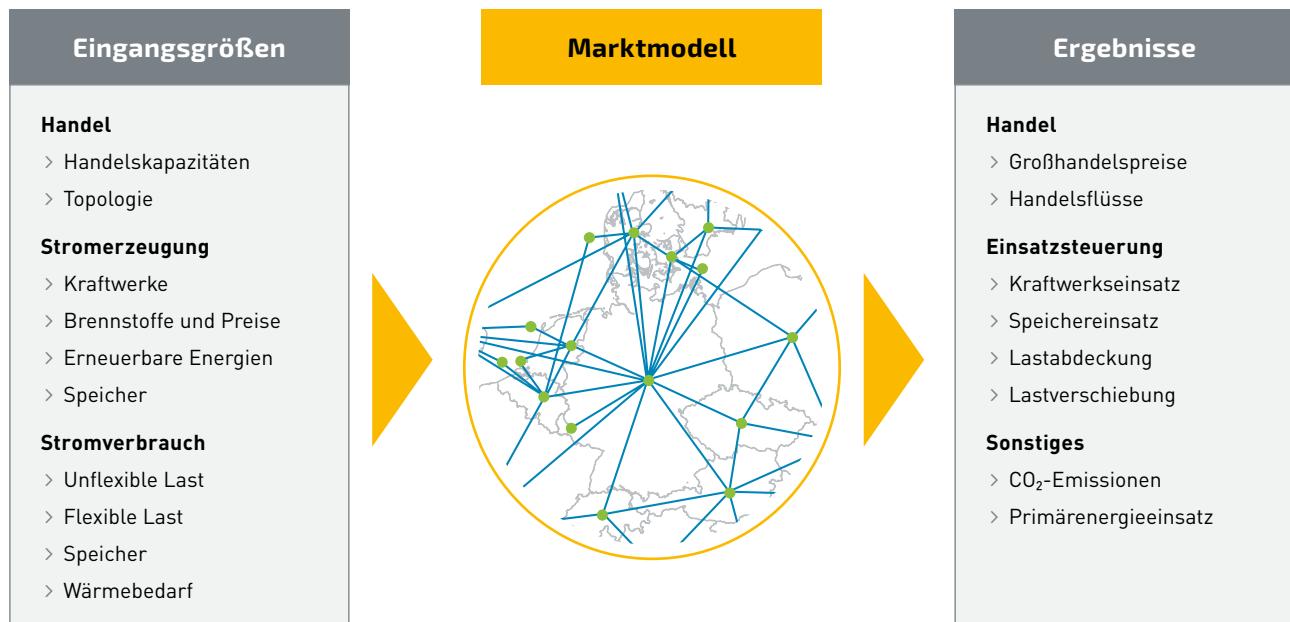
Die Rahmendaten und Vorgaben aus dem genehmigten Szenariorahmen bedürfen einer umfassenden Aufbereitung, um sie für die Marktsimulation und die nachfolgenden Netzanalysen nutzen zu können. Hierzu greifen die ÜNB neben den Rahmendaten der Genehmigung des Szenariorahmens auf eine gemeinsame, umfangreiche Datenbasis aus sozio-ökonomischen, technischen und meteorologischen Daten sowie Geoinformationen zurück. Ein abgestimmtes System aus verschiedenen Werkzeugen setzt die im Szenariorahmen beschriebenen Methodiken um und führt die Daten zu einem konsistenten Eingangsdatensatz, der anschließend für die Markt- und Netzmodellierung im Rahmen des NEP verwendet wird.

Als Ergebnis dieser Aufbereitung liegt ein Datensatz in folgendem Umfang vor:

- **Räumliche Auflösung:** Größere Erzeugungsanlagen und Verbraucher sind standortscharf mit allen für die Strommarktmödellierung relevanten Informationen hinterlegt. Kleinere Anlagen und Verbraucher werden innerhalb von Deutschland auf Ebene von Gemeinden und Stadtbezirken, mindestens jedoch aggregiert auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte angegeben. Über diese Zwischenebenen erfolgt eine Projektion auf Netzknoten für die nachgelagerten Netzanalysen.
- **Zeitliche Auflösung:** Erzeugungs- und Verbrauchsprofile liegen in stündlicher Auflösung für ein Jahr vor. Wetterabhängige Profile basieren auf meteorologischen Daten des Jahres 2012. Ergänzend sind weitere Zeitreihen enthalten, etwa zu Verfügbarkeiten und Einsatzrestriktionen von Kraftwerken oder zur Wärmenachfrage in Fernwärmennetzen. Viele Einsatzzeitreihen auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite werden erst im Rahmen der Strommarktsimulation berechnet.
- **Technologische Auflösung:** Stammdaten und Zeitreihen liegen getrennt nach Technologien und räumlichen Kategorien vor. Stromerzeuger, Stromverbraucher und Speicher in Deutschland und Europa sind in über 250 verschiedene Technologieklassen untergliedert. Jede Klasse ist durch spezifische technische Parameter sowie Annahmen zu Flexibilität und Kosten gekennzeichnet.
- **Europäischer Stromhandel:** Im Datensatz sind die europäischen Marktgebiete sowie deren Verbindungen untereinander abgebildet. Die Handelsoptionen zwischen den Marktgebieten werden entweder über feste oder zeitlich variierende Kapazitäten (Net Transfer Capacity, NTC) beschrieben oder sie werden durch einen Flow-Based Market Coupling-Mechanismus (s. Kapitel 2.6) dargestellt. Darüber hinaus sind Brennstoff- und CO₂-Preise angegeben.

Diese Eingangsdaten zur Modellierung der Erzeugung, des Handels und des Verbrauchs elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem fließen in ein Strommarktmödell ein. Die Abbildung 5 gibt einen schematischen Überblick über das Modell sowie dessen Ein- und Ausgangsgrößen.

Abbildung 5: Marktmodell



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Karte: Countries - GISCO - Eurostat

Marktmodell

Das Marktmodell wird als mathematisches Optimierungsproblem formuliert und simuliert. Diese Simulation wird als Marktsimulation bezeichnet. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind der kostenminimale stundenscharfe Einsatz von Stromerzeugern, Speichern und flexiblen Lasten, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung sowie der grenzüberschreitende Stromtausch für jedes Marktgebiet. Die Marktsimulation wird von den vier deutschen ÜNB mit Regelzonenverantwortung gemeinsam durchgeführt, wobei für jedes Szenario und Betrachtungsjahr eine separate Marktsimulation erfolgt. Die Ergebnisse der Marktsimulation werden in Kapitel 3 vorgestellt. 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 6).

Das für den NEP Strom verwendete Marktmodell bildet die Erzeugung elektrischer Energie zur Deckung des Strombedarfs im gesamten europäischen Stromsystem ab. Dabei gilt der Grundsatz, dass die Stromerzeugung und der Stromverbrauch zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sind. Für Deutschland erfolgt darüber hinaus auch die Deckung der Wärmenachfrage im Marktmodell. Die Zielvorgabe der Marktsimulation ist eine Einsatzoptimierung der Stromerzeugungstechnologien, Speicher und der flexiblen Lasten zu möglichst geringen variablen Kosten, wobei für Deutschland zusätzlich gekoppelt die variablen Kosten der Wärmeerzeugung berücksichtigt werden. Die Einsatzreihenfolge der Erzeuger eines Marktgebietes folgt somit weitestgehend zu den Grenzkosten der Stromerzeugung (Merit-Order-Prinzip). Nach dieser Logik wird der Einsatz der Erzeuger aufsteigend nach den jeweiligen Grenzkosten ermittelt, bis eine ausreichend hohe Einspeiseleistung erreicht ist, um die Last zum betrachteten Zeitpunkt zu decken. Neben den Erzeugern können flexible Lasten und Speicher zum Ausgleich von Erzeugung und Last bei minimalen Gesamtkosten beitragen. Flexible Lasten unterteilen sich in drei Gruppen: Abschaltbare, verschiebbare und zuschaltbare Lasten. Die ersten beiden Gruppen reduzieren ihren Strombezug oder verschieben diesen zeitlich zu den jeweiligen Opportunitätskosten, wenn diese unter den Grenzkosten der nächstteuren Erzeugungseinheiten liegen. Zuschaltbare Lasten werden eingesetzt, wenn der Wert ihres Ausgangsprodukts, z. B. Wasserstoff aus Elektrolyse, über den Grenzkosten der Stromerzeugung liegt, was insbesondere bei einem hohen Angebot erneuerbarer Energien der Fall ist. Speicher, wie z. B. Groß- und Kleinbatteriespeicher, ermöglichen die Einspeicherung von Energie mit geringen Erzeugungskosten und Ausspeicherung der Energie in Zeiten mit höheren Erzeugungskosten, wobei Verluste aufgrund des Wirkungsgrades des Speichers berücksichtigt werden. Die Einspeisung aus Pump- beziehungsweise Speicherwasserkraftwerken ist zudem von den jeweiligen Zuflussmengen und Speicherfüllständen abhängig.

Die geographische Distanz oder elektrische Verbindung zwischen Erzeugern und Verbrauchern innerhalb eines Marktgebietes spielt gemäß der derzeitigen Ausgestaltung des Strommarktes für die Ermittlung der kostenoptimalen Einsätze keine Rolle. Im Gegensatz zum Stromnetz sind Wärmenetze in Deutschland kleinteiliger und nicht zusammenhängend, weshalb bei der Modellierung des Wärmemarktes die Aufteilung in einzelne Wärmenetze und -regionen entsprechend berücksichtigt wird: Wärmeerzeugungseinheiten müssen dem jeweiligen Wärmenetz zugeordnet sein, um zur Deckung der lokalen Wärmenachfrage beitragen zu können.

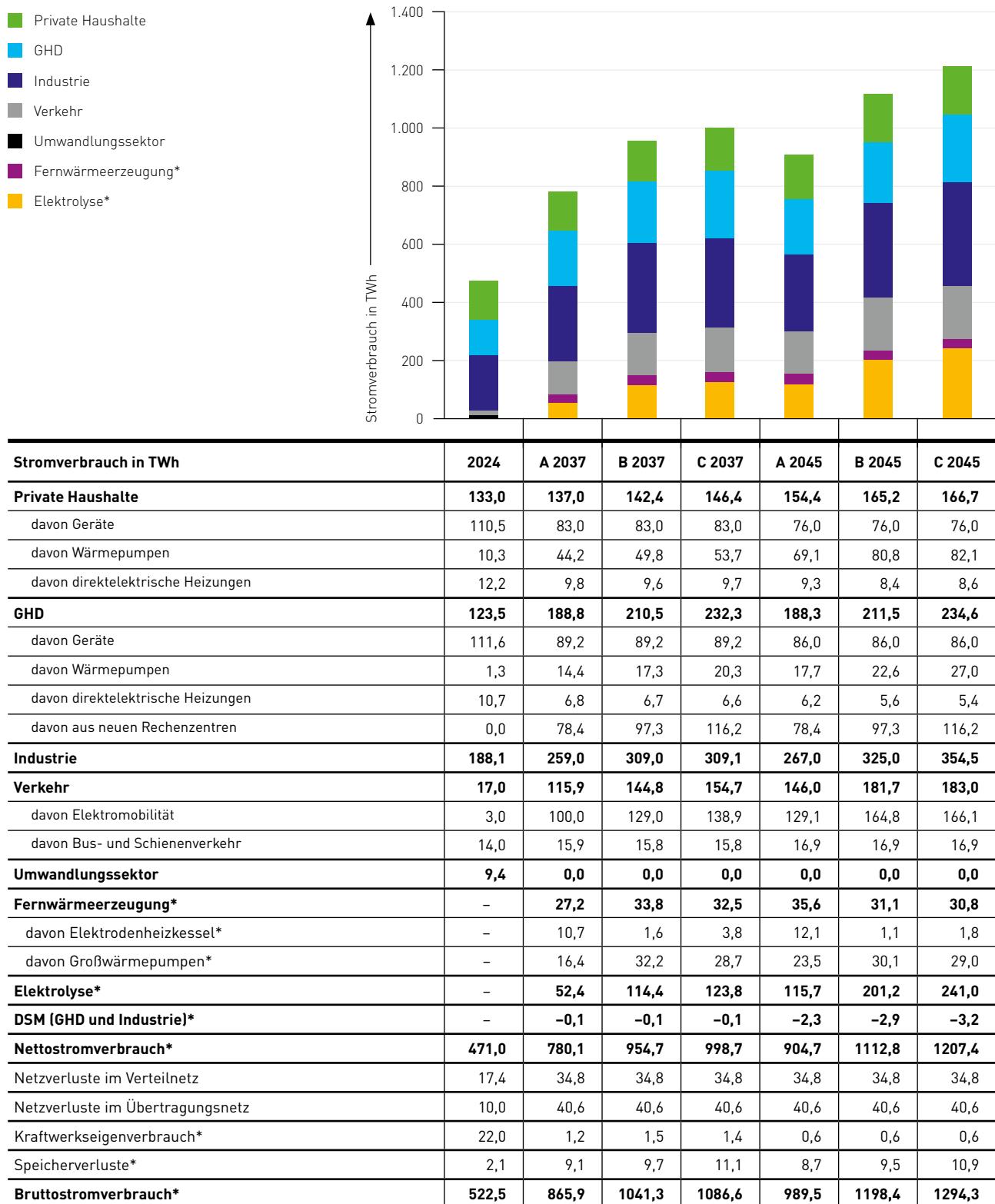
Um die Größe des Optimierungsproblems der Marktsimulation für ein Szenario-Zieljahr beherrschbar zu halten, erfolgt die Optimierung schrittweise. Zunächst wird das System für ein komplettes Jahr mit geringer Detailtiefe optimiert, um saisonale Effekte zu berücksichtigen. Hierbei erfolgt insbesondere 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 Zerlegung des mathematischen Problems in mehrere Blöcke, welche unabhängig voneinander parallel optimiert werden. Innerhalb dieser Blöcke werden Zeitscheiben mit einer Dauer von ca. einer Woche sequenziell berechnet. 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 und der Voroptimierung aus dem vorhergehenden Schritt. Durch die parallele Berechnung der einzelnen Blöcke werden Betriebsrestriktionen, welche über die Schnittstellen einzelner Blöcke wirken, unter Umständen nicht berücksichtigt, sofern sich diese nicht aus der Optimierung des kompletten Jahres mit geringerer Detailtiefe ergeben.

2.4 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, die Nutzung der Elektromobilität im Verkehrssektor oder die Elektrifizierung von industriellen Prozessen. Ein zusätzlicher Treiber des zukünftigen Stromverbrauchs ist der wachsende Energiebedarf digitaler Technologien, etwa in Rechenzentren infolge des zunehmenden Einsatzes künstlicher Intelligenz.

Im Szenariopfad A wird in den Verbrauchssektoren ein verstärkter Einsatz von Wasserstoff unterstellt, verbunden mit höheren Importen von Wasserstoff. Die Szenariopfade B und C weisen im Vergleich ein höheres Niveau der Elektrifizierung auf, wobei im Szenariopfad C zusätzlich eine höhere Eigenversorgung Deutschlands hinsichtlich der Wasserstofferzeugung durch Elektrolyseure angenommen wird. Der zusätzliche Strombedarf durch neue industrielle Stromverbraucher wie Rechenzentren ist im Szenariopfad A am niedrigsten und im Szenariopfad C am höchsten. Abbildung 6 zeigt den resultierenden Nettostromverbrauch nach Sektor und Szenario.

Abbildung 6: Nettostromverbrauch nach Sektor/Anwendungsbereich



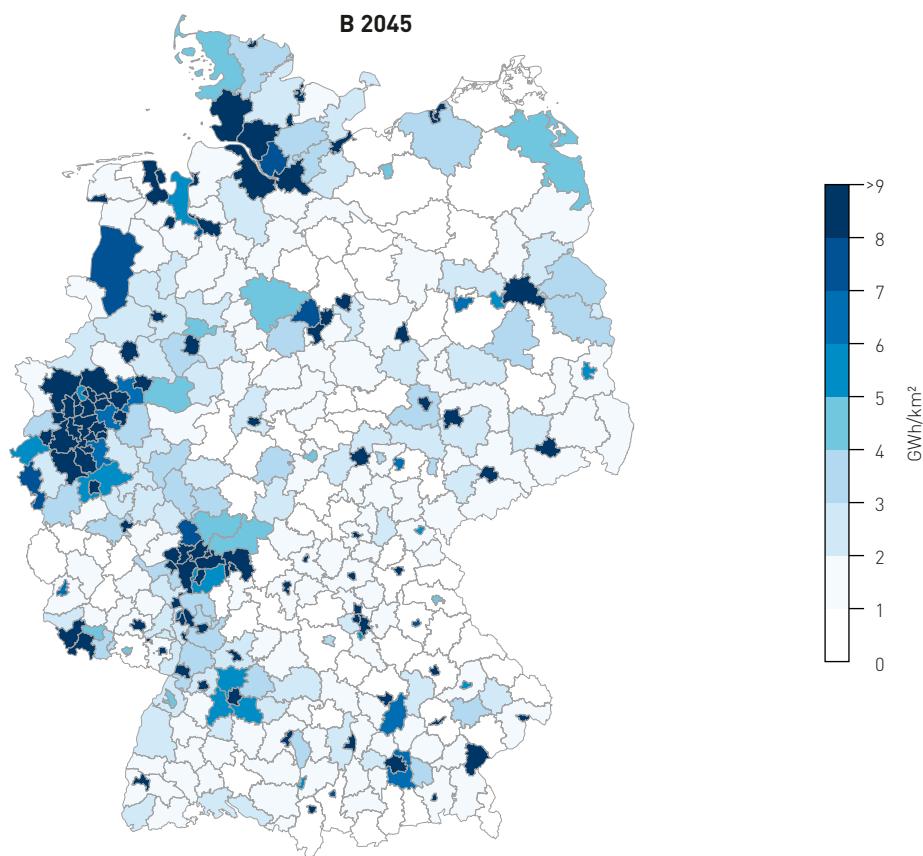
Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

* Diese Angaben enthalten bereits Ergebnisse der Strommarktsimulation.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den folgenden Abschnitten werden die grundlegenden Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland sowie dessen regionale Verteilung und zur Modellierung der zeitlichen Verläufe aufgeschlüsselt nach Sektoren beschrieben. Der resultierende regionale Gesamtstromverbrauch ist in Abbildung 7 exemplarisch für das Szenario B 2045 dargestellt. Die Verbrauchsschwerpunkte unterscheiden sich zwischen den Szenarien nur geringfügig.

Abbildung 7: Regionaler Gesamtstromverbrauch für das Szenario B 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.4.1 Neue Stromgroßverbraucher

Zur Herleitung und Regionalisierung der sektoralen Stromverbräuche werden verschiedene Indikatoren und Kriterien herangezogen. Mit diesen kann die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs über sogenannte Top-Down-Modellierungsansätze ausgehend von einer übergeordneten Ebene wie Deutschland bis auf regionale Ebenen hinunter beschrieben werden. Abseits der Modellierung zeigt sich eine Transformation heute bereits konkret in den Planungen vieler Industrie- und Energieunternehmen. An zahlreichen Standorten setzen sich Industriebetriebe intensiv mit der Dekarbonisierung ihrer Produktionsprozesse auseinander und planen entsprechende Umbauten. Die Errichtung von Batteriespeichern oder Elektrolyseuren wird an ausgewählten Standorten in konkreten Projekten vorangetrieben und im Bereich der Digitalisierung beobachten die Netzbetreiber aktuell viele Vorhaben zum Bau neuer Rechenzentren. Zur realitätsnahen Prognose dieser zukünftig hohen punktuellen Lasten haben die ÜNB im Zuge des Szenariorahmenentwurfs und darüber hinaus verschiedene Datenabfragen durchgeführt. Die Daten basieren einerseits auf Netzanschlussanfragen oder Netzanschlusszusagen bei Verteilnetzbetreibern und ÜNB und andererseits auf einer Marktabfrage, die erstmalig gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern Gas (FNB Gas) durchgeführt wurde. Um die Annahmen im NEP auf möglichst aktuelle Informationen von Stromgroßverbrauchern aufzubauen, wurde der Datenstand im Vergleich zum Szenariorahmenentwurf (Einreichung Juni 2024) mehrfach aktualisiert. Die letzte Aktualisierung wurde im März 2025 vorgenommen und für die Annahmen der sektoralen Stromverbräuche im Szenariorahmen berücksichtigt. Die Integration der erhobenen Daten in die Szenarien wird in den Kapiteln 2.4.3 bis 2.4.7 erläutert.

2.4.2 Private Haushalte

Im Sektor der privaten Haushalte sind Verbraucher wie Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Anwendungen der Informations- und Kommunikationstechnologie bilanziert, die bereits heute weitestgehend elektrifiziert sind. Raumwärme und Warmwasser werden heutzutage hingegen überwiegend 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 privaten E-Fahrzeugen wird dem Verkehrssektor zugerechnet (s. Kapitel 2.4.5).

Im Bestand werden grundsätzlich Einsparpotenziale durch effizientere Geräte angenommen. Entsprechend sinkt der Stromverbrauch des Gerätebestands in den Szenarien von aktuell rund 112 TWh auf 83 TWh im Jahr 2037 und weiter auf 76 TWh im Jahr 2045. Dennoch steigt in Summe der Stromverbrauch im Haushaltssektor an, da eine starke Elektrifizierung der Wärmebereitstellung durch die Inbetriebnahme zahlreicher Wärmepumpen angenommen wird. Die Anzahl der Wärmepumpen wird zwischen den Szenarien variiert, wodurch sich die Haushaltsstromverbräuche in den Szenarien unterscheiden (s. Abbildung 6).

Methode zur Regionalisierung

Der Stromverbrauch des Gerätebestands wird auf Basis der Daten der statistischen Landesämter des Jahres 2023 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. Zur Regionalisierung von Wärmepumpen werden die Ergebnisse der Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“ verwendet, die von den ÜNB gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) durchgeführt wurde. Hier wird zunächst eine Aufteilung der Wärmebedarfe und Wärmetechnologien auf Bundeslandebene vorgenommen. Im weiteren Verlauf erfolgt eine kleinräumige Regionalisierung, die auf einem Einzelgebäudemodell beruht.

Methode zur Herleitung von Lastprofilen

Die räumlich aufgelösten Stromverbrauchsprofile des Gerätebestands basieren auf einer Skalierung eines Standardlastprofils mit dem oben genannten Stromverbrauch pro Landkreis. Die Basis dafür bieten die 2025 aktualisierten Standardlastprofile Strom des Bundesverbands der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Für die Modellierung des zeitabhängigen Stromverbrauchs von Wärmepumpen wird zunächst der tägliche Wärmebedarf je Haushalt bestimmt. Dies erfolgt auf Basis des jährlichen Heizwärmebedarfs eines repräsentativen Dreipersonenhaushalts unter Zuhilfenahme eines Standardlastprofilverfahrens sowie regionalen Temperaturdaten. Ausgehend vom täglichen Wärmebedarf werden mithilfe eines typischen Tageslastgangprofils stündliche Wärmebedarfe ermittelt. Diese werden unter Berücksichtigung der temperaturabhängigen Leistungszahl der Wärmepumpen in stündliche Strombedarfe überführt. Darüber hinaus wird in den Szenarien teilweise eine flexible Einsatzweise von Wärmepumpen unterstellt, welche in Kapitel 2.4.8 beschrieben wird.

2.4.3 Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Der Verbrauchssektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) umfasst unter anderem das Baugewerbe, büroähnliche Betriebe, Herstellungsbetriebe, Handel, Krankenhäuser, Schulen, öffentliche Bäder, Landwirtschaft, Textil, Bekleidung, Speditionen und Flughäfen. Der Sektor ist heute bereits zu einem hohen Anteil elektrifiziert. Fossile Energieträger, insbesondere Gase und Mineralöle, werden aktuell maßgeblich zur Deckung des Wärmebedarfs sowie zur Bereitstellung mechanischer Energie eingesetzt und tragen knapp zur Hälfte des Endenergieverbrauchs bei. Im Zuge der Dekarbonisierung sind zum einen Effizienzsteigerungen zur Reduzierung des Energiebedarfs und zum anderen eine Umstellung auf eine treibhausgasneutrale Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen erforderlich.

Es ist zu berücksichtigen, dass im Zuge der fortschreitenden Digitalisierung und der wachsenden Bedeutung künstlicher Intelligenz auch in Deutschland zahlreiche neue Rechenzentren erwartet werden. Der damit verbundene Strommehrbedarf konzentriert sich vor allem auf Regionen mit Nähe zu Internetknotenpunkten und zu Kunden mit hohem Datenbedarf. Weitere relevante Standortfaktoren sind die Verfügbarkeit geeigneter Netzanschlusspunkte und geeigneter Flächen, eine gute infrastrukturelle Anbindung sowie die Möglichkeit zur Nutzung erneuerbarer Energien. Die Abbildung neuer Rechenzentren in den Szenarien basiert dabei ausschließlich auf konkreten Meldungen im Rahmen der Datenabfrage (s. Kapitel 2.4.1). Im Vergleich zum Szenariorahmenentwurf werden in der Genehmigung des Szenariorahmens aktualisierte Daten mit Stand März 2025 vorgegeben, die eine im Vergleich höhere Stromnachfrage durch Rechenzentren abbilden. Die Berücksichtigung der Projekte erfolgt abhängig vom Fortschritt der Projekte differenziert nach Szenario: Im Szenariopfad A werden Projekte bis inklusive des Status „fortgeschrittene Planung“ berücksichtigt. Im Szenariopfad B sind darüber hinaus alle Projekte mit dem Status „Planung“ zu 25 % und im Szenariopfad C zu 50 % ihrer Anschlussleistung berücksichtigt. Durch diese Abstufung wird die Unsicherheit hinsichtlich der Realisierungswahrscheinlichkeit der aktuell geplanten Projekte abgebildet. Es ergibt sich eine Bandbreite des Stromverbrauchs der Rechenzentren von 78 bis 116 TWh zwischen den Szenarien A 2045 und C 2045.

Methode zur Regionalisierung

Der Stromverbrauch des Gerätebestands im GHD-Bereich wird auf Basis von Stromverbrauchsdaten der statistischen Landesämter des Jahres 2023 auf die Bundesländer verteilt. Davon ausgehend wird der Stromverbrauch des Gerätebestands anhand der gewichteten Faktoren Anzahl Erwerbstätige und Bruttowertschöpfung im Dienstleistungssektor auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte abgeschätzt. Für die Regionalisierung von Wärmepumpen im GHD-Sektor wird die in Kapitel 2.4.2 erwähnte Methode aus der Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“ verwendet. Rechenzentren werden standortscharf mit den Standortinformationen aus der Großverbraucherabfrage abgebildet.

Methode zur Herleitung von Lastprofilen

Die Generierung der Lastprofile des GHD-Gerätebestands erfolgt ähnlich zum Sektor der privaten Haushalte auf Basis von Standardlastprofilen des BDEW. Hierbei ergeben sich pro Landkreis individuelle Kombinationen einzelner Profile pro GHD-Wirtschaftszweig, welche gemäß Anzahl Beschäftigter und der Bruttowertschöpfung pro Wirtschaftszweig gewichtet werden. Die Profilgenerierung der Wärmepumpen erfolgt analog zum Sektor private Haushalte. Die Profile der Rechenzentren basieren auf einem gemessenen Profil, wobei zusätzlich je nach modelliertem Standort ein temperaturabhängiger Anteil des Lastgangs addiert wird.

2.4.4 Industrie

Zum Industriesektor zählen alle produzierenden, verarbeitenden und Handwerksbetriebe ab 20 Beschäftigten. Deutschlands größte Industriezweige sind die Automobil-, Maschinenbau-, Chemie- und Elektroindustrie. Derzeit werden die fossilen Energieträger Erdgas, Mineralöl und Kohle maßgeblich zur Deckung des Wärmebedarfs und zur stofflichen Nutzung eingesetzt. Im Zuge der Dekarbonisierung ist der Wärmebedarf unterschiedlicher Temperaturniveaus durch den Einsatz alternativer Energieträger wie zum Beispiel Strom, Biomasse oder Wasserstoff zu decken. Die Erschließung von Effizienzpotenzialen unterstützt die Dekarbonisierung des Industriesektors.

Die Annahmen zur Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs stützen sich einerseits auf die Langfristszenarien des BMWE sowie die Kurzstudie „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“ der FfE. Darüber hinaus werden konkrete Projekte aus der Datenabfrage (s. Kapitel 2.4.1) in die Stromverbrauchsmodellierung integriert. Die BNetzA hat in ihrer Szenariohmgengenehmigung darauf hingewiesen, dass sich aufgrund der Datenaktualisierung im März 2025 leichte Abweichungen der Gesamtstromverbräuche des Industriesektors gegenüber der Tabelle 1 auf S. 4 der Genehmigung des Szenariohahmens 2025–2037/2045 ergeben können. Die resultierenden Industriestromverbräuche sind in Abbildung 6 aufgeführt. Wie bei den Rechenzentren, erfolgt auch im Industriesektor eine statusabhängige Berücksichtigung von Projekten: Im Szenariopfad A werden ausschließlich Projekte mit fortgeschrittenem Planungsstatus betrachtet. In den Szenariopfaden B und C werden zusätzlich alle Projekte mit dem Status „Planung“ vollständig berücksichtigt.

Methode zur Regionalisierung

Die Regionalisierung der Industriestromverbräuche basiert auf einer Kombination der Ergebnisse der oben genannten Industriestudie und den gemeldeten Bedarfen der Großverbraucherabfrage. Im Rahmen der Studie wurde eine Methodik entwickelt, mit der heutige und zukünftige Strom- und Wasserstoffverbräuche (inkl. Derivate) regionalisiert werden können. Für jedes Zieljahr und Szenario wird daraus der industrielle Stromverbrauch auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte abgeleitet.

Die Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs wird dabei auf regionaler Ebene durch herkömmliche und transformationsbedingte Änderungen beschrieben. Die herkömmliche Verbrauchsentwicklung resultiert aus Veränderungen der Wirtschaftsleistung und Effizienzsteigerungen. Die transformationsbedingte Verbrauchsentwicklung ist durch einen Energieträgerwechsel mit dem Ziel der Dekarbonisierung von Prozessen bedingt. Auf regionaler Ebene werden die standortscharf bekannten Stromgroßverbraucher mit den innerhalb der Studie ermittelten herkömmlichen und transformationsbedingten Steigerungen des Stromverbrauchs verrechnet. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass sowohl bekannte Entwicklungen als auch szenariospezifische Vorgaben zum Industriestromverbrauch konsistent abgebildet werden. Eine Verlagerung von Industrieproduktion ins Ausland oder innerhalb Deutschlands wird nicht betrachtet.

Methode zur Herleitung von Lastprofilen

Sowohl für die Anteile des Industriestromverbrauchs, die sich aus dem Bestand und der herkömmlichen Verbrauchsentwicklung ergeben, als auch für neue Stromgroßverbraucher und den transformationsbedingten Zuwachs des Industriestromverbrauchs werden Standardlastprofile je Industriezweig verwendet. Diese resultieren aus der oben genannten Industriestudie und basieren überwiegend auf gemessenen Daten von repräsentativen Industriestromverbrauchern. Die Profile werden skaliert, um die oben beschriebenen Annahmen zu regionalen Stromverbräuchen der einzelnen Industriesektoren zu erfüllen.

2.4.5 Verkehr

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor, der die Bereiche Schienen-, Straßen- sowie Luftverkehr, aber auch Küsten- und Binnenschifffahrt umfasst, wird aktuell zumeist durch den Einsatz von Mineralöl zur Erzeugung von mechanischer Energie gedeckt. Der Schienenverkehr bildet eine Ausnahme und ist bereits heute weitgehend elektrifiziert.

Zur klimaneutralen Substitution konventioneller Antriebstechnologien betrachten die Szenarien überwiegend einen Umstieg auf Elektromobilität. Diese wird in die Kategorien Elektro-PKW (E-PKW), Plug-in-Hybride, leichte und schwere batterieelektrische Nutzfahrzeuge, Schienenverkehr sowie elektrischer Busverkehr eingeteilt. Im Luftverkehr und der Binnenschifffahrt wird keine nennenswerte Elektrifizierung angenommen.

Methode zur Regionalisierung

Die Regionalisierung des Stromverbrauchs von E-PKW und Plug-in-Hybriden basiert auf mehreren Strukturparametern. Dazu zählen die Anzahl an Garagen, die durchschnittliche Pendeldistanz je Gemeinde, die installierte Leistung von Photovoltaik-Aufdachanlagen, die durchschnittliche Wohnfläche sowie das mittlere 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 verbleibenden 30 % entfallen auf Ladevorgänge während längerer Fahrten, insbesondere an Schnellladepunkten entlang von Autobahnen und Bundesstraßen.

Methode zur Herleitung von Lastprofilen

Zur Modellierung der Lastgänge wird eine Methode aus der „Kurzstudie zu Ladeprofilen von elektrischen Fahrzeugen“ des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IIE) 2024 herangezogen. Die Erstellung der Fahrprofile erfolgt differenziert nach spezifischen Mobilitätsgruppen, die als hinreichend homogen angenommen werden. Innerhalb jeder Gruppe ist das Fahrverhalten nach Jahresfahrleistung, Pendleranteil und Urlaubsfahrten statistisch repräsentiert. Für jedes Elektrofahrzeug einer Mobilitätsgruppe werden Wegeketten generiert, die sowohl Alltagsfahrten mit als auch ohne Pendelanteil abbilden. Aus den resultierenden Fahrprofilen werden anschließend zeitlich aufgelöste Ladezeitreihen abgeleitet. Neben festen Lastzeitreihen wird das Laden von E-PKW als teilweise flexibel modelliert, was in Kapitel 2.4.8 beschrieben wird.

2.4.6 Wasserstoff und Elektrolyseure

Wasserstoff und seine synthetischen Folgeprodukte gelten als zentrale Bausteine zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Besonders in schwer elektrifizierbaren Bereichen in der Industrie oder in Teilen des Verkehrssektors kann Wasserstoff eine klimafreundliche Alternative darstellen. Die zukünftige Rolle von Wasserstoff hängt dabei nicht nur von technologischen Entwicklungen, politischen Rahmenbedingungen und dem Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur ab. Unsicherheiten beim Hochlauf in Deutschland ergeben sich nicht zuletzt aus wirtschaftlichen und wettbewerblichen Faktoren und angesichts der noch unbekannten Entwicklung internationaler Wasserstoffmärkte und -handelsstrukturen.

Die genehmigten Szenarien spiegeln unterschiedliche Annahmen zum Wasserstoffhochlauf in Deutschland wider. Die Vorgaben in der Genehmigung des Szenariorahmens beziehen sich dabei ausschließlich auf die Berücksichtigung von Elektrolyseuren zur Wasserstofferzeugung in Deutschland. Es werden keine konkreten Importquoten oder Wasserstoffbedarfe festgelegt. Der Szenariopfad A geht von einem geringeren Ausbau von Elektrolyseuren in Deutschland und einem höheren Wasserstoffimport aus, während der Szenariopfad C einen starken Ausbau der heimischen Elektrolysekapazitäten auf bis zu 70 GW vorsieht. Der mittlere Szenariopfad B ist mit dem Szenario 2 des Szenariorahmens Gas/Wasserstoff abgestimmt und orientiert sich am Szenario 045-Strom der Langfristszenarien des BMWE.

Die Annahmen zu den Elektrolyseurprojekten für die Jahre 2037 und 2045 stützen sich auf eine gemeinsame Marktabfrage der ÜNB und der FNB Gas (s. Kapitel 2.4.1). Als Ergebnis liegt eine konsolidierte Projektliste mit einer Gesamtleistung von 87 GW vor, wobei für den verbindlichen Projektsockel ausschließlich fortgeschrittene Projekte einbezogen werden. Diese Liste bildet eine einheitliche Datengrundlage für die Berücksichtigung von Elektrolyseuren als Schnittstelle zwischen den Szenariorahmen Strom und Gas/Wasserstoff und berücksichtigt bis März 2025 vorliegende Projektinformationen. Die genehmigten Elektrolysekapazitäten und der projektbasierte Sockel sind in der nachfolgenden Tabelle 2 dargestellt. Im Rahmen der Modellierung wird ein von 31,6 GW auf 30,1 GW reduzierter Projektsockel angesetzt. Hintergrund dieser Anpassung sind ein Offshore-Elektrolyseurprojekt, das ohne Anschluss an das öffentliche Stromnetz geplant ist, sowie eine bestehende Industrielast, die bereits im Rahmen der Stromverbrauchsmodellierung berücksichtigt wird.

Tabelle 2: Genehmigte Leistung der Elektrolyseure in den Szenarien

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Elektrolyseure	20,0	42,0	42,0	31,6	58,5	70,0
davon projektbasiert	20,0	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Methodik zur Regionalisierung

Im Szenariopfad A erfolgt die Verortung der Elektrolyseure anhand der Angaben zur Leistung und zum Standort ausschließlich auf Basis des genehmigten Projektsockels. Im Jahr 2037 wird die installierte Leistung dieser Projekte anteilig reduziert, um die im Szenariorahmen vorgegebene Gesamtleistung von 20 GW einzuhalten. Im Jahr 2045 hingegen wird der gesamte Projektsockel vollständig umgesetzt.

In den Szenariopfaden B und C erfolgt die Verortung der Elektrolyseure in zwei Stufen: Zunächst wird wie in Szenario A der Projektsockel berücksichtigt. Anschließend erfolgt ein zusätzlicher, netzdienlicher Zubau, um die jeweils vorgegebene Gesamtleistung des Szenarios zu erreichen. Die Auswahl der Standorte wird dabei im Netzmodell optimiert, mit dem Ziel, neue Engpässe im Übertragungsnetz zu vermeiden. Weitere Standortfaktoren wie die Verfügbarkeit einer H₂-Infrastruktur sowie Projekte mit geringerem Entwicklungsstand bleiben hierbei unberücksichtigt.

Methodik zur Herleitung von Einsatzprofilen

Elektrolyseure werden im Rahmen der Marktmodellierung als zuschaltbare Last modelliert. Um die Modellkomplexität bei der Abbildung einer Vielzahl an Einzelanlagen zu reduzieren, werden Elektrolyseure im Modell pro Marktgebiet technologiescharf aggregiert und im Anschluss an die Marktsimulation wieder auf die einzelnen Einheiten disaggregiert. Etwaige angebundene Wasserstoffnetze oder -speicher werden dabei im Modell nicht explizit abgebildet. Berücksichtigte Parameter bei der Modellierung sind die installierte elektrische Leistung, der Wirkungsgrad der Elektrolyse und die Verfügbarkeit der Anlagen. In der Marktsimulation erfolgt der Einsatz eines Elektrolyseurs, sobald der Elektrizitätspreis eines Marktgebiets unter den Schwellwert für den wirtschaftlichen Einsatz eines Elektrolyseurs fällt. Der Schwellwert ist so bemessen, dass unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten (Wirkungsgrad von 70 %) die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff gleich der Kosten von Erdgas, inklusive bei der Verbrennung anfallender CO₂-Emissionskosten, liegen. Befindet sich der Strompreis unter dem ermittelten Schwellwert (2037: 33,31 EUR/MWh), beginnen die Elektrolyseure mit der Wasserstofferzeugung.

2.4.7 Fernwärme

Die öffentliche FernwärmeverSORGUNG in Deutschland befindet sich im Wandel, da auch sie im Zuge der Energiewende vollständig dekarbonisiert werden muss. Während bislang fossile Brennstoffe, insbesondere in KWK-Anlagen, die Wärmeerzeugung in Fernwärmenetzen dominieren, steigt der Anteil erneuerbarer Energien kontinuierlich. Power-to-Heat-Technologien wie Großwärmepumpen und Elektrokessel gewinnen dabei zunehmend an Bedeutung und sind als große elektrische Verbraucher ein relevanter Faktor bei der Dimensionierung von Stromnetzen. Die genehmigten Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich des Umfangs des Fernwärmearausbaus und des Grades der Elektrifizierung sowie des Einsatzes von Wasserstoff.

Zur Herleitung der Fernwärmennachfrage in den verschiedenen Szenarien wird auf die von den ÜNB beauftragten Studien „Wärmenetze - Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland“ (2022) und „Regionalisierung Gebäudewärme – Begleitstudie zum Netzentwicklungsplan 2025“ (2025) der FfE zurückgegriffen. Zunächst wird basierend auf der Wärmenetze-Studie für jedes Szenario und Zieljahr eine stündlich aufgelöste Referenz-Jahresfernwärmennachfrage angenommen. Diese umfasst den gesamten Wärmebedarf der deutschen Fernwärmenetze aus den Sektoren private Haushalte, GHD und Industrie für ein Referenzjahr.

Die Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“ unterstellt neue Annahmen und Szenarien hinsichtlich der Entwicklung der Fernwärmennachfrage in den Sektoren private Haushalte und GHD. Die FernwärmeverSORGUNG der Industrie ist nicht Bestandteil der Studie. Um die JahresfernwärmeverSORGUNGe aller Sektoren einschließlich der Industrie auf Grundlage der neuen Daten herzuleiten, werden die Szenarien der beiden Studien für den NEP miteinander kombiniert. Die in Tabelle 3 dargestellte Kombination bildet die genehmigten Szenarien aus Sicht der ÜNB am treffendsten ab.

Tabelle 3: Kombination von Fernwärme-Szenarien für die NEP-Szenariopfade

NEP-Szenariopfad	Szenario der Studie „Wärmenetze“	Szenario der Studie „Regionalisierung Gebäudewärme“
A	Zentral	A
B	Trend	B
C	Trend	C

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Hinsichtlich der FernwärmeverSORGUNG differenziert die Studie „Regionalisierung Gebäudewärme“ zwischen einem mittleren und hohem Fernwärmearausbau und einer geringen bis hohen Sanierungsrate im Gebäudesektor. Dabei wird in Szenario A ein ambitionierter Fernwärmearausbau bei gleichzeitig hohem Einsatz von Wasserstoff zur FernwärmeverSORGUNG angenommen. Hieraus resultiert in Szenario A 2037 und A 2045 trotz des steigenden FernwärmeverSORGUNGe der niedrigste Strombedarf für Großwärmepumpen und Elektrokessel. In den Szenariopfaden B und C liegt der Fernwärmearausbau im mittleren Bereich. Gleichzeitig steigt die Elektrifizierung der Fernwärme, was zu einem höheren Strombedarf von Fernwärmeanwendungen führt. Eine Übersicht über die Annahmen für Großwärmepumpen und Elektrokessel ist in Tabelle 4 dargestellt.

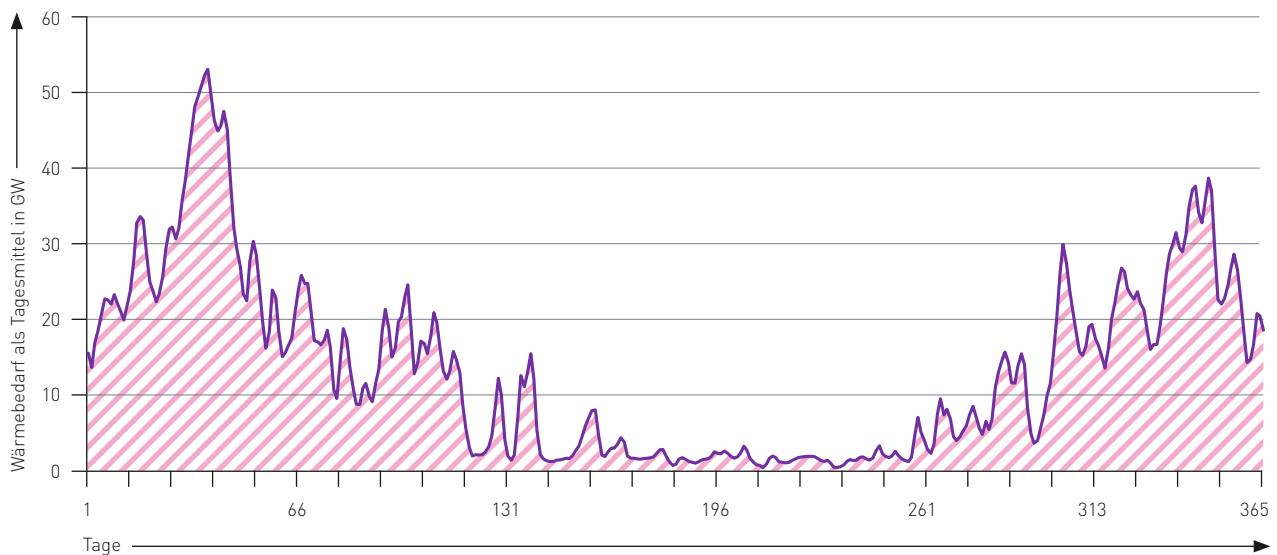
Tabelle 4: Genehmigte Leistungen der Power-to-Heat-Technologien in den Szenarien

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Großwärmepumpen	3,2	11,5	8,3	5,3	12,7	9,8
Elektrokessel	6,3	13,8	13,8	11,1	13,5	13,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Durch die neuen Fernwärmebedarfe der Sektoren private Haushalte und GHD aus der Studie „Regionalisierung Gebäudewärme“ ergibt sich im Vergleich zur Wärmenetze-Studie eine neue Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage. Zusätzlich wird unterstellt, dass der gemeinsame Anteil der Sektoren private Haushalte und GHD an der Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage aus der Studie „Wärmenetze“ konstant bleibt. Hieraus ergibt sich automatisch eine Anpassung der absoluten auf den Industriesektor entfallenden Jahresfernwärmennachfrage, da dieser Anteil ebenso gleich bleibt. Aus dem Quotienten der neu berechneten Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage und der Referenz-Jahresfernwärmennachfrage ergibt sich ein **Skalierungsfaktor a**. Die Gesamtwärmennachfrage in den Szenarien B und C 2045 orientiert sich gemäß diesen Schritten eng an der umgerechneten Fernwärmennachfrage der Orientierungsszenarien Strom der BMWE-Langfristszenarien.

Für die Modellierung im Strommarktmodell wird die Referenz-Jahresfernwärmennachfrage basierend auf den Ergebnissen und dem entsprechenden Szenario der Wärmenetze-Studie auf die Fernwärmennetze in Deutschland aufgeteilt. Anschließend wird die Referenz-Jahresfernwärmennachfrage je Fernwärmennetz um eine Basis-Wärmeerzeugung reduziert, die im Rahmen der Marktsimulation nicht berücksichtigt wird. Diese umfasst die Wärmeerzeugung aus Biomasse, Geothermie, Solarthermie und industrieller Abwärme. Die Basis-Wärmeerzeugung ergibt sich ebenfalls aus den Szenarien der Wärmenetze-Studie je Fernwärmennetz. Die Differenz aus Referenz-Jahresfernwärmennachfrage und Basis-Wärmeerzeugung wird mit dem **Skalierungsfaktor a** multipliziert und auf das Wetterjahr 2012 umgerechnet, um den in der Marktsimulation zu deckenden residualen Wärmebedarf je Fernwärmennetz zu erhalten (s. Abbildung 8). Auf Basis des Wetterjahres 2012 ergibt sich in den Szenarien die Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage nach Tabelle 5:

Abbildung 8: Verbleibender Gesamtwärmebedarf in B 2045 nach Abzug der Wärmebereitstellung aus Geothermie, Solarthermie, Bioenergie und industrieller Abwärme

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 5: Resultierende Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage in den Szenarien auf Basis des Wetterjahres 2012

in TWh	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Gesamt-Jahresfernwärmennachfrage	166,4	157,0	146,9	183,5	161,1	161,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Methodik zur Regionalisierung

Die Regionalisierung von Großwärmepumpen und Elektrokesseln erfolgt in zwei Stufen. Als Basis für die erste Stufe dienen die Ergebnisse der Markt- und Netzbetreiberabfrage (s. Kapitel 2.4.1). Hierbei werden ca. 2,1 GW an Power-to-Heat-Projekten berücksichtigt und den Fernwärmennetzen zugeordnet. Die Annahmen zur Regionalisierung zusätzlicher Großwärmepumpen und Elektrokessel zur öffentlichen FernwärmeverSORGUNG basieren in einer zweiten Stufe auf der Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“. In einer Bottom-up-Betrachtung werden kleinräumige Wärmenetzpotenziale ermittelt und weitere Technologien zur FernwärmeverSORGUNG verteilt.

Methodik zur Herleitung von Einsatzprofilen

Im Strommarktmodell erfolgt modellendogen eine gesamtkostenminimale Deckung des FernwärmeverSORGUNGS in den Fernwärmennetzen. Über diese Modellierung wird eine bessere Abbildung der Einsatzrandbedingungen von KWK-Anlagen und der systemischen Rückkopplungen der Wärmeversorgung ermöglicht. KWK-Anlagen, Heizkessel, Großwärmepumpen und Elektrokessel sowie Wärmespeicher sind neben der Zuordnung zum deutschen Strommarktgebiet jeweils Fernwärmennetzen zugeordnet. Im Rahmen der Modellrechnung werden neben den Kosten für die Stromerzeugung auch die Kosten der Wärmebereitstellung aller abgebildeten Fernwärmennetze minimiert. In Zeiten niedriger Strompreise bietet sich eine Wärmebereitstellung durch Power-to-Heat-Anlagen wie Wärmepumpen und Elektrokessel an, während KWK-Anlagen häufig bei höheren Strompreisen zum Einsatz kommen. KWK-Anlagen werden in Entnahme-Kondensations- und Gegendruck-Anlagen unterteilt, die sich in ihren Betriebsweisen und ihrer Abhängigkeit von Strom- zu Wärmeerzeugung unterscheiden. Während bei Gegendruckanlagen die Wärmeerzeugung strikt linear von der Stromerzeugung abhängig ist (und umgekehrt), bieten Entnahme-Kondensations-Anlagen zusätzliche Flexibilität und können in Abhängigkeit des Strombetriebspunktes die Wärmeerzeugung variieren (und umgekehrt). Der Arbeitsbereich wird durch die minimale und maximale elektrische Leistung, die maximale Wärmeentnahme sowie die Stromkennzahl und Stromverlustkennziffer begrenzt. Daneben werden Wärmespeicher und Heizkessel berücksichtigt.

2.4.8 Flexibilität von Haushalten

Haushaltsnahe Flexibilitäten gewinnen im Zuge der Energiewende zunehmend an Bedeutung. Technologien wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher bieten neue Flexibilitätspotenziale und ermöglichen die gezielte Verlagerung des Stromverbrauchs in Zeiten niedriger Preise. Sie können damit zu einer besseren marktlichen Integration erneuerbarer Energien beitragen. Eine netzorientierte Nutzung dieser Flexibilitätspotenziale erfolgt in Szenario C, insbesondere um lokale Verbrauchsspitzen zu reduzieren.

Das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen hängt vom Wärmebedarf und den technischen Eigenschaften der Gebäude ab. Der Heizbetrieb einer Wärmepumpe kann zeitlich verschoben werden. Dazu wird entweder vor dem Bedarf stärker geheizt (mit höheren Innentemperaturen) oder nach dem Bedarf (bei niedrigeren Innentemperaturen). Bei geringer Nachfrage nach Raumwärme ist der Stromverbrauch niedrig, wodurch sich nur begrenzte Spielräume der Steuerung ergeben. Auch an kalten Tagen mit hohem Wärmebedarf ist die Flexibilität eingeschränkt, da eine zu starke zeitliche Verschiebung des Betriebs zur Auskühlung der Gebäude führt. In den Szenarien wird angenommen, dass marktorientierte Haushalte die Last ihrer Wärmepumpe um bis zu 4 Stunden vorziehen können, um auf Preissignale zu reagieren.

Elektrofahrzeuge bieten Flexibilität durch die zeitliche Steuerung des Ladevorgangs. Voraussetzung dafür ist, dass die Fahrzeuge über längere Zeiträume hinweg an der Ladeinfrastruktur angeschlossen sind. Die Ladeleistung kann flexibel angepasst werden, solange der Mobilitätsbedarf gedeckt ist. Das Potenzial zur Lastverschiebung ergibt sich unter anderem aus dem Mobilitätsverhalten, dem bevorzugten Ladeort (zu Hause oder am Arbeitsplatz) sowie dem Wohnumfeld (städtisch oder ländlich). Das Flexibilitätspotenzial von verschiedenen E-Fahrzeugtypen wurde in einer [Begleitstudie des Fraunhofer IEE 2024](#) analysiert.

Haushaltsbatteriespeicher werden aktuell meist in Kombination mit Photovoltaikanlagen installiert und dann vorrangig zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt. Ihr systemisches Potenzial (etwa zur Speicherung von Windstromüberschüssen) wird bislang jedoch nur begrenzt ausgeschöpft. Langfristig erscheint eine stärker marktlich orientierte Betriebsweise der Haushaltsbatteriespeicher sinnvoll, wie sie in den Szenarien berücksichtigt ist. Diese hängt stark von technischen Voraussetzungen ab wie der Verfügbarkeit von Smart-Metern, interoperablen Geräten und der Fähigkeit der Haushalte, Preissignale zu erkennen und darauf zu reagieren. Eine marktseitige Einbindung der Haushaltsbatteriespeicher ließe ihr großes systemisches Potenzial gezielt nutzbar machen.

Der genehmigte Szenariorahmen berücksichtigt ein breites Spektrum möglicher Flexibilitätsnutzung im Haushaltsbereich. Im Szenariopfad A wird angenommen, dass organisatorische und wirtschaftliche Hürden die marktseitige Beteiligung haushaltsnaher Flexibilitäten deutlich einschränken. Im Gegensatz dazu geht Szenariopfad C davon aus, dass viele Haushalte aktiv am Strommarkt teilnehmen und zusätzlich auf lokale Netzengpässe reagieren (Netzorientierung). Marktorientierte Haushalte steuern ihren Stromverbrauch gezielt und laden bzw. verbrauchen Strom bevorzugt zu Zeiten niedriger Marktpreise. Haushalte, die sich weder am Strommarkt noch an Netzengpässen orientieren, nutzen ihre Batteriespeicher primär zur Eigenverbrauchsoptimierung und erschließen die Flexibilitätspotenziale ihrer Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeuge nicht. Tabelle 6 gibt einen Überblick über die in den Szenarien angenommenen Anteile marktorientierter beziehungsweise netzorientierter Haushalte:

Tabelle 6: Anteile der marktorientierten und netzorientierten Haushalte

in %	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Anteil marktorientierte Haushalte	20	35	35	30	55	55
Anteil netzorientierte Haushalte	0	0	25	0	0	25

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Marktmodell wird das antizipierte Flexibilitätspotenzial von Haushalten in Form von Speichern dargestellt. Diese Speicher verfügen über zeitabhängige Leistungsgrenzen und Speichervolumina, die die Flexibilität beim Betrieb von Wärmepumpen sowie beim Ladevorgang von Elektrofahrzeugen abbilden. Die marktorientierte Modellierung berücksichtigt, dass ein Elektrofahrzeug nur dann geladen werden kann, wenn es tatsächlich angeschlossen ist. Um diese Einschränkungen realistisch darzustellen, erfolgt eine Einteilung der Haushalte in hinreichend homogene Kategorien, beispielsweise heimladende Pendler oder leichte Nutzfahrzeuge (s. Kapitel 2.4.5). Dadurch wird sichergestellt, dass ein Fahrzeug, das typischerweise mittags nicht angeschlossen ist (z. B. ein Pendlerfahrzeug), nicht fälschlicherweise durch die Ladeleistung eines anderen, angeschlossenen Fahrzeugs ersetzt wird. Zusätzlich stellen Bedingungen zum Speicherfüllstand sicher, dass sowohl der Mobilitätsbedarf als auch der Wärmebedarf der Haushalte gedeckt werden. Haushaltsbatteriespeicher werden als Speicher modelliert, deren Leistung und Speichervolumen zeitunabhängigen Bedingungen unterliegen. Die Flexibilität wird im Modell so eingesetzt, dass der Strombezug die Systemkosten minimiert. Das bedeutet: Heizen oder Laden wird unter Einhaltung der Bedarfsgrenzen für Mobilität und Wärme zu Zeiten mit niedrigen Strompreisen bevorzugt.

Der netzorientierte Einsatz von haushaltsnahen Flexibilitäten im Szenariopfad C wird wie folgt modelliert: Als Indikator für lokale Netzüberlastungen dient die stündliche Residuallast auf Landkreisebene, die vor der Marktsimulation ermittelt wird. Im Rahmen einer Voroptimierung wird der Einsatz von 25 % der Haushaltsbatteriespeicher, E-Fahrzeuge und Wärmepumpen in jedem Landkreis so bestimmt, dass Spitzen der Residuallast minimiert werden. Dabei werden alle technischen Restriktionen der jeweiligen Technologien eingehalten, etwa Mindestladezustände von E-Fahrzeugen, die den Mobilitätsbedarf sicherstellen. Dieser Ansatz führt beispielsweise dazu, dass Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge bevorzugt in Stunden mit hoher regionaler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geladen werden, also dann, wenn die Einspeisung die lokale Nachfrage deutlich übersteigt und potenziell zu hohen Netzbelastrungen führen könnte. Diese Optimierung des Einsatzverhaltens haushaltsnaher Flexibilitäten trägt somit im Szenariopfad C dazu bei, lokale Netzengpässe zu reduzieren.

2.4.9 Flexibilität in Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Die Flexibilität der Stromnachfrage in der Industrie sowie im GHD-Sektor wird in den Szenarien mittels DSM modelliert. Die angenommenen DSM-Potenziale reichen von 9,1 GW bis 13,8 GW im Jahr 2037 und von 13,9 GW bis 18,9 GW im Jahr 2045. Die Unterschiede zwischen den Szenarien ergeben sich insbesondere aus Annahmen zum industriellen Stromverbrauch, zur Verbreitung von Power-to-Heat-Anlagen in der Wärmeversorgung sowie zur Anzahl neu entstehender Rechenzentren. Die Modellierung basiert auf der Annahme, dass ausgewählte Prozesse ihr Nachfrageverhalten abhängig von wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen anpassen können. Die daraus resultierenden abrufbaren DSM-Potenziale sind in Tabelle 7 dargestellt. Durch die in der Genehmigung vorgeschriebene Aktualisierung des Datenstands zu Stromgroßverbrauchern (s. Kapitel 2.4.1) ergibt sich ein höheres Potenzial im Industrie- und GHD-Sektor als ursprünglich in der Tabelle 1 auf S. 4 der Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045 ausgewiesen. Ursache hierfür sind Anpassungen des Stromverbrauchs in der Industrie, eine stärkere Verbreitung von Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärme sowie zusätzliche Leistung durch neue Rechenzentren.

Tabelle 7: DSM-Potenziale

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Industrie	4,7	8,4	7,8	7,8	11,0	10,4
davon abschaltbar	1,8	2,1	2,1	1,8	2,1	2,3
davon verschiebbar	2,9	6,3	5,7	5,9	8,9	8,1
GHD	4,3	5,2	6,1	6,1	7,3	8,5
davon abschaltbar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon verschiebbar	4,3	5,2	6,1	6,1	7,3	8,5
Summe	9,1	13,6	13,8	13,9	18,3	18,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Methodik zur Regionalisierung

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 Industrie- und GHD-Prozessen sowie Querschnittstechnologien unterschieden.

Methodik zur Herleitung von Einsatzprofilen

Der Abruf der DSM-Potenziale erfolgt strompreisbasiert im Rahmen der Strommarktmodellierung. Dabei werden den jeweiligen DSM-Prozessen neben den Abrufkosten prozessspezifische technische Parameter wie maximale Abrufdauern, Mindeststillstandzeiten oder maximale Verschiebedauern zugewiesen. Industrieanwendungen, die bei hohen Strompreisen ihren Verbrauch reduzieren können, werden als abschaltbare Prozesse modelliert. Verschiebbare Prozesse werden beispielsweise im Zusammenhang mit Temperaturregelungen modelliert. In diesem Fall wird der vermiedene Verbrauch zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt.

2.4.10 Verluste

Neben dem Nettostromverbrauch entstehen in einem Elektrizitätsversorgungssystem verschiedene Formen von Verlusten. Hierbei handelt es sich um Energie, die nicht unmittelbar Endverbrauchern zugeordnet wird und dennoch durch eine Stromerzeugung gedeckt 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 in Pumpspeicherkraftwerken oder Batteriespeichern entstehen. Auch der Eigenverbrauch von thermischen Kraftwerken wird den Verlusten zugerechnet. Aus dem Nettostromverbrauch zuzüglich dieser Verluste errechnet sich der Bruttostromverbrauch (s. Abbildung 6).

In den Szenarien wird angenommen, dass Netzverluste zukünftig ansteigen werden. Verteilnetzverluste werden in einer Höhe von 34,8 TWh berücksichtigt, was in etwa einer Verdoppelung gegenüber dem heutigen Niveau entspricht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Netzelastung und der Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen durch den dezentralen Anschluss sehr vieler neuer Stromerzeuger und Stromverbraucher deutlich ansteigen werden. Die Übertragungsnetzverluste werden auf Basis von Netzanalysen approximiert. Die Höhe der Speicherverluste hängt von der Anzahl der Speicherzyklen sowie den Wirkungsgraden der eingesetzten Speichertechnologien ab. Mit dem Ausbau der installierten Leistung von Batteriespeichern steigt auch die absolute Verlustmenge in diesem Bereich. Demgegenüber sinkt der Kraftwerkseigenverbrauch deutlich von rund 22 TWh im Jahr 2024 auf etwa 2 TWh im Jahr 2037 und rund 1 TWh im Jahr 2045. Grund hierfür ist der stark rückläufige Einsatz konventioneller Kraftwerke.

2.5 Modellierung der Stromerzeugung

Im Folgenden wird das methodische Vorgehen zur Modellierung der erneuerbaren Energien beschrieben, mit besonderem Fokus auf deren räumliche Verteilung und zeitliche Einspeisecharakteristik. Anschließend erfolgt die Darstellung der Modellierung weiterer Stromerzeugungsanlagen, darunter thermische und hydraulische Kraftwerke sowie Batteriespeicher. Dabei werden die Herleitung der installierten Kapazitäten, deren Parametrierung sowie ihr Einsatz im Stromsystem erläutert. Abschließend werden die Annahmen zu den CO₂- und Brennstoffpreisen vorgestellt, die einen zentralen Einfluss auf die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke haben.

2.5.1 Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien stellen in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2025) die zentrale Säule der zukünftigen Stromerzeugung in Deutschland dar. Es wird zwischen Anlagen des Typs Windenergie an Land (Onshore-Windenergie) und auf See (Offshore-Windenergie), Photovoltaik auf Dachflächen und auf Freiflächen, Biomasse sowie Lauf- und Speicherwasser unterschieden. Für jede dieser Erzeugungstechnologien sind fundierte Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Nettozubaus zu treffen. Sonstige erneuerbare Energien werden aufgrund ihrer geringen Leistung nicht explizit betrachtet. Der Fokus liegt insbesondere auf dem Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Die Annahmen variieren zwischen den Szenarien und bilden eine Bandbreite von wahrscheinlichen Entwicklungen ab, welche sich an dem politischen Ziel der Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 orientieren. Im Vergleich zu heute wird mit mindestens einer Verdreifachung der installierten Leistung an Wind- und PV-Anlagen bis 2045 gerechnet.

Methodik und Ergebnisse der Regionalisierung

Die zukünftige regionale Verteilung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien wird mithilfe eines Modells der FfE ermittelt. Grundlage hierfür sind Geodaten, Bestandsanalysen sowie regionale Prognosen. Durch die Auswertung von Potenzialflächen werden Gebiete identifiziert, die sich besonders für den Ausbau von Windenergie- und Photovoltaikanlagen eignen. In der Modellierung wird in diesen Gebieten aufgrund ihrer hohen Eignung ein bevorzugter Ausbau unterstellt. Außerdem werden bekannte Großprojekte und ausgewiesene Windvorrangflächen berücksichtigt.

Die regionale Verteilung der Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerke orientiert sich am Anlagenbestand und bleibt weitgehend unverändert. Bei Biomasseanlagen wird bis 2037 und 2045 ein Rückgang der Stromerzeugungsleistung angenommen. Hintergrund ist die zunehmende Relevanz alternativer Einsatzmöglichkeiten von Biomasse, etwa in der Industrie oder als Kraftstoffquelle.

Im Folgenden werden die Grundzüge der Methodik zur Regionalisierung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen dargestellt. Eine ausführliche Beschreibung der angewandten Methodik zur kleinräumigen Verteilung sowie der zugrunde liegenden Annahmen und Datengrundlage ist unter www.netzentwicklungsplan.de/StudieRegionalisierungEE abrufbar. Eine umfassende Beschreibung der Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Offshore-Windenergieanlagen erfolgt in Kapitel 5.

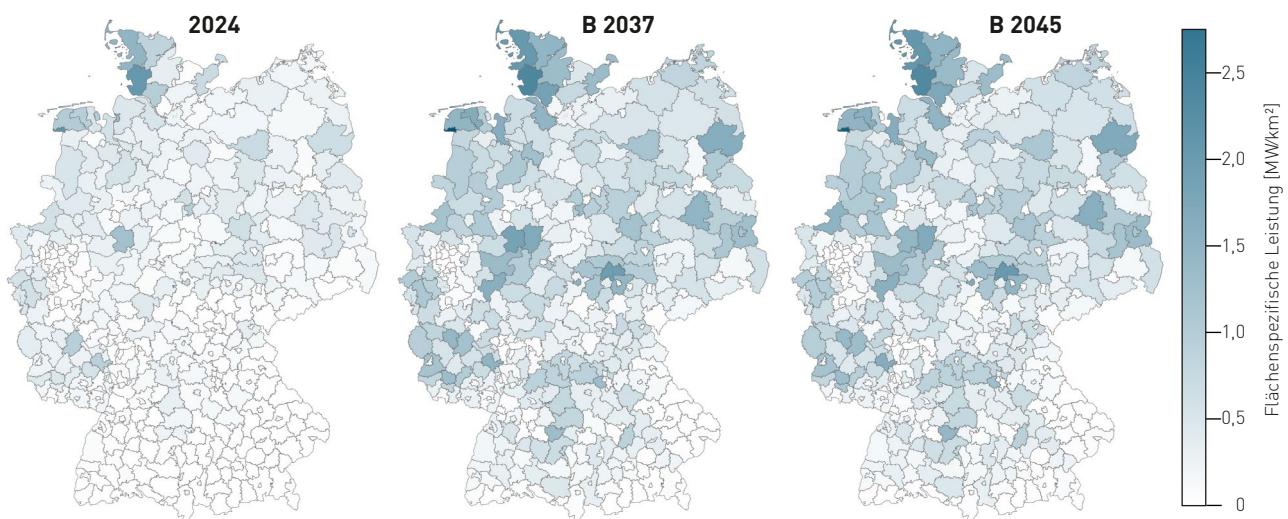
Onshore-Windenergie

Die Regionalisierung der Onshore-Windenergieanlagen beginnt mit der Festlegung der installierten Leistungen auf Ebene der Bundesländer. Hierbei wird für jedes Bundesland ein Kurzfriststützpunkt bestimmt, der den bereits heute absehbaren, kurzfristigen Zubau der Windenergie abbildet. Darauf aufbauend erfolgt eine iterative Verteilung des Restzubaus auf die Bundesländer über einen Verteilungsschlüssel. Dieser Schlüssel repräsentiert das verfügbare Zubau-potenzial eines Bundeslandes und berücksichtigt sowohl die identifizierten Potenzialflächen als auch eine Bewertung der Flächen anhand von Konfliktrisikoklassen. Für jedes Bundesland wird zudem eine weiche Leistungsobergrenze ermittelt. Diese entspricht jeweils der installierten Leistung auf zwei Prozent der Landesfläche beziehungsweise den Flächenbeitragswerten je Bundesland gemäß dem Wind-an-Land-Gesetz (Anlage zu § 3 Abs. 1 WindBG). Nach Erreichung dieser Leistungsobergrenze wird der weitere Ausbau in diesem Bundesland verlangsamt angenommen.

Dieser methodische Ansatz gewährleistet, dass sowohl der aktuelle Ausbaustand und kurzfristige Entwicklungen als auch langfristige Potenziale und politische Ausbauziele angemessen berücksichtigt werden. In Zukunft wird weiterhin ein Großteil der installierten Leistung in den nördlichen Bundesländern zu finden sein, wobei auch in den südlichen Regionen ein starker Ausbau erwartet wird. Die Karten in Abbildung 9 verdeutlichen die beschriebene Entwicklung und ermöglichen durch die flächenspezifische Darstellung einen regionalen Vergleich. Ein Großteil des Ausbaus wird bereits bis 2037 erwartet.

Im Rahmen der kleinräumigen Verteilung der Anlagen hat das Repowering bestehender Windenergieanlagen Vorrang. Außerdem werden bekannte Vorrang- und Eignungsgebiete für Onshore-Windenergieanlagen prioritär erschlossen. Weitere Flächen werden entsprechend ihrer im Begleitdokument beschriebenen Restriktionen erschlossen.

Abbildung 9: Flächenspezifische Darstellung der installierten Leistung von Onshore-Wind im Szenariopfad B



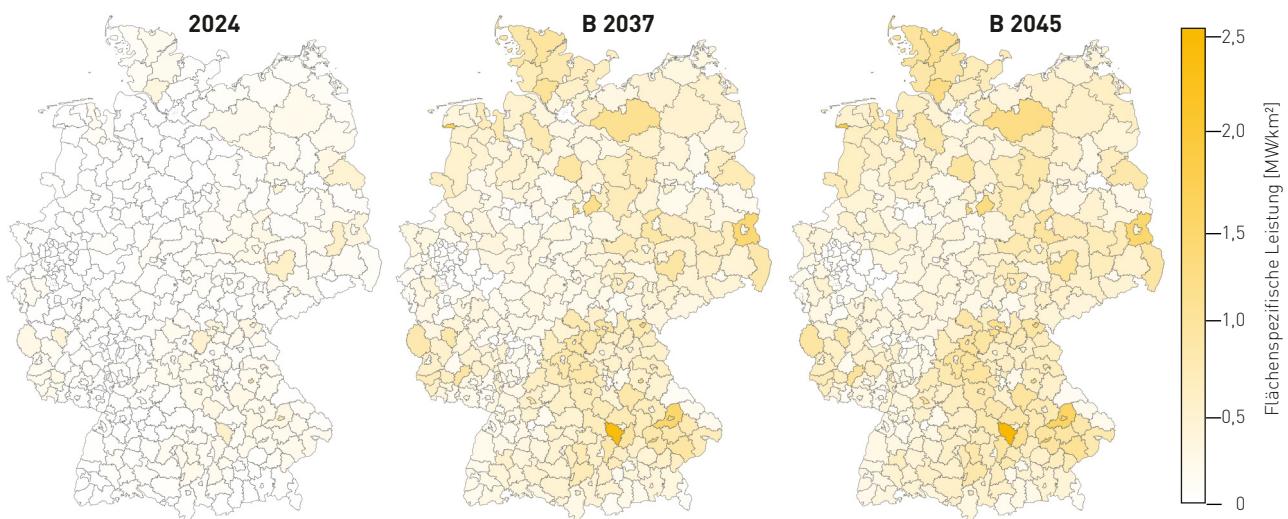
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 Verteilung auf Ebene der Bundesländer. Durch Kurzfriststützpunkte werden bereits heute absehbare Entwicklungen abgebildet. Der darüberhinausgehende Zubau wird anhand des verfügbaren technischen Potenzials auf die Bundesländer verteilt. In der anschließenden kleinräumigen Verteilung werden besonders geeignete Flächen priorisiert erschlossen, beispielsweise Flächen entlang von Autobahnen oder Bahnstrecken vor landwirtschaftlich genutzten Flächen. Für die Aufdach-PV ergibt sich die Regionalisierung unmittelbar aus der im Begleitdokument beschriebenen kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie der Zubaumodellierung. Eine vorgelagerte Verteilung auf Ebene der Bundesländer wird bei Aufdach-PV nicht vorgenommen.

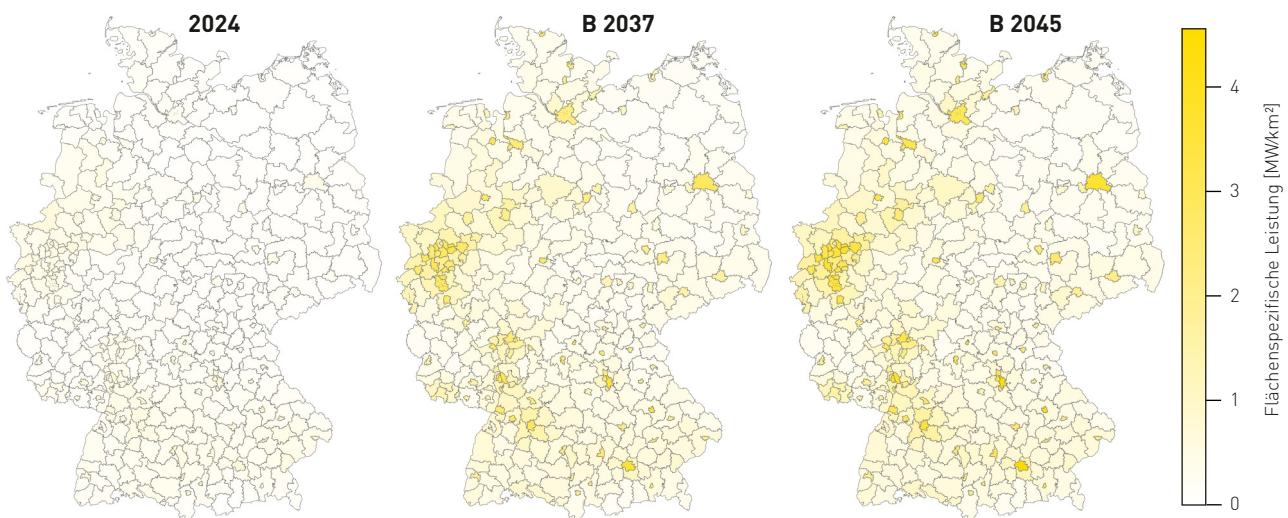
In allen Bundesländern kommt es zu einem deutlichen Anstieg der installierten PV-Leistung, wobei die Freiflächenanlagen vorrangig im Nord-Osten und im Süd-Osten Deutschlands ausgebaut werden. Aufdachanlagen hingegen haben in West- und Süddeutschland, sowie in bevölkerungsstarken Regionen ihre Schwerpunkte. Beide Entwicklungen werden durch die Karten in Abbildung 10 und 11 veranschaulicht. Wie bei der Entwicklung der Onshore-Windenergie wird auch bei Photovoltaik bereits bis 2037 ein deutlicher Zubau an Leistung erwartet. Außerdem wird deutlich, welche Regionen für die flächenintensive Nutzung durch Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen unter den skizzierten Rahmenbedingungen bevorzugt werden.

Abbildung 10: Flächenspezifische Darstellung der installierten Leistung von PV-Freifläche im Szenariopfad B



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 11: Flächenspezifische Darstellung der installierten Leistung von PV-Aufdach im Szenariopfad B



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Modellierung der Erzeugungszeitreihen

Für Aufdach- und Freiflächen-Photovoltaik sowie Onshore-Windenergie werden wetterabhängige Stromerzeugungszeitreihen erstellt. Dabei fließen sowohl die regionale Verteilung der Anlagen als auch deren technische Eigenschaften in die Modellierung ein. So wird beispielsweise bei Windenergieanlagen von einer künftig steigenden Nabenhöhe ausgegangen, deren Einfluss auf das Erzeugungspotenzial explizit berücksichtigt wird. Das Ergebnis sind räumlich und zeitlich hochauflöste Zeitreihen, die die wetterabhängige Stromerzeugung der Anlagen abbilden. Durch diese Modellierung wird eine realistische Gleichzeitigkeit der Erzeugungsprofile erreicht und die Abbildung lokaler Wetterereignisse sicher gestellt. Die zugrunde liegenden Vollaststunden orientieren sich an den genehmigten Rahmendaten. Die Einspeisezeitreihen von Photovoltaik- und Windenergieanlagen sind aufgrund der hohen Gesamtleistungen von hoher Relevanz für den Strommarkt. Insbesondere der Einsatz der im System befindlichen Flexibilitäten wird sich maßgeblich an der erneuerbaren Erzeugung ausrichten.

Für die Offshore-Windenergie werden gebietsscharfe Einspeisezeitreihen aus der von den ÜNB beauftragten Studie zur Offshore-Optimierung (s. Kapitel 5.2.2) verwendet. Diese wurde vom Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) für den Netzentwicklungsplan durchgeführt. Die Zeitreihen berücksichtigen den optimierten Ausbau in den Offshore-Gebieten sowie daraus resultierende Abschattungseffekte.

Biomassekraftwerke stellen eine eingeschränkt regelbare Erzeugungstechnologie dar. Es wird angenommen, dass der Energieträger Biomasse überwiegend kontinuierlich anfällt und nur begrenzt gespeichert werden kann. Unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Biomasse können Biomassekraftwerke ihre Stromerzeugung entsprechend der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt anpassen. Im Rahmen der Strommarktmmodellierung erfolgt dies, indem Biomassekraftwerke ihre zugewiesene Stromerzeugung innerhalb eines Tages frei verschieben können. Bei der Wasserkraft ergeben sich die Einspeisezeitreihen und die Parametrierung aus dem zugrunde liegenden Wetterjahr und dem Anlagenbestand.

In diesem NEP erfolgt keine explizite Modellierung von Spitzenkappung im Verteilnetz. Dennoch wird bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs sichergestellt, dass Maßnahmen nicht nur durch einzelne Erzeugungsspitzen begründet werden, sondern strukturelle Engpässe im Netz auflösen.

Modellierung im Strommarkt

Im Strommarktmmodell produzieren erneuerbare Energien überwiegend entsprechend ihrer Erzeugungsprofile. Ihr Einsatz erfolgt aufgrund der sehr geringen variablen Kosten gemäß dem Merit-Order-Prinzip vorrangig gegenüber konventionellen Kraftwerken mit höheren Grenzkosten. Eine Ausnahme bildet die Biomasse, deren Stromerzeugung innerhalb eines Tages flexibel verschoben werden kann.

Die Anlagen werden im Marktmodell technologiescharf pro Marktgebiet aggregiert und im Anschluss an die Markt simulation wieder disaggregiert. Eine marktseitige Abregelung ihrer Stromerzeugung erfolgt nur, wenn eine vollständige Integration 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. Gemäß der aktuell gültigen Marktmechanismen spielen innerdeutsche Netzrestriktionen, welche die Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien möglicherweise verhindern, bei der Ermittlung dieses Überschusses keine Rolle. Die Netzrestriktionen werden erst im Rahmen der Netzanalysen deutlich und wirksam.

2.5.2 Kraftwerke und Speicher

Thermische Kraftwerke stellen in einem klimaneutralen Energiesystem eine wichtige Flexibilitätsform dar. Als regelbare Stromerzeugungseinheiten können sie ihren Einsatz flexibel an den Bedarf anpassen. Infolge des Ausstiegs aus der Kohleverstromung bilden Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke den Großteil des thermischen Kraftwerksparks in den Szenarien. Darüber hinaus leisten hydraulische Kraftwerke und eine wachsende Zahl an Batteriespeichern einen weiteren wichtigen Beitrag zur Flexibilitätsbereitstellung und zur Integration erneuerbarer Energien.

Modellierung des thermischen und hydraulischen Kraftwerksparks

Die im Szenariorahmen festgelegten Kapazitäten für Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke sind mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff abgestimmt und orientieren sich pauschal an den in den Langfristszenarien des BMWE ausgewiesenen Leistungen. Sie liegen deutlich oberhalb des vorherigen NEP. Dabei basiert der Szenariopfad A auf dem Langfristszenario 045-H2, während in den Szenariopfaden B und C das Szenario 045-Strom zugrunde gelegt wird. Über diesen Ansatz ergibt sich zwischen den Szenarien ein unterschiedlicher Kraftwerkspark. Im Zieljahr 2037 wird der Kraftwerkspark zwar überwiegend mit Wasserstoff betrieben, aber weiterhin durch Erdgaskraftwerke ergänzt. Im Jahr 2045 ist eine vollständige Versorgung der deutschen Gaskraftwerke mit Wasserstoff vorgesehen. Die Stromerzeugungsleistung von Wasserstoffkraftwerken liegt in B und C 2045 um etwa 20 GW höher als in A 2045 (s. Tabelle 8). Ergänzt wird der thermische Kraftwerkspark durch die Stromerzeugung aus der Verbrennung von Abfällen und sonstigen konventionellen Energieträgern. Hierunter fällt auch die Stromerzeugung in dezentralen Blockheizkraftwerken.

Hydraulische Kraftwerke, insbesondere Pumpspeicherkraftwerke, sind ein weiterer wichtiger Bestandteil des deutschen Kraftwerksparks. Auf Basis des aktuellen Bestands sowie unter Berücksichtigung von Rückbau, laufenden Bauvorhaben und geplanten Projekten stehen sowohl im Zieljahr 2037 als auch im Zieljahr 2045 insgesamt 12,0 GW an Pumpspeicherkapazität zur Verfügung. Die installierten Nettoleistungen des deutschen Kraftwerksparks nach Energieträger sind in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Installierte Leistungen des konventionellen Kraftwerksparks

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Wasserstoff	28,7	40,4	40,4	60,6	81,3	81,3
Erdgas	13,9	15,2	15,2	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
Abfall	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Sonstige konventionelle Kraftwerke	2,5	4,5	4,5	0,3	0,3	0,3
Summe	58,8	73,9	73,9	74,6	95,4	95,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Neben den Kraftwerksparkapazitäten ist auch die standortbezogene Kraftwerksliste mit dem Szenariorahmen Gas/Wasserstoff abgestimmt. Sie umfasst sowohl den aktuellen Bestand als auch Anschlussanträge und von Kraftwerksbetreibern gemeldete Planungsprojekte. Um die in den Szenarien definierten Kapazitäten abzubilden, wird ein Zubau von Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken auf Basis der geplanten Projekte angenommen. Die Berücksichtigung einzelner Projekte richtet sich dabei nach dem jeweiligen Projektstatus. Im Szenariopfad A, in dem eine geringere Leistung vorgegeben ist, werden vorrangig Projekte mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit einbezogen. Eine Besonderheit ergibt sich für das Szenario A 2037, in dem die Leistung aller Erdgaskraftwerke gleichmäßig um rund 50 % reduziert wird, um die genehmigte Zielkapazität zu erreichen. Für das Zieljahr 2045 wird ein über die geplanten Projekte der Kraftwerksliste hinausgehender Zubau von Wasserstoffkraftwerken angenommen, um die Lücke zur aus den Langfristszenarien abgeleiteten Zielkapazität zu schließen. Diese zusätzlichen Anlagen werden lastnah verortet.

In allen Szenarien und Zeithorizonten werden Wasserstoffkraftwerke ausschließlich als Spitzenlastkraftwerke modelliert. Für Erdgaskraftwerke wird in Szenario A 2037 der Einsatz von CCS zur Begrenzung der Emissionen aus der Verfeuerung von Erdgas unterstellt, wobei Auswirkungen auf technische Eigenschaften und ihre Grenzkosten in der Modellierung vernachlässigt werden. In den Szenarien B und C 2037 wird zur Emissionsbegrenzung angenommen, dass alle deutschen Erdgaskraftwerke als Spitzenlastkraftwerke mit Gasturbinen und im Vergleich zu Wasserstoffkraftwerken reduziertem Turbinenwirkungsgrad eingesetzt werden. Die lastnah verorteten Wasserstoffkraftwerke im Jahr 2045 gehen ohne Zusatzkosten in die Strommarktsimulation ein. Um ihre in der Szenariorahmengenehmigung beschriebene Nachrangigkeit in der Merit-Order angemessen zu berücksichtigen, wird ein niedrigerer Turbinenwirkungsgrad im Vergleich zu Kraftwerken mit bekannten Standorten modelliert.

Da in den vorliegenden Szenarien nicht ausgeschlossen werden kann, dass es in bestimmten Situationen zu einer Unterdeckung der Stromnachfrage innerhalb einzelner Marktgebiete kommt, werden in allen Marktgebieten zusätzlich sogenannte lastnahe Reserven berücksichtigt. Diese Reserven sind so parametriert, dass ihr Einsatz erst erfolgt, nachdem alle anderen verfügbaren Stromerzeuger und Flexibilitätsoptionen ausgeschöpft sind. Die Berücksichtigung lastnaher Reserven dient der besonderen Anforderung an einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gemäß § 12b Abs. 2 Satz 2 EnWG.

Kraftwerkseinsatzoptimierung

Für Kraftwerke wird zusammen mit erneuerbaren Stromerzeugern, Speichern und flexiblen Lasten ein kostenoptimaler Einsatz unter Einhaltung aller technischen Restriktionen ermittelt. Die Einsatzreihenfolge der Erzeugungseinheiten innerhalb eines Marktgebietes folgt grundsätzlich den Grenzkosten der Stromerzeugung („Merit-Order“) unter Berücksichtigung zusätzlicher Nebenbedingungen der jeweiligen Erzeuger (s. Kapitel 2.3).

Die variablen Kosten von Kraftwerken setzen sich aus Brennstoff-, CO₂- sowie weiteren Betriebskosten zusammen. Darüber hinaus werden Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb und Anfahrkosten der Kraftwerke berücksichtigt. Bei der Modellierung von Kraftwerken werden technische Restriktionen wie Anfahr- und Abfahrvorgänge, Mindesteinsatz- und Stillstandszeiten, Mindestleistungen sowie geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten abgebildet. Für Abfallkraftwerke 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 Bereitstellung von Wärme durch Kraftwerke als Option zur Deckung des regionalen Wärmebedarfs wird zusammen mit der Stromerzeugung optimiert. Eine detaillierte Beschreibung der Modellierung erfolgt in Kapitel 2.4.7.

Modellierung von Großbatteriespeichern

Die zunehmende Bedeutung von Großbatteriespeichern für das zukünftige Stromsystem zeigt sich derzeit konkret in der stark wachsenden Zahl von Netzanschlussbegehren bei den Netzbetreibern. Diese Entwicklung wird einerseits durch eine anhaltende Kostendegression bei Batteriespeichersystemen sowie durch technologische Fortschritte und die Erschließung neuer Speicherarten begünstigt. Andererseits bieten sich Großbatteriespeichern aus heutiger Sicht vielfältige Einsatzmöglichkeiten im Strommarkt, etwa im Day-Ahead- und Intraday-Handel oder bei der Bereitstellung von Regelleistung. Gleichzeitig wird erwartet, dass einige dieser heutigen Erlösquellen mit zunehmendem Ausbau von Batteriespeichern an Attraktivität verlieren, was die wirtschaftliche Perspektive einzelner Projekte verändert. Vor diesem Hintergrund besteht erhebliche Unsicherheit darüber, in welchem Umfang die zahlreichen angekündigten Projekte tatsächlich realisiert werden.

Ausgehend von einem Bestand in Höhe von rund 1,3 GW stützen sich die Leistungen der Großbatteriespeicher im Szenariorahmen ausschließlich auf die vorliegenden Projektlisten mit Stand März 2025. Batteriespeicher mit bereits erteilter Netzanschlusszusage und einem fortgeschrittenen Projektstatus werden in allen Szenarien vollständig berücksichtigt. Projekte, die sich noch in der Planungsphase befinden, werden anteilig mit 25 % ihrer Leistung zusätzlich im Szenariopfad B und mit 50 % zusätzlich im Szenariopfad C angesetzt. Je nach Szenario ergibt sich daraus eine Gesamtleistung der Großbatteriespeicher zwischen 41 und 94 GW. Eine Unterscheidung der installierten Leistung und Speicherkapazität zwischen den Zeithorizonten 2037 und 2045 erfolgt nicht. Für alle Großbatteriespeicher wird ein einheitliches Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung von 2 Stunden angenommen.

Im Rahmen des NEP wird in den Szenariopfaden A und B ein strommarktorientierter Einsatz der Großbatteriespeicher betrachtet. Im Szenariopfad C wird eine Kombination aus strommarktorientierter und netzorientierter Einsatzweise unterstellt. Dafür erfolgt auf Basis der in der Strommarktsimulation ermittelten Einsatzprofile eine vorgelagerte Optimierung, die den Einsatz der Großbatteriespeicher bilanzneutral so anpasst, dass Netzengpässe reduziert werden. Die daraus resultierenden Einsatzprofile der Großbatteriespeicher dienen anschließend als Grundlage für die Netzanalysen.

Modellierung von Kleinbatteriespeichern

Als Kleinbatteriespeicher gelten verbrauchsnahe Batteriespeicher in Haushalten oder im GHD-Sektor mit einer Leistung von unter 1 MW. Sie sind im Bestand bereits deutlich weiter verbreitet als Großbatteriespeicher und werden vorrangig zur Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit PV-Aufdachanlagen eingesetzt.

In allen Szenarien orientiert sich ihr Zubau ausschließlich am Ausbau von PV-Aufdachanlagen. Bis zum Jahr 2037 wird ein Zubau an Speicherkapazität von 1 kWh für 1 kWp PV-Leistung angenommen und ab 2037 ein erhöhter Faktor von 1,3 kWh/kWp. Für Kleinbatteriespeicher wird ein einheitliches Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung von 2,5 Stunden angenommen. Die Einsatzweise der Kleinbatteriespeicher wird in den Szenarien zu unterschiedlichen Anteilen als eigenverbrauchsoptimierend, marktorientiert oder netzorientiert unterstellt (s. Kapitel 2.4.8).

2.5.3 Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise

Für die Strommarktsimulation werden Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen zugrunde gelegt. Der Szenariorahmen stützt sich dabei auf den World Energy Outlook 2024 und das „Announced Pledges Scenario“ (APS). Dieses Szenario geht davon aus, dass alle bereits formulierten Energie- und Klimaschutzziele vollständig realisiert werden und Europa bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität erreicht. Daraus ergibt sich eine hohe inhaltliche Übereinstimmung mit der Beschreibung des TYNDP-Szenarios „National Trends+“, das als Grundlage für die Modellierung des europäischen Auslands in den Szenarien dient.

Der angegebene Wasserstoffpreis wird nicht auf Basis einer eigenständigen Prognose ermittelt, sondern rechnerisch aus dem Erdgaspreis und den CO₂-Emissionskosten abgeleitet. In der Folge ergeben sich für Gaskraftwerke identische variable Erzeugungskosten, unabhängig davon, ob sie mit Erdgas oder Wasserstoff betrieben werden. Die Annahmen zu den Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen sind Tabelle 9 und die CO₂-Emissionsfaktoren Tabelle 10 zu entnehmen.

Tabelle 9: Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise

	Szenarien 2037	Szenarien 2045
CO₂-Zertifikatspreise in EUR/t	152,7	172,5
Rohöl in EUR/MWh	34,4	31,8
Erdgas in EUR/MWh	16,9	16,3
Steinkohle in EUR/MWh	5,9	5,3
Wasserstoff EUR/MWh	47,6	51,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 10: 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: Übertragungsnetzbetreiber

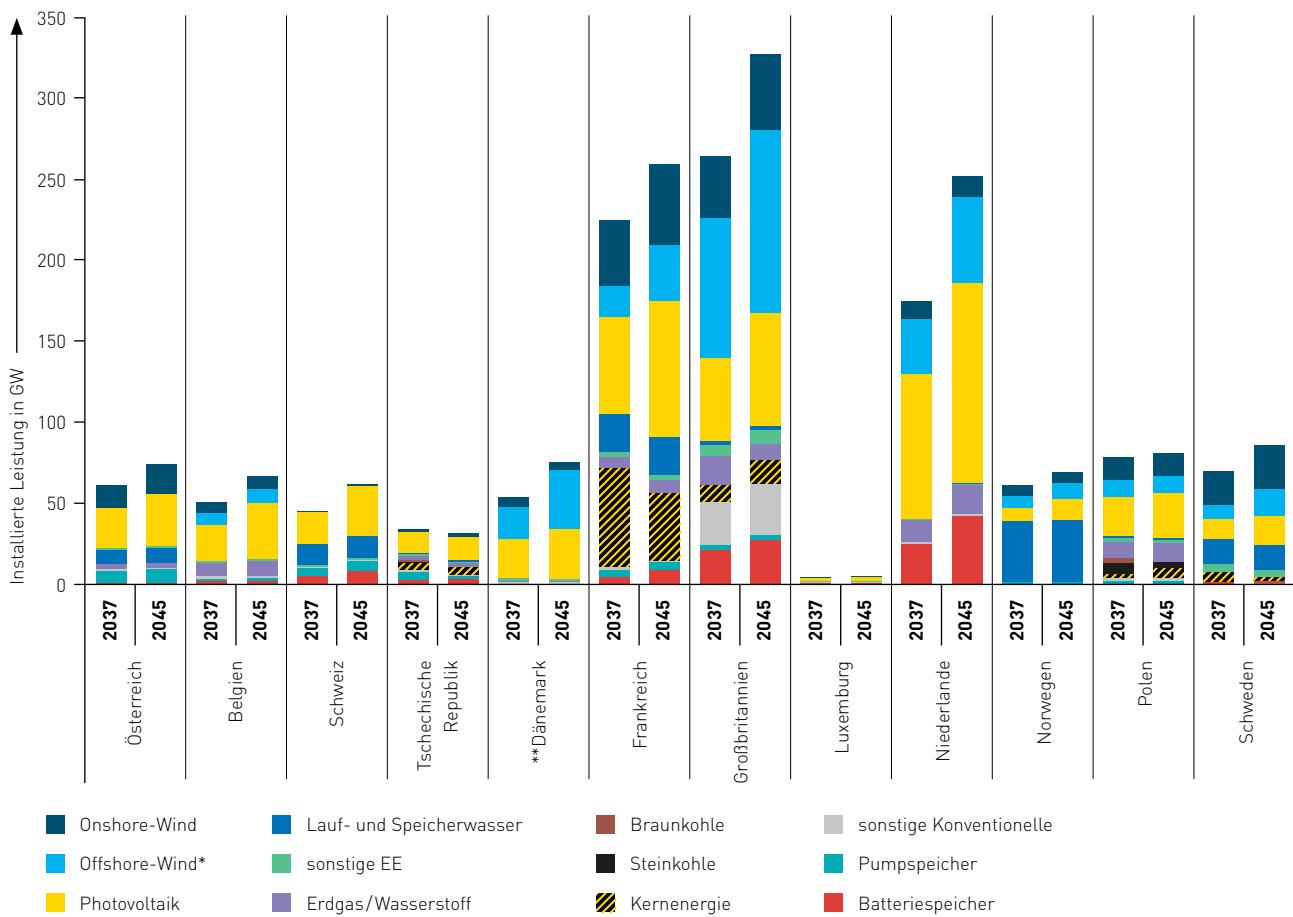
2.6 Nachbildung des Auslands

Deutschland ist aufgrund seiner zentralen Lage in Europa und der Vielzahl an Verbindungen zu benachbarten Marktgebieten eng in den europäischen Strombinnenmarkt eingebunden. Die fortschreitende Integration erneuerbarer Energien in den Nachbarländern sowie der Umbau hin zu einem klimaneutralen Energiesystem in Europa haben daher unmittelbaren Einfluss auf das deutsche Stromsystem. Vor diesem Hintergrund berücksichtigt der Szenariorahmen nicht nur nationale Annahmen zu Erzeugung und Verbrauch, sondern auch die Entwicklung der Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in anderen europäischen Ländern. Darüber hinaus werden Annahmen zu den zukünftigen Handelskapazitäten im europäischen Verbundnetz getroffen. Nur durch die Berücksichtigung dieser Wechselwirkungen kann ein bedarfs-gerechtes und zukunftsfähiges deutsches Übertragungsnetz geplant werden.

Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext

Für die Abbildung des europäischen Auslandes dient der TYNDP 2024 als zentrale Grundlage. Maßgeblich für die Modellierung der europäischen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen ist dabei der im Januar 2025 veröffentlichte Endbericht „[TYNDP 2024 Scenarios Report](#)“, der von den europäischen ÜNB (ENTSO-E) gemeinsam mit den FNB Gas (ENTSO-G) erstellt wurde. Der Bericht enthält drei Szenarien, die unterschiedliche Entwicklungspfade für das europäische Energiesystem darstellen. Der genehmigte Szenariorahmen stützt sich dabei ausschließlich auf das Szenario „National Trends+“ (NT+). Dieses basiert auf den nationalen Energie- und Klimaschutzplänen der EU-Mitgliedstaaten und wurde mit Fokus auf die Stützjahre 2030 und 2040 entwickelt. Es spiegelt die erwarteten energiepolitischen Entwicklungen in den europäischen Ländern wider. Zur Herleitung der Stromerzeugungskapazitäten und Verbräuche für das Jahr 2037 erfolgt eine lineare Interpolation zwischen den Jahren 2030 und 2040. Da für das Jahr 2045 kein offizielles NT+ Szenario vorliegt, greifen die Übertragungsnetzbetreiber auf ergänzende Daten zurück, die im Rahmen der NT+ Erstellung bei den Netzbetreibern erhoben wurden. Die folgende Abbildung 12 zeigt die angenommenen installierten Leistungen je Energieträger für das europäische Ausland.

Abbildung 12: Installierte Leistung erneuerbarer und konventioneller Energieträger auf Basis des Szenarios National Trends+ des TYNDP 2024



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Während der TYNDP 2024 die konventionellen Erzeugungskapazitäten aggregiert nach Land und Energieträger darstellt, sind für die Markt- und Netzmodellierung detaillierte, standortscharfe Kraftwerksdaten erforderlich. Daher ergänzen die ÜNB die vorliegenden Daten durch Informationen zum aktuellen Kraftwerksbestand sowie zu geplanten In- und Außerbetriebnahmen. Diese Daten werden in einer gemeinsamen Datenbank gesammelt, regelmäßig aktualisiert und konsistent an die Kennzahlen des TYNDP angepasst.

Handelskapazitäten

Das europäische Verbundsystem bildet die Grundlage für den Energie-Binnenmarkt der Europäischen Union. Durch den länderübergreifenden Austausch von Strom wird die Integration von erneuerbaren Energien gefördert und so eine effiziente und kostengünstige Stromversorgung in der EU sichergestellt. Das Verbundsystem leistet zudem einen elementaren Beitrag zu einer stabilen und sicheren Stromversorgung der europäischen Länder, indem es Stromnachfrage und -verfügbarkeit zusammenbringt und sich die unterschiedlichen Akteure im Falle einer Knappheitssituation aus-helfen und die notwendige Leistung bereitstellen können. Um dies auch in Zukunft sicherzustellen, werden Stromhandel und die zugehörigen Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten weiter an Bedeutung gewinnen.

Zur Abbildung der Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten werden in den Berechnungen zum Zieljahr 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.

Die angenommenen NTC basieren auf Daten europäischer Studien. Es werden NTC aus dem [European Resource Adequacy Assessment 2024](#), der jährlich von ENTSO-E veröffentlicht wird, sowie ergänzend die Projektplanungen des TYNDP 2024 zugrunde gelegt. Alle geplanten (hybriden) TYNDP24-Interkonnektor-Projekte ohne Anschluss an das deutsche Marktgebiet werden unabhängig von ihrem Status unter Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres in allen Szenarien vollumfänglich berücksichtigt. Die Offshore-Windenergieleistung eines Landes ergibt sich aus dem TYNDP24-Datensatz NT+ unter Berücksichtigung der zusätzlichen Leistung, die im Zusammenhang mit allen geplanten (hybriden) TYNDP24-Interkonnektor-Projekten steht. Allerdings werden Offshore-Elektrolyse und dafür vorgesehene Offshore-Windenergie grundsätzlich nicht berücksichtigt, wenn diese keine (Inter-)Konnektivität zum Stromsystem haben. Die Offshore-Windenergie-Leistung eines Landes bleibt in Summe in einem NEP-Zeithorizont unverändert. Durch die Berücksichtigung von hybriden Interkonnektoren ändert sich zwischen den Szenarien jedoch die Zuordnung der Offshore-Windenergieleistung zu den (hybriden) Marktgebieten. Dies ermöglicht eine Kosten-Nutzen-Analyse, die allein den Nutzen der Interkonnektivität zum Gegenstand macht. Die Berücksichtigung der geplanten (hybriden) TYNDP24-Interkonnektor-Projekte mit Anschluss an das deutsche Marktgebiet ist in Kapitel 7 in Tabelle 30 erläutert.

Die NTC zu den deutschen Anrainern und der Anrainer untereinander sind nachfolgend für das Jahr 2045 in Tabelle 11 dargestellt. Der Fokus liegt hierbei auf den Anrainerstaaten Deutschlands, sodass die Handelskapazitäten der Anrainer zu weiteren Ländern nicht abgebildet sind. Die Tabelle berücksichtigt auch Handelskapazitäten zwischen zwei Marktgebieten, wenn die Verbindung über ein oder mehrere Offshore-Marktgebiete erfolgt. Weichen die Austauschkapazitäten auf den einzelnen Teilverbindungen über Offshore-Marktgebiete voneinander ab, wird für die Darstellung in der Tabelle die jeweils geringste Austauschkapazität herangezogen.

Das Projektvorhaben Xlinks, das einen Erzeugungspark in Marokko nach Deutschland anbindet, wird im Szenariopfad C berücksichtigt. Wie die BNetzA in ihrer Szenariohahmengenehmigung ausführt, wird das Vorhaben jedoch nicht als Interkonnektor zwischen zwei Marktgebieten, sondern als Erzeugung behandelt. Daher wird hierfür in Tabelle 11 keine Handelskapazität ausgewiesen

Tabelle 11: NTC-Handelskapazitäten der deutschen Anrainer für 2045

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

* enthält Handelskapazitäten über Offshore-Marktgebiete

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Flow-Based-Verfahren zur Ermittlung von Austauschkapazitäten im Jahr 2037

Für die Ermittlung der Austauschkapazitäten des Zieljahres 2037 wird das Flow-Based-Verfahren (Flow-Based Market Coupling – FBMC) angewendet. Beim FBMC wird die verfügbare Handelskapazität in Abhängigkeit vom Netzzustand sowie vom Handel mit anderen Flow-Based-Regionen optimiert. Zur Bewertung des Netzzustandes werden sogenannte kritische Zweige definiert. Dabei handelt es sich um Netzbetriebsmittel oder Engpässe, die durch den Handel besonders stark beeinflusst werden. Die durch den Handel verursachten Leistungsflüsse dürfen die zur Verfügung stehenden Kapazitätswerte der kritischen Zweige nicht überschreiten.

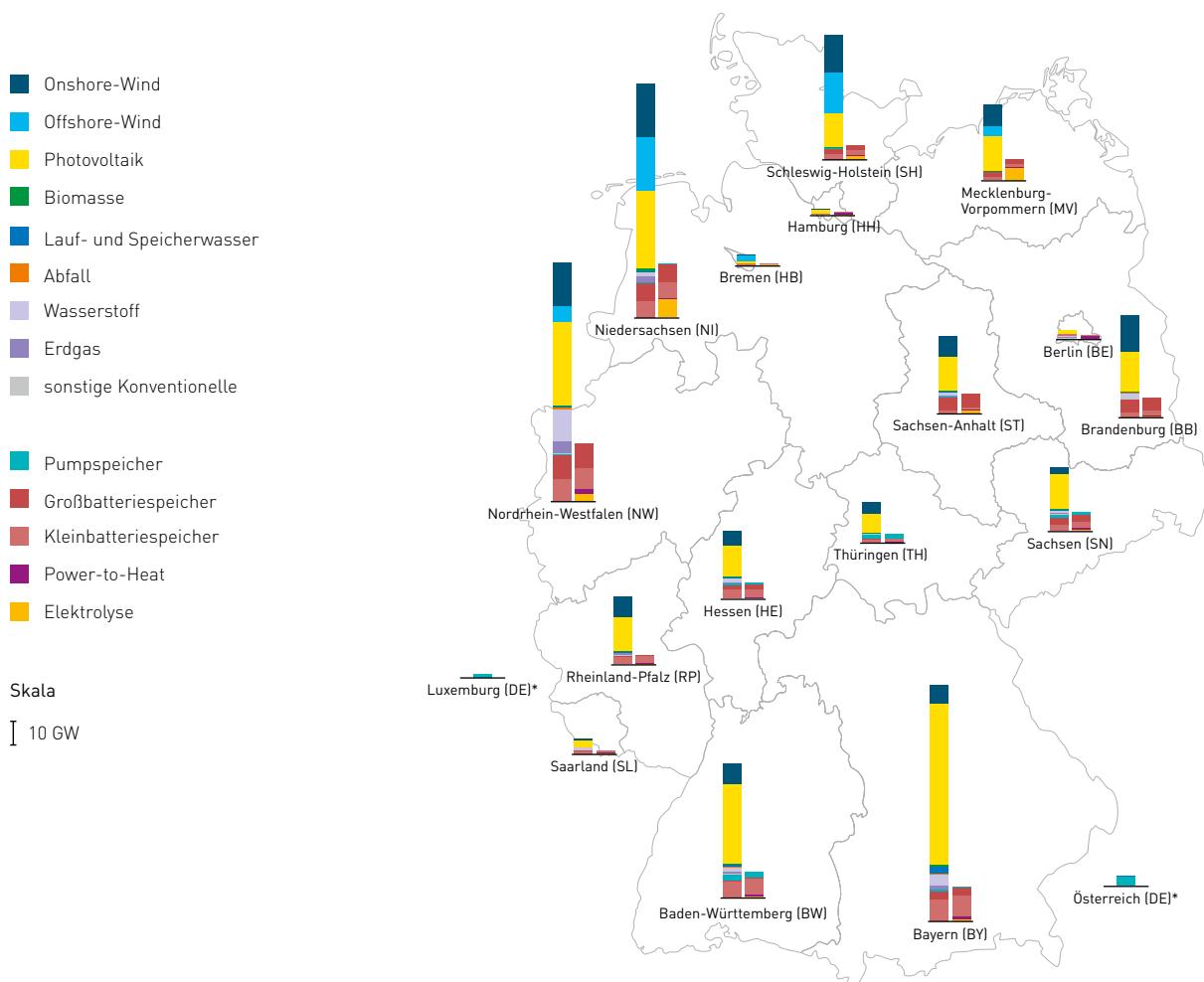
Wie viel beliebige Marktgebiete miteinander handeln, ist im Flow-Based-Verfahren im Gegensatz zum NTC-Verfahren abhängig von allen anderen Handelsflüssen. So sind beispielsweise die Auslastungen kritischer Zweige wie der Interkonnektoren zwischen Deutschland und Österreich sowohl von Handelsflüssen zwischen Deutschland und Österreich als auch zwischen Deutschland und Tschechien stark beeinflusst. Denn auch der Handel zwischen diesen Marktgebieten kann die Interkonnektoren zwischen Deutschland und Österreich belasten.

Zur Bestimmung der kritischen Zweige ist eine detaillierte Kenntnis der Topologie des zukünftigen europäischen Stromnetzes unerlässlich. Im NEP werden, im Gegensatz zur Anwendung im Betrieb, ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) als kritische Leitungen für das FBMC-Verfahren in den Szenarien für das Jahr 2037 berücksichtigt. Für das Betrachtungsjahr 2045 sowie für Verbindungen zwischen Marktgebieten außerhalb der Flow-Based-Region wird das methodisch einfache NTC-Verfahren angewendet, das eine weniger detaillierte Kenntnis des zukünftigen Netzes erfordert.

2.7 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten

Die folgenden Abbildungen und Tabellen zeigen die Ergebnisse der aufbereiteten Daten des Szenariorahmens je Bundesland und Szenario. Dargestellt sind die installierten Leistungen von Erzeugungsanlagen, Speichern sowie ausgewählten Verbrauchern. Die Zuordnung der installierten Leistungen erfolgt anhand der geografischen Standorte der Anlagen. Bei einer Zuordnung der Anschlüsse zur elektrischen Netztopologie und den jeweiligen Umspannwerken können sich je nach Bundesland geringfügige Abweichungen in den ausgewiesenen Werten ergeben. Die räumlichen Schwerpunkte der Erzeugungsanlagen liegen bei der Onshore-Windenergie in den nördlichen Bundesländern, bei PV-Freiflächenanlagen in den Flächenländern des Nord- und Südostens sowie bei PV-Aufdachanlagen vor allem in Südwürttemberg und Westdeutschland. Thermische Kraftwerke konzentrieren sich überwiegend auf Nordrhein-Westfalen und teilweise auf Bayern. Auf der Verbrauchsseite befinden sich Elektrolyseure schwerpunktmäßig in windreichen Regionen des Nordens. Für Batteriespeicher lassen sich hingegen keine klaren Standortmuster erkennen. Sie sind über das gesamte Bundesgebiet verteilt.

Abbildung 13: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2037

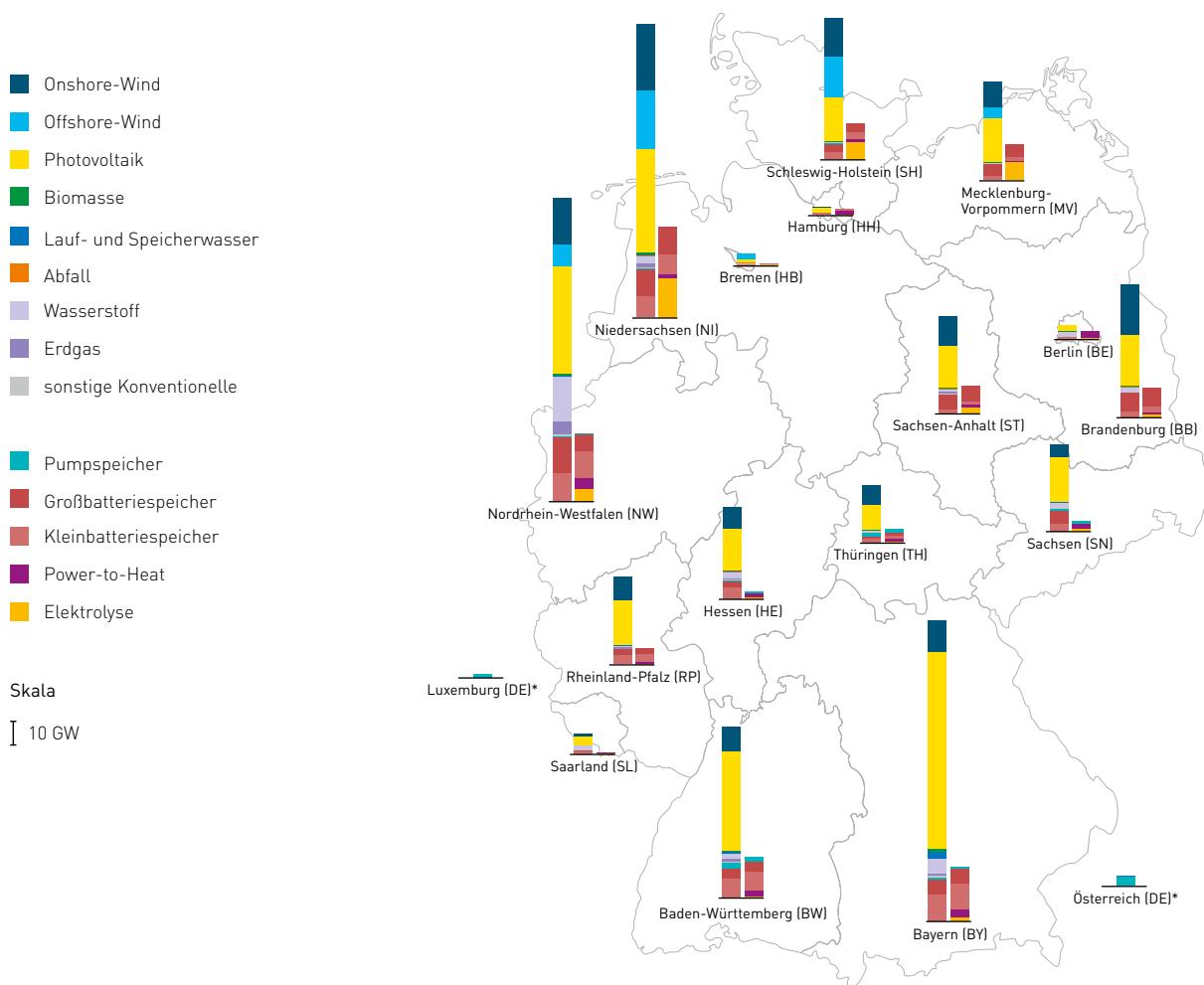


A 2037 in GW	Onshore- Wind	Offshore- Wind	Photo- voltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Abfall	Wasser- stoff	Erdgas	sonstige Konven- tionelle	Pump- speicher	Groß- batterie- speicher	Klein- batterie- speicher	Power- to-Heat	Elektro- lyse	DSM
BW	8,5	0,0	31,6	0,5	0,6	0,1	1,7	0,8	0,4	2,2	0,8	6,0	1,0	0,1	0,9
BY	7,5	0,0	64,1	1,0	2,7	0,2	4,6	1,2	0,4	0,7	3,1	8,4	1,1	0,5	1,3
BE	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8	0,2	0,0	0,0	0,5	1,1	0,0	0,2
BB	14,7	0,0	15,9	0,3	0,0	0,2	2,0	0,3	0,1	0,0	5,3	1,7	0,4	0,2	0,5
HB	0,2	2,4	0,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,1
HH	0,1	0,0	1,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,4	0,6	0,1	0,1
HE	6,2	0,0	12,4	0,1	0,1	0,2	1,5	0,4	0,1	0,6	1,8	3,5	0,5	0,0	1,3
MV	8,6	4,0	13,7	0,2	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	2,1	1,1	0,3	4,9	0,2
NI	21,6	21,3	31,2	1,0	0,1	0,1	1,7	2,4	0,2	0,2	7,3	6,4	0,5	7,1	0,9
NW	17,7	6,3	33,2	0,7	0,2	0,5	13,0	4,9	0,4	0,3	9,6	8,6	1,7	2,7	2,1
RP	8,3	0,0	13,8	0,1	0,2	0,1	0,0	1,0	0,1	0,0	0,5	2,8	0,1	0,1	0,4
SL	1,1	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,8	0,1	0,1	0,1
SN	3,1	0,0	13,7	0,2	0,1	0,0	1,0	0,5	0,2	1,0	3,1	2,2	0,8	0,3	0,3
ST	8,6	0,0	13,5	0,3	0,0	0,2	0,9	0,6	0,1	0,1	5,2	1,0	0,5	1,0	0,2
SH	15,2	16,0	13,4	0,3	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,1	1,9	0,2	2,0	0,4	1,3
TH	5,0	0,0	7,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	1,9	0,2	1,0	0,4	0,0	0,2
LU (DE)*	0,0	0,0	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	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	126,4	50,0	270,0	5,0	4,7	1,9	28,7	13,9	2,5	11,9	41,0	46,7	9,5	18,5	9,1

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

Abbildung 14: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2037

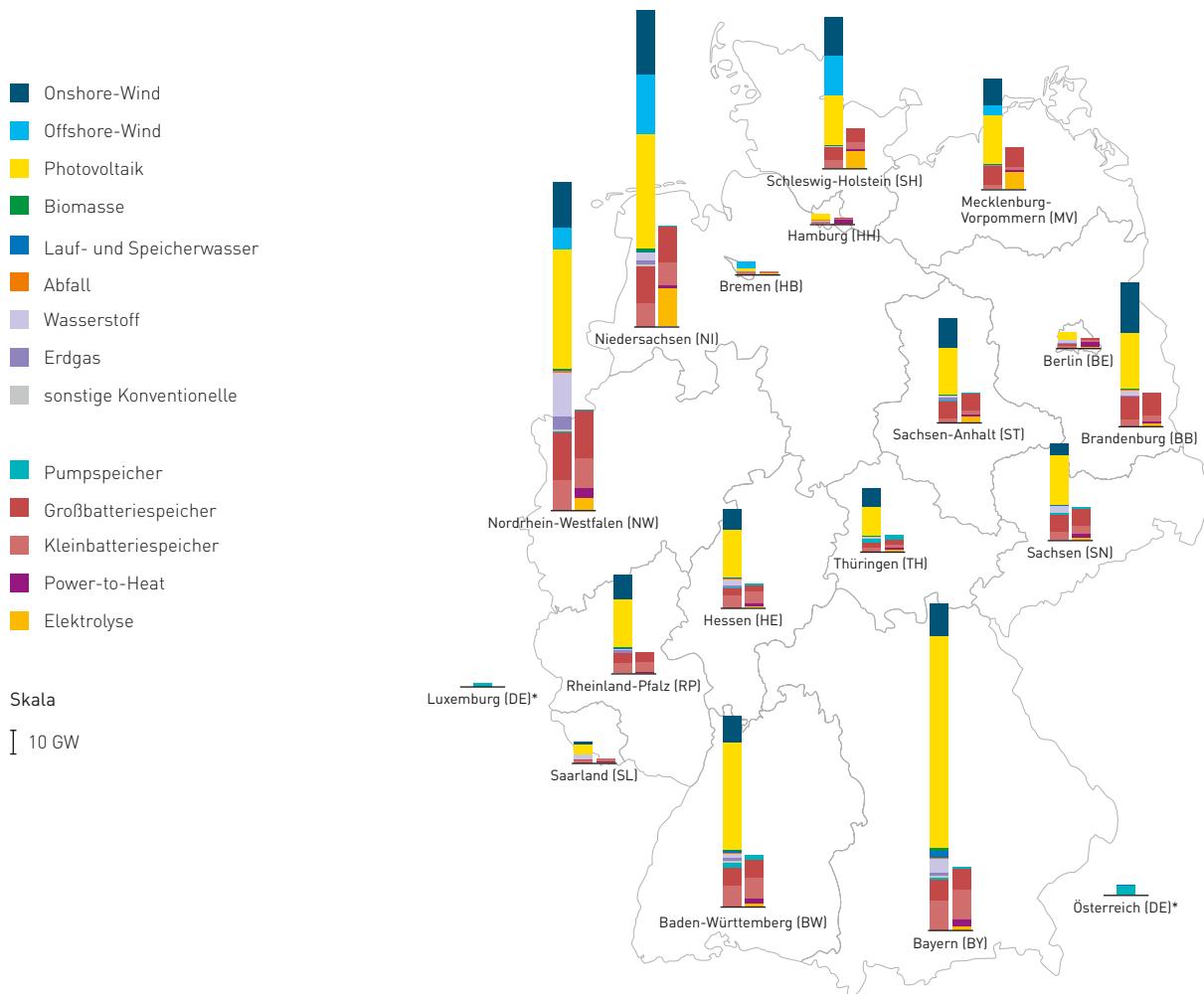


B 2037 in GW	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicherwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	sonstige Konventionelle	Pumpspeicher	Großbatteriespeicher	Kleinbatteriespeicher	Power-to-Heat	Elektrolyse	DSM
BW	10,3	0,0	39,5	0,5	0,6	0,1	1,8	1,3	0,7	2,2	3,9	7,4	2,5	0,2	1,5
BY	12,8	0,0	78,5	1,0	2,7	0,2	5,8	1,1	0,7	0,7	5,9	10,5	3,0	1,4	2,0
BE	0,0	0,0	2,6	0,0	0,0	0,0	1,3	0,4	0,2	0,0	0,3	0,7	2,7	0,1	0,3
BB	20,3	0,0	20,3	0,3	0,0	0,2	2,1	0,4	0,1	0,0	7,2	2,2	1,0	1,0	0,7
HB	0,2	2,4	1,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,1	0,1
HH	0,1	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,1	0,6	1,5	0,2	0,2
HE	8,7	0,0	16,7	0,1	0,1	0,2	2,5	0,8	0,3	0,6	2,1	4,4	1,4	0,6	1,8
MV	10,7	4,0	17,6	0,2	0,0	0,0	0,2	0,3	0,1	0,0	4,8	1,4	0,7	7,0	0,3
NI	26,2	23,6	41,2	1,0	0,1	0,1	2,9	2,0	0,4	0,2	11,0	8,2	1,4	15,6	1,3
NW	18,5	8,7	43,0	0,7	0,2	0,5	17,6	5,4	0,8	0,3	14,4	10,9	4,4	4,4	3,3
RP	9,7	0,0	17,5	0,1	0,2	0,1	0,3	1,2	0,1	0,0	2,2	3,6	0,5	0,1	0,6
SL	1,2	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	2,1	0,1	0,1	0,0	0,1	1,0	0,3	0,2	0,2
SN	4,7	0,0	17,9	0,2	0,1	0,0	2,1	0,2	0,3	1,0	4,9	2,9	2,1	0,7	0,5
ST	11,5	0,0	17,0	0,3	0,0	0,2	0,9	1,1	0,2	0,1	6,0	1,3	1,3	2,0	0,4
SH	15,5	16,0	17,5	0,3	0,0	0,0	0,4	0,0	0,2	0,1	3,6	2,7	1,1	6,8	0,3
TH	7,5	0,0	10,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,3	0,2	1,9	1,0	1,3	1,0	0,4	0,3
LU (DE)*	0,0	0,0	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	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	158,0	54,7	345,4	5,0	4,7	1,9	40,4	15,2	4,5	11,9	67,5	59,5	25,3	40,6	13,6

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

Abbildung 15: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2037



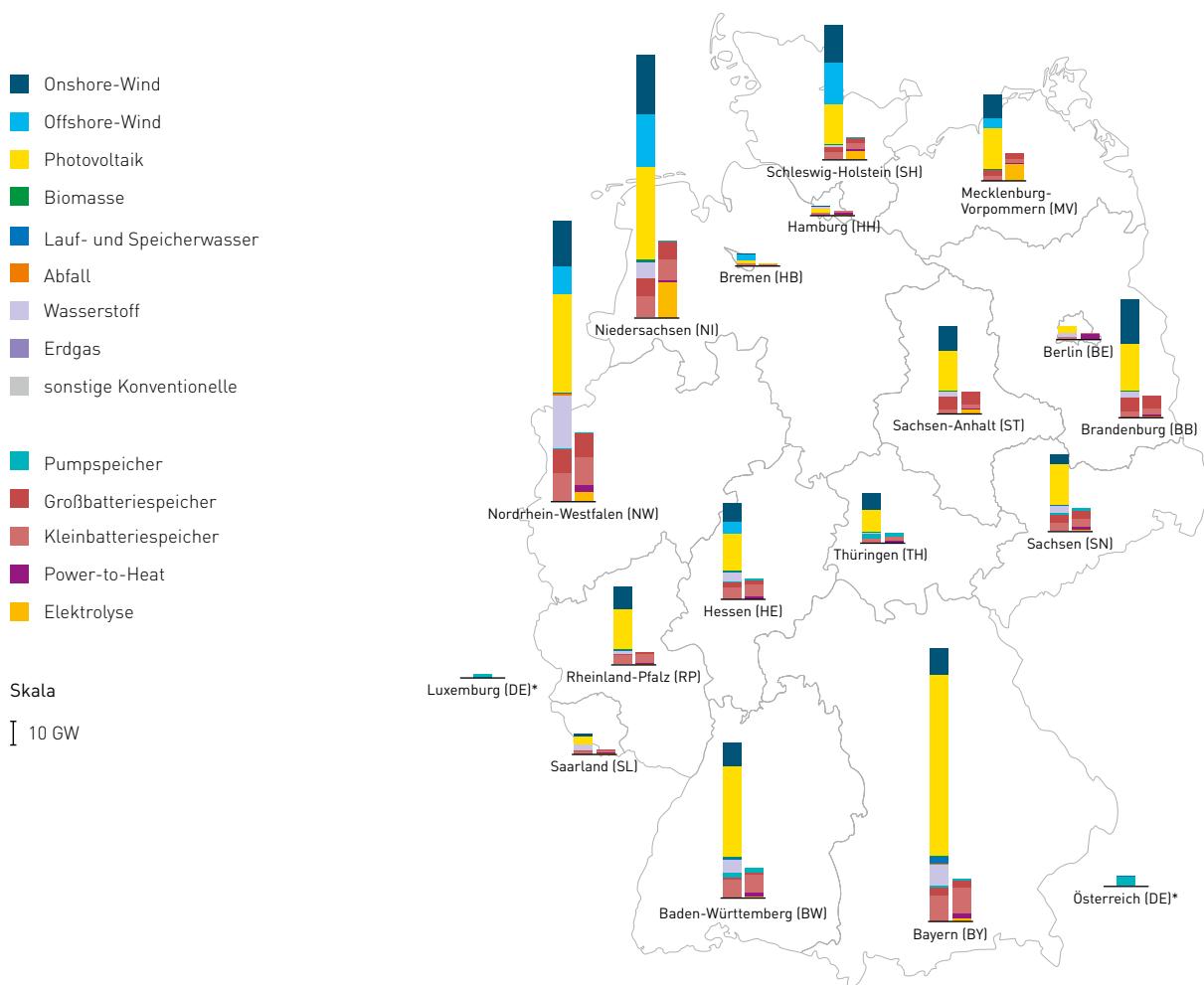
C 2037 in GW	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicherwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	sonstige Konventionelle	Pumpspeicher	Großbatteriespeicher	Kleinbatteriespeicher	Power-to-Heat	Elektrolyse***	DSM
BW	10,3	0,0	43,0	0,5	0,6	0,1	1,8	1,3	0,7	2,2	7,1	8,1	2,3	0,9	1,4
BY	12,8	0,0	85,1	1,0	2,7	0,2	5,8	1,1	0,7	0,7	8,7	11,5	2,8	1,5	1,9
BE	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,4	0,2	0,0	0,6	0,8	2,3	0,1	0,3
BB	20,3	0,0	22,3	0,3	0,0	0,2	2,1	0,4	0,1	0,0	9,1	2,4	0,9	0,8	0,7
HB	0,2	2,4	1,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,1	0,1
HH	0,1	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,2	0,7	1,3	0,2	0,2
HE	8,7	0,0	18,6	0,1	0,1	0,2	2,5	0,8	0,3	0,6	2,5	4,9	1,2	0,3	2,1
MV	10,7	4,0	19,4	0,2	0,0	0,0	0,2	0,3	0,1	0,0	7,6	1,6	0,6	6,8	0,3
NI	26,2	23,6	45,7	1,0	0,1	0,1	2,9	2,0	0,4	0,2	14,7	9,0	1,2	15,1	1,2
NW	18,5	8,7	47,4	0,7	0,2	0,5	17,6	5,4	0,8	0,3	19,1	12,0	3,8	4,9	3,3
RP	9,7	0,0	19,3	0,1	0,2	0,1	0,3	1,2	0,1	0,0	3,9	3,9	0,4	0,2	0,6
SL	1,2	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	2,1	0,1	0,1	0,0	0,1	1,1	0,3	0,2	0,2
SN	4,7	0,0	19,9	0,2	0,1	0,0	2,1	0,2	0,3	1,0	6,7	3,2	1,8	0,6	0,4
ST	11,5	0,0	18,6	0,3	0,0	0,2	0,9	1,1	0,2	0,1	6,8	1,4	1,2	1,9	0,4
SH	15,5	16,0	19,4	0,3	0,0	0,0	0,4	0,0	0,2	0,1	5,3	3,0	0,9	6,5	0,3
TH	7,5	0,0	11,5	0,2	0,0	0,0	0,2	0,3	0,2	1,9	1,8	1,4	0,9	0,5	0,3
LU (DE)*	0,0	0,0	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	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	158,0	54,7	379,9	5,0	4,7	1,9	40,4	15,2	4,5	11,9	94,0	65,3	22,1	40,6	13,8

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

*** Vorläufige Verortung

Abbildung 16: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2045

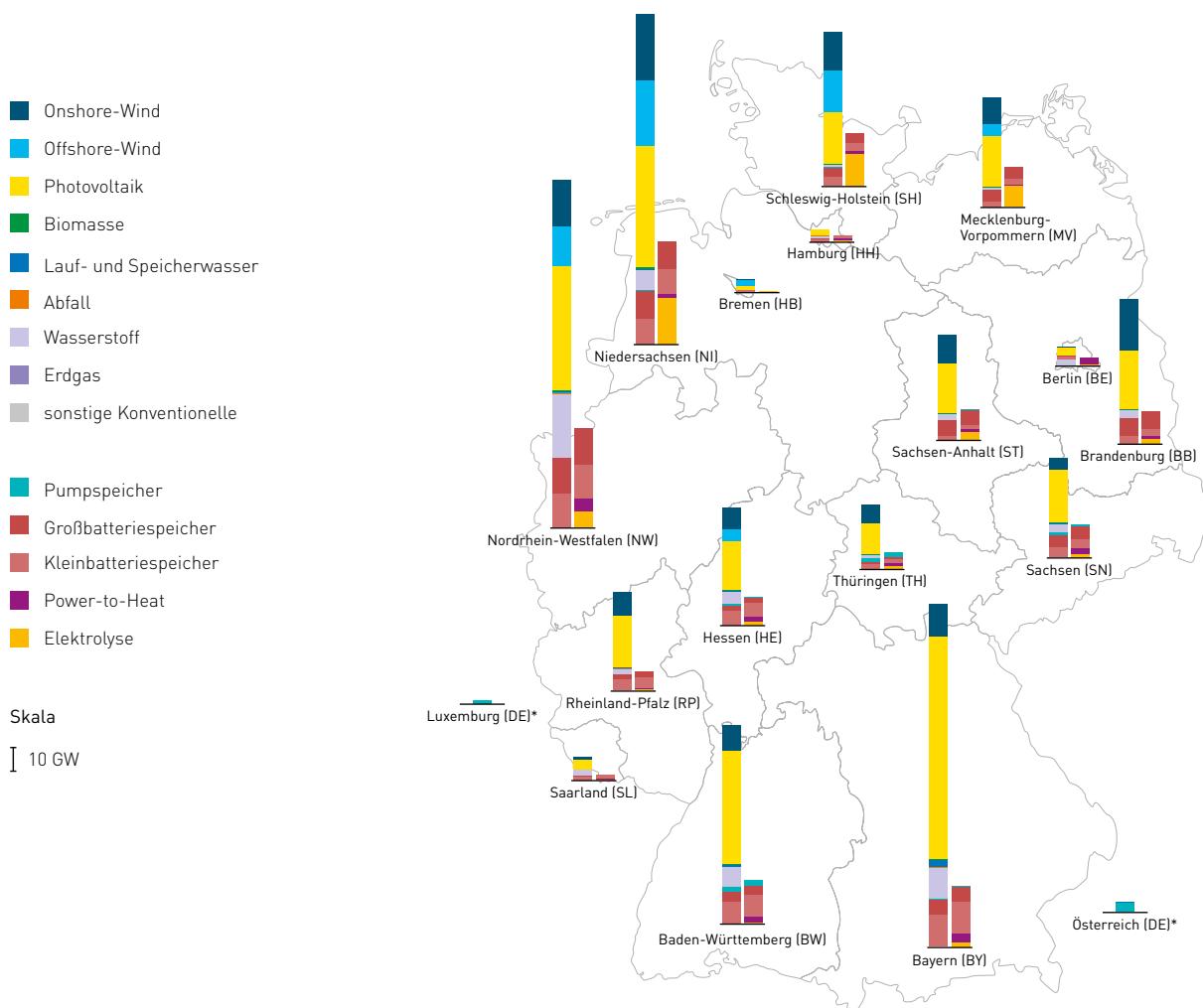


A 2045 in GW	Onshore- Wind	Offshore- Wind	Photo- voltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Abfall	Wasser- stoff	Erdgas	sonstige Konven- tionelle	Pump- speicher	Groß- batterie- speicher	Klein- batterie- speicher	Power- to-Heat	Elektro- lyse	DSM
BW	9,5	0,0	36,1	0,3	0,6	0,1	5,2	0,0	0,04	2,2	0,8	7,0	1,6	0,1	1,5
BY	10,3	0,0	72,5	0,6	2,7	0,2	8,5	0,0	0,04	0,7	3,1	10,1	2,0	1,0	2,0
BE	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,01	0,0	0,0	0,8	1,7	0,0	0,3
BB	17,8	0,0	18,5	0,2	0,0	0,2	2,6	0,0	0,01	0,0	5,3	2,3	0,7	0,4	0,8
HB	0,2	2,4	0,9	0,0	0,0	0,1	0,3	0,0	0,00	0,0	0,0	0,4	0,2	0,1	0,1
HH	0,1	0,0	1,5	0,0	0,0	0,1	0,9	0,0	0,01	0,0	0,0	0,7	0,6	0,2	0,2
HE	7,5	4,5	15,0	0,1	0,1	0,2	3,7	0,0	0,01	0,6	1,8	4,5	1,0	0,0	2,0
MV	9,7	4,0	16,1	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,01	0,0	2,1	1,6	0,5	6,3	0,3
NI	24,0	20,9	37,1	0,6	0,1	0,1	6,2	0,0	0,02	0,2	7,3	8,3	0,9	13,8	1,4
NW	18,1	11,0	39,0	0,4	0,2	0,5	21,5	0,0	0,05	0,3	9,6	10,9	3,2	3,2	3,3
RP	9,0	0,0	16,0	0,1	0,2	0,1	1,1	0,0	0,01	0,0	0,5	3,5	0,3	0,1	0,6
SL	1,2	0,0	3,1	0,0	0,0	0,0	2,4	0,0	0,00	0,0	0,1	1,1	0,2	0,2	0,1
SN	4,0	0,0	16,3	0,1	0,1	0,0	2,6	0,0	0,02	1,0	3,1	3,1	1,4	0,4	0,5
ST	10,2	0,0	15,6	0,2	0,0	0,2	1,9	0,0	0,01	0,1	5,2	1,3	0,7	1,3	0,3
SH	15,4	16,4	15,9	0,2	0,0	0,0	0,7	0,0	0,01	0,1	1,9	2,8	0,7	3,1	0,3
TH	6,3	0,0	9,0	0,1	0,0	0,0	0,6	0,0	0,01	1,9	0,2	1,4	0,7	0,0	0,3
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	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	0,0	0,0	0,00	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	143,3	59,2	315,0	3,0	4,0	1,9	60,6	0,0	0,26	11,9	41,0	59,7	16,4	30,2	13,9

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

Abbildung 17: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2045

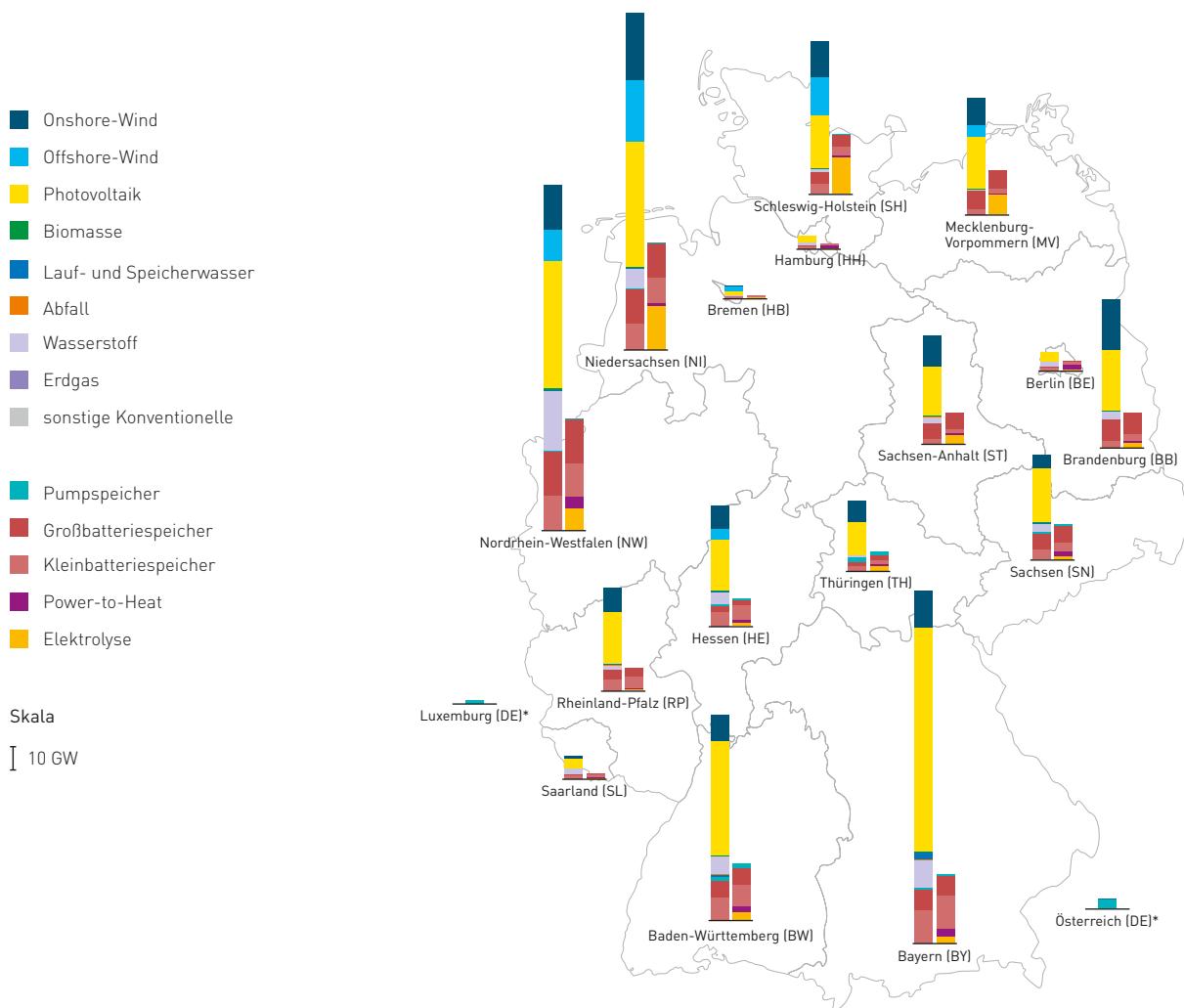


B 2045 in GW	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicherwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	sonstige Konventionelle	Pumpspeicher	Großbatteriespeicher	Kleinbatteriespeicher	Power-to-Heat	Elektrolyse	DSM
BW	10,4	0,0	44,9	0,3	0,6	0,1	7,9	0,0	0,04	2,2	3,9	8,6	2,4	0,2	2,0
BY	13,1	0,0	88,7	0,6	2,7	0,2	12,2	0,0	0,04	0,7	5,9	12,6	3,3	1,9	2,6
BE	0,0	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	2,6	0,0	0,01	0,0	0,3	1,0	2,7	0,1	0,4
BB	20,5	0,0	23,5	0,2	0,0	0,2	3,3	0,0	0,01	0,0	7,2	2,8	0,9	1,9	1,0
HB	0,2	2,4	1,2	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	0,00	0,0	0,0	0,5	0,4	0,1	0,1
HH	0,1	0,0	2,2	0,0	0,0	0,1	1,4	0,0	0,01	0,0	0,1	0,9	1,0	0,2	0,3
HE	8,8	4,5	19,8	0,1	0,1	0,2	5,2	0,0	0,01	0,6	2,1	5,5	1,7	1,4	2,5
MV	10,8	4,7	20,5	0,1	0,0	0,0	0,8	0,0	0,01	0,0	4,8	2,0	0,7	8,2	0,4
NI	26,5	26,5	48,4	0,6	0,1	0,1	8,3	0,0	0,02	0,2	11,0	10,2	1,4	18,4	1,8
NW	18,6	15,6	49,9	0,4	0,2	0,5	25,7	0,0	0,05	0,3	14,4	13,2	5,5	6,3	4,3
RP	9,8	0,0	20,2	0,1	0,2	0,1	2,2	0,0	0,01	0,0	2,2	4,4	0,6	0,2	0,8
SL	1,2	0,0	3,9	0,0	0,0	0,0	2,7	0,0	0,00	0,0	0,1	1,3	0,3	0,2	0,2
SN	4,8	0,0	21,1	0,1	0,1	0,0	3,6	0,0	0,02	1,0	4,9	3,9	2,0	1,3	0,6
ST	11,7	0,0	19,5	0,2	0,0	0,2	2,7	0,0	0,01	0,1	6,0	1,6	1,1	3,1	0,5
SH	15,6	16,4	20,6	0,2	0,0	0,0	1,4	0,0	0,01	0,1	3,6	3,5	1,0	12,7	0,4
TH	7,7	0,0	12,4	0,1	0,0	0,0	1,1	0,0	0,01	1,9	1,0	1,7	1,0	1,0	0,4
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,00	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	159,8	70,2	400,0	3,0	4,7	1,9	81,4	0,0	0,26	11,9	67,5	73,7	26,2	57,1	18,3

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

Abbildung 18: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2045



C 2045 in GW	Onshore- Wind	Offshore- Wind	Photo- voltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Abfall	Wasser- stoff	Erdgas	sonstige Konven- tionelle	Pump- speicher	Groß- batterie- speicher	Klein- batterie- speicher	Power- to-Heat	Elektro- lyse***	DSM
BW	11,3	0,0	49,0	0,3	0,6	0,1	7,9	0,0	0,04	2,2	7,1	9,4	2,4	3,2	1,9
BY	16,0	0,0	96,4	0,6	2,7	0,2	12,2	0,0	0,04	0,7	8,7	13,9	3,3	2,7	2,6
BE	0,0	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	2,5	0,0	0,01	0,0	0,6	1,0	2,2	0,2	0,4
BB	22,2	0,0	25,8	0,2	0,0	0,2	3,3	0,0	0,01	0,0	9,1	3,1	0,8	1,9	1,0
HB	0,2	2,4	1,4	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	0,00	0,0	0,0	0,6	0,3	0,3	0,1
HH	0,1	0,0	2,5	0,0	0,0	0,1	1,3	0,0	0,01	0,0	0,2	1,0	0,9	0,2	0,3
HE	10,2	4,5	22,0	0,1	0,1	0,2	5,1	0,0	0,01	0,6	2,5	6,0	1,5	1,2	2,9
MV	12,0	4,7	22,6	0,1	0,0	0,0	0,8	0,0	0,01	0,0	7,6	2,2	0,5	8,2	0,4
NI	29,0	26,5	53,6	0,6	0,1	0,1	8,3	0,0	0,02	0,2	14,7	11,1	1,2	18,6	1,7
NW	19,1	13,3	55,0	0,4	0,2	0,5	25,7	0,0	0,05	0,3	19,1	14,4	4,7	9,3	4,5
RP	10,6	0,0	22,2	0,1	0,2	0,1	2,2	0,0	0,01	0,0	3,9	4,8	0,5	0,5	0,9
SL	1,3	0,0	4,2	0,0	0,0	0,0	2,7	0,0	0,00	0,0	0,1	1,5	0,3	0,2	0,2
SN	5,7	0,0	23,3	0,1	0,1	0,0	3,6	0,0	0,02	1,0	6,7	4,2	1,7	1,3	0,6
ST	13,4	0,0	21,3	0,2	0,0	0,2	2,7	0,0	0,01	0,1	6,8	1,8	0,9	3,6	0,5
SH	15,7	16,4	22,7	0,2	0,0	0,0	1,4	0,0	0,01	0,1	5,3	3,9	0,8	15,4	0,5
TH	9,1	0,0	13,9	0,1	0,0	0,0	1,1	0,0	0,01	1,9	1,8	1,8	1,0	1,8	0,4
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,00	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	175,8	67,8	440,0	3,0	4,7	1,9	81,4	0,0	0,26	11,9	94,0	80,9	23,3	68,6	18,9

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

*** Vorläufige Verortung

2.8 Trendszenario 2032

Der vorliegende NEP betrachtet neben den Planungszeithorizonten 2037 und 2045 zusätzlich ein Trendszenario für das Jahr 2032. Dieses Szenario soll eine Fortführung von sich aktuell abzeichnenden Entwicklungen bis 2032 abbilden und dient unter anderem der Ermittlung des Bedarfs an Blindleistungskompensationsanlagen. Zudem bildet es eine Grundlage für den Systemstabilitätsbericht 2027. Die Ergebnisse für das Trendszenario werden im Rahmen des zweiten Entwurfs veröffentlicht. Hier wird im Folgenden zunächst die Ausrichtung des Szenarios dargestellt.

Das Trendszenario 2032 unterstellt eine verzögerte Elektrifizierung der Endenergiesektoren. Dies betrifft insbesondere den Hochlauf der Elektromobilität sowie die Verbreitung von Wärmepumpen. Zur Abbildung der Entwicklung des Industriestromverbrauchs werden Projekte aus der Großverbraucherabfrage mit einer geplanten Inbetriebnahme bis 2032 und einem fortgeschrittenen Projektstatus integriert. Dies führt insbesondere durch den Neubau von Rechenzentren zu einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs. Insgesamt wird von einem Bruttostromverbrauch von rund 750 TWh ausgegangen. Der Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet insbesondere im Bereich von Photovoltaikanlagen stärker voran (260 GW), während Windkraftanlagen an Land langsamer ausgebaut werden (115 GW). Damit kann etwa 90 % der Stromnachfrage durch erneuerbare Energien gedeckt werden.

Weiterführende Dokumente und Links

- Bundenetzagentur (2025). Genehmigung des Szeniorahmens 2025-2037/2045.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szeniorahmen/Genehm_SR_2025Strom.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Gemeinsame Marktabfrage der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber zur Erfassung von Wasserstofferzeugung (inkl. Power-to-Gas-Anlagen), -einspeisung, -speicherung und -verwendung sowie Großverbrauchern Strom: <https://infrastrukturbedarf-abfrage-nep.de/> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2025). Regionalisierung Gebäudewärme. Projektion und Regionalisierung von Technologien zur Bereitstellung von Gebäudewärme in Deutschland.
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-11/Endbericht_RegionalisierungGebaeude-waerme_FfE.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (2025). Standardlastprofile.
https://www.bdew.de/media/documents/Kopie_von_Repr%C3%A4sentative_Profile_BDEW_H25_G25_L25_P25_S25_Ver%C3%B6ffentlichung.xlsx (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (2021). Langfristszenarien.
<https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2022). Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung. Kurzstudie.
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/Studie_Stromverbrauchsmod_Dekarb_FfE.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (2024). Kurzstudie: Ladeprofile von elektrischen Fahrzeugen. Modellierung für den Szeniorahmen des Netzentwicklungsplans 2025.
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-11/Endbericht_Ladeprofile_ekfz_NEP_20241120.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2022). Wärmenetze – Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland. <https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Waermenetze.pdf> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)

- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2021). Regionale Lastmanagementpotenziale. Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland.
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE_0.pdf
(Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) (2025). Regionalisierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien und Kleinbatteriespeicher für den Netzentwicklungsplan 2025. Abschlussbericht.
<https://www.netzentwicklungsplan.de/StudieRegionalisierungEE> (Zuletzt abgerufen am: 10.12.2025)
- International Energy Agency (IEA) (2024). World Energy Outlook 2024.
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- ENTSO-E (2025). TYNDP 2024 Scenarios Report.
<https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- ENTSO-E (2024). Resource Adequacy Assessment 2024.
<https://www.entsoe.eu/eraa/2024/> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen und
Marktmodellierung
- 3 Marktsimulationsergebnisse**
- 4 Technologie und Innovationen
- 5 Offshore-Netz
- 6 Onshore-Netz
- 7 Interkonnektoren
- 8 Maßnahmenübersicht
- 9 Konsultation
- 10 Zusammenfassung



3 Marktsimulationsergebnisse

Zusammenfassung

- Das deutsche Stromversorgungssystem ist nach Maßgabe der politischen Vorgaben auf dem Weg zur Klimaneutralität. Erneuerbare Energien sind von zentraler Bedeutung für die Stromversorgung in Europa und Deutschland. Sie werden nach den zugrunde gelegten Annahmen mit einem Anteil von über 90 % gemessen am Bruttostromverbrauch für den Großteil der Stromerzeugung in Deutschland in beiden Zieljahren sorgen. Verbleibende Restemissionen von 3 Mio. t CO₂ im Jahr 2045 müssen kompensiert werden.
- Der Strommarkt nutzt über die Zeit zunehmend die wachsende Flexibilität in den gekoppelten Sektoren Mobilität, Wärme und Wasserstoff und profitiert von dieser. Flexible Lasten und Speicher schieben ihre Last in Richtung der Mittagsstunden, um die Einspeisespitze der erneuerbaren Energien zu nutzen. Die Rückspeisung des Stroms durch die Speicher erfolgt meist in den Abendstunden, um die hohe Last in dieser Zeit kostengünstig zu decken.
- Sowohl im europäischen Ausland als auch in Deutschland werden erneuerbare Energien durch Speicher, flexible Lasten und Handelskapazitäten gut integriert, sodass die marktliche Abregelung im Jahr 2045 in Deutschland unter 3 % des Erzeugungspotenzials liegt.
- Im Zieljahr 2045 sowie in B 2037 kann die Last in Deutschland in jeder Stunde gedeckt werden, ohne das lastnahe Reserven eingesetzt werden müssen. Im Jahr 2037 kommt es im Szenariopfad A in geringem Umfang zum Einsatz lastnaher Reserven.
- Die Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse in Deutschland hängt maßgeblich vom Dargebot erneuerbarer Energien ab und variiert stark zwischen den Szenarien und über die Zeit. Während in B 2045 Elektrolyseure gut 200 TWh Strom verbrauchen, sind es in A 2037 gut 50 TWh. Insbesondere Strom aus Photovoltaikanlagen wird im Sommer zur Elektrolyse genutzt. Die Auslastung der Elektrolyseure steigt vom Jahr 2037 von rund 2.800 h/a auf über 3.500 h/a im Jahr 2045, während die Vollaststunden der Wasserstoffkraftwerke im gleichen Zeitraum auf unter 600 h/a sinken. Wasserstoffkraftwerke werden vorrangig im Winter in Zeiten mit geringer Erzeugung erneuerbarer Energien eingesetzt. Es sind in allen Szenarien zusätzliche Wasserstoffimporte zur Deckung der Wasserstoffnachfrage notwendig.
- Deutschland ist in allen Szenarien Nettostromimporteur. Mit der Zeit steigt der Nettoimport an, da die Stromnachfrage steigt und die inländische Erzeugung aus Wasserstoffkraftwerken vergleichsweise teuer ist. Dabei begünstigt die Zunahme der Einspeisung von Offshore-Windkraftanlagen im europäischen Ausland Stromimporte nach Deutschland. Deutschland importiert überwiegend von nördlicher gelegenen Marktgebieten während in östlichere und südlichere Marktgebiete eher exportiert wird. Der Handelsaustausch an den Grenzen steigt vom Jahr 2037 zum Jahr 2045 an.
- Innerhalb Deutschlands zeigen sich starke regionale Unterschiede bei Stromerzeugung und -verbrauch. Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg haben hohe Erzeugungsüberschüsse durch Windenergie. In den Bundesländern an der Küste nehmen Elektrolyseure einen erheblichen Teil der Stromerzeugung auf, was die regionalen Überschüsse begrenzt. Das größte Erzeugungsdefizit gibt es in Nordrhein-Westfalen gefolgt von Hessen, da in diesen Bundesländern ein hoher Stromverbrauch insbesondere durch neue Stromgroßverbraucher in der Industrie und neue Rechenzentren erwartet wird. Südliche Bundesländer und die Stadtstaaten weisen ein strukturelles Erzeugungsdefizit auf.
- Der innerdeutsche Stromtransport von Nord nach Süd dominiert und ist deutlich höher als vom Süden in den Norden, da im Norden viel Windstrom erzeugt sowie günstiger Strom importiert wird und in die großen Verbrauchszentren in den Süden transportiert werden muss. Der innerdeutsche Transport von Nord nach Süd steigt zwischen 2037 und 2045 nur moderat (197–215 TWh), da sich der weitere Anstieg an Stromerzeugung und Stromverbrauch nicht auf eine Region fokussiert.

- Die stark unterschiedlichen Annahmen zu Erzeugern und Verbrauchern in den Szenariopfaden A und B spiegeln sich in den Marktergebnissen wider. Die Stromerzeugung in Deutschland liegt im Jahr 2045 zwischen 1.005 TWh im Szenariopfad A und 1.200 TWh im Szenariopfad B. Gleches gilt für die Stromnachfrage, die zwischen 1.047 TWh und 1.273 TWh liegt. Die höhere Erzeugung erneuerbarer Energien im Inland im Szenariopfad B kompensiert den Lastanstieg nicht vollständig, sodass im Jahr 2045 die Nettoimporte mit 73 TWh deutlich über den 42 TWh im Szenariopfad A liegen.

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Marktsimulation für die Szenarien des ersten Entwurfs A 2037, B 2037, A 2045 und B 2045 dargestellt und analysiert. Zuerst erfolgt ein Überblick über die Entwicklung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in Europa (s. Kapitel 3.1). Anschließend wird der Fokus der Analyse auf Deutschland, seine Bundesländer sowie ausgewählte energiewirtschaftliche Kennzahlen gelegt (s. Kapitel 3.2). Abschließend erfolgt in Kapitel 3.3 eine detaillierte Analyse von ausgewählten Erzeugungs- und Verbrauchssituationen, der Vollaststunden der Erzeuger und Verbraucher, der überschüssigen Erzeugung erneuerbarer Energien, des Einsatzes lastnaher Reserven, des Einsatzverhaltens von Flexibilitäten und der Wärmebedarfsdeckung in Fernwärmennetzen.

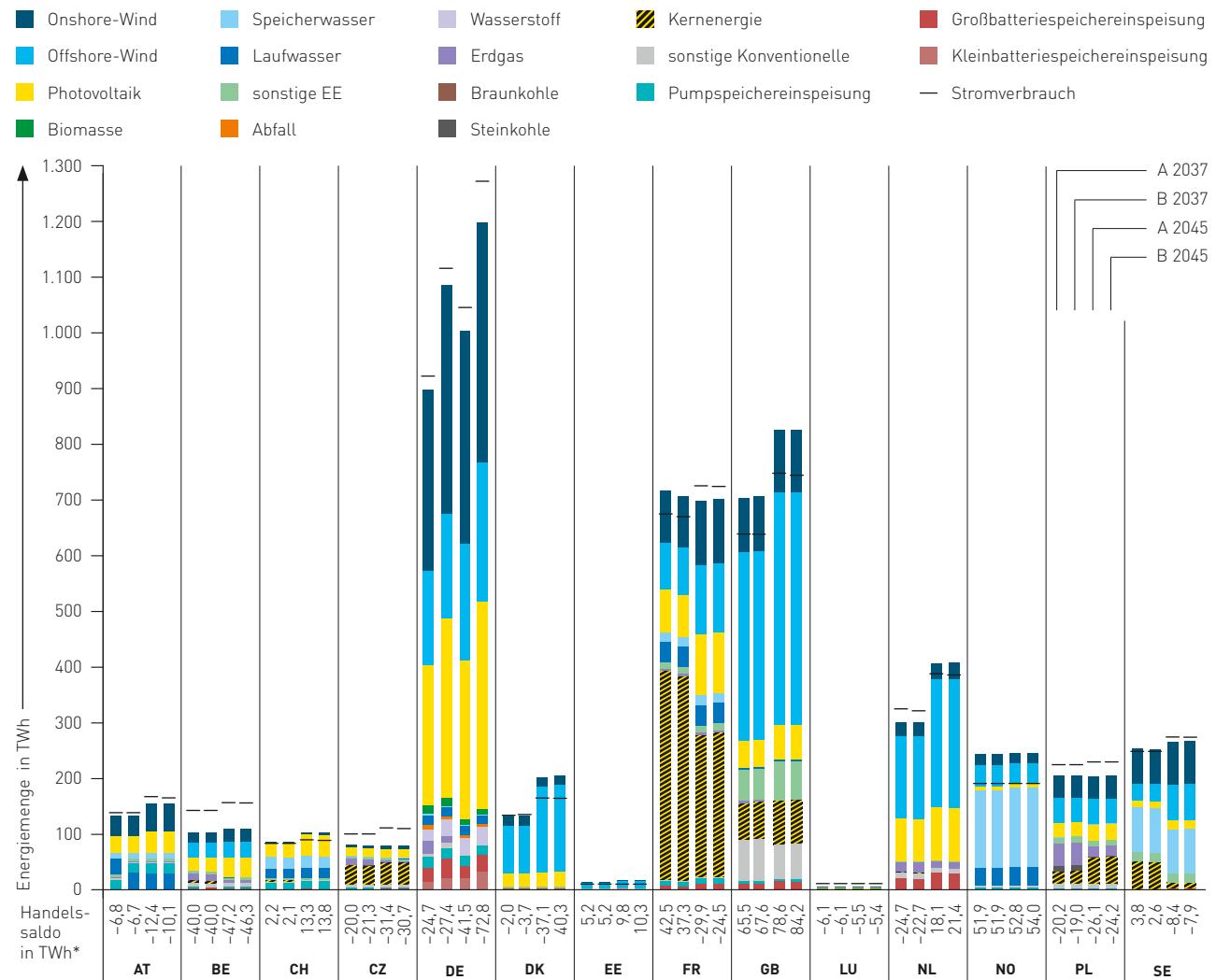
3.1 Ergebnisse der Marktsimulation für Europa

Das deutsche Stromversorgungssystem ist in ein europäisches Netz eingebunden. Durch viele direkte Verbindungen des deutschen Übertragungsnetzes zu anderen europäischen Ländern bietet sich die Möglichkeit zum Stromhandel. Dieser beeinflusst sowohl den deutschen Strommarkt als auch die Netzauslastung. Daher wird nachfolgend für die Szenarien die Erzeugung, die elektrische Last und der Saldo von Ländern gezeigt, die eine direkte Verbindung zu Deutschland haben. Der deutsche Handelssaldo sowie der Handel mit den Nachbarländern wird analysiert. Abschließend wird auf Handelstransite eingegangen. Details zur deutschen Energiebilanz werden anschließend in Kapitel 3.2 dargestellt.

Länderbilanzen und Handelssituation

Die Jahresmengen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Handelssalden von Ländern, welche mit dem deutschen Übertragungsnetz verbunden sind, sind in Abbildung 19 dargestellt.

Abbildung 19: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo Deutschlands und seiner elektrisch benachbarten Länder



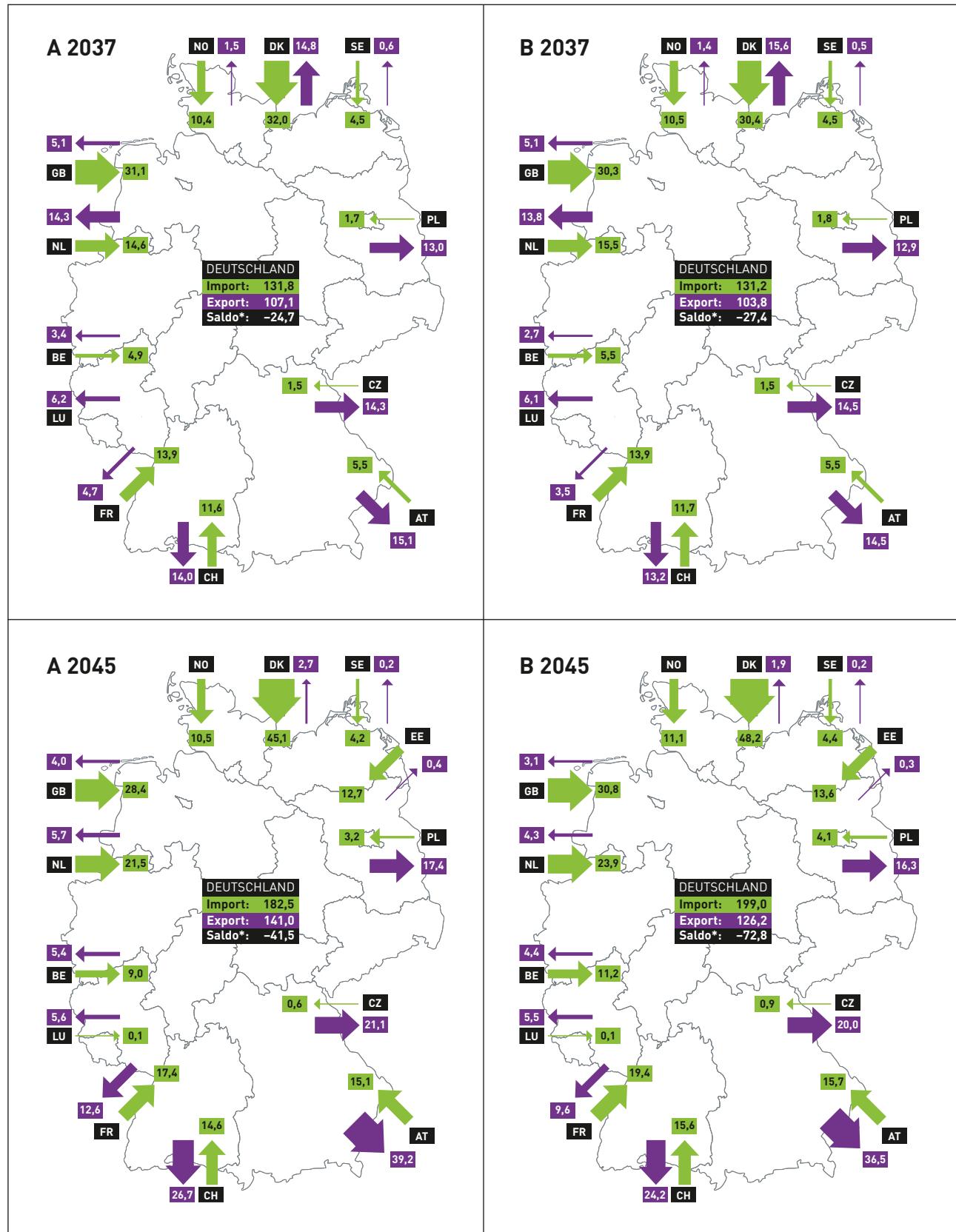
* positive Werte bezeichnen einen Nettoexport

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In allen Szenarien ist Deutschland bei Betrachtung des ganzen Jahres Nettostromimporteur. Nettoimport bedeutet, dass die Importe aus verbundenen Ländern nach Deutschland in Summe die deutschen Exporte übersteigen. Der Nettoimport ist im Szenario A 2037 mit 25 TWh am geringsten und fällt in B 2045 mit 73 TWh am höchsten aus. Handelskapazitäten ermöglichen Deutschland den Import von Strom aus dem Ausland, vor allem wenn die inländische Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik im Vergleich zur Stromnachfrage gering ist und Strom günstiger aus anderen Marktgebieten importiert werden kann. In Situationen mit geringem Dargebot erneuerbarer Energien können Importe wesentlich zur Sicherung der Stromversorgung in Deutschland beitragen. Darüber hinaus können in Deutschland flexible Lasten wie z. B. Elektrolyseure Strom aus Importen aufnehmen, wenn die Strompreise gerade niedrig sind. Die Handelskapazitäten können aber auch genutzt werden, um andere Länder mit kostengünstiger Erzeugung aus Deutschland zu versorgen, z. B. in Situationen hoher erneuerbarer Erzeugung in Deutschland. Den Szenariopfad B kennzeichnet sowohl eine höhere Erzeugung aus erneuerbaren Energien als auch ein höherer Stromverbrauch. Gleicher gilt beim Vergleich des Zieljahres 2045 mit 2037. Jedoch kann die zusätzliche erneuerbare Erzeugung die zusätzliche Last nicht vollständig decken und die verbliebene konventionelle Erzeugung in Deutschland ist im Vergleich zur ausländischen konventionellen Erzeugung häufig teurer. Infolgedessen steigen die Exporte weniger stark als die Importe. Daher ist der Nettoimport im Szenariopfad B höher als im Szenariopfad A und im Jahr 2045 höher als im Jahr 2037.

Der Stromhandel zwischen Deutschland und den direkt verbundenen Marktgebieten ist in Abbildung 20 für jedes Szenario dargestellt.

Abbildung 20: Handelsaustauschenergiemengen der Szenarien



* Bei der Berechnung des Saldos können sich Rundungsabweichungen ergeben.

← Import in TWh → Export in TWh

Deutschland importiert überwiegend von nördlichen Nachbarn und exportiert in Richtung Süden (Österreich und Schweiz), beziehungsweise Osten (Tschechien, Polen). Dies trägt zu einer Erhöhung des innerdeutschen Transportbedarfs bei. Der Stromerzeugungsmix der Länder, mit denen Deutschland eine direkte Verbindung hat, ist in den meisten Ländern stark durch erneuerbare Energien geprägt, insbesondere bei den nördlichen Nachbarn. Daher ist Deutschland in allen Szenarien Nettoimporteur von kostengünstigem Strom aus Großbritannien und Norwegen. In beiden Szenariopfaden entwickeln sich Länder mit einem starken Anstieg der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie, z. B. die Niederlande und Dänemark, ebenfalls zu Exporteuren nach Deutschland. Ein weiterer Faktor, der den Import kostengünstigen Stroms nach Deutschland erhöht, sind neue Interkonnektoren. Die Verbindung nach Estland führt zu zusätzlichem Import von Offshore-Windenergie. Marktgebiete mit hohen Wasserkraftspeicherkapazitäten wie Österreich, die Schweiz, Norwegen und Schweden speichern eigene Überschüsse sowie Überschüsse aus benachbarten Marktgebieten und unterstützen über eine zeitlich versetzte Ausspeicherung eine kostengünstige Lastdeckung. In Norwegen beispielsweise spielt Wasserkraft traditionell eine wichtige Rolle bei der Stromerzeugung. Diese kann die Last fast vollständig decken, sodass Strom aus weiteren erneuerbaren Energieträgern überwiegend für den Export genutzt werden kann. Bei Norwegen kommt hinzu, dass Wasserkraft aufgrund der großen Speicherbeckenvolumina die meiste Zeit flexibel zur Verfügung steht und Zeiträume abdecken kann, in denen das Dargebot an Photovoltaik und Windkraft geringer ist. So werden Handelskapazitäten auch gleichzeitig zur Nutzung von Flexibilitäten im Ausland genutzt, um erneuerbare Energien in das europäische System zu integrieren.

Die Zunahme der Exporte nach Tschechien und Polen liegt unter anderem daran, dass die Stromerzeugung in diesen Ländern höhere Anteile Kernkraft und fossil befeuerter Kraftwerke aufweist, als dies in den anderen Nachbarländern von Deutschland der Fall ist. In Zeiträumen höheren Dargebots erneuerbarer Energien stellt der Import in diesen Ländern eine günstige Alternative dar. Auch die westlichen Nachbarn Belgien, Frankreich und Luxemburg haben geringere Anteile der Stromerzeugung erneuerbarer Energien in Bezug auf die Last als andere direkt verbundene Marktgebiete im Norden. In Frankreich stellt die Kernenergie wesentliche Anteile der Stromerzeugung. Diese ist jedoch rückläufig und in den beiden Szenarien im Jahr 2045 über 100 TWh niedriger als im Jahr 2037 des gleichen Szenariopfads. Belgien weist als Nachbar von Frankreich in allen Szenarien hohe Nettoimporte aus. Genau wie Deutschland importieren diese Länder aus Großbritannien. Großbritannien ist in allen Szenarien der stärkste Stromexporteur. In nahezu allen Marktgebieten wird von einem Anstieg der Last ausgegangen, was neben der Entwicklung des Erzeugungsparks die Stromversorgung wesentlich beeinflusst. Ein starker Treiber für den Lastanstieg ist Elektrolyse. In Dänemark übersteigt der Stromverbrauch für Elektrolyse den Stromverbrauch aller anderen Lastkomponenten. Der Nettoimport von Strom aus Frankreich nach Deutschland sinkt vom Zieljahr 2037 zum Zieljahr 2045 leicht. Eine Ursache dieser Entwicklung ist die Zunahme des Verbrauchs und die sinkende Erzeugung aus Kernenergie in Frankreich. Während Frankreich im Jahr 2037 noch Exporteur ist, ändert sich dies im Jahr 2045. Die Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann den Lastanstieg und die Reduktion der Stromerzeugung aus Kernenergie nicht kompensieren.

Transitflüsse

Ein Transit liegt aus Sicht des Stromhandels dann vor, wenn Deutschland aus einem Marktgebiet Strom importiert und zeitgleich in ein anderes Marktgebiet Strom exportiert wird. Handelstransite können situationsabhängig zu einer zusätzlichen Belastung des Übertragungsnetzes führen. Von Handelstransiten und dem Stromhandel kann jedoch nicht direkt auf die physikalischen Lastflüsse und damit die Netzbelastung geschlossen werden. Die physikalischen Flüsse werden im Rahmen der Netzberechnung (s. Kapitel 6) ermittelt und ergeben sich aus den entsprechenden Einspeise- und Nachfragesituationen Deutschlands und seiner Nachbarn sowie den elektrischen Eigenschaften des Netzes. Zur Ermittlung von Handelstransiten wird das Minimum aus den gesamten Exporten und Importen herangezogen. Dies soll an nachfolgendem Beispiel veranschaulicht werden. Angenommen Deutschland importiert zu einem bestimmten Zeitpunkt T 2 GWh aus Marktgebiet A und exportiert gleichzeitig 5 GWh nach Marktgebiet B, so beträgt der Handelstransit durch Deutschland 2 GWh und der Export aus eigener Erzeugung 3 GWh.

Wegen seiner zentralen Lage im europäischen Verbundnetz weist Deutschland hohe Handelstransite auf. Diese betragen im Jahr 2037 in beiden Entwicklungspfaden insgesamt zwischen 54 TWh und 58 TWh. Bis 2045 steigen diese dann im Szenario B 2045 auf fast 90 TWh an. Im Szenario A 2045 liegen die Handelstransite mit 87 TWh nur knapp darunter. Das Maximum der Handelstransite in einer einzelnen Stunde beträgt in B 2045 etwa 25 GW. Ein Grund für die Zunahme von Handelstransiten ist die unterschiedliche Dynamik der Entwicklung erneuerbarer Energien. In manchen Ländern wie den Niederlanden und Großbritannien wird eine dynamische Entwicklung von Offshore-Windenergie angenommen. In diesem Marktgebieten erhöht sich die Anzahl der Stunden, in denen das Angebot erneuerbarer Energien höher als die Last ist und damit als günstige Option für den Export zur Verfügung stehen. Dieser Export kann auch als Handelstransit durch Deutschland erfolgen, vorrangig von Ländern nördlich von Deutschland zu Ländern im Süden und Osten. Durch neue Interkonnektoren ist ein verstärkter Austausch kostengünstiger Stromerzeugung in Europa möglich, der ebenfalls für höhere Transite sorgt.

3.2 Überblick der Marktsimulationsergebnisse für Deutschland

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Strommarktsimulation für Deutschland dargestellt und analysiert. Zunächst erfolgt ein Überblick über die Entwicklung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in Deutschland insgesamt (s. Kapitel 3.2.1) sowie in den einzelnen Bundesländern (s. Kapitel 3.2.2). Der resultierende innerdeutsche Transportbedarf wird in Kapitel 3.2.3 besprochen. Anschließend werden in Kapitel 3.2.4 energiewirtschaftliche Kennzahlen ausgewiesen. Für einen detaillierten Blick auf einzelne Aspekte der Simulationsergebnisse wird hier auf das nachfolgende Kapitel 3.3 verwiesen.

3.2.1 Energiebilanz Deutschland

Die Jahresmengen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in Deutschland sowie der Im- und Exporte sind in Abbildung 21 dargestellt. Positive Werte beschreiben die Erzeugung und negative Werte den Verbrauch elektrischer Energie.

Die Gesamterzeugung unterscheidet sich zwischen den Szenariopfaden erheblich und liegt im Jahr 2037 zwischen 896 TWh und 1.084 TWh und im Jahr 2045 zwischen 1.006 TWh und 1.200 TWh. Erneuerbare Energien stellen mit 80 % den größten Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland in beiden Szenariopfaden und Zieljahren dar. Den größten Anteil an der Stromerzeugung haben in allen Szenarien Onshore-Windenergieanlagen, gefolgt von Photovoltaikanlagen und Offshore-Windenergieanlagen. Der Zuwachs an Erzeugung innerhalb der Szenariopfade vom Jahr 2037 zum Jahr 2045 wird nahezu ausschließlich durch Windenergie und Photovoltaik verursacht. Darüber hinaus trägt eine Kombination weiterer erneuerbarer Erzeuger, verschiedener konventioneller Erzeuger und Speicher zur Deckung der Residuallast bei. Unter diesen Technologien haben Batteriespeicher, Wasserstoffkraftwerke und im Jahr 2037 auch noch Erdgaskraftwerke die größten Anteile.

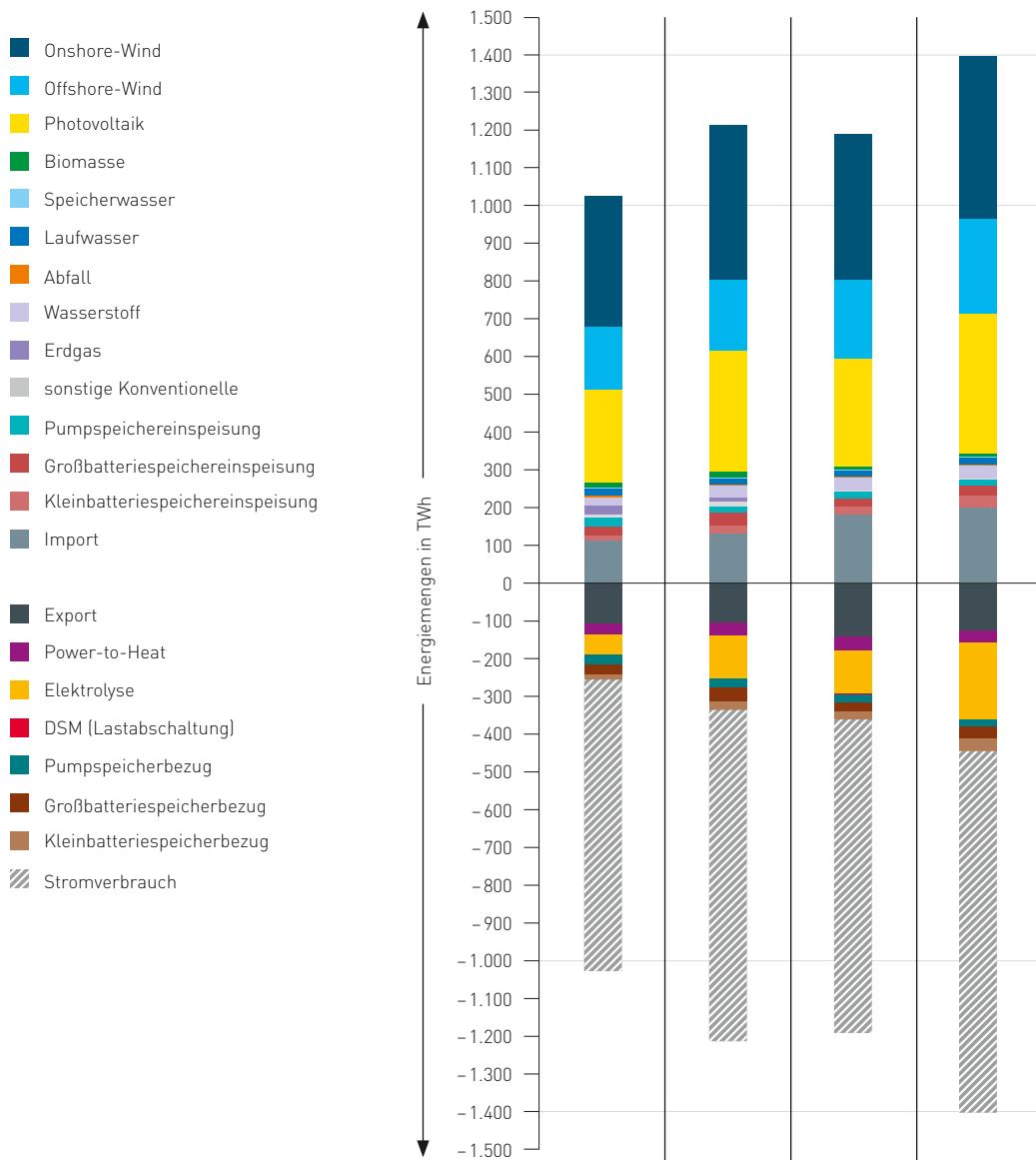
Die Einspeisung aus Speichern, also Groß- und Kleinbatteriespeichern sowie Pumpspeichern, bleibt zwischen 2037 und 2045 auf einem vergleichbaren Niveau. Es findet jedoch ein Abtausch zwischen den Technologien statt. Während sich die Leistung der Großbatteriespeicher und Pumpspeicher zwischen den Zieljahren nicht unterscheidet, verdoppelt sich die Leistung der Kleinbatteriespeicher nahezu.

Im Bereich der konventionellen Erzeuger sinkt die Erzeugung aus Erdgas von 2037 bis 2045 auf Null, wobei diese teilweise durch Erzeugung aus Wasserstoff, teilweise aus anderen Quellen kompensiert wird. Während in A 2037 Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke ungefähr gleich viel Strom erzeugen, übersteigt in B 2037 die Erzeugung aus Wasserstoff die aus Erdgas bereits deutlich. Die Erzeugung aus Wasserstoff ändert sich im Jahr 2045 nicht wesentlich und liegt in beiden Szenarien auf einem ähnlichen Niveau wie bei B 2037 mit maximal 33 TWh. Eine Ursache dafür sind die relativ hohen variablen Kosten der Wasserstoffkraftwerke im Vergleich zu anderen Erzeugern im Inland und Ausland. Teilweise ersetzt die zusätzliche Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Inland die Erzeugung aus Erdgaskraftwerken, teilweise kommt es eher zu günstigen Importen aus dem Ausland als zum Einsatz der Wasserstoffkraftwerke. Unter „Sonstige“ fallen im Jahr 2037 überwiegend noch mit Erdgas betriebene Blockheizkraftwerke, deren Anteil im Jahr 2045 stark zurückgeht. Die Erzeugung aus Abfallkraftwerken sinkt leicht vom Jahr 2037 zum Jahr 2045. Durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und Flexibilitäten einerseits sowie günstiger Importmöglichkeiten andererseits sinkt die konventionelle Erzeugung insgesamt vom Jahr 2037 zum Jahr 2045.

Die zunehmende Nutzung von Strom im Bereich Mobilität und zur Bereitstellung von Wärme und Erzeugung von Wasserstoff führt zu einem höheren Stromverbrauch. Auf die klassischen Anwendungen im Haushalts- und GHD-Sektor sowie auf die Industrie entfallen in den Szenarien noch etwa 40 % bis 50 % des Bruttostromverbrauchs (s. Abbildung 6). Die größte Schwankung zeigt sich beim Stromverbrauch für Elektrolyseure, der mit der Menge und Häufigkeit kostengünstiger Erzeugung aus erneuerbaren Energien steigt. Eine detailliertere Analyse des Einsatzes der Elektrolyseure erfolgt in Kapitel 3.3.6.

Insgesamt zeichnet sich der Szenariopfad B gegenüber Szenariopfad A durch höhere Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien, höheren Verbrauch durch die verstärkte Nutzung von Strom in den Bereichen Mobilität, Wärme und Wasserstoff sowie höhere Importe aus.

Abbildung 21: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Import/Export im Vergleich



in TWh	A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
Onshore-Wind	325,8	410,0	384,4	431,0
Offshore-Wind	168,8	186,7	208,6	252,9
Photovoltaik	249,6	321,8	287,3	373,2
Biomasse	15,0	15,0	9,0	9,0
Speicherwasser	2,0	2,0	2,0	2,0
Laufwasser	16,1	16,1	16,1	16,1
Abfall	8,3	7,1	6,1	5,8
Wasserstoff	22,0	29,6	31,3	32,6
Erdgas	23,9	10,8	0,0	0,0
sonstige Konventionelle	6,3	11,2	0,5	0,5
Pumpspeichereinspeisung	20,9	18,0	18,5	15,8
Großbatteriespeichereinspeisung	24,4	35,6	21,7	30,5
Kleinbatteriespeichereinspeisung	13,4	20,0	20,1	30,9
Import	131,8	131,2	182,5	199,0
Export	-107,1	-103,8	-141,0	-126,3
Power-to-Heat	-27,2	-33,8	-35,6	-31,2
Elektrolyse	-52,4	-114,4	-115,7	-201,2
DSM (Lastabschaltung)	-0,1	-0,1	-2,3	-2,9
Pumpspeicherbezug	-24,6	-20,6	-21,4	-17,7
Großbatteriespeicherbezug	-26,5	-38,7	-23,6	-33,2
Kleinbatteriespeicherbezug	-14,5	-21,7	-21,8	-33,5
Stromverbrauch*	-776,1	-882,1	-831,2	-959,1

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

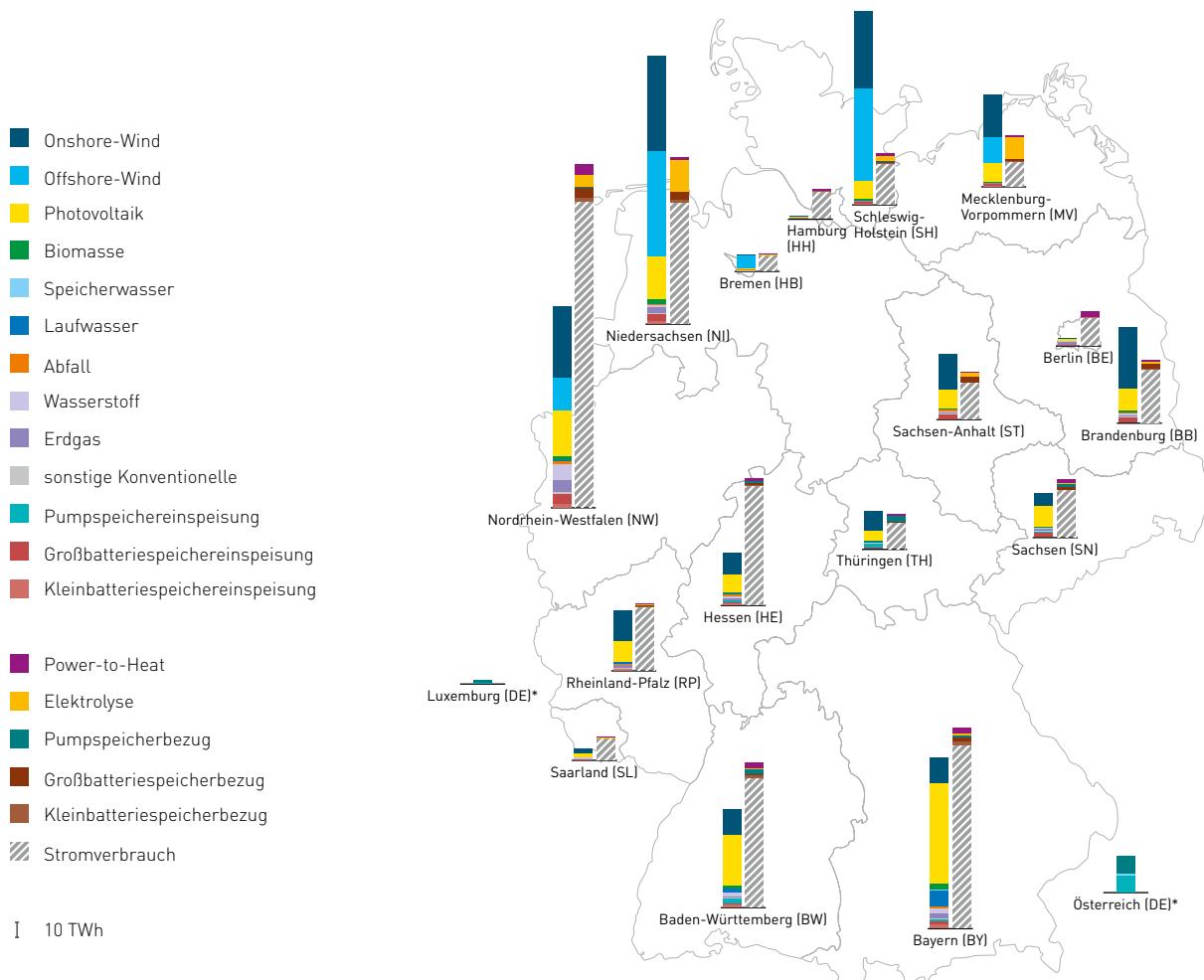
3.2.2 Energiebilanzen je Bundesland

Die Abbildungen 22 bis 25 stellen für jedes Bundesland und jedes Szenario jeweils die Jahresenergiebilanz der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs gegenüber. In den Diagrammen sind auf der rechten Seite gestapelte Säulen dargestellt, die den Verbrauch flexibler Lasten wie Elektrolyse, Power-to-Heat und Demand Side Management (DSM) separat ausweisen. Der übrige Stromverbrauch wird darüber in Summe dargestellt. Marktseitig eingesenkte Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird nicht dargestellt.

Die Auswertung verdeutlicht die regional sehr unterschiedlichen Stromerzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in Deutschland und erklärt die Notwendigkeit einer vorausschauenden Stromnetzplanung, um überregionale Ungleichgewichte bei Stromerzeugung und Last auszugleichen. Das größte Erzeugungsdefizit gibt es in Nordrhein-Westfalen gefolgt von Hessen, da in diesen Bundesländern ein hoher Stromverbrauch insbesondere durch neue Stromgroßverbraucher in der Industrie und neue Rechenzentren erwartet wird. Südliche Bundesländer und die Stadtstaaten weisen ein strukturelles Erzeugungsdefizit auf. In den südlichen Bundesländern dominiert die Stromerzeugung aus Photovoltaik gegenüber der aus Windkraftanlagen. Die geplante direkte Anbindung von Offshore-Windparks an Nordrhein-Westfalen eröffnet die Möglichkeit, erneuerbare Erzeugung lastnah zu integrieren.

Im Gegensatz dazu verzeichnen Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg hohe Erzeugungsüberschüsse, die vor allem auf die Nutzung von Windenergie zurückzuführen sind. In küstennahen Bundesländern sind große Elektrolysekapazitäten angesiedelt, die einen erheblichen Teil der Stromerzeugung direkt vor Ort für die Wasserstoffproduktion binden, was die regionalen Überschüsse begrenzt.

Abbildung 22: Energiebilanz der Bundesländer im Szenario A 2037



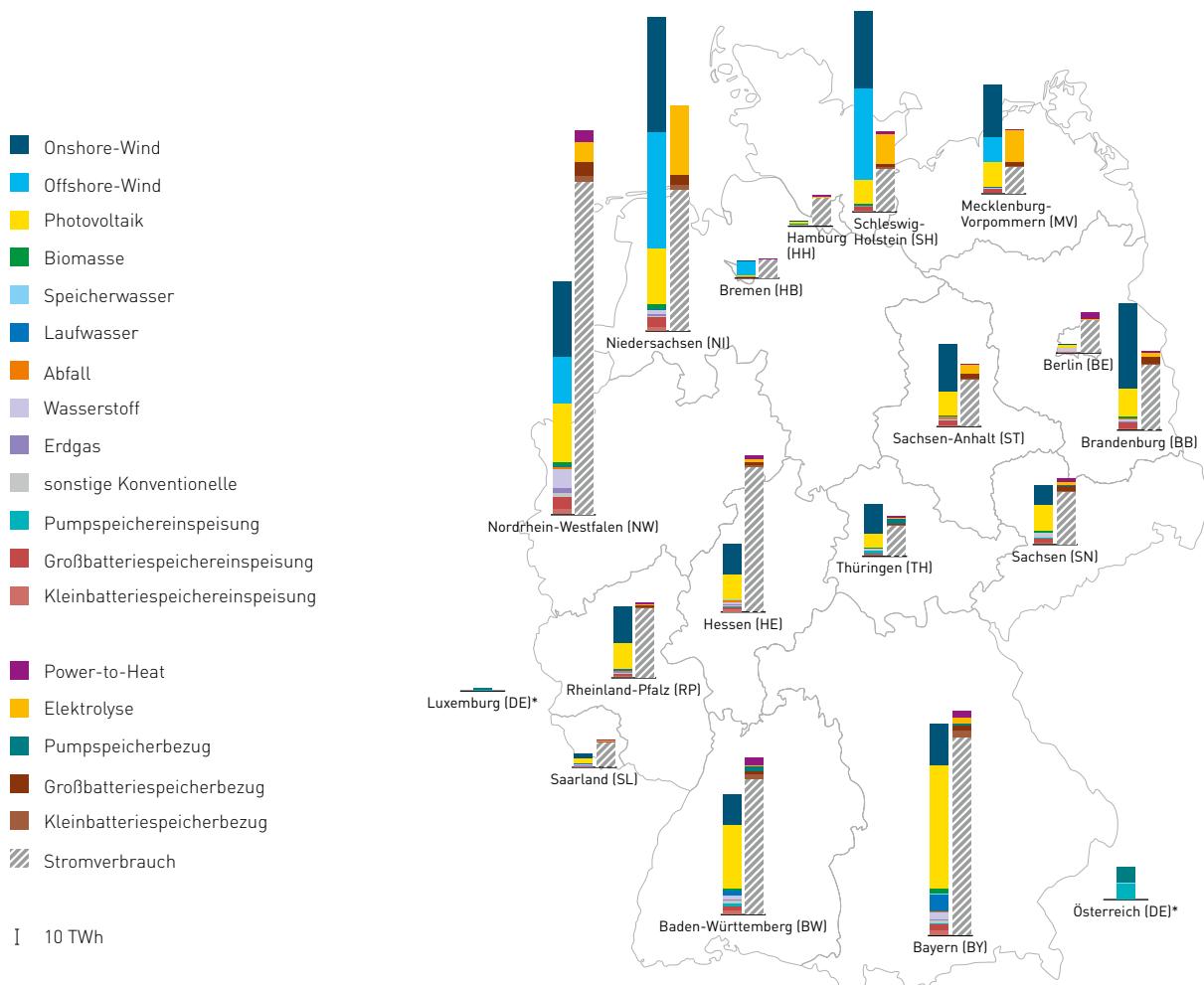
A 2037 in TWh	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Speicherwasser	Laufwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	Sonstige Konventionelle	Pumpspeichereinspeisung	Großbatteriespeichereinspeisung	Kleinbatteriespeichereinspeisung	Power-to-Heat	Elektrolyse	DSM	Pumpspeicherbezug	Großbatteriespeicherbezug	Kleinbatteriespeicherbezug	Stromverbrauch ***
BW	16,0	0,0	31,8	1,5	0,1	2,6	0,5	1,8	1,0	1,0	2,8	0,5	1,8	3,2	0,3	0,0	3,6	0,5	2,0	80,6
BY	15,5	0,0	63,6	3,1	0,8	10,6	0,9	3,1	2,8	0,9	1,2	1,8	2,5	3,4	1,5	0,0	1,5	2,0	2,7	114,5
BE	0,1	0,0	1,5	0,1	0,0	0,0	0,2	0,2	2,0	0,4	0,0	0,0	0,1	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,6
BB	38,2	0,0	14,2	0,8	0,0	0,0	0,7	1,6	0,5	0,2	0,0	3,2	0,5	0,8	0,7	0,0	0,0	3,4	0,5	33,1
HB	0,6	8,2	0,6	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,1	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	9,9
HH	0,3	0,0	0,9	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,8	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	17,1
HE	13,5	0,0	11,5	0,4	0,1	0,3	1,1	1,5	1,1	0,4	0,8	1,1	1,0	1,7	0,1	0,0	1,1	1,2	1,1	74,2
MV	26,1	16,2	11,9	0,7	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,1	0,0	1,2	0,3	0,8	13,9	0,0	0,0	1,3	0,3	15,6
NI	59,4	66,1	26,6	3,1	0,0	0,3	0,6	1,4	3,4	0,6	0,2	4,3	1,8	1,4	20,0	0,0	0,3	4,7	1,9	75,7
NW	44,9	20,7	29,0	2,0	0,1	0,6	2,0	9,6	7,6	1,1	0,3	5,7	2,4	6,3	7,5	0,0	0,4	6,2	2,6	191,5
RP	19,0	0,0	13,0	0,3	0,0	1,0	0,4	0,0	2,3	0,2	0,0	0,3	0,8	0,5	0,2	0,0	0,0	0,4	0,9	39,7
SL	2,7	0,0	2,6	0,0	0,0	0,1	0,1	1,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	13,4
SN	7,8	0,0	12,7	0,7	0,0	0,4	0,1	0,6	1,1	0,4	1,0	1,9	0,6	2,0	1,0	0,0	1,3	2,0	0,7	29,1
ST	21,7	0,0	12,0	0,8	0,0	0,1	0,8	0,7	0,9	0,2	0,1	3,1	0,3	0,5	2,7	0,0	0,1	3,4	0,3	22,7
SH	48,2	57,6	11,3	1,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,3	0,1	1,1	0,6	1,3	3,6	0,0	0,1	1,2	0,6	25,1
TH	11,9	0,0	6,6	0,5	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,2	3,1	0,1	0,3	0,8	0,1	0,0	0,0	3,9	0,1	16,5
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,2	0,0	0,0	0,0
Summe**	325,8	168,8	249,6	15,0	2,0	16,1	8,3	22,0	23,9	6,3	20,9	24,4	13,4	27,2	52,4	-0,1	24,6	26,5	14,6	776,1

* 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 Elektrolyse- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärmel) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

Abbildung 23: Energiebilanz der Bundesländer im Szenario B 2037



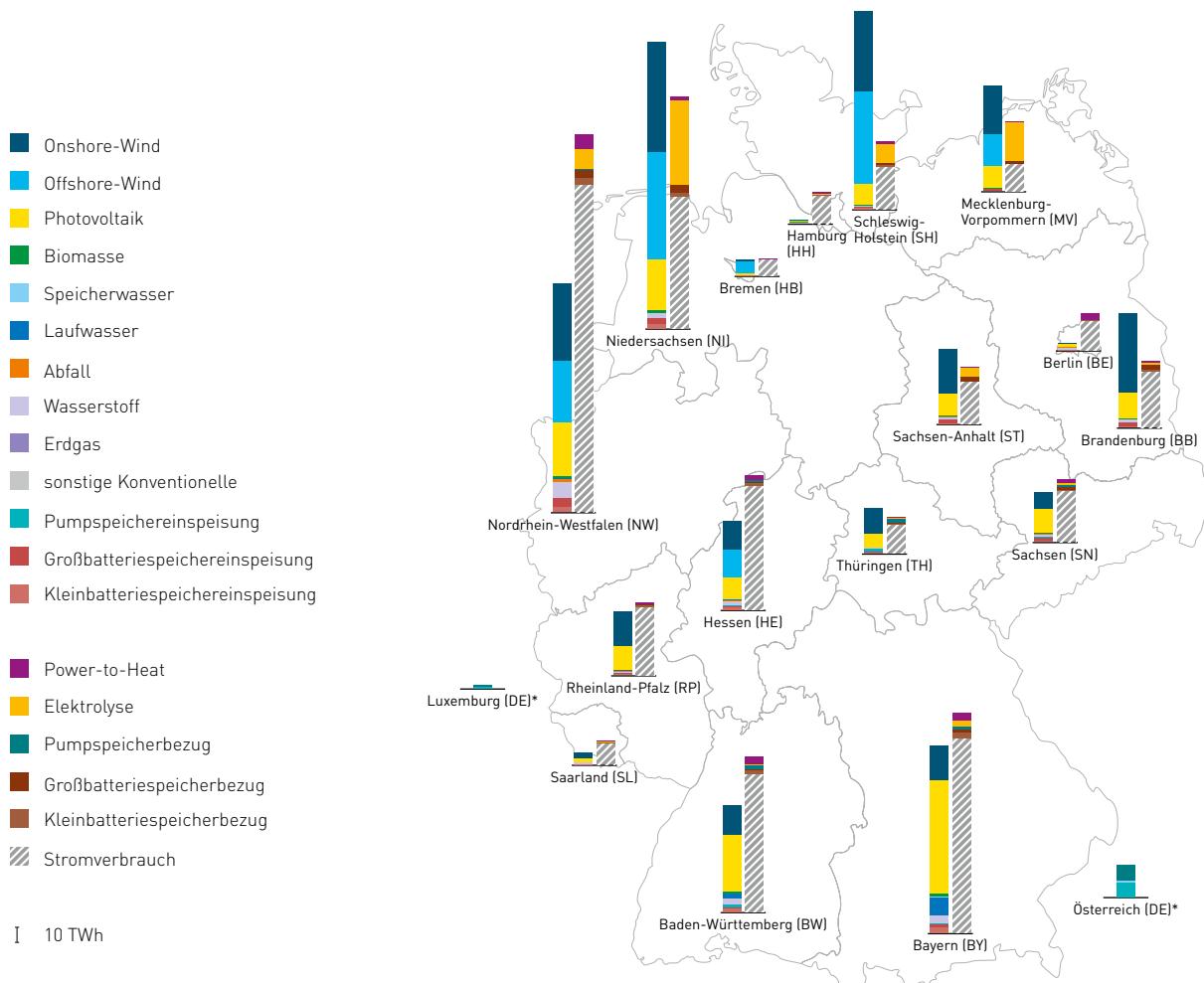
B 2037 in TWh	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Speicherwasser	Laufwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	Sonstige Konventionelle	Pumpspeichereinspeisung	Großbatteriespeichereinspeisung	Kleinbatteriespeichereinspeisung	Power-to-Heat	Elektrolyse	DSM	Pumpspeicherbezug	Großbatteriespeicherbezug	Kleinbatteriespeicherbezug	Stromverbrauch ***
BW	19,6	0,0	40,1	1,5	0,1	2,6	0,4	2,0	0,9	1,8	2,4	2,1	2,6	4,9	0,5	0,0	3,0	2,3	2,8	86,3
BY	26,0	0,0	78,5	3,1	0,8	10,6	0,8	4,0	1,2	1,7	1,0	3,1	3,6	4,4	3,9	0,0	1,2	3,4	4,0	126,6
BE	0,1	0,0	2,3	0,1	0,0	0,0	0,1	1,5	0,4	0,5	0,0	0,1	0,2	4,3	0,1	0,0	0,0	0,2	0,3	20,5
BB	54,5	0,0	18,2	0,8	0,0	0,0	0,6	1,4	0,5	0,3	0,0	3,8	0,7	1,0	2,7	0,0	0,0	4,1	0,8	41,4
HB	0,6	8,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	11,6
HH	0,4	0,0	1,4	0,1	0,0	0,0	0,2	0,3	0,2	0,3	0,0	0,0	0,2	1,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	17,7
HE	19,5	0,0	15,5	0,4	0,1	0,3	0,8	1,8	0,7	0,6	0,6	1,1	1,5	2,1	1,6	0,0	0,8	1,2	1,6	91,9
MV	33,0	16,2	15,4	0,7	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,0	2,5	0,5	0,7	19,8	0,0	0,0	2,8	0,5	16,7
NI	72,9	74,6	35,4	3,1	0,0	0,3	0,5	2,0	1,3	1,0	0,1	5,8	2,7	1,8	43,9	0,0	0,2	6,3	2,9	89,6
NW	47,5	29,7	37,8	2,0	0,1	0,6	1,7	11,9	3,2	2,0	0,2	7,6	3,6	7,2	12,4	0,0	0,3	8,2	3,9	212,0
RP	22,8	0,0	16,7	0,3	0,0	1,0	0,3	0,3	0,9	0,3	0,0	1,2	1,2	0,7	0,4	0,0	0,0	1,3	1,3	43,6
SL	3,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,1	0,1	1,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,3	0,4	0,4	0,0	0,0	0,1	0,4	15,6
SN	12,2	0,0	16,8	0,7	0,0	0,4	0,1	1,7	0,2	0,8	0,7	2,6	0,9	2,3	2,1	0,0	1,0	2,8	1,0	32,9
ST	30,1	0,0	15,2	0,8	0,0	0,1	0,8	0,5	0,6	0,4	0,1	3,2	0,4	0,4	5,6	0,0	0,1	3,4	0,5	29,5
SH	49,5	57,9	14,8	1,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,1	0,5	0,1	1,9	0,9	1,4	19,2	0,0	0,1	2,1	1,0	27,3
TH	18,4	0,0	9,5	0,5	0,0	0,1	0,1	0,3	0,3	0,4	2,5	0,5	0,4	0,8	1,1	0,0	3,1	0,6	0,5	19,2
LU (DE)*	0,0	0,0	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	0,9	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9	0,0	0,0
Summe**	410,0	186,7	321,8	15,0	2,0	16,1	7,1	29,5	10,8	11,2	17,9	35,6	20,0	33,8	114,4	-0,1	20,6	38,7	21,8	882,2

* 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 Elektrolyse- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärmel) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

Abbildung 24: Energiebilanz der Bundesländer im Szenario A 2045



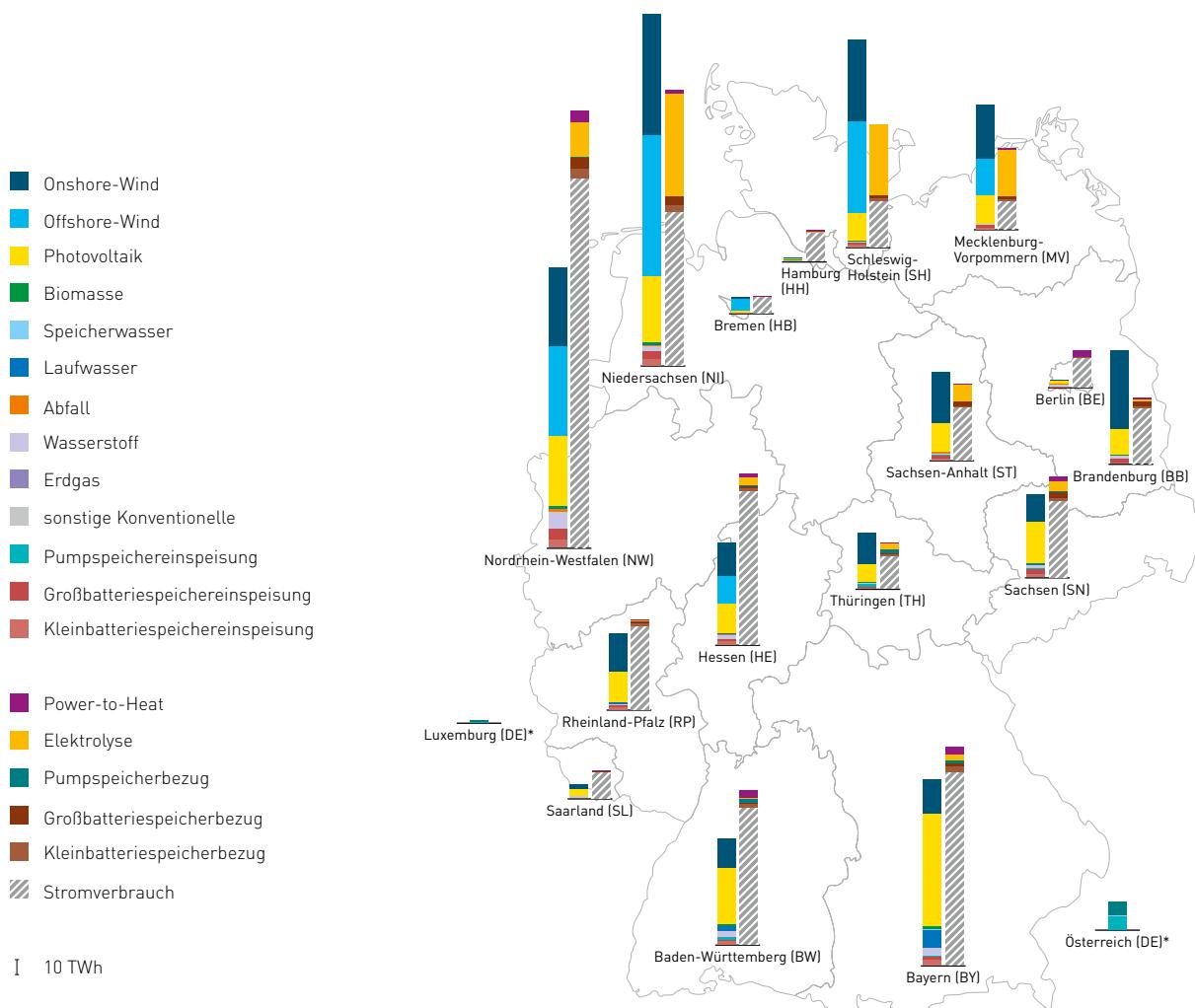
A 2045 in TWh	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Speicherwasser	Laufwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	Sonstige Konventionelle	Pumpspeichereinspeisung	Großbatteriespeichereinspeisung	Kleinbatteriespeichereinspeisung	Power-to-Heat	Elektrolyse	DSM	Pumpspeicherbezug	Großbatteriespeicherbezug	Kleinbatteriespeicherbezug	Stromverbrauch ***
BW	18,5	0,0	35,9	0,9	0,1	2,6	0,4	3,2	0,0	0,1	2,4	0,4	2,4	4,5	0,4	-0,4	3,0	0,4	2,7	86,1
BY	21,6	0,0	71,0	1,8	0,8	10,6	0,6	4,7	0,0	0,1	1,1	1,6	3,5	4,5	3,9	-0,4	1,3	1,8	3,8	122,1
BE	0,1	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	18,6
BB	49,3	0,0	16,3	0,5	0,0	0,0	0,5	1,2	0,0	0,0	0,0	2,8	0,7	0,8	1,5	-0,1	0,0	3,1	0,8	35,2
HB	0,6	8,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	10,2
HH	0,4	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,3	17,8
HE	17,5	17,3	13,7	0,2	0,1	0,3	0,9	2,2	0,0	0,0	0,7	0,9	1,5	2,8	0,2	-0,1	0,9	1,0	1,6	77,8
MV	30,3	20,0	13,8	0,4	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,8	24,2	0,0	0,0	1,2	0,6	16,9
NI	69,0	67,4	31,2	1,9	0,0	0,3	0,3	2,8	0,0	0,0	0,2	3,8	2,7	1,9	53,0	-0,2	0,2	4,2	2,9	82,4
NW	47,9	38,6	33,7	1,2	0,1	0,6	1,7	10,0	0,0	0,1	0,3	5,1	3,6	9,2	12,2	-0,5	0,3	5,5	3,9	205,1
RP	21,8	0,0	14,9	0,2	0,0	1,0	0,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,3	1,2	0,8	0,3	-0,1	0,0	0,3	1,3	42,5
SL	3,1	0,0	2,9	0,0	0,0	0,1	0,1	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,4	13,7
SN	10,3	0,0	15,0	0,4	0,0	0,4	0,1	1,4	0,0	0,0	0,9	1,7	1,0	2,3	1,4	-0,1	1,1	1,8	1,1	31,7
ST	27,5	0,0	13,6	0,5	0,0	0,1	0,7	0,9	0,0	0,0	0,1	2,8	0,4	0,5	5,1	-0,1	0,1	3,0	0,5	26,3
SH	50,4	57,2	13,2	0,6	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	0,1	1,0	0,9	1,3	12,1	0,0	0,1	1,1	1,0	26,8
TH	16,1	0,0	8,2	0,3	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	2,8	0,1	0,5	0,7	0,2	-0,1	3,4	0,1	0,5	18,1
LU (DE)*	0,0	0,0	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	1,1	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,7	0,0	0,0	0,0
Summe**	384,4	208,6	287,3	9,0	2,0	16,1	6,1	31,3	0,0	0,5	18,5	21,7	20,1	35,6	115,7	-2,3	21,3	23,6	21,8	831,2

* 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 Elektrolyse- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

Abbildung 25: Energiebilanz der Bundesländer im Szenario B 2045



B 2045 in TWh	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Speicherwasser	Laufwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	Sonstige Konventionelle	Pumpspeichereinspeisung	Großbatteriespeichereinspeisung	Kleinbatteriespeichereinspeisung	Power-to-Heat	Elektrolyse	DSM	Pumpspeicherbezug	Großbatteriespeicherbezug	Kleinbatteriespeicherbezug	Stromverbrauch ***
BW	20,5	0,0	45,7	0,9	0,1	2,6	0,4	3,5	0,0	0,1	2,0	1,8	3,7	4,6	0,9	-0,5	2,4	1,9	4,0	93,3
BY	27,3	0,0	89,0	1,8	0,8	10,6	0,5	4,4	0,0	0,1	0,9	2,7	5,4	3,7	6,9	-0,5	1,1	2,9	5,8	136,1
BE	0,1	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,1	1,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	3,8	0,5	0,0	0,0	0,1	0,4	21,8
BB	57,8	0,0	21,1	0,5	0,0	0,0	0,5	1,5	0,0	0,0	0,0	3,3	1,2	0,9	6,6	-0,1	0,0	3,5	1,3	43,5
HB	0,6	8,3	1,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	12,0
HH	0,4	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,2	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,4	18,3
HE	20,9	17,5	18,5	0,2	0,1	0,3	0,8	2,1	0,0	0,0	0,5	1,0	2,3	2,1	4,9	-0,2	0,7	1,0	2,5	96,6
MV	34,1	22,9	18,0	0,4	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	2,2	0,8	0,7	28,9	0,0	0,0	2,4	0,9	18,0
NI	76,6	89,1	41,7	1,9	0,0	0,3	0,3	3,1	0,0	0,0	0,1	5,0	4,2	1,7	64,8	-0,3	0,2	5,4	4,6	97,0
NW	49,6	57,3	44,1	1,2	0,1	0,6	1,6	10,6	0,0	0,1	0,2	6,5	5,5	6,9	22,2	-0,7	0,3	7,1	6,0	234,0
RP	24,0	0,0	19,4	0,2	0,0	1,0	0,2	0,5	0,0	0,0	0,0	1,0	1,8	0,6	0,7	-0,2	0,0	1,1	2,0	52,6
SL	3,2	0,0	3,7	0,0	0,0	0,1	0,1	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,3	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6	16,1
SN	12,7	0,0	19,8	0,4	0,0	0,4	0,1	1,4	0,0	0,0	0,7	2,2	1,6	2,2	4,6	-0,2	0,9	2,4	1,7	36,0
ST	32,2	0,0	17,5	0,5	0,0	0,1	0,7	1,0	0,0	0,0	0,1	2,7	0,7	0,3	10,8	-0,1	0,1	2,9	0,7	33,4
SH	51,5	57,8	17,4	0,6	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	0,1	1,6	1,4	1,2	44,7	0,0	0,1	1,8	1,6	29,4
TH	19,7	0,0	11,5	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	2,3	0,4	0,7	0,6	3,5	-0,1	2,8	0,5	0,8	20,9
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	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	0,0	8,4	0,0	0,0
Summe**	431,0	252,9	373,2	9,0	2,0	16,1	5,8	32,6	0,0	0,5	15,8	30,5	30,8	31,1	201,2	-2,9	17,8	33,1	33,5	959,1

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

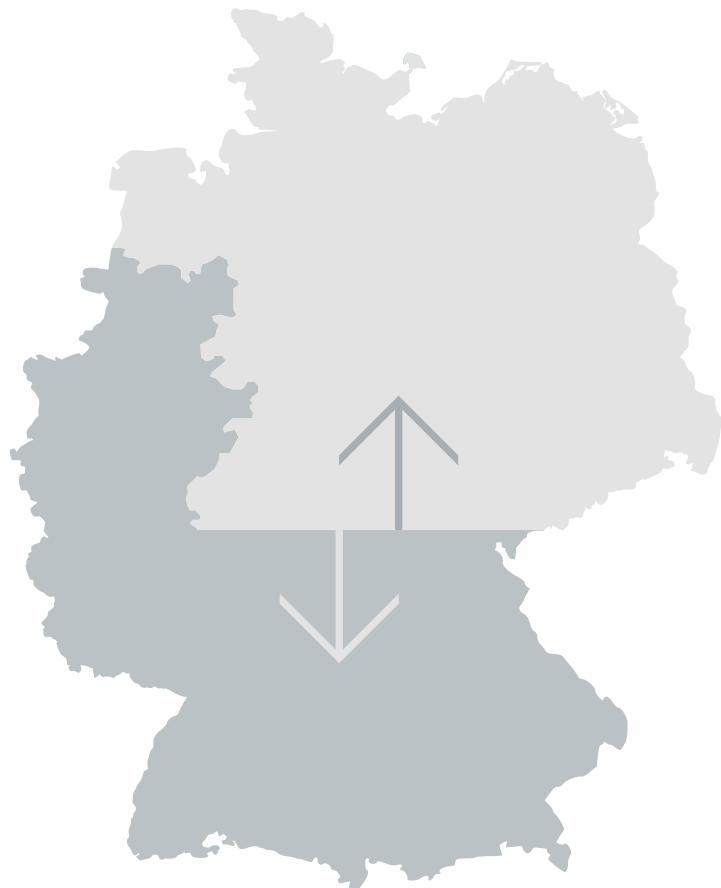
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

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

3.2.3 Entwicklung der innerdeutschen Transportaufgabe

Auf Grundlage der Energiebilanzen und der Auswertung von Stromtransiten lassen sich erste Tendenzen zur Entwicklung der Transportaufgabe des Übertragungsnetzes ableiten. Dazu werden die Strommengen analysiert, die gemäß den Marktsimulationsergebnissen über eine fiktive Achse zwischen dem Nordosten und Südwesten Deutschlands ausgetauscht werden. Für die vorliegende Analyse wird das Netzgebiet südlich des 50,4° Breitengrades einschließlich der Amprion-Regelzone als „Süden“ definiert, während der „Norden“ das übrige deutsche Netzgebiet umfasst (s. Abbildung 26).

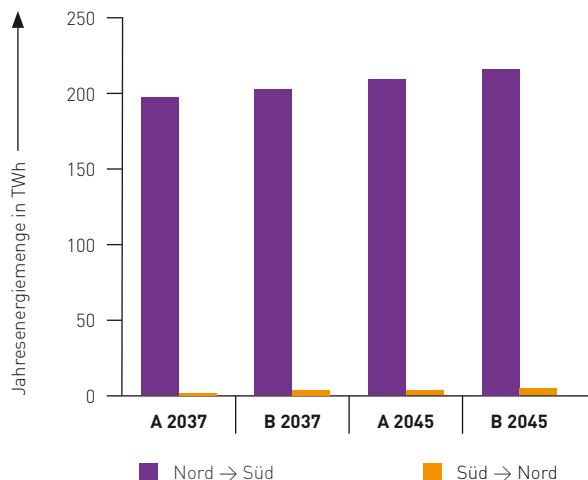
Abbildung 26: Angenommener Zuschnitt des innerdeutschen Transportbedarfs



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Jahresenergiemengen des innerdeutschen Transports in Abbildung 27 verdeutlichen, dass der Transportbedarf vom Norden in den Süden deutlich höher ist als in umgekehrter Richtung. Die saisonalen Erzeugungsmuster der Windenergie- und Photovoltaikanlagen wirken sich in Kombination mit ihrer geografischen Verteilung unmittelbar auf den innerdeutschen Transport aus. In Zeiten hoher Windstromerzeugung ist ein verstärkter Stromfluss von den windreichen Regionen im Norden in Richtung Süden zu den großen Verbrauchszentren zu erwarten. Demgegenüber erfordert eine hohe Photovoltaikeinspeisung in der Regel geringere Transportkapazitäten, da sie tendenziell näher an den Verbrauchszentren im Süden liegt. Die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken spielt insgesamt aufgrund ihrer Nähe zu großen Verbrauchern nur eine untergeordnete Rolle für den innerdeutschen Transport.

Die im Vergleich zum Stromhandel mit dem Ausland großen Energiemengen des Transports verdeutlichen, dass die Nord-Süd-Achse weiterhin die zentrale Belastungsachse im deutschen Übertragungsnetz darstellt. Zwischen den Zieljahren 2037 und 2045 erfolgt nur ein moderater Anstieg des innerdeutschen Transports, da sich der weitere Anstieg an Stromerzeugung und Stromverbrauch zwischen 2037 und 2045 nicht auf eine Region fokussiert.

Abbildung 27: Jahresenergiemenge der innerdeutschen Transportaufgabe

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.2.4 Auswertung ausgewählter energiepolitischer Ziele

Gemäß § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG müssen die Szenarien die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abbilden. Dabei ist gemäß § 12a Absatz 1 Satz 3 EnWG sicherzustellen, dass drei weitere Szenarien das Jahr 2045 betrachten und eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen darstellen, die sich an den gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausrichten. Die Ausgestaltung der genehmigten Szenarien orientiert sich maßgeblich am Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), das als übergeordnetes Ziel die Erreichung der Klimaneutralität in allen Sektoren bis zum Jahr 2045 vorgibt. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) definiert darüber hinaus weitere Leitlinien für eine nachhaltige, treibhausgasneutrale und vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromerzeugung.

Wesentliche energiepolitische und gesetzliche Zielvorgaben wie etwa die Ausbaupfade der erneuerbaren Energien oder die Beendigung der Kohleverstromung wurden im Rahmen der Ausarbeitung der Szenarien bereits integriert. Die Einhaltung der folgenden energiepolitischen Ziele in Deutschland kann jedoch erst im Rahmen der Strommarktsimulation volumäfänglich überprüft werden:

1. Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch
2. Erreichung von Netto-Treibhausgasneutralität des Energiesektors bis zum Jahr 2045

Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

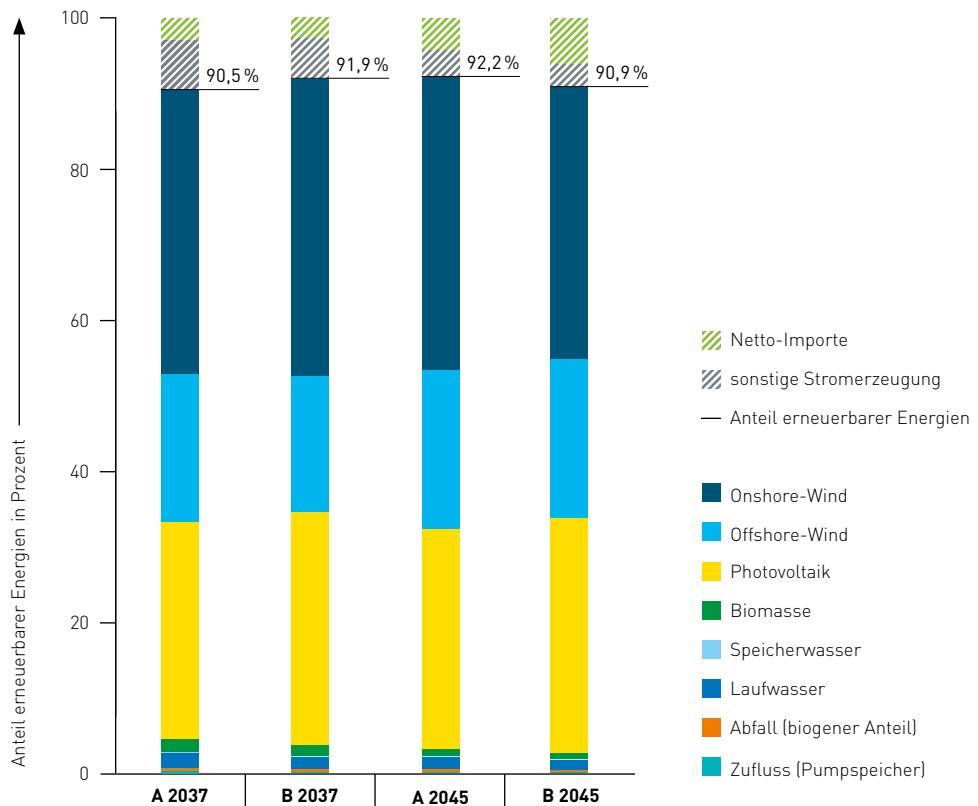
Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ist ein wichtiger Indikator für den Fortschritt der Energiewende und die Dekarbonisierung des Stromsektors. Als Maßstab und energiepolitisches Ziel ist er im EEG verankert. Dort wird ein Referenzwert von mindestens 80 % bis zum Jahr 2030 festgeschrieben (§ 1 Abs. 2 EEG).

An der im NEP etablierten Berechnungsweise zur Bestimmung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch wird festgehalten. 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 sonstige Stromerzeugung umfasst die konventionelle Stromerzeugung inklusive des Kraftwerkseigenverbrauchs und die Stromproduktion aus Wasserstoff.

Die Stromerzeugung aus Speichern ist nicht enthalten. Der Bruttostromverbrauch berechnet sich aus dem Nettostromverbrauch zuzüglich Speicherverluste, Netzverluste und Eigenbedarf der Kraftwerke (s. Kapitel 2.4.10). Es erfolgt dementsprechend keine vollständige Berücksichtigung der durch Pump- und Batteriespeicher verbrauchten und erzeugten Strommengen, sondern nur die Berücksichtigung von Speicherverlusten, um eine Doppelbilanzierung zu vermeiden.

In allen Szenarien wird ein Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von deutlich über 90 % erreicht (s. Abbildung 28). Der höchste Anteil ist in Szenariopfad A für das Jahr 2045 zu beobachten. Die zusätzliche Berücksichtigung der indirekten Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (beispielsweise über die Rückverstromung von erneuerbarem Wasserstoff) würde zu einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien führen. Die angegebenen Werte sind daher als untere Grenze zu verstehen. Aufgrund des negativen Handelssaldos und da Stromimporte nicht angerechnet werden, können in den Szenarien jedoch auch unter Berücksichtigung der indirekten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien keine Anteile von 100 % erreicht werden.

Abbildung 28: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

CO₂-Emissionen

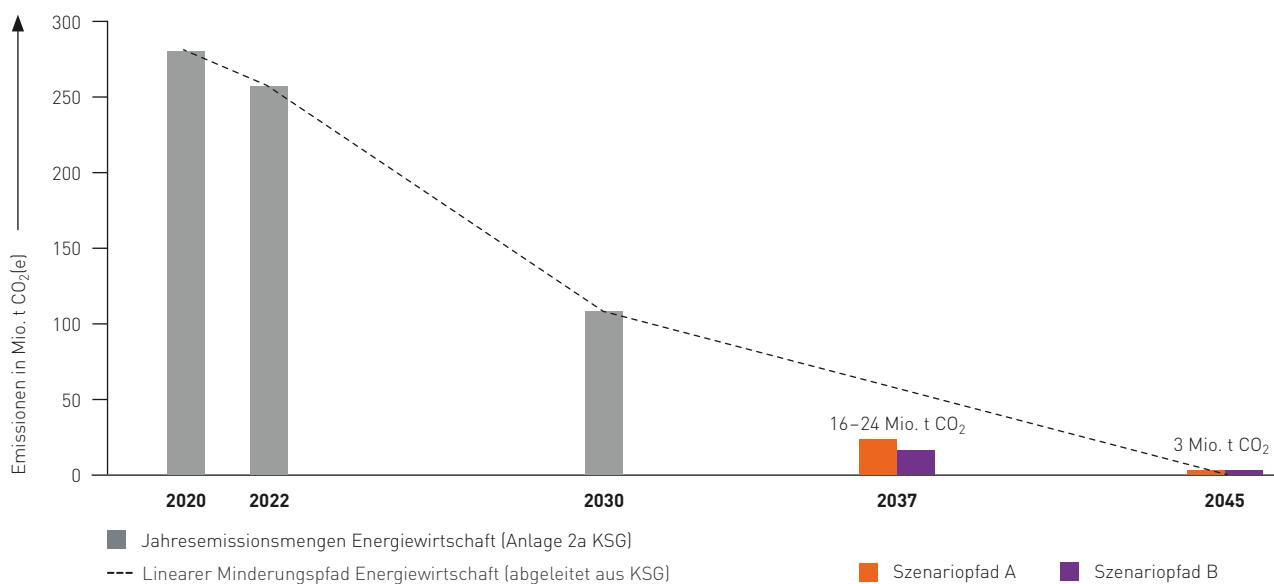
Für den Zeitraum nach 2030 sind im Klimaschutzgesetz zwar keine sektorspezifischen Jahresemissionsmengen für den Energiesektor angegeben, jedoch gilt für alle Sektoren das übergeordnete Ziel der vollständigen Dekarbonisierung bis zum Jahr 2045. Das bedeutet unter anderem, dass Kraftwerke spätestens ab 2045 ausschließlich mit erneuerbarem Wasserstoff oder anderen treibhausgasneutralen Brennstoffen betrieben oder mit Technologien zur vollständigen CO₂-Abscheidung ausgestattet sein müssen.

Für die Emissionsbilanz des deutschen Energiesektors werden in diesem Bericht sämtliche CO₂-Emissionen aus Stromerzeugungsanlagen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) sowie aus reinen Wärmeerzeugern in Wärmenetzen (z. B. Heizkessel) berücksichtigt. Die genehmigten Szenarien unterscheiden eindeutig zwischen Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken, wobei angenommen wird, dass der eingesetzte Wasserstoff treibhausgasneutral ist (s. Kapitel 2.5.3). Die Jahresemissionsmengen³ in den Szenarien als Ergebnis der Strommarktmödellierung werden in Abbildung 29 den Zielwerten des Klimaschutzgesetzes für die Energiewirtschaft gegenübergestellt.

3 Hinweis: Die Vergleichbarkeit mit den Jahresemissionsmengen des Klimaschutzgesetzes ist insofern eingeschränkt, als die dortigen Angaben zur Energiewirtschaft zusätzlich Emissionen aus Raffinerien sowie aus sonstigen Energieumwandlungsprozessen einbeziehen. Zudem werden im Klimaschutzgesetz CO₂-Äquivalente ausgewiesen, die neben CO₂ auch weitere klimawirksame Gase heranziehen. Im Rahmen der Strommarktmödellierung wird also eine abweichende Abgrenzung getroffen. Für die Zieljahre 2037 und 2045 ist davon auszugehen, dass die in der Strommarktmödellierung nicht sichtbaren Anteile an den Gesamtemissionen des Energiesektors bei voranschreitender Elektrifizierung deutlich zurückgehen werden.

Die Auswertung zeigt, dass sich der Energiesektor in Deutschland mit 16 bis 24 Mio. t CO₂ in den Szenarien A 2037 und B 2037 bereits auf einem sehr guten Weg in Richtung Klimaneutralität befindet. Die für Szenario A 2037 ausgewiesene Emissionsmenge von 24 Mio. t CO₂ stellt dabei eine Obergrenze dar, da in diesem Szenario zusätzlich von einem nicht in der Marktsimulation abgebildeten Einsatz von „Carbon Capture and Storage“-Technologien (CCS) in Kraftwerken aus- gegangen wird. Die im Jahr 2045 entstehenden Restemissionen in Höhe von 3 Mio. t CO₂ sind auf die Müllverbrennung in Abfallkraftwerken zurückzuführen und gelten im Wesentlichen als unvermeidbar, da Abfall nicht durch alternative Brennstoffe ersetzt werden kann. Um dennoch vollständige Treibhausgasneutralität zu erreichen, sind Maßnahmen zum Ausgleich der verbleibenden Emissionen erforderlich. Als ergänzende Maßnahme zur Kompensation kann beispielsweise der Einsatz von Direct-Air-Capture-Technologien (DAC) in Betracht gezogen werden.

Abbildung 29: Entwicklung der CO₂-Emissionen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3 Beschreibung ausgewählter Detailergebnisse für Deutschland

In diesem Abschnitt werden bestimmte Aspekte der Marktsimulationsergebnisse im Detail analysiert, die von besonderer Bedeutung sind, um die Entwicklungen in den Jahren 2037 und 2045 zu charakterisieren und zu erklären. Dazu zählen: Ausgewählte Erzeugungs- und Verbrauchssituationen, die Vollaststunden der Erzeuger und Verbraucher, die überschüssige Erzeugung erneuerbarer Energien, der Einsatz lastnaher Reserven, das Einsatzverhalten von Flexibilitäten und die Deckung des Wärmebedarfs in Fernwärmennetzen.

3.3.1 Kennzahlen ausgewählter Situationen

Abbildung 30 zeigt Stromerzeugung und Stromverbrauch 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 in Deutschland und die Stunde mit dem höchsten Handelsaustausch. Die Stunden finden sich beim Vergleich der Szenarien in ähnlichen Zeiträumen wieder, da allen Szenarien das gleiche Wetterjahr zugrunde liegt.

Höchste Residuallast

Die Stunde der höchsten Residuallast markiert den Zeitpunkt der höchsten Differenz zwischen der gesamten Stromnachfrage und der Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik. In allen betrachteten Szenarien tritt diese Situation in den Wintermonaten Februar oder Dezember in den Abendstunden auf. Gekennzeichnet ist diese Situation stets durch eine hohe Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken sowie aus Pump- und Batteriespeichern. Gleichzeitig besteht ein negativer Handelssaldo.

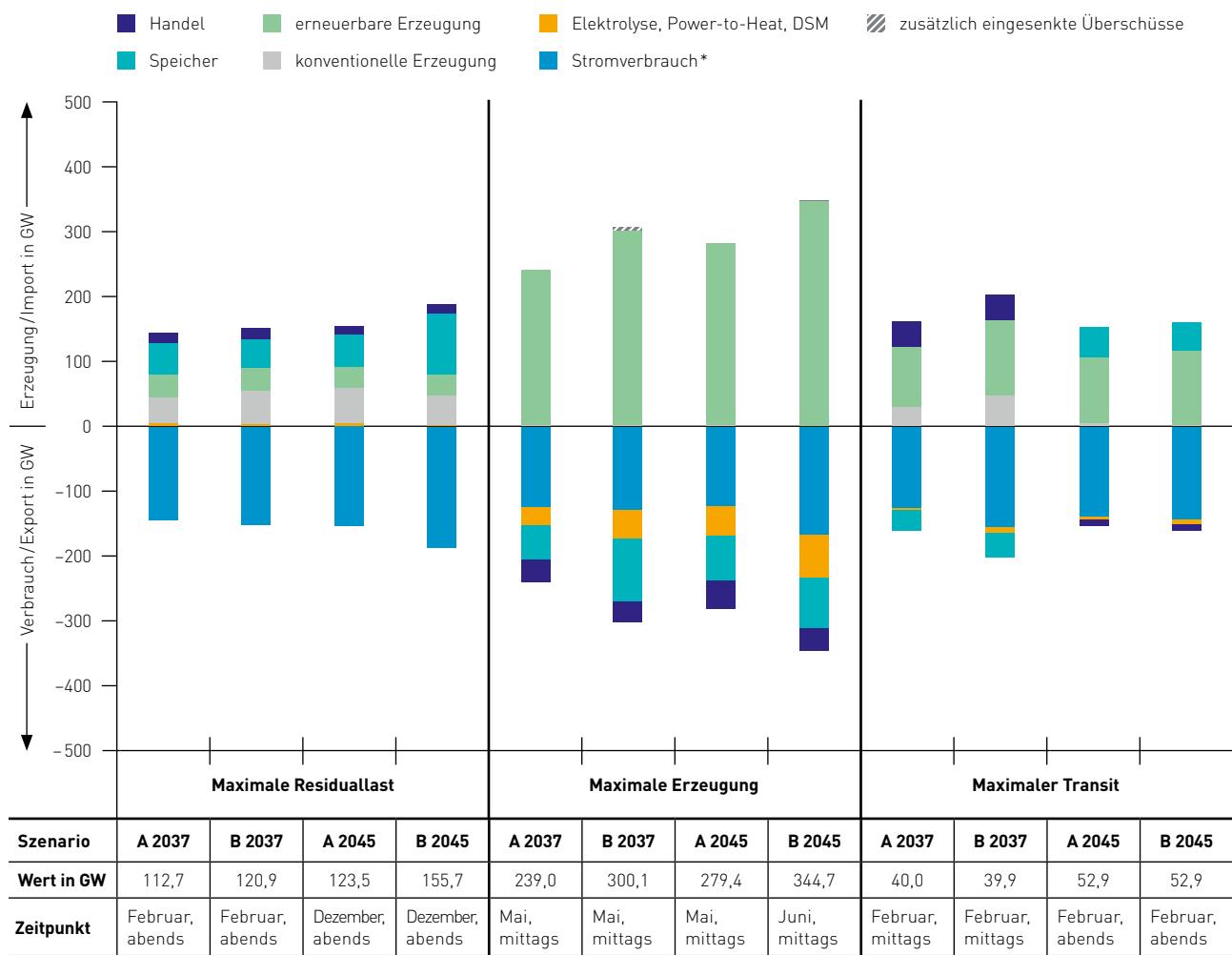
Maximale Stromerzeugung

Die Stunden mit der höchsten Stromerzeugung sind vor allem durch eine sehr hohe Einspeisung aus Photovoltaikanlagen und eine sehr hohe Einspeicherung in Batterie- und Pumpspeicher gekennzeichnet. Diese Situation tritt in allen Szenarien mittags im Mai oder Juni auf. Während die Einspeisung aus Windenergie meist auf moderatem Niveau liegt, ist die konventionelle Stromerzeugung nahezu vollständig zurückgefahren und beschränkt sich auf Abfallkraftwerke. Die Stromexporte in die Nachbarländer sind mit 31 GW bis 43 GW sehr hoch. Im Szenariopfad B zeigt sich eine marktliche Einsenkung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, was darauf hindeutet, dass auch in angrenzenden Marktgebieten vermehrt Stromüberschüsse auftreten. Der Einsatz von Speichern sowie von flexiblem Verbrauchen erreicht in diesen Stunden Spitzenwerte, da die Strompreise entsprechend günstig sind.

Höchster Handelsaustausch

Die Stunde mit dem höchsten Handelsaustausch ist diejenige, in der die Summe aller grenzüberschreitenden Stromflüsse zwischen Deutschland und den benachbarten Marktgebieten die Größte ist. Zur Berechnung der Kennzahl wird pro Grenze der Betrag des Stromhandels genommen und über alle Grenzen summiert. In allen Szenarien tritt dieses Maximum im Februar auf. Im Jahr 2037 ist die Situation durch einen hohen Nettoimport von rund 40 GW geprägt, wobei ein erheblicher Teil des importierten Stroms in Pump- oder Batteriespeicher zwischengespeichert wird. Im Jahr 2045 hingegen zeigt sich in der Stunde mit dem höchsten Handelsaustausch ein anderes Bild: Trotz eines moderaten Nettoexports von etwa 9 GW ist der gesamte Handelsaustausch weiterhin sehr hoch. Dies liegt an einem hohen Transit, bei dem über 20 GW importiert und gleichzeitig mehr als 30 GW exportiert werden.

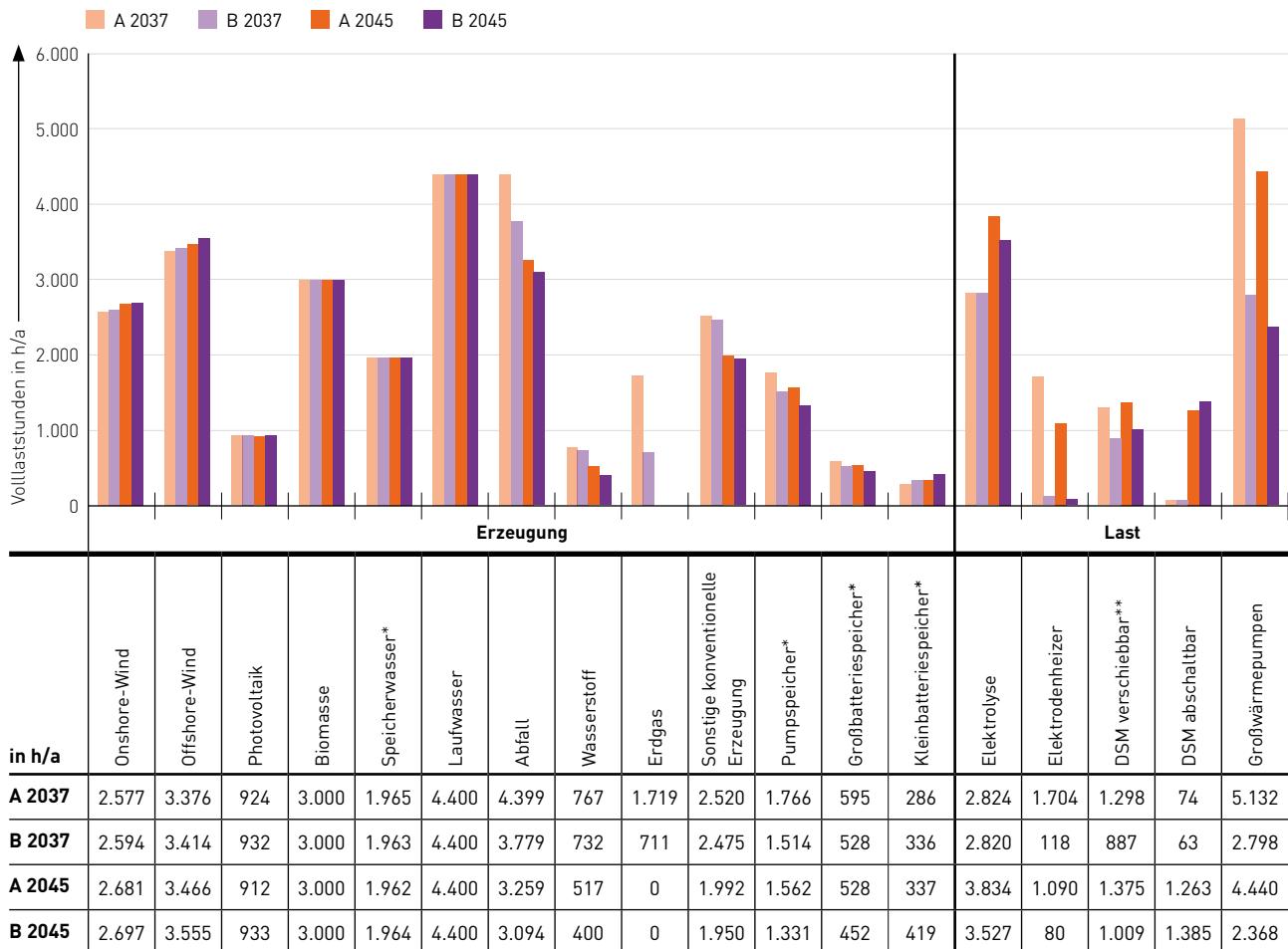
Abbildung 30: Stromerzeugung, Stromverbrauch und Handelsaustausch in ausgewählten Situationen



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

3.3.2 Vollaststunden der Erzeugungsanlagen und lastseitigen Flexibilitäten

Abbildung 31: Vergleich der gemittelten Vollaststunden



* Vollaststunden der Speicher beziehen sich immer auf die eingespeiste Energiemenge (Erzeugung).

** Vollaststunden von verschiebbarem DSM beziehen sich immer auf die lastseitige Energiemenge.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Vollaststunden 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 Vollaststunden. Theoretisch hätte eine solche Erzeugungseinheit bei Betrieb mit Nennleistung diese Jahresenergiemenge schon nach einem halben Jahr erbracht. Die Analyse der Vollaststunden über verschiedene Jahre zeigt somit, wie sich der Einsatz von Stromerzeugern und Stromverbrauchern ändert. Die Vollaststunden der verschiedenen Technologien sind in Abbildung 31 dargestellt.

Erzeuger

Der Einsatz der Erdgaskraftwerke findet aufgrund des Umstiegs auf Wasserstoff bis 2045 nur noch im Zieljahr 2037 statt. Höhere Volllaststunden ergeben sich im Szenario A 2037 bei Erdgas- gegenüber Wasserstoffkraftwerken aufgrund der Modellierung von Wasserstoffkraftwerken als Spitzenlastkraftwerke. Im Szenario B 2037 werden Kraftwerke beider Energieträger als Spitzenlastkraftwerke modelliert. Die geringe Volllaststundenzahl – insbesondere in 2045 – zeigt für Spitzenlastkraftwerke typische Volllaststunden. Die Volllaststunden von Abfallkraftwerken sinken leicht von 2037 auf 2045, da in immer mehr Stunden des Jahres erneuerbare Energien die Last vollständig decken können.

Die Erzeugung durch volatile erneuerbare Energien, wie Wind und Photovoltaik, wird bei einem Erzeugungsüberschuss reduziert. Es wird von marktlicher Einsenkung gesprochen (s. Abschnitt 3.3.3). Geringe Unterschiede ergeben sich daher während der Marktsimulation durch unterschiedliche marktliche Einsenkung und auch bereits vor der Marktsimulation durch die Regionalisierung. Die Volllaststunden von Photovoltaikanlagen weisen zwischen den Szenarien nur geringe Unterschiede auf. Im Szenariopfad A ist deren marktliche Einsenkung geringfügig höher. Aufgrund von technologischem Fortschritt und einem moderneren Anlagenpark kommt es bei Onshore-Windenergieanlagen zu einer Steigerung der Volllaststunden zwischen 2037 und 2045. Die Volllaststunden von Offshore-Windenergieanlagen sind stärker als Onshore-Anlagen von gegenseitigen Verschattungseffekten geprägt. Zudem ist ein leichter Anstieg der Volllaststunden für die Offshore-Winderzeugung im Jahr 2045 und den Szenariopfad B zu verzeichnen, da neben weniger marktlicher Einsenkung auch der Zubau vor allem in windstärkeren Zonen die Volllaststunden leicht steigen lässt.

Speicher

Der Betrieb der Batteriespeicher wird stark durch das tägliche Erzeugungsmuster von Photovoltaik geprägt. Die Volllaststunden der Kleinbatteriespeicher steigen zwischen 2037 und 2045 leicht an, liegen aber in beiden Fällen unterhalb der Ausnutzung der Großbatteriespeicher. Eine weitere Kennzahl, um den Betrieb von Speichern zu charakterisieren, ist die Anzahl der jährlichen Speicherzyklen, also wie häufig ein Speicher komplett geladen und entladen wird. Kleinbatteriespeicher werden mit 115 bis 170 Zyklen pro Jahr betrieben. Großbatteriespeicher weisen zwischen 230 und 300 Zyklen pro Jahr auf. Das entspricht fast einem kompletten Speicherzyklus pro Tag. Kleinbatteriespeicher werden zu bestimmten Anteilen für die Eigenbedarfsoptimierung genutzt und stehen damit nur zu geringen Anteilen dem öffentlichen Strommarkt zur Verfügung. Dadurch wird der Betrieb geringfügig limitiert.

Speicherwasserkraftwerke weisen eine gewisse zeitliche Flexibilität bei der Stromerzeugung auf. Die Jahreserzeugung und damit die Volllaststunden sind durch die Zuflussmengen definiert. Pumpspeicherkraftwerke können durch ihre großen Speicherkapazitäten als Langzeitspeicher dienen. Die Volllaststunden liegen im Szenariopfad B leicht unter den Werten im Szenariopfad A und sinken von 2037 nach 2045 ebenfalls leicht.

Flexible Verbraucher

Die Volllaststunden von flexiblen Verbrauchern ergeben sich analog aus dem Stromverbrauch dividiert durch die installierte elektrische Leistung. Abschaltungen und Verschiebungen lastseitiger Flexibilitäten finden im lastreichereren Jahr 2045 in größerem Umfang statt als im Jahr 2037. Insbesondere abschaltbare Lasten werden szenarioübergreifend vor allem im Jahr 2045 mit je etwas über 1.000 h/a eingesetzt. Die Energiemenge der verschiebbaren Lasten ist in den Jahren 2037 und 2045 szenarioübergreifend ähnlich, doch aufgrund höherer installierter Leistung im Szenariopfad B sinken die Volllaststunden in den Szenarien B 2037 und B 2045. Die Volllaststunden von Elektrolyseuren steigen aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien im Jahr 2045. Die installierte Großwärmepump- und Elektrokesselleistung ist im Szenariopfad B größer als im Szenariopfad A. Trotz höherer Wärmeerzeugung sinken daher im Vergleich die Volllaststunden von Großwärmepumpen im Szenariopfad B. Elektrokessel werden im Szenariopfad B deutlich weniger eingesetzt als im Szenariopfad A, da die größere Großwärmepumpleistung häufiger zur Wärmebedarfsdeckung ausreicht.

3.3.3 Überschüssige Stromerzeugung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird als überschüssig angesehen, wenn das gesamte Angebot erneuerbarer Energien größer ist als die inländische Stromnachfrage und die verbleibende Strommenge auch nicht exportiert oder gespeichert werden kann. Es handelt sich also um einen Teil des erneuerbaren Stromerzeugungspotenzials, welcher durch den Strommarkt nicht genutzt wird. Bei dieser marktseitigen Betrachtung spielen innerdeutsche Netzrestriktionen, welche die Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien begrenzen können, keine Rolle. 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, Handelskapazitäten mit dem Ausland oder auch eine Flexibilisierung des Kraftwerksparks stets zu einer Reduzierung dieser Überschussmengen beiträgt.

Die Überschüsse der erneuerbaren Erzeugung sind in Tabelle 12 dargestellt und beziehen sich auf Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Als Bezugswert für das Erzeugungspotenzial erneuerbarer Energien wurde die erneuerbare Erzeugung plus die überschüssige Menge erneuerbarer Energien gewählt.

Zusammenfassend können über alle Szenarien zwischen 1,3 % und 2,7 % vom EE-Erzeugungspotenzial marktlich nicht integriert werden. Auch wenn in Einzelstunden hohe mögliche Einspeiseleistungen nicht genutzt werden können, so ist in vielen Einzelstunden keine marktseitige Abregelung notwendig. Im Szenario A 2045 z. B. ist in etwa 5 % der Stunden das Potenzial erneuerbarer Energien nicht vollständig nutzbar. In diesen Stunden wird im Mittel etwa 57 GW des Einspeisepotenzials erneuerbarer Energien nicht genutzt. Die im Vergleich zu A 2045 geringere Einsenkung in B 2045 kann unter anderem auf eine höhere installierte Leistung von zuschaltbaren Lasten wie Elektrolyseuren zurückgeführt werden.

Tabelle 12: Überschüssige Erzeugung erneuerbare Energien je Szenario

	A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
EE-Stromerzeugung in TWh	744,1	918,5	880,3	1057,1
Überschüssige EE-Stromerzeugung in TWh	16,4	14,0	24,3	13,5
Anteil der überschüssigen EE-Stromerzeugung am Potenzial in %	2,2	1,5	2,7	1,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3.4 Lastnahe Reserven

Lastnahe Reserven werden modellseitig eingesetzt, wenn zur Deckung der Stromnachfrage keine anderen Stromerzeuger oder Flexibilitätsoptionen mehr zur Verfügung stehen (s. Kapitel 2.5.2). Die Parametrierung von lastnahen Reserven ist in allen Marktgebieten identisch, sodass hieraus keine Anreize für zusätzliche Exporte oder Importe entstehen.

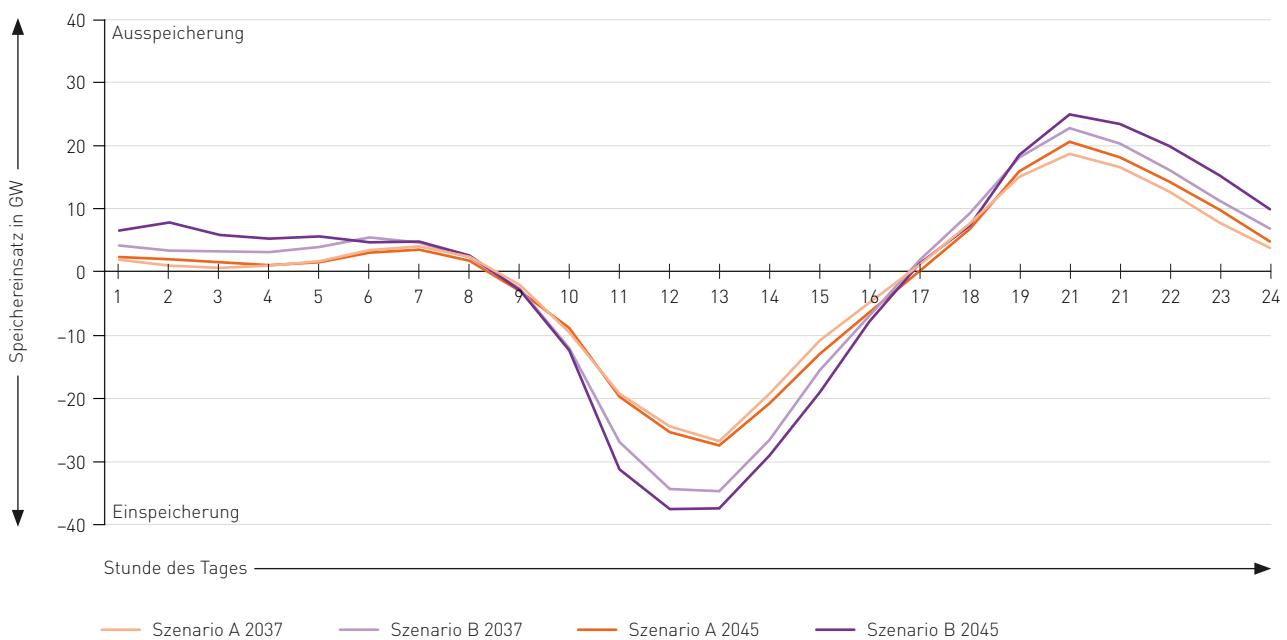
Die Ergebnisse zeigen, dass in den meisten Szenarien kein Einsatz von lastnahen Reserven in Deutschland erforderlich ist. Ein Bedarf besteht lediglich im Szenario A 2037, in dem die lastnahen Reserven mit 28,3 GWh zum Einsatz kommen. Dies bedeutet, dass im Szenario A 2037 ohne die modellierten lastnahen Reserven nicht ausreichend Erzeugungskapazität vorhanden wäre, um die Last jederzeit zu decken. Zur netzseitigen Bewältigung dieser Problematik haben die vier ÜNB daher die lastnahen Reserven modelliert. Die Berücksichtigung lastnaher Reserven dient der besonderen Anforderung an einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gemäß § 12b Abs. 2 S. 2 EnWG.

Es handelt sich ausdrücklich nicht um ein Ergebnis einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheitsbewertung. Daher ist eine belastbare Aussage über die zusätzlich benötigte Kraftwerkskapazität nicht möglich und auch nicht Aufgabe des NEP. 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 European Resource Adequacy Assessment (ERA). 

3.3.5 Einsatz Speicher und Flexibilität in Haushalten

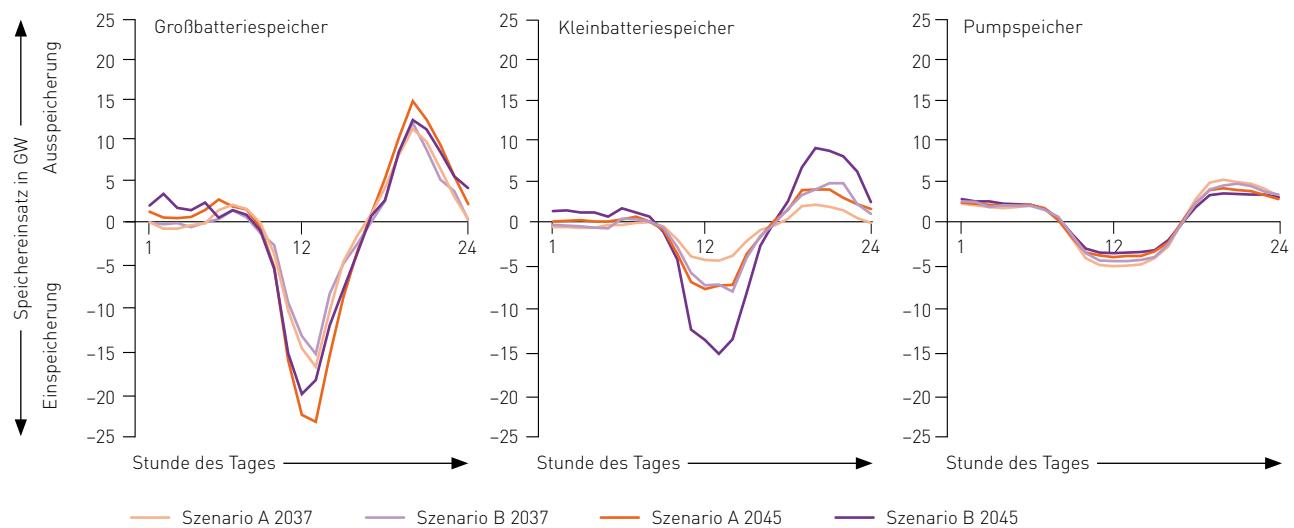
Speicher und marktorientierte Haushalte richten ihren Einsatz an der aktuellen Erzeugungs- und Nachfragesituation auf dem Strommarkt aus und sind eine wesentliche Quelle von Flexibilität. Marktorientierte Haushalte nutzen Wärmepumpen und das Laden von Elektroautos als flexible Verbrauchsoptionen. Als Speicher stehen dem Strommarkt Kleinbatterie-, Großbatterie- und Pumpspeicher zur Verfügung. Im Strommarktmodell werden sowohl Speicher als auch flexible Verbraucher technologieübergreifend kostenoptimiert eingesetzt.

Abbildung 32: Jahresdurchschnittlicher Tagesverlauf Speichereinsatz (marktorientierte Kleinbatterie-, Großbatterie- und Pumpspeicher aggregiert)



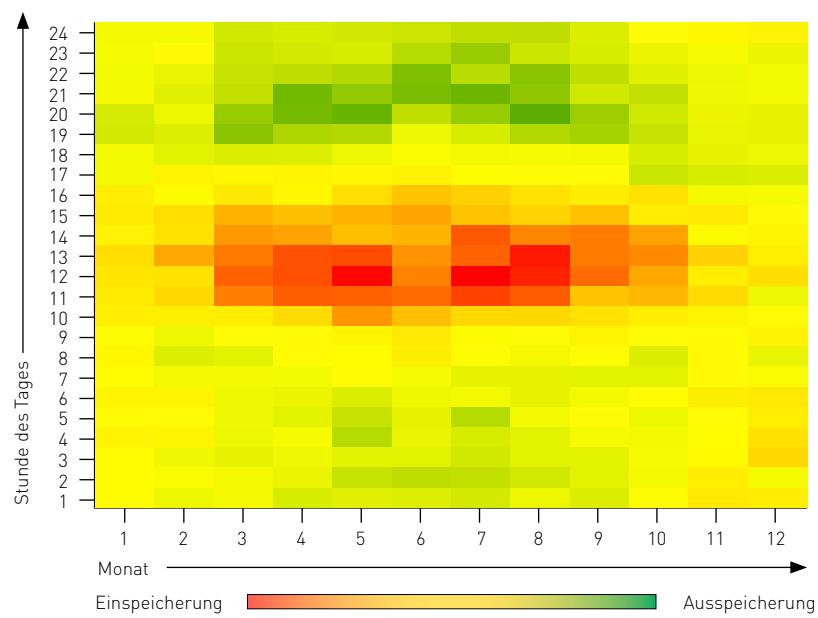
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In allen Szenarien zeigt sich ein deutliches tageszeitliches Einsatzmuster der Speicher. Kleinbatterie-, Großbatterie- und Pumpspeicher speichern gemeinsam im jahresdurchschnittlichen Tagesverlauf bis zu 38 GW ein und speichern bis zu 25 GW aus (s. Abbildung 32). Beide Werte entsprechen dem Szenario B 2045. Die Einspeicherung erfolgt typischerweise in den Mittagsstunden, um von den durch die PV-Erzeugung gesenkten Strompreisen zu profitieren. Die Ausspeicherung findet vor allem in den Abend- und Nachtstunden statt, wenn wenig oder keine PV-Erzeugung erfolgt und die Nachfrage hoch ist. Aufgrund der höheren installierten Leistungen überwiegt der Einsatz der Klein- und Großbatteriespeicher gegenüber Pumpspeicherkraftwerken (s. Abbildung 33). Da Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zu Batterien ein geringeres Verhältnis von Leistung zu Speichervolumen aufweisen, erfolgt das Laden mittags über einen längeren Zeitraum, während die Entladung abends sowie nachts ebenfalls länger andauert. Mit der steigenden Kapazität von Kleinbatteriespeichern und der konstanten Kapazität von Großbatteriespeichern geht der Einsatz von Großbatteriespeichern vom Szenario B 2037 zum Szenario B 2045 zurück.

Abbildung 33: Jahresschnittlicher Tagesverlauf Speichereinsatz

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

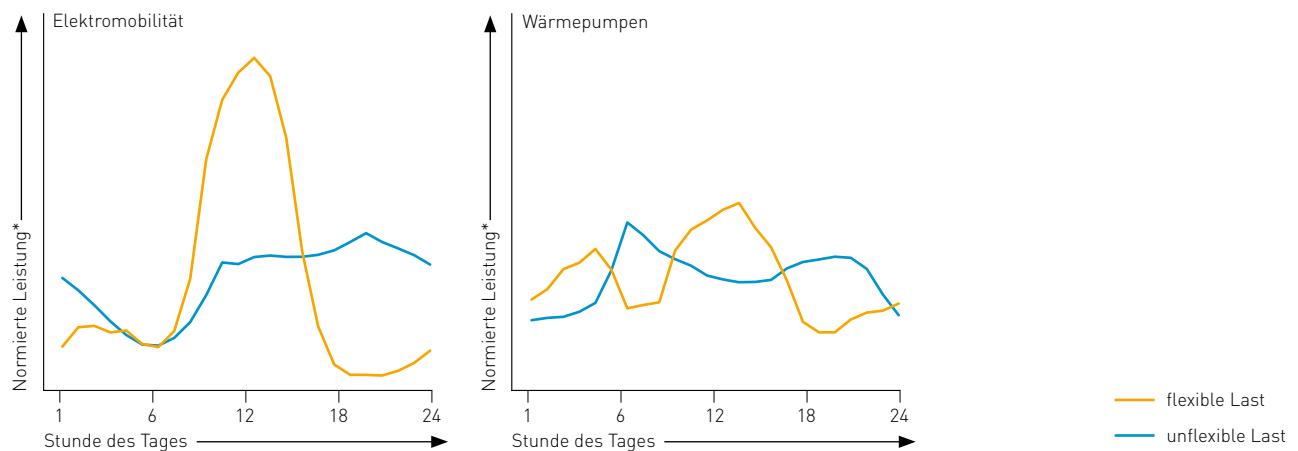
Bei der Betrachtung einzelner Stunden treten teilweise deutlich höhere Werte für die Ein- und Ausspeicherung auf, als dies im jahresschnittlichen Tagesverlauf der Fall ist. Wie in Abbildung 34 zu sehen ist, kommt es vor allem dann zu deutlich höheren Leistungen, wenn im Sommerhalbjahr größere Überschüsse erneuerbarer Energien auftreten, wohingegen in den Herbst- und Wintermonaten die Leistungswerte eher unter denen des jahresschnittlichen Tagesverlaufs liegen.

Abbildung 34: Einsatzmuster von Großbatteriespeichern nach Tageszeit und Monat in B 2045

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Flexibilitäten in marktorientierten Haushalten zeigen ein deutliches Lastverschiebungsverhalten (s. Abbildung 35). Wärmepumpen und Elektroautos in marktorientierten Haushalten verlagern ihren Stromverbrauch systematisch im Vergleich zu nicht-marktorientierten Haushalten. Bei der Elektromobilität wird der Ladevorgang verstärkt in die Mittagsstunden verschoben. Dies wird unter anderem durch eine Verlagerung der Ladevorgänge vom Werktag ins Wochenende ermöglicht, wenn Fahrzeuge häufiger angeschlossen sind und die Strompreise niedriger sind (s. Abbildung 36). Wärmepumpen zeigen ebenfalls ein deutlich verändertes Lastprofil: Die typischen Verbrauchsspitzen am Morgen und Abend werden bei flexibler Steuerung in die Nacht- und Mittagsstunden verschoben.

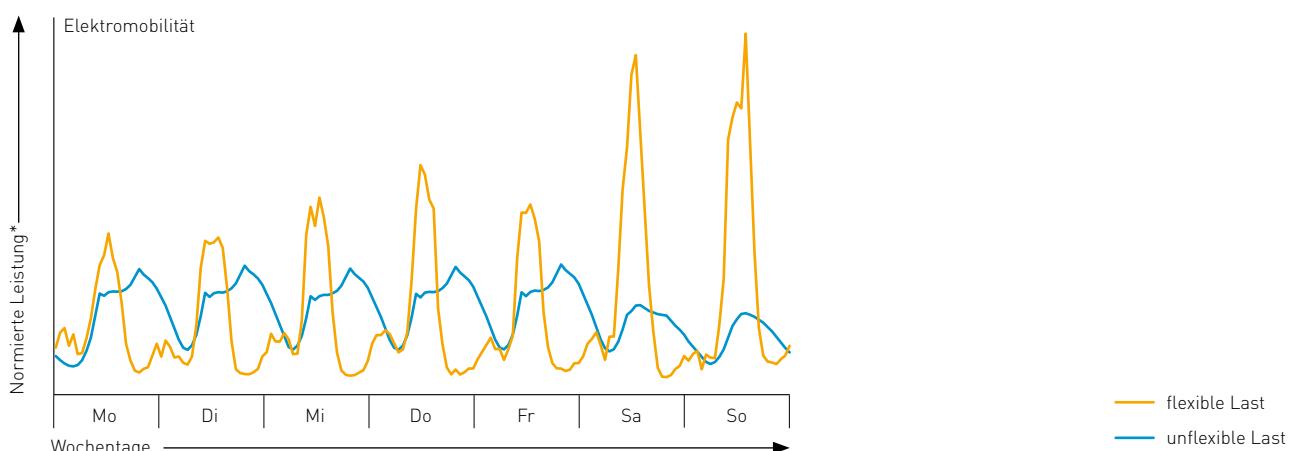
Abbildung 35: Normierter jahresdurchschnittlicher Tagesverlauf von flexiblen und unflexiblen Lasten im Szenario B 2045



* Die Energiemenge für jede Kurve wurde auf eins normiert, um die Profile vergleichbar zu machen. Daher ist die normierte Leistung eine dimensionslose Größe.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 36: Normierter jahresdurchschnittlicher Wochenverlauf von E-PKW-Ladevorgängen in B 2045

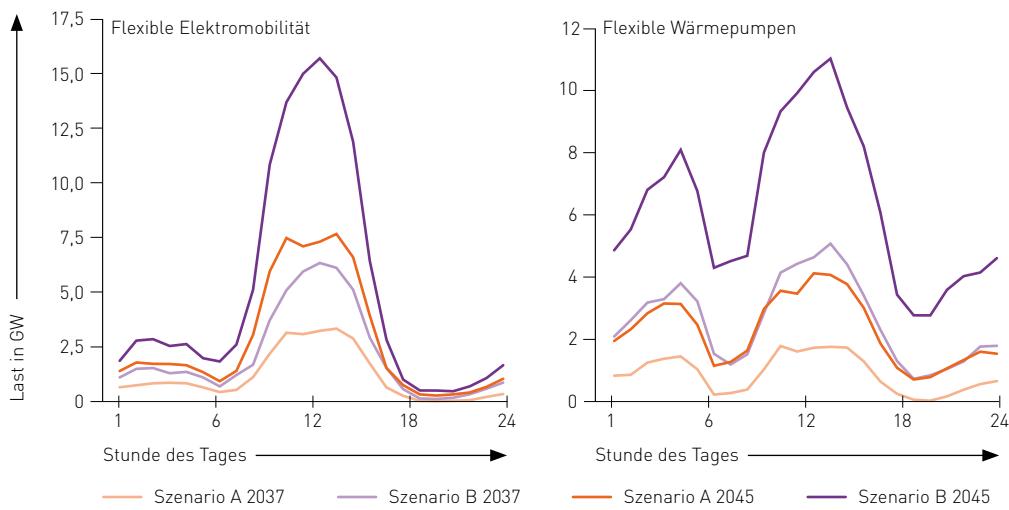


* Die Energiemenge für jede Kurve wurde auf eins normiert, um die Profile vergleichbar zu machen. Daher ist die normierte Leistung eine dimensionslose Größe.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Last durch flexible Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen erreicht im jahresdurchschnittlichen Tagesverlauf bis zu 16 GW bzw. 11 GW (s. Abbildung 37). Die Last von flexiblen Wärmepumpen ist im Winter erwartungsgemäß deutlich höher als im Sommer und erreicht ein Maximum von 51 GW im Szenario B 2045.

Abbildung 37: Jahresschnittlicher Tagesverlauf von flexiblen E-PKW-Ladevorgängen und Einsatz flexibler Wärmepumpen



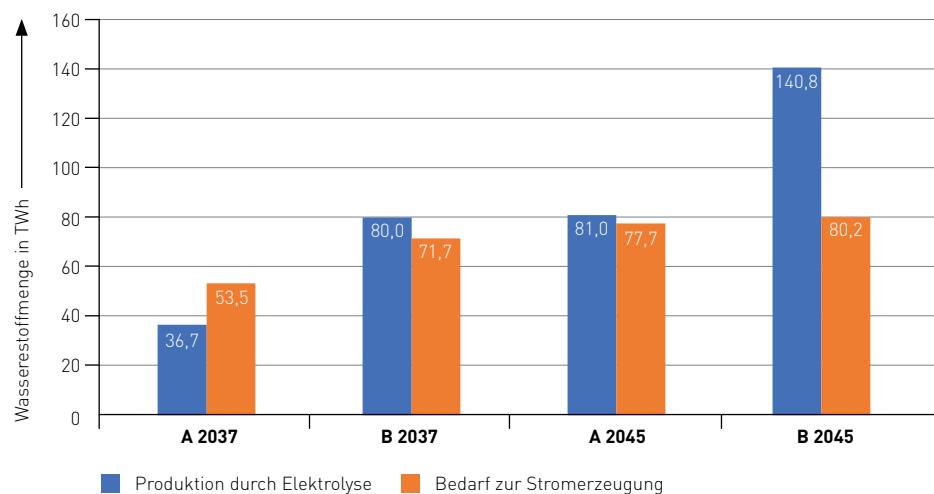
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3.6 Wasserstoff und Elektrolyse

Der Wasserstoffsektor ist über Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke unmittelbar mit dem Stromsektor gekoppelt. Elektrolyseure produzieren Wasserstoff im Modell dann, wenn der Großhandelsstrompreis eine wirtschaftliche Erzeugung erlaubt. Der aus der Elektrolyse resultierende Jahresstromverbrauch und somit auch die Wasserstoffproduktion variieren je nach Szenario erheblich (s. Abbildung 21). Wasserstoffkraftwerke kommen häufig zum Einsatz, wenn erneuerbare Energien und Speicher die Nachfrage nicht vollständig decken können und keine günstigeren Stromimporte aus dem Ausland zur Verfügung stehen.

Die jährlich erzeugte Wasserstoffmenge je Szenario ergibt sich im Rahmen der Marktsimulation bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 70 % aus dem Stromverbrauch der Elektrolyseure (s. Abbildung 38). Dargestellt sind jeweils die Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse und der Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung. Im Szenario B 2045 übersteigt die Wasserstoffproduktion deutlich den Bedarf des Stromsektors. In den übrigen Szenarien zeigt sich entweder ein Defizit oder eine nahezu ausgeglichene Bilanz. Neben dem Sektor Strom wird auch in den Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr Wasserstoff benötigt. Unter Berücksichtigung der Ankerpunkte der Systementwicklungsstrategie 2024 des BMWK, die zur Orientierung eine Wasserstoffnachfrage zwischen 360 und 500 TWh über alle Sektoren im Zieljahr 2045 angibt, ist in allen Szenarien davon auszugehen, dass Wasserstoffimporte notwendig sind.

Abbildung 38: Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung

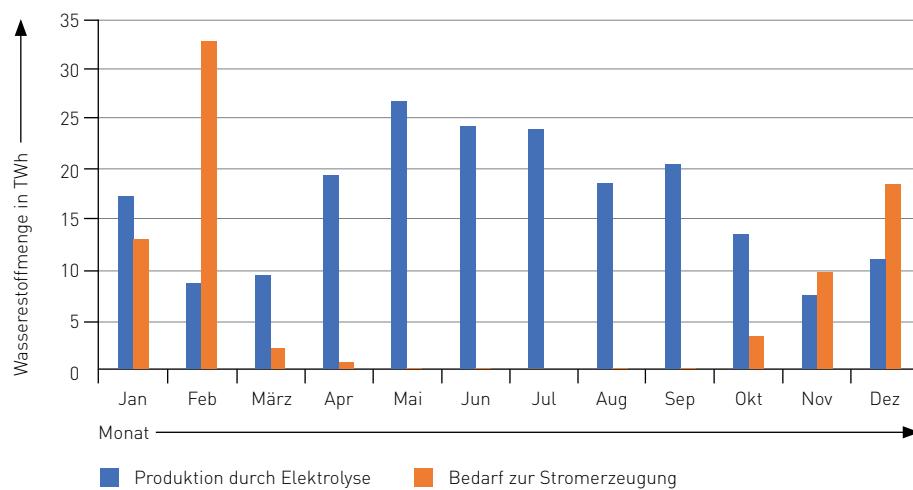


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der strompreisorientierte Betrieb der Elektrolyseure führt zu einer ausgeprägten Saisonalität (s. Abbildung 39). Die höchsten Produktionsmengen fallen in das Sommerhalbjahr zwischen April und September. Zusätzlich ermöglichen windreiche Phasen im Januar einen wirtschaftlichen Betrieb. Der Einsatz folgt dabei dem Erzeugungsmuster der Photovoltaikanlagen. Elektrolyseure laufen daher bevorzugt in den Mittagsstunden, da in diesen die Strompreise meist niedrig sind (s. Abbildung 40).

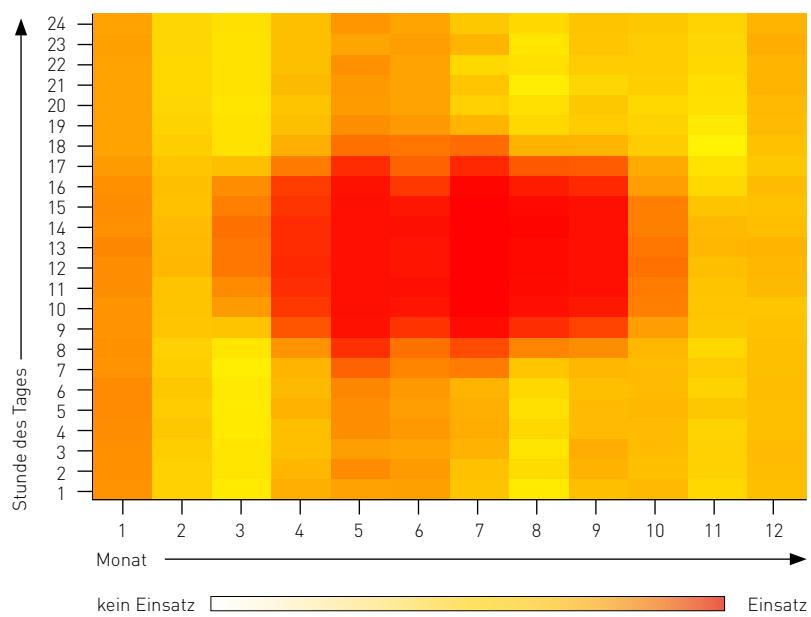
Die Stromerzeugung aus Wasserstoff zeigt einen gegenläufigen saisonalen Verlauf: Während im Sommer kaum Bedarf an Wasserstoff besteht, steigt er im Winter deutlich an. Dies ist auf eine geringere Erzeugung aus erneuerbaren Energien zurückzuführen. In dieser Zeit wird auf im Sommer produzierten und gespeicherten Wasserstoff oder auf Importe zurückgegriffen.

Abbildung 39: Monatliche Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung in B 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 40: Einsatzmuster Elektrolyseure nach Tageszeit und Monat in B 2045

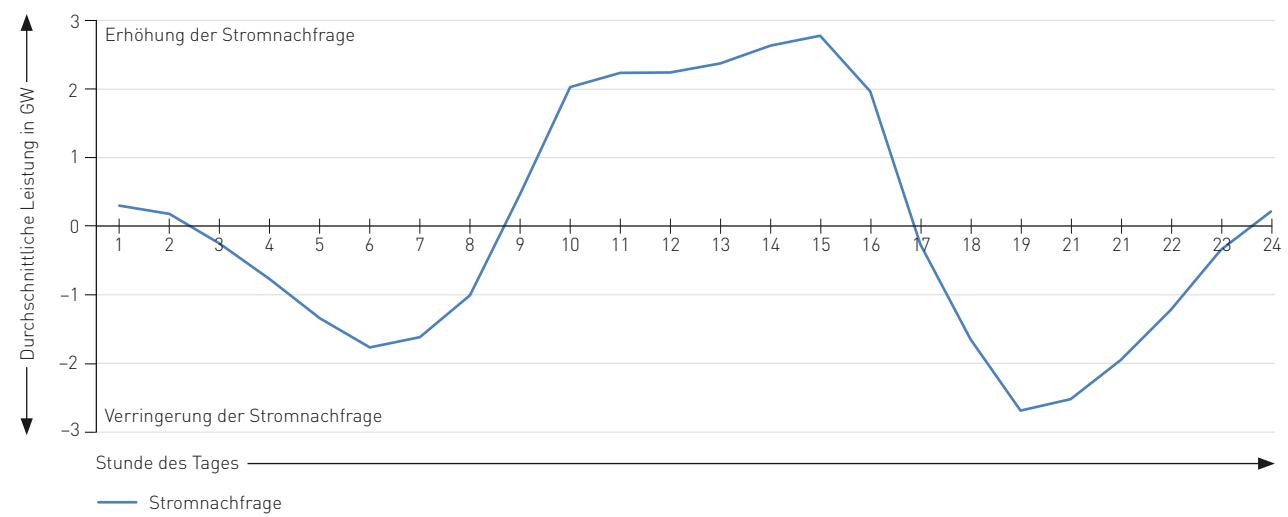


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3.7 Flexibilität in Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Eine weitere Flexibilisierung des Stromverbrauchs in der Industrie und dem GHD-Sektor wird über sogenanntes DSM abgebildet. Darunter fallen Lasten, die ihren Bedarf an den Strompreis anpassen können, die Last also entweder verschieben oder abschalten. Verschiebungen finden in der Regel innerhalb eines Tages statt. Abbildung 41 illustriert die tagesdurchschnittliche DSM-Verschiebezeitreihe.

Abbildung 41: Durchschnittlicher Tagesverlauf verschiebbarer DSM-Anlagen in B 2045



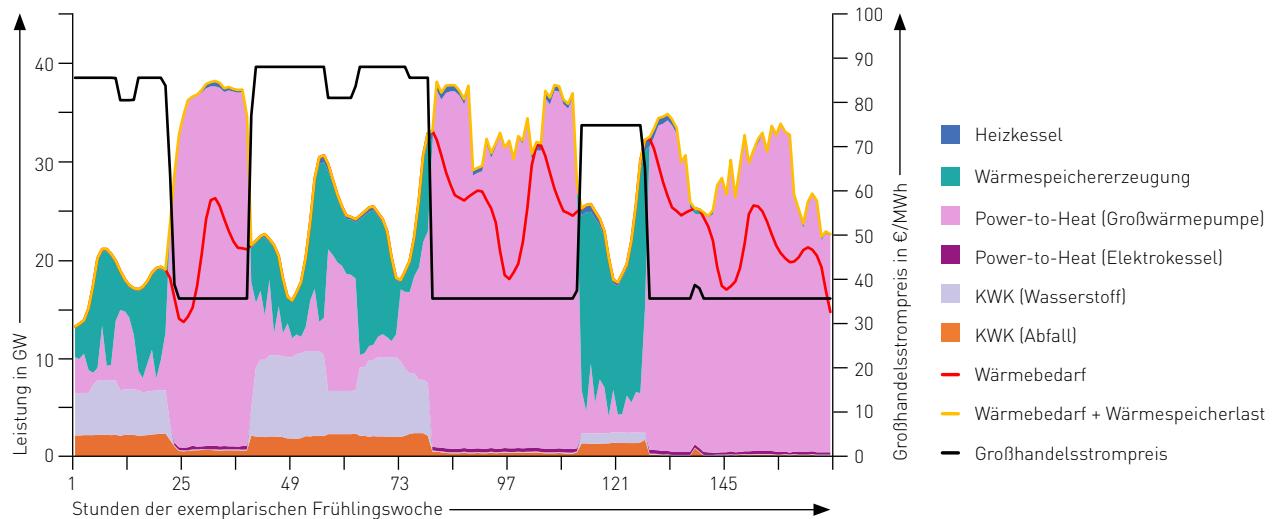
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Typischerweise wird die Last in den Morgen- und besonders in den Abendstunden eingesenkt. Diese Last wird in den Zeitraum um die Mittagszeit, zwischen 9 und 16 Uhr, verschoben. Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen, dass verschiebbare Lasten einen Beitrag zur Flexibilisierung leisten. In den betrachteten Szenarien wird beispielsweise eine Energiemenge in Höhe von etwa 5,1 TWh im Szenario B 2037 und 8,2 TWh im Szenario B 2045 verschoben. Die abschaltbaren Lasten leisten ebenfalls einen Beitrag zur Flexibilisierung, sodass der Gesamtstromverbrauch im Szenario A 2045 um etwa 2,3 TWh und im Szenario B 2045 um 2,9 TWh reduziert wird.

3.3.8 Wärmebedarfsdeckung in Fernwärmennetzen

Der in Kapitel 2.4.7 ermittelte, in der Marktsimulation zu deckende Wärmebedarf über alle Fernwärmennetze ist in Abbildung 42 als rote Linie exemplarisch für eine Woche im Frühling dargestellt. Der zu deckende Wärmebedarf beschreibt den Teil der Wärmeversorgung in Fernwärmennetzen, welcher mit dem Stromversorgungssystem in Wechselwirkung steht. Darüber hinaus werden in Abbildung 42 die Erzeugungszeitreihen der für diese Betrachtung relevanten Technologien und der Großhandelsstrompreis abgebildet. Letzterer beeinflusst den Einsatz der Technologien maßgeblich.

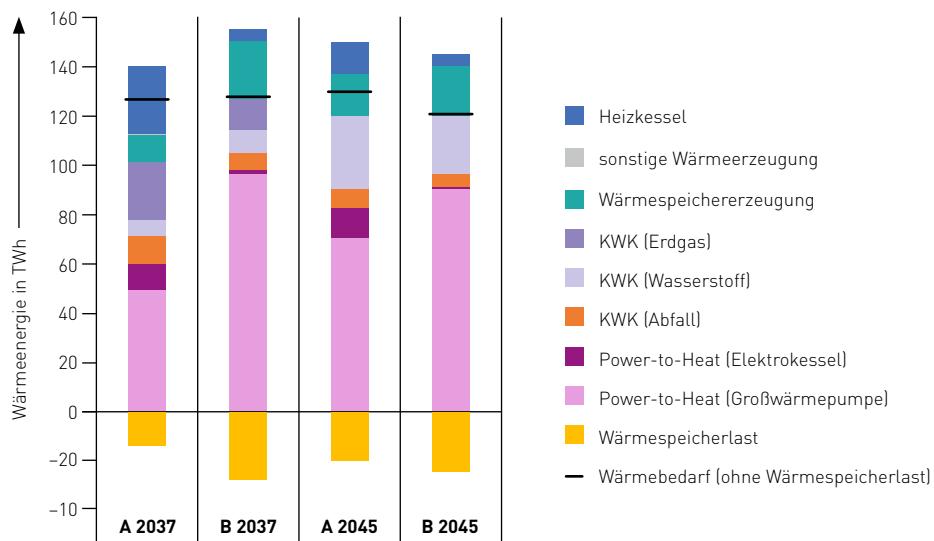
Abbildung 42: Wärmebedarf und -bereitstellung in Fernwärmennetzen – exemplarische Woche im Frühling in B 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Großwärmepumpen dominieren die Wärmebereitstellung in der exemplarischen Frühlingswoche, da sie die kosteneffizienteste Wärmequelle darstellen. Mit einer angenommenen Jahresarbeitszahl von 3 MWh_{th}/MWh_{el} liegen die Kosten des Großwärmepumpeneinsatzes bei einem Drittel des jeweils aktuellen Strompreises. Obwohl Elektrokessel im Szenario B 2045 eine ähnlich hohe installierte elektrische Gesamtleistung im Vergleich zu Großwärmepumpen aufweisen, stellen Elektrokessel mit einer Jahresarbeitszahl von 1 MWh_{th}/MWh_{el} entsprechend weniger Wärme bereit. Mit einer zyklischen Effizienz von 90 % lassen sich Wärmespeicher in Stunden mit niedrigen Großhandelsstrompreisen füllen und in Stunden hoher Großhandelsstrompreise leeren. Diese Dynamik lässt sich über die gesamte exemplarische Woche hinweg beobachten: Während Wärmespeicher im Laufe des ersten Tages, an dem Großhandelsstrompreise fast 90 EUR/MWh erreichen, Wärme abgeben, nehmen sie in der ersten Hälfte des zweiten Tages hauptsächlich Wärme aus Großwärmepumpen zu einem Preis von ca. 12 EUR/MWh_{th} auf.

Bei hohen Großhandelsstrompreisen werden Power-to-Heat-Technologien zunehmend unattraktiver. Die Bereitstellung von Wärme durch KWK-Anlagen steigt, wie beispielsweise im Bereich der Stunden 50–70 zu sehen ist, da diese nicht auf Strom, sondern auf andere Energieträger zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung zurückgreifen. KWK-Anlagen tragen hauptsächlich außerhalb der Sommermonate zur Wärmeversorgung bei, da es in diesen zu höheren Strompreisen kommt. Heizkessel (reine Heizwerke ohne KWK) sind in der exemplarischen Woche kaum relevant. Diese tragen in der Regel nur dann zur Wärmeversorgung bei, wenn der Wärmebedarf besonders hoch ist.

Abbildung 43: Wärmebereitstellung in Fernwärmennetzen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Auch bei der Betrachtung der Jahresenergiemengen der Wärmeversorgung in Abbildung 43 zeigt sich, dass Großwärmepumpen als kosteneffizienteste Technologie dominieren.

Weiterführende Dokumente und Links

- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024). Systementwicklungsstrategie 2024. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/2024-systementwicklungsstrategie.pdf?blob=publicationFile&v=10> [Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025]

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen und
Marktmodellierung
- 3 Marktsimulationsergebnisse
- 4 Technologie und Innovationen
- 5 Offshore-Netz
- 6 Onshore-Netz
- 7 Interkonnektoren
- 8 Maßnahmenübersicht
- 9 Konsultation
- 10 Zusammenfassung



4 Technologie und Innovationen

Zusammenfassung

- Die Anforderungen an das Übertragungsnetz werden zunehmend komplexer. Das Übertragungsnetz muss zukünftig einer höheren Volatilität der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie weiträumiger Transportwege gerecht werden. Damit die Transformation zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem gelingt, setzen die vier ÜNB auf eine Bandbreite an innovativen Lösungen und Technologien bei gleichzeitiger Gewährleistung der technischen Sicherheit nach § 49 EnWG.
- Die ÜNB untersuchen technische Lösungen sowie Betriebskonzepte, die eine Erhöhung der Transportkapazität der bestehenden Netzinfrastruktur unter Wahrung der Systemstabilität ermöglichen. Im Kontext der Netzoptimierung werden der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb sowie die Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile auch in diesem NEP berücksichtigt.
- Zudem haben die ÜNB auch dieses Mal mögliche Potenziale zukünftiger innovativer Technologien der kurativen Systemführung, die in Pilotprojekten erprobt werden, implizit unterstellt. Erste Netzbooster werden voraussichtlich im Jahr 2027 in Betrieb gehen können. Weitere kurative Maßnahmen für eine Pilotierung sind in der Prüfung und Vorbereitung.
- Für den Umbau des Energiesystems und den damit einhergehenden veränderten Anforderungen an das Übertragungsnetz ermöglicht die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Technologie (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 vernetzten Direct Current-Strukturen ermöglicht es, weitere Netzflexibilitätspotenziale zu heben, während die begleitende technologische Standardisierung Chancen bietet, 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 vernetzte Systeme mit technologischen Rückfallebenen zu planen.
- Der derzeitige Regulierungsrahmen setzt keine ausreichenden Anreize für kosteneffiziente und technologie-neutrale 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.

Das Kapitel Technologie und Innovationen umfasst die folgenden Themen: 4.1 „Auswahl eines kombinierten AC/DC-Netzes als Technologiekonzept“, 4.2 „Technologiereifegrade im Netzentwicklungsplan“, 4.3 „AC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz“, darunter Informationen zum Leistungsmonitoring Höherauslastung von Betriebsmitteln, Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen und Lastflusssteuerung. Einen Überblick zu Allgemeinen DC-Technologien, Multiterminal-Systemen sowie der Vernetzung von Offshore-Netzanbindungssystemen bietet das darauffolgende Kapitel 4.4 „DC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz“. Zum Schluss werden im Kapitel 4.5 „Regulatorischer Rahmen für Innovationen“ die Regulatorik dargestellt.

4.1 Auswahl eines kombinierten AC/DC-Netzes als Technologiekonzept

Die vier ÜNB haben sich im Laufe des im Jahr 2011 neu aufgesetzten Prozesses zum NEP für eine Kombination aus Verstärkung und Ausbau des Übertragungsnetzes im Bereich Wechselstrom (Engl. Alternating Current (AC)) in Verbindung mit der Einführung der Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) (vgl. dazu erstmalig NEP 2022, Kap. 5) als Technologiekonzept im Sinne anderweitiger Planungsmöglichkeiten gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 5 sowie Abs. 4 EnWG entschieden. Die etablierte AC-Technologie ermöglicht eine kostengünstige und effiziente Transformation in hohe Spannungen für den Transport. Viele Abspannpunkte im AC-Netz dienen einerseits der Versorgung von Regionen und Städten und andererseits der Aufnahme von regional erzeugtem Strom. Auf langen Strecken stößt die 380-kV-AC-Technologie allerdings physikalisch an ihre Grenzen und geht mit deutlich erhöhten Verlusten einher.

Zu diesem Zweck wird die Übertragung mit Gleichstrom (Engl. Direct Current (DC)) eingesetzt. Ihr Vorteil liegt in der verlustarmen, bedarfsgerechten Übertragung von elektrischer Energie. Während erste DC-Anwendungen an Land bereits vor rund 25 Jahren realisiert wurden – wie etwa die DC-Kurzkupplung „Mittelrhein-Strombrücke“ in den 2000er Jahren zur Verbindung zwischen Deutschland und Belgien – werden DC-Systeme im deutschen Übertragungsnetz erst seit Beginn der 2020er Jahre großflächig an Land eingesetzt. Die innerdeutschen DC-Großprojekte A-Nord, Ultranet, SuedLink und SuedOstLink befinden sich derzeit im Bau.

Für den Anschluss der DC-Verbindungen bieten sich vorrangig netztechnisch gut erschlossene Regionen mit Erzeugungsüberschuss bzw. Erzeugungsunterdeckung an. Dies sind insbesondere südländliche Netzbereiche, in denen früher Kernkraftwerke angeschlossen waren und derzeit noch Kohlekraftwerke angeschlossen sind, da sich dort in der Regel bereits starke Netzknoten zur Einbindung in das AC-Netz befinden. Neben dem vorrangigen Nord-Süd-Transport von Leistung aus On- und Offshore-Windenergie können die DC-Verbindungen auch dazu genutzt werden, bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren. Sie haben einen ökologischen und ökonomischen Nutzen, da sie Engpässe vermeiden, die durch die Einspeisung günstiger Erzeuger mit niedrigen variablen Kosten entstehen. Für den Transport großer Strommengen über lange Distanzen sind DC-Verbindungen sowohl kosten- als auch flächeneffizient.

Die DC-Verbindungen haben eine besondere netztechnische Bedeutung für das gesamtdeutsche Netz. Sie stabilisieren das AC-Netz und können – anders als dieses – gezielt als aktive Netzelemente zur Steuerung von Leistungsflüssen eingesetzt werden und somit direkt auf Wirk- und Blindleistung einwirken. In einer Zeit mit immer größeren Variationen im Leistungsflussverhalten durch immer höhere volatile Einspeisung hat diese Steuer- und Regelbarkeit einen hohen Wert für einen nachhaltig sicheren Betrieb des elektrischen Systems. Zudem entsteht im Normalbetrieb durch die DC-Leitungen, anders als bei AC-Stromleitungen, kein weiterer Blindleistungsbedarf für diese langen Übertragungsstrecken. Bei weiterer Integration von leistungselektronischen Anlagen wie HGÜ-Konvertern und Static Synchronous Compensators (STATCOM)-Anlagen ist darauf zu achten, dass die Regler dieser Anlagen sich nicht negativ gegenseitig beeinflussen. Dieser Herausforderung widmen sich die vier ÜNB intensiv.

Neben dem Ausbau des DC-Netzes wird weiterhin eine Verstärkung und ein Ausbau des AC-Netzes benötigt. Nachfolgend sind die hierfür wesentlichen Gründe aufgeführt:

Die flächendeckende Versorgungsaufgabe baut auf einer bestehenden AC-Netztopologie der Übertragungs- und Verteilnetze auf. Diese muss auch weiterhin erfüllt werden, wenn die Systemleistung durch Verstärkungsmaßnahmen der bestehenden Netztopologie erhöht wird. Dies gilt sowohl bei Flexibilisierungsmaßnahmen zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit als auch für die Wahl einer höheren Spannungsebene (Umstellung von 220 kV auf 380 kV). In beiden Fällen müssen AC-Einspeisepunkte in die unterlagerten 110-kV-Spannungsebenen unter Wahrung der (n-1)-Sicherheit erhalten bleiben.

Das bestehende AC-Netz besitzt erhebliche Potenziale für weiträumige Energieübertragungen. Diese sind jedoch wegen lokaler und regionaler Engpässe nicht immer nutzbar und stehen erst nach gezielten Verstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen zur Verfügung. Die Optimierung der bestehenden AC-Netztopologie im Hinblick auf Fernübertragungsaufgaben erfordert daher gezielten Zubau an AC-Technik (u. a. Lückenschlüsse).

Die Standorte neuer konventioneller Erzeugungseinheiten werden weitgehend unabhängig von den netztechnischen Gegebenheiten festgelegt. Darüber hinaus findet ein weiterer starker Zubau an regenerativer Energieerzeugung dezentral an Land mit Netzzanschlüssen in den Verteilnetzebenen statt (Wind, Photovoltaik, Biomasse). Die Einbindung dieser Erzeugung und Übernahme von Leistungsüberschüssen aus den Verteilnetzen durch das Übertragungsnetz erfordert Netzausbau in AC-Technik.

Daher ist trotz vorteilhafter Eigenschaften der DC-Technologie im Sinne einer gesamthaften Optimierung der Übertragungskapazitäten ein weiterer Zubau des vorhandenen AC-Netzes erforderlich.

Generell erfolgt die Optimierung bzw. der Zubau des Netzes gemäß NOVA-Prinzip. Das NOVA-Prinzip steht für Netzoptimierung vor Verstärkung und Ausbau. Es ist ein Leitbild im Stromnetzausbau, das darauf abzielt, die bestehende Infrastruktur effizienter zu nutzen sowie Landschaftseingriffe und Kosten zu minimieren. Dies beinhaltet die Optimierung der vorhandenen Netze durch technologische Verbesserungen, bevor in eine physische Verstärkung oder Erweiterung des Netzes investiert wird. Es wird angestrebt, kosteneffiziente Lösungen zu finden und die Auswirkungen auf die Umwelt und die Bevölkerung zu minimieren, indem auf den Ausbau bestehender Anlagen und Technologien gesetzt wird, anstatt sofort Neue zu bauen. Weitere Informationen dazu im Kapitel 6.1.2.

4.2 Technologiereifegrade im Netzentwicklungsplan

Gemäß § 49 Abs. 1 EnWG sind Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind als maßgeblicher Technikstandard – vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften – die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten. Die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik wird vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., eingehalten worden sind. Die „anerkannten Regeln der Technik“ setzen voraus, dass die Technik 1. in den maßgeblichen Fachkreisen anerkannt ist und 2. in der Praxis bereits erprobt wurde und sich bewährt. Bereits bei der Netzplanung ist nach § 12b Abs. 2 S. 2 EnWG dem Erfordernis eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs in besonderer Weise Rechnung zu tragen.

Im NEP-Prozess können Technologien bei der Alternativenprüfung berücksichtigt werden, die bereits einen hohen Technologiereifegrad (TRG) haben (dazu sogleich). Ein hoher TRG der Technologie führt nicht unmittelbar zu deren Einsatz im Netzausbau. Hierfür ist zu bewerten, ob ihr Einsatz technisch, wirtschaftlich und genehmigungsfachlich sinnvoll ist. Dementsprechend halten die vier ÜNB es bei diesen Technologien für realistisch, dass die Anforderungen der „anerkannten Regeln der Technik“ bis zum Einsatz der Technik erfüllt werden.

Der TRG ist insofern ein hilfreicher Indikator, der eine Übersicht darüber gibt, ob die Technologie bereits verwendet und zur Verfügung steht oder sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium befindet. Weitere Informationen zu den Rahmenbedingungen für die Netzausbauplanung enthalten die Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes der vier ÜNB.

Um die Auswahl an Technologien in diesem Kapitel einzuschränken, werden hier lediglich Technologien beschrieben, die einen TRG von 6-7 aufweisen. Dies entspricht einem Stadium, in dem Technologien nach den betreffenden Regelwerken qualifiziert wurden und die Abnahme in Anwesenheit eines Endanwenders erfolgt ist (s. Tabelle 13).

Tabelle 13: Technologiereifegrad in Analogie zum Technology Readiness Level

Technologiereifegrad (TRG) für Netzentwicklungsplan	Erläuterungstext	NASA Technology Readiness Level (TRL)
TRG 1: Beobachtung der Grundansätze	Langfristige Prognosen, Entwicklung des politischen Umfeldes und Globalziele, Vorhersagen	TRL 1: basic principles observed
TRG 2: Formulierung des Technologiekonzepts	Sichtung der bisherigen Konzepte und Erfahrungen, Abschluss der theoretischen Machbarkeitsstudie/-n	TRL 2: technology concept formulated
TRG 3: Validierung des Konzepts	Untersuchungen der Teilkomponenten im Labor, Nachbildung in digitaler Umgebung, Nachweise der grundsätzlichen Funktionsfähigkeit der einzelnen Teile	TRL 3: experimental proof of concept
TRG 4: Herstellung eines Prototyps	Möglichkeit der Zusammensetzung zu einem Prototyp des Geräts/Technologie, Detailnachbildung in digitaler Umgebung	TRL 4: technology validated in lab
TRG 5: Validierung des Prototyps im Labor	Prüfungen des Prototyps im Labor bzw. Validierung der Funktionsfähigkeit in z.B. „hardware in the loop“, Wiederholte Zyklen der Tests und Nachbesserungen/Weiterentwicklungen	TRL 5: technology validated in a relevant environment (...)
TRG 6: Typtests und Nachweise	Abnahmen der Produkte/Technologie in Anwesenheit des Endanwenders ggf. Durchführung weiteren Qualifizierungsmaßnahmen entsprechend der „Allgemein anerkannten Regeln der Technik“ (z. B. IEEE/IEC Standards, BDEW/FNN Anwendungsregel, EnWG)	TRL 6: technology demonstrated in a relevant environment (...)
TRG 7: Pilotprojekt im Übertragungsnetz	Erstmaliger Einsatz des Produktes/Technologie im Übertragungsnetz	TRL 7: system prototype demonstration in an operational environment
TRG 8: Garantie/Nachbesserungsphase	Messung der Performance, Feedback an Hersteller und ggf. Nachbesserungen	TRL 8: system complete and qualified
TRG 9: Technologie/Produkt wird regelmäßig eingesetzt	Produkt/Technologie wird als Standardanwendung angesehen	TRL 9: actual system proven in an operational environment (...)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Neben den Technologien mit einem fortgeschrittenen Reifegrad (TRG ≥ 6) fördern die ÜNB in Deutschland auch innovative Technologien, die sich noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium befinden (TRG 3 bis einschließlich TRG 5). Es werden innovative Technologien vorangetrieben, die vielversprechend im Hinblick auf die Einsatzmöglichkeiten im künftigen Übertragungsnetz sind. Dazu zählen z. B.:

- Supraleitende Strombegrenzer (Begrenzung von Kurzschlussströmen)
- Kurzschlussstrombegrenzungsdrosseln
- Einführung SF₆-freier Schaltgeräte und Anlagen zur Minderung des Global-Warming-Potentials
- Diverse Monitoringsysteme zur Verlängerung der Nutzungsdauer der Betriebsmittel und zur Instandhaltungsoptimierung
- Fehler-Ortungssysteme für sehr lange HVDC-Kabel zur Reduktion der Ausfallzeiten
- Einsatz neuer Freileitungs-Masttypen und -provisorien
- Entwicklung von 380-kV-Kabeln zum wiederholten, temporären Einsatz (sogenannte Baueinsatzkabel)
- Höherauslastung von Offshore Netzanbindungssystem-Kabeln
- Einführung von Grid-Forming-Funktionalität in STATCOM und HGÜ-Konvertern
- DC-Leistungsschalter für HGÜ-Multiterminal-Systeme

Wie lange es konkret dauert, bis Technologien, die sich noch in einem frühen Reifestadium befinden, einsatzbereit sind, ist fallabhängig. Die Entwicklung entsprechender Technologien wird durch die ÜNB beobachtet und gefördert. In Pilotprojekten werden sie erprobt und bewertet.

In diesem Zusammenhang vernetzt der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) ÜNB miteinander: Die wesentlichen Entwicklungsbedarfe der Technologien, die in Übertragungsnetzen zum Einsatz kommen, werden durch Forschungs-, Entwicklungs- und Innovations-Komitees der ENTSO-E in drei Unterlagen (Research, Development and Innovation (RDI) Roadmap, RDI Implementation Plan, RDI Monitoring Report) fortlaufend aktualisiert. Weitere Informationen dazu können dem [RDI Monitoring Report 2022 der ENTSO-E](#) entnommen werden.

Innerhalb der vergangenen 10 Jahre wurde eine Reihe von neuen Technologien in die Übertragungsnetze eingeführt. Darunter zählen u. a. HGÜ-Leitungen und -Kabel, STATCOM-Anlagen, witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb, Phasenschiebertransformator (PST) und Hochtemperaturleiterseile. Weitere Informationen dazu sind in den folgenden Kapiteln zu finden.

4.3 AC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz

Als Dreiphasenwechselstrom, auch „Drehstrom“ genannt, bezeichnet man drei einzelne Wechselströme bei gleicher Frequenz, die zueinander um 120° phasenverschoben sind. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird zum größten Teil in der Dreh- bzw. Wechselstrom-Technik betrieben. Die erste Stromübertragungsleitung in Deutschland wurde 1891 gebaut. Sie verlief über eine Strecke von ca. 176 km zwischen Lauffen am Neckar und Frankfurt am Main und demonstrierte die Möglichkeiten der Fernübertragung von elektrischem Strom mittels Wechselstroms. Dementsprechend habend die vier ÜNB langjährige Erfahrung mit dem Bau, Betrieb und der Systemführung von AC-Leitungen. Die Technik der Wechselstromübertragung wurde fortwährend überprüft und optimiert.

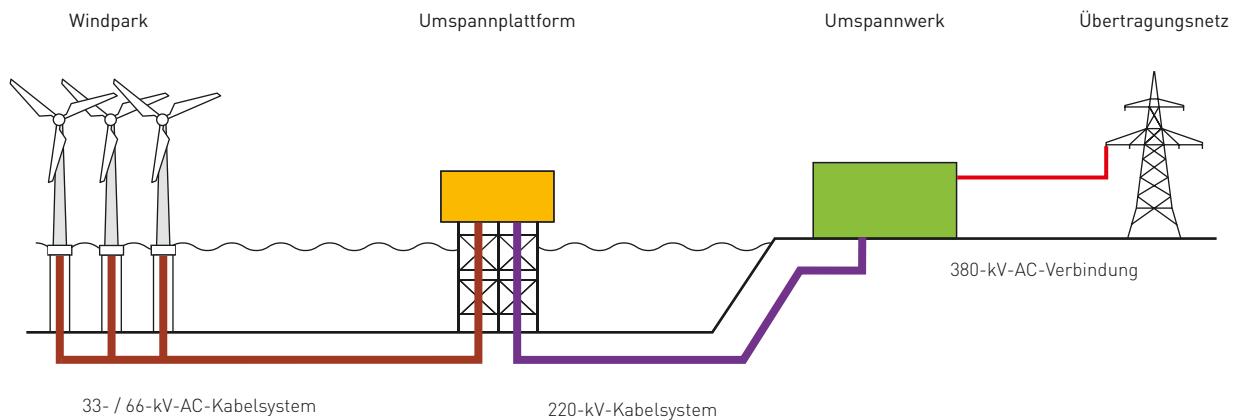
Im AC-Übertragungsnetz gibt es verschiedene technische Komponenten, die für die Funktion und Effizienz des Netzes entscheidend sind:

- **AC-Freileitungen** bestehen im Wesentlichen aus einem leitenden Kern, der häufig aus Aluminium oder einer Aluminium-Stahl-Kombination gefertigt ist, um das Gewicht niedrig zu halten und die Festigkeit zu erhöhen. Der Leiter wird von Isolatoren gehalten, die ihn physisch von den Masten und anderen Erdungsverbindungen trennen. Diese Isolatoren bestehen oft aus Porzellan, Glas oder speziellen Kunststoffen. Die Tragmasten für Freileitungen sind typischerweise aus Stahl oder Beton gefertigt, um Stabilität und Widerstandsfähigkeit gegen Witterungseinflüsse zu gewährleisten.
- **AC-Kabel** sind speziell für die Übertragung von Wechselstrom in elektrischen Netzwerken entwickelt und bestehen aus Leitern, meist aus Kupfer oder Aluminium. Sie verfügen über isolierende Schichten aus Materialien wie PVC oder Gummi, die die Sicherheit gewährleisten, indem sie den Strom im Kabel halten. Einige Kabel sind zusätzlich mit einer Schirmung aus Metallgeflecht versehen, um elektromagnetische Interferenzen zu reduzieren. Der Außenmantel schützt die Kabel vor mechanischen Schäden und Umwelteinflüssen. AC-Kabel sind entscheidend für die Stromversorgung in Haushalten, Bürogebäuden sowie industriellen Anlagen und Kommunikationsnetzen. Sie ermöglichen effiziente Energieübertragung von Umspannwerken zu Verbrauchern und sind weltweit in der elektrischen Infrastruktur für kurz- und mitteldistanzige Stromübertragungen verbreitet.
- **Umspannwerke** ermöglichen die Umwandlung und Verteilung von elektrischer Energie zwischen verschiedenen Spannungsebenen. Zentral in einem Umspannwerk sind Transformatoren, die Spannungen wechseln, etwa von Hoch- zu Mittelspannung. Schaltanlagen regulieren den Energiefluss, indem sie Leitungen ein- und ausschalten oder zwischen verschiedenen Wegen wechseln. Übertragungsleitungen verbinden Umspannwerke mit anderen Netzteilen und transportieren Energie über weite Strecken. Steuer- und Überwachungssysteme sorgen für sicheren Betrieb und optimierte Leistung, oft unterstützt durch Automatisierungstechnologien. Schutzeinrichtungen wie Relais und Sicherungen schützen vor Kurzschlägen und Überlastungen.
- **Kondensatoren und Reaktoren** sind essenzielle Komponenten in der Stromübertragung, die zur Spannungsregelung und Leistungsfaktor-Optimierung dienen. Kondensatoren bestehen aus parallelen Metallplatten, getrennt durch ein Dielektrikum, wie Keramik oder Kunststoff, und verfügen über elektrische Anschlüsse. Je nach Anwendung existieren verschiedene Bauformen wie Keramikkondensatoren und Elektrolytkondensatoren. Reaktoren, auch als Drosselpulen bekannt, sind aus Drahtspulen, oft um einen magnetischen Kern gewickelt, und sind in einem schützenden Gehäuse untergebracht. Diese Komponenten sind entscheidend für die Blindleistungskompensation.

- Ein **STATCOM** (Dt.: Leistungselektronische Blindleistungskompensation) besteht aus verschiedenen Komponenten, die gemeinsam für Blindleistungskompensation im Stromnetz sorgen. Der Voltage Source Converter (VSC) (Dt.: Spannungs-Quellen-Umrichter) ist das Herzstück und steuert Energiefluss zwischen dem Energiespeicher und dem Netz, indem Insulated Gate Bipolar Transistor (IGBTs) oder Gate Turn-Off Thyristors (GTOs) gesteuert zu- oder abgeschaltet werden. Ein DC-Kondensator dient als Energiespeicher. Das Steuerungssystem überwacht das Netz und passt die Umrichterleistung an, um bei Bedarf Blindleistung zu erzeugen oder zu absorbieren. Ein Koppeltransformator verbindet den Umrichter mit dem Netz. Schutzeinrichtungen sichern die Komponenten vor Überlastungen und Kurzschlägen. Mess- und Kommunikationssysteme erfassen Echtzeitdaten und unterstützen schnelle Anpassungen durch das Steuerungssystem.
- Ein **rotierender Phasenschieber mit Schwungrad** ist eine elektromechanische Vorrichtung zur Blindleistung- und Inertia-Bereitstellung für das Übertragungsnetz. Hauptkomponenten sind die Motor-Generator-Einheit, die mechanische in elektrische Energie umwandelt und die Phasenlage zwischen Strom und Spannung modifiziert, sowie das Schwungrad, das kinetische Energie speichert und diese bei Netzschwankungen bereitstellt. Das Regelungssystem überwacht die Netzspannung und passt die Erregerspannung des Generators, um die gewünschte Phasenverschiebung zu erzielen. Das Schwungrad sorgt durch seine große Inertia für moderate Veränderungen der Netzfrequenz bei Kurzschlägen und somit trägt er maßgeblich zu Systemstabilität bei.
- Ein **PST** (Dt.: Phasenschiebertransformator) zur Lastflusssteuerung wird eingesetzt, um die Lastströme in einem Stromnetz gezielt zu steuern. Er besteht aus einem magnetischen Kern und mehreren Wicklungen, die eine Phasenverschiebung zwischen Eingangs- und Ausgangsspannung ermöglichen. Regelbare Wicklungen, die mechanisch oder elektronisch gesteuert werden können, erlauben eine präzise Anpassung der Phasenlage. Schutzeinrichtungen schützen den PST vor Überlastungen. In der Stromübertragung optimieren PSTs den Lastfluss und vergleichmäßigen die Auslastung des Netzes.
- **AC-Offshore-Netzanbindungssysteme (AC-ONAS)** übertragen Leistung von Windpark zum Verbraucher an Land über kürzere Entferungen und kommen daher überwiegend in der Ostsee sowie in küstennahen Gebieten in der Nordsee zum Einsatz. Bedingt durch wechselnde Rahmenbedingungen, wie z. B. umweltfachliche Restriktionen oder vorhandene Trassenräume stellt die AC-Technologie in der Ostsee in der Regel ein technisch und wirtschaftlich effizientes Übertragungskonzept dar. Durch kleinere Dimensionierungen der Übertragungsleistung bietet die AC-Technologie zudem die Möglichkeit, den Offshore-Netzausbau individuell auf einzelnen Flächen anzupassen sowie die dort mögliche installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bedarfsgerecht zu skalieren. AC-ONAS werden derzeit in der Regel mit einer Systemspannung von 220 kV und einer Übertragungsleistung von 300 MW ausgeführt. Für die Netzanbindung von Offshore-Windparks (OWP) mit einer Erzeugungsleistung ab 1 GW wird hingegen auch in der Ostsee die DC-Technologie mit einer Systemspannung von 525 kV gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2025 zum Einsatz kommen (s. Kapitel 5.1.2).

Die Integration der OWPs in die AC-ONAS erfolgt dabei nach den Technikgrundsätzen gemäß FEP:

- In der Ostsee erfolgte die Netzanbindung von OWP bisher bei AC-ONAS über eine Offshore-Umspannplattform des OWP (s. Abbildung 44).
- Für AC-ONAS mit Fertigstellung ab dem Jahr 2026 in der Nord- und Ostsee sieht der FEP 2025 das sogenannte Direktanbindungskonzept vor. Bei diesem Konzept werden die AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Offshore-Umspannplattform des ÜNB verbunden.

Abbildung 44: Schematische Darstellung eines AC-Netzanbindungssystems

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

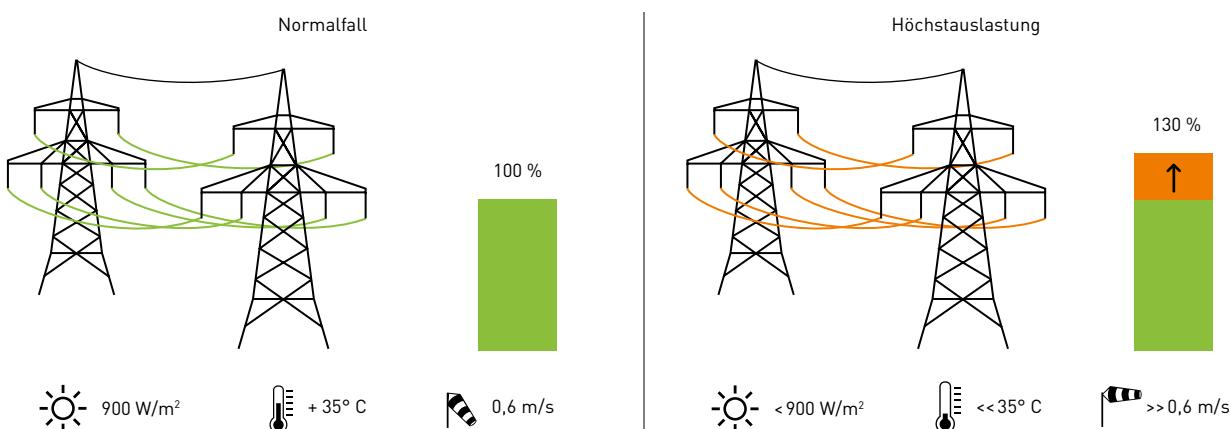
Im Folgenden werden Weiterentwicklungen von Betrieb und Technik im AC-Netz beschrieben.

4.3.1 Höherauslastung der Netzkomponenten

Die Strombelastbarkeit der Netzkomponenten wird entsprechend der Normen für selten vorkommende und kritische Witterungsbedingungen bestimmt. In diesem Rahmen können die Betriebsmittel zuverlässig und unter definierter Abnutzungsgeschwindigkeit betrieben werden. Die oben genannten Witterungsbedingungen treten selten auf, sodass ein Großteil des Jahres die Komponenten günstigere Witterungsbedingungen für die Stromübertragung erfahren. Durch die entsprechende Überwachung der Witterungsbedingungen in Kombination mit der Strombelastung und unter Berücksichtigung der thermischen und physikalischen Grenzen für Netzkomponenten ergeben sich Potenziale zur Höherauslastung der Netzkomponenten über den nach Normen bestimmten Bemessungs-Dauerstrom. Im Folgenden werden die Konzepte zur Höherauslastung der Freileitungen, Transformatoren und Schaltanlagen dargestellt.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (WAFB)

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 der örtlichen Auflösung der meteorologischen Zustände wie z. B. Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Globalstrahlung und Umgebungstemperatur (s. Abbildung 45). Die Zielsetzung des WAFB ist als innovative Maßnahme im Übertragungsnetz die Aktivierung bisher nicht nutzbarer Übertragungskapazitäten.

Abbildung 45: Funktionsweise witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die betriebliche Nutzung von zeit- und ortskonkreten Witterungsdaten erfordert dabei die Erfassung, Aufbereitung, Bereitstellung und Archivierung. Insbesondere muss die 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. Die Anwendungsregel des VDE muss somit bei jedem einzelnen Stromkreis angewandt werden, bis der WAFB sukzessiv implementiert ist. Neben komponentenspezifischen Bedingungen müssen dabei auch systemseitige Anforderungen hinsichtlich des Systemschutzes, der Stabilität und der Blindleistung erfüllt werden.

4.3.2 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 aluminiummantelten 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.

Der Einsatz von HT-Leiterseilen 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 HT-Leiterseilen auch witterungsunabhängig 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 Masten. 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 HT-Leiterseilen 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 lastflussteuernden Maßnahmen erforderlich. Zudem müssen Schutzkonzepte geprüft und angepasst werden, was unter Umständen einen Engpass darstellen kann. Insgesamt sind die gleichen Systemanalysen wie beim WAFB erforderlich.

Gemäß des NOVA-Prinzips ermöglichen HT-Leiterseile grundsätzlich eine Optimierung bestehender Leitungen ohne massive Eingriffe in bestehende Bauwerke. Entsprechend sind Umbesetzungen mit HT-Leiterseilen bereits in hohem Umfang im NEP-Prozess 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.

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 DC-Netzes gegenüber quantitativ wirkenden Optimierungen vorzugswürdig sein. Im Rahmen der Ad-hoc-Maßnahmen wurden in vorherigen Netzentwicklungsplänen HTL(S)-Maßnahmen bewertet und von den ÜNB vorgeschlagen (s. [Anhang zum NEP 2037/2045 \(2023\), zweiter Entwurf](#)).

Höherauslastung der Betriebsmittel in den Hochspannungs(HS)-Schaltanlagen

Durch die Einführung des WAFB als auch von HT-Leiterseilen steigt die Stromstärke einer Leitung. Dies kann dazu führen, dass weitere Komponenten des Stromkreises, die sich in den Schaltanlagen befinden (z. B. Leistungsschalter oder Sammelschienen), einen Stromengpass darstellen können. Konventionelle oder HT-Leiterseile sind dann nicht mehr das einzige begrenzende Element. Aus diesem Grund müssen auch die zusätzliche Höherauslastungspotenziale in Abhängigkeit der Witterungsbedingungen oder thermischen Reserven von Schaltanlagenkomponenten und Transformatoren betrachtet werden, um dem NOVA-Prinzip zu entsprechen.

In Schaltanlagen resultieren Netzengpässe aus der zulässigen Strombelastbarkeit der eingesetzten Komponenten (Sammelschienen, Feldverbindungen, Trennschalter, Leistungsschalter, Wandler, Transformatoren, Durchführungen und Kabelendverschlüsse). Abhängig von den Umgebungsbedingungen könnten diese jedoch prinzipiell auch höhere Betriebsströme führen und entsprechend ihrer thermischen Trägheit kurzzeitig höherbelastet werden, ohne dass die maximal zulässigen Grenztemperaturen für diese Betriebsmittel überschritten werden oder die Funktionsfähigkeit der Geräte eingeschränkt wird.

Die tatsächliche physikalische Belastbarkeit der Komponenten kann im Sinne einer Stromnetzoptimierung nutzbar gemacht werden, solange sichergestellt werden kann, dass die Zuverlässigkeit und Lebensdauer der entsprechenden Betriebsmittel dadurch nicht bzw. im akzeptablen Maß reduziert werden. Diese Reserven und die Bedingungen, unter denen sie genutzt werden können, unterscheiden sich zwischen den Betriebsmitteln zum Teil erheblich. Eine höhere Auslastung der Betriebsmittel entlang der Stromübertragungskette verlangt ein genaues Verständnis der physikalischen Gegebenheiten, von Erwärmung, der auftretenden Alterung, den Ausfall-Wahrscheinlichkeiten bis zu deren möglichen Folgen.

Mit Blick auf akzeptable technische Risiken und Haftungsrisiken ist zwischen einer zulässigen Höherauslastung innerhalb der Materialgrenzen der Betriebsmittel und einer unzulässigen Überlastung mit inakzeptablen Risiken für Mensch, Umwelt und die Technik zu unterscheiden. Informationen aus Monitoringsystemen, Datenanalysen und berechenbaren Indikatoren können gezielt für die Zustandsbewertung genutzt werden, um die in Zukunft häufiger auftretenden Situationen mit höherer Belastung und Szenarien für eine verlängerte Betriebsmittelnutzung modellieren und sicher einsetzen zu können.

4.3.3 Lastflusssteuerung

Damit bestehende Kapazitäten optimal genutzt werden, Engpässe vermieden und Überlastungen reduziert werden können, werden lastflusssteuernde Maßnahmen eingesetzt. Dabei werden verschiedene Methoden und Technologien eingesetzt, die es ermöglichen, Leistungsflüsse in Echtzeit zu überwachen und anzupassen. Im Folgenden werden Elemente zur aktiven Steuerung des Lastflusses dargestellt.

Das Übertragungsnetz in Deutschland ist stark vermascht und mit jeder neuen Leitung verändert sich der Vermaschungsgrad. Strom sucht sich den Weg des geringsten Widerstands. In der Folge sind Freileitungsabschnitte unterschiedlich stark ausgelastet, sofern nicht lastflusssteuernde Maßnahmen eingesetzt werden. Zur optimalen Nutzung des Gesamtnetzes werden daher lastflusssteuernde Betriebsmittel eingesetzt, die im Prinzip Leitungen elektrisch verlängern oder verkürzen, sodass jeweils die maximale Auslastung der parallelen Freileitungen erreicht werden kann und der Lastfluss somit ausgeglichen wird. Dauerhaft erforderliche lastflusssteuernde 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 lastflusssteuernder 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 ÜNB im Rahmen mittelfristiger interner Analysen (t+3, t+5 und t+7), ob sich lastflusssteuernde Elemente auch als temporäre Ad-hoc-Maßnahmen oder vorab möglichst bald ausführen lassen. Nachweise für zusätzliche Lastflusssteuerungseinheiten werden somit nicht nur im Rahmen des NEP-Prozesses, sondern auch aus mittelfristigen Planungsprozessen bereitgestellt. Grundsätzlich wird dabei auch geprüft, inwieweit weitere lastflusssteuernde Maßnahmen Engpass mindernd wirken. Beispielsweise können PST gezielt den Lastfluss auf bestimmte Leitungen lenken, um so Engpässe zu vermeiden und die Effizienz des Netzes zu verbessern.

In diesem Sinne kann Engpassmanagement, also die gezielte Anpassung der Erzeugungsleistung von Kraftwerken, durch geeignete lastflusssteuernde Maßnahmen reduziert werden. Dies ist erstrebenswert, da Engpassmanagement mit erheblichen Kosten einhergeht. Es wird für jeden Fall analysiert, ob der Einsatz von lastflusssteuernden Maßnahmen wirtschaftlich sinnvoll ist.

Die wesentlichen Systeme, die für verschiedene Anwendungen als Innovation zur Anwendung kommen, umfassen:

- Phasenschiebertransformator (PST) – TRG 9
- Switched Series Reactor (SSR) – TRG 9
- Overload Line Controller (OLC) oder auch Air-Core-Reactor (ACR) – TRG 9
- Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC) – TRG 8
- Modular Static Synchronous Series Compensator (mSSSC) – TRG 7
- Unified Power Flow Controller (UPFC) – TRG 4

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. Hinzu kommen standortspezifische Interaktionsstudien, Schutzstudien, Dokumentation des Platzbedarfs, der Schall- und Funk-Emissionen, des elektromagnetischen Feldes, der Bauzeit und der Investitions- und Betriebskosten. Derzeit werden zumeist PST wegen ihrer Robustheit, Regelbarkeit mit großem Stellwinkel und langen Nutzungsdauern eingesetzt.

Bei sehr langen Stromleitungen und schwacher Netzvermaschung, werden manchmal thyristorgeregelte Kapazitäten eingesetzt. Thyristorgeregelte Kapazitäten sind Komponenten von Flexible-AC-Transmission-System (FACTS) (Dt.: flexiblen Wechselstromübertragungssystemen). Es handelt sich um spezielle Geräte, die den Stromfluss im Netz beeinflussen können. Sie verwenden Thyristoren, eine Art Schalter, um die Menge an Strom, die durch das System fließt, zu regulieren und somit die Spannung stabil zu halten.

Für temporäre Einsätze werden derzeit keine Lastflussteuerungen 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. Wegen der Zeit, die für Genehmigung und Bau nötig ist, dauert es ungefähr fünf Jahre, bis ein mittelgroßes Projekt vollständig umgesetzt und in Betrieb genommen werden kann.

Im Rahmen des Planungsprozesses werden verschiedene technische Alternativen geprüft, welche 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 z. B. die gleiche Wirkung wie PST zu erreichen, müssen ca. 35 Module pro Phase in Reihe geschaltet werden. Gleichwohl ergeben sich aufgrund der Modularität und zusätzlicher Funktionen (z. B. Dynamic Line Rating (DLR), Power oscillation dumping (POD) von mSSSC andere Anwendungsmöglichkeiten. Punktuelle oder verteilte Anlagen an Orten, an denen z. B. PST aufgrund ihres Gewichts nicht aufgestellt werden können, sind hier z. B. zu nennen. Darüber hinaus handelt es sich bei mSSSC – im Gegensatz zu PST – um leistungselektronische aktiv geregelte Betriebsmittel, 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 (E-)STATCOM-Anlagen kommt. Aufgrund der direkten transformatorlosen Einkopplung in die Leitung sind mSSSC gegenüber PST bezüglich der statischen Stabilität vorteilhaft.

4.3.4 Blindleistungskompensationsanlagen mit Momentanreserve

Um der erheblichen Nachfrage nach Momentanreserve in der Zukunft gerecht zu werden, müssen alle verfügbaren Potenziale genutzt werden. Zudem sollen vorhandene Betriebsmittel möglichst viele Systemdienstleistungen erbringen. Daher streben die vier ÜNB an, dynamische Blindleistungskompensationsanlagen mit Momentanreserve zu bauen. Folgende Blindleistungskompensationsanlagen mit Momentanreserve stehen zur Verfügung:

- Rotierender Phasenschieber (inklusive Schwungmasse) – TRG 8
- STATCOM (Static Synchronous Compensator) – TRG 8
- E-STATCOM (Energy Static Synchronous Compensator) – TRG 6-7

Bei dem rotierenden Phasenschieber handelt es sich um eine rotierende Synchron-Maschine, welche die Blindleistung und die Momentanreserve in Form von ihrer mechanischen Trägheit zur Verfügung stellt. Ein zusätzliches Schwungrad kann die Trägheit erhöhen.

Bei einer E-STATCOM handelt es sich im Vergleich zu einer konventionellen STATCOM-Anlage um eine Stromrichteranlage, die zusätzlich über einen elektrischen Leistungsspeicher, in Form von Doppelschichtkondensatoren (EDLC)/ SuperCaps verfügt. Dies ermöglicht neben der Bereitstellung von Blindleistung zusätzlich den Austausch von Wirkleistung im Sekundenbereich.

Bei Änderungen im Netz stützen diese dynamischen Blindleistungskompensationsanlagen die Netzspannung und kurzfristig mit Momentanreserve die Netzfrequenz. Der resultierende Trägheitsbeitrag wird entweder inhärent von rotierenden Phasenschiebern oder kontrolliert von E-STATCOMs erbracht.

Durch die steigende Integration von erneuerbaren Energien ist es notwendig, das neue Regelungsparadigma der netzbildenden Regelung flächendeckend auch für Erzeugungsanlagen einzusetzen, damit die Systemstabilität zukünftig gewährleistet werden kann. Nur so können die hohen Momentanreservebedarfe zukünftig gedeckt und die weiteren Systemeigenschaften von konventionellen Kraftwerken (z. B. Phasensprungleistung) vollends durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Weitere Ausführungen sind im [Systemstabilitätsbericht 2025](#) der vier ÜNB zu finden.

Das Hauptziel dabei ist es, im Vergleich zu netzfolgenden Regelungsarchitekturen träge Spannungen am Ausgang der Stromrichter bereitzustellen. Mit dieser Eigenschaft wird das Netz im Normalbetrieb und während Störungen in Frequenz und Spannung gestützt. Darüber hinaus sind netzbildende Regelungen für erneuerbare Erzeugungsanlagen und Batterien aus Sicht der Systemresilienz relevant, da sie die Spannung und Frequenz des AC-Systems bei schweren Ereignissen wie Netztrennungen deutlich besser aufrechterhalten können, selbst wenn keine konventionellen Kraftwerke basierend auf Synchrongeneratoren am Netz sind. Der [Endbericht des EU-Projekts HVDC-wise](#) stellt diesen Zusammenhang dar. Dies wird sichergestellt, indem die netzbildenden Anlagen mindestens die folgenden Eigenschaften erfüllen ([4-ÜNB-Papier zu Anforderungen an netzbildende Umrichter 2022](#)):

1. Spannungsbildung analog zur Polradspannung von Synchrongeneratoren
2. Instantaner Kurzschlussstrombeitrag
3. Bereitstellung von elektrischer Trägheit
4. Verhinderung unerwünschter Reglerinteraktionen
5. Teilnetzbetriebsfähigkeit

Aktuelle Herausforderungen bei der Implementierung fokussieren vor allem den Einfluss von Strom-, Leistungs- und Energiebegrenzung von unterschiedlichen Anlagentypen auf diese Eigenschaften sowie den Einfluss der netzbildenden Eigenschaften auf das Anlagendesign. Bereits heute werden ÜNB-eigene Anlagen (HGÜ, (E-)STATCOM) grundsätzlich mit netzbildenden Regelungen errichtet. Notwendige Entwicklungsarbeiten bei Herstellern von Erzeugungsanlagen und Batterien werden zukünftig durch einen Momentanreservemarkt angereizt und die Etablierung in den Netzanschlussregeln auf europäischer als auch nationaler Basis ist bereits weit fortgeschritten. Trotz der bestehenden Herausforderungen sehen die ÜNB den flächendeckenden Einsatz von netzbildenden Regelungen als zwingend erforderlich für den sicheren und stabilen Systembetrieb an.

4.3.5 Kurative Systemführung und Einsatz von Großbatteriespeichern

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, 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. Aufgrund der zunehmenden Integration lastflussteuernder 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.

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

Im Jahr 2025 hat die Pilotierung eines kurativen Engpassmanagements in Form eines Pumpspeicherwerk als Quelle und eines Offshore-Windparks als Senke begonnen. Das Projekt „KuPilot“ zwischen Amprion und TenneT befindet sich daher im TRG 7 (Pilotprojekt im Übertragungsnetz). Mit dem Beginn des Probebetriebs beginnt darüber hinaus die Erprobungs- und Kalibrierungsphase, in der die neu eingeführten Systemführungsprozesse erprobt werden. Darauf folgen die Inbetriebnahmen der Netzbooster-Anlagen von Amprion, TenneT und TransnetBW ab dem Jahr 2026. Darüber hinaus werden von den ÜNB neue kurative Anwendungsfälle mit weiteren Betriebsmitteln (z. B. PST, HGÜ) untersucht, welche nach den Pilotprojekten in Betrieb gehen können. Damit die obengenannten Anlagen ihren Betrieb aufnehmen können, sind seitens der Systemführung eine Vielzahl von Maßnahmen notwendig.

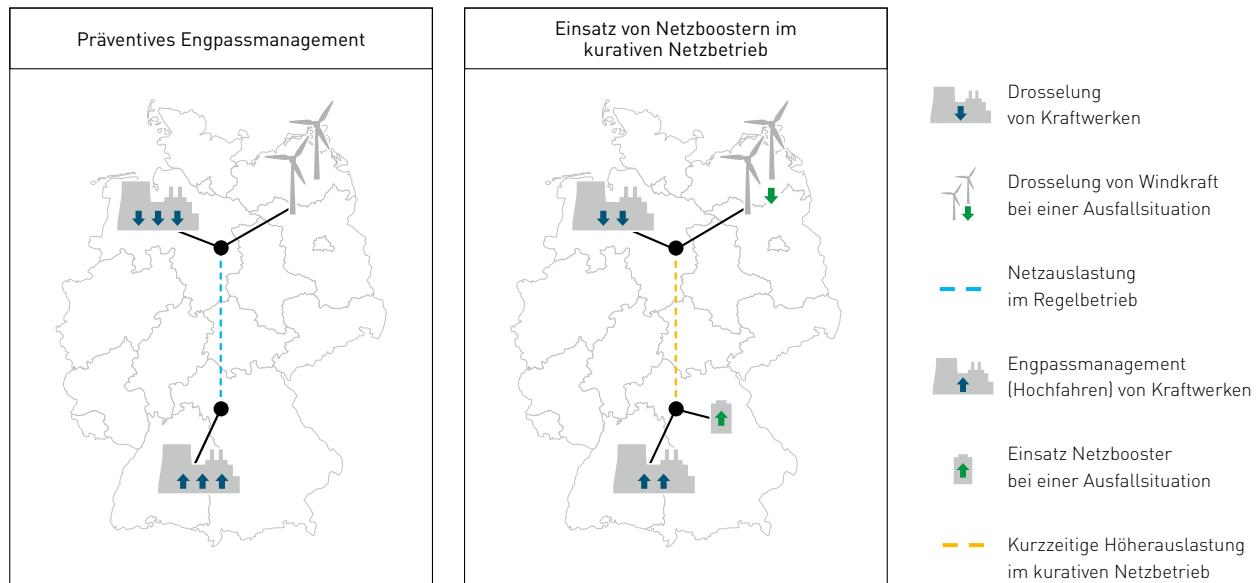
Die geplante Umsetzung der Maßnahmen orientiert sich an den sogenannten Evolutionsstufen der InnoSys-Roadmap (1. Pilotierung & Erprobung, 2. Hebung kurativer Potenziale, 3. Standardisierter Einsatz) und sieht in einem ersten Schritt die Erreichung der ersten Evolutionsstufe bis 2028 vor. Die InnoSys-Roadmap wurde unter Einbezug des InnoSys-Fachbeirats erarbeitet. Der Fokus der Aktivitäten liegt auf den Systemführungsprozessen der Betriebsplanung und des Echtzeitbetriebs. Unter anderem gehören zu den Aktivitäten folgende Anpassungen:

- Abbildung kurativer Maßnahmen in der Netzsicherheitsrechnung des Leitsystems
- Abbildung kurativer Maßnahmen in den Betriebsplanungsprozessen zur Engpassmanagement-Dimensionierung (z. B. Day-Ahead Congestion Forecast (DACF), Intra-Day Congestion Forecast (IDCF))
- Berücksichtigung von TATL (Temporary Admissible Transmission Loading) – Grenzwerten in der Systemführung zur Bewertung temporärer Höherauslastung
- Automatisierte Steuerung kurativer Maßnahmen
- Prozessanpassungen zur Koordination von kurativen Maßnahmen

Das Konzept des Netzboosters für den kurativen Netzbetrieb ist in Abbildung 46 im Vergleich zum präventiven Engpassmanagement dargestellt.

Grundsätzlich ist in Bezug auf die beschriebenen Aktivitäten hervorzuheben, 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, Verteilnetzbetreiber und Kraftwerksbetreibern erforderlich. Auch hier zeigt sich, dass Innovationen erhebliche personelle und finanzielle Ressourcen binden.

Abbildung 46: Schematische Darstellung des Einsatzes von Netzboostern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Mit der zeitnah bevorstehenden Inbetriebnahme der ersten kurativen Pilotprojekte, darunter „KuPilot“ und Netzbooster-Anlagen, und dem damit verbundenen Erreichen der ersten Evolutionsstufe der InnoSys-Roadmap planen die ÜNB, in weiteren Studien vertiefte Analysen zur zweiten und dritten Evolutionsstufe durchzuführen. Ziel ist die Hebung von Höherauslastungspotenzialen durch kuratives Engpassmanagement sowie die Etablierung eines standardisierten Einsatzes kurativer Maßnahmen. Damit einhergehend liegt der Fokus der ÜNB derzeit auf der detaillierten Konzepterstellung und Vorbereitung der entsprechenden Systemführungsprozessen sowie den damit verbundenen Analysen im Vorfeld erster Pilotanwendungen kurativer Maßnahmen, die in den kommenden Jahren in Betrieb genommen werden sollen. Aufgrund dieser in Bearbeitung befindlichen ausführlicheren Detaillierung enthält der NEP 2037/2045 (2025) keine kurativen Engpassmanagementanalysen wie in vorangegangenen Netzentwicklungsplänen.

Aktuell stehen die Identifikation von Netzsituationen mit Höherauslastungspotenzial sowie die Entwicklung geeigneter kurativer Maßnahmen im Vordergrund. Das Ziel besteht darin, auf dieser Grundlage methodische Ansätze zu entwickeln, die eine objektive Bewertung kurativer Maßnahmen im Netzentwicklungsprozess ermöglichen. Weiterführende Erkenntnisse aus den Studien zu den Evolutionsstufen der InnoSys-Roadmap werden im Rahmen des nächsten NEP, der voraussichtlich im Jahr 2027 veröffentlicht wird, eingebracht.

4.4 DC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz

Bereits im ersten NEP 2022 wurden die Vorteile der HGÜ-Technologie für die weiträumige, flexible und vor allem gezielte Wirkleistungsübertragung beschrieben. 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 Multiterminal-Systemen (MT-Systeme) und 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

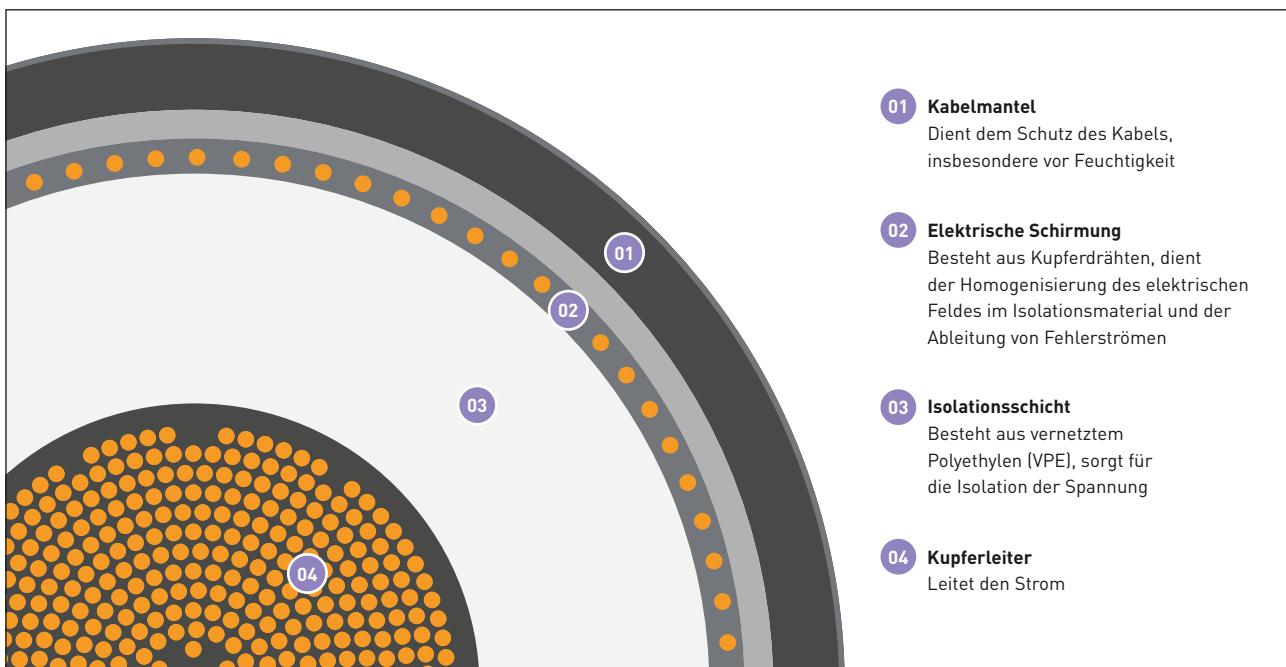
Heutige MT-Systeme können nach dem aktuellen Stand der Technik nur als geschlossene Systeme desselben Herstellers geplant werden, als sogenannte Single-Vendor-Projekte. Jedoch ist eine herstellerübergreifende Vernetzung in Vorbereitung (sogenannte Multi-Vendor-Fähigkeit) und wird bereits aktiv, z. B. im EU-Projekt „InterOPERA“ entwickelt. Ziel ist es, 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 zwischen ÜNB und Hersteller) erarbeitet werden (s. Kapitel 4.4.2).

4.4.1 Wesentliche primärtechnische DC-Technologien im zukünftigen Übertragungsnetz

Zu den wesentlichen primärtechnischen DC-Technologien im Übertragungsnetz gehören High-Voltage Direct Current (HVDC)-Erdkabel (525-kV) sowie perspektivisch HVDC-Freileitungen (525-kV). Der überwiegende Teil des derzeitigen deutschen Stromnetzes besteht aus Wechselstromfreileitungen. Somit gibt es nur einen kleinen Teil des Netzes, der über Gleichstromtrassen errichtet wird. Dieser Teil überträgt allerdings wesentlich größere Mengen Strom über lange Distanzen.

- **HGÜ-Erdkabel** (HVDC-Erdkabel (525-kV)) bestehen aus einem Leiter, der üblicherweise aus Kupfer oder Aluminium besteht. Die Leiter sind von einer starken Isolationsschicht umgeben, meist aus extrudiertem Polyethylen oder einem anderen Polymermaterial. Diese Isolierung verhindert elektrische Verluste und schützt vor Erdung und Überschlägen. Eine metallische Schicht, häufig aus Aluminium oder Kupfer, dient zur Abschirmung und als Rückleitung, um elektromagnetische Interferenz zu minimieren. Außenherum wird der sogenannte Kabelmantel mitgeführt, der für die Anordnung die Erdung darstellt (Koaxialkabel). Ein äußerer Schutzmantel bietet Schutz gegen Abrieb und Umwelteinflüsse.

Abbildung 47: Erdkabel im Querschnitt



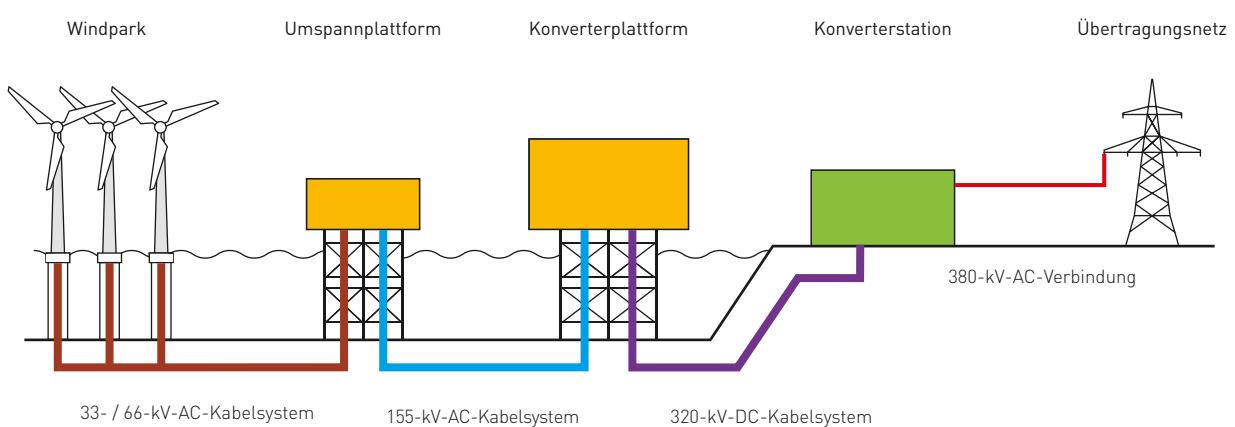
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

- **HGÜ-Freileitungen** (HVDC-Freileitungen (525-kV)) bestehen aus Aluminium-Leitern mit einem Stahlkern, der die mechanische Festigkeit erhöht, und isolierenden Materialien aus Keramik oder Polymer, die Energieverluste und Kurzschlüsse verhindern. Stahlmäste stützen die Leitungen und sorgen für dauerhafte Stabilität unter unterschiedlichen Wetterbedingungen, während Blitzschutzvorrichtungen integriert sind, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Die wesentlichen Unterschiede im Vergleich zu seit ca. 100 Jahren eingesetzten HVAC-Leitungen sind die anderen Emissionen, die besondere Anforderungen auf Mindestabstände und Leiterseil- und Bündeldesign mit sich führen. Die Freileitungskomponenten als solche können beschafft und errichtet werden (ähnlich zu HVAC-Freileitung). Die Anforderungen an DC-Emissionen wurden im Rahmen des 380-kV-HVDC-Projekts „ULTRANET“ formal und genehmigungstechnisch aufgestellt und sind auf 525-kV-HVDC-Freileitung übertragbar.

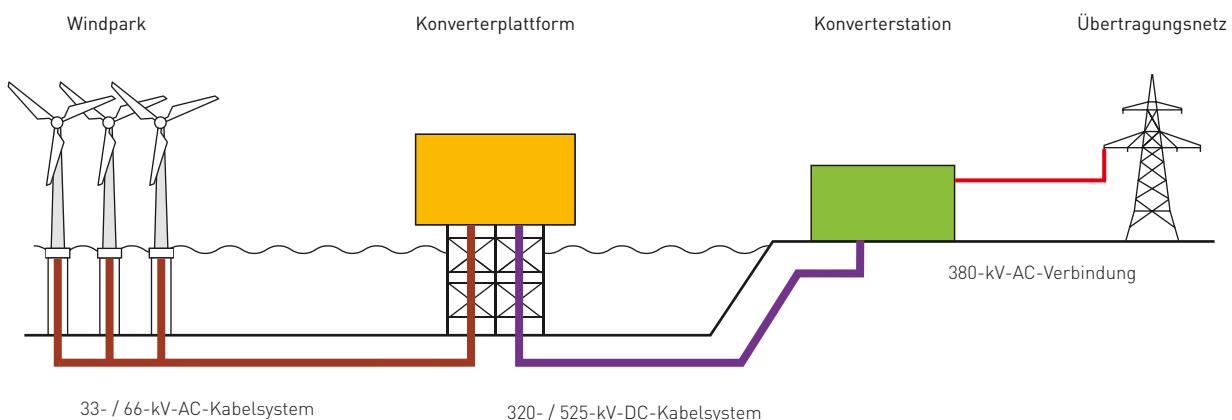
Die betrieblichen Erfahrungen mit der HGÜ-Leitungstechnologie in Deutschland beschränken sich bislang im Wesentlichen auf 320-kV-Kabel-Verbindungen. Bis zum Ende dieses Jahrzehnts sollen weitere HGÜ-Verbindungen in Deutschland in 525-kV-Kabeltechnologie umgesetzt werden. Um neben der Kabeltechnik perspektivisch auch noch andere technologische Möglichkeiten bei der Realisierung der HGÜ-Verbindungen zu haben, erscheint es sinnvoll, HVDC-Freileitungen für die Spannungsebene 525 kV zu entwickeln. Nach jetziger Bewertungsmethodik wird der 525-kV-HVDC-Freileitung TLR 6 zugeordnet. Auf Basis der Erfahrungen von AC-Technik als auch des Projekts „Ultranet“ erscheint die Realisierung von 525-kV technisch umsetzbar.

- **Konverter** dienen in der Elektrotechnik zur Umwandlung von Wechselstrom zu Gleichstrom und umgekehrt. Ein Konverter besteht aus Leistungselektronik, typischerweise IGBTs oder Thyristoren, welche die Umwandlung zwischen Wechsel- und Gleichstrom steuern. Transformatoren sind integriert, um Spannungsebenen anzupassen, sodass der Strom für die Übertragung (oder Verteilung) geeignet ist. Filter sind enthalten, um Oberwellen zu reduzieren und den Strom zu glätten, was die Qualität bei der Umwandlung verbessert. Steuerungssysteme überwachen den Konverterbetrieb, passen ihn den Netzbedingungen an und sorgen für eine stabile Umwandlungsleistung. Um die Elektronik vor Überhitzung zu schützen, sind Kühlsysteme eingebaut.
- **DC-Offshore-Netzanbindungssysteme** kommen gemäß FEP 2025 überwiegend in der Nordsee sowie vereinzelt in der Ostsee für die Netzanbindung von OWP zum Einsatz. Dies ist auf die in Summe größere Erzeugungsleistung der OWPs und insbesondere die größeren Entfernung zum technisch und wirtschaftlich effizienten Netzverknüpfungspunkt an Land zurückzuführen. Die bisherigen DC-ONAS in den Zonen 1 und 2 der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee 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 in der Nordsee werden DC-ONAS gemäß FEP 2025 mit einer Systemspannung von 525 kV als Bipol mit metallischem Rückleiter und einer Übertragungsleistung von 2 GW ausgeführt. Hierdurch wird neben der signifikant höheren Übertragungsleistung eine höhere Verfügbarkeit durch Redundanz im Systemdesign und eine bessere Regelbarkeit der ONAS erreicht. Die Integration der OWPs in die DC-ONAS erfolgt dabei nach den Technikgrundsätzen gemäß FEP:
 - 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 (s. Abbildung 48).
 - Für DC-ONAS mit Fertigstellung ab dem Jahr 2027 sieht der FEP 2023 in der Nord- und Ostsee das sogenannte 66-kV-Direktanbindungskonzept als Standard vor. Bei diesem Konzept werden die 66-kV-AC-Kabelstränge des OWP direkt mit der Konverterplattform des ÜNB verbunden (s. Abbildung 49).
 - Für DC-ONAS mit Fertigstellung ab dem Jahr 2033 sieht der FEP 2025 in der Nord- und Ostsee das 132-kV-Direktanbindungskonzept als Standard vor. Hierbei wird die technische und räumliche Komplexität reduziert und volkswirtschaftliche Kostenvorteile erzielt.

Abbildung 48: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit 155-kV-Anbindungskonzept



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 49: Schematische Darstellung eines DC-Netzanbindungssystems mit Direktanbindungskonzept

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.4.2 DC-Multiterminal-Systeme

Um die Gesamteffizienz der DC-Projekte, die Verfügbarkeit und die Flexibilität des Gesamtsystems zu steigern, insbesondere dort wo Offshore-Systeme integriert werden müssen, kann eine DC-seitige Verknüpfung mehrerer DC-Verbindungen zu MT-Systemen eine sinnvolle Erweiterung zu den heutigen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen im DC-Bereich sein.

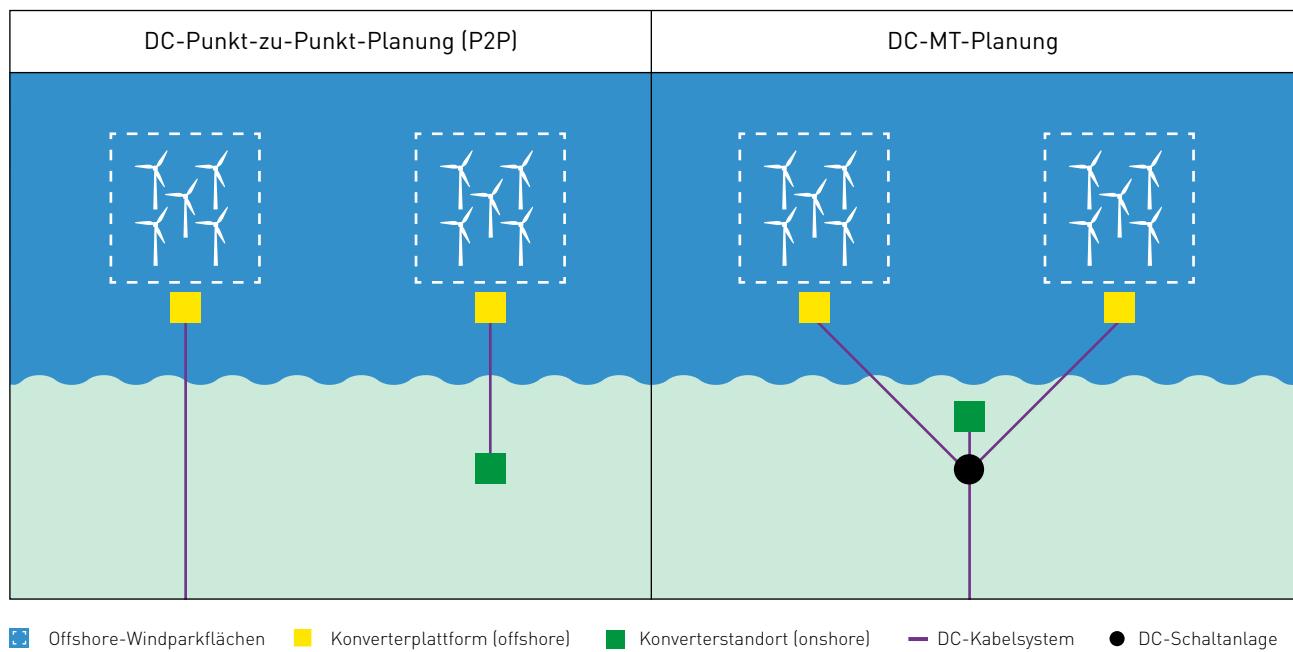
Ein erstes MT-System entsteht bereits in Deutschland mit den beiden DC-Verbindungen onshore DC1 und DC2, bei denen drei Konverterstationen über eine DC-Schaltanlage direkt DC-seitig miteinander verbunden werden – und so am Standort Osterath eine Konverterstation eingespart wird.

Die direkte DC-seitige Verknüpfung von HGÜ-Systemen bietet Potenzial, um den Zuwachs an Offshore-Einspeiseleistung zukünftig effizienter in das bestehende AC-Netz integrieren zu können. Als Beispiel hierfür können Standorte dienen, an denen mehrere ONAS und DC-Verbindungen onshore ihre Start- bzw. Endpunkte haben, an denen sogenannte DC-Hubs entstehen (z. B. NOR 11-1, NOR-12-2 und DC31 im Suchraum Heide für den HeideHub, bzw. NOR-13-1, NOR-20-1 und DC34 / DC35 im Großenmeer für den NordWestHub und NOR 12-3, NOR-12-4 und DC32 im Suchraum Pöschendorf für den NordHub).

An diesen Standorten 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; s. [NEP 2030 \(2019\)](#)) und SuedLink (DC4) über die AC-Schaltanlage geplant.

In Abbildung 50 ist der schematische Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt-Planung und DC-Planung mit MT-Strukturen abgebildet.

Abbildung 50: Schematischer Vergleich von DC-Punkt-zu-Punkt-Planung (P2P, links) mit DC-MT-Planung (rechts)



■ Offshore-Windparkflächen ■ Konverterplattform (offshore) ■ Konverterstandort (onshore) ■ DC-Kabelsystem ● DC-Schaltanlage

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Durch den DC-MT-Planungsansatz werden mehrere DC-Konverterstationen über eine DC-Schaltanlage miteinander verbunden. So kann die Verfügbarkeit des Gesamtsystems gesteigert und bedarfsorientierte Lastflüsse ermöglicht werden. Für DC-MT-Systeme sind DC-Schaltanlagen mit DC-Leistungsschaltern erforderlich, um die notwendige Selektivität im Fehlerfall zu gewährleisten und die deutschen Planungsgrundsätze sowie die europäische System Operation Guideline (SOGGL) einzuhalten.

Zukünftig sollte bei Kreuzungen von DC-Verbindungen onshore, z. B. Nord-Süd und Ost-West Verbindungen oder benachbarten DC-Hub-Systemen, geprüft werden, in welchem Umfang durch die weitere Onshore-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 (vgl. [Anhang zum NEP 2037/2045 \(2023\), zweiter Entwurf](#)), in den Projektsteckbriefen der Vorhaben DC40, DC41 und DC42, in welchem auf das Potenzial einer Vernetzung der Systeme an den jeweiligen Kreuzungspunkten hingewiesen wurde).

Voraussetzung für die weitere Vernetzung von DC-Systemen ist der klare Nachweis der technischen Machbarkeit und die Erfüllung von systemischen Anforderungen. Hiernach könnte eine internationale Harmonisierung der relevanten technischen Anforderungen erfolgen. Im Ergebnis lässt dies eine weitere Vernetzung der Onshore-, wie auch der Offshore-Systeme denkbar erscheinen, um z. B. internationale DC-Verbindungen aufzubauen. Ein zusätzlicher Nutzen wird damit durch die Bereitstellung von Handelskapazitäten generiert.

Die erfolgreiche Umsetzung der o. g. Innovationen sowie die Notwendigkeit zur beschleunigten Umsetzung der geplanten Projekte stellen sowohl technische als auch regulatorische und organisatorische Herausforderungen dar. Um größere und ausgedehnte DC-MT-Systeme bzw. die Entwicklung überlagerter DC-Netzstrukturen – einem sogenannten DC-Verbundsystem – zukünftig realisieren zu können, ist eine „Multi-Vendor“-Interoperabilität notwendig. So können in einem DC-MT-System die Konverter und DC-Schaltanlagen 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 können. Hierzu laufen bereits auf europäischer Ebene Kooperationen zwischen Netzbetreibern und Herstellern, um Prozesse zur Harmonisierung und Risikoreduzierung zu definieren (siehe z. B. EU-Projekt „InterOPERA“).

Gleichzeitig müssen die ÜNB die Neuentwicklungen im Einklang mit realen, operativen Bedarfen und Prozessen steuern (z. B. Entwicklung einheitlicher Schnittstellen, Entwicklung neuer Einsatz- und Betriebskonzepte und deren Integration in die Netzbetriebsführung, Betriebsplanungsprozesse zur optimalen Berücksichtigung der HGÜ-Kapazitäten, einheitliche Anforderungen an HGÜ-Konverter zur Wahrung der Systemstabilität, wie z. B. Grid Forming Control).

Dazu bringen sich die ÜNB sukzessive in die Lage, geeignete Methoden und Analysewerkzeuge zu etablieren, um die Wechselwirkung zwischen HGÜ-Systemen und weiteren Betriebsmitteln bereits in der Planungsphase bis hin zur Konformitätsprüfung bewerten zu können. Hierzu ist ebenfalls eine enge Kooperation mit den HGÜ-Herstellern wichtig, um die resultierenden neuen Bedarfe einheitlich anfordern zu können.

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 ÜNB 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-HGÜ System als Multi Vendor detailliert spezifizieren, ganzheitlich integrieren und schlussendlich betreiben muss.

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

- › größere, komplexe MT-Systeme in kleinere MT-Systeme aufgeteilt werden können und
- › 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.

Im Kontext der gemeinsamen Entwicklung und Weiterentwicklung von MT-Systemen haben sich die vier ÜNB auf die Formulierung und Abgrenzung von drei Entwicklungsstufen von MT-Systemen geeinigt, um planerische, technische und betriebliche Risiken einordnen, bewerten und handhaben zu können. Diese sind sowohl für den Onshore- oder Offshore-Einsatz gültig:

Stufe 1: Single-Vendor MT-Systeme ohne DC-Leistungsschalter

- › Herstellerspezifisches MT-HGÜ-System
- › Verknüpfung von bis zu zwei Punkt-zu-Punkt-Systemen (<= 4 Terminals) über eine DC-Sammelschiene und weiteres DC-Schaltequipment (nicht-selektiv)
- › Begrenzung des maximalen Erzeugungsleistungsausfalls auf 3 GW, beispielsweise durch Einspeisebegrenzung, oder lastflussabhängiges, präventives Öffnen der DC-Kopplung durch geeignetes DC-Schaltequipment

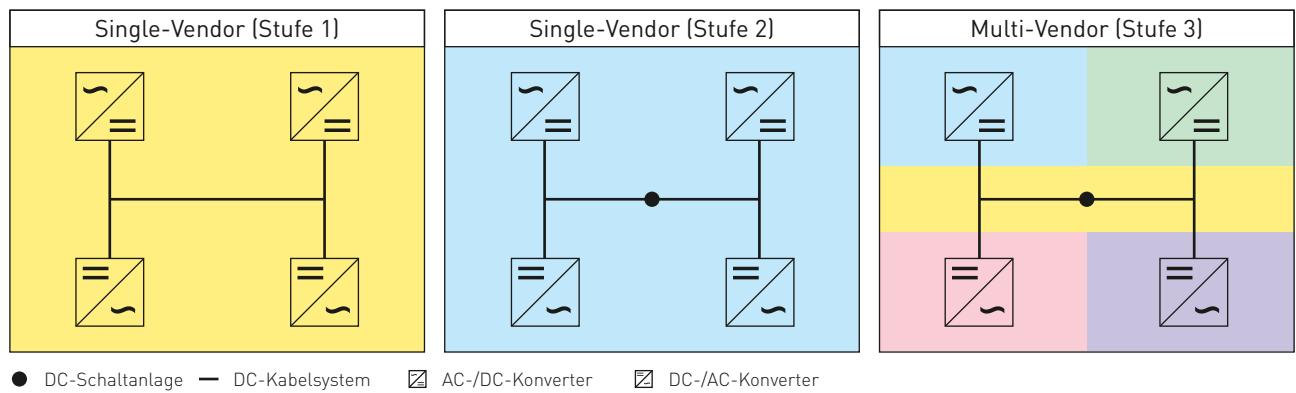
Stufe 2: Single-Vendor MT-Systeme mit DC-Leistungsschalter

- › Herstellerspezifisches MT-HGÜ-System
- › Verknüpfung von Konverterstationen über eine DC-Schaltanlage mit DC-Sammelschiene, DC-Leistungsschalter und weiteres DC-Schaltequipment (teil-selektiv)
- › Entwicklung der DC-Schaltanlage und des DC-Leistungsschalters für den europäischen Einsatz im Rahmen der Innovationspartnerschaft für die Pilotprojekte HeideHub, NordWestHub und NordHub

Stufe 3: Multi-Vendor MT-Systeme mit/ohne DC-Leistungsschalter

- Verknüpfung von Konverterstationen unterschiedlicher HGÜ-Systemlieferanten über DC-Schaltanlagen (teil-selektiv/ggf. voll-selektiv)
- Voraussetzung für ein deutsch/europäisches DC-Verbundsystem („DC-Overlay Netz“)
- Harmonisierung herstellerspezifischer Technologiekonzepte (Umrichter + DC-Schaltanlage) im Rahmen des EU-Projekts „InterOPERA“. Weitere erste Schritte im Rahmen der Innovationspartnerschaft
- Entwicklung eines regulatorischen Rahmens sowie einer Einkaufs- und Kommunikationsstrategie

Abbildung 51: Schematische Darstellung der definierten Multiterminal-Entwicklungstufen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Vernetzung von Offshore Netzanbindungssystemen

MT-Systeme können auch seeseitig entstehen oder ausgedehnt werden, in dem ONAS seeseitig miteinander verknüpft werden. 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.

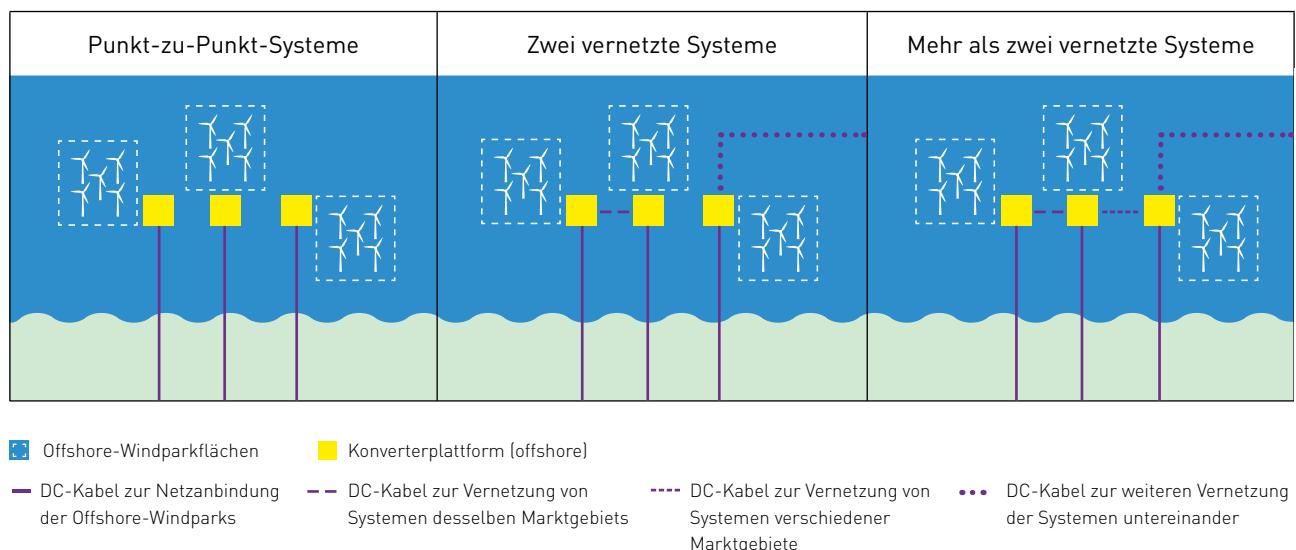
Bei der internationalen Offshore-Vernetzung werden ONAS innerhalb der deutschen AWZ mit ONAS in der AWZ der Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten verbunden, um zusätzliche Handelskapazitäten zu erschließen und damit die deutsche und europäische sozio-ökonomische Wohlfahrt zu erhöhen.

In der Ostsee wird im Vergleich zur Nordsee überwiegend eine geringere Leistung über kürzere Entferungen übertragen. Bedingt durch wechselnde Rahmenbedingungen wie z. B. umweltfachliche Restriktionen oder vorhandene Trassenräume stellt hier in der Regel die Drehstromtechnik ein technisch und wirtschaftlich effizientes Übertragungskonzept dar. Durch kleinere Einheitengrößen in der Übertragungsleistung bietet die Drehstromtechnik 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.

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 weiträumiger 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 Engpassmanagement 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, Norwegen 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 52 ist das Konzept der Offshore-Vernetzung im Vergleich zu Punkt-zu-Punkt-Verbindungen schematisch dargestellt.

Abbildung 52: Schematische Darstellung der Offshore-Netzanbindung und -Vernetzung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Durch nationale Offshore-Vernetzung kann 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-Winderzeugung im Vergleich zu Punkt-zu-Punkt-Systemen erhöht. 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. Die Verfügbarkeit steigt mit dem Vernetzungsgrad, wodurch DC-seitige Schaltfunktionalität erforderlich wird, um im Fehlerfall die Abregelung von Offshore-Windenergie zu senken. Allerdings bergen die möglichen Innovationen im Bereich der HGÜ-Technologie auch technische Unsicherheiten wie sie im Folgenden beschrieben werden.

Sofern eine 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 Raumanspruchnahme erforderlich. Allerdings steigen die Projektrisiken und -kosten stark an, wenn DC-Schaltanlagen auf der Offshore-Seite erforderlich werden (s. Abbildung 52, rechte Darstellung mit mehr als zwei vernetzten Systemen).

Fehlerbehandlung in DC-Netzen

Eine Herausforderung bei MT-Systemen ist die Fehlerselektivität, um die Auswirkungen von Fehlerfällen auf das AC-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 ([Verordnung \(EU\) 2017/1485 der Kommission 2017 \(System Operation Guideline \(SOGL\)\), Artikel 153 2b,i](#)). 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 bündeln und anbinden, sind daher primärtechnische Entscheidungen und Vorkehrungen zu treffen und mit einem geeigneten DC-Schutzkonzept zu kombinieren:

Um den Ausfallrahmen des HGÜ-Systems zu begrenzen, werden metallische Rückleiter mitgeführt. Zusätzlich ist innerhalb von DC-Schaltanlagen, sowie im DC-Leitungsbereich die bautechnische Separierung der Pole möglich, um die Auftrittswahrscheinlichkeit von Pol-zu-Pol-Fehler zu minimieren. 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. Letztlich entscheidet ebenso die Auswahl der Konvertertechnik über das DC-seitige Fehlerverhalten.

Für die Fehlerbehandlung in DC-Systemen gibt es im Wesentlichen drei Schutzkonzepte, die mit den o. g. Vorkehrungen kombiniert betrachtet werden müssen, um ein robustes DC-Systemerhalten im Fehlerfall abzuleiten:

1. Vollständig selektives DC-Schutzkonzept:

- Im Falle eines Fehlers auf der Gleichstromseite wird nur der betroffene Schutzbereich abgeschaltet.
- Alle Betriebsmittel (insbesondere Leitungen) haben ihren eigenen Schutzbereich (maximale Begrenzung des Ausfallrahmens, vgl. zu Standardvorgehensweise in AC-Systemen).

2. Teil-selektives DC-Schutzkonzept:

- Im Falle eines Fehlers auf der Gleichstromseite wird das System in Teilsysteme aufgeteilt, um den Ausfallrahmen auf einen geeigneten Wert zu begrenzen (Teilsysteme, die „save to fail“ sind).
- Schutzkonzept, welches in den DC-Hub-Pilotprojekten zum Einsatz kommt

3. Nicht-selektives DC-Schutzkonzept:

- Ein Fehler auf der Gleichstromseite führt zur Abschaltung der betroffenen Schutzzone. Die Größe der Schutzzone (und somit der Ausfallrahmen), hängt von der HGÜ-Architektur ab:
 - Symmetrischer Monopol und starrer Bipol: vollständiger Verlust der DC-Übertragungskapazität
 - Bipol mit Digital Mobile Radio (DMR) (Dt.: Metallrückleitung): Verlust der halben DC-Übertragungskapazität
 - Standardmäßige Vorgehensweise bei bisherigen HGÜ-Punkt-zu-Punkt-Systemen (offshore wie onshore)

Das Schutzkonzept der Teilelektivität kommt in den DC-Hub-Pilotprojekten HeideHub, NordWestHub und NordHub zum Einsatz, welches bei einer Kosten-Nutzen-Abwägung für die ersten konkreten Projekte den größten volkswirtschaftlichen Vorteil generiert (minimaler Einsatz von DC-Leistungsschaltern schafft effiziente Begrenzung der Engpassmanagementkosten bei Ausfällen. Unter Berücksichtigung aktueller Kosten-Annahmen, generiert ein vollständig selektives DC-Schutzkonzept in diesen ersten konkreten Anwendungsfällen, keine weiteren wirtschaftlichen Vorteile).

Zur Umsetzung des Schutzkonzepts der Teilelektivität ist es geplant, dass DC-Leistungsschalter zur DC-Sammelschienen-Längstrennung und Separierung der Pole zum Einsatz kommen. Durch diese Technologieannahme kann der Ausfallrahmen bei Einfachfehlern bereits auf 1 GW begrenzt werden, wodurch neben den Vorgaben aus der europäischen SOGL auch die deutschen Planungsgrundsätze der ÜNB sicher eingehalten werden.

Auch bei größeren DC-Strukturen kann das Konzept der Teilselektivität angewandt werden, um Einfachausfälle effizient zu beherrschen. Wie auch nach der Identifikation von neuen AC-Maßnahmen müssen für DC-MT-Systeme projektspezifische Stabilitätsbetrachtungen in der Planungs- und Spezifikationsphase durchgeführt werden, um die Auswirkungen von Mehrfachfehlern auf das AC-Netz zu analysieren und so betriebliche Maßnahmen planen zu können. Als mittel- bis langfristiges Ziel sollten die ÜNB eine Erweiterung der deutschen Planungsgrundsätze für DC-MT-Systeme anstreben, da die Planungsgrundsätze im aktuellen Stand nicht vollständig auf DC-Maßnahmen übertragbar sind. Hierzu müssen aber die Erkenntnisse und Arbeiten aus den Pilotprojekten einfließen.

Die technologische Machbarkeit 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 wurde im weltweiten Kontext bereits in ersten Pilotprojekten erprobt und angewendet (siehe z. B. Zhangbei DC-Netz Installationen). Die deutschen ÜNB erwarten, dass diese technische Skalierung für einen kommerziellen Einsatz in Europa bei 525 kV Anfang der 2030er zur Verfügung steht. Im Rahmen der Innovationspartnerschaft der vier ÜNB werden verschiedene Technologien weiterentwickelt. Dabei ist zu beachten, dass DC-Leistungsschalter in diesem Stadium 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.

4.5 Regulatorischer 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. Dies gilt auch für das von der BNetzA angedachte Jährlichkeitsprinzip ab der fünften Regulierungsperiode (ab 2029). Das Jährlichkeitsprinzip („Cost-Plus Regulierung“) ist ein Ansatz, bei dem Kostenveränderungen jährlich nachgefahren werden und über die Netzentgelte auf Plankostenbasis ohne Zeitverzug refinanziert werden können. Dies ersetzt die bisherige Systematik einer fünfjährigen Regulierungsperiode mit Budgetprinzip und ist für eine zeitnahe Refinanzierung der angefallenen Betriebskosten z. B. für digitale und innovative Betriebsmittel vorteilhaft.

Im Kern lassen sich folgende Defizite und Herausforderungen ableiten:

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 FACTS (s. Kapitel 4.3.3) 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 die 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.⁴
4. Die bestehenden Regelungen zur Innovationsförderung in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sind komplex, gehen mit langen Genehmigungsprozessen einher und sind mit hohem Bürokratieaufwand verbunden. Als Beispiel kann § 25a ARegV angeführt werden. Bei diesem 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.

Die derzeitige Anreizregulierung setzt den Fokus stark auf Kosteneffizienz bereits bestehender Aufgaben. Die Transformation des Energiesystems bringt jedoch vielfältige neue Aufgaben für die ÜNB mit sich. Die Netzbetreiber kennen die Gegebenheiten vor Ort am besten und sollten eigenständig die Optionen zur Zielerreichung auswählen. Ein Fokus auf Output-Ziele reizt sie dazu an, 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 Treibhausgasneutralität fördert. Zugleich besteht die Notwendigkeit, diese Herausforderungen gezielt anzugehen und die Wirtschaftlichkeitslücke für neue Technologien zu schließen.

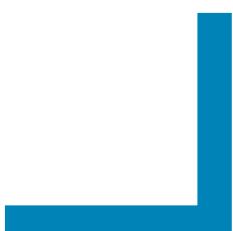
Auf der anderen Seite ist zu gewährleisten, dass der Netzausbau im volkswirtschaftlich vertretbaren Rahmen bleibt und der Einsatz von innovativen Betriebsmitteln in einem adäquaten Kosten-Nutzen-Verhältnis stehen muss. Diese ist sowohl aus Sicht der Volkswirtschaft wichtig (bezahlbare Netzentgelte), aber auch aus Sicht der ÜNB wichtig, um die Akzeptanz für den Netzausbau zu gewährleisten.

⁴ Diese Problematik wurde bereits 2015 im Evaluierungsbericht der BNetzA identifiziert und mit dem Efficiency-Carry-Over eine Lösungsmöglichkeit aufgezeigt (jedoch nicht umgesetzt).

Weiterführende Dokumente und Links

- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2012). Netzentwicklungsplans Strom 2012, 2. Entwurf. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-12/nep_2012_2_entwurf_teil_1_kap_1_bis_8.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2024). Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes. https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/planung%20und%20betrieb%20des%20deutschen%20%C3%BCbertragungsnetzes/u%CC%88nb-rahmendokument_planungundbetrieb_202203.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- International Standardisation Organisation (ISO) (2013). Space Systems – Definition of the Technology Readiness Levels (TRLs) and their criteria of assessment. <https://www.iso.org/standard/56064.html> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- ENTSO-E (2022). RDI Monitoring Report 2022. Research, Development and Innovation Projects. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/2023/entso-e_RDI_Monitoring_Report_2022.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Verband der Elektrotechnik (VDE) (2021). Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb (VDE-AR-N 4210-5). <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/innovation/freileitungen/witterungsabhaengiger-freileitungsbetrieb-vde-ar-n-4210-5> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Deutsches Institut für Normung (DIN) (2001). Leiter für Freileitungen - Leiter aus konzentrisch verselten runden Drähten; Deutsche Fassung EN 50182:2001. <https://www.dinmedia.de/de/norm/din-en-50182/44710562> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2023). Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil2_1.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Bundesnetzagentur (2025). Systemstabilitätsbericht 2025. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2025.pdf (Zuletzt abgerufen am: 01.09.2025)
- HVDC-WISE (2023). Deliverable 4.1 Identification of key technologies, potential benefits and restrictions. <https://zenodo.org/records/10380614> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2022). 4-ÜNB-Papier zu Anforderungen an netzbildende Umrichter. https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/zuordnung_unklar/grundlegende-anforderungen-an-netzbildende-umrichter/220504 - 4-uuenb-papier_zu_anforderungen_an_netzbildende_umrichter.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2025). Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee. https://www.bsh.de/DE/THemen/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/FEP_2025.pdf?blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2019). Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019, zweiter Entwurf. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2022-11/NEP_2030_V2019_2_Entwurf_Teil2.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- EU (2017). Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsbetrieb. System Operation Guideline (SOGL). <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj/eng> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- EU Projekt PROMOTioN. Progress on meshed HVDC Pffshore Transmission Networks. <https://www.promotion-offshore.net/> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen und Marktmodellierung
- 3 Marktsimulationsergebnisse
- 4 Technologie und Innovationen
- 5 Offshore-Netz**
- 6 Onshore-Netz
- 7 Interkonnektoren
- 8 Maßnahmenübersicht
- 9 Konsultation
- 10 Zusammenfassung



5 Offshore-Netz

Zusammenfassung

- › Der NEP und der Flächenentwicklungsplan (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 zuletzt bekannt gemachte FEP 2025 wurde am 30.01.2025 vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie veröffentlicht. Die ÜNB haben im ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) die Festlegung des zuletzt bekannt gemachten FEP berücksichtigt. Im FEP 2025 fehlen räumliche und zeitliche Festlegungen zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie für das Jahr 2045 gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz. 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.
- › Mit Wissen der BNetzA haben die ÜNB die informatorische Darstellung des FEP 2025 einer Variante künftiger Festlegungen in den Zonen 4 und 5 der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee berücksichtigt und im Rahmen der Offshore-Optimierung zusammen mit dem Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme eine Planungsgrundlage für den NEP 2037/2045 (2025) erstellt.
- › Im aktuellen NEP wurden erstmals Maßnahmen zur Offshore-Optimierung für alle ONAS ab 2035 angewendet, um neben der kosteneffizienten Integration von Offshore-Windenergie auch die grundsätzliche Effizienz des Offshore-Ausbaus zu steigern.
- › Das gesetzliche Ausbauziel für Offshore-Wind in Form des Leistungsziels von mindestens 70 GW bis 2045 wurde durch die Orientierung an einem zu erreichenden Energieertrag von 238 TWh aus Offshore-Wind gemäß der Genehmigung des Szeniorrahmens ergänzt. Durch die Offshore-Optimierungsmaßnahmen werden die in der Genehmigung des Szeniorrahmens vorgegebenen Energieerträge in allen Szenarien übererfüllt, trotz Unterdeckung der Mantelzahlen der Offshore-Windpark-Leistungen in einzelnen Szenarien.
- › Die Mantelzahlen werden unter Berücksichtigung der gesetzlichen Ausbauziele von den ÜNB definiert und anschließend durch die BNetzA genehmigt. Gemäß der Genehmigung des Szeniorrahmens (S. 56) kann jedoch geringfügig von den Mantelzahlen durch die Offshore-Optimierung abgewichen werden. Demnach sind die Mantelzahlen und die gesetzlichen Ausbauziele im NEP differenziert voneinander zu betrachten.
- › Im Rahmen der Offshore-Optimierungen wird durch optimierte Flächenzuschnitte und optimierte Positionierung der Windenergieanlagen auf den Flächen eine Reduktion der Verschattungseffekte erreicht. Dadurch wird die Einspeisung von Offshore-Windparks erhöht – die Volllaststunden der betrachteten Offshore-Windparks werden signifikant auf Werte von ca. 3.900 Stunden pro Jahr erhöht. Im Ergebnis sinkt die Anzahl der bis zum Jahr 2045 benötigten ONAS – ausgehend von 17 ONAS gemäß der Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023) im betrachteten Untersuchungsraum der Offshore-Optimierung – um sieben ONAS in Szenario A, um vier ONAS in Szenario B und um fünf ONAS in Szenario C.
- › Für das Offshore-Zubaunetz im Szenario A 2037 ergeben sich ONAS mit einer Trassentlänge von 2.537 km und einem Investitionsvolumen von 35,6 Mrd. Euro. Im Szenario B 2037 umfasst das Offshore-Zubaunetz 3.491 km bei einem Investitionsvolumen von 48,6 Mrd. Euro. Für das Zieljahr 2045 ergeben sich im Szenario A 6.558 km Trassenlänge mit einem Investitionsvolumen in Höhe von 88,4 Mrd. Euro und im Szenario B 7.979 km Trassenlänge und 106,4 Mrd. Euro Investitionsvolumen. Das allen Szenarien zugrundeliegende und hinzuzurechnende Investitionsvolumen der bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt rund 64,9 Mrd. Euro. Es ergibt sich für den Offshore-Netzausbau ein Gesamtinvestitionsbedarf zwischen 100,5 und 113,5 Mrd. Euro bis 2037 und zwischen 153,3 und 171,3 Mrd. Euro bis 2045.
- › Zur Umsetzung der von den ÜNB vorgenommenen Offshore-Optimierung sind jedoch rechtliche, regulatorische sowie planerische Anpassungen erforderlich.
- › Der Bedarf an ONAS in den Szenarien C 2037 und C 2045 wird im zweiten Entwurf veröffentlicht.

Die ÜNB haben für die Bestimmung des Offshore-Zubaunetzes den Bedarf von weiteren Offshore-Netzanbindungs- systemen (ONAS) zur Erreichung von mindestens 70 GW Offshore-Windenergieleistung bis 2045 gemäß § 1 Abs. 2 Wind- energie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) untersucht. Das Kapitel Offshore-Ausbauplanung gibt zunächst einen Überblick über die Rahmenbedingungen und das methodische Vorgehen zur Ermittlung der Offshore-Netzanbindungssysteme, die zur Integration der Offshore-Windenergieleistung erforderlich sind (s. Kapitel 5.1). Im Folgenden werden Optimierungs- potenziale ermittelt und eine Offshore-Ausbaukulisse entwickelt, die sowohl einen möglichst hohen Energieertrag erzielt und gleichzeitig die gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Windenergie einhält (s. Kapitel 5.2). Abschließend werden die unter diesen Maßgaben ermittelten ONAS für die Szenarien A 2037, B 2037, A 2045 und B 2045 hergeleitet, nationale Vernetzungsoptionen geprüft und die zugehörigen Investitionskosten aufgeführt (s. Kapitel 5.3 und 5.4). Der Bedarf an ONAS in den Szenarien C 2037 und C 2045 wird im zweiten Entwurf veröffentlicht.

5.1 Offshore-Ausbauplanung

Die Offshore-Ausbauplanung in Deutschland stützt sich insbesondere auf den Flächenentwicklungsplan (FEP) des Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) und den NEP der ÜNB. Ergänzt wird sie durch einen umfassenden rechtlichen Rahmen, vor allem durch das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) und zugehörige Verordnungen.

5.1.1 Rechtlicher Rahmen

Der NEP legt fest, welche Netzausbaumaßnahmen erforderlich sind, um den künftigen Transportbedarf im Übertragungsnetz zu bewältigen, und wo die Offshore-Windenergie in das landseitige Übertragungsnetz eingespeist werden kann. Hierfür werden im NEP die Netzverknüpfungspunkte (NVP) für die ONAS ermittelt und im weiteren Verfahren von der BNetzA geprüft und bestätigt. Auf diese Weise wird gemäß § 17d Abs. 1 EnWG die Zuständigkeit eines ÜNB für die Umsetzung eines ONAS bestimmt: In der Regel ist derjenige ÜNB, in dessen Regelzone der NVP eines ONAS liegt, für die Errichtung und den Betrieb des ONAS zuständig. Der FEP legt gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 6 und 7 WindSeeG verbindlich fest, wo in der Nord- und Ostsee Offshore-Windparks (OWP) und ONAS gebaut werden. Ferner bestimmt der FEP gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 WindSeeG, wann die auf den festgelegten Flächen jeweils bezuschlagten Windenergieanlagen und das entsprechende ONAS in Betrieb genommen werden sollen.

Wie die Offshore-Netzausbaumaßnahmen des FEP im NEP zu berücksichtigen sind, wird im § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 6 EnWG vorgegeben: Der NEP ermittelt die Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung und zum Ausbau der ONAS in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und im Küstenmeer der Nord- und Ostsee einschließlich der NVP an Land, die innerhalb der Betrachtungszeiträume nach § 12a Abs. 1 EnWG für einen schrittweisen, bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau, einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der ONAS sowie zum Weitertransport des auf See erzeugten Stroms oder für eine Anbindung von Testfeldern im Sinne des § 3 Nr. 9 WindSeeG erforderlich sind. Hierbei müssen die Festlegungen des zuletzt bekannt gemachten FEP nach den §§ 4 bis 8 WindSeeG zugrunde gelegt werden.

Der zuletzt bekannt gemachte FEP wurde am 30.01.2025 veröffentlicht⁵. Der FEP 2025 enthält keine konkreten räumlichen und zeitlichen Festlegungen zur Erreichung des gesetzlichen Ausbauziels von 70 GW bis 2045, sondern legt die Grundlagen („Kulisse“) und Potenzialflächen fest. Mit Wissen der BNetzA und des BSH haben die ÜNB daher – ausgehend von den Festlegungen der Gebiete und den Ausführungen im informatorischen Anhang des FEP 2025 – gemeinsam mit dem Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) eine volkswirtschaftlich verbesserte Ausbauvariante erarbeitet. Diese gilt insbesondere für die Zonen 4 und 5 der AWZ der Nordsee als Planungsgrundlage für diesen NEP. Der Fokus lag auf einer Effizienzsteigerung der Netzanbindung, um eine Reduktion der erforderlichen ONAS zu erreichen. Diese Planungsgrundlage erfüllt die von der BNetzA im genehmigten Szenariorahmen festgelegten Vorgaben, dass eine Optimierung des Offshore-Ausbau im Rahmen des NEP zu prüfen ist. Für die Umsetzung der Planungsgrundlage sind jedoch gesetzliche sowie planerische Anpassungen notwendig.

⁵ Am 15.05.2025 hat das BSH die Entscheidung bezüglich zur bedingten Festlegung des Trassenverlaufs für die ONAS NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12-2 und NOR-13-1 verkündet. Diese Entscheidung erfolgte nach der Veröffentlichung des zuletzt bekannt gemachten FEP 2025 am 30.01.2025.

5.1.2 Anderweitige Planungsmöglichkeiten

Gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 5 EnWG stellt der NEP alternative Planungsmöglichkeiten dar. Ausgehend vom genehmigten Szenariorahmen werden sieben verschiedene Szenarien betrachtet, die jeweils ein unterschiedliches Zielnetz als Gesamtplanalternative ergeben. In Abstimmung mit der BNetzA werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Onshore-Wind) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der BNetzA öffentlich konsultiert.

Zusätzlich weisen die Offshore-Zubaunetz-Steckbriefe zu den Projekten gegebenenfalls vorhandene alternative NVP aus. Konkrete räumliche Alternativen zu einzelnen Trassenverläufen der ONAS können nur eingeschränkt im Rahmen des NEP geprüft werden. Eine detaillierte Betrachtung von räumlichen Alternativen erfolgt im Rahmen der nachgelagerten Verfahren der neu identifizierten, notwendigen ONAS. 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 über mögliche Trassenverläufe für die spätere, zu konkretisierende Planung dar. Hier kann es im Rahmen der nachgelagerten Fortschreibungs-, Planungs- bzw. Genehmigungsverfahren zu Anpassungen und Konkretisierungen kommen. Anderweitige Technologiekonzepte werden hingegen nicht betrachtet, da im FEP standardisierte Technikgrundsätze festgelegt werden und Abweichungen davon nur in begründeten Einzelfällen möglich sind. Eine Abweichung stellt die Prüfung der Steigerung der Übertragungsleistung der 525-kV-ONAS auf bis zu 2,2 GW gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens im Rahmen der Offshore-Optimierung dar, wie sie im Kapitel 5.2 erfolgt.

5.1.3 Räumliche, zeitliche und planerische Rahmenbedingungen

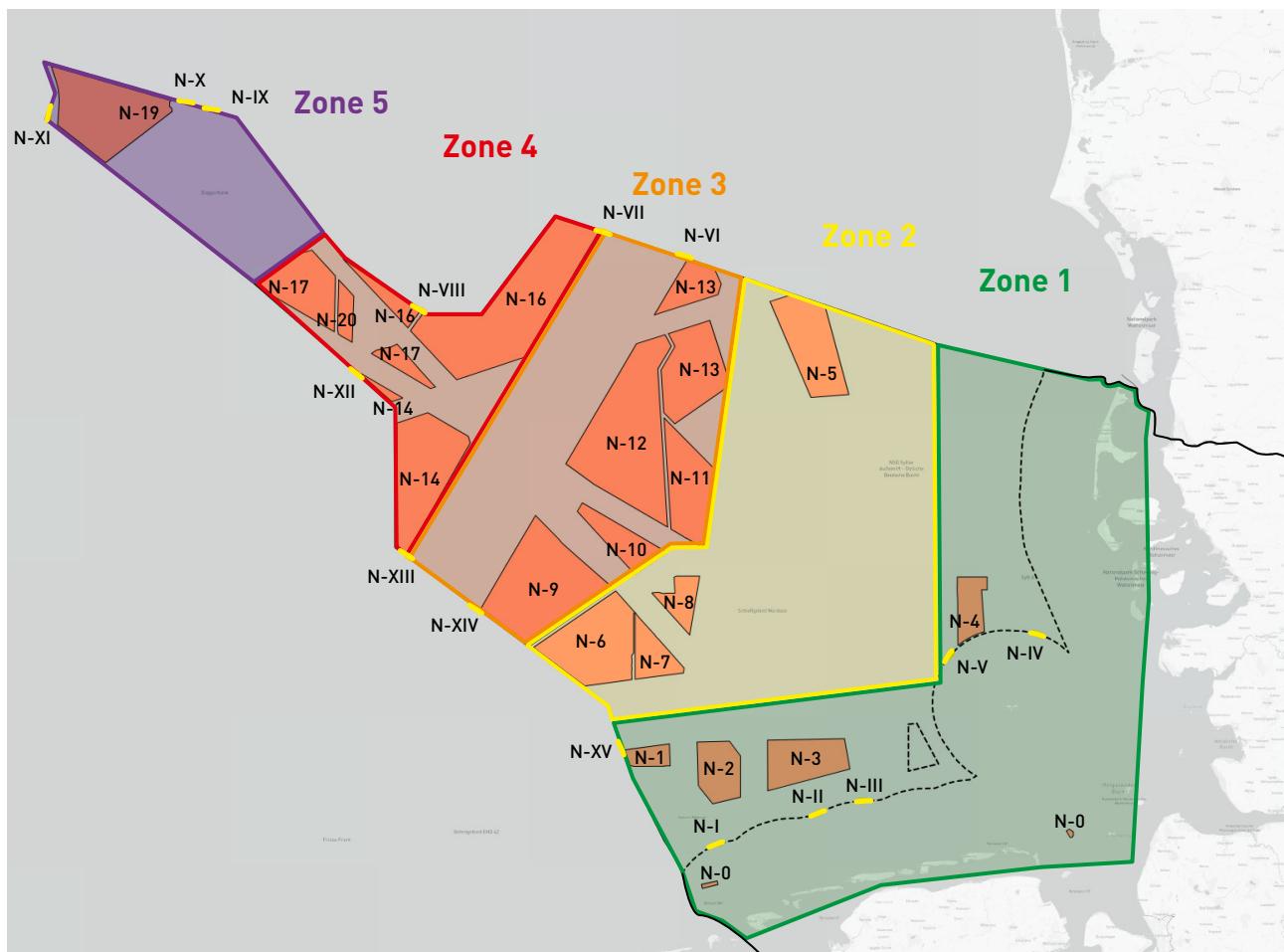
Entfernungszonen und Grenzkorridore

Zur besseren Staffelung der ONAS wurden die Nord- und Ostsee in Entfernungszonen von ca. 50–100 km je Zone eingeteilt: Die Nordsee umfasst fünf Zonen (s. Abbildung 53), die Ostsee aufgrund ihrer geringeren räumlichen Tiefe nur eine Zone (s. Abbildung 54). Für eine bessere Einteilung und Übersicht des Meeresraumes werden die Entfernungszonen im NEP und FEP angewendet.

Der FEP legt zudem Grenzkorridore fest – Stellen, an denen die ONAS die Grenze zwischen deutscher AWZ und Küstenmeer überschreiten (Nordsee: N-I bis N-V; Ostsee: O-I bis O-V und O-XII; siehe u. a. Abbildungen 53 und 54) und Grenzkorridore für grenzüberschreitende Seekabelsysteme. Die Zuordnung eines geplanten ONAS zu einem solchen Grenzkorridor schränkt später die Wahl passender landseitiger NVP ein: Ein ONAS, das z. B. über den Grenzkorridor N-III in das niedersächsische Küstenmeer eintritt, lässt sich im Gegensatz zu einem NVP in Niedersachsen oder anderen südlicheren Bundesländern nur mit signifikantem planerischen sowie finanziellem Mehraufwand an einen NVP in Schleswig-Holstein anschließen.

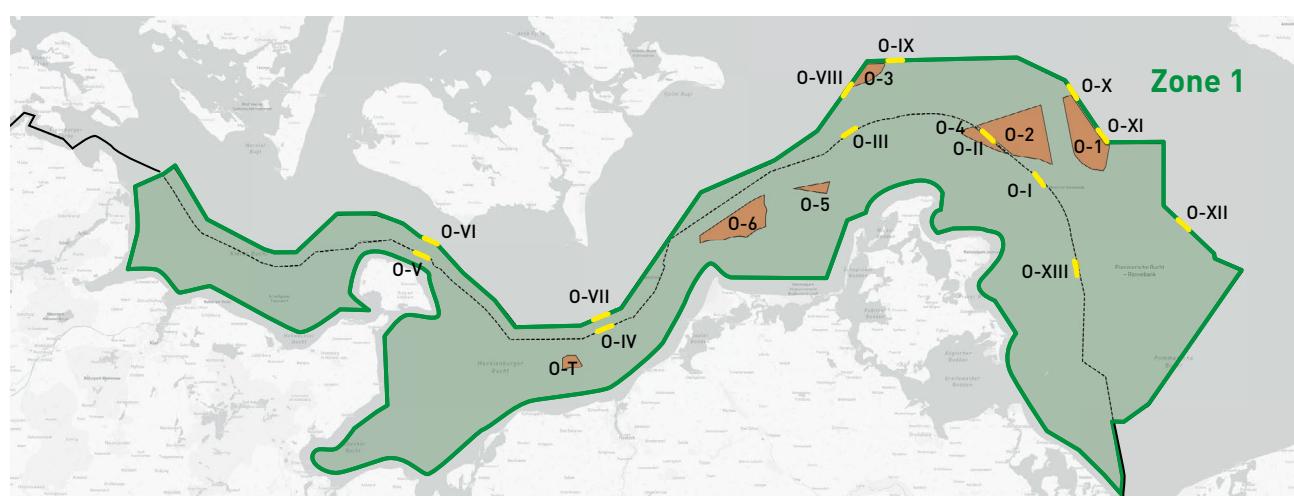
Die Festlegung von Grenzkorridoren und den Trassenverläufen zu geplanten ONAS im Rahmen des FEP erfolgt vom BSH räumlich optimiert zur bestmöglichen Ausnutzung des begrenzten Meeresraumes. Eine Abweichung von dieser Zuordnung bei einem ONAS hat umfangreiche Wechselwirkungen auf die räumliche Situation weiterer ONAS zur Folge. Die ÜNB nehmen daher keine Veränderungen an der Zuordnung von Grenzkorridoren zu geplanten ONAS aus dem FEP vor, treffen darüber hinaus jedoch Annahmen für die Führung der ONAS durch die Küstenmeere, die vorbehaltlich der nächsten Fortschreibung des FEP zur Planung der ONAS herangezogen werden.

Abbildung 53: Entfernungszonen der Nordsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie



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

Abbildung 54: Entfernungszonen der Ostsee mit Gebieten für Offshore-Windenergie



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

Zeitliche Reihenfolge der Inbetriebnahmen von Offshore-Netzanbindungssystemen

Die zeitliche Reihenfolge der ONAS wird im FEP festgelegt. Dies umfasst das Jahr sowie das entsprechende Quartal der Inbetriebnahme. In Ausnahmefällen kann es jedoch erforderlich sein, vom FEP abweichende Fertigstellungsjahre im NEP anzunehmen.

5.2 Offshore-Optimierung

Im Rahmen dieses NEP erfolgt gemäß dem genehmigten Szeniorahmen (S. 57) eine Überprüfung des Offshore-Ausbau unter Berücksichtigung von Optimierungsmaßnahmen. Deren Ziel ist es, die Einspeisung von OWP durch höhere Vollaststunden zu steigern, die ONAS effizienter zu nutzen und somit die Anzahl der benötigten ONAS möglichst zu reduzieren, um damit den Offshore-Ausbau insgesamt kosteneffizienter zu gestalten. Im Folgenden haben die ÜNB daher eine Planungsgrundlage zur zukünftigen Ausgestaltung des Offshore-Ausbau erarbeitet, für dessen Umsetzung jedoch rechtliche, regulatorische sowie planerische Anpassungen notwendig sind.

Hintergrund dieser Reevaluierung sind insbesondere die gestiegenen Kosten für Konverter, Kabel, Transport und Installation der ONAS. Diese resultieren aus Preissteigerungen durch Marktverwerfungen in den letzten Jahren aufgrund von geopolitischen Entwicklungen und einem deutlich anwachsenden Projektvolumen um das Jahr 2030. Besonders ins Gewicht fällt der gestiegene Bedarf an DC-Technologie für die ONAS bei gleichzeitig nahezu unveränderter Lieferantenverfügbarkeit, was die Beschaffungskosten deutlich erhöht. Ein weiterer zentraler Anlass für die Optimierung sind die höher als bisher erwartet ausgefallenen Effizienzeinbußen durch Abschattungseffekte (engl. Wake-Effects) der Windenergieanlagen (WEA) durch die verhältnismäßig dichte Bebauung in der deutschen AWZ: Aufgrund von technisch bedingten Verwirbelungen der Luftströmungen durch die Rotorblätter der WEA sinken die Windgeschwindigkeiten in und hinter den OWP, was die Vollaststunden und Energieerträge der einzelnen WEA beziehungsweise der OWP insgesamt deutlich reduziert.

Zur Optimierung des Offshore-Ausbau wurden insbesondere folgende Maßnahmen hinsichtlich ihrer Anwendung von den ÜNB im NEP geprüft:

1. **Neuzuschitt der Flächen** für Offshore-Windenergie und Reduktion der Bebauungs- bzw. Leistungsdichte, um Abschattungseffekte zu verringern und somit den Energieertrag pro WEA zu steigern.
2. **Verbindliche Überbauung** der OWP-Leistung im Verhältnis zur Übertragungsleistung des ONAS, um den jährlichen Energieertrag zu steigern und so die Kosteneffizienz der ONAS zu erhöhen.
3. **Prüfung technischer Reserven** innerhalb der ONAS zur Steigerung der Übertragungsleistung, um mehr Energie aus Offshore-Wind in das Übertragungsnetz zu integrieren.

Diese Maßnahmen wurden ebenfalls im FEP 2025 und in der Genehmigung des Szeniorahmens für den NEP 2037/2045 (2025) aufgegriffen:

Im **FEP 2025** wird die zu installierende Leistung auf den Flächen N-9.4 und N-9.5 von je 2 GW auf nominell 1 GW reduziert (Reduktion der Leistungsdichte) und gleichzeitig eine Überbauung in Höhe von bis zu 20 % (bis zu 1,2 GW je Fläche) als „Soll“-Formulierung vorgesehen (S. 47 des FEP 2025). Dadurch ist zur Anbindung beider Flächen nur noch ein statt zwei 2-GW-ONAS (NOR-9-4) erforderlich. Diese Anpassung des Offshore-Ausbau ist durch den FEP 2025 verbindlich festgelegt worden.

Darüber hinaus werden im informatorischen Anhang des FEP 2025 (S. 47ff) Überlegungen des BSH zur Anwendung der Maßnahmen zur Offshore-Optimierung für die Gebiete westlich der Schifffahrtsroute SN10 (d. h. in den Zonen 4 und 5) vorgestellt. Ausgehend von einer Steigerung der Übertragungsleistung der ONAS von 2,0 auf bis zu 2,2 GW und einer Überbauung der OWP von bis zu 20 %, sind die OWP-Flächen in den Gebieten neu zugeschnitten worden. Mit dieser Umsetzungsvariante würde sich die Anzahl erforderlicher ONAS demnach gegenüber der Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023) um fünf ONAS reduzieren, woraus im Ergebnis eine Gesamtübertragungsleistung in Höhe von ca. 69 GW resultiert.

In der **Genehmigung des Szeniorahmens** für den NEP wird auf die oben beschriebenen Maßnahmen sowie den FEP 2025 Bezug genommen. So soll im NEP geprüft werden, auf welche ONAS und damit verbundene NVP gegebenenfalls verzichtet werden kann, um den größten gesamtwirtschaftlichen Nutzen erzielen zu können. Hierfür wird das Jahr 2035 als Startpunkt festgelegt, da der zuletzt bekannt gemachte FEP 2025 bereits Flächen, die bis Ende 2034 anzubinden sind, festgelegt hat. Bei Unsicherheiten bei der Umsetzbarkeit der Steigerung der Übertragungsleistung von 2,2 GW haben die ÜNB gemäß genehmigtem Szeniorahmen eine technisch-wirtschaftliche Einschätzung zur potenziellen Steigerung der Übertragungsleistung „[...]um bis zu 10 % vorzunehmen und auf Basis der Ergebnisse eine entsprechende Planung zu unterstellen. Sowohl die zulässige Höhe als auch der realistische Umsetzungszeitpunkt einer möglichen Leistungsanhebung ist hierbei zu untersuchen und belastbar zu ermitteln. Etwaige Hindernisse, die einer Umsetzung entgegenstehen könnten, sind in schriftlicher Form zu benennen und Ansätze zu deren Überwindung sind aufzuzeigen. [...] Zwischen den Szenarien mit den Zieljahren 2037 und 2045 können die Annahmen auf Basis der erzielten Ergebnisse variiert werden, wenn der realistische Umsetzungszeitpunkt beispielsweise nach 2037 liegt“ (BNetzA Genehmigung des Szeniorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom 2025-2037/2045, 2025, S. 58).

Zudem ist durch die ÜNB im Rahmen der Offshore-Optimierung zu prüfen, ob ONAS, die über den Grenzkorridor N-III bislang nach West- und Süddeutschland geführt werden sollen, küstennäher angebunden werden können, ohne dass dies weiteren landseitigen Netzausbau auslöst. Im Rahmen der Prüfung sind alle ONAS zu berücksichtigen, für welche eine Inbetriebnahme ab dem Jahr 2035 anvisiert wird.

In Hinblick auf die Offshore-Optimierungsmaßnahmen ist zu berücksichtigen, dass sowohl die gesetzlichen leistungs-spezifischen Offshore-Ausbauziele (in GW) als auch Mantelzahlen als Ertragswert (in TWh) in der Genehmigung des Szeniorahmens angegeben werden. Bislang war die installierte Leistung eines OWP und die Übertragungsleistung des ONAS überwiegend identisch. Hiervon wird bei Anwendung der Offshore-Optimierungsmaßnahmen in diesem NEP abgewichen mit dem Ergebnis, dass die installierte OWP-Leistung höher als die Übertragungsleistung sein kann.

Dies führt dazu, dass eine Definition der Ausbauziele ausschließlich über die Leistung nicht zielführend ist. Entsprechend des von den ÜNB im NEP gewählten Ansatzes sollte zudem die von den ONAS an Land übertragene Energiemenge, angegeben in Terawattstunden (TWh), das entscheidende Kriterium zur Erreichung der vorgegebenen Ziele sein. Gemäß Genehmigung des Szeniorahmens beläuft sich die im Jahr 2045 aus Offshore-Wind benötigte Energiemenge in den Szenarien B 2045 und C 2045 auf 238 TWh, in Szenario A 2045 auf 204 TWh. Daher wird im Folgenden jeweils auch die durch die ONAS übertragene Energiemenge bestimmt und insbesondere auch die Erreichung des TWh-Zielwertes als Maß für die Erfüllung der Mantelzahlen angesehen, da die Genehmigung des Szeniorahmens eine geringfügige Abweichung von diesen durch die Offshore-Optimierung zulässt (S. 56).

Die Überprüfung, ob einzelne Maßnahmen, die bisher über den Grenzkorridor N-III weiter nach West- und Süddeutschland geführt werden, küstennäher angebunden werden können, ohne dass dies weiteren landseitigen Netzausbau auslöst, ist im Rahmen der Netzanalysen erfolgt. Zur Begründung für die Auswahl der einzelnen NVP wird auf die Steckbriefe der einzelnen Vorhaben verwiesen. Im Ergebnis wird für das Zielnetz B 2045 ein neuer Multiterminal-Hub im Suchraum Esens ausgewiesen. Die in den bisherigen NEP ermittelte ONAS-Direktanbindung mit NVP in Oberzier als Teil der Windader West wird im bereits identifizierten Trassenraum am küstennahen Suchraum Esens mit dem ONAS Nüttermoor zu einem DC-Hub zusammengeführt. Die Zusatzkosten für die erforderliche DC-Schaltanlage in Esens werden durch die eingesparten Engpassmanagementkosten überkompensiert.

5.2.1 Offshore-Optimierungsmaßnahmen

Im Folgenden werden die einzelnen Offshore-Optimierungsmaßnahmen erläutert und deren Umsetzbarkeit auf den deutschen Offshore-Ausbau eingeordnet.

Maßnahme 1: Neuzuschnitt von Flächen für Offshore-Windenergie zur Reduktion der Leistungsdichte und von Abschattungseffekten zur Steigerung der Effizienz von OWP und ONAS

Die Effizienz des Offshore-Ausbau lässt sich durch die Volllaststunden bemessen. Die Volllaststunden stellen dar, wie viele Stunden im Jahr der OWP beziehungsweise das ONAS rechnerisch mit Volllast betrieben wird. Höhere Volllaststunden bei gleichbleibender installierter OWP-Leistung führen zu einem höheren Energieertrag und somit zu mehr Effizienz.

Der Energieertrag eines OWP hängt dabei von verschiedenen Faktoren ab: Vom Typ der eingesetzten WEA, von den Windverhältnissen am Standort des OWP sowie von den Abschattungseffekten der WEA untereinander und/oder durch benachbarte OWP. Mit zunehmender Bebauungsdichte (Leistungsdichte) nehmen die Abschattungseffekte zu.

Die Abschattungseffekte lassen sich reduzieren, indem entweder die Anzahl der WEA auf den bisher zur Verfügung stehenden Flächen für Offshore-Windenergie reduziert wird oder die Flächen vergrößert werden. Etwaige Maßnahmen unterliegen jedoch Einschränkungen, welche die zu erreichende Effizienzsteigerung limitieren. Hierzu zählt insbesondere das in der Genehmigung des Szenariorahmens enthaltene Offshore-Ausbauvolumen, welches innerhalb der begrenzten Flächen für Offshore-Wind in den deutschen Meeresgewässern zu verorten ist. Die Begrenzung ergibt sich insbesondere durch die weiteren maritimen Nutzungen in den Meeresgewässern, wie z. B. Schifffahrt, Naturschutz und Landesverteidigung. Darüber hinaus sind die Ausbauplanungen für die Offshore-Windenergie der benachbarten Anrainerstaaten zu berücksichtigen und idealerweise länderübergreifend abzustimmen, um die Abschattungseffekte auch überregional möglichst gering zu halten.

Das BSH hat im Rahmen der Fortschreibung des Raumordnungsplans AWZ sowie des FEP die Flächensicherung für die Offshore-Windenergie betrieben und hierbei eine Abwägung mit den Interessen konkurrierender Nutzungen vorgenommen. Die zuletzt abgewogene Ausbaukulisse wurde hierbei im Rahmen des FEP 2025 veröffentlicht. Im Rahmen der Offshore-Optimierung im NEP nutzen die ÜNB daher die im FEP 2025 ausgewiesenen Gebiete gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 WindSeeG als Grundlage für die Optimierung der hier zu errichtenden OWP, um eine realistische Umsetzungsperspektive zu ermöglichen (s. Kapitel 5.2.2). Für eine weitere Effizienzsteigerung sollten im Rahmen zukünftiger Fortschreibungen des FEP weitere Flächen für die Offshore-Windenergie ausgewiesen werden. Besonders Flächen im Bereich der Doggerbank mit erwarteten 4.000 bis 4.400 Volllaststunden bieten ein hohes Potenzial⁶. Eine zeitnahe Festlegung ist erforderlich, um eine räumliche Entzerrung der aktuell stark verdichteten Gebiete in Zone 3 zu ermöglichen. Darüber hinaus sollte auch die Anbindung und Bilanzierung von OWP in den Gewässern der deutschen Anrainerstaaten geprüft werden, um die Bebauungsdichte in den deutschen Meeresgewässern reduzieren zu können.

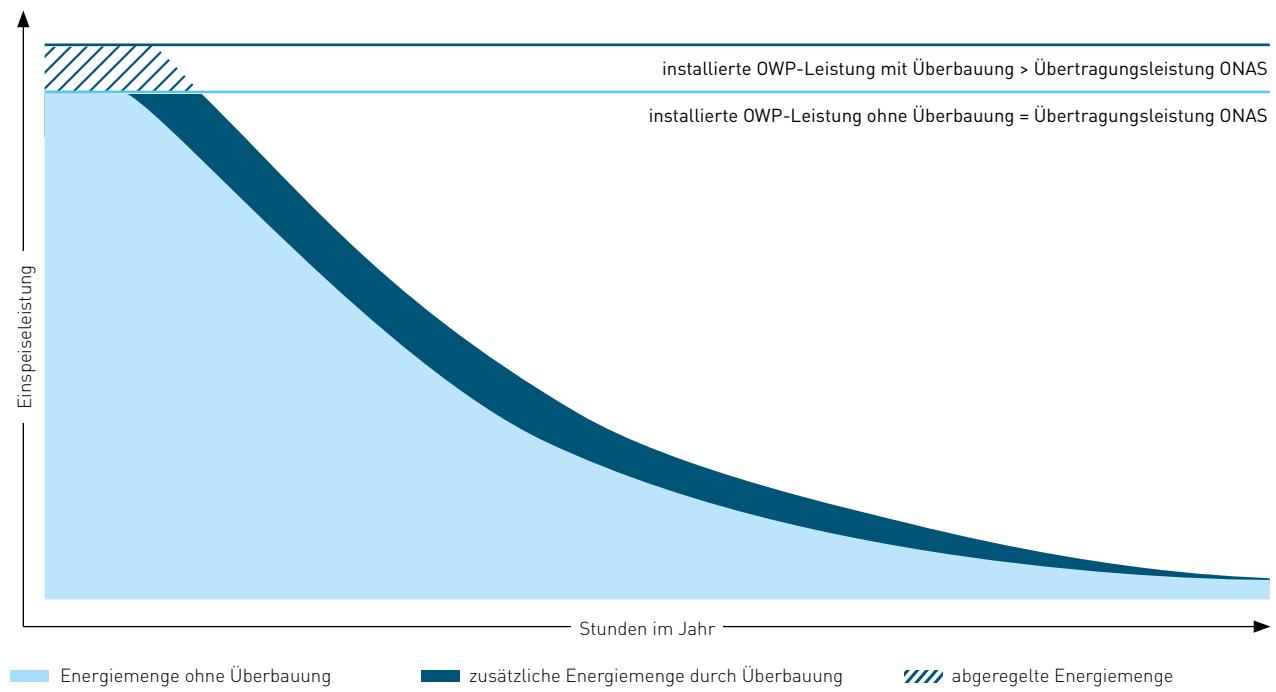
Maßnahme 2: Verbindliche Überbauung der installierten Leistung der OWP im Verhältnis zur Übertragungsleistung der ONAS

Der bezuschlagte Bieter eines OWP erhält gemäß § 24 Abs. 1 Nr. 3, § 37 Abs. 1 Nr. 2 und § 55 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG i. V. m. § 17d Abs. 3 EnWG entweder anteilig oder vollständig das Anrecht auf die Übertragungsleistung eines ONAS. Dabei ist grundsätzlich vorgesehen, dass die Leistung der OWP der Höhe der Übertragungsleistung der ONAS entspricht. Da die OWP nur in wenigen Stunden eines Jahres mit Volllast in das Übertragungsnetz einspeisen, führt dies dazu, dass auch die ONAS lediglich in wenigen Stunden des Jahres vollständig ausgelastet sind. Um die Effizienz eines ONAS zu steigern, ist es daher sinnvoll, die installierte Leistung der anzubindenden OWP im Verhältnis zur Übertragungsleistung der ONAS zu überbauen. Durch die Überbauung (Erhöhung der installierten OWP-Leistung im Verhältnis zur Übertragungsleistung des ONAS) erhöht sich auch der Energieertrag der OWP in Phasen mit geringerer Einspeisung signifikant. Dieser sogenannte Teillastbereich stellt den überwiegend vorherrschenden Arbeitspunkt eines OWP dar. In Phasen mit größerer Einspeisung, also annähernd bei Vollast, muss hingegen die übersteigende OWP-Leistung (oberhalb der Übertragungsleistung des ONAS) abgeregelt werden. Solche Phasen der Vollast korrelieren in der Regel mit generell hoher Offshore-Windenergie-einspeisung mit der Folge, dass nur niedrige Marktpreise zu erzielen sind und es aufgrund hoher landseitiger Netzbelaustung gegebenenfalls zu Abregelungen der OWP kommen kann, um die Systemstabilität zu gewährleisten.

6 Siehe folgende Untersuchungsergebnisse: „Untersuchung einer möglichst naturverträglichen Nutzung des NSG „Doggerbank“ durch die Offshore-Windkraft. Abschlussbericht“ und „Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 16 bis 21“

Das Ziel der Überbauung ist, dass durch den angesetzten Grad der Überbauung die zusätzlich in das Übertragungsnetz integrierte Energiemenge des OWP größer ist als die Energiemenge, die aufgrund der geringer dimensionierten Übertragungsleistung des ONAS abgeregelt werden muss (s. Abbildung 55). Zudem kann hierdurch das gesetzliche Ausbauziel für Offshore-Wind von mindestens 70 GW bis zum Jahr 2045 unter Berücksichtigung einer geringeren Summe an Übertragungsleistung (kleiner 70 GW) beziehungsweise einer geringeren Anzahl an ONAS erreicht werden. Denn für die Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele ist aus Sicht der ÜNB die installierte OWP-Leistung ausschlaggebend, nicht jedoch die Übertragungsleistung der ONAS.

Abbildung 55: Auswirkungen der Überbauung auf zusätzliche Energieerträge und abgeregelte Energiemengen aus Offshore-Wind



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Planungsgrundsatz 7.11.1 a) des FEP (S. 35) erlaubt bislang eine freiwillige, betriebswirtschaftlich optimierte Überbauung (Overplanting) durch die OWP-Betreiber. Diese erfolgt jedoch bisher nur selten. Damit bleiben Effizienzpotenziale für die vom Netzkunden finanzierten ONAS ungenutzt. Um die Effizienz der Netzanbindung zu steigern, sind daher verbindlichere Vorgaben zur Überbauung notwendig, da das betriebswirtschaftliche Optimum eines OWP nicht mit dem volkswirtschaftlichen Optimum übereinstimmen muss.

Eine ausdrückliche, gesetzliche Grundlage für eine verbindliche Überbauung existiert für Offshore-Windenergie bisher nicht. Ebenso stützt sich die im FEP vorgesehene Überbauung auf den vorgenannten Flächen in der Nordsee lediglich auf die allgemeine Ermächtigung des BSH zur Festsetzung der Planungsgrundsätze im FEP gemäß § 5 Abs. 1 Satz 1 Nr. 11 WindSeeG. Aus Gründen der Rechtssicherheit ist es aus Sicht der ÜNB empfehlenswert, die Offshore-Optimierung, einschließlich der verbindlichen Überbauung und der Spitzenkappung, auf eine ausdrückliche gesetzliche Grundlage zu stellen.

Maßnahme 3: Prüfung von technischen Potenzialen innerhalb der ONAS zur Steigerung der Übertragungsleistung

Die ÜNB haben untersucht, ob und gegebenenfalls in welchem Ausmaß die Übertragungsleistung der 2-GW-ONAS ohne größere technische (Design-)Anpassungen gesteigert werden kann. Dabei sind die notwendigen Mehraufwände bzw. potenziellen Risiken hinsichtlich Entwicklung, Verzögerungswirkungen, Verfügbarkeit, Kosten, Transport und Installation, die sowohl beim Konverter als auch beim Kabel bewertet werden müssen, sowie die Anpassung und Verträglichkeit von Planungsprämissen und Planungsgrundsätzen zu berücksichtigen. Diese Aspekte gilt es in der Gesamtbewertung gegeneinander abzuwägen. Von den ÜNB sind sowohl eine dauerhafte als auch eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung untersucht worden.

Dauerhafte Steigerung der Übertragungsleistung der ONAS auf 2,1 GW beziehungsweise 2,2 GW

Prinzipiell kann durch ein angepasstes Technikdesign der ONAS ein dauerhafter Betrieb dieser mit einer gesteigerten Übertragungsleistung von 2,1 GW bis zu 2,2 GW ermöglicht werden. Hierfür sind aber die nachfolgenden Aspekte zu berücksichtigen:

Mit Blick auf Kostensenkungspotenziale ist es zielführend, **Standardisierungen** einzuführen und diese auch langfristig beizubehalten. So kann sich der Markt auf diese Anforderungen einstellen und die Herstellung für diese Anforderungen kostensenkend optimieren. Mit der Einführung von 2,1-GW- beziehungsweise 2,2-GW-ONAS würde ein neuer Standard etabliert werden. Dies betrifft insbesondere die Hersteller, die sich jedoch aufgrund der großen Anstrengungen seitens der Regierung, der Behörden und der ÜNB bereits auf den ebenso neu etablierten und noch nicht realisierten sowie noch nicht in Betrieb befindlichen Standard der 2-GW-ONAS fokussiert haben.

Für das **Kabelsystem** muss zur Einhaltung der maximalen Leitertemperatur durch die Erhöhung der Stromstärke ein neues Design entwickelt werden, welches sich insbesondere durch größere Kabelquerschnitte und ein damit einhergehendes höheres Kabelgewicht auszeichnen wird. Zwar ist aus elektrotechnischer Sicht diese Herausforderung umsetzbar, jedoch gehen damit neben dem zeitlichen Aufwand für die Designphase auch signifikante Mehrkosten für den zusätzlichen Bedarf von Leitermaterial (Kupfer/Aluminium) einher. Des Weiteren führt ein Kabel mit einem größeren Querschnitt bei der Fertigung, dem Transport und der Installation und dem dafür erforderlichen Equipment sowie bei der Verfügbarkeit von Dienstleistern zu weiteren Risiken. Denn bereits bei den 2-GW-ONAS wirkt der Kabelquerschnitt und das Kabelgewicht als limitierender Faktor bei der Installation, insbesondere im Küstenmeer mit der schonenden Verlegung im Wattenmeer. Beim Einsatz von nochmals größeren Kabelquerschnitten würde der Markt an Dienstleistern zusätzlich beschränkt, wodurch neben Kostenrisiken auch Verzögerungsrisiken bei der parallelen Umsetzung mehrerer ONAS einhergehen können. Derzeit sind zumindest keine Maschinen für die Verlegung von Kabeln mit einem Querschnitt größer 3.000 mm² verfügbar, die für eine Steigerung der Übertragungsleistung notwendig wären. Weitere Maßnahmen zur landseitigen Einhaltung der maximalen Leitertemperatur wären zum einen die Vergrößerung der Abstände zwischen den Leitern oder der Austausch des Bodens zur Erhöhung seiner Wärmeleitfähigkeit. Beide Maßnahmen und hier insbesondere der Bodenaustausch führen zu deutlichen Mehrkosten.

Neben der Erforderlichkeit einer Vergrößerung des Kabelquerschnitts, einer Vergrößerung der Abstände zwischen den Leitern oder einem Austausch des Bodens zur Anpassung der Wärmeleitfähigkeit, würde andererseits ohne eine Anpassung das in § 17d Abs. 1b EnWG gesetzlich geregelte 2 K-Kriterium (die maximal zulässige Temperaturerhöhung des Sediments) nicht eingehalten werden können. Dieses müsste daher angepasst werden. Auch wenn durch die genannten Maßnahmen eine Einhaltung der maximalen Temperaturerhöhung ermöglicht werden könnte, müssten aufgrund des sich ändernden Betriebstemperaturprofils des Kabels die Auswirkungen und die Anwendbarkeit des 2 K-Kriteriums neu bewertet werden.

Hinsichtlich der **Konverter** kann eine Steigerung der Übertragungsleistung um bis zu 10 % (bei 2-GW-ONAS) mit voraussichtlich geringfügigen Anpassungen in den Betriebszuständen und am 2-GW-Plattformdesign technisch umgesetzt werden.

Temporäre Steigerung der Übertragungsleistung der ONAS auf 2,1 GW beziehungsweise 2,2 GW

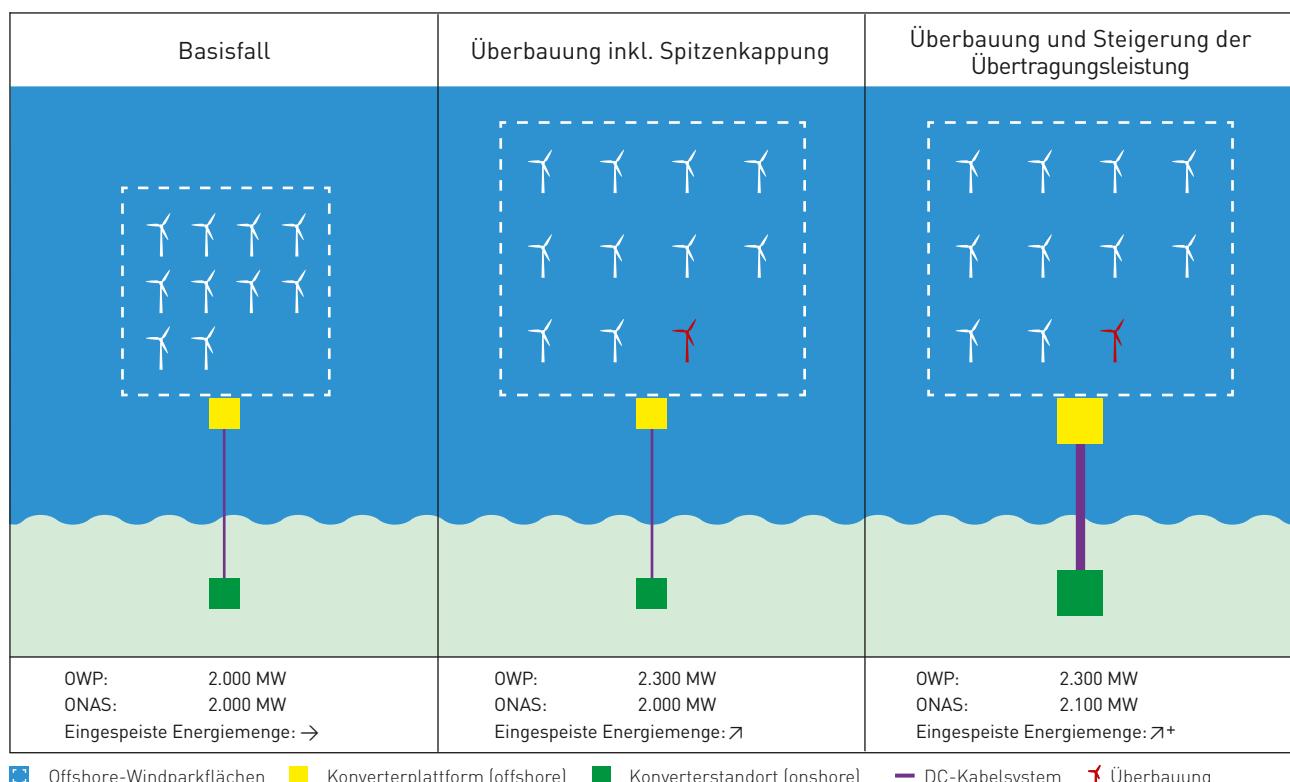
Im aktuellen, standardisierten Technikdesign der 2-GW-ONAS kann unter passenden Bedingungen und mit geringfügigen, technischen Anpassungen die Übertragungsleistung temporär auf bis zu 2,1 GW gesteigert werden. Eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung auf bis zu 2,2 GW kommt für diesen NEP – aufgrund der nachfolgend beschriebenen Erfordernisse und Herausforderungen für die Umsetzung einer temporären Steigerung auf 2,1 GW – nicht in Betracht.

Aufgrund des Erfordernisses von Anpassungen am Technikdesign bei **Kabel und Konverter** gehen voraussichtlich auch finanzielle Mehraufwände zur technischen Ertüchtigung der ONAS mit einher. Diese finanziellen Mehraufwände sind jedoch deutlich geringer als bei der dauerhaften Steigerung der Übertragungsleistung. Das 2 K-Kriterium kann gegebenenfalls nicht eingehalten werden und müsste daher sehr wahrscheinlich angepasst werden.

Eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung auf über 2 GW pro ONAS erfordert aus Sicht der ÜNB eine Anpassung der **gesetzlichen Regelungen** bezüglich der Entschädigung bei Störungen und Abregelungen. Des Weiteren ist die Anwendungsmöglichkeit stark von projektindividuellen Faktoren abhängig. In diesem Zusammenhang ist im Rahmen der Realisierung der ONAS u. a. zu klären, wie häufig, wie lange und wie hoch das ONAS höher ausgelastet werden kann.

Zusammenfassend stellt Abbildung 56 eine graphische Übersicht der drei im Rahmen der Offshore-Optimierungsmaßnahmen resultierenden Fälle dar. Beginnend mit dem bisherigen Basisfall, bei dem die installierte OWP-Leistung der Übertragungsleistung des ONAS von 2 GW entspricht. Dessen Effizienz wird im zweiten Fall durch die Überbauung des OWP um beispielsweise 15 % auf 2,3 GW gesteigert. Schließlich wird mit einer Steigerung der Übertragungsleistung des ONAS auf beispielsweise 2,1 GW eine weitere Kosteneffizienzsteigerung des Offshore-Ausbaus erzielt.

Abbildung 56: Übersicht zu den Offshore-Optimierungsmaßnahmen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.2.2 Grundlagen zur Ermittlung einer optimierten Offshore-Ausbaukulisse

Um eine sinnvolle Offshore-Ausbaukulisse unter Anwendung der in Kapitel 5.2.1 gelisteten Offshore-Optimierungsmaßnahmen für den NEP zu erhalten, haben die ÜNB zusammen mit dem Fraunhofer IWES eine Studie⁷ durchgeführt. Hauptziel der Studie war es, im Rahmen der Vorgaben der Genehmigung des Szenariorahmens möglichst hohe Energieerträge beziehungsweise Energiemengen durch gesteigerte Vollaststunden der OWP und ONAS zu erreichen, um somit die Effizienz des Offshore-Ausbaus zu steigern und hierdurch insbesondere die Anzahl der benötigten ONAS reduzieren zu können. Eine detaillierte Erläuterung der Studie ist dem Abschlussbericht des Fraunhofer IWES zu entnehmen. Der Fokus der Untersuchung lag in den verschiedenen Simulationen auf der Erfüllung einer Mindestenergiemenge von 238 TWh gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens (s. o.). Diese Energiemenge wird auch dann erreicht, wenn die OWP variabel mit Überbauung und Spitzenkappung betrieben werden und dadurch die ONAS-Anzahl reduziert werden kann. Damit wird nicht nur die installierte Leistung der OWP betrachtet, sondern vor allem deren Energieertrag. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass Einsparungen bei ONAS nicht zur Unterdeckung von Lasten im Übertragungsnetz führen. Die geplanten ONAS werden durch Überbauung deutlich kosteneffizienter genutzt.

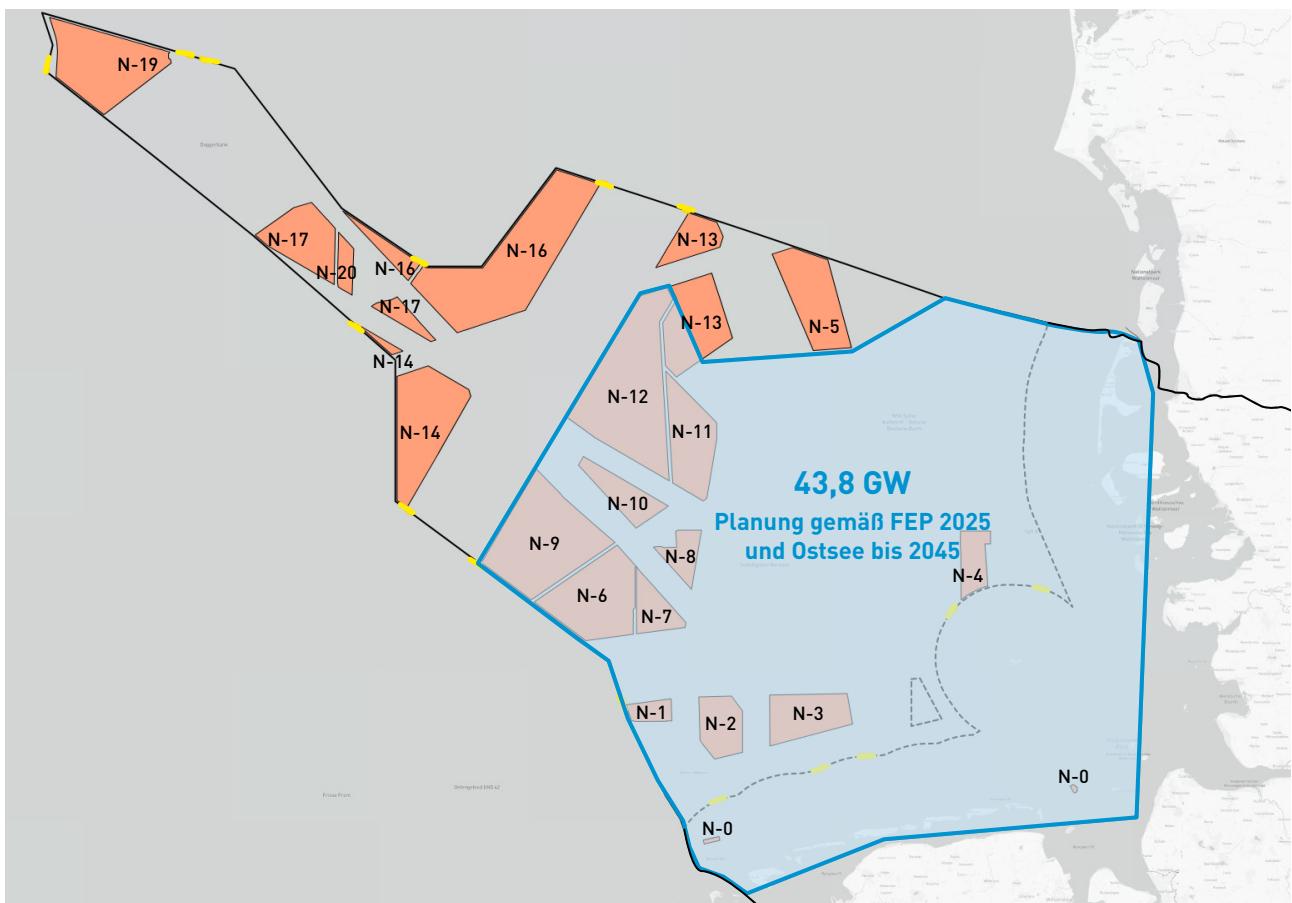
Randbedingungen

Die Optimierung beschränkte sich auf die deutsche AWZ in der Nordsee, wobei nur Flächen herangezogen wurden, für die es gemäß FEP 2025 keine festgelegten Ausschreibungstermine gibt. Dies entspricht dem vorgesehenen Startzeitpunkt für die Offshore-Optimierung gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens. Eine Optimierung des Ausbaus in der Ostsee wurde nicht betrachtet, weil der knappe Meeresraum bereits nahezu vollständig ausgebaut beziehungsweise beplant wurde. In der Nordsee sind alle Flächen bis einschließlich Zone 3 (mit Ausnahme des Nachnutzungsgebiets N-5 sowie der Flächen N-13.3 und N-13.4) durch den FEP 2025 sowie realisierte Projekte bereits fixiert und daher von Änderungen ausgenommen. Die installierte beziehungsweise geplante OWP-Leistung inklusive der deutschen Ostsee (ca. 5 GW) beläuft sich bis Ende 2034 somit auf ca. 43,8 GW⁸ und diente als Ausgangsflächenkulisse für die weitere Optimierung (s. Abbildung 57 und Kapitel 5.3).

⁷ Die Studie „Optimierung der Verteilung von Offshore-Netzanbindungssystemen und Windparkleistung für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025)“ wird im Laufe des Dezembers auf www.netzentwicklungsplan.de/StudieOptimierungIWES veröffentlicht.

⁸ Bei einer installierten Leistung von zusammen 2,4 GW auf den Flächen N-9.4 und N-9.5.

Abbildung 57: Optimierung innerhalb der Nordsee der deutschen AWZ



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

Bis 2045 müssen gemäß Szenario A 2045 bei einer maximalen Betriebsdauer von 25 Jahren ca. 7,7 GW an installierter OWP-Leistung zurückgebaut werden. In den Szenarien B 2045 und C 2045 reduziert sich der Rückbau bis 2045 bei einer längeren Betriebsdauer von 30 Jahren auf etwa 3,3 GW. Im Gebiet N-5 befinden sich aktuell zwei OWP, von denen sich einer, der OWP Sandbank, im geplanten Nachnutzungsgebiet N-5 befindet und daher bereits früher als nach 30 Jahren abgeschaltet werden müsste. Daher summiert sich das in den Szenarien B 2045 und C 2045 berücksichtigte Rückbauvolumen auf ca. 3,7 GW. Die Bestandsflächen für Offshore-Windenergie wurden mit den Rückbauannahmen abgeglichen, um diese im Falle einer Außerbetriebnahme innerhalb der Szenarien auch in den Untersuchungen des Fraunhofer IWES korrekt abzubilden.

Um die Energieerträge innerhalb der deutschen AWZ möglichst genau zu ermitteln, wurden die aktuellen Entwicklungen für den Offshore-Ausbau der Nordsee-Anrainer Dänemark und Niederlande berücksichtigt. Dies ist relevant, da ein überdimensionierter Offshore-Ausbau in diesen Ländern zu modelltechnisch nicht plausiblen Abschattungseffekten in der deutschen AWZ führen könnte.

Ermittlung optimierter Offshore-Ausbaukulissen

Zur Erreichung der Mantelzahlen von 70 GW der Szenarien B und C 2045 sind, zuzüglich der Annahmen zum Rückbau, ca. 30 GW zusätzlicher Ausbau erforderlich, innerhalb der die Optimierung vorgenommen werden kann ($70 \text{ GW} + \text{ca. } 3,7 \text{ GW} - \text{ca. } 43,8 \text{ GW}^9 \approx 30 \text{ GW}$).

⁹ Eine Abweichung im Ergebnis ergibt sich durch Rundungsungenauigkeiten.

Die Verortung der zusätzlichen 30 GW installierter OWP-Leistung in den Zonen 4 und 5 sowie im Nachnutzungsgebiet N-5 und den Flächen N-13.3 und N-13.4 erfolgte durch simulative Optimierung der Energieerträge durch das Fraunhofer IWES. Gemäß dem 2-GW-Standard können diese 30 GW theoretisch mit maximal 15 ONAS gebunden werden. Zur Bewertung der Auswirkungen einer ONAS-Reduktion wurden unterschiedliche Ausbaukulissen untersucht, die sich insbesondere hinsichtlich der Anzahl der ONAS je Gebiet und der Bebauungsdichte unterscheiden.

Hierzu wurde die Anzahl der ONAS zur Anbindung der 30 GW installierter OWP-Leistung innerhalb der Optimierungskulisse jeweils schrittweise reduziert, bis der gewünschte Energieertrag nicht mehr erreicht wurde. Um eine optimierte Ausbaukulisse zu erhalten, wurden die OWP-Gebiete zu Anbindungsclustern zusammengefasst, welche jeweils durch eine konkret zugewiesene Anzahl von ONAS gebunden wurden. Dabei wurden pro Iterationsstufe vier unterschiedliche Clusterzuordnungen vorgenommen. Die iterative Entfernung einzelner ONAS bis zur Erreichung des Mindestenergieertrags wurde ebenfalls für eine ONAS-Leistung von 2,1 und 2,2 GW vorgenommen (s. Kapitel 5.2.1).

Mit Reduktion der Anzahl der ONAS je Iteration steigt der durchschnittliche Überbauungsgrad pro OWP an. So beträgt dieser beispielsweise bei einer Anbindung der 30 GW durch 13 2-GW-ONAS (26 GW Anbindungsleistung) durchschnittlich ca. 15 %. Da die Erzeugungsleistung höher ist als die zur Verfügung stehende Übertragungsleistung, kann jedoch nicht mehr die gesamte erzeugte Energie abgeführt werden. Solche Erzeugungsspitzen treten jedoch nur in wenigen Stunden des Jahres auf.

Im Ergebnis wurde in der Optimierung, jeweils für die Anzahl der ONAS sowie deren Aufteilung auf die Anbindungscluster, eine nach der übertragenen Energiemenge optimierte Verteilung der WEA und Überbauung je Fläche vorgenommen. In diesem Rahmen wurden durch eine flexible Verteilung der WEA je Variante in die einzelnen Cluster lokale und regionale Abschattungseffekte reduziert und hierdurch die Energieerzeugung optimiert.

In Hinblick auf die Fläche N-13.3 und N-13.4 wurde in der Berechnung nur jeweils die Fläche N-13.3 in die Kulisse aufgenommen. Vergangene Berechnungen des Fraunhofer IWES hatten gezeigt, dass durch die starken Abschattungseffekte aufgrund der Gebiete N-11, N-12 und N-13 eine verhältnismäßig hohe Bebauungsdichte sowie niedrige Vollaststunden in den Flächen N-13.3 und N-13.4 bei zwei ONAS zu erwarten sind. Darüber hinaus stehen Teile der Fläche N-13.4 derzeit unter dem Vorbehalt, dass diese aus zwingenden Gründen für die Schifffahrt benötigt werden. Daher wurde die Fläche N-13.4 im FEP 2025 nur zur Prüfung festgelegt. Um einem etwaigen Flächenzuschliff in diesem Bereich nicht vorzugreifen, wurde nur die Fläche N-13.3 stellvertretend für einen angepassten Flächenzuschliff berechnet. Grundsätzlich sollte der tatsächliche Flächenzuschliff zur Ertragsmaximierung einen möglichst großen Abstand zu benachbarten OWP vorweisen.

5.2.3 Anwendung der Offshore-Optimierung im NEP

In den einzelnen Szenariopfaden A, B und C wurde die Offshore-Optimierung anhand von zwei Kriterien umgesetzt. Zum einen wurde eine Bewertung der jeweils in den Szenarien angenommenen Übertragungsleistung der ONAS gemäß Kapitel 5.2.1 vorgenommen. Zum anderen wurde die mit dem Fraunhofer IWES entwickelte Flächenkulisse unter Einbeziehung der ONAS-Anzahl beziehungsweise Übertragungsleistung und dem Grad der Überbauung gemäß Kapitel 5.2.2 als Planungsgrundlage für alle Szenarien angenommen.

1. Übertragungsleistung der ONAS

Basierend auf den in Kapitel 5.2.1 aufgeführten Einschätzungen, kommen die ÜNB zu dem Ergebnis, dass die zu erwartenden Risiken und Mehrkosten durch u. a. die Entwicklung eines neuen Kabeldesigns, den zusätzlichen Materialbedarf bei den Kabeln, den Anpassungen an den Konvertern sowie den steigenden Herausforderungen bei der Transport- und Installationslogistik, welche für die dauerhafte Steigerung der Übertragungsleistung auf 2,1 und 2,2 GW erforderlich wären, den verhältnismäßig geringen Mehrgewinn deutlich übersteigen. Aus diesen Gründen wird diese Umsetzungsmöglichkeit der Steigerung der Übertragungsleistung nicht berücksichtigt. Stattdessen wird eine Anwendung einer gesteigerten Übertragungsleistung seitens der ÜNB für die Betrachtungen im NEP 2037/2045 (2025) auf eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung auf bis zu 2,1 GW begrenzt. Zudem sind die Ambitionen zur Umsetzung eines solchen Technikkonzepts mit Herausforderungen auf Seiten aller Beteiligten und Anpassungen der rechtlichen sowie regulatorischen Regelungen verbunden, sodass eine solche Anwendung nur für den innovativ geprägten Szenariopfad C vorgesehen wird. In diesem werden sämtliche ONAS innerhalb der optimierten Offshore-Ausbaukulisse mit einer temporären Steigerung der Übertragungsleistung geplant. Im Rahmen der Szenariogestaltung wird unterstellt, dass in einem Großteil des Jahres eine temporäre Leistungssteigerung auf bis zu 2,1 GW möglich ist und die tatsächlichen Mehrkosten begrenzt bleiben. Aus diesem Grund wurde aufgrund simulativer Beschränkungen in den Netzmodellierungen eine dauerhafte Verfügbarkeit der Übertragungsleistung in Höhe von 2,1 GW unterstellt. Es ist jedoch unbedingt zu beachten, dass die reale Verfügbarkeit, abhängig vom jeweiligen ONAS-Projekt, stark eingeschränkt sein kann. Bei Umsetzung des Szenarios C sind die Haftungsregelungen bei einer nominell zugewiesenen Kapazität pro ONAS von 2,1 GW anzupassen, da eine dauerhafte Verfügbarkeit durch die ÜNB nicht gewährleistet werden kann. In den Szenariopfaden A und B wird hingegen eine Beibehaltung des 2-GW-Standards gemäß dem Technikgrundsatz 6.5 des FEP 2025 (S. 66) angenommen.

Es wird darüber hinaus darauf hingewiesen, dass bisher noch keine Betriebserfahrungswerte zu den neuen standardisierten 2-GW-ONAS vorliegen, weshalb technische Hürden und Herausforderungen nicht abschließend bewertet werden können. Aus diesem Grund wird die mögliche Anwendung der Steigerung der Übertragungsleistung sowohl hinsichtlich der technischen Machbarkeit als auch hinsichtlich einer Wirtschaftlichkeitsbewertung fortlaufend geprüft.

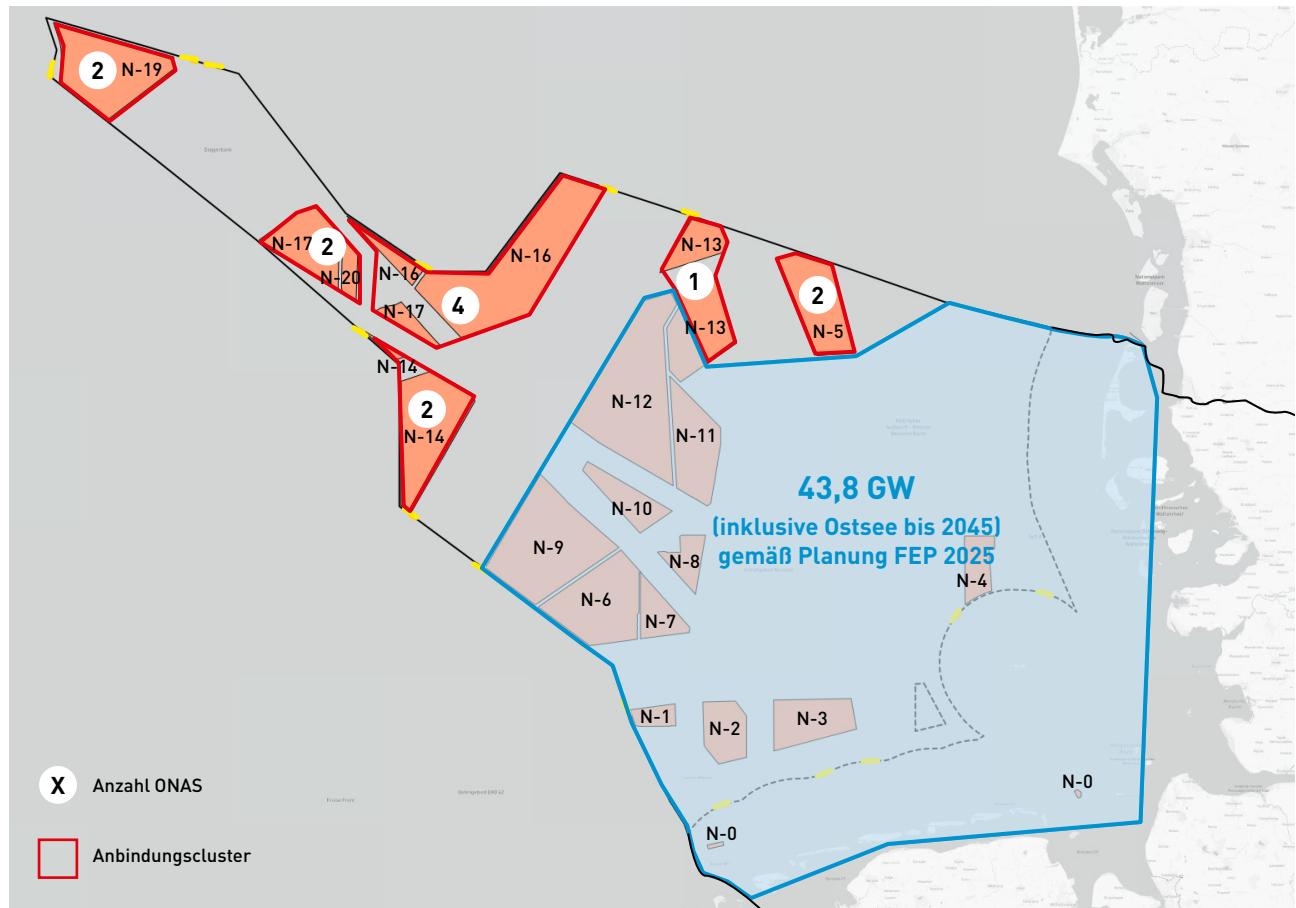
2. Optimierte Offshore-Ausbaukulisse des IWES unter Einbezug der ONAS-Anzahl und des Grades der Überbauung

Im Ergebnis der Studie des Fraunhofer IWES zeigt sich, dass die in der Genehmigung des Szenariorahmens angesetzten Energieerträge von 238 TWh für das Szenario B und C bereits bei einer deutlich geringeren Anzahl von lediglich elf 2-GW-ONAS innerhalb der Optimierungskulisse um 10 TWh übererfüllt werden. Bei einer solch geringen Anzahl an ONAS liegt der Überbauungsgrad der OWP bei 2-GW-ONAS jedoch bereits unverhältnismäßig hoch bei durchschnittlich 36,4 % und die nicht-integrierbare Energiemenge bei ca. 14 %, wobei der Überbauungsgrad einzelner Flächen sogar bei über 50 % und die gekappten Energieerträge bei knapp 20 % liegen können.

Bei der Orientierung an den genehmigten Mantelzahlen für die Gesamtleistung der OWP sind aus Sicht der ÜNB derart hohe Werte – vor dem Hintergrund der hohen zusätzlichen Investitionen – den OWP-Betreibern nicht zumutbar, weshalb auch der Überbauungsgrad der OWP bei der Gestaltung der Ausbaukulisse eine zentrale Rolle spielen muss. Nach Einschätzung der ÜNB ergibt sich ein angemessener, durchschnittlicher Überbauungsgrad von 15,4 % bei einem gekappten Energieertrag der OWP von ca. 6,5 %, welcher sich bei einer Anzahl von dreizehn 2-GW-ONAS in der Ausbaukulisse einstellt. Auf dieser Basis ergeben sich Vollaststunden der betreffenden OWP von durchschnittlich um ca. 3.900 Stunden pro Jahr. Dieser Wert ist signifikant höher als die im informatischen Anhang des FEP 2025 genannten 3.200 Stunden pro Jahr. Obwohl sich beide Werte nicht eins zu eins miteinander vergleichen lassen, da sich die Randbedingungen der IWES-Studie gegenüber den Annahmen des BSH – etwa in Bezug auf den geringeren Ausbau in den Niederlanden – unterscheiden, ist eine deutliche Erhöhung der Vollaststunden feststellbar.

Für die Konfiguration mit 13 ONAS und einem durchschnittlichen Überbauungsgrad von 15,4 % hat das Fraunhofer IWES insgesamt vier Ausbaukulissen untersucht. Da die Differenzen im Energieertrag zwischen den Flächenkulissen unter 0,5 % liegen, erfolgt die Auswahl der optimierten Offshore-Ausbaukulisse insbesondere anhand weiterer Indikatoren. Hierzu zählen u. a. die Homogenität der Überbauung über alle Gebiete für Offshore-Wind, das Volumen der spitzengekappten Energie bei Überbauung, die Distanzen zwischen möglichen Standorten für Konverter-Plattformen zum Festland sowie die zu erwartenden Längen der OWP-Innerparkverkabelungen. Unter Berücksichtigung der dargestellten Faktoren war daher die Variante mit insgesamt 13 ONAS vorzugswürdig, die, wie in Abbildung 58 dargestellt, auf die rot umrandeten Anbindungscluster aufgeteilt werden.

Abbildung 58: Optimierte Offshore-Ausbaukulisse auf Basis der berücksichtigten Indikatoren



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

Diese optimierte Offshore-Ausbaukulisse findet in allen Szenarien Anwendung. In Szenario A wird gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens ein verlangsamter Ausbau unterstellt. Demnach werden die in diesem Szenario bis 2045 nicht benötigten Flächen zur Erreichung der Mantelzahlen dennoch zu einem Zeitpunkt, welcher außerhalb des Planungshorizonts liegt, zur Erreichung des 70-GW-Ausbauziels benötigt und können daher nicht überplant werden. Im B Szenario werden alle in der Ausbaukulisse enthaltenen Flächen zur Erreichung der genehmigten Mantelzahlen benötigt. Mit Blick auf das Szenario C 2045, in dem die Realisierung eines weiteren OWP und somit eines weiteren ONAS gegenüber dem Szenario B 2045 mit identischem Offshore-Ausbauziel von 70 GW eingespart wird, zeigt sich die Relevanz der Berücksichtigung des energiebasierten Offshore-Ausbau. Denn unter Anwendung der gesteigerten Übertragungsleistung von 2,1 GW in Szenario C (s. Erläuterung im folgenden Abschnitt) und der somit größeren integrierten Energie- menge kann die Differenz zum Szenario B 2045 zu einem Großteil durch jedes einzelne ONAS kompensiert werden. Auch wenn dabei das Offshore-Ausbauziel von 70 GW im Szenario C 2045 leicht unterschritten wird, genügt die integrierte Energiemenge gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens. Darüber hinaus berücksichtigt die Ausbaukulisse, dass die voraussichtliche Fläche im Nachnutzungsgebiet N-5 für das ONAS NOR-5-3 bei einem in Szenario C unterstellten beschleunigten Offshore-Ausbau höchstwahrscheinlich noch nicht für eine Nachnutzung zur Verfügung stehen wird, weshalb diese Fläche in diesem Szenario ausgenommen wird.

Die installierte OWP-Leistung, die zur Anbindung vorgesehenen ONAS sowie der Überbauungsgrad der einzelnen Flächen beziehungsweise Gebiete für die OWP können, jeweils aufgeteilt auf die einzelnen Szenarien, der Tabelle 14 entnommen werden.

Tabelle 14: Übersicht zu den Kennzahlen der 2045er-Szenarien der gewählten Offshore-Ausbaukulisse

Fläche/Gebiet für Offshore-Windenergie	Installierte Erzeugungsleistung in MW	Anzahl ONAS in Szenario A/B/C 2045	ONAS-Übertragungsleistung in Szenario A/B/C in MW	Durchschnittlicher Überbauungsgrad in Szenario A/B/C in %
N-5	4.642	1 / 2 / 1	2.000 / 2.000 / 2.100	16,1 / 16,1 / 10,5
N-13.3 & N-13.4	2.156	1 / 1 / 1	2.000 / 2.000 / 2.100	7,8 / 7,8 / 2,7
N-14	4.510	2 / 2 / 2	2.000 / 2.000 / 2.100	12,8 / 12,8 / 7,4
N-16 & N-17.1	9.746	4 / 4 / 4	2.000 / 2.000 / 2.100	21,8 / 21,8 / 16,0
N-17.2 – N-17.4 & N-20	4.290	2 / 2 / 2	2.000 / 2.000 / 2.100	7,3 / 7,3 / 2,1
N-19	4.664	0 / 2 / 2	2.000 / 2.000 / 2.100	- / 16,6 / 11,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die optimierte Ausbaukulisse wurde im Anschluss im präziseren mesoskaligen Modell durch das IWES bewertet. Die dabei ermittelten Zeitreihen bilden zusammen mit der Übertragungsleistung der ONAS in den einzelnen Szenarien die Grundlage für die nachfolgende netzseitige Modellierung. Hieraus ergeben sich übertragene Energiemengen, die für die weitere Szenarioausgestaltung herangezogen werden. Wie bereits erwähnt, sollte das Erreichen der Mantelzahlen bei Anwendung der Offshore-Optimierungen nicht mehr ausschließlich durch die installierte Erzeugungsleistung der OWP beziehungsweise die Übertragungsleistung der ONAS beurteilt werden. Hierzu werden daher zusätzlich die in der Genehmigung des Szenariorahmens genannten Energiemengen pro Jahr und Szenario herangezogen. Diese Energiemengen variieren zwischen 165 TWh in Szenario A 2037 und 238 TWh in den Szenarien B 2045 und C 2045. In Tabelle 15 erfolgt daher ein Abgleich der Mantelzahlen aus der Genehmigung des Szenariorahmens mit den Ergebnissen des NEP unter Berücksichtigung der Offshore-Optimierungen und des Rückbaus, um den sich die vorgegebenen Mantelzahlen erhöhen.

Tabelle 15: Übersicht über die in die Netzmodellierung eingeflossenen Szenarien

Offshore-Optimierungen	Szenario A	Szenario B	Szenario C
Durchschnittliche Überbauung	Ø 15 % (2.300 MW)	Ø 9,5 % (2.300 MW)	
Übertragungsleistung	2.000 MW	2.100 MW	
Installierte Erzeugungsleistung	23.023 MW	30.008 MW	27.687 MW
Mantelzahlen für 2037 Leistung/ Energieertrag	50,0 GW/ 165,0 TWh	56,0 GW/ 184,8 TWh	56,0 GW/ 184,8 TWh
Zubau ONAS bis 2037 auf Basis des FEP 2025	3	5	5
Insgesamte OWP-Leistung/ übertragene Energiemenge/ abgeregelte Energiemenge	50,0 GW/ 172,8 TWh/ 2,3 TWh	54,7 GW*/ 190,0 TWh/ 3,6 TWh	54,7 GW*/ 194,8 TWh/ 2,6 TWh
Mantelzahlen für 2045 Leistung (zzgl. Rückbau)/ Energieertrag	60,0 GW (+7,7 GW)/ 204,0 TWh	70,0 GW (+3,7 GW)/ 238,0 TWh	70,0 GW (+3,7 GW)/ 238,0 TWh
Zubau ONAS bis 2045 auf Basis des FEP 2025	10	13	12
Insgesamte OWP-Leistung/ übertragene Energiemenge/ abgeregelte Energiemenge	59,2 GW*/ 214,0 TWh/ 5,3 TWh	70,2 GW 256,6 TWh/ 8,0 TWh	67,9 GW*/ 250,2 TWh/ 4,9 TWh
Einsparung ONAS ggü. Bestätigung NEP 2037/2045 (2023)	7	4	5

* Obwohl von den im Szenariorahmen vorgegebenen Mantelzahlen abgewichen wird, erhöht sich die übertragene Energiemenge durch die Offshore-Optimierungsmaßnahmen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Als Ergebnis der Anwendung der Offshore-Optimierungsmaßnahmen zeigt sich, dass die in der Genehmigung des Szenariorahmens vorgegebenen Energieerträge in allen Szenarien übererfüllt werden. Die OWP-Leistungen weichen allerdings in einigen Szenarien von den genehmigten Mantelzahlen ab, wie dies in der Genehmigung des Szenariorahmens grundsätzlich ermöglicht wurde.¹⁰ Ausgehend vom NEP 2037/2045 (2023) wurden insgesamt 17 ONAS in dem hier betrachteten Untersuchungsraum von der BNetzA bestätigt. Hierdurch ergab sich ein Offshore-Ausbau von insgesamt ca. 72 GW inklusive berücksichtigtem Rückbau. In diesem NEP 2037/2045 (2025) ist jedoch aufgrund der Überbauung im Rahmen der Offshore-Optimierung insbesondere die installierte Erzeugungsleistung anstelle der Übertragungsleistung der ONAS ausschlaggebend für die Erreichung der Mantelzahlen. Da darüber hinaus ebenfalls die übertragene Energiemenge zielgebend herangezogen wird, kann gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) eine Reduktion der bis zum Jahr 2045 benötigten ONAS vorgenommen werden.

In Szenario **A 2045** wird eine installierte OWP-Leistung von ca. 59,2 GW angenommen, die mittels zehn ONAS im Zubau- netz an das Übertragungsnetz angebunden werden. Trotz der Unterdeckung der Mantelzahl von 60 GW wird der benötigte Energieertrag von 204 TWh um ca. 10 TWh übererfüllt. Gegenüber dem vorherigen NEP 2037/2045 (2023), der eine Übertragungsleistung von 72 GW mit insgesamt 17 ONAS im betrachteten Untersuchungsraum bestätigt hat, ergibt sich eine Reduktion um insgesamt **sieben ONAS**. Davon entfallen fünf ONAS auf die Reduzierung der Mantelzahl um 10 GW und zwei ONAS auf die Effizienzsteigerung auf Basis der Offshore-Optimierung.

In Szenario **B 2045** beläuft sich die installierte OWP-Leistung auf ca. 70,2 GW und erfüllt damit die Mantelzahl. Unter Berücksichtigung von insgesamt 13 ONAS ergibt sich eine übertragene Energiemenge von ca. 256,6 TWh, die somit ca. 18,6 TWh oberhalb des genehmigten Szenariorahmens liegt. Hierdurch können gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) bei gleicher Mantelzahl insgesamt **vier ONAS** eingespart werden.

In Szenario **C 2045** summiert sich die installierte OWP-Leistung auf ca. 67,9 GW und unterdeckt somit die Mantelzahl. Denn zu den vier eingesparten ONAS des Szenarios B 2045 wird zusätzlich ein weiteres ONAS reduziert und als Innovation die temporäre Steigerung der Übertragungsleistung angewendet. Hierdurch kann die Unterdeckung der Mantelzahl um ca. 2,1 GW durch eine geringere, abgeregelte Energiemenge beziehungsweise eine größere, übertragene Energiemenge je ONAS kompensiert werden. Somit wird trotz der gesteigerten Reduktion um **fünf ONAS** die benötigte Energiemenge mit ca. 250,2 TWh um ca. 12,2 TWh übererfüllt.

5.3 Offshore-Netzausbau

Der NEP zeigt die erforderlichen ONAS auf, die zur Ausgestaltung der Szenarien gemäß des genehmigten Szenariorahmens der BNetzA erforderlich sind. Der anlagentechnische Umfang eines ONAS begründet sich durch die allgemeine gesetzliche Definition von ONAS gemäß § 3 Nr. 5 WindSeeG. Demnach umfassen ONAS konkret 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. Das umfasst auch die zugehörigen Onshore-Anlagengüter vom Anlandepunkt bis einschließlich der zugehörigen Anlagengüter am jeweiligen NVP, wie insbesondere Konverter, Kompensationsspulen, Transformatoren, Verbindungsleitungen, Betriebsmittel zur Spannungshaltung, Betriebsmittel zur Kompensation von Oberschwingungen sowie weitere Anlagengüter (z. B. Leistungsschalter und Trenner), sofern sie für die Errichtung oder den Betrieb der ONAS sowie für eine Umsetzung mittels Multiterminal-Konfiguration erforderlich sind.

Nähere Informationen zur jeweiligen Ausgestaltung der ONAS finden sich in den Projektsteckbriefen der digitalen Projektbibliothek unter www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek.

¹⁰ In der Genehmigung des Szenariorahmens heißt es hierzu auf Seite 56: „Aufgrund der noch umzusetzenden Offshore-Optimierung können die genauen Leistungsdaten im NEP geringfügig abweichen [...]“

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

- den Anteil an der Umspannplattform des OWP beziehungsweise 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 erforderlichen Schaltanlagen zur Umsetzung von Multiterminal-Lösung,
- die Erweiterung oder den Neubau des Umspannwerkes und der Konverterstation an Land und
- gegebenenfalls die Anbindungsleitung zwischen landseitiger Konverterstation und dem Umspannwerk an Land.

Bestandteile des Offshore-Netzes sind neben den erforderlichen ONAS ebenso Vernetzungsmaßnahmen. Hierzu wird auf Kapitel 5.3.3 verwiesen.

5.3.1 Offshore-Startnetz

Das Offshore-Startnetz beinhaltet alle ONAS, mit deren Realisierung gemäß Offshore-Netzentwicklungsplan beziehungsweise NEP bereits begonnen wurde. Der Beginn der Realisierung bezieht sich auf das Jahr der Beauftragung des ONAS, also insbesondere Konverter, Plattform und Kabel, durch den jeweils zuständigen ÜNB. Die Notwendigkeit der Vorhaben beziehungsweise Projekte des Startnetzes wurde in vorangehenden NEP nachgewiesen und wird mit Vorliegen der vollständigen Genehmigungen beziehungsweise des vollständigen Planfeststellungsbeschlusses nicht mehr in Form von Projektsteckbriefen gesondert dargestellt. Projekte des Startnetzes hingegen, die sich noch im Genehmigungsverfahren befinden, werden weiterhin mit einem Projektsteckbrief in der digitalen Projektbibliothek dargestellt.

Das Investitionsvolumen der bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt rund 64,9 Mrd. Euro. Die Übertragungsleistungen und Trassenlängen des Offshore-Startnetzes verteilen sich auf Nord- und Ostsee wie in Tabelle 16 aufgeführt.

Tabelle 16: Übertragungsleistungen und Trassenlängen des Offshore-Startnetzes

Offshore-Startnetz	Übertragungsleistung in GW	Trassenlänge in km
Nordsee	24,6	4.025
Ostsee	1,3*	545
Summe	25,9	4.570

* Beim ONAS OST-2-4 wird eine Übertragungsleistung von 1 GW berücksichtigt, obwohl das ONAS eine technische Übertragungsleistung von 2 GW hat.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die folgenden Tabellen und Abbildungen weisen die Projekte des Offshore-Startnetzes der Nordsee und der Ostsee aus. Eine detaillierte Beschreibung und Abbildung der Offshore-Startnetzmaßnahmen befindet sich in den jeweiligen Projektsteckbriefen in der digitalen Projektbibliothek unter www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek.

Tabelle 17: Projekte des Offshore-Startnetzes Nordsee (in Realisierung befindliche ONAS)

Projekt	Projektname	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Bundesland	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung in MW	anvisierte Inbetriebnahme
NOR-1-1	DC-ONAS NOR-1-1 (DolWin5)	Emden/Ost (TenneT)	NI	130	900	2025
NOR-3-2	DC-ONAS NOR-3-2 (DolWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	NI	213	900	2028
NOR-6-3	DC-ONAS NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	NI	278	900	2028
NOR-7-1	DC-ONAS NOR-7-1 (BorWin5)	Garrel/Ost (TenneT)	NI	225	900	2025
NOR-7-2	DC-ONAS NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel (TenneT)	SH	233	980	2027
NOR-9-1	DC-ONAS NOR-9-1 (BalWin1)	Wehrendorf (Amprion)	NI	363	2.000	2030
NOR-9-2	DC-ONAS NOR-9-2 (BalWin3)	Sengwarden (TenneT)	NI	242	2.000	2031
NOR-9-3	DC-ONAS NOR-9-3 (BalWin4)	Unterweser (TenneT)	NI	275	2.000	2029
NOR-9-4	DC-ONAS NOR-9-4 (BalWin5)	Suchraum Werderland (TenneT)	NI	321	2.000**	2032
NOR-10-1	DC-ONAS NOR-10-1 (BalWin2)	Westerkappeln (Amprion)	NI, NW	371	2.000	2031
NOR-11-1	DC-ONAS NOR-11-1 (LanWin3)	Hochwörden (50Hertz)	SH	236	2.000	2032
NOR-11-2	DC-ONAS NOR-11-2 (LanWin4)	Sengwarden (TenneT)	NI	238	2.000	2031
NOR-12-1	DC-ONAS NOR-12-1 (LanWin1)	Unterweser (TenneT)	NI	288	2.000	2030
NOR-12-2	DC-ONAS NOR-12-2 (LanWin2)	Hochwörden (TenneT)	SH	274	2.000	2030
NOR-13-1	DC-ONAS NOR-13-1 (LanWin5)	Großenmeer (TenneT)	NI	308	2.000	2031

Hinweis: Die Anschlüsse der OWP NC 1 auf Fläche N-3.7 und NC 2 auf Fläche N-3.8 bei dem ONAS NOR-3-3 (DolWin6) werden 2026 fertiggestellt und haben insgesamt eine zugewiesene Leistung von 658 MW.

* Für die anzubindenden Flächen N-9.4 und N-9.5 soll die tatsächlich installierte Leistung 20 % über die zugewiesene Übertragungsleistung hinausgehen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 18: Projekte des Offshore-Startnetzes Ostsee (in Realisierung befindliche ONAS)

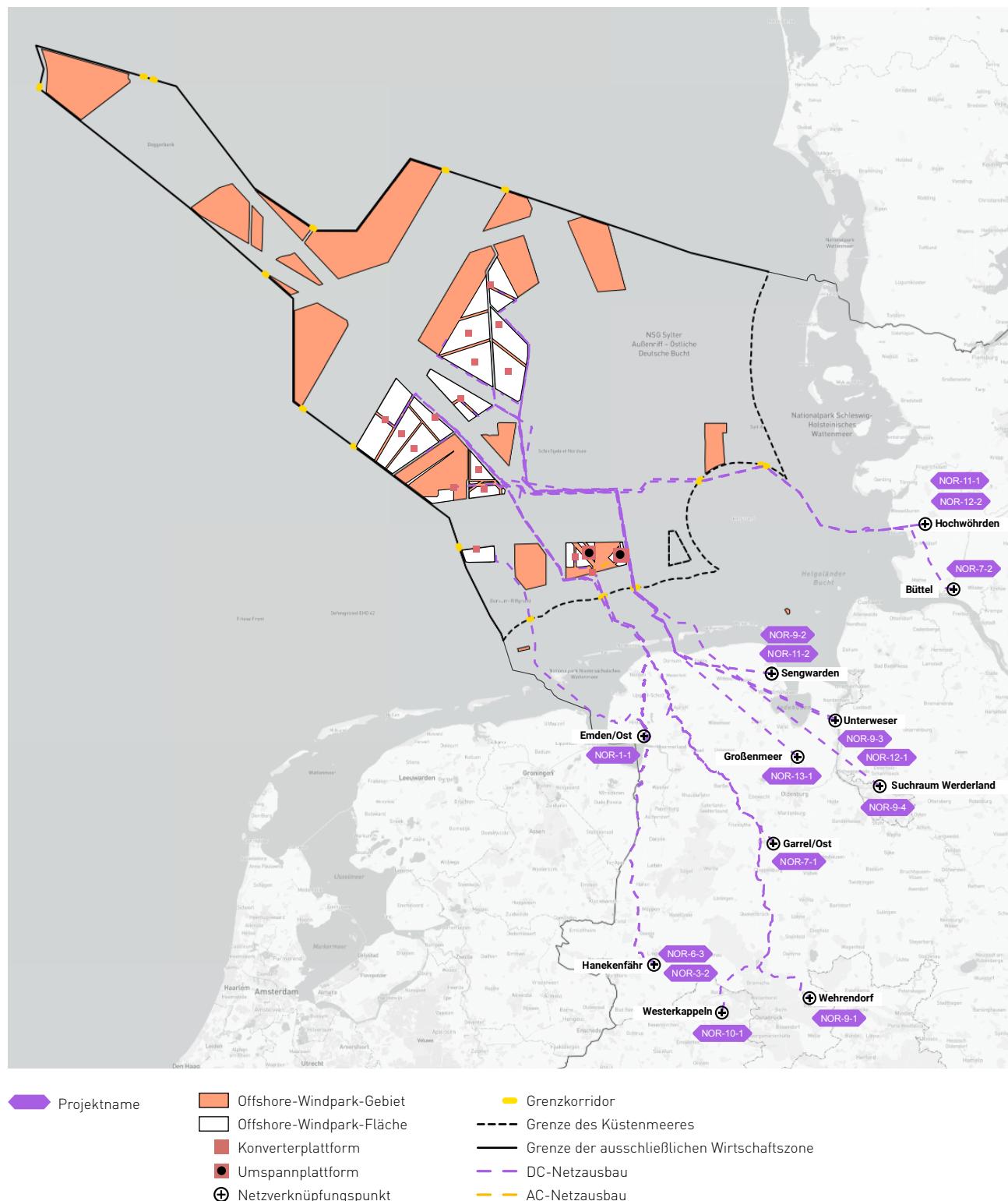
Projekt	Projektname	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Bundesland	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung in MW	anvisierte Inbetriebnahme
OST-1-4	AC-ONAS OST-1-4 (Ostwind 3)	Stilow (50Hertz)	MV	105	300	2026
OST-2-4	DC-ONAS OST-2-4 (Ostwind 4)	Stilow (50Hertz)	MV	110	1.000*	2031

* Beim ONAS OST-2-4 wird eine Übertragungsleistung von 1 GW berücksichtigt, obwohl das ONAS eine technische Übertragungsleistung von 2 GW hat. Das weitere 1 GW wird als Maßnahme OST-2-4 Plus im Projekt geführt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

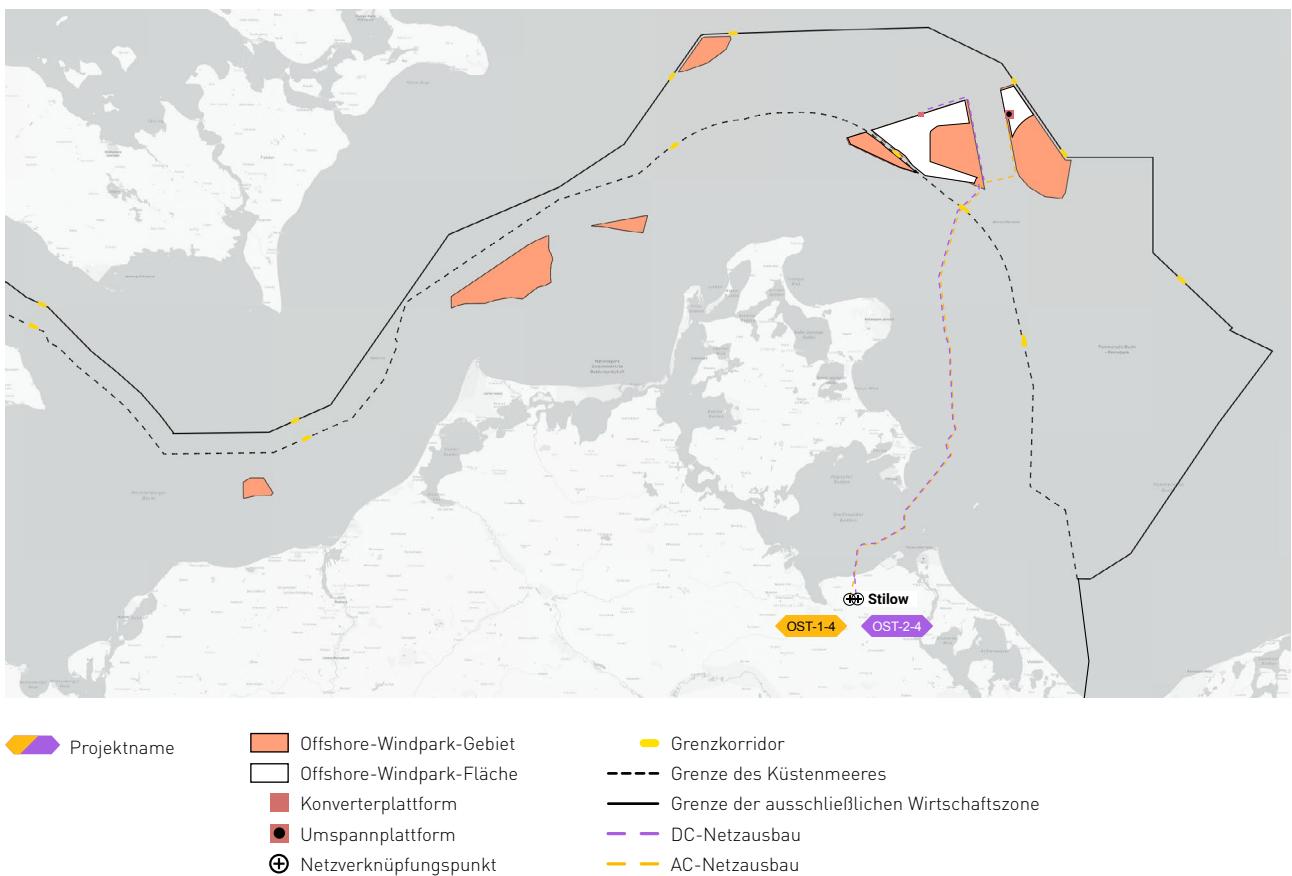
Die ÜNB sind nach § 17d Abs. 6 und 7 EnWG auch zur Netzanbindung von OWP verpflichtet, die eine Genehmigung zum Bau von WEA im Küstenmeer nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz erhalten. Für das Küstenmeer der Ostsee betrifft dies das OWP-Projekt Gennaker mit einer installierten Erzeugungsleistung von 927 MW. Gemäß genehmigtem Szenariorahmen 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 des für die Netzanbindung dieser Erzeugungsleistung geplante ONAS OST-6-1 im NEP 2037/2045 (2025) erforderlich. Dementsprechend wird dieses ONAS auch nicht als Maßnahme in den Übersichtstabellen und -abbildungen des NEP geführt sowie in einem Projektsteckbrief beschrieben.

Abbildung 59: Offshore-Startnetz Nordsee



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

Abbildung 60: Offshore-Startnetz Ostsee



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Kartengrundlage © [Mapbox](#), © [OpenStreetMap \(ODbL\)](#), BSH (© [GeoSeaPortal](#))

5.3.2 Offshore-Zubaunetz

Bei der Bestimmung des Offshore-Zubaunetzes zur Erreichung von mindestens 70 GW bis 2045 gemäß § 1 Abs. 2 WindSeeG werden maßgeblich die in Kapitel 5.2 ermittelten Ergebnisse der Offshore-Optimierung (s. Kapitel 5.2) herangezogen.

Darüber hinaus wurde in der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA ein zu kompensierender Rückbau an OWP und ONAS festgelegt. Hierbei sollen unterschiedliche Lebensdauern der Anlagen in den Szenarien unterstellt werden: Im Szenario A 2045 soll aufgrund des konservativen Charakters eine Lebensdauer von 25 Jahren unterstellt werden, wodurch sich bis einschließlich 2045 ein Rückbau in Höhe von ca. 7,7 GW ergibt. Davon entfallen ca. 6,6 GW auf die Nordsee und ca. 1,1 GW auf die Ostsee. In den Szenarien B und C 2045 soll eine Lebensdauer von 30 Jahren unterstellt werden, wodurch ein Rückbau in Höhe von ca. 3,3 GW resultiert. Davon entfallen ca. 2,9 GW auf die Nordsee und ca. 0,3 GW auf die Ostsee (die Abweichung ergibt sich durch Rundung). Allerdings ergibt sich durch das überdeckende Nachnutzungsgebiets N-5 eine vollständige Außerbetriebnahme der in N-5 befindlichen OWP, die aufgrund der Betriebsdauer von 30 Jahren im Jahr 2045 eigentlich noch in Betrieb wären. Daher summiert sich das in den Szenarien B 2045 und C 2045 berücksichtigte Rückbauvolumen auf ca. 3,7 GW.

Als Basis enthält das Startnetz (27,2 GW) zusammen mit dem Bestandsnetz (9,6 GW) räumliche und zeitliche Festlegungen für den Anschluss von insgesamt ca. 36,8 GW installierter Erzeugungsleistung für Offshore-Wind in der Nord- und Ostsee. Davon entfallen 32,8 GW auf die Nordsee und 4 GW auf die Ostsee. Für das Zubaunetz ergibt sich demnach in den Szenarien B 2045 und C 2045 eine zu installierende Erzeugungsleistung in Höhe von rechnerisch 36,9 GW, also 70 GW plus 3,7 GW tatsächlich zu kompensierenden Rückbaus minus 36,8 GW des Bestands- und Startnetzes. In Szenario A 2045 liegt die zu installierende Erzeugungsleistung aufgrund abweichender Mantel- sowie Rückbauzahlen bei ca. 30,9 GW.

Im Ergebnis ergibt sich in Szenario B 2045 aber eine leicht höhere installierte Erzeugungsleistung im Zubaunetz in Höhe von ca. 37,0 GW. In Szenario A 2045 liegt diese mit ca. 30 GW leicht darunter. Die gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens (S. 56) leicht höheren Erzeugungsleistungen im Zubaunetz begründen sich durch die Maßnahmen der Offshore-Optimierung, die ein pauschales Ausbauvolumen von 30 GW und kein exaktes Erreichen der 70 GW (exaktes Ausbauvolumen geringfügig kleiner als 30 GW) als Ziel setzen (s. Kapitel 5.2.3). In Tabelle 19 sind für die unterschiedlichen Szenarien sowohl die Übertragungsleistung der ONAS, die sich aus den Annahmen zur Offshore-Optimierung ergeben, als auch die installierte Erzeugungsleistung angegeben.

Tabelle 19: Offshore-Zubaunetz – installierte Erzeugungsleistung sowie Übertragungsleistung unter Berücksichtigung von Offshore-Optimierungen

in GW		A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
Nordsee	installierte Erzeugungsleistung	13,2	17,9	29,0	36,0
	Übertragungsleistung	12,0	16,0	26,0	32,0
Ostsee	installierte Erzeugungsleistung	0,0	0,0	1,0*	1,0
	Übertragungsleistung	0,0	0,0	1,0	1,0
Summe	installierte Erzeugungsleistung	13,2	17,9	30,0	37,0
	Übertragungsleistung	12,0	16,0	27,0	33,0

* Die BNetzA hat den ÜNB am 10.07.2025 schriftlich mitgeteilt, abweichend von der Genehmigung des Szenariorahmens vom 30.04.2025, auch im Szenario A 2045 den Zubau von 1 GW Leistung im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern für die Ostsee zu unterstellen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 20 gibt einen Überblick über die Längen des Offshore-Zubaunetzes in der Nordsee in den jeweiligen Szenarien. Für die Ostsee gibt es keine Zubau-Trassenlängen, da hier in den 2037er-Szenarien kein Zubau erfolgt und die OWP-Flächen für die ONAS OST-x-1 bis OST-x-4 in den 2045er-Szenarien noch nicht feststehen und daher mit 0 km angenommen werden. Die Trassenlänge des Zubaunetzes im Jahr 2045 schwankt demnach zwischen 6.558 km im Szenario A 2045 und 8.283 km im Szenario B 2045. Der Bedarf an ONAS in den Szenarien C 2037 und C 2045 wird im zweiten Entwurf veröffentlicht.

Tabelle 20: Überblick über die Trassenlängen des Offshore-Zubaunetzes in der Nordsee

in km*	A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
Nordsee	2.537	3.491	6.558	7.979

* Das Vorgehen zur Ermittlung der Trassenlänge wird erläutert unter: www.netzentwicklungsplan.de/MethodikTrassenlaengenOffshore.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Übersicht über das Offshore-Zubaunetz in den Szenarien

Die nachfolgenden Tabellen 21 und 22 sowie die Abbildungen 61 bis 64 zeigen die ONAS auf, die im Zubaunetz in den einzelnen Szenarien erforderlich sind. Die Erzeugungsleistung des Bestands- und Startnetzes sowie die bereits im FEP 2025 zeitlich fixierten Vorhaben summieren sich auf insgesamt ca. 42,7 GW. ONAS zur Anbindung von Erzeugungsleistung aus Offshore-Wind, die zur Erreichung der Mantelzahlen über diesen Wert hinaus erforderlich sind, sind in der Tabelle 21 und 22 farblich gekennzeichnet (hellblau hinterlegt) und auch in den Abbildungen 61 bis 64 kenntlich gemacht. Für diese ONAS mit einer Fertigstellung nach 2034 hat der FEP 2025 noch keine zeitlichen und räumlichen Festlegungen für die anzuschließenden Flächen für Offshore-Windenergie getroffen und damit noch keine Inbetriebnahmedaten für die dazugehörigen ONAS ausgewiesen. Die ÜNB haben daher auf Basis der Gebietsfestlegungen des FEP 2025 jenseits der Schifffahrtsroute SN10 als Grundlage verwendet, um unter Berücksichtigung der Optimierungen gemäß Kapitel 5.2, der NVP, der Inbetriebnahmejahre, der Kabellängen sowie der Aufnahmefähigkeit des Onshore-Übertragungsnetzes eine angepasste Flächenkulisse abzuleiten.

Tabelle 21: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes in der Nordsee

Projekt	M-Nr.	Maßnahmenname	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Trassen- länge in km (ca.)	Über- tragungs- leistung in MW für A und B	Geplante Inbetriebnahme je Szenario			
						A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
NOR-6-4	M256	HGÜ-Verbindung NOR-6-4 (BorWin7)	Kusenhorst (Amprion)	454	2.000	2034	2034	2034	2034
NOR-12-3	M262	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin6)	Suchraum Pöschendorf (50Hertz)	308	2.000	2034	2034	2034	2034
NOR-12-4	M264	HGÜ-Verbindung NOR-12-4 (LanWin7)	Suchraum Pöschendorf (TenneT)	342	2.000	2034	2034	2034	2034
NOR-14-2	M246	HGÜ-Verbindung NOR-14-2	Rommerskirchen (Amprion)	633	2.000	2036	2036	2036	2036
NOR-16-1	M266	HGÜ-Verbindung NOR-16-1	Hardebek (TenneT)	365	2.000	2036	2036	2036	2036
NOR-16-2	M265	HGÜ-Verbindung NOR-16-2	Suchraum BBS (50Hertz)	438	2.000	2037	2037	2037	2037
NOR-14-1	M250	HGÜ-Verbindung NOR-14-1	Großenmeer (TenneT)	310	2.000	-	2037	2038	2037
NOR-16-3	M260	HGÜ-Verbindung NOR-16-3	Rommerskirchen (Amprion)	644	2.000	-	2037	2038	2037
NOR-16-4	M257	HGÜ-Verbindung NOR-16-4	Krifte (Amprion)	790	2.000	-	-	2039	2038
NOR-17-1	M258	HGÜ-Verbindung NOR-17-1	Suchraum Ried (Amprion)	867	2.000	-	-	2040	2039
NOR-17-2	M267	HGÜ-Verbindung NOR-17-2	Suchraum Nüttermoor (TenneT)	367	2.000	-	-	2040	2039
NOR-13-2	M268	HGÜ-Verbindung NOR-13-2 (LanWin8)	Suchraum BBS (50Hertz)	428	2.000	-	-	2041	2040
NOR-5-2	M254	HGÜ-Verbindung NOR-5-2	Niederrhein (Amprion)	508	2.000	-	-	2042	2041
NOR-19-1	M271	HGÜ-Verbindung NOR-19-1	Suchraum Esens (TenneT)	379	2.000	-	-	-	2042
NOR-19-2	M247	HGÜ-Verbindung NOR-19-2	Suchraum Esens (Amprion)	395	2.000	-	-	-	2043
NOR-5-3	M261	HGÜ-Verbindung NOR-5-3	Sechtem (Amprion)	647	2.000	-	-	-	2044

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Auf Grundlage der Szenariengestaltung wird der Offshore-Ausbau in den Jahren 2042 (Szenario A) oder 2044 (Szenario B) abgeschlossen sein.

In der Ostsee werden in den Jahren 2032 bis 2037 keine weiteren Flächen angebunden. Es wird zudem, gemäß dem genehmigten Szenariorahmen und dem ergänzenden Schreiben der BNetzA, in allen 2045er-Szenarien angenommen, dass im Küstenmeer der Ostsee noch eine Erzeugungsleistung von einem GW installiert werden wird. Dieses zusätzliche eine GW kann aktuell aufgrund der noch nicht abgeschlossenen Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms von Mecklenburg-Vorpommern noch nicht verortet werden.

Tabelle 22: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetz in der Ostsee

Projekt	M-Nr.	Maßnahmenname	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Trassenlänge in km (ca.)	Übertragungsleistung in MW für A und B	Geplante Inbetriebnahme je Szenario			
						A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
OST-x-1	M274	AC-Verbindung OST-x-1	Suchraum Gnewitz (50Hertz)	0	250	-	-	2039	2039
OST-x-2	M275	AC-Verbindung OST-x-2	Suchraum Gnewitz (50Hertz)	0	250	-	-	2039	2039
OST-x-3	M276	AC-Verbindung OST-x-3	Suchraum Kemnitz (50Hertz)	0	250	-	-	2040	2040
OST-x-4	M277	AC-Verbindung OST-x-4	Suchraum Kemnitz (50Hertz)	0	250	-	-	2040	2040

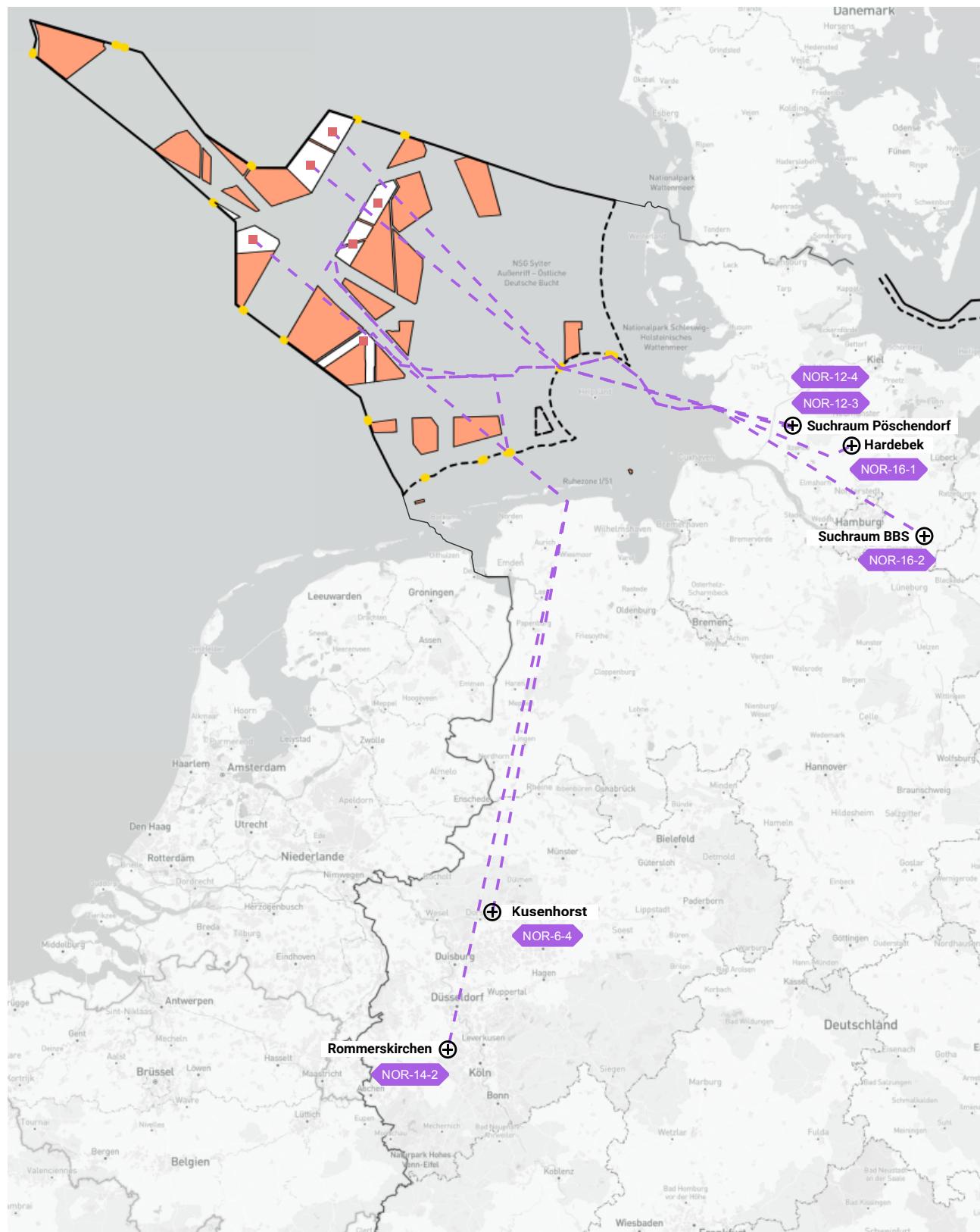
* Die OWP-Flächen für die ONAS OST-x-1 bis OST-x-4 in den 2045er-Szenarien stehen noch nicht fest und werden daher mit 0 km angenommen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Begründung für die Wahl der in den Tabellen 21 und 22 dargestellten NVP der einzelnen Vorhaben kann den jeweiligen Projektsteckbriefen entnommen werden.

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 einer Inbetriebnahme bis einschließlich des Jahres 2034 kann die jeweilige räumlich festgelegte Trasse in der AWZ dem FEP 2025 entnommen werden.

Abbildung 61: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario A 2037



Projektname

Offshore-Windpark-Gebiet

Offshore-Windpark-Fläche

Konverterplattform

Netzverknüpfungspunkt

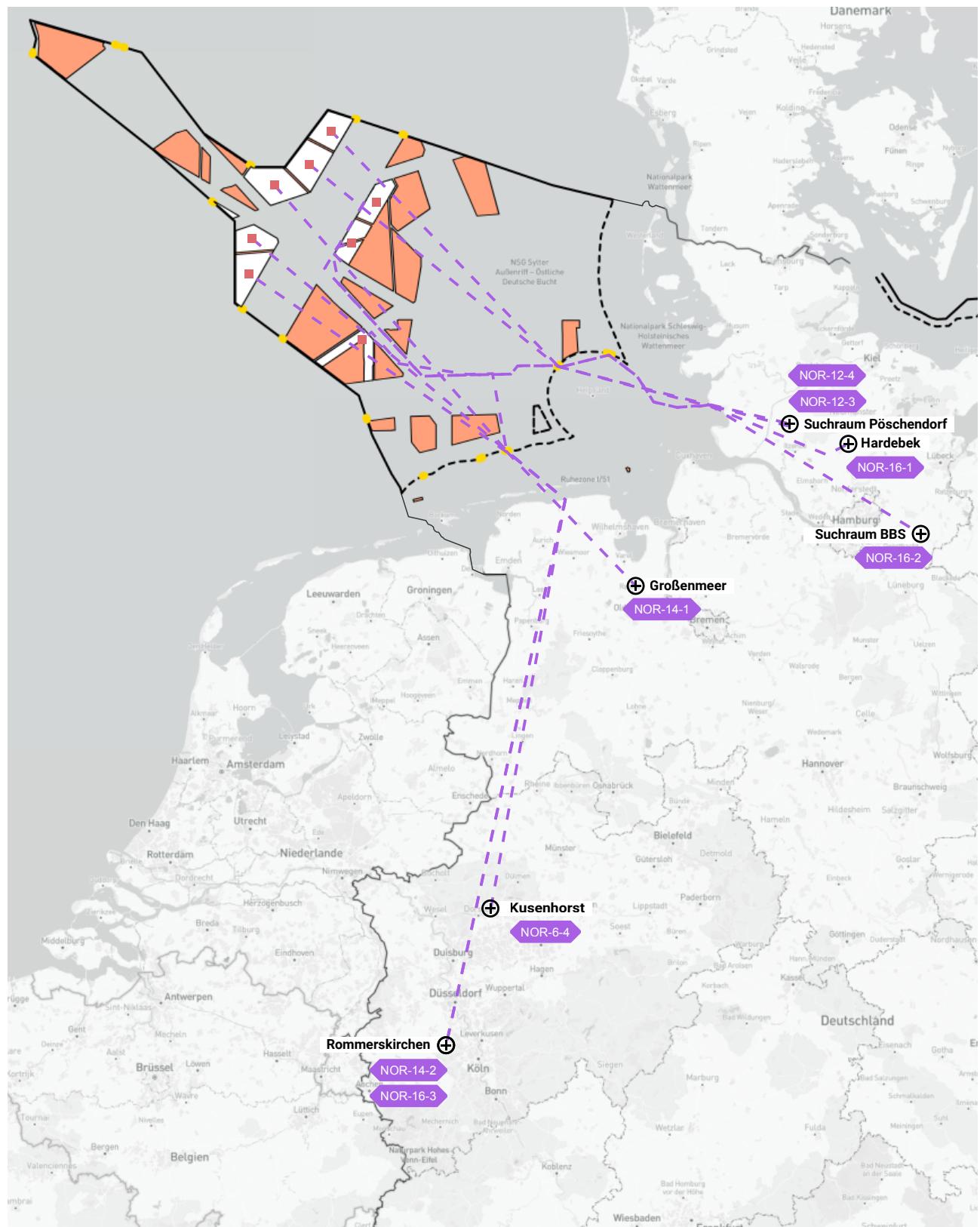
Grenzkorridor

Grenze des Küstenmeeres

Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone

DC-Netzausbau

Abbildung 62: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario B 2037



Projektname

Offshore-Windpark-Gebiet

Offshore-Windpark-Fläche

Konverterplattform

Netzverknüpfungspunkt

Grenzkorridor

Grenze des Küstenmeeres

Grenze der ausschließlichen Wirtschaftszone

DC-Netzausbau

Abbildung 63: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario A 2045

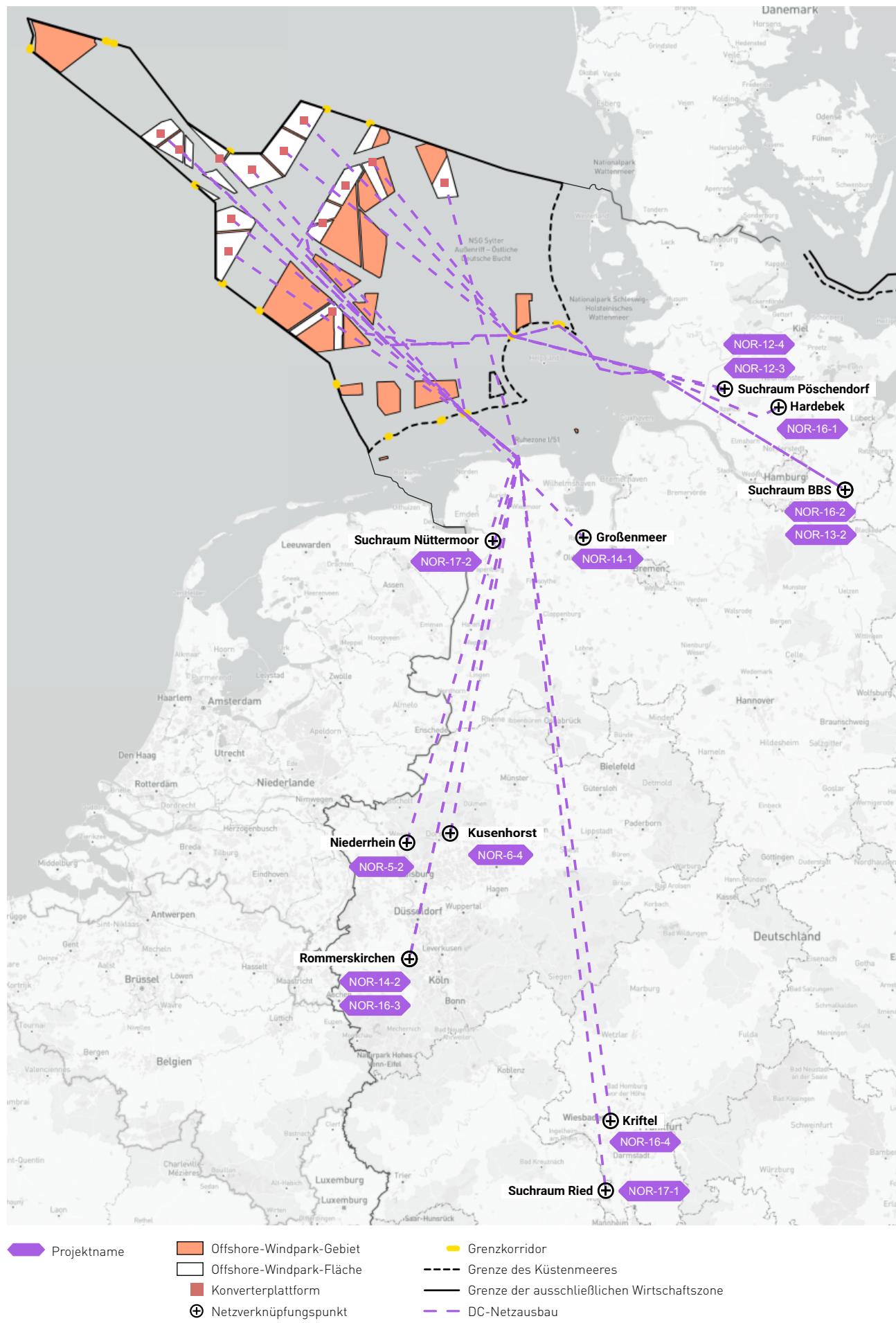
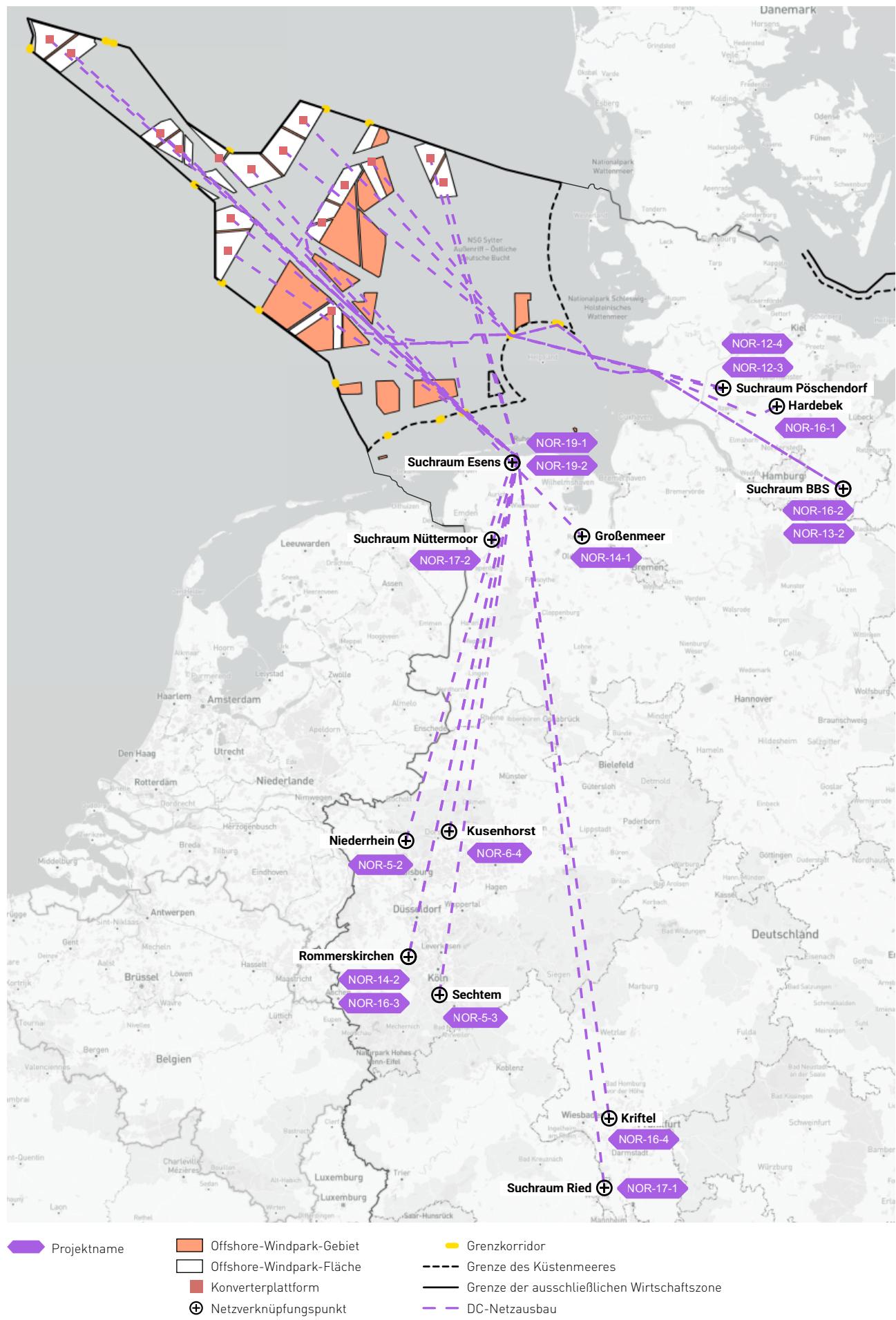


Abbildung 64: Maßnahmen des Offshore-Zubaunetzes der Nordsee in Szenario B 2045



5.3.3 Offshore-Vernetzung

Bislang werden OWP meist radial, d. h. als Punkt-zu-Punkt-Verbindung, an das jeweilige landseitige Übertragungsnetz angebunden. Durch den fortschreitenden Offshore-Ausbau sowie die ambitionierten Ausbauziele für Offshore-Wind in Deutschland und Europa ergibt sich die Herausforderung, Offshore-Windenergie effizient in das deutsche und europäische Energiesystem zu integrieren. Die Offshore-Vernetzung ist hierbei eine Möglichkeit, die Effizienz der ONAS zu steigern. Die Offshore-Vernetzung ermöglicht eine effizientere Nutzung der Übertragungskapazitäten, da Erzeugung und Einspeisung nicht mehr ausschließlich punktuell, sondern systemweit koordiniert erfolgen können. Durch die Kopplung mehrerer Offshore-Anbindungssysteme lassen sich Lastflüsse optimieren, Übertragungsverluste reduzieren und die Versorgungssicherheit erhöhen. Unter der Offshore-Vernetzung wird die seeseitige Verbindung zwischen ONAS beziehungsweise der Konverter in DC-Technologie verstanden. Bei der Offshore-Vernetzung wird zwischen nationaler und internationaler Offshore-Vernetzung unterschieden. Zu den technischen Voraussetzungen wird hierzu auf das Kapitel 4 verwiesen.

Die **nationale Offshore-Vernetzung** betrachtet die Verbindung von ONAS untereinander innerhalb der deutschen AWZ mit Anschluss an das deutsche Übertragungsnetz. Hierbei wird die seeseitige Verbindung von ONAS untereinander für die landseitige Energieübertragung genutzt, um landseitige Netzengpässe kosteneffektiv zu überbrücken und eine höhere Redundanz bei der Netzanbindung von OWP zu erzielen. Erstmals wurde die nationale Offshore-Vernetzung im NEP 2037/2045 (2023) betrachtet sowie deren Nutzen durch das Projekt NOR-OV-1 aufgezeigt und anschließend durch die BNetzA bestätigt. Das Projekt NOR-OV-1 (DC-Offshore-Vernetzung) beschreibt in Maßnahme M272_neu die Verbindung der damaligen ONAS NOR-x-6 (NVP Hardebek) mit ONAS NOR-x-8 (NVP Suchraum Ried) oder alternativ mit ONAS NOR-x-4 (NVP Krifte) und in Maßnahme M273_neu die Verbindung der damaligen ONAS NOR-9-4 (NVP Werderland, ehemals NVP Blockland_neu) mit ONAS NOR-9-5 (NVP Kusenhorst). Da sich im Januar 2025 mit Veröffentlichung des FEP 2025 geänderte, installierte Erzeugungsleistungen für die OWP in den Flächen N-9.4 und N-9.5 ergeben haben und das bisherige ONAS NOR-9-5 dadurch entfallen ist, entfällt auf dieser Grundlage die Maßnahme M273_neu. Die Maßnahme M272_neu stand unter dem Vorbehalt, dass für die ONAS ohne klare Flächenzuordnung die zugehörigen Flächen für Offshore-Windenergie in einer Fortschreibung des FEP festgelegt werden. Eine entsprechende Flächenzuordnung wurde im FEP nicht vorgenommen. Nach Prüfung neuer Möglichkeiten zur nationalen Offshore-Vernetzung konnten keine Projekte identifiziert werden. Grundsätzlich wird die nationale Offshore-Vernetzung in der Zielnetzplanung als Optimierungspotenzial jedoch fortlaufend mitbewertet.

Die **internationale Offshore-Vernetzung** bietet ebenfalls Möglichkeiten das Energiesystem aus gesamteuropäischer Perspektive zu optimieren. Hierzu 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. Aktuelle Projekte, der sich ergebende Nutzen sowie Kooperationen für die internationale Offshore-Vernetzungen werden in Kapitel 7 näher erläutert.

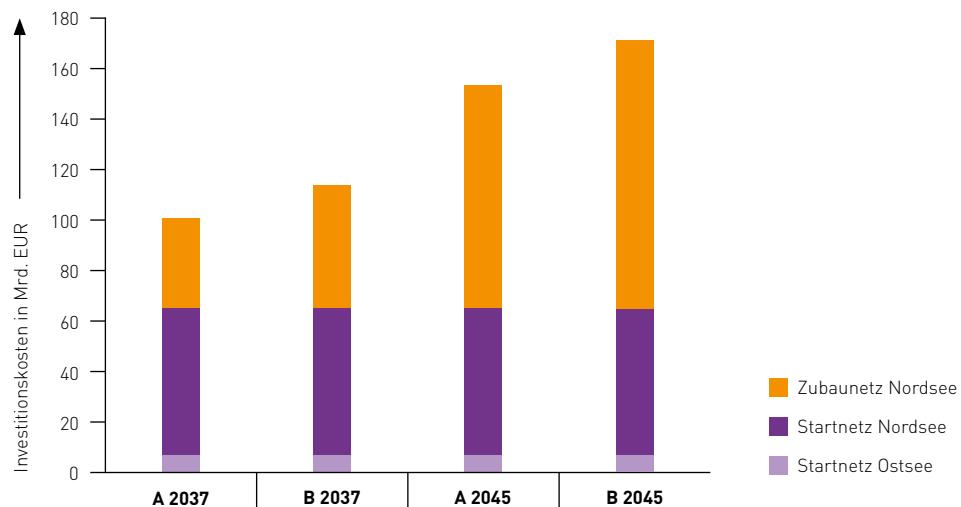
5.4 Offshore-Investitionsvolumen

Bei allen im Folgenden für das Offshore-Zubaunetz ermittelten Investitionen handelt es sich um Hochrechnungen auf Basis gegenwärtiger Personal-, Material- und Logistikkosten sowie Schätzungen für Anschaffungs- und Herstellungskosten für einzelne Komponenten der ONAS. Aufgrund der langen Planungszeiträume kann es zu Abweichungen und erforderlichen Anpassungen kommen.

Das hieraus ermittelte Investitionsvolumen wird u. a. stark durch weitere, externe Faktoren beeinflusst. Hierunter sind insbesondere die Preisschwankungen von Rohstoffen (Metall, Treib- und Schmierstoffe etc.) und die Preisentwicklung hinsichtlich Wechselkursschwankungen sowie internationaler Krisen zu erwähnen. Des Weiteren werden die Preise durch den Anbietermarkt beeinflusst, der sich derzeit durch eine geringe Anzahl von Lieferanten sowie der Schwierigkeit im Aufbau neuer Lieferketten darstellt. Grundsätzlich sind eine stabile und verlässliche Planung sowie weitgehende Standardisierungen der ONAS wichtige Voraussetzungen für die Hebung von Senkungspotenzialen bei den Investitionen.

Ausgehend von den oben angeführten Annahmen erfordert das Szenario A 2037 Investitionen von ca. 35,6 Mrd. Euro und das Szenario B 2037 ca. 48,6 Mrd. Euro. Für das Szenario A 2045 betragen die Investitionen ca. 88,4 Mrd. Euro und in B 2045 ca. 106,4 Mrd. Euro (s. Abbildung 65). Das allen Szenarien zugrunde liegende und hinzuzurechnende Investitionsvolumen der bereits in der Realisierung befindlichen Offshore-Netzausbaumaßnahmen des Offshore-Startnetzes beträgt rund 64,9 Mrd. Euro. Sämtliche Offshore-Investitionsvolumina des NEP 2037/2045 (2025) sind Tabelle 23 zu entnehmen.

Abbildung 65: Investitionsvolumina des Offshore-Start- und Zubaunetzes je Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 23: Investitionsvolumina des Offshore-Start- und Zubaunetzes je Szenario

Angaben in Mrd. EUR	A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
Startnetz Ostsee	6,7	6,7	6,7	6,7
Startnetz Nordsee	58,2	58,2	58,2	58,2
Zubaunetz Ostsee	0,0	0,0	0,0	0,0
Zubaunetz Nordsee	35,6	48,6	88,4	106,4
Summe	100,5	113,5	153,3	171,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- > Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2025). Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/FEP_2025.pdf?blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- > Bundesnetzagentur (2025). Genehmigung des Szenariorahmens 2025–2037/2045: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Strom.pdf?blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- > BioConsult SH, IBL Umweltplanung & Deutsche WindGuard (2024). Untersuchung einer möglichst naturverträglichen Nutzung des NSG „Doggerbank“ durch die Offshore-Windkraft. Abschlussbericht. https://www.ibl-umweltplanung.de/fileadmin/user_upload/Seiten/Unternehmen/Publikationen/Dgb-Studie_Abschlussbericht_20241219.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- > Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) (2024). Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 16 bis 21. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads/Adhoc_Analyse_Ertragsmodellg.pdf?blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- > Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) (2025). Optimierung der Verteilung von Offshore-Netz-anbindungssystemen und Windparkleistung für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025). [https://www.netzentwicklungsplan.de/StudieOptimierungIWES_\(Die%20Studie%20wird%20im%20Laufe%20des%20Dezembers%20auf%20www.netzentwicklungsplan.de%20veröffentlicht.\)](https://www.netzentwicklungsplan.de/StudieOptimierungIWES_(Die%20Studie%20wird%20im%20Laufe%20des%20Dezembers%20auf%20www.netzentwicklungsplan.de%20veröffentlicht.))
- > Digitale Projektbibliothek der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: <https://www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek>
- > Hintergrundmaterial zum NEP 2037/2045 (2025): Methodik zur Berechnung von Trassenlängen (Offshore): <https://www.netzentwicklungsplan.de/MethodikTrassenlaengenOffshore> (Zuletzt abgerufen am: 10.12.2025)
- > Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2025). Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee. Entscheidung bzgl. der bedingten Festlegung des Trassenverlaufs für die ONAS NOR-11-1, NOR-11-2, NOR-12-1, NOR-12-2 u. NOR-13-1. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/250515_Entscheidung_BSH.pdf?blob=publicationFile&v=3 (Zuletzt abgerufen am: 10.12.2025)

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen und
Marktmodellierung
- 3 Marktsimulationsergebnisse
- 4 Technologie und Innovationen
- 5 Offshore-Netz
- 6 Onshore-Netz
- 7 Interkonnektoren
- 8 Maßnahmenübersicht
- 9 Konsultation
- 10 Zusammenfassung



6 Onshore-Netz

Zusammenfassung

- Der NEP 2037/2045 (2025) stellt die Ermittlung des volkswirtschaftlichen optimalen Übertragungsnetzes in den Fokus. Dies führt zur Neubewertung einiger Maßnahmen und zu einem neuen volkswirtschaftlichen Optimum des Netzausbau. In der Folge fällt das Zielnetz im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) kleiner aus und es verbleibt ein höherer Bedarf an Engpassmanagement nach der Zielnetzentwicklung.
- Es zeigt sich, dass zusätzlich zum Bundesbedarfsplannetz (BBP-Netz) weitere Maßnahmen notwendig sind, um Netzengpässe zu reduzieren. Der Zubau der BBP-Maßnahmen über das Startnetz hinaus kann die Überlastungen des Höchstspannungsnetzes zwar reduzieren, aber nicht im erforderlichen Umfang beseitigen. Die Projekte des BBP-Netzes sind folglich zwingend erforderlich, reichen aber noch nicht aus.
- Gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) steigt der Gesamtumfang der Startnetzmaßnahmen von rund 6.900 km auf knapp 10.000 km. Das liegt daran, dass der Netzausbau seit dem letzten NEP an Fahrt aufgenommen hat. Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich auf rund 113,7 Mrd. Euro.
- Die grundlegend veränderte Ausgestaltung der Szenarien führt dazu, dass sich der AC-Ausbau zwischen den betrachteten Szenarien A und B sowie auch zwischen den Zeithorizonten 2037 und 2045 teils erheblich verändert. Dies betrifft nicht nur den Umfang der Maßnahmen, sondern auch die Auswahl der Ausbaumaßnahmen. Trotz der Unterschiede beim AC-Ausbau zeigt sich hinsichtlich des DC-Ausbau ein konstantes Bild.
- Die beiden HGÜ-Verbindungen DC42 und DC42plus werden sowohl im A- als auch im B-Szenariopfad ausgewiesen. Lediglich im Szenario A 2037 ist die Maßnahme DC42plus nicht enthalten.
- Zusätzlich hierzu werden keine neuen landseitigen innerdeutschen HGÜ-Verbindungen ausgewiesen. Die HGÜ-Verbindungen DC40, DC40plus und DC41 aus dem NEP 2037/2045 (2023) zeigen sich zudem in der Gesamt-abwägung von Kosten und Nutzen in diesem NEP nicht mehr als Teil eines volkswirtschaftlich effizienten Klima-neutralitätsnetzes.
- Darüber hinaus erfolgt bis zum Zieljahr 2045 sowohl im A- als auch im B-Szenariopfad ein umfassender Ausbau der DC-Interkonnektoren.
- Ein Teil der Maßnahmen entfaltet seinen Nutzen schon bis zum Zieljahr 2037, ein Teil erst im Zieljahr 2045. Maßnahmen, die sich schon im Zieljahr 2037 als erforderlich zeigen, bleiben jedoch überwiegend auch in der Langfristperspektive im Zieljahr 2045 robust. Dies eröffnet die Möglichkeit, Netzausbaumaßnahmen bis zum Jahr 2045 zu staffeln und so den Netzausbau zeitlich zu entzerren.
- Das Zubaunetz A 2037 umfasst rund 4.999 km Netzmaßnahmen, wovon 2.846 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.139 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 1.014 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. Dazu gehört auch die HGÜ-Verbindung DC42. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 68,6 Mrd. Euro.
- Das Zubaunetz B 2037 umfasst rund 5.868 km Netzmaßnahmen, wovon 2.906 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.139 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 1.545 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. In diesem Szenario kommt zu DC42 die HGÜ-Verbindung DC42 plus hinzu. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 72,7 Mrd. Euro.
- Das Zubaunetz A 2045 umfasst rund 8.392 km Netzmaßnahmen, wovon 3.849 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 470 km auf DC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.168 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 2.405 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. Die DC-Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen enthalten mit Blick auf das Zieljahr 2045 neben DC42 und DC42plus neue Interkonnektoren mit dem Ausland. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 95,1 Mrd. Euro.

- Das Zubaunetz B 2045 zeigt den umfassendsten Netzentwicklungsbedarf auf: Das Zielnetz umfasst rund 9.168 km Netzmaßnahmen, wovon 4.167 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 470 km auf DC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.709 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 2.822 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. Die DC-Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen enthalten mit Blick auf das Zieljahr 2045 zusätzlich zu den Interkonnektoren und DC42 und DC42plus auch die Maßnahme DC36 Esens-Oberzier inklusive Multiterminal-Hub Esens. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 101,4 Mrd. Euro.

Im Kapitel Onshore-Netz werden die Netzentwicklungsmaßnahmen an Land (Onshore) hergeleitet, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb in den unterschiedlichen Szenarien für die Zieljahre des NEP erforderlich sind. Dies umfasst Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes.

Zunächst wird die grundsätzliche Methodik stationärer Netzanalysen (s. Kapitel 6.1) dargestellt, ausgehend von den Planungsgrundsätzen über das NOVA-Prinzip, Annahmen zum Einsatz der Gleichstrom-Technologie und geprüfte mögliche Alternativen. Nachfolgend werden Startnetz und Bundesbedarfsplannetz als Ausgangspunkt der Netzanalysen erläutert (s. Kapitel 6.2). Die Ergebnisse der Netzanalysen werden für die Szenarien A 2037, B 2037, A 2045 und B 2045 ausgewiesen und eingeordnet (s. Kapitel 6.3), wie auch Ergebnisse möglicher Bündelungsoptionen. Die Ergebnisse der Netzanalysen für C 2037 und C 2045 folgen im zweiten Entwurf. In Abstimmung mit der BNetzA werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Onshore-Wind) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der BNetzA öffentlich konsultiert.

Die Methodik der Netzanalysen stellt sicher, dass aus der Vielzahl an möglichen Maßnahmenkombinationen diejenigen Zielnetze entwickelt werden, die Netzengpässe – und folglich die nach dem Netzausbau verbleibenden Engpassmanagementkosten – minimieren, unter der Nebenbedingung möglichst geringer Investitionskosten.

Der NEP ist kein Planungsinstrument zur Trassenfindung. Konkrete Trassenverläufe werden erst in den nachgelagerten Planungs- und Genehmigungsverfahren (z. B. Raumordnungs- und Planfeststellungsverfahren) festgelegt.

6.1 Methodik der Netzanalysen

Der NEP zeigt den zusätzlichen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten auf. Ziel ist die Ermittlung geeigneter Lösungen für diese Übertragungsbedarfe unter Berücksichtigung netztechnischer Grundvoraussetzungen. Auf diese Weise wird ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz entwickelt, das seine Versorgungsaufgabe in den Zieljahren sicher erfüllt.

Den Netzanalysen liegen gemeinsame Planungsgrundsätze (s. Kapitel 6.1.1) und das NOVA-Prinzip (s. Kapitel 6.1.2) zugrunde, um grundlegende Anforderungen an die Netzsicherheit und die volkswirtschaftliche Effizienz des Netzausbaus zu berücksichtigen. Darüber hinaus werden sowohl die Wechsel- als auch die Gleichstromtechnik betrachtet, um möglichst viele unterschiedliche Lösungen für das Zielnetz zu berücksichtigen. Alternative Planungsmöglichkeiten werden ebenfalls untersucht, damit ein Zielnetz ausgewiesen wird, das unterschiedliche technische Lösungen abwägt und die ökonomisch und technisch sinnvollste identifiziert. Die eigentlichen Netzanalysen erfolgen schließlich anhand von Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen, die sicherstellen, dass sich die Kosten für Engpassmanagement und Kurzschlussströme im Zielnetz im effizienten beziehungsweise tolerierbaren Bereich bewegen.

Dieses Teilkapitel stellt die methodischen Grundlagen und das Vorgehen in den Netzanalysen dar. Die von den ÜNB im Stromnetz eingesetzten Technologien werden im Kapitel Technologie und Innovationen detailliert beschrieben (s. Kapitel 4).

6.1.1 Planungsgrundsätze

Basis der Netzanalysen zur Identifikation der Zielnetze im NEP sind die geltenden Planungsgrundsätze der ÜNB zur Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, die kontinuierlich weiterentwickelt werden. Den Planungen im aktuellen NEP liegt das Rahmendokument „Planung und Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes“ vom Oktober 2024 zu Grunde ([Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes](#)). Diese Grundsätze geben einen Rahmen für die Untersuchungsmethodik der Netzplanung vor, definieren Beurteilungskriterien (z. B. das (n-1)-Kriterium) für ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz mit erforderlichen Freiheitsgraden zur Wahrung eines sicheren Netzbetriebs und leiten Maßnahmen zur Einhaltung dieser Beurteilungskriterien ab.

Bei der Identifikation von Maßnahmen für Netzausbau und -verstärkung wird ein volkswirtschaftliches Optimum angestrebt. Der NEP stellt daher in der Zielfunktion zur Ermittlung des optimalen Übertragungsnetzes die nach dem Netzausbau verbleibenden Kosten für Engpassmanagement den dafür erforderlichen Investitionskosten gegenüber. Es wird somit die Minimalkostenkombination von Engpassmanagementkosten und Netzausbau gesucht. Zugleich wird über Nebenbedingungen die Einhaltung technischer Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb sichergestellt.

Bei der Ermittlung des Zielnetzes in den Szenarien (s. Kapitel 6.3) werden die im Kapitel Technologie und Innovationen (s. Kapitel 4) beschriebenen zukünftigen innovativen Technologien berücksichtigt, inklusive der Innovationen in der Systemführung sowie Netzbooster.

6.1.2 Das NOVA-Prinzip der Netzentwicklung

Ein weiterer Grundsatz der Netzanalysen im NEP ist das NOVA-Prinzip. NOVA steht für **N**etz**o**ptimierung vor **-v**erstärkung vor **-a**usbau. Es zielt darauf ab, das bestehende Netz zunächst mit Netzoptimierungsmaßnahmen bestmöglich zu nutzen, bevor Netzverstärkungsmaßnahmen oder im nächsten Schritt Netzausbaumaßnahmen zur Lösung von Übertragungsengpässen erwogen werden. Das NOVA-Prinzip dient dazu, die Netzentwicklung effizient zu gestalten und ihre Auswirkungen auf Menschen und Umwelt gering zu halten.

Es enthält für jede der drei Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Bei Unsicherheiten wird bei Maßnahmen im Zweifelsfall die ungünstigere NOVA-Kategorie beziehungsweise der ungünstigere NOVA-Typ angegeben.

Netzoptimierung

Die Netzoptimierung umfasst den witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb (WAFB), häufig auch als Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet, die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen (HTL bzw. HTLS) und die Spannungsumstellung von 220 kV auf 380 kV bei dafür ausgerüsteten Freileitungen. Weitere Optimierungsmöglichkeiten sind Topologiemaßnahmen, der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen und aktiven Elementen zur Lastflussteuerung wie z. B. Querregeltransformatoren, die temporäre Höherauslastung einzelner Netzkomponenten im (n-1)-Fall sowie die Steuerung von HGÜ-Verbindungen.

WAFB wird bei den Netzanalysen auf Freileitungsstromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird in Abhängigkeit von den Umgebungsbedingungen für jede Stunde eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Freileitungsstromkreisen zugelassen, die dafür technisch und bezüglich gegebenenfalls erforderlicher Genehmigungen geeignet sind. Dies gilt sowohl bei höheren Windgeschwindigkeiten als auch bei niedrigeren Umgebungstemperaturen gegenüber den Normalbedingungen.

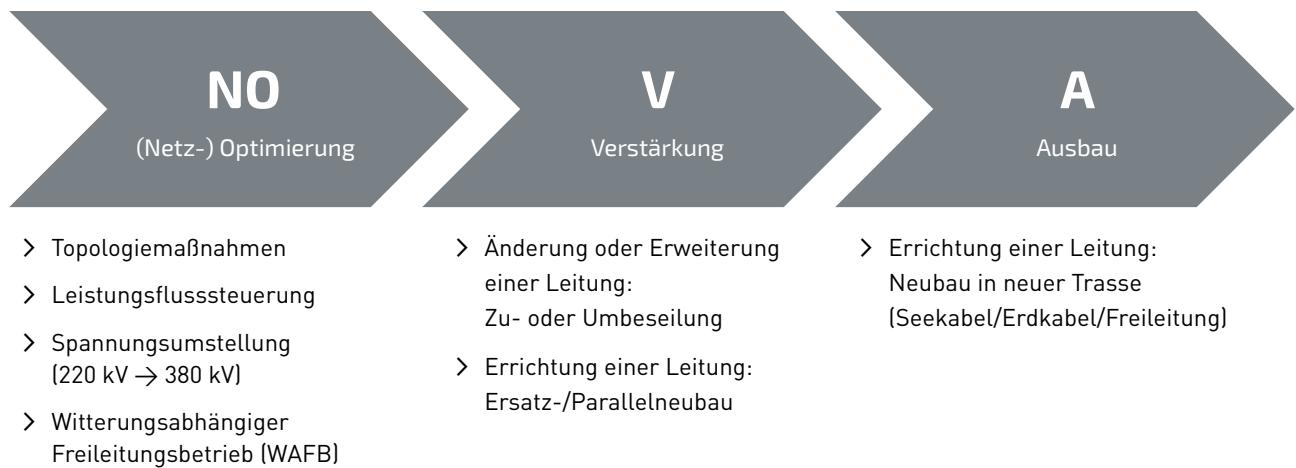
Netzverstärkung

Sollten diese Netzoptimierungsmaßnahmen aufgrund der Maststatik oder 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 gehören z. B. die Erweiterung von Umspannwerken und Schaltanlagen, die Auflage von zusätzlichen Stromkreisen auf ein bestehendes Gestänge oder der Ersatz 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).

Netzausbau

Ein Leitungsneubau in neuer Trasse wird nur dann vorgeschlagen, wenn zuvor alle anderen Optionen geprüft und verworfen beziehungsweise als nicht ausreichend beurteilt wurden. Der Zubau von lastflusssteuernden Betriebsmitteln wird im NEP ebenfalls als Netzausbaumaßnahme gewertet.

Abbildung 66: NOVA-Kategorien und -Typen im NEP 2037/2045 (2025) gemäß § 3 NABEG



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.1.3 Der Einsatz der Gleichstromtechnologie

Das Stromnetz wird grundsätzlich mit Wechsel- bzw. Drehstrom (AC) betrieben und geplant. Die etablierte Drehstromtechnik ermöglicht einen effizienten Leistungstransport in und zwischen den durch Transformatoren gekoppelten Spannungsebenen. Dies erlaubt den Transport großer Energiemengen, die Bereitstellung vieler Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten sowie die Aufnahme von regional erzeugter elektrischer Leistung. Auf langen Strecken stößt die AC-Technologie allerdings physikalisch aufgrund des Blindleistungsbedarfs an ihre Grenzen.

Demgegenüber bietet die HGÜ-Technologie mit Gleichstrom (DC) den Vorteil einer verlustarmen, steuerbaren Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen können HGÜ-Verbindungen große Strommengen gezielt dorthin transportieren, wo diese gebraucht werden – als Bypass vorbei am stark belasteten Drehstromnetz. HGÜ-Leitungen verbinden die Erzeugungszentren im Norden und Osten Deutschlands mit den Verbrauchscentren im Westen und Süden Deutschlands. Genauso besteht mit diesen Verbindungen die Möglichkeit, in Zeiten mit geringem Windaufkommen entweder die Leistung aus solarer Einstrahlung im Süden Deutschlands oder aus dem Einsatz von Pumpspeicherwerkten im Alpenraum bedarfsgerecht und verlustarm zu transportieren. Für den Anschluss der HGÜ-Verbindungen an das Drehstromnetz bieten sich vorrangig netztechnisch gut erschlossene Regionen mit Erzeugungsüberschuss und -unterdeckung an.

HGÜ-Verbindungen haben eine besondere netztechnische Bedeutung für das Übertragungsnetz. Zum einen entlasten und stabilisieren sie das Drehstromnetz. Zum anderen können sie gezielt als aktive Netzelemente zur Steuerung von Lastflüssen eingesetzt werden und somit direkt auf Wirk- und Blindleistung einwirken. Aufgrund des zunehmend volatilen Systemverhaltens ist diese Steuer- und Regelbarkeit von großer Bedeutung für einen sicheren Netzbetrieb. In den Netzanalysen werden die Steuer- und Regelbarkeit der HGÜ-Verbindungen durch eine optimierte Fahrweise genutzt und dadurch Netzengpässe reduziert. Zudem entsteht im Normalbetrieb durch die Gleichstromleitungen kein weiterer Blindleistungsbedarf. Eine ausführlichere Darstellung der Vorteile der DC-Technologie bei weiträumigen Übertragungsaufgaben ist dem Kapitel 4 Technologie und Innovationen zu entnehmen.

6.1.4 Alternativenprüfung

Der NEP muss gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 5 und Abs. 4 EnWG alternative Planungsmöglichkeiten für den Netzausbau darstellen. Wo die ÜNB solche Alternativen ermittelt haben, werden diese in den jeweiligen Projektsteckbriefen dargestellt. Dieses Kapitel fasst zusammen, warum das Maßnahmensest des NEP insgesamt nach Abwägung der geprüften Alternativen als vorzugswürdige Lösung ausgewählt wurde.

Neben dem NOVA-Prinzip (s. Kapitel 6.1.2) wurden im Rahmen der Erstellung des NEP verschiedene alternative Planungsmöglichkeiten geprüft. Diese umfassen insbesondere:

- Technologiekonzepte: Die ÜNB haben unterschiedliche technische Ansätze bewertet. Im Ergebnis wurde eine Kombination aus dem bestehenden Wechselstromnetz (AC) und HGÜ-Verbindungen als bevorzugte Lösung identifiziert (s. Kapitel 4.1 und 6.1.3).
- Netzverknüpfungspunkte (NVP): Es erfolgt eine Bewertung möglicher alternativer NVP.
- Gesamtplanalternativen: Schließlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten im NEP 2037/2045 (2025) auch dadurch dargestellt, dass ausgehend von den genehmigten Szenarien für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 unterschiedliche Ergebnisnetze im ersten Entwurf berechnet und einander gegenübergestellt werden, sogenannte Gesamtplanalternativen. Die Analyse der Ergebnisnetze der Szenarien des C-Pfades erfolgt dabei im zweiten Entwurf. In Abstimmung mit der BNetzA werden die Ergebnisse für das in die Genehmigung des Szenariorahmens aufgenommene zusätzliche siebte Szenario (Szenario A 2037+ mit installierter Leistung von 141 GW Onshore-Wind) nach dem zweiten Entwurf des NEP eingereicht und von der BNetzA öffentlich konsultiert.

Weiterhin werden durch die Anwendung heuristischer Verfahren (s. Kapitel 5.5.6 des NEP 2037/2045 (2023)) gesamtplanerische Alternativen in großer Zahl verglichen. Aus der Menge an betrachteten Gesamtplanalternativen können in einzelnen Fällen ebenfalls konkrete Planungsalternativen (z. B. Netzausbau vs. -verstärkung, alternative Netzverknüpfungspunkte usw.) identifiziert und im weiteren Verfahren detailliert geprüft werden.

Diese umfassende Alternativenprüfung der identifizierten Projekte und Maßnahmen hat kein Zielnetz ergeben, das den in diesem NEP in den jeweiligen Szenarien ausgewiesenen Netzen vorzuziehen wäre.

Alternative Streckenführungen von Trassen oder Korridoren sind darüber hinaus kein Prüfungsgegenstand anderweitiger Planungsmöglichkeiten. Die konkrete Trassenführung zwischen einem Anfangs- und einem Endpunkt ist zum Zeitpunkt der Netzplanung noch nicht festgelegt und kein Bestandteil der Netzanalysen des NEP. Die detaillierte räumliche Ausgestaltung erfolgt erst in nachgelagerten Planungs- und Genehmigungsverfahren, insbesondere im Rahmen der Bundesfachplanung und des Planfeststellungsverfahrens.

6.1.5 Grundsätzliches Vorgehen bei Netzanalysen

Kern der netztechnischen Untersuchungen im NEP sind stationäre Netzanalysen auf der Basis von Netzmodellen für die Langfristplanung. Stationäre Netzanalysen umfassen Lastflussberechnungen und die Ermittlung des Kurzschlussniveaus durch Kurzschlussberechnungen. Hierdurch können sowohl der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten identifiziert als auch das Kurzschlussniveau im Übertragungsnetz bestimmt und bei Verletzungen der netztechnischen Beurteilungskriterien adäquate Abhilfemaßnahmen abgeleitet werden. Die identifizierten Einzelmaßnahmen und die gewählten Maßnahmenkombinationen je Szenario bilden nicht das einzige mögliche Netz ab, sondern vielmehr eine Lösung, die in ihrer Gesamtheit allen Anforderungen volkswirtschaftlich effizient gerecht wird. Die unterlagerten Netzebenen sind dabei gemäß § 12b Abs. 1 S. 5 EnWG in geeigneter Form modelliert. Das Einspeise- und Lastverhalten in den einzelnen Stunden ist durch das jeweilige Szenario und die anschließende Marktsimulation vorgegeben. Darüber hinaus werden im Rahmen der stationären Netzanalysen auch Bedarfe für Blindleistungskompensationsanlagen ermittelt.

Lastflussberechnungen

Grundsätzliches Ziel der Lastflussberechnungen ist die Überprüfung, ob die Netzsicherheit für jede Stunde des Jahres gewährleistet ist oder zusätzliche Maßnahmen nach dem NOVA-Prinzip notwendig sind. Die Lastflussberechnungen im Rahmen des NEP umfassen eine Ausfallbetrachtung nach dem (n-1)-Prinzip, in welcher der Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels (im NEP: Leitungen und Transformatoren des Übertragungsnetzes) betrachtet und die Auswirkungen auf die Auslastung der Leitungen im Übertragungsnetz bewertet werden. Hierbei wird eine Normalschaltung des Übertragungsnetzes unterstellt. Es findet somit keine topologische Optimierung statt, da diese einen Freiheitsgrad der Systemführung beziehungsweise des operativen Netzbetriebs und nicht der Netzplanung darstellt. Instandhaltungs-, reparatur- und baubedingte Freischaltungen von Betriebsmitteln werden ebenfalls nicht in die Netzanalysen einbezogen.

Aus den Lastflussberechnungen ergeben sich zwei wesentliche Betrachtungskriterien bei der Entwicklung des optimalen Zielnetzes: die Engpassenergie und das erforderliche Engpassmanagement. Bei der volkswirtschaftlichen Optimierung des Netzes werden die Engpassmanagementkosten den Investitionskosten des Netzausbau gegenübergestellt. In der kostenminimalen Kombination dieser Größen findet sich das Zielnetz – unter der Berücksichtigung der Auslastungsgrenzen des Netzes.

➤ Engpassenergie

Bei der Engpassenergie, auch bezeichnet als Überlastenergie, handelt es sich um die Energiemenge, die sich aus der aggregierten Überlastung aller Stromkreise über die Zeit ergibt. Betrachtet wird hierbei der (n-1)-Fall im Stromnetz, also der Ausfall eines Betriebsmittels. Bei der Bestimmung der Engpassenergie wird kein Engpassmanagement (s. u.) von Erzeugungsanlagen und Lasten betrachtet. Das Ziel ist es, mithilfe einer rein netzbezogenen Kenngröße ein Maß für die Überlastung des Netzes und damit den zusätzlichen Übertragungsbedarf zwischen den Netzknoten zu erhalten.

➤ Engpassmanagement

Engpassmanagement beschreibt den Eingriff des Netzbetreibers in die geplanten Erzeugungs- oder Entnahmleistung von elektrischen Anlagen mit dem Ziel, die zulässigen Auslastungsgrenzen des Stromnetzes im (n-1)-Fall einzuhalten und somit die System Sicherheit des Stromnetzes zu gewährleisten. Das Engpassmanagement umfasst hierbei klassischen, konventionellen Redispatch mit der Anpassung des Wirkleistungsarbeitspunkts von Kraftwerken sowie den Eingriff in den Fahrplan neuerer Technologien wie HVDC-Systeme, leistungsflusssteuernder Betriebsmittel, Batteriespeicher, Demand Side Management beziehungsweise flexible Lasten oder Elektrolyseure. Die Engpassmanagement-bedingte Anpassung der Arbeitspunkte erfolgt nachgelagert zum marktlichen Einsatz und kann dementsprechend lediglich auf die nach dem marktlichen Einsatz noch zur Verfügung stehenden Kapazitäten zurückgreifen. Die Engpassmanagementkosten, die bei der Behebung von Netzengpässen anfallen, stellen eine volkswirtschaftliche Belastung und folglich eine relevante Betrachtungsgröße der Netzanalysen dar.

Aus der Kombination der folgenden Elemente wird ein Zielnetz entwickelt, das Netzengpässe – und folglich die nach dem Netzausbau verbleibenden Engpassmanagementkosten – unter der Nebenbedingung möglichst geringer Investitionskosten minimiert:

- NVP der HGÜ
- Vernetzung der HGÜ
- NVP der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS)
- Verortung der Elektrolyse-Anlagen
- Platzierung der lastflusssteuernden Betriebsmittel
- AC-Maßnahmen

Die engpassreduzierende Wirkung wird dabei durch die verbleibenden Engpassmanagementkosten bestimmt. Nach der Identifikation einer optimalen Kombination erfolgt im Sinne einer kosteneffizienten Behebung der verbleibenden Netzengpässe die einmalige Analyse des Potenzials kurativer Maßnahmen (im (n-1)-Fall) zur Senkung des präventiven Engpassmanagementbedarfs.

Kurzschlussstromberechnungen

Die Kurzschlussstromberechnungen (3-poliger maximaler Kurzschluss) werden im NEP in den Zielnetzen der Szenarien auf der Basis eines angenommenen Normalschaltzustands unter Berücksichtigung aller relevanten Kurzschlussseinspeisungen in Anlehnung an IEC 60909 (2016) durchgeführt, um das Kurzschlussniveau im Übertragungsnetz zu ermitteln. Die Einhaltung der Kurzschlussgrenzwerte stellt sicher, dass das Übertragungsnetz betrieblich sicher ausgelegt ist. Die im NEP eingesetzten Berechnungsverfahren auf der Basis der IEC 60909 liefern auch unter Berücksichtigung des volatilen Verhaltens neuer Netzelemente wie erneuerbarer Erzeugungsanlagen plausible Ergebnisse.

Im Rahmen der Kurzschlussstromanalysen werden grundsätzlich folgende Maßnahmen ergriffen, wenn das zulässige Kurzschlussstromniveau in Umspannwerken überschritten wird:

- › Ertüchtigung von Umspannwerken, um die Kurzschlussfestigkeit zu steigern,
- › Kurzschlussstrombegrenzungsdrosseln sowie
- › topologische Anpassungen, d. h. beispielsweise Netztrennungen.

Bei Netztrennungen sind u. a. die Rückwirkungen auf die unterlagerten Verteilnetze sowie auf die Leistungsflussverteilung zu bewerten, sodass gegebenenfalls erforderliche Netztrennungen stets unter Berücksichtigung des resultierenden Engpassmanagements vorgenommen werden. Kurzschlussstrombedingte Ertüchtigungen von Umspannwerken werden in den Projektsteckbriefen in der [digitalen Projektbibliothek](#) ausgewiesen. Die Ergebnisse fließen in den zweiten Entwurf des NEP 2037/2045 (2025) ein.

Blindleistungskompensationsanlagen

Neben den ermittelten Ausbaubedarfen hinsichtlich der Übertragungsbedarfe im Höchstspannungsnetz werden zusätzlich Blindleistungskompensationsanlagen für die Bereitstellung von Blindleistung für das Stromnetz ermittelt. Ausgehend vom entwickelten Zielnetzzustand für die Jahre 2032 und 2037 werden diese statischen und dynamischen Blindleistungsbedarfe ermittelt. Im Rahmen der Analysen wird der engpassfreie Netzzustand nach möglichen Engpassmanagementmaßnahmen angenommen. Die standortscharfen Blindleistungsbedarfe werden im zweiten Entwurf des NEP aktualisiert ausgewiesen.

Über die Betrachtungen der Netzanalysen hinaus braucht es weitergehende Untersuchungen zur Systemstabilität, die von den ÜNB im [Systemstabilitätsbericht](#) nach § 12i EnWG durchgeführt werden.

6.2 Startnetz und Bundesbedarfsplannetz als Ausgangspunkt der Netzanalysen im NEP 2037/2045 (2025)

Die Netzanalysen haben das Ziel, für die unterschiedlichen Entwicklungspfade der Energiedeutschland eine volkswirtschaftlich optimale Netzkonfiguration auszuweisen, die zu jeder Zeit sicher die Transportaufgabe erfüllt. Von großer Bedeutung für die ausgewiesenen Netzkonfigurationen sind die Eingangsgrößen, die bei den Netzanalysen als gegeben betrachtet werden. Zentraler Ausgangspunkt sind das Start- und das Bundesbedarfsplannetz sowie Netzkundenanschlüsse, die zusammen für die Zieljahre des NEP als bereits bestehendes Netz angenommen werden. Diese Eingangsgrößen bilden zusammen mit den Planungsgrundsätzen den netzseitigen Rahmen für die Netzanalysen.

Von diesem Aufsatzpunkt ausgehend zeigen die Netzanalysen, ob das Übertragungsnetz so ausgelegt ist, dass es seine Transportaufgabe in den Zieljahren und unter Anwendung der Szenariorahmens sicher und effizient erfüllen kann. Ist das Ausgangsnetz nicht ausreichend dimensioniert, zeigen sich Netzüberlastungen, die Engpassmanagement hervorrufen. In der Folge werden bei der Entwicklung des Zielnetzes Maßnahmen zur volkswirtschaftlich effizienten Reduktion dieser Situation ausgewiesen.

Grundlage für die Auslastungsrechnungen sind die weit vorangeschrittenen Maßnahmen früherer NEP, die in den Zieljahren des NEP bereits fertiggestellt sein werden. Dafür werden das Start- und das Bundesbedarfsplannetz herangezogen.

Startnetz

Das Startnetz besteht neben dem Bestandsnetz (Stand Q3 2025) aus den Maßnahmen des Energieleitungsausbau- gesetzes (EnLAG), den in der Planfeststellung befindlichen Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau) sowie den Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerk- netzanschlussverordnung (KraftNAV) bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Wegen des fortgeschrittenen Stadiums der Maßnahmen wird der Bedarf nicht erneut anhand von (n-1)-Nachweisen überprüft. Diese Maßnahmen sind als verbindlich anzusehen, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit in der Regel durch mehrere vorherige NEP von den ÜNB nachgewiesen sowie größtenteils bereits vom Gesetzgeber im EnLAG sowie im Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) bestätigt wurde. Der weit überwiegende Teil der Maßnahmen befindet sich zudem bereits im Genehmigungsverfahren oder in der Umsetzung. Die Trassenlängen der noch nicht fertiggestellten Maßnahmen des Startnetzes stellt sich wie folgt dar:

Tabelle 24: Trassenlängen des Onshore-Startnetzes

Angaben in km	AC-Verstärkung		DC-Verstärkung		AC-Neubau	DC-Neubau	Summe
	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/ Parallelneubau	Zu-/Umbeseilung	Ersatz-/ Parallelneubau			
Startnetz	4.225		1.055		480	4.289	10.049

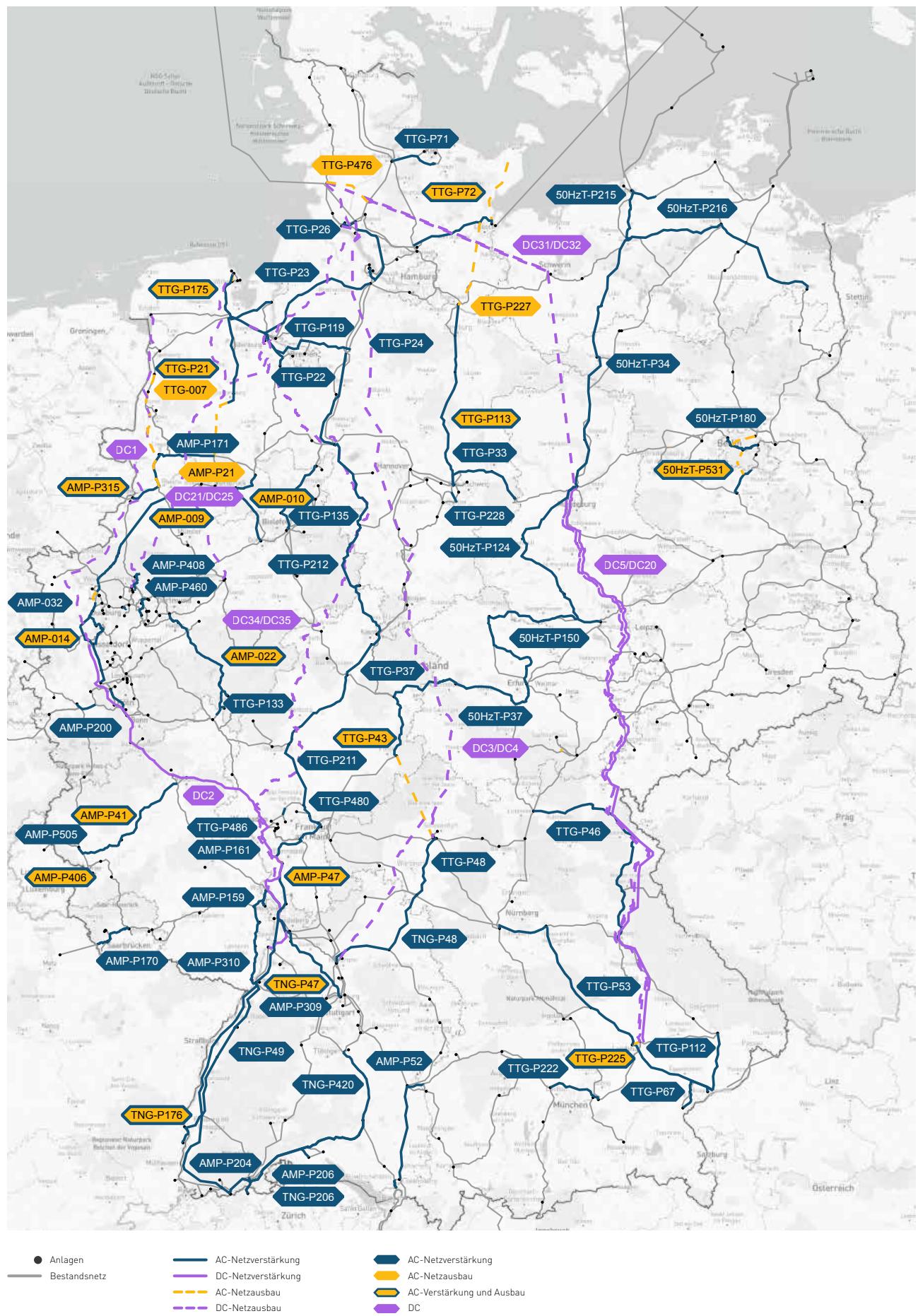
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) steigt der Gesamtumfang der Startnetzmaßnahmen von rund 6.900 km auf knapp 10.000 km. Das liegt daran, dass der Netzausbau seit dem letzten NEP durch die Aufnahme weiterer Genehmigungsverfahren und neue Planfeststellungsbeschlüsse an Fahrt aufgenommen hat. Fertiggestellte Projekte und Maßnahmen gehen vom Startnetz in das Bestandsnetz über.

Der Umfang der AC-Netzverstärkungen im Startnetz beträgt rund 4.200 km. Diese setzen sich aus Zu- und Umbeseilungen sowie Parallel- und Ersatzneubauten in bzw. neben bestehenden Trassen zusammen. Hinzu kommen rund 480 km an AC-Netzausbaumaßnahmen in neuer Trasse. Der Umfang an DC-Neubau liegt mit rund 4.300 km weit über dem Längenanteil der DC-Netzverstärkungen mit etwa 1.100 km. Im Startnetz sind rund 210 km AC-Verstärkungsmaßnahmen für Interkonnektoren mit dem europäischen Ausland enthalten (deutsche Seite der grenzüberschreitenden Maßnahmen).

Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich auf rund 113,7 Mrd. Euro. Sie liegen damit sowohl aufgrund des deutlich größeren Maßnahmenumfangs als auch wegen der Aktualisierung der Standard- und Projektkosten um 64 Mrd. Euro höher als im NEP 2037/2045 (2023). Die Schätzung der Investitionskosten beruht auf Standardsätzen und Erfahrungswerten der ÜNB. Sie berücksichtigt sowohl Preisentwicklungen als auch Veränderungen des Startnetzes durch neu hinzukommende und herausfallende bzw. fertiggestellte Projekte. Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 34 bis 38 in Kapitel 8.2.1 aufgelistet und werden in Abbildung 67 gezeigt.

Abbildung 67: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz/nur Leitungsprojekte

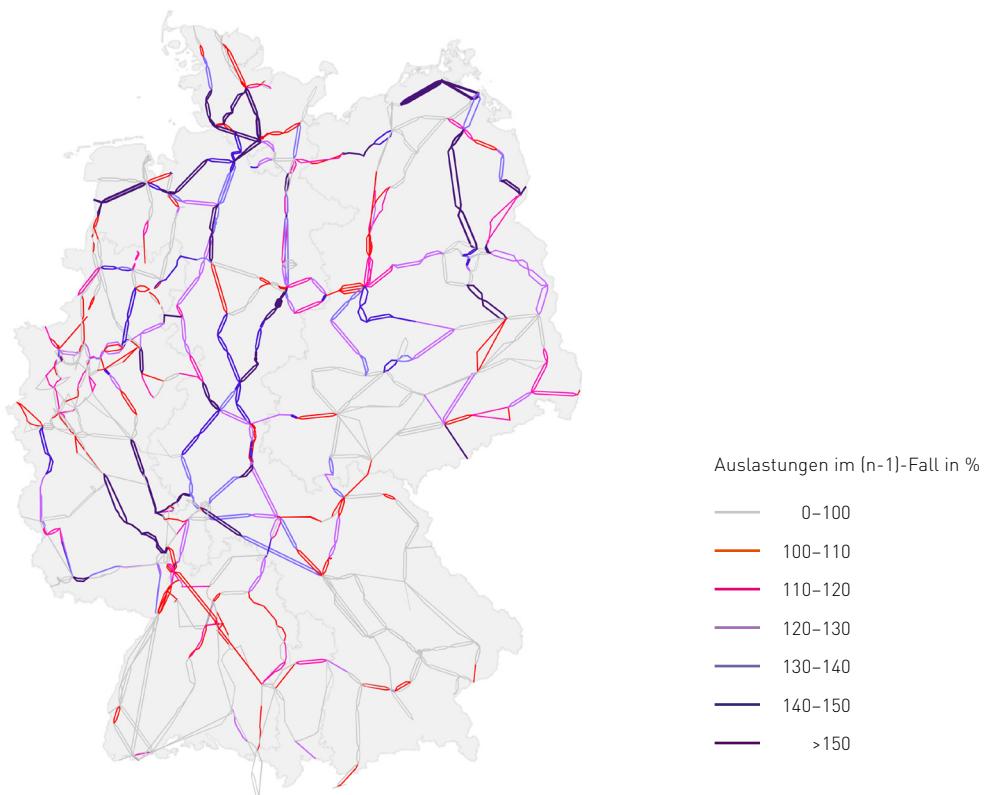


Bundesbedarfsplannetz

Das Bundesbedarfsplannetz (BBP-Netz) setzt sich aus dem Startnetz und den im zuletzt novellierten BBPIG enthaltenen Maßnahmen zusammen. Damit sind alle Projekte umfasst, für die die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf vom Deutschen Bundestag gesetzlich festgestellt wurde. In die letzte Novellierung des BBPIG wurden nicht alle im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Maßnahmen überführt. Die Grundlage der Netzanalysen bildet daher das BBP-Netz mit dem Stand 07/2024. Aufgrund der weiter steigenden Transportaufgabe im Übertragungsnetz infolge der zunehmenden Integration von erneuerbaren Energien und des zunehmenden Grades der Elektrifizierung (beispielsweise E-Autos und Industrieprozesse), ist das BBP-Netz nicht ausreichend dimensioniert.

Um festzustellen, ob die im BBP-Netz bereits enthaltenen Maßnahmen zur Erfüllung der Transportaufgabe für das Szenario A 2037 ausreichen, wurden Netzanalysen für den (n-1)-Fall (s. Kapitel 6.1.5) durchgeführt.

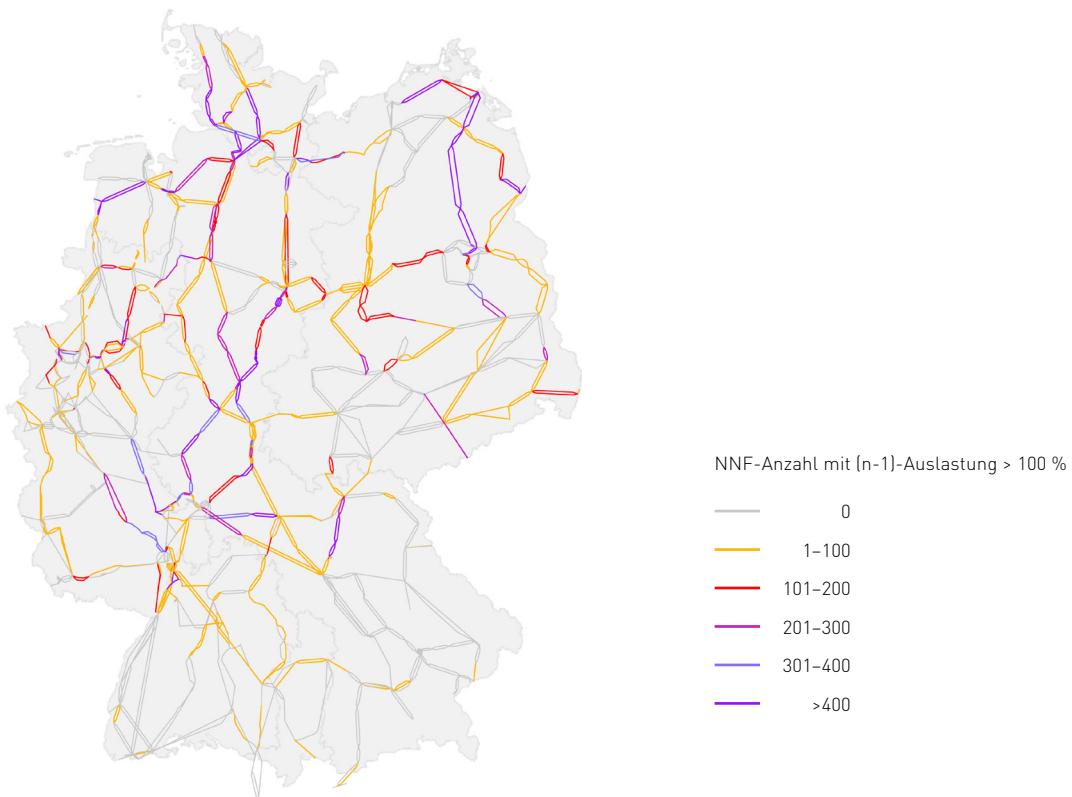
Abbildung 68: Maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall im BBP-Netz im Szenario A 2037



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 68 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 % der normalen Transportkapazität aus Gründen der Systemsicherheit in der Regel nicht überschreiten. Auslastungen über 100 % können Folgeausfälle beziehungsweise Versorgungsunterbrechungen verursachen. Die Abbildung weist für das Szenario A 2037 mit den Netzausbaumaßnahmen des Start- sowie des BBP-Netzes im gesamten Übertragungsnetz unzulässig hohe Leitungsauslastungen beim Ausfall eines Netzelementes auf.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die zugehörige Häufigkeit von Auslastungen über 100 % im (n-1)-Fall für den Netzausbauzustand des Start- und BBP-Netzes, ebenfalls im Szenario A 2037. Die Darstellung macht deutlich, dass eine Überlastung in zahlreichen Stunden des Jahres auftritt.

Abbildung 69: Grenzwertüberschreitende Netznutzungsfälle im (n-1)-Fall im BBP-Netz im Szenario A 2037

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die beiden Abbildungen 68 und 69 zeigen, dass zusätzlich zum BBP-Netz weitere Maßnahmen notwendig sind, um Netzengpässe zu reduzieren. Der Zubau der BBP-Maßnahmen über das Startnetz hinaus kann die Überlastungen des Höchstspannungsnetzes zwar reduzieren, aber nicht im erforderlichen Umfang beseitigen. Die Projekte des BBP-Netzes sind folglich zwingend erforderlich, reichen aber noch nicht aus.

6.3 Ergebnisse der Netzanalysen

In diesem NEP ist die Bandbreite der Szenarien deutlich weiter aufgespannt (s. Kapitel 2), um mögliche Entwicklungen der Energielandschaft umfassend abzubilden. Zusätzlich ist in den Netzanalysen (s. Kapitel 6.1) vor dem Hintergrund von Preissteigerungen und Marktverknappung die volkswirtschaftliche Abwägung der Netzausbaumaßnahmen verstärkt in den Vordergrund gerückt. Dies führt zur Neubewertung einiger Maßnahmen und zu einem neuen volkswirtschaftlichen Optimum des Netzausbau. In der Folge fällt das Zielnetz im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) kleiner aus und es verbleibt ein höherer Bedarf an Engpassmanagement nach der Zielnetzentwicklung (s. Kapitel 6.3.6). Das veränderte Auslandsszenario („National Trends“ statt „Distributed Energy“) bildet zudem die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen in den Nachbarländern realistischer ab und korrigiert unerwartete Handelssituationen aus dem NEP 2037/2045 (2023). Darüber hinaus sind gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) deutlich größere Flexibilisierungsmöglichkeiten durch den hohen Umfang an Großbatteriespeicherkapazitäten im Jahr 2037 – anders als im vorangegangenen NEP – in den Netzanalysen berücksichtigt.

Die grundlegend veränderte Ausgestaltung der Szenarien führt dazu, dass sich der AC-Ausbau zwischen den betrachteten Szenarien A und B sowie auch zwischen den Zeithorizonten 2037 und 2045 teils erheblich verändert. Dies betrifft nicht nur den Umfang der Maßnahmen, sondern auch die Auswahl der Ausbaumaßnahmen.

Trotz der Unterschiede beim AC-Ausbau zeigt sich hinsichtlich des DC-Ausbau ein konstantes Bild:

- Die beiden HGÜ-Verbindungen DC42 und DC42plus werden sowohl im A- als auch im B-Szenariopfad ausgewiesen. Lediglich im Szenario A 2037 ist die Maßnahme DC42plus nicht enthalten.
- Im Szenario B 2045 wird in Esens ein Multiterminal-Hub geplant, der die beiden Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-19-1 und NOR-19-2 zusammenführt und über eine HGÜ-Verbindung zum NVP Oberzier weiterführt. Die HGÜ-Verbindung Esens-Oberzier bekommt die Bezeichnung DC36. Diese Verbindung stellt keine zusätzliche, neue HGÜ-Verbindung dar, da diese Übertragungskapazität in bisherigen Planungen über ein ONAS direkt an den NVP Oberzier geführt wurde. Dadurch werden zwei ONAS auf Esens verkürzt und über den Multiterminal-Hub eine zusätzliche Einspeisung von überschüssigem Strom in die Verbindung DC36 ermöglicht. Diese Konfiguration zeigt sich als volkswirtschaftlich sinnvoll, weil sie das Volumen des Engpassmanagements senkt.
- Zusätzlich hierzu werden keine neuen landseitigen innerdeutschen HGÜ-Verbindungen ausgewiesen. Die HGÜ-Verbindungen DC40, DC40plus und DC41 aus dem NEP 2037/2045 (2023) zeigen sich zudem in diesem NEP nicht mehr als Teil eines volkswirtschaftlich effizienten Klimaneutralitätsnetzes. Dies ist neben stark steigenden Standardkosten auf veränderte Grundannahmen in diesem NEP zurückzuführen. Daraus ergeben sich andere Stromflüsse, wodurch sich wiederum andere Maßnahmen in den Netzanalysen als erforderlich zeigen.
- Darüber hinaus erfolgt bis zum Zieljahr 2045 sowohl im A- als auch im B-Szenariopfad ein umfassender Ausbau der DC-Interkonnektoren. Dies dient der Erhöhung der europäischen Handelskapazitäten.

Ein Teil der im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Maßnahmen entfaltet seinen Nutzen auch in diesem NEP im Zieljahr 2037, ein Teil jedoch erst im Zieljahr 2045. Maßnahmen, die sich schon im Zieljahr 2037 als erforderlich zeigen, bleiben weit überwiegend auch in der Langfristperspektive im Zieljahr 2045 robust. Die Maßnahmen, die im vorangegangenen NEP für 2037 bestätigt wurden, in diesem NEP aber erst bis 2045 erforderlich sind, bieten zusammen mit den neu für 2045 identifizierten Maßnahmen die Möglichkeit zur Staffelung der Ausbauvorhaben bis 2045, sodass im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) eine zeitliche Entzerrung des erforderlichen Netzausbaubedarfs ermöglicht wird.

Bei der Auswahl von NVP für die Integration von Offshore-Windenergie wird berücksichtigt, dass die Energie im Stromnetz möglichst ohne zusätzliche Netzengpässe verteilt werden kann und möglichst wenig weiteren Netzausbaubedarf an Land auslöst. Die ermittelten NVP sind der Maßnahmenliste des Offshore-Zubaunetzes zu entnehmen (s. Kapitel 5.3.2).

Die im Kapitel Offshore-Netz (s. Kapitel 5) dargelegten Vorschläge zur Offshore-Optimierung haben einen positiven Effekt hinsichtlich der kosteneffizienten Integration von Offshore-Windenergie in das Stromnetz. Erstmals werden im NEP zudem internationale Offshore-Vernetzungsprojekte (hybride Offshore-Interkonnektoren) betrachtet. Zusätzlich wird im Rahmen der Netzplanung versucht, die Umwelteinigriiffe zu reduzieren, indem mehrere ONAS miteinander oder mit Onshore-HGÜ-Verbindungen in Energiekorridoren gebündelt werden (s. Kapitel 6.3.5).

Im NEP untersuchen die ÜNB zudem Blindleistungsbedarfe für die Spannungshaltung und den sicheren Netzbetrieb im Übertragungsnetz. Die standortscharfen Blindleistungsbedarfe werden im zweiten Entwurf des NEP aktualisiert ausgewiesen.

Der Szenariopfad C mit den Szenarien C 2037 und C 2045 wird ebenfalls im zweiten Entwurf des NEP eingebracht.

Die Ergebnisse der Szenarien im Überblick

Das Zubaunetz A 2037 umfasst rund 4.999 km Netzmaßnahmen, wovon 2.846 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.139 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 1.014 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. Dazu gehört auch die HGÜ-Verbindung DC42. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 68,6 Mrd. Euro.

Das Zubaunetz B 2037 umfasst rund 5.868 km Netzmaßnahmen, wovon 2.906 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.139 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 1.545 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. In diesem Szenario kommt zu DC42 die HGÜ-Verbindung DC42 plus hinzu. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 72,7 Mrd. Euro.

Das Zubaunetz A 2045 umfasst rund 8.392 km Netzmaßnahmen, wovon 3.849 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 470 km auf DC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.168 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 2.405 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. Die DC-Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen enthalten mit Blick auf das Zieljahr 2045 neben DC42 und DC42plus neue Interkonnektoren mit dem Ausland. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 95,1 Mrd. Euro.

Das Zubaunetz B 2045 zeigt den umfassendsten Netzentwicklungsbedarf auf: Das Zielnetz umfasst rund 9.168 km Netzmaßnahmen, wovon 4.167 km auf AC-Verstärkungsmaßnahmen, 470 km auf DC-Verstärkungsmaßnahmen, 1.709 km auf AC-Ausbaumaßnahmen und 2.822 km auf DC-Ausbaumaßnahmen entfallen. Die DC-Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen enthalten mit Blick auf das Zieljahr 2045 zusätzlich zu den Interkonnektoren und DC42 und DC42plus auch die Maßnahme DC36 Esens-Oberzier inklusive Multiterminal-Hub Esens. Die geschätzten Investitionskosten belaufen sich auf 101,4 Mrd. Euro.

Trassenlängen und Investitionskosten der Szenarien

Die resultierenden Trassenlängen und Investitionskosten der Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen werden in der folgenden Tabelle für die verschiedenen Szenarien angegeben.

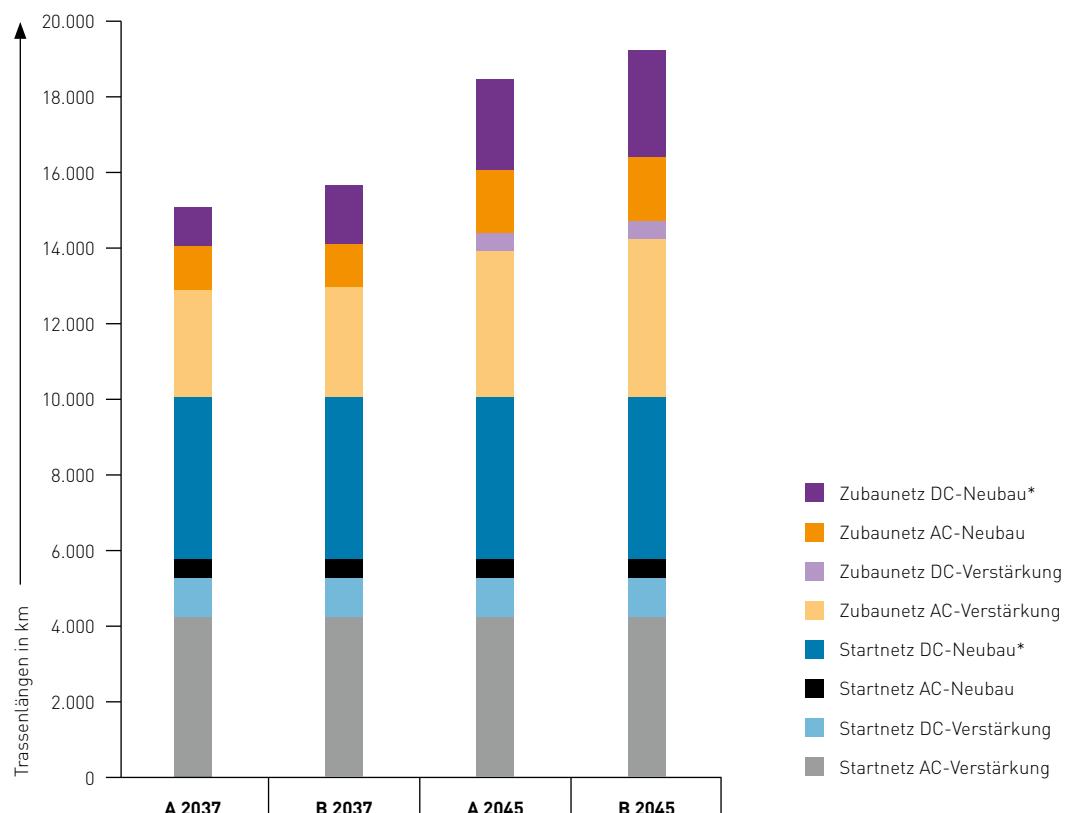
Tabelle 25: Längenangaben Start- und Zubaunetz im NEP 2037/2045 (2025)

Angaben in km	AC-Verstärkung	DC-Verstärkung	AC-Neubau	DC-Neubau*	Summe
	Summe Zu-/ Umbeseilung und Ersatz-/Parallelneubau	Summe Zu-/ Umbeseilung und Ersatz-/Parallelneubau			
Startnetz	4.225	1.055	480	4.289	10.049
Zubaunetz					
A 2037	2.846	0	1.139	1.014	4.999
B 2037	2.906	0	1.139	1.545	5.868
A 2045	3.849	470	1.668	2.405	8.392
B 2045	4.167	470	1.709	2.822	9.168
Summe Start- und Zubaunetz					
A 2037	7.071	1.055	1.619	5.303	15.048
B 2037	7.409	1.055	1.619	5.834	15.917
A 2045	8.074	1.525	2.148	6.694	18.441
B 2045	8.392	1.525	2.189	7.111	19.217

*inkl. DC-Interkonnektoren

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

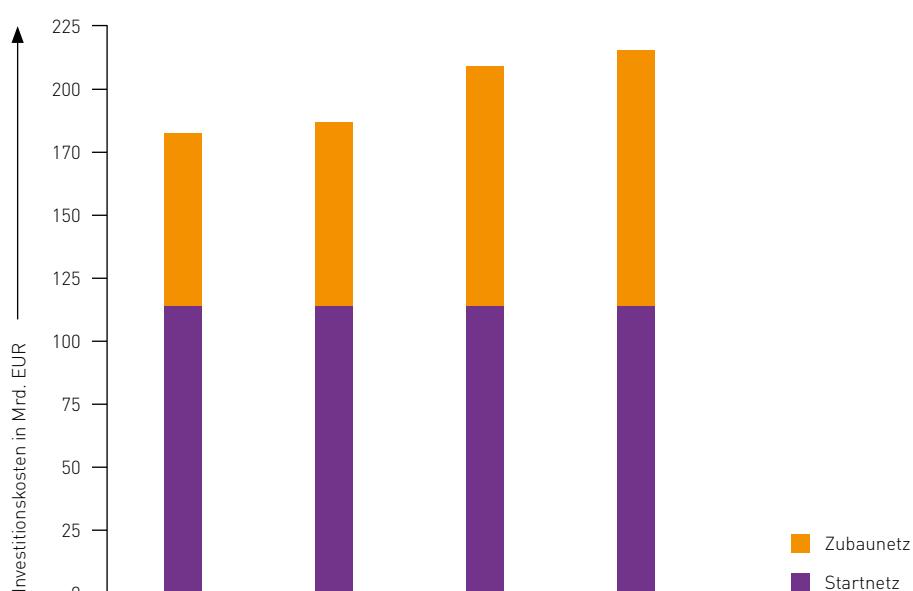
Abbildung 70: Netzausbau- und Netzverstärkungsbedarf Onshore in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2025)



*inkl. DC-Interkonnektoren

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 71: Geschätzte Investitionskosten Onshore in den Szenarien im NEP 2037/2045 (2025)



Investitionsvolumen in Mrd. EUR	A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
Startnetz	113,7	113,7	113,7	113,7
Zubaunetz	68,6	72,7	95,1	101,4
Summe Start- und Zubaunetz	182,3	186,3	208,8	215,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Alle ermittelten Maßnahmen sind im Einzelnen im Kapitel Übersicht der identifizierten Maßnahmen (s. Kapitel 8.2) aufgeführt. In der digitalen Projektbibliothek sind die detaillierten Projektsteckbriefe abrufbar unter www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek. Es gibt darüber hinaus drittmittelfinanzierte Maßnahmen, die zwar einen Projektsteckbrief erhalten, jedoch nicht von den ÜNB verantwortet werden. Diese sind in den Berechnungen von Trassenlängen und Investitionskosten des NEP nicht enthalten.

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 in der Regel 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 zur Information in einem gesonderten Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Punktmaßnahmen_2037_2045_V2025_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 erwähnt.

Die Schätzung der Investitionskosten beinhaltet alle geplanten und in Umsetzung befindlichen Leitungs- und Punktmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz, ausgenommen Projekte Dritter wie beispielsweise nicht von den ÜNB geplante Interkonnektoren oder Maßnahmen im unterlagerten Hochspannungsnetz. Die Schätzung beruht auf Standardsätzen und Erfahrungswerten der ÜNB und hat einen überschlägigen Charakter. Sie berücksichtigt aktuelle Preisentwicklungen in den Lieferketten. Diese werden derzeit durch allgemeine Preissteigerungen und durch Marktverknappungen getrieben. Zusätzlich haben die ÜNB unter Berücksichtigung des Koalitionsvertrags von CDU, CSU und SPD sowie des Berichts zum Energiewende-Monitoring in diesem NEP für neue HGÜ-Verbindungen Kosten für DC-Freileitungen und nicht wie bisher für DC-Erdkabel angesetzt.

Die Längenangaben der jeweiligen Maßnahmen beziehen sich auf die betroffenen Trassenkilometer und nicht auf die jeweiligen Stromkreislängen. 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.

Konkrete Trassenkorridore beziehungsweise Trassen werden erst in den nachgelagerten Verfahrensschritten (z. B. Bundesfachplanung oder Planfeststellung) festgelegt.

6.3.1 Zubaunetz Szenario A 2037

Gegenüber dem BBP-Netz 2024 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. Zusätzlich zu zahlreichen AC-Verstärkungs- und -Ausbaumaßnahmen zeigt sich im Szenario A 2037 die HGÜ-Verbindung DC42 als zusätzlich erforderlich.

Im Vergleich zum Szenario A 2037 des NEP 2037/2045 (2023) fällt in diesem Szenario der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf geringer aus. Kernfaktoren für den gesunkenen Netzausbaubedarf sind ein um rund 53 TWh reduzierter Nettostromverbrauch in Kombination mit einer um 32 GW reduzierten installierten Leistung an Onshore-Wind und einer um 75 GW reduzierten installierten Leistung an Photovoltaik.

Die Kennzahlen für die im Szenario A 2037 erforderlichen Zielnetzmaßnahmen sind in Tabelle 26 angegeben.

Tabelle 26: Szenario A 2037 Kennzahlen

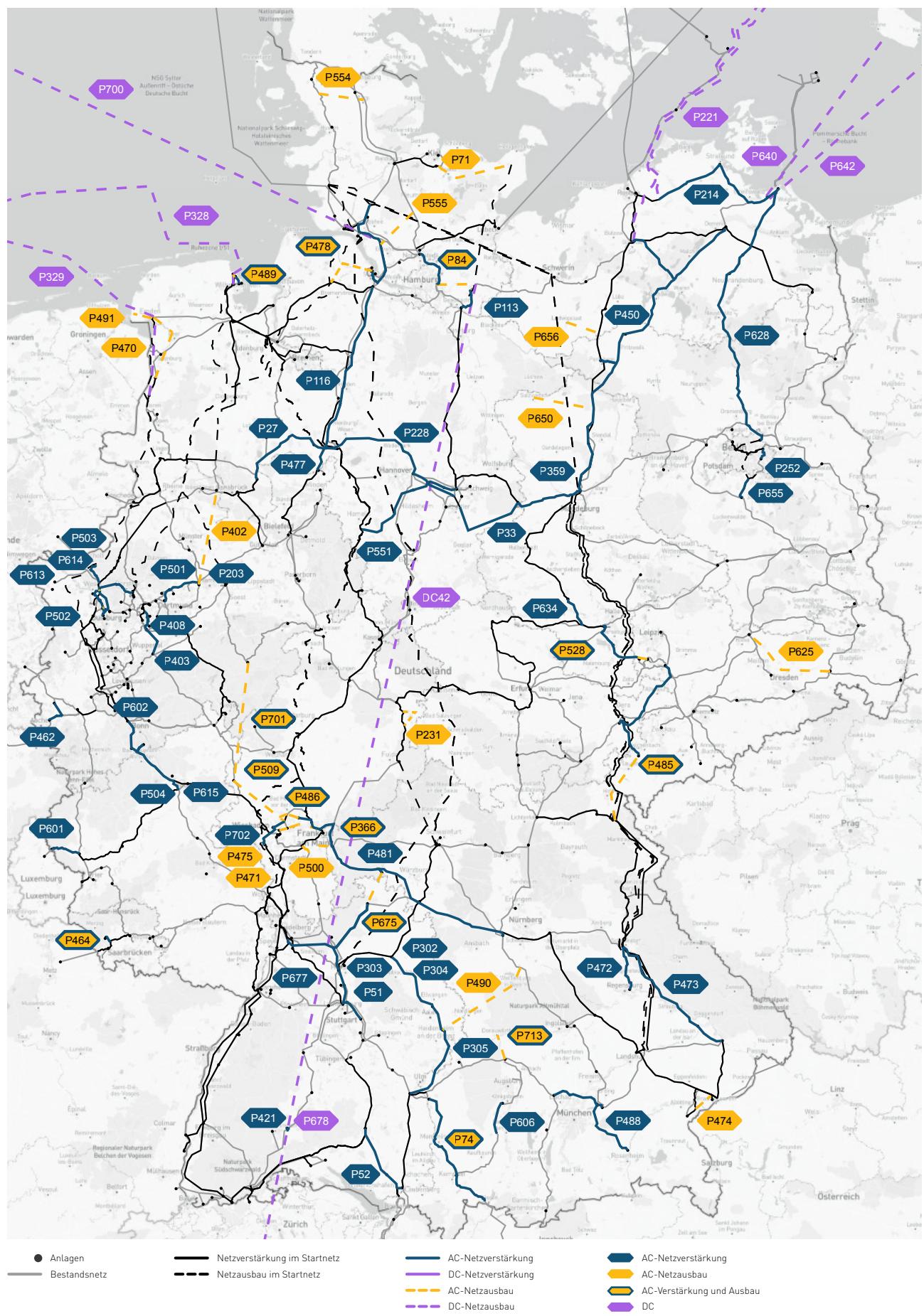
DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	Interkonnektoren (deutscher Anteil)
Länge 5.303 km	Länge 316 km AC und 307 km DC
Zusätzliche Übertragungskapazität in DE 26 GW	
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)
Länge 1.619 km	Länge 8.126 km

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 182,3 Mrd. EUR

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der folgenden Abbildung 72 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2037 dargestellt. In Tabelle 39 in Kapitel 8.2.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet.

Abbildung 72: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario A 2037/nur Leitungsprojekte*



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

6.3.2 Zubaunetz Szenario B 2037

Im Szenario B 2037 zeigt sich über die HGÜ-Verbindungen des Szenarios A 2037 hinaus der Bedarf an einer weiteren HGÜ-Verbindung: DC42plus. Im Vergleich zum Szenariopfad A zeigt sich die Erweiterung des DC42-Systems damit bereits im Zieljahr 2037. Die Übertragungskapazität des HGÜ-Netzes erhöht sich somit im Szenariopfad B schon im Jahr 2037 auf 28 GW.

Im Vergleich zum Szenario B 2037 des NEP 2037/2045 (2023) sind trotz vergleichbarer Szenariomantelzahlen insgesamt weniger Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich, um ein bedarfsgerechtes Zielnetz zu erreichen. Dies lässt sich u. a. mit dem stärkeren Fokus auf die Gegenüberstellung von Netzausbaukosten und verbleibendem Engpassmanagement begründen.

In Tabelle 27 sind die resultierenden Kennzahlen dargestellt.

Tabelle 27: Szenario B 2037 Kennzahlen

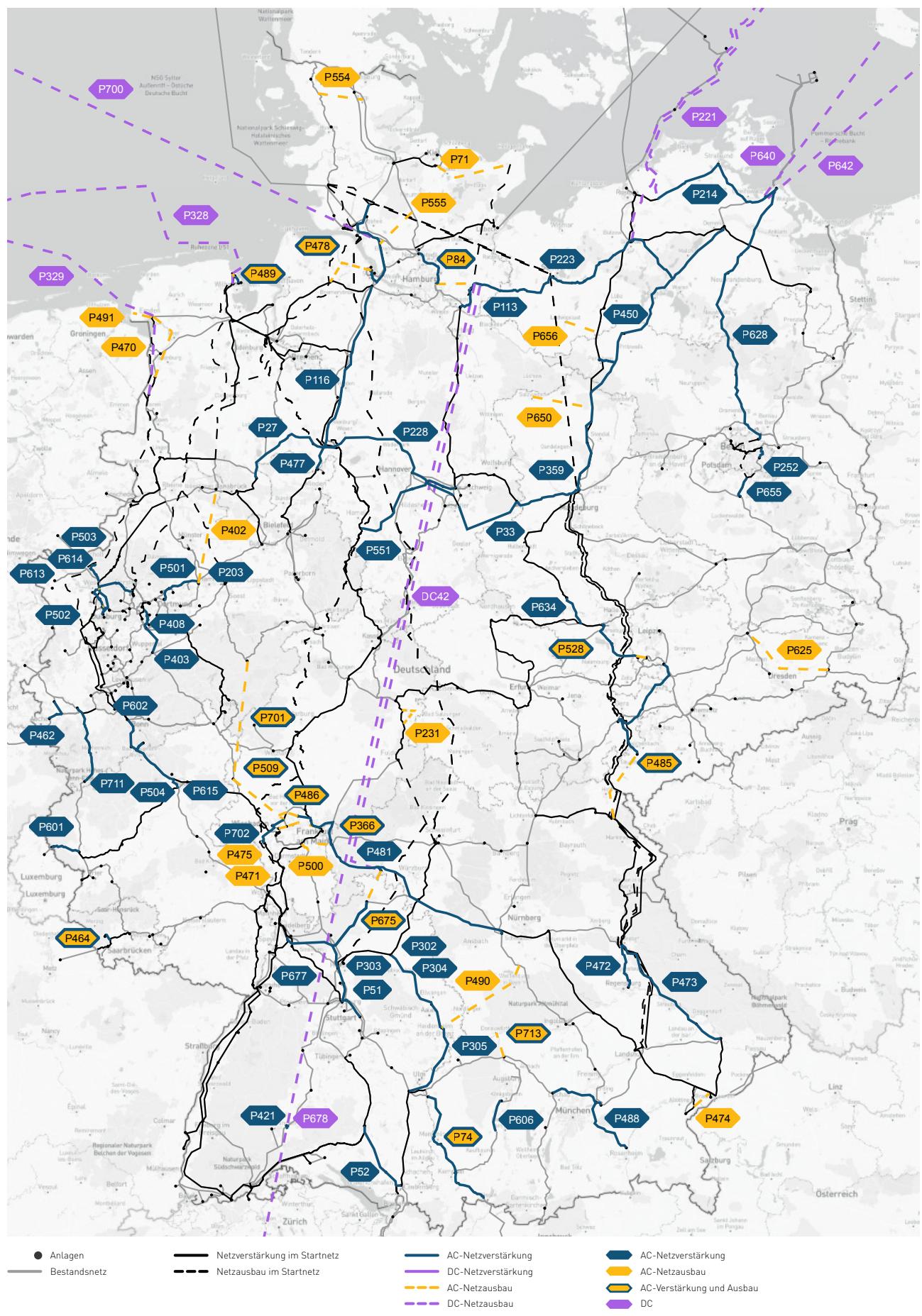
DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	Interkonnektoren (deutscher Anteil)
Länge 5.834 km	Länge 316 km AC und 307 km DC
Zusätzliche Übertragungskapazität in DE 28 GW	
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)
Länge 1.619 km	Länge 8.464 km

Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 186,3 Mrd. EUR

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der folgenden Abbildung 73 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B 2037 dargestellt. In Tabelle 39 in Kapitel 8.2.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet.

Abbildung 73: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario B 2037/nur Leitungsprojekte*



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

6.3.3 Zubaunetz Szenario A 2045

Im Szenario A 2045 muss das Netz den Transport von Strom aus rund 60 GW Offshore-Windleistung sowie insgesamt über 550 GW installierter erneuerbarer Erzeugungskapazität gewährleisten. Über die in Szenario A 2037 vorgesehenen HGÜ-Systeme hinaus besteht deshalb im Szenario A 2045 mit DC42plus der Bedarf einer weiteren HGÜ-Verbindung. Damit erhöht sich die Übertragungskapazität des HGÜ-Netzes auf insgesamt 28 GW. Mit DC42plus wird die bereits für das Zieljahr 2037 vorgesehene HGÜ DC42 in ihrer Kapazität verdoppelt, was auf die gestiegene Transportaufgabe in Nord-Süd-Ausrichtung zurückzuführen ist. Zudem tragen drei zusätzliche, teils hybride Interkonnektoren ebenfalls zu einer erhöhten Transportkapazität bei. Diese dienen zugleich der weiteren Integration des europäischen Verbundnetzes.

Im Vergleich zum Szenario A 2045 des NEP 2037/2045 (2023) fällt der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf in dem hier beschriebenen Szenario geringer aus. Wesentliche Gründe hierfür sind ein geringerer Stromverbrauch aufgrund angepasster Last- bzw. Effizienzmaßnahmen, höhere Wasserstoffimporte, die die heimische Elektrolyseleistung reduzieren, sowie die Reduktion von Erzeugungsspitzen durch eine gestiegene Zahl an Batteriespeichern.

In Tabelle 28 sind die resultierenden Kennzahlen dargestellt.

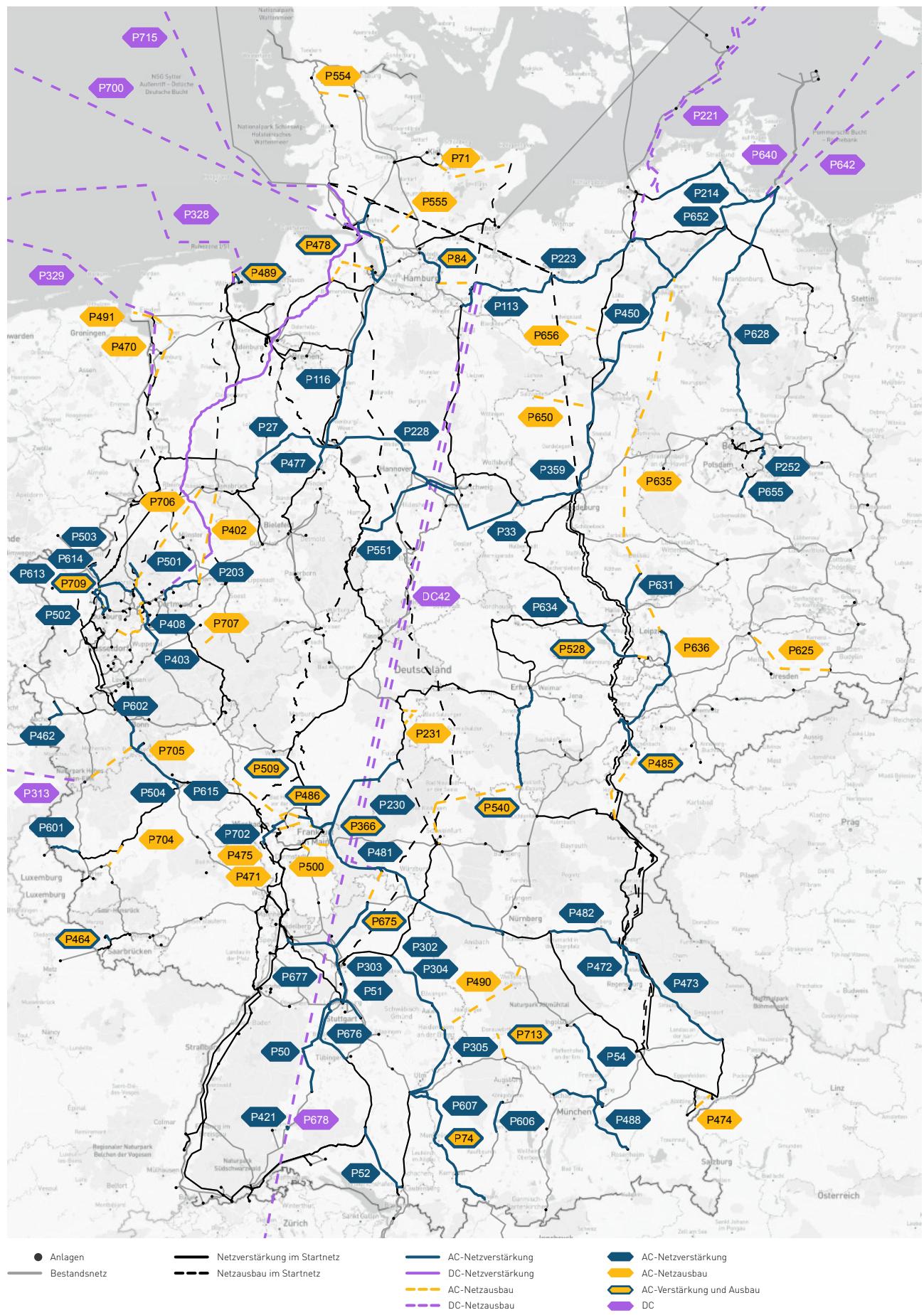
Tabelle 28: Szenario A 2045 Kennzahlen

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	Interkonnektoren (deutscher Anteil)
Länge	6.694 km
Zusätzliche Übertragungskapazität in DE	28 GW
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)
Länge	2.148 km
Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 208,8 Mrd. EUR	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der folgenden Abbildung 74 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2045 dargestellt. In Tabelle 39 in Kapitel 8.2.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet.

Abbildung 74: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario A 2045/nur Leitungsprojekte*



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

6.3.4 Zubaunetz Szenario B 2045¹¹

Im Szenario B 2045 muss das Netz im Vergleich zum Szenario B 2037 Aufnahme, Transport und Verteilung von zusätzlich 70 GW installierter erneuerbarer Erzeugungskapazität bei einem um rund 15 % gestiegenen prognostizierten Stromverbrauch gewährleisten. Deshalb steigt der Ausbaubedarf insbesondere im AC-Bereich weiter an. Die verstärkte europäische Integration im Zwischenzeitraum durch drei zusätzliche, teils hybride Interkonnektoren trägt ebenfalls zu einer erhöhten Transportkapazität bei.

Im Vergleich zum Szenario B 2045 des NEP 2037/2045 (2023) hat sich der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf in dem hier beschriebenen Szenario aufgrund vergleichbarer Mantelzahlen in Summe kaum geändert. Die Ausgestaltung des Zielnetzes unterscheidet sich jedoch mit Blick auf die ausgewählten HGÜ-Verbindungen und Interkonnektoren. Dies ist unter anderem auf eine veränderte Modellierung des europäischen Auslandes und eine angepasste Zielfunktion zurückzuführen, in der mehr Engpassmanagement nach der Zielnetzentwicklung verbleibt.

Die HGÜ-Verbindungen DC40, DC40plus und DC41 aus dem NEP 2037/2045 (2023) sind in diesem NEP nicht mehr Teil eines volkswirtschaftlich effizienten Klimaneutralitätsnetzes. In diesem Szenario wird zusätzlich zu den Interkonnektoren DC42 und DC42plus auch die Maßnahme DC36 Esens-Oberzier inklusive Multiterminal-Hub Esens ausgewiesen.

Im Szenario B 2045 wird in Esens ein Multiterminal-Hub geplant, der die beiden Offshore-Netzanbindungssysteme NOR-19-1 und NOR-19-2 zusammenführt und über eine HGÜ-Verbindung zum NVP Oberzier weiterführt. Die HGÜ-Verbindung Esens-Oberzier bekommt die Bezeichnung DC36. Diese Verbindung stellt keine zusätzliche, neue HGÜ-Verbindung dar, da diese Übertragungskapazität in bisherigen Planungen über ein ONAS direkt an den NVP Oberzier geführt wurde. Dadurch werden zwei ONAS auf Esens verkürzt und über den Multiterminal-Hub eine zusätzliche Einspeisung von überschüssigem Strom in die Verbindung DC36 ermöglicht. Diese Konfiguration zeigt sich als volkswirtschaftlich sinnvoll, weil sie das Volumen des Engpassmanagements senkt.

In Tabelle 29 sind die resultierenden Kennzahlen dargestellt.

Tabelle 29: Szenario B 2045 Kennzahlen

DC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)		Interkonnektoren (deutscher Anteil)	
Länge	7.111 km	Länge	316 km AC und 860 km DC
Zusätzliche Übertragungskapazität in DE	28 GW		
AC-Neubau in Deutschland (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)		DC/AC-Netzverstärkung (inkl. Startnetz und Interkonnektoren)	
Länge	2.189 km	Länge	9.917 km

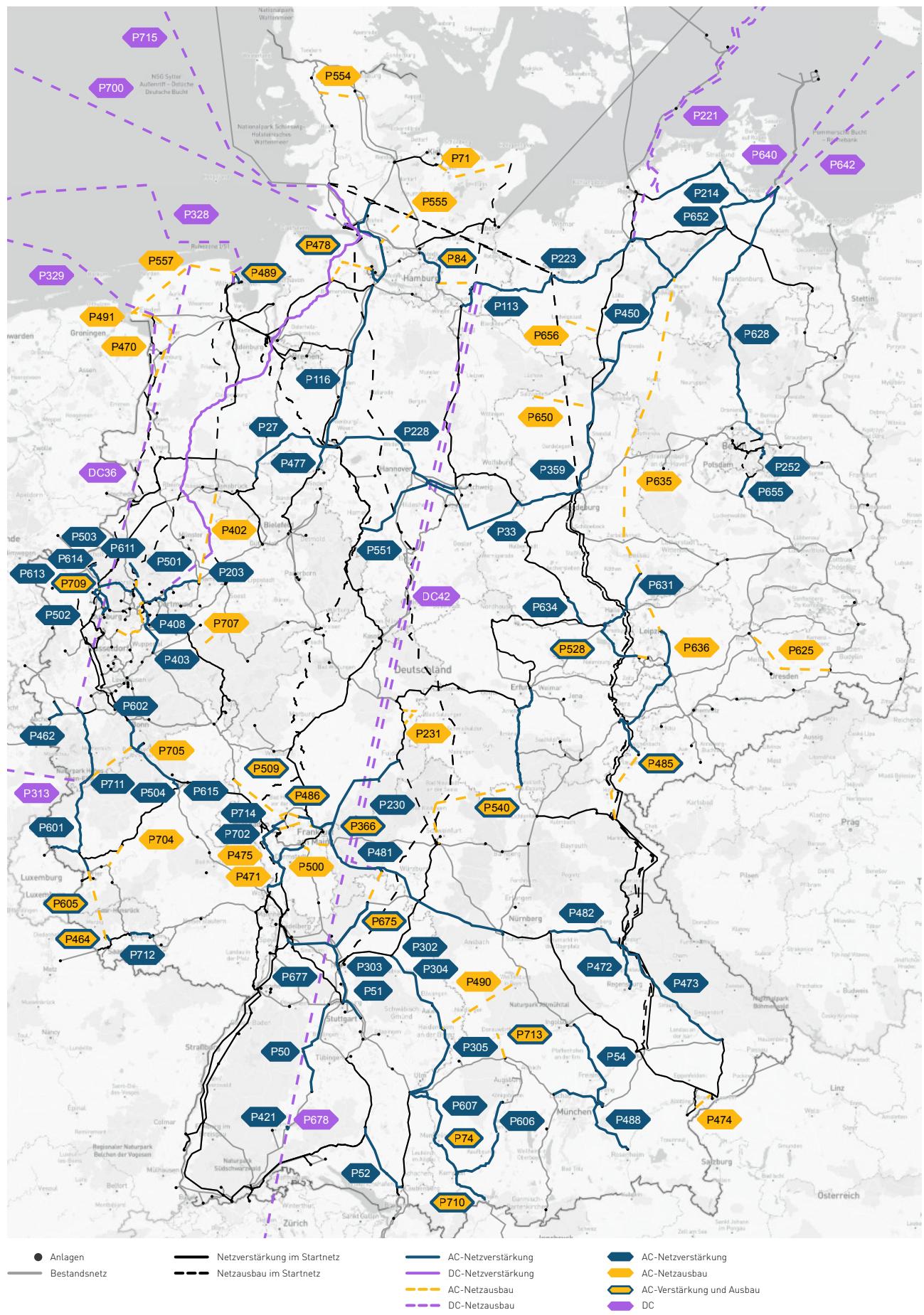
Investitionsvolumen inkl. Startnetz: 215,1 Mrd. EUR

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der folgenden Abbildung 75 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2045 dargestellt. In Tabelle 39 in Kapitel 8.2.2 sind alle für einen bedarfsgerechten Netzausbau erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios aufgelistet.

¹¹ Die Netzentwicklung für das Szenario B 2045 ist derzeit nicht abgeschlossen. Etwaige Anpassungen erfolgen mit dem zweiten Entwurf.

Abbildung 75: Übersichtskarte der Zubaunetzmaßnahmen im Szenario B 2045/nur Leitungsprojekte*



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

6.3.5 Bündelungsoptionen

Gemäß § 12b Abs. 3a EnWG sind die ÜNB 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 ONAS als auch von neu identifizierten DC-Projekten in derselben Trasse und damit eine möglichst geringe Raumanspruchnahme. Darüber hinaus werden hier auch weitergehende Bündelungsoptionen aufgezeigt, die über die gesetzlich normierte Pflicht hinausgehen, sich aber aus Vorhabenträgersicht gleichwohl anbieten. Dies können beispielsweise die angestrebte Parallelführung zu Vorhaben sein, für die noch keine Bundesfachplanungsentscheidung vorliegt oder die Angabe von Bündelungsoptionen von bereits im NEP befindlichen Vorhaben. Im vorliegenden Kapitel werden nur Bündelungsoptionen behandelt, die mehr als zwei Netzausbaumaßnahmen betreffen. Kleinere Bündelungsoptionen werden in den Steckbriefen der betroffenen Projekte behandelt.

Ein Baustein eines optimierten, bedarfsgerechten Netzausbaus ist die Identifizierung und planerische Festlegung von Energiekorridoren, in denen aktuelle, aber auch zukünftige Netzausbauvorhaben strukturiert und gebündelt geplant sowie umgesetzt werden können. Dies eröffnet bedeutsame Möglichkeiten hinsichtlich eines beschleunigten, effektiven und akzeptanzsteigernden Netzausbaus. Die Ziele der Ausbildung von Energiekorridoren sind:

- Bündelung von Leitungen und somit Vermeidung von unnötigen Betroffenheiten, insbesondere in dicht besiedeltem Raum
- Einsparung von Zeit und Aufwand in der Genehmigungs- und der Bauphase durch die Parallelisierung der Netzausbauvorhaben und Hebung von Synergien
- Schonung von wertvollen Flächen und Minimierung von Eingriffen in die Umwelt

Im Rahmen verschiedener Betrachtungen zur technischen Umsetzung solcher Energiekorridore wurde deutlich, dass in aller Regel eine Begrenzung auf vier parallel verlegte Kabelsysteme innerhalb eines Korridors sinnvoll erscheint, um eine durchgängige Umsetzbarkeit gewährleisten und die technischen Herausforderungen bei der baulichen Umsetzung auf ein beherrschbares Maß bringen zu können. In Einzelfällen und unter Abwägung regionaler Aspekte kann auch die abschnittsweise Bündelung von mehr als vier Kabelsystemen sinnvoll sein. Solche Herausforderungen stellen örtliche Gegebenheiten, der anstehende Baugrund, Anforderungen aus dem Bodenschutz und baulogistische Besonderheiten dar. Folgende Auflistung stellt eine Übersicht über bekannte Herausforderungen, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, dar:

- Siedlungs- und Erholungsgebiete (z. B. Baulärm)
- Eingriffe in Wasserschutzgebiete (z. B. Grundwasserhaltungen)
- Großflächige Altlastensanierungsgebiete
- Bodendenkmale
- Feuchte verdichtungsempfindliche Böden
- Moore
- Erosionsgefährdete Böden
- Böden mit besonders hoher natürlicher Bodenfruchtbarkeit (z. B. Schwarzerden)
- Hangneigungen
- Fels
- Fließböden

NordOstLink

Das Projekt „NordOstLink“ verfolgt die abschnittsweise Bündelung mehrerer ONAS mit zwei Onshore-HGÜ in Schleswig-Holstein, die vormals unter dem Titel „Stammstrecke Nord“ beschrieben wurde. Der NordOstLink führt aus dem Raum Heide in Dithmarschen bis zum geplanten Umspannwerk (UW) Mühlenbeck bei Schwerin. Er wird als 525-kV-Erdkabel umgesetzt. In der westlichen Leitungshälfte werden weitere Leitungen aus Offshore-Windparks mitgeführt, sodass der NordOstLink zwischen vier und zwölf GW transportiert. Er wird von der 50Hertz und TenneT Germany gemeinsam geplant und realisiert, da die Leitung die Netzgebiete der beiden Übertragungsnetzbetreiber verbindet.

Konkret umfasst die angestrebte Bündelung die ONAS NOR-11-1 und NOR-12-2 mit dem NVP Hochwörden (HeideHub), NOR-12-3 und NOR-12-4 mit dem NVP Suchraum Pöschendorf (NordHub), NOR-16-1 mit dem NVP Hardebek, NOR-13-2 und NOR-16-2 mit dem NVP Suchraum BBS sowie die beiden Onshore-HGÜ DC31 und DC32. Die beiden Onshore-HGÜ-Verbindungen verlaufen von Hochwörden beziehungsweise vom Suchraum Pöschendorf zum geplanten UW Mühlenbeck. Die Vorhaben sind im BBPIG als Vorhaben 81 und 81a-e verankert.

Die oben benannten ONAS treffen mit einem Anlandepunkt bei Büsum etwa 15 km westlich von Hochwörden auf das Festland. Von dort werden sie in die Region Hemmingstedt/Epenwörden geführt. Ab diesem Punkt streben die Vorhabenträger die räumliche Bündelung im NordOstLink an. An jeweils geeigneten Absprungpunkten verlassen die ONAS – sofern erforderlich – die Stammstrecke und werden zu ihren jeweiligen NVP im Landesinneren geführt. Die beiden ONAS NOR-12-3 und NOR-12-4 wurden in das BBPIG als Vorhaben 81b und 81c aufgenommen und werden unmittelbar aus der Region Hemmingstedt/Epenwörden zu ihrem NVP im Suchraum Pöschendorf geführt.

Die beiden ONAS NOR-13-2 und NOR-16-2 wurden in das BBPIG als Vorhaben 81d und 81e aufgenommen. Der Absprungpunkt der beiden Vorhaben vom NordOstLink liegt in der Region Seth/Leezen/Groß Niendorf/Travenbrück. Somit verlaufen die Vorhaben 81d und 81e zunächst im NordOstLink. Auf Höhe der Trave knicken Vorhaben 81d und 81e Richtung Süden ab und verlaufen ab hier unter dem Projekttitel TraveBilleLink zum NVP Suchraum BBS.

Das ONAS NOR-16-1 wurde in das BBPIG als Vorhaben 81f aufgenommen. Der Absprungpunkt des Vorhabens vom NordOstLink liegt in der Region Hagen/Fuhlendorf/Bad Bramstedt/Bimöhlen. Auf Höhe des Absprungpunktes knickt das Vorhaben Richtung Norden ab und verläuft weiter bis NVP Hardebek.

Schleswig-Holstein ist durch seine geografische Lage in besonderer Weise von der Transformation der Energiewirtschaft berührt. Die Bündelung der Stammstrecke im Projekt „NordOstLink“ bezweckt, damit einhergehende Flächeninanspruchnahmen, Verwaltungsaufwände für parallele Genehmigungsverfahren und Eingriffe durch Baumaßnahmen zu minimieren sowie die Umsetzung der geplanten Vorhaben zu beschleunigen.

Energiekorridor Rhein-Main-Link

Das Rhein-Main-Gebiet zeichnet sich aufgrund der ansässigen Industrie und der hohen Bevölkerungsdichte durch eine hohe Last aus. Diese wird sich in der kommenden Dekade aufgrund der Ansiedlung und Vergrößerung von Rechenzentren sowie der Dekarbonisierungsbestrebungen der Industrie stark erhöhen. Der erhöhte Lastbedarf in Kombination mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung führt dazu, dass die Region zum Nettoenergieimporteur wird. Um die Versorgung der Region sicherzustellen, zeigt der NEP 2037/2045 (2025) vier notwendige HGÜ-Verbindungen nach Südhessen auf, die auch schon im letzten NEP bestätigt wurden: Die beiden landseitigen Verbindungen DC34 (Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Bürstadt) und DC35 (Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Hofheim am Taunus) sowie die beiden ONAS mit dem NVP Kriftel (NOR-16-4) und dem NVP im Suchraum Bürstadt/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein (NOR-17-1).

Aus diesen vier Einzelvorhaben wurde ein gebündelter Energiekorridor mit dem Namen „Rhein-Main-Link“ gebildet. Die Bündelung ist aus rechtlicher und umwelttechnischer Sicht zu bevorzugen, da sie zu einer beschleunigten Genehmigung der vier Vorhaben führt und die Flächeninanspruchnahme bei der baulichen Umsetzung reduziert wird. Auch die gemeinsamen Inbetriebnahmetermine der vier Vorhaben in den 2030er Jahren sprechen für eine Bündelung. Damit wird eine nachhaltige Versorgung des Rhein-Main-Gebiets mit einer Übertragungsleistung von 8 GW langfristig sichergestellt.

Raumplanerisch ist es das Ziel, ausgehend von der gemeinsamen Anlandung der ONAS bei Neuharlingersiel (Samtgemeinde Esens, Landkreis Wittmund), diese beiden Systeme parallel in den Raum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede zu führen. Im Raum Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede beginnt dann die gebündelte Fortführung zusammen mit den Vorhaben DC34 und DC35 als Energiekorridor von vier HGÜ-Systemen mit je drei Adern. Südliches Ende ist der Raum Hofheim am Taunus/Kriftel für die Vorhaben DC35 und NOR-16-4, sowie der Raum Bürstadt/Lampertheim/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein für die Vorhaben DC34 und NOR-17-1. Es gelingt damit, eine gebündelte Stammstrecke der vier Vorhaben von rund 500 km zu realisieren.

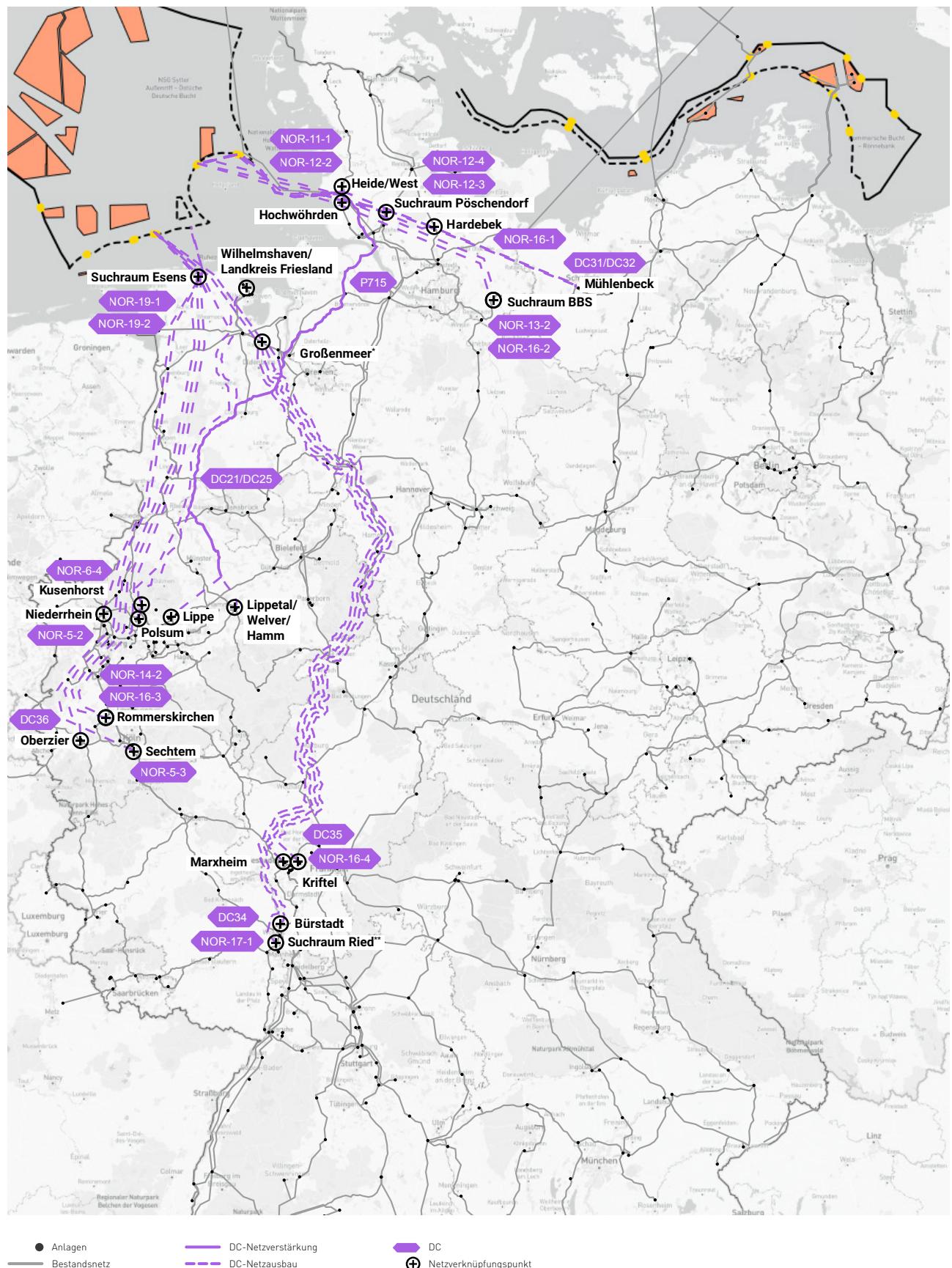
Energiekorridor Windader West

Zur nachhaltigen Versorgung des Rheinlands und des nordwestlichen Ruhrgebiets mit Strom aus Offshore-Wind insbesondere durch die Industrietransformation sowie der Leistungsmehrbedarfe durch Rechenzentren ab Anfang der 2030er Jahre, wird die Bündelung der hierfür notwendigen vier ONAS in einem Energiekorridor geplant. Der Energiekorridor wird aus den ONAS NOR-6-4 mit NVP Kusenhorst, nördlich von Marl und geplanter Inbetriebnahme (IBN) 2034, NOR-14-2 mit NVP Rommerskirchen und geplanter IBN 2036, NOR-16-3 mit NVP Rommerskirchen mit geplanter IBN 2037/2038 sowie NOR-19-2/DC36 mit südlichem NVP Oberzier mit geplanter IBN 2043 bestehen. Während NOR-6-4 über den Grenzkorridor N-II in das Küstenmeer eintritt, die Insel Norderney quert und bei Hilgenriedersiel (Samtgemeinde Hage, Landkreis Aurich) anlandet, ist für die anderen drei ONAS ein Eintritt in das Küstenmeer über den Grenzkorridor N-III und eine voraussichtliche Querung der Insel Langeoog mit anschließender Anlandung bei Neuharlingersiel (Samtgemeinde Esens, Landkreis Wittmund), ca. 25 km östlich von Hilgenriedersiel, geplant. Die vier ONAS werden anschließend wenige Kilometer südlich von Neuharlingersiel zusammengeführt und auf einer gemeinsamen Stammstrecke bis in das westliche Nordrhein-Westfalen geführt. An einem geeigneten Absprungpunkt, springt das ONAS mit NVP Kusenhorst von der Stammstrecke ab. Die verbleibenden drei ONAS werden auf einer gemeinsamen Strecke möglichst lange parallel bis zu den nahe beieinander liegenden NVP Rommerskirchen und Oberzier im Rheinischen Revier geführt.

Im südlichen Abschnitt des Energiekorridors, jedenfalls nach Absprung des ONAS Kusenhorst, wurde ein Korridor ermittelt, in dem ebenfalls das ONAS NOR-5-2 mit NVP Niederrhein bei Wesel und geplanter IBN 2041/2042 oder das ONAS NOR-5-3 mit NVP Sechtem mit IBN 2044, gebündelt werden kann. Diese Bündelungslösung umfasst insbesondere auch die Rheinquerung der vier ONAS.

Die Darstellung von NordOstLink sowie der Energiekorridore Rhein-Main-Link und Windader West finden sich in der nachfolgenden Abbildung. Über diese umfassenden Bündelungen hinaus planen die ÜNB die Bündelung weiterer Maßnahmen. Darunter fällt insbesondere die mögliche Bündelung der beiden Stränge DC21 und DC25 des Projektes Korridor B mit dem neu identifizierten hybriden Interkonnektor TYSDAN Hybrid Interconnector (NVP Lippe) und dem ONAS NOR-6-4 (NVP Kusenhorst). Aufgrund begrenzter Darstellungsmöglichkeiten entfällt zudem die Abbildung weiterer Bündelungen wie bspw. der Maßnahme DC1 (A-Nord) mit den ONAS NOR-3-2 (NVP Hanekenfähr) und NOR-6-3 (NVP Hanekenfähr) sowie von Bündelungsoptionen, die auf kurzen Strecken oder mit weniger als drei Systemen geführt werden.

Abbildung 76: Mögliche Bündelungsoptionen von neuen HGÜ-Verbindungen und Offshore-Netzanbindungssystemen B 2045



* Dieser NVP entspricht dem NVP Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede des Energiekorridors Rhein-Main-Link (BBPIG-Maßnahmen Nr. 82, 82a).

** Dieser NVP entspricht dem NVP Bürstadt/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein des Energiekorridors Rhein-Main-Link (BBPIG-Maßnahme Nr. 82c).

6.3.6 Engpassmanagement nach Netzausbau

Das in den Zielnetzen verbleibende Engpassmanagementvolumen steigt in beiden Szenariopfaden von 2037 bis 2045 deutlich an – im Szenariopfad A von 3,29 auf 10,85 TWh und im Szenariopfad B von 4,76 auf 11,78 TWh. Szenariopfad B weist einen höheren Bedarf auf als der Szenariopfad A, was auf die veränderten Grundannahmen beziehungsweise die breitere Aufspannung der Szenarien und den folglich unterschiedlichen Netzausbaubedarf zurückzuführen ist. Ursächlich hierfür sind höhere Lastprognosen, ambitionierte Ausbauziele für erneuerbare Energien sowie die stärkere Kopplung von Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen (s. Kapitel 2). Als Konsequenz zeigt sich im Szenariopfad B der Bedarf, den zusätzlichen Ausbau von HGÜ-Verbindungen zeitlich vorzuziehen, wodurch sich das Portfolio der AC-Maßnahmen in den Szenarien A 2037 und B 2037 nur leicht unterscheidet.

Im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) zeigt sich in diesem NEP eine Erhöhung des verbleibenden Engpassmanagementbedarfs in den Zielnetzen um rund 15 bis 30 %. Selbst bei vollständiger Umsetzung des Zielnetzes besteht weiterhin ein erheblicher Bedarf an Engpassmanagement. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist dies wünschenswert, und ein integraler Bestandteil der Neubewertung von Netzausbaumaßnahmen. In diesem NEP wird mehr verbleibendes Engpassmanagement zugelassen, weil unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten die vollständige Vermeidung von Engpassmanagement nicht sinnvoll ist.

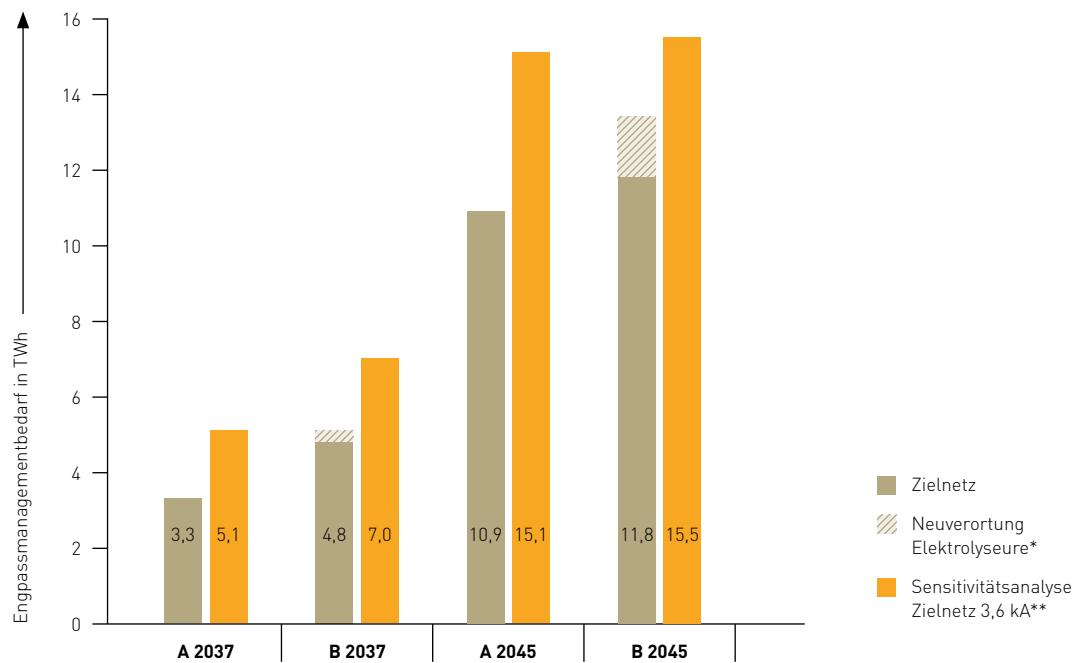
Die volkswirtschaftlichen Kosten, die sich aus dem verbleibenden Bedarf an Engpassmanagement ergeben, sind indes von Brennstoff- und Handelspreisen abhängig. Diese Preisentwicklung unterliegt mit Blick auf den langfristigen Betrachtungshorizont großen Unsicherheiten.

Darüber hinaus wirkt die optimierte Verortung von Elektrolyseuren engpasssenkend. Bei diesem der Zielnetzentwicklung nachgelagerten Optimierungsschritt werden im Szenariopfad B alle Elektrolyseure neu verortet, zu denen noch keine konkrete Anfrage gemäß Großverbraucherabfrage vorliegt (s. Kapitel 2). Dadurch kann der verbleibende Bedarf an Engpassmanagement im Szenario B 2037 um 0,29 TWh auf 4,76 TWh gesenkt werden. Im Szenario B 2045 wird durch die Neuverortung der Elektrolyseure sogar eine Engpasssenkung um 1,86 TWh auf 11,78 TWh erreicht. Die Neuverortung der Elektrolyseure erfordert keine Anpassung des ermittelten Zielnetzes.

Das verbleibende Engpassmanagement variiert nicht zuletzt auch mit der Auslastung des Stromnetzes. Für die Zielnetze wurde eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der zulässigen thermischen Stromgrenzwerte durchgeführt (vgl. Genehmigung Szenariorahmen). Unter thermischen Grenzwerten versteht man die maximal zulässige Strombelastung, bei der die Betriebssicherheit der Leiterseile gewährleistet bleibt. Moderne Materialien für Leiterseile erlauben dabei höhere Strombelastungen im Vergleich zum Bestandsnetz.

Für die Sensitivitätsanalyse wurde angenommen, dass bei bestimmten Trassen zur Verbesserung der transienten Stabilität des Netzes – also der Fähigkeit, nach kurzzeitigen Störungen oder Fehlern stabil zu bleiben – anstelle der theoretisch möglichen 4 kA nur eine maximale Belastung von 3,6 kA zulässig ist. Diese Einschränkung betrifft die Regelzonen der ÜNB TenneT Germany und 50Hertz. Die betroffenen ÜNB streben für Neubau-Projekte – wie im vergangenen NEP 2037/2045 (2023) – eine Höherauslastung bis zu 4 kA an.

Die Reduzierung der zulässigen Strombelastung von maximal 4 kA auf 3,6 kA je Stromkreis führt zu einem signifikanten Mehrbedarf an Engpassmanagement von 1,76 TWh im Szenario A 2037 bis zu 3,71 TWh im Szenario B 2045. Dies erklärt sich dadurch, dass bei geringeren Strombelastungen früher Netzengpässe auftreten, wodurch die ÜNB häufiger in den Netzbetrieb eingreifen müssen. Durch die geringere Strombelastbarkeit reduziert sich der Handlungsspielraum zur Lastflusssteuerung geringfügig. Da die zulässige Auslastung etwaiger Alternativtrassen ebenfalls auf 3,6 kA begrenzt wird, stehen weniger Möglichkeiten zur Umleitung von Stromflüssen zur Verfügung. Dies verringert die Möglichkeiten, Netzengpässe flexibel zu umgehen.

Abbildung 77: Engpassmanagementbedarf nach Netzausbau in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2025)

* Die nachgelagerte Optimierung der Elektrolyseure wirkt engpassenkend.

** Die Annahme geringerer Stromgrenzwerte wirkt engpassverschärfend.

Im B-Pfad ist die Neuerortung der Elektrolyseure hierbei berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- Bundenetzagentur (2025). Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Strom.pdf?blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW(2024). Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes. https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/planung%20und%20betrieb%20des%20deutschen%20%C3%BCbertragungsnetzes/u%CC%88nb-rahmendokument_planungundbetrieb_202203.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Digitale Projektbibliothek der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: <https://www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek>
- 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW (2023). Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Bundesnetzagentur (2025). Systemstabilitätsbericht 2025. https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NEP/Strom/Systemstabilitaet/2025.pdf (zuletzt abgerufen am: 01.09.2025)
- Punktmaßnahmen im NEP 2037/2035 (2025) – Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025, erster Entwurf: https://www.netzentwicklungsplan.de/Punktmaessnahmen_NEP_2037_2045_V2025_1E.pdf
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, BET Consulting (2025). Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.html> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen und Marktmodellierung
- 3 Marktsimulationsergebnisse
- 4 Technologie und Innovationen
- 5 Offshore-Netz
- 6 Onshore-Netz
- 7 Interkonnektoren
- 8 Maßnahmenübersicht
- 9 Konsultation
- 10 Zusammenfassung



7 Interkonnektoren

Zusammenfassung

- › Die politische und planerische Bedeutung von Interkonnektoren für ein kosteneffizientes, versorgungssicheres und robustes Energiesystem wächst im Zuge der fortschreitenden Energiewende kontinuierlich. Interkonnektoren bilden das zentrale Element des europäischen Verbundnetzes und des grenzüberschreitenden Stromhandels. Durch sie wird eine kosteneffiziente sowie zuverlässige Nutzung elektrischer Energie in Europa maßgeblich gefördert.
- › Grundlage für die im NEP untersuchten Interkonnektoren ist der Ten-Year Network Development Plan, welcher alternierend zum NEP alle zwei Jahre veröffentlicht wird und den europäischen Bedarf neuer Interkonnektoren bewertet.
- › Die ÜNB untersuchen stetig den Bedarf an weiteren Interkonnektoren und entwickeln in enger Abstimmung mit benachbarten europäischen ÜNB, Ministerien und Regulatoren neue Projekte. Im Rahmen dieses NEP werden die untersuchten Projekte detaillierter evaluiert und dargestellt.
- › Erstmals überwiegen hybride Interkonnektoren unter den neuen Projekten, die sowohl die Funktion der Einbindung von Offshore-Erzeugung als auch die eines Interkonnektors vereinen. In den vergangenen Jahren haben verschiedene Studien¹² das Potenzial dieses Interkonnektortyps umfassend aufgezeigt.
- › Die zunehmende Bedeutung von Interkonnektor-Projekten wird im NEP sichtbar. Die Kosten-Nutzen-Analysen (CBA) werden im vorliegenden NEP für alle Projekte umfassend über sämtliche Szenarien hinweg durchgeführt. Dieses Kapitel präsentiert die Projekte erstmals in einer übersichtlichen Darstellung und erläutert sowohl deren Modellierung als auch die Bewertung im aktuellen NEP.

Dieses Kapitel erläutert nach einer Einführung die Entwicklung neuer Interkonnektoren (s. Kapitel 7.2) und stellt im Kapitel 7.3 die Interkonnektor-Projekte des NEP 2037/2045 (2025) vor. Im Kapitel 7.4 folgen Darlegungen zur Modellierung hybrider Interkonnektoren. Wie Interkonnektoren bewertet und ausgewählt werden, zeigt Kapitel 7.5. Abschließend werden die Veröffentlichungszeitpunkte der Ergebnisse aufgeführt (s. Kapitel 7.6).

7.1 Einführung Interkonnektoren

Interkonnektoren sind grenzüberschreitende Verbindungen des deutschen Übertragungsnetzes mit europäischen Ländern und damit Kernelemente des europäischen Verbundsystems. Sie ermöglichen physikalisch den Stromhandel, verbessern dadurch die Versorgungssicherheit jedes integrierten Landes und tragen zur effizienten Nutzung elektrischer Energie in Europa bei.

Mit fortschreitender Energiewende in Europa und der Integration fluktuierender Erzeugung wächst die Bedeutung des europäischen Verbundnetzes für ein kosteneffizientes, zuverlässiges und robustes Energiesystem. In der Folge nimmt die politische und netzplanerische Bedeutung von Interkonnektoren in Deutschland kontinuierlich zu, nicht zuletzt aufgrund der sich verändernden Rolle Deutschlands zu einem Nettostromimporteur. Dieses Kapitel fasst deshalb die Entwicklung, Modellierung und Bewertung neuer Interkonnektoren im NEP zusammen.

¹² Siehe folgende Studien: „Nationale und internationale Offshore-Vernetzung“ und „Offshore Network Development Plans. European offshore network transmission infrastructure needs. Pan-European Summary“.

7.2 Entwicklung neuer Interkonnektoren

Die Entwicklung neuer Interkonnektor-Projekte orientiert sich an europäischen und nationalen Planungsprozessen. Sie wird in bilateralen und multilateralen Arbeitsgruppen sowie durch regelmäßige Austauschrunden durchgeführt – beteiligt sind europäische ÜNB, Regulatoren und Ministerien. Die gemeinsam identifizierten Interkonnektor-Projekte können in den Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) eingebracht und dort in Hinblick auf ihren Beitrag zu pan-europäischen Zielen bewertet werden. Die von den ÜNB erfolgreich geplanten, gebauten und in Betrieb genommenen Interkonnektoren werden nach dem marktlichen Bedarf bewirtschaftet. Die von den ÜNB erwirtschafteten Engpasserlöse werden u. a. zur Netzsicherung, Kapazitätserweiterung sowie Senkung der Netzbetriebskosten genutzt. Die Erlöse und deren Verwendung werden von der BNetzA im Engpasserlösbericht veröffentlicht. Diese Engpasserlöse ergeben sich nur aus den Erlösen von Interkonnektoren der ÜNB und nicht von Projektentwicklern.

Um die Entwicklung neuer Interkonnektoren bereits entlang der ersten Planungsschritte kontinuierlich zu evaluieren und im Dialog mit allen relevanten europäischen Interessensgruppen zu fördern, sind die deutschen ÜNB in mehreren grenzüberschreitenden regionalen Arbeitsgruppen aktiv. Im Folgenden werden der TYNDP sowie zwei dieser regionalen Gruppen aufgrund ihrer Bedeutung für die Entwicklung einer Vielzahl der aktuell in Entwicklung befindlichen Projekte kurz vorgestellt.

Ten-Year Network Development Plan

Auf europäischer Ebene sind die ÜNB im Verband European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) organisiert. ENTSO-E erstellt alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan für das europäische Stromnetz, den sogenannten TYNDP. Der TYNDP 2024 wurde im April 2025 veröffentlicht. Ein Szenario aus dem TYNDP, das die BNetzA im Rahmen des genehmigten Szenariorahmens festlegt, wird zur Abbildung des europäischen Auslands in die Analysen des deutschen NEP einbezogen (vgl. § 12b Abs. 1 Satz. 6 EnWG). Die BNetzA hat hierfür das Szenario „National Trends+“ als Auslandsszenario für den vorliegenden NEP vorgesehen, wodurch eine enge Verzahnung der Planungsprozesse gewährleistet wird. Zusätzliche Interkonnektoren werden in der Regel aus dem TYNDP überführt. In diesem Kapitel sowie in den Projektsteckbriefen in der [digitalen Projektbibliothek](#) wird für Projekte des TYNDP explizit auf die Projektnummer des TYNDP sowie gegebenenfalls auf den Status als [Project of Common Interest \(PCI\)](#) gemäß der EU-Verordnung 347/2013 hingewiesen. Der PCI-Status dient der Förderung strategisch wichtiger Energieinfrastrukturprojekte, die zur Integration des europäischen Energiemarktes und zur Erreichung der Klimaziele beitragen, und eröffnet u. a. den Zugang zu europäischen Fördermitteln aus der Connecting Europe Facility (CEF). Voraussetzung für die Anerkennung ist eine positive Kosten-Nutzen-Analyse (Cost-Benefit Analysis, CBA). Ein positiver PCI-Status kann neben grenzüberschreitenden Interkonnektor-Projekten auch für nationale Projekte ermittelt werden. Für einen entsprechenden PCI-Status müssen Projekte eine erhebliche grenzüberschreitende Auswirkung haben, das heißt mindestens für eine Grenze eine Erhöhung der marktlich nutzbaren Übertragungskapazität (Net Transfer Capacity [NTC]) von über 500 MW bewirken. Weitere Informationen zum TYNDP 2024 finden sich unter tyndp.entsoe.eu.

Offshore TSO Collaboration

Die Offshore TSO Collaboration (OTC) ist eine gemeinsame Initiative der ÜNB der nördlichen europäischen Meere (Nordsee, Irische See und Keltische See), die daran arbeitet, die gemeinsamen Erklärungen der Energieminister im Rahmen der North Seas Energy Cooperation (NSEC) von [Esbjerg \(2022\)](#) und [Ostende \(2023\)](#) umzusetzen. Seit ihrer Gründung im Jahr 2022 arbeitet die OTC daran eine regionale Planungsgrundlage zu schaffen, indem sie politische Ambitionen in konkrete grenzüberschreitende Projekte umsetzt und somit das europäische Ziel, die Entwicklung der Nordsee zum „Grünen Kraftwerk Europas“ unterstützt. Aktuell werden in der Nordsee mehrere Projekte mit einer Verbindung nach Deutschland untersucht. In der OTC wird die Entwicklung dieser Projekte in Abstimmung mit den Ministerien, Regulatoren und weiteren relevanten Interessensgruppen der Nordsee-Länder koordiniert. Im aktuellen NEP werden mit den hybriden Interkonnektoren nach Dänemark, Großbritannien, den Niederlanden und Norwegen vier Projektvorhaben mit deutscher Beteiligung aus dem Projektset der OTC bewertet.

Baltic Offshore Grid Initiative

Die Baltic Offshore Grid Initiative (BOGI) ist ein Zusammenschluss aller acht ÜNB aus der Ostseeregion, der seit 2020 existiert, und darauf abzielt, die Entwicklung der Offshore-Windenergie und der damit verbundenen Netzinfrastuktur zu stärken. Auch hier bilden europäische energiepolitische Ziele die Grundlage für die Zusammenarbeit, die unter anderem in der [Marienborg-Erklärung \(2022\)](#) sowie der [Vilnius-Erklärung \(2024\)](#) verankert sind. Daher erfolgt eine enge Abstimmung mit den Ostsee-Energieministerien im Rahmen der Gruppe Baltic Energy Market Interconnection Plan (BEMIP) und der EU-Kommission.

Mit Kriegers Flak Combined Grid Solution ist bereits der weltweit erste hybride Interkonnektor in der Ostsee in Betrieb, ein weiterer ist mit dem Projekt Bornholm Energy Island (BEI) in der Umsetzungsphase und in diesem NEP wird darüber hinaus ein hybrider Interkonnektor ins Baltikum untersucht.

7.3 Interkonnektor-Projekte im NEP 2037/2045 (2025)

Bei der Berücksichtigung neuer Interkonnektoren wurde auf eine konsistente Abstimmung mit dem TYNDP 2024 sowie den aktuellen Projektentwicklungen geachtet. Im Rahmen des TYNDP arbeiten alle europäischen ÜNB gemeinsam daran, die grenzüberschreitende Vernetzung im europäischen Verbundsystem kontinuierlich weiterzuentwickeln und durch konkrete Vorhaben zu unterstützen. Projekte, die nicht im TYNDP enthalten sind, wurden im NEP 2037/2045 (2025) nicht berücksichtigt. Bestandteil des TYNDP und des NEP können auch neue Interkonnektor-Projekte sein, die von kommerziellen Projektentwicklern eingebracht werden. Im vorliegenden NEP befinden sich mit den Projektvorhaben Green Agean und dem Hybrid Interconnector Scotland-Germany zwei Interkonnektor-Projekte als Netzzuschlussanfragen durch Projektentwickler in der Prüfung. Weitere privatwirtschaftliche Projekte wie beispielsweise die Punkt-zu-Punkt-Interkonnektor-Projekte Baltic Cable, Tarchon und NeuConnect wurden bereits in früheren NEP bestätigt und befinden sich derzeit in der fortgeschrittenen Planung, im Bau oder im Betrieb.

Referenznetz – Berücksichtigte Interkonnektoren

Projekte, die bereits im NEP 2037/2045 (2023) bestätigt wurden, werden keiner erneuten Bewertung unterzogen. Diese Vorgehensweise entspricht der [Genehmigung des Szeniorahmens](#) durch die BNetzA. Im NEP 2037/2045 (2025) sind für die Verbindungen von und zum deutschen Marktgebiet alle bereits heute in Betrieb oder in Bau befindlichen, alle in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen, falls nicht anders aufgeführt, sowie alle von der BNetzA im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Interkonnektoren einbezogen worden. Das Referenznetz umfasst bestehende Interkonnektoren und Projekte, deren Umsetzung bis 2037 angestrebt wird. In Tabelle11 aus Kapitel 2 sind die hierfür unterstellten NTC-Kapazitäten des Referenznetzes für das jeweilige Basisszenario aufgelistet. Zudem sind in der Tabelle die NTC-Kapazitäten zwischen den Offshore-Gebotszonen verschiedener ausschließlicher Wirtschaftszonen (AWZ) enthalten.

Kosten-Nutzen-Bewertung

Für die Kosten-Nutzen-Bewertung der neuen Interkonnektor-Projekte wird eine separate Markt- und Netzrechnung durchgeführt, die mit der Basisrechnung des jeweiligen Szenarios verglichen wird. In der Basisrechnung sind die Handelskapazitäten entsprechend dem Referenznetz der Tabelle 11 aus Kapitel 2 modelliert. Je nachdem wie die neuen Interkonnektoren im Referenznetz berücksichtigt werden, wird das Bewertungsvorgehen als PINT- oder TOOT-Ansatz bezeichnet. PINT („Put IN one at a Time“) bedeutet, dass die Interkonnektoren in der Basisrechnung beziehungsweise im Referenznetz des Szenarios nicht enthalten sind. Erst für die Simulationen der Kosten-Nutzen-Analyse wird der entsprechende Interkonnektor dem Referenznetz hinzugefügt. Der TOOT-Ansatz („Take Out One at a Time“) beschreibt das umgekehrte Vorgehen: Die Zielnetzentwicklung erfolgt unter Berücksichtigung des Projektes und das Projekt wird im Rahmen der Simulationen für die Kosten-Nutzen-Analyse aus dem Referenznetz entfernt.

Übersicht bewerteter Projekte im NEP 2037/2045 (2025)

Projekte, die bereits im NEP 2037/2045 (2023) bestätigt wurden, werden keiner erneuten Bewertung unterzogen. Die im vorliegenden NEP neu berücksichtigten Interkonnektoren sind in Tabelle 30, deren Bewertungsansätze je Szenario sind in Tabelle 31 aufgeführt. Bei allen aufgeführten Projekten handelt es sich um HGÜ-Projekte. Der Bewertungsansatz wurde in Abstimmung mit der BNetzA festgelegt. Fortgeschrittene Projekte werden einheitlich nach dem TOOT-Ansatz bewertet, während alle anderen Projekte mittels PINT bewertet werden. In der Tabelle 30 enthalten sind zudem die durch die Projekte verbundenen Partnerländer, die geplante Anbindungsart in Deutschland, sowie die geplante handelserhöhende Kapazität, die durch das jeweilige Projekt bereitgestellt würde. Bei den Anbindungsarten wird zwischen folgenden Projekttypen unterschieden: solche, die direkt an das Übertragungsnetz an Land (Onshore) angeschlossen werden; solche, die an bestehende Windparks angebunden sind und dadurch eine zusätzliche Vernetzung mit dem benachbarten Marktgebiet ermöglichen (Offshore); sowie Projekte, bei denen beide Varianten – Onshore oder Offshore – geprüft werden. Einen Sonderfall bildet die zweite Projektstufe des „Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II“. Hier wird die Übertragungskapazität zwischen den durch den hybriden Interkonnektor verbundenen Heimat-Gebotszonen nicht erweitert; stattdessen wird ausschließlich die angeschlossene Windleistung erhöht.

Tabelle 30: Übersicht der im NEP 2037/2045 (2025) zu prüfenden Interkonnektoren

Grenzüberschreitenden Vorhaben	Interkonnektor-Konzept	Nord-/Ostsee	Partnerland	Anbindung in DE	Geplante Kapazität in MW	TYNDP Projekt-nummer	Regionale AG
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I	Hybrider Interkonnektor	Nordsee	UK	Onshore	2.000	P1192	OTC
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II	Hybrider Interkonnektor	Nordsee	UK	NN	0*	P1193	-
NL-DE Offshore Hybrid Interconnector	Hybrider Interkonnektor	Nordsee	NL	Offshore	2.000	P1213	OTC
Baltic WindConnector	Hybrider Interkonnektor	Ostsee	EE, LV	Onshore	2.000	P1211	BOGI
TYSDAN Hybrid Interconnector	Hybrider Interkonnektor	Nordsee	DK	Onshore	2.000	P1214	OTC
Hybrid Interconnector Norway Windfarm-Continent	Hybrider Interkonnektor	Nordsee	NO	On- oder Offshore	1.400 bzw. 2.000**	P1200	OTC
Green Aegean	Punkt-zu-Punkt-Interkonnektor	-	GR	Onshore	3.000	P1231	-
Netzausbau 2. Interkonnektor Deutschland – Belgien	Punkt-zu-Punkt-Interkonnektor	-	BE	Onshore	2.000	P225	-
Hansa PowerBridge 1	Punkt-zu-Punkt-Interkonnektor	Ostsee	SE	Onshore	700	P176	BOGI
Hansa PowerBridge 2	Punkt-zu-Punkt-Interkonnektor	Ostsee	SE	Onshore	700	P267	BOGI
DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz	Punkt-zu-Punkt-Interkonnektor	-	CH	Onshore	2.000	P1058	-

* Phase II wird beschrieben als planmäßige Erweiterung der Erzeugungsleistung um einen schottischen Windpark von 2 GW und ist ohne Erhöhung der Interkonnektorkapazität geplant.

** Anbindung des Windparks nach Norwegen mit 1,4 GW, Anbindung nach Deutschland mit 2 GW.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den Projektsteckbriefen werden sämtliche genannten grenzüberschreitenden Projekte detailliert dargestellt. Dabei erfolgt eine Unterscheidung zwischen Punkt-zu-Punkt- und hybriden Interkonnektor-Projekten. Letztere umfassen neben der Erschließung neuer Handelskapazitäten auch inländische oder ausländische Anschlussleistungen zur Integration von Offshore-Erzeugung. Im vorliegenden NEP werden erstmals mehr hybride als Punkt-zu-Punkt-Interkonnektoren bewertet. In der [digitalen Projektbibliothek](#) befindet sich ein Steckbrief zum Projekt Bornholm Energy Island (BEI). Dieses Projekt dient als Beispiel für ein bereits in der Umsetzung befindliches hybrides Interkonnektor-Projekt. Eine Besonderheit bildet das Projekt OST-2-4 Plus. Dieses wird nicht als Interkonnektor eingestuft, sondern als Cross-Border-Radial, d. h. als grenzüberschreitender Anschluss von Erzeugungsleistung aus einem benachbarten Marktgebiet. Dieses Projekt wurde in der Bewertung der Interkonnektoren nicht berücksichtigt.

Tabelle 31: Bewertungsvorgehen für untersuchte Projekte

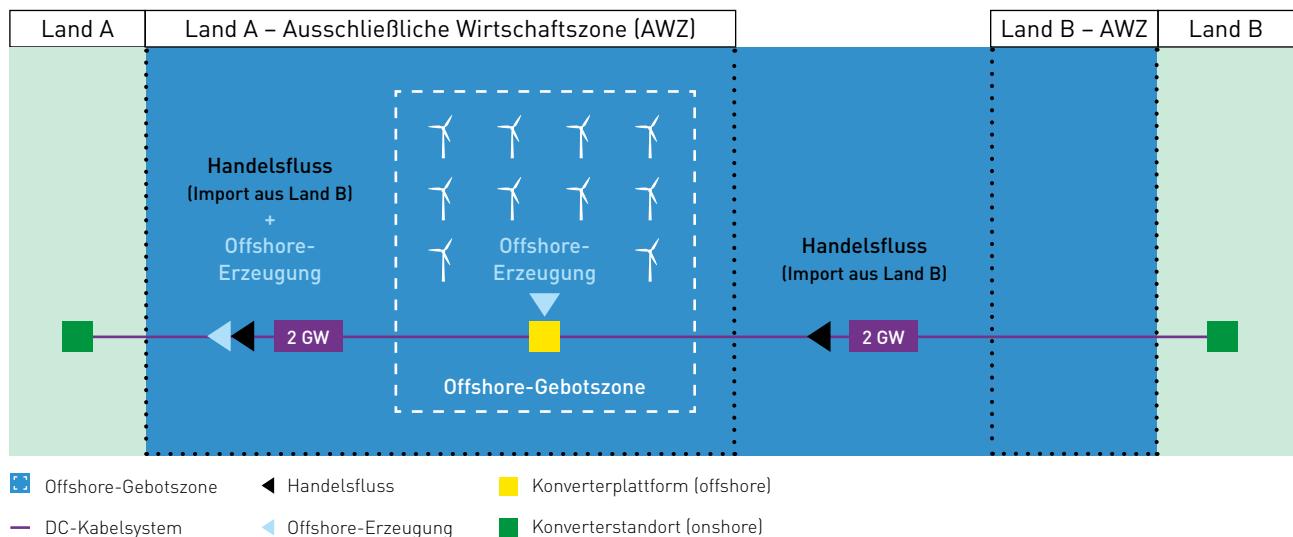
Grenzüberschreitenden Vorhaben	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I	TOOT	TOOT	TOOT	TOOT	TOOT	TOOT
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II		PINT	PINT	PINT	PINT	PINT
NL – DE Offshore Hybrid Interconnector				PINT	PINT	PINT
Baltic WindConnector			TOOT	TOOT	TOOT	TOOT
TYSDAN Hybrid Interconnector				TOOT	TOOT	TOOT
Hybrid Interconnector Norway Windfarm-Continent				PINT	PINT	PINT
Green Agean			PINT	PINT	PINT	PINT
Netzausbau 2. Interkonnektor Deutschland – Belgien				TOOT	TOOT	TOOT
Hansa PowerBridge 1				PINT	PINT	PINT
Hansa PowerBridge 2				PINT	PINT	PINT
DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz	PINT	PINT	PINT	PINT	PINT	PINT

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur

7.4 Modellierung von hybriden Interkonnektoren

Über einen hybriden Interktor werden Lastflüsse aus Handelsaustauschen und der Erzeugung von Offshore-Windparks (OWP) übertragen (s. Abbildung 78). Für den NEP 2037/2045 (2025) sind hybride Interkonnektoren so modelliert, dass die verfügbare Übertragungskapazität primär für die Integration der OWP-Erzeugung genutzt wird und die verbleibende Kapazität für den länderübergreifenden Handel.

Abbildung 78: Beispiel Modellierung hybrider Interkonnektor



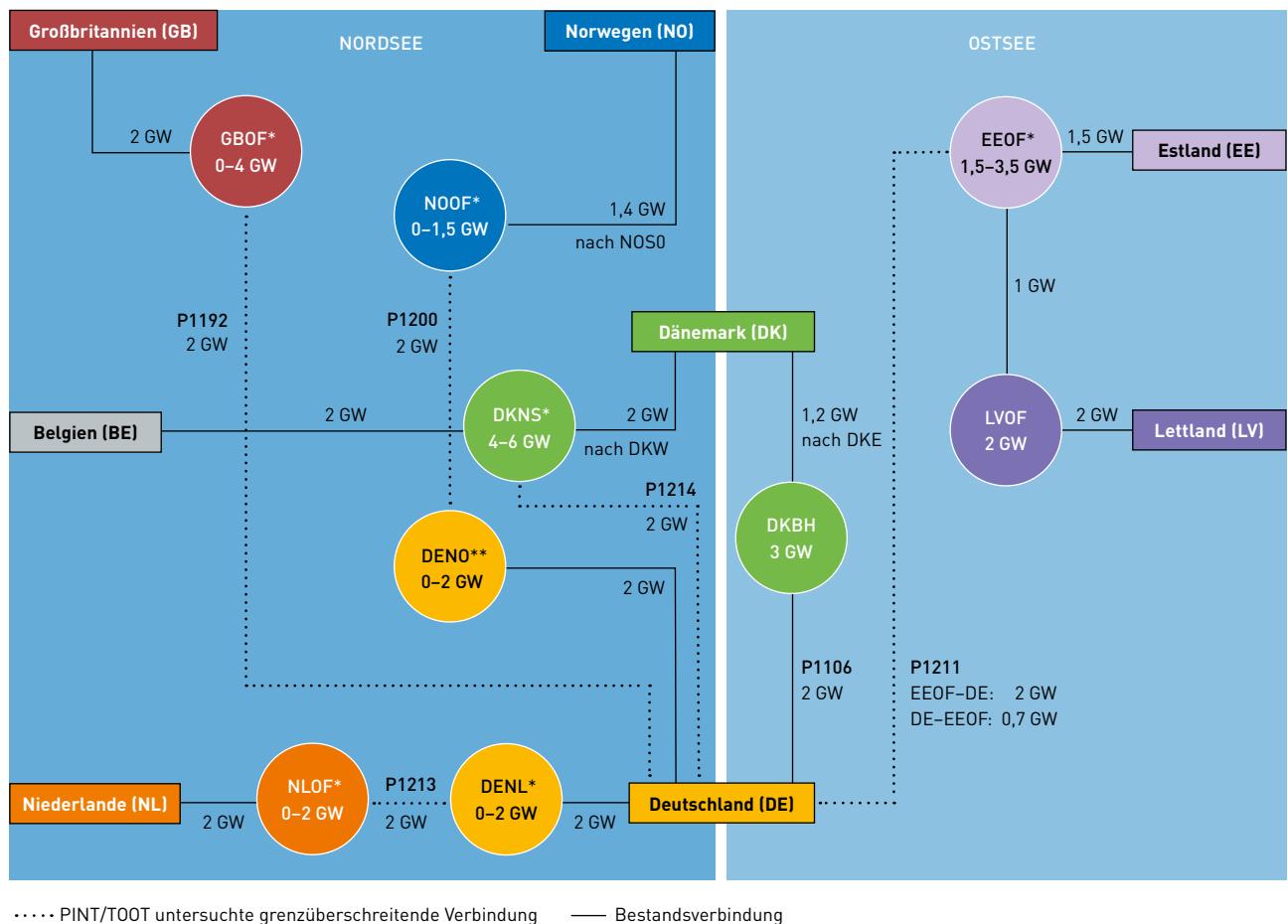
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Durch die Abbildung mittels Offshore-Marktgebotszonen wird automatisch die verbleibende Handelskapazität der hybriden Interkonnektoren unter Berücksichtigung der zeitabhängigen Offshore-Erzeugung berücksichtigt. Die Offshore-Marktgebotszonen enthalten die Offshore-Erzeugungskapazität des hybriden Interkonnektors, haben keine Last und sind an ihre Heimat-Gebotszonen angeschlossen. Die Offshore-Erzeugung des OWP wird dadurch als zusätzlicher Handelsfluss und damit bei der Ermittlung der verfügbaren Austauschkapazitäten im Marktmodell berücksichtigt. Ohne die Offshore-Gebotszone kann der Import aus dem Nachbarland plus die Offshore-Erzeugung sonst die Gesamtkapazität des hybriden Interkonnektors übersteigen.

Für die Nutzung der gebotszonenübergreifenden Austauschkapazitäten werden üblicherweise sehr kleine Modellkosten definiert. Diese Kosten sind für alle Austauschkapazitäten gleich. In der Folge ist die Integration von Erzeugungsleistung aus der heimischen (Offshore-)Gebotszone immer etwas günstiger als von Importen aus ausländischen Gebotszonen.

Die Modellierung der nach Deutschland untersuchten hybriden Interkonnektoren inklusive der Offshore-Gebotszonen ist in Abbildung 79 dargestellt. Mit Ausnahme von Dänemark ergeben sich die Kürzel der ausländischen Offshore-Gebotszonen aus den ersten Buchstaben des Heimatlandes ergänzt um die Buchstaben OF für Offshore. Bei Dänemark unterscheiden sich die letzten beiden Buchstaben zur eindeutigen Differenzierung zwischen der Nordsee (DKNS) und Ostsee/Bornholm Energy Island (DKBH). Für Deutschland indizieren dagegen die letzten beiden Buchstaben zu welchem anderen Land der hybride Interkonnektor vernetzt wird. Eine Besonderheit ist dabei die Offshore-Gebotszone DENO (Deutschland-Norwegen), diese ist nur für die Szenarien A 2045 und C 2045 im NEP modelliert. Im Szenario B 2045 ist ein Direktanschluss von NOOF (Norwegen-Offshore) nach Deutschland unterstellt.

Abbildung 79: Übersicht der modellierten hybriden Interkonnektoren im NEP 2037/2045 (2025)



* Offshore-Leistung wird je nach PINT- oder TQQT-Ansatz zwischen der Offshore-Gebotszone und dem Heimatmarkt verschoben.

**In B 2045 ohne DENO als 2 GW Direktanschluss nach DE modelliert

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

7.5 Bewertungsvorgehen im NEP 2037/2045 (2025)

Im Folgenden werden die Bewertungsmethode sowie die Indikatoren der durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse kurz erlautert.

7.5.1 Bewertungsmethode

Für Interkonnektoren werden üblicherweise nur der Nutzen und die Kosten im Zusammenhang mit der Änderung der Interkonnektivität beziehungsweise Handelskapazität untersucht. Bei der Bewertung der hybriden Interkonnektoren besteht methodisch die Alternative, die Kosten-Nutzen-Änderung durch die zusätzliche Interkonnektivität und Offshore-Erzeugung gemeinsam zu bewerten. Eine ausführlichere Beschreibung beider Bewertungsansätze findet sich in der CBA-Guideline der ENTSO-E.

Im NEP 2037/2045 (2025) werden alle Interkonnektoren einheitlich nach der Methode bewertet, bei der ausschließlich der Nutzen und die Kosten der Änderung der Interkonnektivität beziehungsweise Handelskapazität untersucht werden. Dadurch wird die Vergleichbarkeit der Projekte untereinander sowie mit früheren NEP- und Studienergebnissen, wie beispielsweise der Offshore-Vernetzungsstudie zum NEP 2037/2045 (2023), sichergestellt.

Für hybride Interkonnektoren wird deshalb unterstellt, dass die Offshore-Erzeugung in der Referenz vollständig integriert ist. Das heißt, dass die Offshore-Mantelzahl eines Landes zwischen Basisrechnung und CBA-Variante unverändert bleibt. Dazu wird die Offshore-Erzeugung von hybriden Interkonnektoren bilanzneutral je nach PINT- oder TOOT-Ansatz zwischen der Offshore-Gebotszone und dem Heimatmarkt verschoben. Die Handelskapazität beziehungsweise Interkonnektivität wird dabei entweder erhöht (PINT) oder verringert (TOOT). Der marktliche Nutzen ergibt sich somit ausschließlich aus dem Mehrwert durch die Änderung der Handelskapazität. In den Projektkosten werden nur die Ausgaben für zusätzliche Infrastruktur zur Errichtung der Interkonnektivität berücksichtigt. Bei klassischen Interkonnektoren beinhaltet dies beispielsweise Konverter- und Kabelkosten, bei hybriden Interkonnektoren zusätzlichen den erforderlichen Platz auf Offshore-Konvertern, DC-Leistungsschaltern und Kabelkosten.

7.5.2 Bewertungsindikatoren

Zur Bewertung des Nutzens werden die in Tabelle 32 aufgeführten Indikatoren herangezogen, die im Anschluss näher beschrieben werden.

Tabelle 32: Übersicht über die ausgewerteten Indikatoren im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse

Indikator (gemäß ENTSO-E Bezeichnung)*	Berechnungsmethode bzw. Ursprung	Einheit
B1. Socioeconomic welfare	Marktsimulation und Engpassmanagement	EUR/Jahr
B2. Additional Societal benefit due to CO ₂ variation	Marktsimulation und Engpassmanagement	Tonnen/Jahr EUR/Jahr
B3. RES integration	Marktsimulation und Engpassmanagement	MW bzw. MWh/Jahr
B5. Variation in grid losses	Leistungsflussberechnungen	MWh/Jahr

* Für eine leichtere Vergleichbarkeit mit dem TYNDP wurde die englische Bezeichnung verwendet.
Die deutschen Entsprechungen sind in den jeweiligen Indikatorbeschreibungen gegeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

B1. Socioeconomic welfare (SEW) – Volkswirtschaftlicher Nutzen

Ohne Begrenzung von Kuppelkapazitäten ist eine bessere Optimierung des Einsatzes von Kraftwerken, Speichern und flexiblen Lasten möglich. Durch eine Begrenzung der Kuppelkapazitäten wird sich i.d.R von einem Optimum entfernt, was zu höheren Systemkosten führt. Die Systemkosten umfassen die variablen Erzeugungskosten (u. a. Brennstoffkosten, CO₂-Zertifikatspreis), Startkosten der Kraftwerke sowie die Abrufkosten von einsenkbaren Flexibilitäten. Darüber hinaus werden auch zuschaltbare Lasten berücksichtigt. So müssen beispielsweise in vielen Situationen in einem Marktgebiet Kraftwerke mit hohen Erzeugungskosten eingesetzt werden, während in anderen Marktgebieten deutlich günstigere Erzeugungsleistungen zur Verfügung stehen. Durch den Ausbau der Interkonnektoren zwischen den Marktgebieten und der damit verbundenen Reduzierung der einschränkenden Nebenbedingungen können kostengünstigere anstelle teurerer Kraftwerke eingesetzt werden, was sich durch eine Reduktion der variablen Kosten bemerkbar macht. Der SEW entspricht der Differenz zwischen den Systemkosten in Europa mit und ohne den jeweiligen Interkonnektor. In Marktgebieten mit internen Engpässen, wie beispielsweise Deutschland, muss Engpassmanagement eingesetzt werden, um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Durch den geänderten Einsatz des Kraftwerksparks infolge eines zusätzlichen Interkonnektors – sowie gegebenenfalls durch den Einsatz des Interkonnektors selbst – ändert sich der Leistungsfluss, was direkten Einfluss auf die Engpässe und damit auf den allgemeinen Engpassmanagement-Bedarf hat. Der Bau eines Interkonnektors kann den Engpassmanagement-Bedarf sowohl senken (in diesem Fall erhöht sich der SEW) als auch erhöhen (in diesem Fall reduziert sich der SEW). In Situationen mit Einsatz von lastnahen Reserven werden diese nachträglich auf die Grenzkosten der modernsten Gasturbine gesenkt. Dadurch wird eine konservative beziehungsweise untere Abschätzung des volkswirtschaftlichen Nutzens (SEW) in Stunden mit knapper Erzeugungsleistung, also bei Einsatz lastnaher Reserven, vorgenommen.

B2. Additional Societal benefit due to CO₂ variation – Änderung des CO₂-Ausstoßes und der Klimafolgekosten

Wie zum Indikator B1 beschrieben, ändert sich durch neue Interkonnektoren der europäische Kraftwerkseinsatz im Allgemeinen, was sich dementsprechend auch auf die damit verbundenen CO₂-Emissionen niederschlägt. Diese Änderung kann sowohl positiv als auch negativ ausfallen: In Situationen, in denen beispielsweise günstige Kohlekraftwerke teure Gaskraftwerke verdrängen, steigt der CO₂-Ausstoß. Auf der anderen Seite kann es auch zu Situationen kommen, in denen z. B. CO₂-freie erneuerbare Energien, die ohne den neuen Interkonnektor abgeregelt werden müssten, konventionelle Kraftwerke verdrängen und somit den CO₂-Ausstoß reduzieren. Es ist zu beachten, dass hier die Änderung und nicht der Nutzen angegeben ist. Ein positives Vorzeichen bedeutet eine Steigerung, ein negatives Vorzeichen eine Reduktion der CO₂-Emissionen.

Im Rahmen der Bewertung der Interkonnektoren berücksichtigen die ÜNB auch den gesellschaftlichen Nutzen, der durch vermiedene CO₂-Emissionen entsteht, dargestellt als Klimafolgekosten. Ziel ist es, den monetären Nutzen bzw. Schaden abzuschätzen, der der Gesellschaft durch verringerte oder erhöhte CO₂-Emissionen entsteht. Hierzu wird sich an den Kostensätzen für Kohlendioxid- und andere Treibhausgasemissionen gemäß „Methodenkonvention 3.2 zur Ermittlung von Umweltkosten“ des Umweltbundesamtes orientiert. Die dort veröffentlichten Werte von 335 EUR/t CO₂ beziehungsweise 435 EUR/t CO₂ beziehen sich auf die Jahre 2030 und 2050. Gemäß der Berechnungsvorschriften der Methodenkonvention ergeben sich für das Jahr 2037 Folgekosten von 370 EUR/t CO₂ und 410 EUR/t CO₂ für das Jahr 2045. Da bei der Berechnung des SEW bereits die Zertifikatspreise für CO₂ (152,7 bzw. 172,5 EUR/t CO₂) berücksichtigt sind, werden diese von dem anzusetzenden Kostensatz für die Klimafolgekosten abgezogen. Gemäß dem TYNDP 2024 wird für das Jahr 2037 im Rahmen der CBA für Erdgaskraftwerke im europäischen Ausland der Einsatz von 28,8 % erneuerbarem Methan als Brennstoff angenommen. Für das Jahr 2045 wird die Nutzung von 68 % erneuerbarem Methan unterstellt. Für Deutschland gilt die Annahme, dass 2037 eindeutig zwischen fossilen Erdgaskraftwerken und emissionsfreien Wasserstoffkraftwerken unterschieden wird. Ab 2045 gilt in Deutschland die Annahme, dass ausschließlich klimaneutrale Gase als Brennstoff für gasbefeuerte Kraftwerke verwendet werden. Etwaige Restemissionen, beispielsweise aus Abfallkraftwerken, sollen durch Kompensationsmaßnahmen ausgeglichen werden.

B3. RES integration – Integration erneuerbarer Energien

Übersteigt in einer Situation die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und sonstigen Must-Run-Erzeugungseinheiten die Summe aus Verbrauch, Speicher- und Exportmöglichkeiten, muss die überschüssige Leistung abgeregelt werden. Durch einen neuen Interkonnektor kann gegebenenfalls mehr exportiert werden und somit muss weniger erneuerbare Energie abgeregelt werden.

B5. Variation in grid losses – Veränderung der Netzverluste

Wie beim Indikator B1 ausgeführt, führen Netzausbaumaßnahmen zu einer Änderung des Einsatzes von Erzeugungseinheiten. Des Weiteren ändern sich die Impedanzverhältnisse im Netz, was zu einer Änderung der Lastflüsse führt, welche wiederum direkten Einfluss auf die Netzverluste haben. Die Veränderung der Netzverluste entspricht dem Delta zwischen Netzverlusten mit und ohne den jeweiligen Interkonnektor und wird in MWh/Jahr ausgewiesen.

7.6 Ergebnisübersicht

Die Ergebnisse werden in der [digitalen Projektbibliothek](#) veröffentlicht und fortlaufend mit den neuen Veröffentlichungen des NEP aktualisiert. Eine detaillierte Einordnung erfolgt in den dazugehörigen Projektsteckbriefen. Tabelle 33 gibt einen Überblick über die Zeitpunkte der jeweiligen Veröffentlichung. Die Sonderveröffentlichung erscheint Ende April 2026.

Tabelle 33: Übersicht Veröffentlichungszeitpunkte der CBA-Ergebnisse

Projektsteckbriefe zu grenzüberschreitenden Vorhaben	Zeitpunkt der Veröffentlichung der Bewertungsindikatoren					
	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
<u>UK – DE Hybrid Interconnector</u> Scotland-Germany Phase I	1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderver-öffentlichung
UK – DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II		2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung
NL – DE Offshore Hybrid Interconnector				2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung
<u>Baltic WindConnector</u>			Sonderver-öffentlichung	1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderver-öffentlichung
<u>TYSDAN Hybrid Interconnector</u>				1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderver-öffentlichung
Hybrid Interconnector Norway Windfarm-Continent				2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung
Green Agean			Sonderver-öffentlichung	2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung
<u>Netzausbau 2. Interkonnektor</u> Deutschland – Belgien				1. Entwurf	1. Entwurf	Sonderver-öffentlichung
Hansa PowerBridge 1				2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung
Hansa PowerBridge 2				2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung
DC-Interkonnektor Deutschland – Schweiz	2. Entwurf	2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	2. Entwurf	Sonderver-öffentlichung	Sonderver-öffentlichung

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur

Weiterführende Dokumente und Links

- Institut für elektrische Anlagen & Netze, Digitalisierung & Energiewirtschaft (2023). Nationale und internationale Offshore-Vernetzung. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/Studie_Offshore-Vernetzung_2023_1.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- ENTSO-E (2024). TYNDP 2024. Offshore Network Development Plans. European offshore network transmission infrastructure needs. Pan-European Summary. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-containertyndp-documents/ONDPA2024/web_entso-e_ONDP_PanEU_240226.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Digitale Projektbibliothek der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: <https://www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek>
- Informationen zum Status der PCI-Projekte auf der PCI-PMI Transparency platform: https://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/main.html (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Informationen zum TYNDP 2024 von ENTSO-E: <https://tyndp.entsoe.eu> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Dänemark, Belgien, Niederlande, Deutschland (2022). The Esbjerg Declaration on The North Sea as a Green Power Plant of Europe 2022. <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/2040932/b357fa6726099a0304ee97c3a64e411c/2022-18-05-erklaerung-nordsee-gipfel-data.pdf?download=1> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Belgien, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Irland, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Großbritannien (2023). Ostende Declaration of Energy Ministers on The North Sea as Europe's Green Power Plant delivering cross-border projects and anchoring the renewable offshore industry in Europe. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/ostend-declaration-energy-ministers-north-seas-europes-green-power-plant.pdf?blob=publicationFile&v=4> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Dänemark, Deutschland, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Finnland, Schweden (2022). The Declaration of Energy Ministers. The Baltic Sea Energy Security Summit. https://www.en.kefm.dk/Media/637975454923038956/Declaration%20of%20Energy%20Ministers_310822.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Litauen, Dänemark, Estland, Finnland, Deutschland, Lettland, Polen, Schweden (2022). The Declaration of Energy Ministers: Baltic Sea High Level Energy Security Meeting. <https://enmin.lrv.lt/media/viesa/saugykla/2024/4/AEc-C4FexKdY.pdf> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Bundenetzagentur (2025). Genehmigung des Szenariorahmens 2025-2037/2045. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szenariorahmen/Genehm_SR_2025Strom.pdf?blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Matthey, A., Bünger, B., & Eser, N. (2024). Methodenkonvention 3.2 zur Ermittlung von Umweltkosten. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/methodological-convention-32-for-the-assessment-of> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen und
Marktmodellierung
- 3 Marktsimulationsergebnisse
- 4 Technologie und Innovationen
- 5 Offshore-Netz
- 6 Onshore-Netz
- 7 Interkonnektoren
- 8 Maßnahmenübersicht**
- 9 Konsultation
- 10 Zusammenfassung



8 Übersicht der identifizierten Maßnahmen

8.1 Digitale Projektbibliothek

Ab dem vorliegenden Netzentwicklungsplan haben sich die ÜNB darauf verständigt, die Projekte und Maßnahmen künftig in einer digitalen Projekt- und Maßnahmenbibliothek darzustellen. Diese digitale Projektbibliothek wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom bereitgestellt: www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek. Die neue digitale Projektbibliothek ermöglicht Nutzenden einen intuitiveren und zeitgemäßen Zugriff auf die Projektsteckbriefe. Projekte und Maßnahmen können mithilfe einer Suchfunktion gefunden und nach unterschiedlichen Kriterien (wie z. B. ÜNB, Onshore/Offshore, Art der Maßnahme) gefiltert werden. Zusätzlich besteht die Möglichkeit die einzelnen Projektsteckbriefe im PDF-Format herunterzuladen. Hierfür wählen die Nutzenden auf der jeweiligen Projektseite das Feld „Steckbrief herunterladen“. Trotz der ausgelagerten digitalen Darstellung der Projektsteckbriefe in der neuen digitalen Projektbibliothek sind die Projektsteckbriefe nach wie vor Teil des Netzentwicklungsplan-Berichts nach § 12b Abs. 1 EnWG.

Abbildung 80: Ansichten der digitalen Projektbibliothek auf www.netzentwicklungsplan.de

The figure consists of two screenshots of the digital Projektbibliothek interface. The top screenshot shows the search and filter interface on the 'Projektbibliothek' page. It includes a search bar, filters for 'Bundesland' (Onshore / Offshore, ÜNB / Regelzone, Art der Maßnahme), 'NOVA-Kategorie oder -Typ', and 'Ergebnisse pro Seite' (10), and a 'Filter anwenden' button. A label 'Filterbereich Einstiegsseite' points to this area. The bottom screenshot shows a project detail view for '50HzT-PXXX'. It includes sections for 'Basisdaten' (with logos for 50Hertz, Amprion, TENNET, and TRÄNSNET BW) and 'Projektbeschreibung'. A label 'Projektansicht' points to this area.

The screenshot shows the digital Project Library (Projektbibliothek) interface for the NEP 2037/2045. The main content area displays a summary of planned projects, with a specific project highlighted. The project details include:

- MXxy** (Leitung)
- Beispielort A – Beispielort B – Beispielort C**
- Übertragungsnetzbetreiber**: 50Hertz
- Bundesländer**: Brandenburg, Sachsen-Anhalt
- Geplante Inbetriebnahme**: 2027
- Maßnahme bestätigt von der BNetzA**
- Ausführung**: Netzverstärkung (davon Zu-/Umbesiedlung)
- XX km**
- Beschreibung der Maßnahme**

8.2 Maßnahmen Onshore-Netz

Kapitel 8 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 (2025). Auf die Offshore-Netzanbindungssysteme wird im Kapitel 8.3 gesondert eingegangen.

Im Folgenden werden in Kapitel 8.2.1 die Projekte und Maßnahmen des Startnetzes und in Kapitel 8.2.2 die des Zubaunetzes tabellarisch dargestellt¹³.

Zu den Startnetz- sowie zu den Zubaunetzprojekten wird in der digitalen Projektbibliothek jeweils ein ausführlicher Steckbrief zur Verfügung gestellt. Bei den Projekten und Maßnahmen des Zubaunetzes ist in Tabelle 39 zusätzlich vermerkt, wenn diese im jeweils aktuellen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E enthalten sind oder einen Status als Project of Common Interest (PCI) der Europäischen Union haben.

Die Projektsteckbriefe in der digitalen Projektbibliothek enthalten konkrete Angaben zur geplanten Technologie der jeweiligen Maßnahmen – 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 Maßnahmen-ebene das Kürzel „M“ tragen, werden dagegen in AC-Technologie ausgeführt. Darüber hinaus bietet Tabelle 40 eine Übersicht der Interkonnektoren, die innerhalb der jeweiligen Projektkategorien dargestellt werden.

Im Zuge des Bürokratieentlastungsgesetzes¹⁴ entfällt im NEP die Darstellung des Umsetzungsstandes aller Onshore- und Offshore-Projekte. Bei Interesse kann der aktuelle Umsetzungsstand der im Energieleitungsausbaugetz oder im Bundesbedarfsplan aufgeführten Vorhaben auf www.netzausbau.de eingesehen werden.

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

¹³ Projekte des NEP bestehen mindestens aus einer Maßnahme.

¹⁴ § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 4 EnWG wurde gestrichen.

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 darüber hinaus 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 gegebenenfalls 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 Raumanspruchnahme. 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 6.3.

Da die BNetzA vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2037/2045 (2025) 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_2056_V2025_1E.pdf zusammengefasst.

8.2.1 Startnetz NEP 2037/2045 (2025)

Tabelle 34: Startnetz 50Hertz NEP 2037/2045 (2025)

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
50HzT-035	M50HzT-035a	Netzanschluss Wasserspeicher-Kraftwerk Leutenberg/Probstzella	L	TH	NA	Neubau in neuer Trasse	x		2		2034
50HzT-P34	M22a	Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	L	BB, ST	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 39		101	2028
	M22c	Güstrow – Parchim/Süd	L	MV	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 39		53	2026
50HzT-P37	M25a	Vieselbach – Landesgrenze Thüringen/ Hessen	L	TH	NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 12		87	2028
50HzT-P124	M209a	Wolmirstedt – Suchraum Stadt Schwanebeck/Gemeinde Huy – Klostermansfeld	L	ST	NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 60		117	2027
	M209b	Klostermansfeld – Querfurt – Lauchstädt	L	ST	NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 60		39	2026
50HzT-P128	M213	Vierraden: Querregeltransformator (3.+4.)	A	BB	NA		x				2026

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
50HzT-P150	M352a	Querfurt – Wolkramshausen	L	ST, TH	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 44		71	2028
50HzT-P150	M463	Wolkramshausen – Vieselbach	L	TH	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 44		75	2028
50HzT-P180	M406	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (Mast 305)	L	BE	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 87		28	2038
50HzT-P215	M454	Güstrow – Bentwisch – Gnewitz	L	MV	NA, NV	Parallelneubau, Ersatzneubau		BBP Nr. 52		56	2029
50HzT-P216	M455	Güstrow – Siedenbrünzow – Iven/West	L	MV	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 53		90	2031
	M523	Iven/West – Pasewalk/Nord – Pasewalk	L	BB, MV	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 53		62	2028
50HzT-P357	M566	Güstrow: Querregeltransformator (1.-4.) inkl. Anlagenumstrukturierung	A	MV	NA						2026
50HzT-P358	M567TR_a	Lauchstädt: 380/220-kV-Netzkuppeltransformator (2x)	A	ST	NA						2026
	M567TR_c	Weida: 380/220-kV-Netzkuppeltransformator (1x)	A	TH	NA						2026
50HzT-P360	M11	Reuter: Ersatzneubau/Erweiterung 380-kV-Kompensationsspule (2x)	A	BE	NA						2030
	M464	Lauchstädt: STATCOM (2x)	A	ST	NA						2025 – 2030
	M464b	Lauchstädt: MSCDN (2x)	A	ST	NA						2025 – 2030
	M595a	Weida: STATCOM (1x)	A	TH	NA						2026
	M595b1	Röhrsdorf: STATCOM (1x)	A	SN	NA						2025 – 2030
	M595c1	Ragow: STATCOM (2x)	A	BB	NA						2025 – 2030
	M595c2	Ragow: 380-kV-Kompensationsspule (2x)	A	BB	NA						2025 – 2030
	M595d	Siedenbrünzow: STATCOM (1x)	A	MV	NA						2030
	M595e	Siedenbrünzow: STATCOM (1x)	A	MV	NA						2030

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
50HzT-P360	M595f	Neuenhagen: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	BB	NA						2025 – 2030
	M595g	Malchow: STATCOM (1x)	A	BE	NA						2030
	M595o2	Reuter: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	BE	NA						2035
	M685d	Putlitz/Süd: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	BB	NA						2025 – 2030
	M685e	Altentreptow/Süd: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	MV	NA						2025 – 2030
	M685f	Querfurt: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	ST	NA						2027 – 2030
	M685k	Eula: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	SN	NA						2026
	M685k2	Freiberg/Nord: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	SN	NA						2030
	M685u	Friedrichshain: 380-kV-Kompensationsspule (4.) (1x 176 Mvar)	A	BE	NA						2026
	M685v	Lubmin: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	MV	NA						2026 – 2030
	M685w	Sahms/Nord: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	SH	NA						2030
	M685x	Suchraum Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Ottendorf-Okrilla/ Stadtbezirk Klotzsche: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	SN	NA						2030 – 2035
	M685bb	Iven/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	MV	NA						2029
	M686a	Netzverstärkung und -ausbau: Blindleistungskompensationsanlagen Regelzone 50Hertz – Startnetz	A	BB, BE, HH, MV, SN, ST, TH	NA						2025 – 2035
50HzT-P531	M531a	Thyrow – Suchraum Großbeeren – Berlin/Südost – mit Abzweig Stadtgrenze Berlin – Lichtenfelde – Mitte	L	BB, BE	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau		BBP Nr. 87	20	25	2038
	M531b	Malchow – Suchraum Mitte/Reinickendorf – Reuter	L	BE	NA	Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 87	18		2038

Tabelle 35: Startnetz Amprion NEP 2037/2045 (2025)

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
AMP-009	M009b	Punkt Wettringen – Punkt Meppen	L	NI, NW	NA	Neubau in neuer Trasse	x	EnLAG Nr. 5	65		2027
AMP-010	M010f	Lüstringen – Wehrendorf	L	NI	NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 16, 18		21	2029
	M010g	Lüstringen – Hesseln	L	NI, NW	NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 16, 18		36	2029
AMP-014	M014c	Ufhort – Punkt Hüls-West	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 14, 15		14	2030
	M014d	Osterath – Gohrpunkt	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 14, 15		20	2025
	M014f	Ufhort – Osterath	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		EnLAG Nr. 14, 15		50	2030
	M014g	Punkt Birkenhof – Gellep	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 14, 15		2	2025
AMP-022	M022a	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 19		21	2030
	M022b	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	L	NW, RP	NA, NV	Ersatzneubau		EnLAG Nr. 19		105	2030
	M022Q1	Garenfeld: MSCDN (1x)	A	NW	NA			EnLAG Nr. 19			2030
AMP-032	M032a	Niederrhein – Ufhort	L	NW	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau		EnLAG Nr. 14	10	10,5	2030
AMP-034	M034Q4	Büscherhof	A	NW	NA						2029
AMP-P21	M51b2	Regelzonengrenze TTG/AMP – Merzen	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 6	29,1		2027
AMP-P41	M57	Punkt Metternich – Niederstedem	L	RP	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 15		105	2028
AMP-P47	M60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	L	BW, HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau, Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 19	6	60	2031
AMP-P52	M94b-AMP	Punkt Neuravensburg – Wangen i. Allgäu/Hergensweiler/ Sigmarszell – Bundesgrenze (AT)	L	BW, BY	NV	Ersatzneubau	x	BBP Nr. 40		3,5	2035

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
AMP-P52	M95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	L	BW, BY	NA, NV	Zu-/Umbeseilung	x	BBP Nr. 25		99	2029
AMP-P159	M62	Bürstadt – BASF	L	HE, RP	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		BBP Nr. 67		18	2029
AMP-P161	M91	Großkrotzenburg – Dettingen – Urberach	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 66		23,76	2030
AMP-P170	M380	Uchtfangen – Ensdorf – Bundesgrenze	L	SL	NA, NV	Zu-/Umbeseilung	x	BBP Nr. 97		34	2028
AMP-P171	M381	Hanekenfähr – Merzen (Ad-hoc-Maßnahme)	L	NI	NV	Zu-/Umbeseilung				38	2028
AMP-P200	M425	Punkt Blatzheim – Oberzier	L	NW	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 74		16	2028
AMP-P204	M430	Kühmoos – Waldshut-Tiengen – Bundesgrenze (CH)	L	BW	NA, NV	Ersatzneubau, Zu-/Umbeseilung	x	BBP Nr. 99		35	2035
AMP-P206	M417-AMP	Herbertingen – Waldshut-Tiengen – Waldshut-Tiengen/ Weilheim mit Abzweig Pfullendorf und Abzweig Beuren	L	BW	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 23		58	2032
AMP-P309	M484	Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein – Bürstadt – Rheinau – Hoheneck (Ad-hoc-Maßnahme)	L	BW, HE	NV	Zu-/Umbeseilung				120	2031
AMP-P310	M485	Bürstadt – Kühmoos (Ad-hoc-Maßnahme)	L	BW, HE, RP	NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau				285	2033
AMP-P314	M489	Leistungsflusssteuerung im Saarland	A	SL	NA						2030
AMP-P315	M491	Hanekenfähr – Gronau	L	NI, NW	NA, NV	Parallelneubau, Ersatzneubau		BBP Nr. 63		94	2033
	M491PST	Leistungsflusssteuerung in Flör	A	NW	NA						2028
AMP-P347	M558	Leistungsflusssteuerung in Oberzier	A	NW	NA						2027
AMP-P406	M606	Aach – Bofferdange	L	RP	NA, NV	Ersatzneubau	x	BBP Nr. 71		10	2028
AMP-P408	M744	Emscherbruch – Hüllen – Eiberg (Ad-hoc-Maßnahme)	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 91		17	2028
AMP-P410	M624	Leistungsflusssteuerung in Ostwestfalen (Ad-hoc-Maßnahme)	A	NW	NA						2031

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
AMP-P412	M412a2	Polsum: MSCDN (1x)	A	NW	NA						2026
	M412b1	Oberottmarshausen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	BY	NA						2026
	M412b13	Uchtelfangen: 30-kV-Kompensationsspule (1x)	A	RP	NA						2025
	M412b14	Uchtelfangen: 30-kV-Kompensationsspule (1x)	A	RP	NA						2032
	M412b15	Niederrhein: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	NW	NA						2025
	M412b2	Rommerskirchen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	NW	NA						2033
	M412b3	Lippe: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	NW	NA						2029
	M412c3	Wehrendorf: E-STATCOM (1x)	A	NI	NA						2026
	M412c5	Polsum: E-STATCOM (1x)	A	NW	NA						2026
AMP-P460	M687	Büscherhof – Umbeseilung und Schaltfelderweiterung	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung			3,4	2031	
AMP-P505	M754	Bauler – Bundesgrenze (LU)	L	RP	NV	Zu-/Umbeseilung			2	2028	
AMP-P510	M787	Dezentraler Netzbooster Bayerisch-Schwaben (Ad-hoc-Maßnahme)	A	BY	NA						2027

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 36: Startnetz TenneT Germany NEP 2037/2045 (2025)

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
TTG-007	M-TTG-007a	Dörpen/West – Niederrhein (Punkt Meppen)	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse		EnLAG Nr. 5	31		2027
TTG-018	M591f7	Helmstedt/Ost: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	NI	NA						2026
	M591f22	Hattorf: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	NI	NA						2027
	M591f23	Irsching: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	BY	NA						2028
	M591g19	Isar: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	BY	NA						2027
	M591g22	Kriegenbrunn: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	BY	NA						2027
	M591g34	Pirach: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	BY	NA						2026
	M591g35	Pleinting: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	BY	NA						2027
	M591g40	Sittling: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	BY	NA						2029
	M591g42	Wahle: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	NI	NA						2029
	M591h6	Ahltien: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	NI	NA						2028
	M591h26	Lübeck/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	SH	NA						2030
	M591h27	Lübeck/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	SH	NA						2030
	M591h30	Suchraum Melbeck: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	NI	NA						2030
	M591h48	Sahms: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	SH	NA						2028
	M591h52	Stadorf/Nord: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	NI	NA						2031

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
TTG-018	M591i3	Göhl/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	SH	NA						2028
	M591i8	Raitersaich: 220-kV-Kompensationsspule (1x)	A	BY	NA						2027
	M591i9	Hochwöhren: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	SH	NA						2028
	M592g1	Schuby/West: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	SH	NA						2029
	M592g2	Eickum: STATCOM (1x)	A	NW	NA						2026
	M592g5	Etzenricht: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	BY	NA						2029
	M592g7	Großkrotzenburg: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	HE	NA						2026
	M592g10	Lübeck/West: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	SH	NA						2028
	M592g11	Mehringen: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	NI	NA						2028
	M592g13	Oberbachern: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	BY	NA						2031
	M592g19	Wahle: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	NI	NA						2030
	M592h6	Würgau: STATCOM (1x)	A	BY	NA						2026
	M592h9	Dipperz: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	HE	NA						2031
	M592h11	Emden/Ost: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	NI	NA						2030
TTG-019	MTTG- 019SA1	Unterweser: 380-kV-AC-Schaltanlage	A	NI	NA						2026
TTG-P21	M51a	Conneforde – Garrel/Ost – Cappeln/West	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 6		75	2026
	M51b1	Cappeln/West – Regelzonengrenze TTG/AMP	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 6	19		2026



Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
TTG-P22	M80	Elsfleth/West – Schönenmoor – Ganderkesee	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 55		29	2029
	M82	Conneforde – Unterweser	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 54		32	2028
TTG-P23	M20	Dollern – Alfstedt – Neuenkirchen – Elsfleth/West	L	HB, NI	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 38		100	2028
TTG-P24	M72	Sottrum – Mehringen	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 7		42	2026
	M73	Mehringen – Landesbergen	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 7		45	2026
TTG-P26	M432	Brunsbüttel – Büttel/Süd	L	SH	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 50		3	2031
	M76	Büttel/Süd – Wilster/West	L	SH	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 50		8	2031
	M89	Wilster/West – Steinburg – Stade/West	L	SH	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 50		44	2030
TTG-P33	M24a1	Wahle – Hattorf – Helmstedt/Ost – Landesgrenze NI/ST (Mast 6)	L	NI	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 10		65	2032
TTG-P37	M25b	Landesgrenze Thüringen/Hessen – Mecklar	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 12		43	2028
TTG-P43	M74a	Mecklar – Dipperz	L	HE	NV	Parallelneubau, Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 17	5	45	2029
	M74b	Dipperz – Bergheinfeld/West	L	BY, HE	NA, NV	Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 17	80		2031
TTG-P46	M56	Redwitz – Mechlenreuth – Etzenricht – Schwandorf (Ostbayernring)	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 18		182	2022 – 2026
	MTTG-P46Q2	Schwandorf: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	BY	NA						2027
TTG-P48	M38a1	Grafenrheinfeld – Punkt Rittershausen	L	BY	NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 20		50	2026
TTG-P53	M54	Raitersaich/West – Suchraum Ludersheim/West	L	BY	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 41		45	2032
	M350	Suchraum Ludersheim/West – Sittling – Suchraum Rottenburg – Altheim	L	BY	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 41		115	2030 – 2032



Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
TTG-P67	M103b	Adlkofen – Matzenhof	L	BY	NV	Ersatzneubau	x	BBP Nr. 32		66	2027
TTG-P71	M46	Audorf/Süd – Kiel/Rönne	L	SH	NV	Ersatzneubau				32	2037
TTG-P72	M49	Lübeck/West – Siems	L	SH	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 42		14	2027
	M50	Ulzburg – Lübeck/West	L	SH	NA, NV	Ersatzneubau, Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 42	5	45	2027
	M351	Abzweig Göhl	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 42	40		2027
TTG-P112	M201	Pleinting – Bundesgrenze DE/AT	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau	x	BBP Nr. 32		38,7	2030
	M212	Abzweig Pirach	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau	x	BBP Nr. 32		24,3	2029
TTG-P113	M777	Elbe [Punkt Geesthacht] – Suchraum Melbeck – Stadorf/Nord	L	NI, SH	NA, NV	Parallelneubau		BBP Nr. 58		54	2029
	M778	Stadorf/Nord – Wahle	L	NI	NA, NV	Parallelneubau		BBP Nr. 58		86	2028
	M779	Sahms – Elbe [Punkt Geesthacht]	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 58	24		2029
TTG-P119	M90	Conneforde – Großenmeer – Elsfleth/West	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 56		26	2028
	M535	Elsfleth/West – Suchraum Werderland – Bötersen	L	HB, NI	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 56		86	2031
TTG-P133	M253	Borken – Gießen/Nord	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 65		73	2027
TTG-P135	M255	Ovenstädt – Eickum – Bechterdissen	L	NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 57		60	2029
TTG-P175	M385	Sengwarden – Fedderwarden	L	NI	NA	Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 73	15		2027
	M466	Sengwarden – Sande – Conneforde	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 73		36	2029

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
TTG-P211	M434	Gießen/Nord – Karben	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 65		51	2029
TTG-P212	M435	Emmerthal – Marienmünster – Würgassen	L	NI, NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 88		57	2028
	M472	Würgassen – Sandershausen – Bergshausen	L	HE, NW	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 88		57	2030
	M473	Bergshausen – Borken	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 88		30	2027
	M797	Landesbergen – Emmerthal	L	NI	NA, NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 88		73	2030
TTG-P222	M461	Oberbachern – Ottenhofen	L	BY	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 47		47	2029
TTG-P225	M464a	Altheim – Isar mit Kreuzung Adlkofen	L	BY	NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Parallelneubau		BBP Nr. 77	8	2	2029
TTG-P227	M468a	Lübeck/West – Sahms	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 84	52		2029
TTG-P228	M800	Liedingen – Bleckenstedt/Süd	L	NI	NA, NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 59		12	2026
TTG-P365	M583	Netzbooster Pilotanlage Audorf/Süd – Ottenhofen	A	BY, SH	NA						2027
TTG-P371	M773	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bergrheinfeld/West	A	BY	NV						2028
	M774	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Großkrotzenburg	A	HE	NV						2029
	M789	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Borken	A	HE	NV						2030
	M791	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Karben	A	HE	NV						2035
	M792	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mecklar	A	HE	NV						2030
	M793	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Dollern	A	NI	NV						2028
	M794	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Diele	A	NI	NV						2031

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
TTG-P371	M795	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Conneforde	A	NI	NV						2028
	M796	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Mehrum/Nord	A	NI	NV						2030
TTG-P476	M824	Hochwöhrden – Suchraum Albersdorf – Stegau	L	SH	NA	Neubau in neuer Trasse			39		2032
TTG-P480	M847	Netzverstärkung Karben – Großkrotzenburg	L	HE	NA, NV	Zu-/Umbeseilung			20	2027	
TTG-P486	M837a	Volleinschleifung UW Suchraum Bommersheim und UW Suchraum Eschborn in Karben – Frankfurt/Südwest	L	HE	NV	Ersatzneubau			12	2032	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 37: Startnetz TransnetBW NEP 2037/2045 (2025)

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
TNG-P47	M31	Weinheim – Daxlanden	L	BW	NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		BBP Nr. 19		76	2031
	M32	Weinheim – Mannheim (G380)	L	BW	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 19		17	2031
	M33	Mannheim (G380) – Altlußheim	L	BW	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 19		22,5	2031
	M34	Altlußheim – Daxlanden	L	BW	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 19		42	2031
TNG-P48	M38a2	Punkt Rittershausen – Kupferzell	L	BW, BY	NV	Zu-/Umbeseilung		BBP Nr. 20		51	2026
	M39	Kupferzell – Großgartach	L	BW	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 20		48	2026
TNG-P49	M41a	Daxlanden – Bühl/Kuppenheim – Weier – Eichstetten	L	BW	NV	Ersatzneubau		BBP Nr. 21		121	2030
TNG-P50	M366SA1	UW Pulverdingen	A	BW	NA						2036

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
TNG-P52	M94b-TNG	Punkt Neuravensburg – Wangen i. Allgäu/ Hergensweiler/Sigmarszell – Bundesgrenze (AT)	L	BW	NV	Ersatzneubau	x	BBP Nr. 40		3,5	2035
TNG-P90	M17g1	MSCDN Hüffenhardt	A	BW	NA						2027
	M17g2	MSCDN Kupferzell	A	BW	NA						2026
	M17g3	MSCDN Altlußheim	A	BW	NA						2026
	M17g4	MSCDN Daxlanden	A	BW	NA						2028
	M17g5	MSCDN Dellmensingen	A	BW	NA						2029
	M17g6	MSCDN Eichstetten	A	BW	NA						2028
	M17g7	MSCDN Kühmoos	A	BW	NA						2032
	M17g8	MSCDN Pulverdingen	A	BW	NA						2027
	M17g9	MSCDN Weier	A	BW	NA						2028
	M17g10	MSCDN Weinheim	A	BW	NA						2032
	M17h1	STATCOM Wendlingen	A	BW	NA						2028
	M17h2	STATCOM Dellmensingen	A	BW	NA						2029
	M17h3	STATCOM Eichstetten	A	BW	NA						2030
	M17h6	STATCOM Oberjettingen	A	BW	NA						2028
	M17h10	STATCOM Stalldorf	A	BY	NA						2029
	M17h11	STATCOM Stalldorf	A	BY	NA						2029

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
TNG-P90	M17i11	Spule Trossingen	A	BW	NA						2028
	M17i8	Spule Weinheim	A	BW	NA						2026
	M17i9	Spule Niederstotzingen	A	BW	NA						2027
	M17i10	Spule Herbertingen	A	BW	NA						2033
TNG-P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze [FR]	L	BW	NV	Ersatzneubau	x	BBP Nr. 72		20	2030
TNG-P206	M417-TNG	Herbertingen – Waldshut-Tiengen – Waldshut-Tiengen/ Weilheim mit Abzweig Pfullendorf und Abzweig Beuren	L	BW	NA, NV	Ersatzneubau, Neubau in neuer Trasse		BBP Nr. 23	12	62	2032
TNG-P350	M561	PST Pulverdingen	A	BW	NA						2027
TNG-P420	M630	Punkt Reicheneck – Punkt Rommelsbach	L	BW	NV	Zu-/Umbeseilung				2,3	2027
TNG-P426	M645	Leistungsflusssteuerung Philippsburg	A	BW	NA						2032
TNG-P428	M700	UW Kühmoos	A	BW	NA						2036
TNG-P430	M646	Netzbooster Pilotanlage Kupferzell	A	BW	NA						2026
TNG-P677	M860	Rheinau – Neurott	L	BW	NV	Zu-/Umbeseilung				12,5	2037

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Tabelle 38: Startnetz DC-Maßnahmen NEP 2037/2045 (2025)

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
DC1	DC1	Emden/Ost – Osterath	L	NI, NW	NA	Neubau in neuer Trasse (mit MR)	x	BBP Nr. 1	298		2027
DC2	DC2a	Osterath – Philippsburg (Ultranet), Abschnitte Amprion	L	BW, HE, NW, RP	NV	Zu-/Umbeseilung	x	BBP Nr. 2		299	2026
	DC2b	Osterath – Philippsburg (Ultranet), Abschnitte TransnetBW	L	BW	NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau, Parallelneubau	x	BBP Nr. 2		43	2026
DC3/DC4	DC3	Brunsbüttel – Großgartach (SuedLink)	L	BW, BY, HE, NI, SH, TH	NA	Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	x	BBP Nr. 3	690		2028
	DC4	Wilster/West – Bergrheinfeld/West (SuedLink)	L	BY, HE, NI, SH, TH	NA	Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	x	BBP Nr. 4	537		2028
DC5/DC20	DC5	Wolmirstedt – Isar	L	BY, SN, ST, TH	NA	Neubau in neuer Trasse (ohne MR), Leerrohrerrichtung (ohne MR)	x	BBP Nr. 5	543		2027
	DC20	Mühlenbeck – Isar	L	BB, BY, MV, NI, SN, ST, TH	NA, NV	Neubau in neuer Trasse (ohne MR), Leerrohrerrichtung (ohne MR)		BBP Nr. 5a	220	543	2032
DC21/DC25	DC21b	Wilhelmshaven/Landkreis Friesland – Lippetal/Welver/Hamm	L	NI, NW	NA	Neubau in neuer Trasse (ohne MR), Leerrohrerrichtung (mit MR)	x	BBP Nr. 49	270		2032

Startnetz- nummer	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassen- länge in km		anvisierte Inbetriebnahme
									Ausbau	Bestand	
DC21/DC25	DC25	Heide/West – Polsum	L	NI, NW, SH	NA	Neubau in neuer Trasse (ohne MR), Leerrohrerrichtung (mit MR)	x	BBP Nr. 48	440		2033
DC31/DC32	DC31	Hochwöhrden – Mühlenbeck	L	MV, SH	NA	Neubau in neuer Trasse (mit MR), Leerrohrerrichtung (mit MR)		BBP Nr. 81	212		2032
	DC32	Suchraum Pöschendorf – Mühlenbeck	L	MV, SH	NV	Leerrohrnutzung (mit MR)		BBP Nr. 81a		170	2034
DC34/DC35	DC34	Großenmeer – Bürstadt	L	HE, NI, NW	NA	Neubau in neuer Trasse (mit MR)	x	BBP Nr. 82	570		2033
	DC35	Großenmeer – Marxheim	L	HE, NI, NW	NA	Neubau in neuer Trasse (mit MR)	x	BBP Nr. 82a	509		2035

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

8.2.2 Zubaunetz NEP 2037/2045 (2025)

Tabelle 39: Erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien A 2037, B 2037, A 2045 und B 2045 gemäß Kapitel 6.3 NEP 2037/2045 (2025)

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TyN/DP/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045	Ausbau	Bestand			
DC36	DC36	Suchraum Esens – Oberzier	L	AMP	NI, NW						x			NA	Neubau in neuer Trasse (mit MR)	417		2043
DC42	DC42	Sahms/Nord – Jettingen	L	50HzT, TNG	BW, BY, HE, NI, SH			x	x		x	x		NA	Neubau DC Freileitung (2 GW, mit MR)	707		2037
	DC42plus	Sahms/Nord – Suchraum Markt Triefenstein	L	50HzT, TTG	BY, HE, NI, SH				x		x	x		NA	Neubau DC Freileitung (2 GW, mit MR)	531		2037
P27	M52a	Wehrendorf – Ohlensehlen	L	AMP, TTG	NI			x	x		x	x		NV	Zu-/Umbeseilung		62	2037
P33	M24b	Wolmirstedt – Helmstedt/Ost – Suchraum Schöningen – Suchraum Liebenburg – Bleckenstedt/Süd	L	50HzT, TTG	NI, ST	10		x	x		x	x		NV	Parallelneubau		113	2032
P50	M852	Ersatzneubau Pulverdingen – SR Hochberg – Oberjettingen	L	TNG	BW						x	x		NV	Ersatzneubau		46	2037
P50	M853	Ersatzneubau Oberjettingen – Engstlatt	L	TNG	BW						x	x		NV	Ersatzneubau		34	2037
P51	M37	Großgartach – Endersbach	L	TNG	BW	22		x	x		x	x		NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau, Parallelneubau		30	2031
P52	M94a	Herbetingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg mit Abzweig Obermooweiler	L	AMP, TNG	BW		x	x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		60	2035
P54	M81	Irsching – Zolling – Ottenhofen	L	TTG	BY						x	x		NV	Zu-/Umbeseilung		75	2045
P71	M47	Kiel/Rönne – Suchraum Trent – Göhl/West	L	TTG	SH			x	x		x	x		NA, NV	Neubau in neuer Trasse	72		2037
P84	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	L	50HzT	HH	51		x	x		x	x		NA, NV	Ersatzneubau, Zu-/Umbeseilung, Neubau in neuer Trasse	0,1	31,1	2032
	M368mod	Hamburg/Ost – Sahms/Nord	L	50HzT	HH, SH	51		x	x		x	x		NA	Neubau in neuer Trasse	28		2031

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDF/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand		
P113	M465	Sahms – Krümmel	L	TTG	SH	85		x	x		x	x			NV	Zu-/Umbeseilung		20	2032
P116	M206	Dollern – Bötersen – Mehringen – Punkt Steyerberg	L	TTG	NI	57		x	x		x	x			NA, NV	Ersatzneubau		118	2032 – 2033
	M494	Punkt Steyerberg – Ovenstädt	L	TTG	NI, NW	57		x	x		x	x			NV	Ersatzneubau		20	2033
P203	M429	Umstrukturierung Punkt Walstedde	L	AMP	NW			x	x		x	x			NV	Zu-/Umbeseilung		0,5	2027
P214	M214	Netzverstärkung Gnewitz – Suchraum Müggenhall – Suchraum Lüdershagen – Suchraum Kemnitz – Stilow – Lubmin	L	50HzT	MV			x	x		x	x			NV	Ersatzneubau		101	2037
P223	M224a	Sahms/Nord – Mühlenbeck – Güstrow (3. und 4. System)	L	50HzT	MV, SH				x		x	x			NV	Parallelneubau		139	2037
	M224b	Leistungsflusssteuerung Mühlenbeck	A	50HzT	SH				x		x	x			NA				2037
	M462a	Sahms/Nord – Suchraum Gallin – Mühlenbeck – Görries – Wessin – Suchraum Dabel – Güstrow	L	50HzT	MV, SH	85			x		x	x			NV	Zu-/Umbeseilung		139	2045
P228	M469a	Landesbergen – Ahlten – Mehrum/Nord	L	TTG	NI	59		x	x		x	x			NA, NV	Ersatzneubau		98	2032
	M799	Mehrum/Nord – Liedingen	L	TTG	NI	59		x	x		x	x			NA, NV	Ersatzneubau		28	2032
P230	M802	Dipperz – Suchraum Elm – Suchraum Somborn – Großkrotzenburg	L	TTG	BY, HE					x	x				NV	Zu-/Umbeseilung		89	2045
P231	M966	Schenklengsfeld – Suchraum Philippsthal – Eiterfeld	L	TTG	HE			x	x		x	x			NA	Neubau in neuer Trasse		30	2037
P252	M534a	{Marzahn –} Punkt Biesdorf/Süd – Wuhlheide	L	50HzT	BE	87		x	x		x	x			NV	Ersatzneubau		4	2032
P302	M511	Höpfingen – Hüffenhardt	L	TNG	BW	68		x	x		x	x			NV	Zu-/Umbeseilung		46	2030
P303	M857	Ersatzneubau Großgartach – Hüffenhardt	L	TNG	BW			x	x		x	x			NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		17	2036

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDP/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand	
P304	M514	Kupferzell – Goldshöfe 1 (Ad-hoc)	L	TNG	BW			x	x		x	x		NV	Zu-/Umbeseilung		55	2030
	M850	Kupferzell – Goldshöfe 2	L	TNG	BW						x	x		NV	Zu-/Umbeseilung		55	2037
P305	M515	Niederstotzingen – Dellmensingen	L	TNG	BW, BY			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		41	2037
	M517	Suchraum Rotensohl – Niederstotzingen	L	TNG	BW			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		26	2037
	M851	Goldshöfe – Suchraum Rotensohl	L	TNG	BW			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		20,3	2037
P343	M1018	Oberhaid: UW-Volleinschleifung	L	TTG	BY			x	x		x	x		NV	Parallelneubau		3	2030
	M991	Klein Ilsede: UW-Volleinschleifung	L	TTG	NI			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		2	2035
	M992	Algermissen: UW-Volleinschleifung	L	TTG	NI			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		2	2035
	M993	Marienmünster: UW-Volleinschleifung	L	TTG	NW			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		2	2030
	M994	Sandershausen: UW-Volleinschleifung	L	TTG	NI			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		2	2030
	M995	Asslar: UW-Volleinschleifung	L	TTG	HE			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		2	2033
	M996	Kriegenbrunn: UW-Volleinschleifung	L	TTG	BY			x	x		x	x		NV	Parallelneubau		3	2030
P353	M532	Abzweig Waldeck: Querregeltransformator (4x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA				2028
P359	M571	Stendal/West – Wolmirstedt	L	50HzT	ST	60		x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		37	2035
P360	M12a	Suchraum Eulenberg: STATCOM (1x)	A	50HzT	ST			x	x		x	x		NA				2032
	M12b	Suchraum Eulenberg: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	50HzT	ST			x	x		x	x		NA				2037

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDP/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045	Ausbau	Bestand				
P360	M595b2	Röhrsdorf: MSCDN (1x)	A	50HzT	SN			x	x		x	x			NA				2030
	M595i	Streumen: STATCOM (2x)	A	50HzT	SN			x	x		x	x			NA				2032
	M595j	Iven/West: STATCOM (1x)	A	50HzT	MV			x	x		x	x			NA				2032
	M595k	Suchraum Gemeinde Osterburg: STATCOM (1x)	A	50HzT	ST			x	x		x	x			NA				2035
	M595l1	Eula: STATCOM (1x)	A	50HzT	SN			x	x		x	x			NA				2035
	M595l2	Eula: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	50HzT	SN			x	x		x	x			NA				2035
	M595m1	Suchraum Gemeinde Ebenheim: STATCOM (1x)	A	50HzT	TH			x	x		x	x			NA				2030
	M595m2	Suchraum Gemeinde Ebenheim: 380-kV- (1x 176 Mvar)	A	50HzT	TH			x	x		x	x			NA				2030
	M595n	Suchraum Gemeinden Schwanebeck/Huy: STATCOM (1x)	A	50HzT	ST			x	x		x	x			NA				2035
	M595o1	Reuter: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	50HzT	BE			x	x		x	x			NA				2035
	M595p	Suchraum Stadt Ebeleben/Gemeinden Rockstedt/Bellstedt/Abstbessingen/Stadt Großenehrich: STATCOM (1x)	A	50HzT	TH			x	x		x	x			NA				2035
	M595q1	Preilack: STATCOM (1x)	A	50HzT	BB			x	x		x	x			NA				2035
	M595q2	Preilack: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	50HzT	BB			x	x		x	x			NA				2035
	M595t	Vieselbach: STATCOM (1x)	A	50HzT	TH			x	x		x	x			NA				2032
	M595u	Suchraum Gemeinden Tegau/Göschitz/Städte Zeulenroda-Triebes/Auma-Weidatal: STATCOM (1x)	A	50HzT	TH			x	x		x	x			NA				2034



Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDP/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand		
P360	M595v	Suchraum Schalkau: STATCOM (1x)	A	50HzT	TH			x	x		x	x		NA					2037
	M685aa	Suchraum Stadtbezirke Mitte/Reinickendorf: 380-kV-Kompensationsspule (2x 176 Mvar)	A	50HzT	BE			x	x		x	x		NA					2038
	M685c	Altdöbern: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	50HzT	BB			x	x		x	x		NA					2030
	M685g	Beetzsee/Nord: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	50HzT	BB			x	x		x	x		NA					2031
	M685m	Remptendorf: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	50HzT	TH			x	x		x	x		NA					2030
	M685m2	Weida: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	50HzT	TH			x	x		x	x		NA					2030
	M685n	Suchraum Stadt Barby/ Stadt Zerbst/Anhalt: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	50HzT	TH			x	x		x	x		NA					2037
	M685p	Suchraum Werneuchen: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	50HzT	BB			x	x		x	x		NA					2037
	M685q	Suchraum Stadt Delitzsch: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	50HzT	ST			x	x		x	x		NA					2037
	M685s	Suchraum Gemeinden Heideland/Walpernhain/ Droyssig/Osterfeld: 380-kV-Kompensationsspule (2.) (1x 176 Mvar)	A	50HzT	SN			x	x		x	x		NA					2037
	M685t	Graustein: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	50HzT	SN			x	x		x	x		NA					2037
	M685y	Suchraum Schönwalde/Glien: 380-kV-Kompensationsspule (1x 176 Mvar)	A	50HzT	BB			x	x		x	x		NA					2033 – 2035
	M685z	Suchraum Stadtbezirk Steglitz-Zehlendorf: 380-kV-Kompensationsspule (2x 176 Mvar)	A	50HzT	BE			x	x		x	x		NA					2036
	M686	50HzT-Regelzone: 30-kV-Kompensationsspulen	A	50HzT	BB, BE, MV, SN, ST, TH			x	x		x	x		NA					2025 – 2037
	M752	Altenfeld: MSCDN (Erweiterung) + MSCDN (Errichtung, 1x)	A	50HzT	TH			x	x		x	x		NA					2028

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDP/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand		
P360	M7a	Suchraum Hamburg/Nordost: MSCDN (1x)	A	50HzT	HH			x	x		x	x		NA					2032
	M7b	Hamburg/Nord: MSCDN (1x)	A	50HzT	HH			x	x		x	x		NA					2030
	M7c	Wustermark: MSCDN (1x)	A	50HzT	BB			x	x		x	x		NA					2031
	M7d	Suchraum Gemeinden Schwanebeck/Huy: MSCDN (1x)	A	50HzT	ST			x	x		x	x		NA					2030
	M7e	Suchraum Leuna/Merseburg/Weißenfels/Braunsbedra: MSCDN (1x)	A	50HzT	SN			x	x		x	x		NA					2032
	M7f	Suchraum Grabowhöfe: MSCDN (1x)	A	50HzT	MV			x	x		x	x		NA					2037
	M7g	Parchim/Süd: MSCDN (1x)	A	50HzT	MV			x	x		x	x		NA					2037
	M7h	Suchraum Friedland: MSCDN (1x)	A	50HzT	MV			x	x		x	x		NA					2037
	M7i	Suchraum Grabowhöfe: MSCDN (1x)	A	50HzT	MV			x	x		x	x		NA					2037
	M7j	Suchraum Werneuchen: MSCDN (1x)	A	50HzT	BB			x	x		x	x		NA					2037
	M7k1	Suchraum Stadt Zerbst/Anhalt: MSCDN (1.)	A	50HzT	ST			x	x		x	x		NA					2037
	M7k2	Suchraum Stadt Zerbst/Anhalt: MSCDN (2.)	A	50HzT	ST			x	x		x	x		NA					2037
	M7l	Suchraum Einheitsgemeinde Stadt Jerichow: MSCDN (1x)	A	50HzT	ST						x	x		NA					2045
	M7m1	Suchraum Stadt Ebeleben/Gemeinden Rockstedt/Bellstedt/Abstbessingen/Stadt Großenehrich: MSCDN (1.)	A	50HzT	TH			x	x		x	x		NA					2037
	M7m2	Suchraum Stadt Ebeleben/Gemeinden Rockstedt/Bellstedt/Abstbessingen/Stadt Großenehrich: MSCDN (2.)	A	50HzT	TH			x	x		x	x		NA					2037



Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDF/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand		
P360	M7n	Suchraum Gemeinde Osterburg: MSCDN (2x)	A	50HzT	TH			x	x		x	x		NA					2037
	M7o	Weida: MSCDN (1x)	A	50HzT	ST			x	x		x	x		NA					2037
	M7p	Suchraum Gemeinde Ebenheim: MSCDN (1x)	A	50HzT	TH			x	x		x	x		NA					2030
P366	M399SA1	Suchraum Eschborn: 380-kV-AC-Schaltanlage	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2032
	M399TR1	Suchraum Eschborn: 380/110-kV-Transformator (3x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2032
	M431TR1	Großkrotzenburg: 380/110-kV-Transformator (2x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NV					2026
	M433TR1	Großkrotzenburg: 380/220-kV-Transformator (3x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NV					2026 - 2028
	M437TR1	Karben: 380/110-kV-Transformator (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2026
	M437TR2	Karben: 380/110-kV-Transformator (3x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2026
	M440SA1	Ober-Erlenbach: 380-kV-AC-Schaltanlage	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2035
	M440TR1	Ober-Erlenbach: 380/110-kV-Transformator (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2035
	M440TR2	Ober-Erlenbach: 380/110-kV-Transformator (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2037
	M736SA1	Griesheim: 380-kV-AC-Schaltanlage	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2032
M749TR2	M749TR2	Frankfurt/Nord: 220/110-kV-Transformator (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2026
	M760SA1	Maintal: 380-kV-AC-Schaltanlage	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2037
	M760TR1	Maintal: 380/110-kV-Transformator (2x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2037



Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDF/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand	
P366	M969	Großkrotzenburg – Großkrotzenburg/West	L	TTG	HE			x	x		x	x		NA, NV	Neubau in neuer Trasse	4		2037
P371	M1022	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Audorf/Süd	A	TTG	SH			x	x		x	x		NV				2037
	M1023	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Heide/West	A	TTG	SH			x	x		x	x		NV				2032
	M1024	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Süderdönn	A	TTG	SH			x	x		x	x		NV				2032
	M1025	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Brunsbüttel	A	TTG	SH			x	x		x	x		NV				2030
	M1026	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Wilster/West	A	TTG	SH			x	x		x	x		NV				2032
	M1027	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Dörpen/West	A	TTG	NI			x	x		x	x		NV				2037
	M1028	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Stade/West	A	TTG	NI			x	x		x	x		NV				2037
	M1029	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Alstedt	A	TTG	NI			x	x		x	x		NV				2037
	M1030	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Bechterdissen	A	TTG	NI			x	x		x	x		NV				2037
	M790	Erhöhung der Kurzschlussfestigkeit in Gießen/Nord	A	TTG	NI			x	x		x	x		NV				2035
P400	M590f4	Emmerthal: MSCDN (1x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA				2029
	M590g5	Dipperz: MSCDN (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA				2027
	M590g11	Pirach: MSCDN (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA				2028
	M590g12	Simbach: MSCDN (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA				2027
	M590h12	Körnbach: MSCDN (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA				2036



Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDF/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand		
P400	M590h14	Suchraum Rottenburg: MSCDN (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2037
	M590h16	Sittling: MSCDN (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2032
	M590h17	Twistetal: MSCDN (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2030
	M590h3	Suchraum Dorheim: MSCDN (1x)	A	TTG	HE						x	x		NA					2045
	M590h6	Suchraum Elm: MSCDN (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2036
	M590i1	Suchraum Markt Bibart: MSCDN (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2037
	M590i2	Suchraum Theilheim: MSCDN (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2037
	M591f26	Landesbergen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA					2026
	M591f29	Twistetal: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2032
	M591f30	Würgassen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	NW			x	x		x	x		NA					2037
	M591g11	Bechterdissen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	NW			x	x		x	x		NA					2037
	M591g12	Dollern: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA					2030
	M591g15	Helmstedt/Ost: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA					2026
	M591g26	Suchraum Ludersheim/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2030
	M591g27	Suchraum Ludersheim/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2030
	M591g28	Oberbachern: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2033



Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDP/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand		
P400	M591g36	Pleinting: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2034
	M591g37	Raitersaich/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2029
	M591h9	Suchraum Amberg: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2037
	M591h12	Bleckenstedt/Süd: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA					2026
	M591h13	Borken: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2034
	M591h14	Borken: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2034
	M591h15	Suchraum Burghausen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2033
	M591h16	Diele: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA					2030
	M591h19	Suchraum Hemmoor: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA					2037
	M591h31	Marienberg: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2031
	M591h32	Suchraum Marktleuthen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2037
	M591h33	Körnbach: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2036
	M591h41	Suchraum Petersgmünd: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2037
	M591h43	Suchraum Plattling: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2031
	M591h47	Suchraum Rottenburg: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2035
	M591h53	Suchraum Wallmersbach: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2037



Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDF/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand		
P400	M591h54	Suchraum Wallmersbach: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2037
	M591i2	Aschaffenburg: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2035
	M591i4	Großkrotzenburg/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2037
	M591i5	Großkrotzenburg/West: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2037
	M591i6	Kiel/Rönne: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	SH			x	x		x	x		NA					2032
	M591i7	Suchraum Nüttermoor: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA					2037
	M592g4	Suchraum Eschborn: STATCOM (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2032
	M592g6	Gießen/Nord: STATCOM (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2031
	M592g14	Ingolstadt: STATCOM (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2037
	M592g15	Pleinting: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2033
	M592g16	Raitersaich/West: STATCOM (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2032
	M592g17	Sittling: STATCOM (1x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA					2034
	M592g18	Stadorf/Nord: STATCOM (1x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA					2032
	M592g8	Bleckenstedt/Süd: STATCOM (1x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA					2030
	M592h10	Sandershausen: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	TTG	HE			x	x		x	x		NA					2032
	M592h15	Handewitt: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	TTG	SH			x	x		x	x		NA					2031



Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDF/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand		
P400	M592h26	Sottrum: Rotierender Phasenschieber (1x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA					2034
P402	M602	Westerkappeln – Gersteinwerk	L	AMP	NW	89		x	x		x	x		NA	Neubau in neuer Trasse	89			2034
P403	M603	Hattingen – Bezirk Ronsdorf (Wuppertal)	L	AMP	NW	64		x	x		x	x		NA, NV	Ersatzneubau		22		2034
P408	M621	Punkt Günnigfeld – Bochum	L	AMP	NW	91		x	x		x	x		NA, NV	Ersatzneubau		4		2034
	M622	Bochum – Hattingen	L	AMP	NW	91		x	x		x	x		NA, NV	Ersatzneubau		11		2037
P412	M412a3	Leupolz: MSCDN (1x)	A	AMP	BY			x	x		x	x		NA					2030
	M412b16	Opladen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	AMP	NW			x	x		x	x		NA					2030
	M412b17	Steinhagen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	AMP	NW			x	x		x	x		NA					2030
	M412b18	Steinhagen: 380-kV-Kompensationsspule (1x)	A	AMP	NW			x	x		x	x		NA					2030
	M412c9	St. Barbara: E-STATCOM (1x)	A	AMP	SL			x	x		x	x		NA					2030
P421	M702	Einführungen UW Trossingen	L	TNG	BW			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		2,8		2035
P450	M678	Putlitz/Süd – Perleberg – Stendal/West	L	50HzT	BB, ST	60		x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		98		2036
	M786	Güstrow – Siedenbrünzow – Putlitz/Süd	L	50HzT	BB, MV	60		x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		152		2037
P462	M689	Netzerweiterung Siersdorf – Zukunft/Verlautenheide – Zukunft – Verlautenheide	L	AMP	NW	75		x	x		x	x		NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		24		2034
P464	M691	Punkt Fraulautern – Saarwellingen/Saarlouis/Dillingen (Saar) – Prims	L	AMP	SL	98		x	x		x	x		NA, NV	Ersatzneubau, Zu-/Umbeseilung		8,3		2032

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDP/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand	
P470	M813	Emden/Ost – Suchraum Nüttermoor	L	TTG	NI			x	x		x	x		NA, NV	Neubau in neuer Trasse	22		2037
	M814	Suchraum Nüttermoor – Dörpen/West	L	TTG	NI			x	x		x	x		NA, NV	Neubau in neuer Trasse	44		2037
P471	M815	Großkrotzenburg/West – Ostend	L	TTG	HE			x	x		x	x		NA	Neubau in neuer Trasse	17		2037
	M816	Ostend – Griesheim	L	TTG	HE			x	x		x	x		NA	Neubau in neuer Trasse	9		2037
P472	M817a	Schwandorf – Regensburg	L	TTG	BY			x	x		x	x		NV	Zu-/Umbeseilung			36 2030
	M817b	Schwandorf – Wenzenbach	L	TTG	BY			x	x		x	x		NV	Zu-/Umbeseilung			27 2037
P473	M818	Schwandorf – Suchraum Rettenbach	L	TTG	BY			x	x		x	x		NA, NV	Ersatzneubau			39 2037
	M819	Suchraum Rettenbach – Suchraum Sand – Suchraum Plattling	L	TTG	BY			x	x		x	x		NA, NV	Ersatzneubau			50 2037
	M820	Suchraum Plattling – Pleinting	L	TTG	BY			x	x		x	x		NA, NV	Ersatzneubau			24 2037
P474	M822	Suchraum Burghausen – Suchraum Simbach	L	TTG	BY			x	x		x	x		NA	Neubau in neuer Trasse	23		2033
P475	M823	Griesheim – Schwanheim	L	TTG	HE			x	x		x	x		NA	Neubau in neuer Trasse	8		2032
P477	M812	Landesbergen – Ohlensehlen	L	TTG	NI			x	x		x	x		NV	Zu-/Umbeseilung			17 2037
P478	M829a	Stegau – Punkt Hetlingen	L	TTG	SH			x	x		x	x		NA, NV	Parallelneubau			69 2041
	M829b	Punkt Hetlingen – Punkt Lühesand – Stade/West (Elbekreuzung)	L	TTG	NI, SH			x	x		x	x		NV	Parallelneubau	16		2041
	M829c	Stade/West – Suchraum Hemmoor – Alfstadt	L	TTG	NI			x	x		x	x		NA, NV	Neubau in neuer Trasse	51		2037
P481	M830	Großkrotzenburg/West – Suchraum Markt Triefenstein	L	TTG	BY, HE			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau			76 2037

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TyNDF/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand	
P481	M831	Suchraum Markt Tiefenstein – Suchraum Wallmersbach – Raitersaich/West	L	TTG	BY			x	x		x	x		NA, NV	Ersatzneubau		115	2037
P482	M832	Suchraum Ludersheim/West – Suchraum Amberg – Schwandorf	L	TTG	BY						x	x		NA, NV	Ersatzneubau		63	2045
P483	M833	Suchraum Nüttermoor: Querregeltransformator (4x)	A	TTG	NI						x	x		NA				2045
P484	M834	Suchraum Gambach: Querregeltransformator (4x)	A	TTG	BY			x	x		x	x		NA				2037
P485	M485a	Eula – Weida – Suchraum Herlasgrün	L	50HzT	SN, TH			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		103	2037
	M835	Suchraum Marktleuthen – Suchraum Hof – Suchraum Herlasgrün	L	50HzT, TTG	BY, SN			x	x		x	x		NA	Neubau in neuer Trasse	70		2037
P486	M836	Großkrotzenburg/West – Frankfurt/Nord	L	TTG	HE			x	x		x	x		NA, NV	Ersatzneubau		22	2037
	M837	Suchraum Frankfurt/Nord – Suchraum Bommersheim	L	TTG	HE			x	x		x	x		NA, NV	Neubau in neuer Trasse	13		2037
P488	M841	Oberbachern – Neufinsing	L	TTG	BY			x	x		x	x		NO	Zu-/Umbeseilung		39	2037
	M842	Ottenhofen – Neufinsing	L	TTG	BY			x	x		x	x		NO	Zu-/Umbeseilung		6	2037
	M843	Neufinsing – Marienberg	L	TTG	BY			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		52	2037
P489	M810	Inhausen/neu – Sengwarden	L	TTG	NI			x	x		x	x		NA, NV	Neubau in neuer Trasse	2		2033
	M811	Maade/neu – Sengwarden	L	TTG	NI			x	x		x	x		NV	Ersatzneubau		6	2032
P490	M840	Suchraum Petersgmünd – Suchraum Weißenburg – Suchraum Nördlingen – Suchraum Rotensohl	L	TTG, TNG	BW, BY			x	x		x	x		NA	Neubau in neuer Trasse	93		2037
P491	M902	Emden/Ost – Suchraum Emden/West (Rysum)	L	TTG	NI			x	x		x	x		NA	Neubau in neuer Trasse	20		2034

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDP/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand		
P500	M737	Aschaffenburg – Urberach	L	AMP, TTG	BY, HE	96		x	x		x	x		NA	Neubau in neuer Trasse	29,5		2035	
P501	M740	Ersatzneubau und Umbesiegelung im Bereich der bestehenden Trasse Gersteinwerk – Lippe – Mengede	L	AMP	NW	90		x	x		x	x		NA, NV	Zu-/Umbesiegelung, Ersatzneubau		64	2037	
P502	M741	Driesenbusch – Beeck	L	AMP	NW	92		x	x		x	x		NA, NV	Ersatzneubau		8,5	2030	
P503	M742	Niederrhein – Driesenbusch	L	AMP	NW			x	x		x	x		NA, NV	Zu-/Umbesiegelung, Neubau in neuer Trasse		2	26,6	2037
P504	M743	Sechtem – Ließem – Weissenthurm	L	AMP	NW, RP	94		x	x		x	x		NV	Zu-/Umbesiegelung		70	2030	
P509	M784	Limburg – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn – Kriftel	L	AMP	HE			x	x		x	x		NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Zu-/Umbesiegelung	56,5	9,5	2037	
P528	M750	Netzverstärkung Lauchstädt – Suchraum Leuna – Pulgar	L	50HzT	SN, ST	93		x	x		x	x		NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau		9	50	2033
P532	M536SA	Streumen: 380-kV-AC-Schaltanlage [Ersatzneubau]	A	50HzT	SN			x	x		x	x		NV					2032
P540	M1000	Vieselbach – Altenfeld – Suchraum Schalkau – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77)	L	50HzT	TH						x	x		NV	Parallelneubau, Zu-/Umbesiegelung			83	2045
P540	M1001	Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Suchraum Münerstadt – Suchraum Eltingshausen – Grafenrheinfeld	L	TTG	BY						x	x		NA, NV	Neubau in neuer Trasse	117		2045	
P551	M844	Netzverstärkung Wahle – Klein Ilsede – Mehrum/Nord – Algermissen – Emmerthal	L	TTG	NI			x	x		x	x		NV	Zu-/Umbesiegelung			89	2035
P552	M845	Diele: Querregeltransformator (2x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA, NV					2032
P553	M1002	Liedingen: Querregeltransformator (4x)	A	TTG	NI			x	x		x	x		NA					2037
P554	M1003	Suchraum Bargum – Suchraum Tarp	L	TTG	SH			x	x		x	x		NA	Neubau in neuer Trasse	40		2037	
P555	M1004	Hardebek – Steinburg	L	TTG	SH			x	x		x	x		NA	Neubau in neuer Trasse	39		2037	

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDF/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand		
P557	M1006	Suchraum Emden/West (Rysum) – Suchraum Esens	L	TTG	NI							x			NA	Neubau in neuer Trasse	63		2042
	M1007	Suchraum Esens – Inhausen/neu	L	TTG	NI							x			NA	Neubau in neuer Trasse	39		2042
P601	M903	Niederstedem – Bundesgrenze (LU)	L	AMP	RP		x	x	x		x	x			NA, NV	Ersatzneubau		22	2037
P602	M904	Netzverstärkung Bollenacker (Olefins) – Punkt Brühl	L	AMP	NW			x	x		x	x			NA, NV	Ersatzneubau		4	2035
P605	M907	Niederstedem – Aach	L	AMP	RP						x				NV	Zu-/Umbeseilung		15,5	2037
	M908	Aach – Ensdorf	L	AMP	RP, SL						x				NA	Neubau in neuer Trasse	80		2037
P606	M909	Oberottmarshausen – Buchloe/Waal	L	AMP	BY			x	x		x	x			NA, NV	Zu-/Umbeseilung		26	2035
P607	M910	Dellmensingen – Vöhringen	L	AMP	BW, BY					x	x				NV	Zu-/Umbeseilung		17	2037
P608	M911	Leistungsflusssteuerung im Suchraum Wiehl	A	AMP	NW			x	x		x	x			NA				2037
P611	M923	Netzverstärkung Mengede – Emscherbruch	L	AMP	NW						x				NV	Zu-/Umbeseilung		15	2035
P613	M970	Umbeseilung Polsum – Niederrhein	L	AMP	NW			x	x		x	x			NV	Zu-/Umbeseilung		28	2035
P614	M989	Umbeseilung Niederrhein – Zensenbusch – Walsum	L	AMP	NW			x	x		x	x			NV	Zu-/Umbeseilung		19	2035
P615	M990	Umbeseilung Weißenthurm – Punkt Metternich	L	AMP	RP			x	x		x	x			NA, NV	Zu-/Umbeseilung		9	2032
P625	M625	Streumen – Suchraum Flugplatz Großenhain – Suchraum Dresdner Norden – Schmölln	L	50HzT	SN			x	x		x	x			NA	Neubau in neuer Trasse	92		2035
P628	M628a	Lubmin – Iven/West – Altentreptow/Nord – Altentreptow/Süd – Gransee – Malchow	L	50HzT	BB, BE, MV			x	x		x	x			NV	Ersatzneubau		192,4	2037

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDP/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand		
P631	M631a	Marke – Suchraum Hohenthurm	L	50HzT	ST						x	x			NA, NV	Ersatzneubau		28	2045
	M631b	Suchraum Hohenthurm – Lauchstädt	L	50HzT	ST							x			NA, NV	Ersatzneubau		23	2045
P634	M634a	Klostermansfeld – Querfurt (System 3 und 4)	L	50HzT	ST			x	x		x	x			NV	Parallelneubau		22	2037
P635	M635a	Suchraum Grabowhöfe – Suchraum Kyritz – Suchraum Jerichow – Suchraum Zerbst – Marke	L	50HzT	BB, MV, ST						x	x			NA	Neubau in neuer Trasse	280		2045
P636	M636a	Suchraum Delitzsch – Suchraum Taucha – Eula	L	50HzT	SN					x	x			NA, NV	Neubau in neuer Trasse, Ersatzneubau	29,9	27,8	2045	
P637	M637a	Leistungsflusssteuerung Iven/West	A	50HzT	MV			x	x		x	x			NA				2032
P639	M639a	Leistungsflusssteuerung Eisenach	A	50HzT	TH			x	x		x	x			NA				2033
P650	M650a	Suchraum Salzwedel – Suchraum Osterburg	L	50HzT	ST			x	x		x	x			NA	Neubau in neuer Trasse	52		2037
P651	M651a	Gransee: Leistungsflusssteuerung	A	50HzT	BB					x	x			NA					2045
P652	M652a	Lubmin – Suchraum Kemnitz – Siedenbrünzow	L	50HzT	MV					x	x			NV	Ersatzneubau			60	2045
P654	M654a	Bertikow – Vierraden	L	50HzT	BB			x	x		x	x			NO				2037
P655	M655a	Thyrow – Suchraum Großbeeren (3. und 4. System)	L	50HzT	BB			x	x		x	x			NV	Parallelneubau		18	2035
P656	M656a	Suchraum Ludwigslust – Suchraum Brunow	L	50HzT	MV			x	x		x	x			NA	Neubau in neuer Trasse	30		2037
P675	M854	Suchraum Markt Triefenstein – Höpfingen	L	TTG, TNG	BW, BY			x	x		x	x			NA	Neubau in neuer Trasse	33		2037
	M855	Höpfingen – Hüffenhardt – Großgartach	L	TNG	BW			x	x		x	x			NV	Parallelneubau		64	2037

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BPP 2022	TYNDP/PCI	Szenario						NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	
								A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045			Ausbau	Bestand		
P676	M858	Großgartach – Hoheneck – Suchraum Hochberg – Punkt Rommelsbach	L	AMP, TNG	BW						x				NV	Ersatzneubau		72	2037
	M859	Punkt Rommelsbach – Suchraum LK Esslingen/Reutlingen	L	TNG	BW						x				NA, NV	Zu-/Umbeseilung		2,3	2037
P677	M861	Neurott – Hüffenhardt (Ad-hoc)	L	TNG	BW			x	x		x	x			NV	Zu-/Umbeseilung		39,3	2030
P680	M917	Leistungsflussteuerung Höpfingen	A	TNG	BW			x	x		x	x			NA				2030
P681	M919	Leistungsflussteuerung Rotensohl	A	TNG	BW			x	x		x	x			NA				2036
P701	M1101	Netzausbau Arpe – Punkt Limburg	L	AMP	HE, NW			x	x						NA	Neubau in neuer Trasse	120		2037
	M1101SA	Doppeleinschleifung Arpe	A	AMP	NW			x	x		x	x			NA	Neubau in neuer Trasse	2		2037
P702	M1102	Zubeseilung Kriftel – Bischofsheim	L	AMP	HE			x	x		x	x			NA, NV	Zu-/Umbeseilung		18,8	2037
P703	M1103	Leistungsflussteuerung in der Pfalz	A	AMP	RP			x	x		x	x			NA				2037
P704	M1104	Netzausbau Wengerohr – Bekond	L	AMP	RP						x	x			NA	Neubau in neuer Trasse	21		2045
P705	M1105	Netzausbau Meckenheim – Dahlem/Wallenthal	L	AMP	NW						x	x			NA	Neubau in neuer Trasse	36		2045
P706	M1106	Netzausbau Schafberg – Kusenhorst	L	AMP	NW						x				NA	Neubau in neuer Trasse	120		2045
P707	M1107	Netzausbau Müschede/ Wennigloh – Seckel	L	AMP	NW						x	x			NA	Neubau in neuer Trasse	45		2045
P709	M1109	Netzausbau und -verstärkung Kusenhorst – Eiberg – Selbeck	L	AMP	NW						x	x			NA, NV	Zu-/Umbeseilung, Ersatzneubau		70	2045
P710	M1110	Netzverstärkung Buchloe/Waal – Bidingen/ Bernbach – Leupolz	L	AMP	BY							x			NA, NV	Zu-/Umbeseilung		54,7	2045
P711	M1111a	Netzverstärkung Oberzier – Wallenthal	L	AMP	NW			x			x				NV	Zu-/Umbeseilung		37	2037

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	Bundesländer	Nr. BBP 2022	TYNDF/PCI	Szenario			NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme
								A 2037	B 2037	C 2037					
								A 2045	B 2045	C 2045					
P711	M1111b	Netzverstärkung Wallenthal – Dahlem	L	AMP	NW			x		x	NV	Zu-/Umbeseilung		23	2037
	M1111c	Netzverstärkung Dahlem – Niederstedem	L	AMP	NW, RP					x	NV	Zu-/Umbeseilung		58	2037
P712	M1112	Netzverstärkung Uchtersfangen – Mittelbexbach	L	AMP	SL				x		NV	Zu-/Umbeseilung		20	2045
P713	M1113	Netzausbau Meitingen – Suchraum Nordheim/Auchsheim/Asbach-Bäumenheim/Mertingen	L	AMP	BY			x	x	x	NA	Neubau in neuer Trasse	24		2037
P714	M1114a	Netzverstärkung Kriftel – Marxheim	L	AMP	HE					x	NV	Zu-/Umbeseilung		13	2045
	M1114b	Netzverstärkung Marxheim – Punkt Rüsselsheim – Bischofsheim	L	AMP	HE					x	NV	Zu-/Umbeseilung		12	2045
	M1114c	Netzverstärkung Bischofsheim – Rüsselsheim – Schwanheim	L	AMP	HE					x	NV	Zu-/Umbeseilung		22,4	2045
	M1114d	Netzverstärkung Bischofsheim – Pfungstadt – Ried	L	AMP	HE					x	NV	Zu-/Umbeseilung		67,6	2045
	M1114e	Netzverstärkung Pfungstadt – Urberach	L	AMP	HE					x	NV	Zu-/Umbeseilung		34,4	2045

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 40: Interkonnektoren im Zubaunetz NEP 2037/2045 (2025)

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Leitung/Anlage	ÜNB	teilnehmende europäische Länder	Bundesländer	NOVA-Kategorie	NOVA-Typ	TYNDP/PCI	EnLAG/BBP	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme
											Ausbau	Bestand	
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)	L	AMP	AT	BY	NA, NV	Zu-/Umbeseilung	x			110	2031
P221	M460a	DC-Verbindung Hansa PowerBridge 1	L	50HzT	SE	AWZ/Küstenmeer Ostsee, MV	NA	Neubau in neuer Trasse, Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	x	BBP Nr. 69	173,5		2037
	M461a	DC-Verbindung Hansa PowerBridge 2	L	50HzT	SE	AWZ/Küstenmeer Ostsee, MV	NA	Neubau in neuer Trasse (ohne MR), Neubau in neuer Trasse	x	BBP Nr. 83	138,5		2045
P313	M488	Raum Dahlem – Bundesgrenze (BE)	L	AMP	BE	NW	NA	Neubau in neuer Trasse (ohne MR)	x	BBP Nr. 95	20		2038
P328	M534	Fedderwarden – Großbritannien	L	TTG	UK	NI	NA	Neubau in neuer Trasse (mit MR)	x	BBP Nr. 70	200		2028
P329	M533	Niederlangen – Großbritannien	L	TTG	UK	NI	NA	Neubau in neuer Trasse (mit MR)	x		200		2032
P640	M901a	BEI: HGÜ-Verbindung von Bornholm nach Mecklenburg-Vorpommern	L	50HzT	DK	AWZ/Küstenmeer Ostsee, MV	NA	Neubau in neuer Trasse (mit MR)	x		193		2034
	M901b	BEI: BEI grid infrastructure on Bornholm	A	50HzT	DK	MV	NA		x				2034
P642	M642	HGÜ-Verbindung Baltic WindConnector	L	50HzT	EE	MV	NA	Neubau in neuer Trasse (mit MR)	x		600		2037
P678	M862	Jettingen – Mettlen (CH)	L	TNG	CH	BW	NA	Neubau in neuer Trasse (mit MR)	x		114		2037
	M862_b	Jettingen – Mettlen (CH) (Erweiterung um 1 GW)	L	TNG	CH	BW	NA	Neubau in neuer Trasse (mit MR)			114		2037
P700	M700a	UK-DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I	L	TTG	UK	AWZ/Küstenmeer Nordsee	NA	Neubau Verbindung zwischen Konverter (mit MR)	x		900		2033
	M700b	UK-DE Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II	A	TTG	UK	SH	NA		x				2035
P715	M1115	Lippe – AWZ Dänemark	L	AMP	DK	AWZ/Küstenmeer Nordsee, NI, NW, SH	NA, NV	Neubau in neuer Trasse (mit MR), Leerrohrnutzung (mit MR)			240	470	2039 – 2040



8.3 Maßnahmen Offshore-Netz

In der Tabelle 42 werden alle Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) des Offshore-Zubaunetzes und deren Bedarf in den jeweiligen Szenarien dargestellt. 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 41.

Tabelle 41: Übersicht Offshore-Startnetz NEP 2037/2045 (2025)

Projekt	Projektname	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Bundesland	Trassenlänge in km	Übertragungsleistung in MW	anvisierte Inbetriebnahme
OST-1-4	AC-ONAS OST-1-4 (Ostwind 3)	Stilow (50Hertz)	MV	105	300	2026
OST-2-4	DC-ONAS OST-2-4 (Ostwind 4)	Stilow (50Hertz)	MV	110	1.000*	2031
NOR-1-1	DC-ONAS NOR-1-1 (DolWin5)	Emden/Ost (TenneT Germany)	NI	130	900	2025
NOR-3-2	DC-ONAS NOR-3-2 (DolWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	NI	213	900	2028
NOR-6-3	DC-ONAS NOR-6-3 (BorWin4)	Hanekenfähr (Amprion)	NI	278	900	2028
NOR-7-1	DC-ONAS NOR-7-1 (BorWin5)	Garrel/Ost (TenneT Germany)	NI	225	900	2025
NOR-7-2	DC-ONAS NOR-7-2 (BorWin6)	Büttel (TenneT Germany)	SH	233	980	2027
NOR-9-1	DC-ONAS NOR-9-1 (BalWin1)	Wehendorf (Amprion)	NI	363	2.000	2030
NOR-9-2	DC-ONAS NOR-9-2 (BalWin3)	Sengwarden (TenneT Germany)	NI	242	2.000	2031
NOR-9-3	DC-ONAS NOR-9-3 (BalWin4)	Unterweser (TenneT Germany)	NI	275	2.000	2029
NOR-9-4	DC-ONAS NOR-9-4 (BalWin5)	Suchraum Werderland (TenneT Germany)	NI	321	2.000**	2032
NOR-10-1	DC-ONAS NOR-10-1 (BalWin2)	Westerkappeln (Amprion)	NI, NW	371	2.000	2031
NOR-11-1	DC-ONAS NOR-11-1 (LanWin3)	Hochwörden (50Hertz)	SH	236	2.000	2032
NOR-11-2	DC-ONAS NOR-11-2 (LanWin4)	Sengwarden (TenneT Germany)	NI	238	2.000	2031
NOR-12-1	DC-ONAS NOR-12-1 (LanWin1)	Unterweser (TenneT Germany)	NI	288	2.000	2030
NOR-12-2	DC-ONAS NOR-12-2 (LanWin2)	Hochwörden (TenneT Germany)	SH	274	2.000	2030
NOR-13-1	DC-ONAS NOR-13-1 (LanWin5)	Großenmeer (TenneT Germany)	NI	308	2.000	2031

Hinweis: Die Anschlüsse der OWP NC 1 auf Fläche N-3.7 und NC 2 auf Fläche N-3.8 bei dem ONAS NOR-3-3 (DolWin6) werden 2026 fertiggestellt und haben insgesamt eine zugewiesene Leistung von 658 MW.

* Beim ONAS OST-2-4 wird eine Übertragungsleistung von 1 GW berücksichtigt, obwohl das ONAS eine technische Übertragungsleistung von 2 GW hat. Das weitere 1 GW wird als Maßnahme OST-2-4 Plus im Projekt geführt.

** Für die anzubindenden Flächen N-9.4 und N-9.5 soll die tatsächlich installierte Leistung 20 % über die zugewiesene Übertragungsleistung hinausgehen.

Tabelle 42: Übersicht Offshore-Zubaunetz NEP 2037/2045 (2025)

Projekt	M-Nr.	Maßnahmenname	Netzverknüpfungspunkt (ÜNB)	Trassenlänge in km [ca.] [*]	Übertragungsleistung in MW für A und B	Geplante Inbetriebnahme je Szenario			
						A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
OST-x-1	M274	AC-Verbindung OST-x-1	Suchraum Gnewitz (50Hertz)	0	250	-	-	2039	2039
OST-x-2	M275	AC-Verbindung OST-x-2	Suchraum Gnewitz (50Hertz)	0	250	-	-	2039	2039
OST-x-3	M276	AC-Verbindung OST-x-3	Suchraum Kemnitz (50Hertz)	0	250	-	-	2040	2040
OST-x-4	M277	AC-Verbindung OST-x-4	Suchraum Kemnitz (50Hertz)	0	250	-	-	2040	2040
NOR-6-4	M256	HGÜ-Verbindung NOR-6-4 (BorWin7)	Kusenhorst (Amprion)	454	2.000	2034	2034	2034	2034
NOR-12-3	M262	HGÜ-Verbindung NOR-12-2 (LanWin6)	Suchraum Pöschendorf (50Hertz)	308	2.000	2034	2034	2034	2034
NOR-12-4	M264	HGÜ-Verbindung NOR-12-4 (LanWin7)	Suchraum Pöschendorf (TenneT Germany)	342	2.000	2034	2034	2034	2034
NOR-14-2	M246	HGÜ-Verbindung NOR-14-2	Rommerskirchen (Amprion)	633	2.000	2036	2036	2036	2036
NOR-16-1	M266	HGÜ-Verbindung NOR-16-1	Hardebek (TenneT Germany)	365	2.000	2036	2036	2036	2036
NOR-16-2	M265	HGÜ-Verbindung NOR-16-2	Suchraum BBS (50Hertz)	438	2.000	2037	2037	2037	2037
NOR-14-1	M250	HGÜ-Verbindung NOR-14-1	Großenmeer (TenneT Germany)	310	2.000	-	2037	2038	2037
NOR-16-3	M260	HGÜ-Verbindung NOR-16-3	Rommerskirchen (Amprion)	644	2.000	-	2037	2038	2037
NOR-16-4	M257	HGÜ-Verbindung NOR-16-4	Krifte (Amprion)	790	2.000	-	-	2039	2038
NOR-17-1	M258	HGÜ-Verbindung NOR-17-1	Suchraum Ried (Amprion)	867	2.000	-	-	2040	2039
NOR-17-2	M267	HGÜ-Verbindung NOR-17-2	Suchraum Nüttermoor (TenneT Germany)	367	2.000	-	-	2040	2039
NOR-13-2	M268	HGÜ-Verbindung NOR-13-2 (LanWin8)	Suchraum BBS (50Hertz)	428	2.000	-	-	2041	2040
NOR-5-2	M254	HGÜ-Verbindung NOR-5-2	Niederrhein (Amprion)	508	2.000	-	-	2042	2041
NOR-19-1	M271	HGÜ-Verbindung NOR-19-1	Suchraum Esens (TenneT Germany)	379	2.000	-	-	-	2042
NOR-19-2	M247	HGÜ-Verbindung NOR-19-2	Suchraum Esens (Amprion)	395	2.000	-	-	-	2043
NOR-5-3	M261	HGÜ-Verbindung NOR-5-3	Sechtem (Amprion)	647	2.000	-	-	-	2044

* Die OWP-Flächen für die ONAS OST-x-1 bis OST-x-4 in den 2045er-Szenarien stehen noch nicht fest und werden daher mit 0 km angenommen.

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen und Marktmodellierung
- 3 Marktsimulationsergebnisse
- 4 Technologie und Innovationen
- 5 Offshore-Netz
- 6 Onshore-Netz
- 7 Interkonnektoren
- 8 Maßnahmenübersicht
- 9 Konsultation**
- 10 Zusammenfassung



9 Konsultation

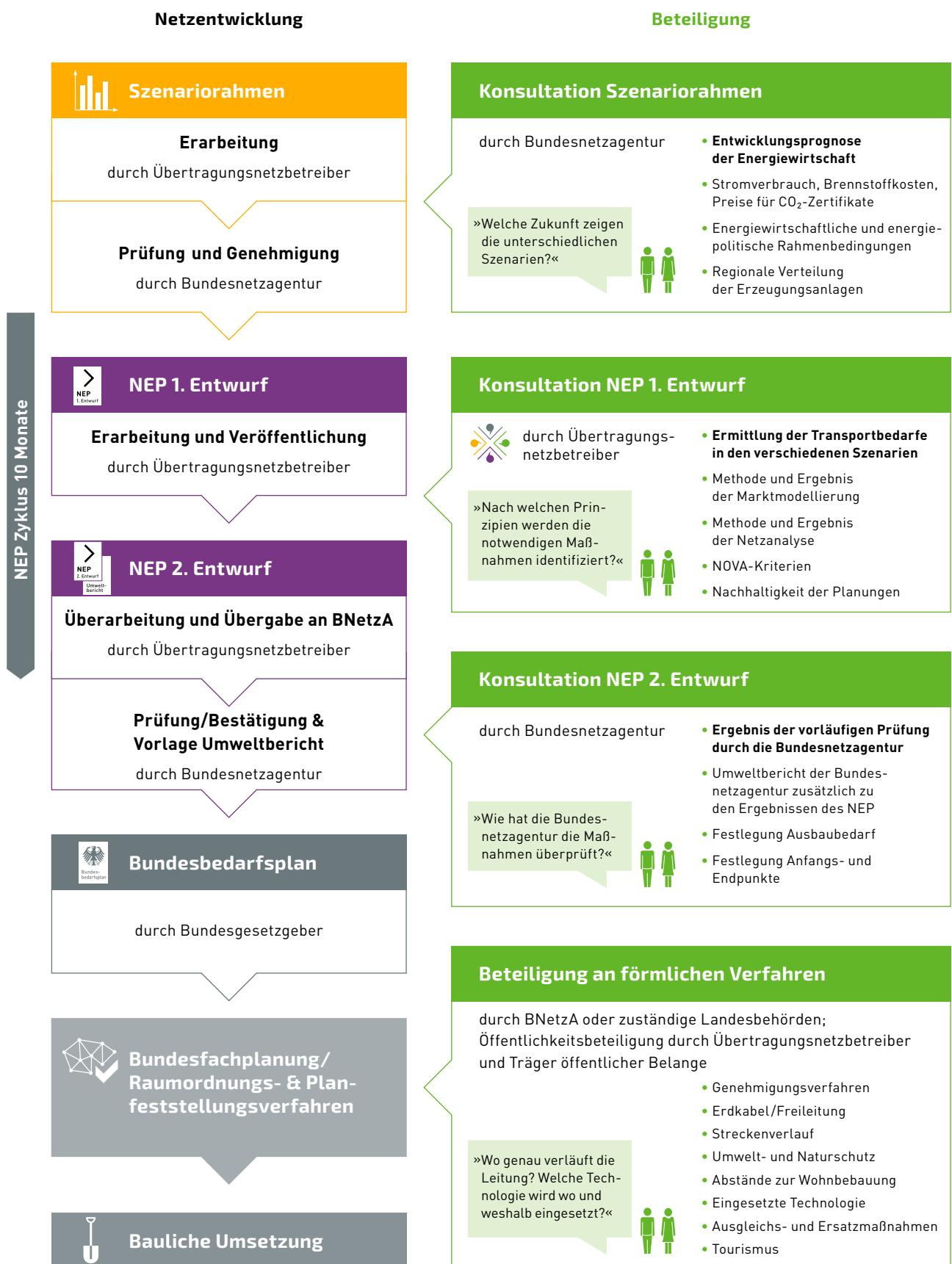
Die ÜNB erläutern der Öffentlichkeit mit dem vorliegenden Entwurf zum NEP 2037/2045 (2025) die gewählten Verfahren und genutzten Daten sowie die daraus abgeleiteten Projekte und Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau des Stromübertragungsnetzes. Der vorliegende NEP 2037/2045 (2025) bildet dabei verschiedene Möglichkeiten zur Netzentwicklung ab und stellt Lösungen für unterschiedliche Szenarien dar. Dabei werden die klima- und energiepolitischen Ziele berücksichtigt (vgl. § 12a Abs. 1 EnWG) und die geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten dargestellt. Der vorliegende Entwurf des NEP entspricht den Anforderungen des von der BNetzA genehmigten Szenario-rahmens zum NEP 2037/2045 (2025).

Die Konsultation nach § 12b Abs. 3 des EnWG ist ein wichtiges Instrument, um eine aktive gesellschaftliche Beteiligung zu ermöglichen. Um den zur Konsultation vorliegenden NEP inhaltlich nicht zu überfrachten und die Lesbarkeit zu verbessern, werden ergänzende Informationen zur vertieften inhaltlichen Auseinandersetzung auf der Internetseite www.netzentwicklungsplan.de bereitgestellt. Die Steckbriefe wurden im Zuge der Einführung der neuen digitalen Projekt-bibliothek unter www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek ebenfalls auf die Website ausgelagert, bleiben jedoch weiterhin ein integraler Bestandteil des NEP.

Die Konsultation des NEP 2037/2045 (2025) durch die ÜNB findet vom 10.12.2025 bis zum 14.01.2026 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 Szenario-rahmen und der nachfolgenden Konsultation des zweiten NEP-Entwurfs 2037/2045 (2025) durch die BNetzA fließt 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 81: Beteiligung an der Planung des Übertragungsnetzes



Wie funktioniert die Teilnahme an der Konsultation?

Sie können vom 10.12.2025 bis zum 14.01.2026 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 Szeniorahmen über den Netzentwicklungsplan bis hin zum konkreten Projekt eingebracht werden können.

Weiterführende Dokumente und Links

- › Gemeinsame Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: <https://www.netzentwicklungsplan.de>
- › Digitale Projektbibliothek der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: <https://www.netzentwicklungsplan.de/projektbibliothek>

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen und
Marktmodellierung
- 3 Marktsimulationsergebnisse
- 4 Technologie und Innovationen
- 5 Offshore-Netz
- 6 Onshore-Netz
- 7 Interkonnektoren
- 8 Maßnahmenübersicht
- 9 Konsultation
- 10 Zusammenfassung



10 Zusammenfassung

Die vier deutschen ÜNB mit Regelzonenverantwortung planen, bauen und betreiben Stromnetze auf der Höchstspannungsebene sowie die dafür erforderliche Infrastruktur. Dazu gehören neben Stromleitungen an Land und auf dem Meeresgrund auch Umspannwerke, Schaltanlagen sowie innovative Anlagentypen, die bei einem weiteren Ausbau volatiler Erzeugung durch Windkraft und Photovoltaik erforderlich sind. Der Netzentwicklungsplan Strom ist das zentrale Planungsinstrument, den zukünftigen Transportbedarf zu bewerten und die geeigneten Infrastrukturmaßnahmen zur Erfüllung dieser Anforderungen vorzuschlagen.

Erstmals haben die ÜNB im NEP 2037/2045 (2023) das Zieljahr 2045 für das Erreichen der Klimaneutralität in Deutschland in den Fokus gerückt. Dabei wurden die Anforderungen an ein sogenanntes Klimaneutralitätsnetz anhand von drei Szenarien für die jeweiligen Zielhorizonte 2037 und 2045 dargestellt und mit konkreten Maßnahmen unterlegt. Die ÜNB haben sich im Rahmen der Szenarienentwicklung intensiv mit den Betreibern der Gasnetzinfrastruktur ausgetauscht und darüber hinaus umfassende Daten zum zukünftigen Energiebedarf potenzieller Großverbraucher erhoben.

Der vorliegende erste Entwurf zum NEP 2037/2035 (2025) baut auf dieser Betrachtung auf. Er basiert auf dem von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen und berücksichtigt vor dem Hintergrund der wirtschaftlichen, technischen und nicht zuletzt (geo)politischen Entwicklungen den Netzausbaubedarf für die kommenden Jahre und Jahrzehnte. Dieser wurde neu berechnet, analysiert und bewertet.

Annahmen zu Stromverbrauch und Ausbau erneuerbarer Energien nach unten korrigiert

In diesem NEP werden drei Szenariopfade untersucht, mit denen Klimaneutralität bis 2045 erreichbar ist. Dabei werden jeweils die Szenarien A, B und C für das Zieljahr 2037 und 2045 betrachtet. Der jetzt vorgelegte erste Entwurf enthält die Szenarien A und B für beide Jahre, der zweiten Entwurf wird auch die C-Szenarien beinhalten. Die Spannbreite der Szenarien wurde im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) deutlich erweitert. Diese Veränderung hin zu einer vielfältigeren Szenarienbandbreite wurde unter anderem vorgenommen, weil die reale Entwicklung beim aktuellen Stromverbrauch von zurückliegenden Prognosen deutlich abweicht und sich daraus langfristige Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf und die Gesamtstruktur der Stromversorgung ergeben können. Dies betrifft die Entwicklungen des industriellen Stromverbrauchs, der hinter den politischen Zielen und Erwartungen zurückbleibende Hochlauf der Elektromobilität sowie der Elektrifizierung der WärmeverSORGUNG durch Wärmepumpen.

Erstmals werden die ÜNB ein zusätzliches Szenario für das Jahr 2037 ausweisen, das Szenario A 2037+. Es wird nach dem zweiten Entwurf des NEP als Sonderveröffentlichung voraussichtlich im April 2026 kommuniziert. Das ergänzende Szenario berücksichtigt eine um 14 GW höhere installierte Leistung im Bereich Onshore-Wind im Vergleich zum Szenario A 2037. Insgesamt berechnet der NEP 2037/2045 (2025) somit in sieben unterschiedlichen Szenarien die notwendigen Netzentwicklungen. Zur Erhöhung der Planungssicherheit befindet sich darüber hinaus ein Trendszenario 2032 in der Bearbeitung. Es dient unter anderem der Ermittlung des Bedarfs an Blindleistungskompensationsanlagen zur Spannungshaltung und bildet die Grundlage für den Systemstabilitätsbericht 2027. Dieses Trendszenario wird im zweiten Entwurf des NEP dargestellt.

Die drei aktuell gewählten Szenariopfade unterscheiden sich vor allem im Grad der Elektrifizierung, dem damit verbundenen Stromverbrauch, der Rolle von Wasserstoff sowie dem Ausbau erneuerbarer Energien. Szenario A beschreibt eine geringe Elektrifizierung, einen hohen Wasserstoffimport und verzögerte Ausbaupfade für erneuerbare Energien. Szenario B folgt den gesetzlichen Ausbaupfaden für erneuerbare Energien und orientiert sich dabei eng an der Systementwicklungsstrategie. Szenario C hingegen stellt einen hohen Stromverbrauch sowie umfangreiche Kapazitäten zur Stromerzeugung als Grundlage dar.

Durch die erwartete Zunahme der Elektrifizierung steigt der Bruttostromverbrauch (2024: 518 TWh/Jahr)¹⁵ im Zieljahr 2037 auf 845 bis 1.065 TWh/Jahr und im Zieljahr 2045 auf 948 bis 1.275 TWh/Jahr. Im Vergleich zum NEP 2037/2045 aus dem Jahr 2023 zeigen alle Szenarien eine nach unten korrigierte Prognose. Diese Korrektur ist insbesondere in den A-Szenarien stark ausgeprägt und beträgt etwa 50 TWh/Jahr im Jahr 2037 sowie rund 120 TWh/Jahr im Jahr 2045.

Um den steigenden Strombedarf zu decken, wird die installierte Leistung von Anlagen zur solaren Stromerzeugung und zur Stromerzeugung aus Windkraftanlagen deutlich ausgebaut. Im Vergleich zum heutigen Ausbaustand wird eine Verdreifachung bis Vervierfachung der installierten Leistung erwartet (s. Tabelle 43). Demgegenüber sind an der Erzeugungsleistung von Laufwasser- und Speicherwasserkraftwerken nur wenig Veränderung zu erwarten. Bei Biomassenanlagen wird mit einem Rückgang der Erzeugungsleistung gerechnet. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch wird in beiden Zieljahren auf über 90 % ansteigen. Deutschland bleibt in allen Szenarien Nettostromimporteur mit steigenden Nettoimporten, unterstützt durch wachsende Nachfrage, hohe Kosten der Stromerzeugung aus Wasserstoffkraftwerken und zunehmende Offshore-Windeinspeisung im europäischen Ausland.

Tabelle 43: Installierte Leistung erneuerbarer Energien im Vergleich

Installierte Leistung in GW	Bestand (Referenzjahr 2024)	Zieljahr 2037 (NEP 2037/2045 (2023))	Zieljahr 2037 (NEP 2037/2045 (2025))	Zieljahr 2045 (NEP 2037/2045 (2023))	Zieljahr 2045 (NEP 2037/2045 (2025))
Photovoltaik	99,3	345,4	270,0–379,9	400,0–445,0	315,0–440,0
Offshore-Windenergie	9,2	50,5–58,5	54,7	70,0	59,2–70,2
Onshore-Windenergie	63,5	158,2–161,6	126,4–158,0	160,0–180,0	143,3–175,8
Gesamt	173,0	554,1–565,5	446,6–593,9	630,0–695,0	518,5–686,0

Quelle: BDEW, Übertragungsnetzbetreiber

Zur Bestimmung der zukünftigen regionalen Verteilung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien werden aktuelle Planungsdaten sowie Kenntnisse zu Potenzialflächen verwendet. Im Bereich der Onshore-Windenergie wird auch in Zukunft ein Großteil der Erzeugungsleistung im Norden Deutschlands angesiedelt sein, wobei auch in den südlichen Regionen ein starker Ausbau erwartet wird. Bei der Photovoltaik zeichnet sich eine regionale Zweiteilung ab: Während in West- und Süddeutschland sowie in Ballungsräumen vor allem die Aufdach-Photovoltaik verstärkt ausgebaut wird, dominieren im Norden, in den östlichen Bundesländern sowie in Bayern Freiflächenanlagen. Insbesondere die hohe Einspeisung von Windenergie sowohl Onshore als auch Offshore im Norden Deutschlands bestimmt weiterhin den innerdeutschen Transportbedarf mit vorherrschenden Lastflüssen in Nord-Süd-Richtung und nur geringen Jahresenergiemengen, die in Süd-Nord-Richtung fließen.

Hohe Kapazitäten bei thermischen Kraftwerken – aber geringe Einspeisung

Bei den regelbaren Kraftwerkskapazitäten wird Wasserstoff als Energieträger eine zentrale Rolle auf dem Weg zur Klimaneutralität einnehmen. In sämtlichen Szenarien sind Wasserstoffkraftwerke für die Abdeckung von Spitzenlasten vorgesehen. Im Szenario A 2037, das den niedrigsten Stromverbrauch unterstellt, wird der Kraftwerkspark überwiegend mit Wasserstoff betrieben und durch fossile Gaskraftwerke mit CO₂-Abscheidung durch Carbon Capture Storage (CCS) ergänzt. Für die inländische Wasserstofferzeugung durch Elektrolyse wird in diesem Szenario eine Produktion von 35,7 TWh angenommen bei einem Bedarf von 53,5 TWh für die Stromerzeugung in Kraftwerken. In allen Szenarien wird der Wasserstoffbedarf überwiegend durch Importe statt durch inländische Produktion gedeckt, im stromintensiven Szenario C ist der inländische Anteil höher. Bis zum Jahr 2045 ist ein starker Hochlauf sowohl der inländischen Erzeugung als auch des Wasserstoffbedarfs für die Stromerzeugung zu erwarten. Wasserstoff wird in erheblichem Umfang zur Dekarbonisierung der Industrie und des Wärmesektors benötigt.

15 Siehe: „Die Energieversorgung 2024 - Jahresbericht (aktualisierte Fassung)“.

Für den konventionellen thermischen Kraftwerkspark wird eine Leistung von 58,8 bis 73,9 GW (2037) und 74,6 bis 95,4 GW (2045) angenommen. Im Zieljahr 2037 sind davon noch Gaskraftwerke mit fossilem Erdgas als Brennstoff zwischen 13,9 und 15,2 GW installierter Leistung enthalten. Allerdings decken diese Kraftwerke weniger als 5 % des Jahresstromverbrauchs, da sie lediglich als Spitzenlastkraftwerke fungieren, um Erzeugungslücken auszufüllen.

Europäische Integration führt zu erhöhtem Transportaufkommen

Aufgrund seiner zentralen Lage in Europa und der damit verbundenen Handelsströme mit benachbarten Stromgebietzonen ist Deutschland eng in den europäischen Strominnenmarkt eingebunden. Um diese Beziehungen abzubilden und in die deutsche Netzplanung zu integrieren, orientiert sich dieser NEP maßgeblich an dem im Januar 2025 veröffentlichten Endbericht zum europäischen Netzentwicklungsplan „[TYNDP 2024 Scenarios Report](#)“, der von den europäischen Strom- und Gasnetzbetreibern gemeinsam erstellt wurde.

Ein von der BNetzA genehmigtes Szenario aus diesem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) wird gemäß § 12b Abs. 1 S. 6 EnWG zur Abbildung des europäischen Auslands in die Analysen des deutschen NEP integriert. Dadurch wird eine enge Verzahnung nationaler und europäischer Planungsprozesse sichergestellt. Für den vorliegenden NEP hat die BNetzA das Szenario „National Trends+“ als Auslandsszenario bestätigt. Dieses Szenario berücksichtigt die nationalen Energieplanungen der europäischen Staaten und erfüllt gleichzeitig die europäischen Klimaschutzziele.

Zur Abbildung der Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten werden Daten aus dem [European Resource Adequacy Assessment 2024](#) zugrunde gelegt. Die Nettoimporte für Strom aus dem Ausland liegen in den Szenarien zwischen 25 und 73 TWh und decken damit rund 3 bis 6 % des Strombedarfs in Deutschland ab. Dabei werden Dänemark, Großbritannien, Niederlande, Estland, Norwegen und Frankreich zu den wichtigsten Bezugsländern.

Analysiert und vorgestellt werden in diesem NEP-Entwurf Interkonnektor-Projekte von und nach Deutschland, die in einem Szenario des TYNDP 2024 zur Integration des europäischen Energiemarktes und zur Erreichung der Klimaziele beitragen. Einige dieser Interkonnektoren sind als sogenannte hybride Interkonnektoren unter Einschluss von Offshore-Windparks im Rahmen der Offshore TSO Collaboration (OTC) für die nördlichen europäischen Meere (Nordsee, Irische See, Keltische See) und der Baltic Offshore Grid Initiative (BOGI) für die Ostseeregion identifiziert. Die Integration dieser Interkonnektoren führt zu erheblich höheren Transportanforderungen an das deutsche Übertragungsnetz im Vergleich zum vorherigen NEP.

Bei der Berücksichtigung dieser Interkonnektoren wurde daher auf eine konsistente Abstimmung mit dem TYNDP 2024 sowie den aktuellen Projektentwicklungen geachtet, sodass nur vier von den in der Genehmigung des Szenariorahmens aufgeführten Interkonnektor-Projekte im T0OT-Verfahren bewertet wurden.

Zunehmende Bedeutung von Großbatteriespeichern

Die sehr hohe Anzahl von Netzanschlussanträgen für Großbatteriespeicher sowie die zunehmende Rolle von Speichern generell im Energiesystem spiegeln sich auch im vorliegenden Entwurf des NEP wider. Dabei werden alle Batteriespeicherprojekte mit erteilter Netzanschlusszusage, die sich in einem fortgeschrittenen Projektstadium befinden, vollständig berücksichtigt. Projekte, die sich noch in der Planungsphase befinden, werden je nach Szenario nur anteilig mit 25 bis 50 % ihrer Leistung einbezogen. Auf dieser Grundlage und basierend auf dem genehmigten Szenariorahmen ergibt sich für den Zeitraum zwischen 2037 und 2045 eine Gesamtleistung der Großbatteriespeicher von 41 bis 94 GW, was eine deutliche Steigerung gegenüber den Annahmen des NEP 2037/2045 (2023) darstellt. Im vorliegenden NEP zeigt sich, anders als im vorherigen, kein weiterer signifikanter Zuwachs der Flexibilitäten bis 2045. Die Berechnung erfolgt gemäß genehmigtem Szenariorahmen. Darüber hinaus wird auch die Bedeutung von Kleinbatteriespeichern sowie flexiblen Verbrauchern erheblich zunehmen. Insbesondere wird der Betrieb dieser Speicher maßgeblich durch das tägliche Erzeugungsmuster von Photovoltaikanlagen geprägt sein.

Komplexe Anforderungen an das Stromübertragungsnetz

Mit den zusätzlichen Anlagen zur Erzeugung, Speicherung und Flexibilisierung von Stromerzeugung und -verbräuchen steigen auch die Anforderungen an das Übertragungsnetz und dessen Ausbau. Vor diesem Hintergrund ist es erforderlich, aus einer Vielzahl möglicher Ausbauoptionen solche Pfade zu identifizieren, die sowohl minimale Investitionskosten für die Netzinfrastruktur als auch möglichst geringe Engpassmanagementkosten verursachen.

Dabei werden inflations- und marktbedingte Kostensteigerungen auf einem Produkt- und Dienstleistungsmarkt, der in Teilen von Lieferengpässen geprägt ist, berücksichtigt. Für die Netzanalysen in diesem NEP wurde erneut eine wissenschaftlich fundierte, heuristische Methodik eingesetzt, die den Vergleich mehrerer tausend Kombinationen von Ausbauoptionen ermöglicht. Diese umfassende Alternativenprüfung der identifizierten Projekte und Maßnahmen hat kein Zielnetz ergeben, das den in diesem NEP in den jeweiligen Szenarien ausgewiesenen Netzen vorzuziehen wäre.

Zur Erfüllung der zukünftigen Aufgaben und im Rahmen der Transformation hin zu einem klimaneutralen Energiesystem setzen die vier ÜNB ein breites Spektrum bewährter sowie innovativer Lösungen und Technologien ein. Auch in diesem NEP werden zur Netzoptimierung der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB) sowie die Umbeseilung auf Hochtemperaturleiterseile berücksichtigt, die bei relativ geringen Kosten eine Erhöhung der Transportkapazität ermöglichen, ohne die Systemstabilität zu gefährden.

Stark differierender Netzausbaubedarf je nach Szenario

Das im vorliegenden NEP erneut als Zielbild fungierende Klimaneutralitätsnetz erfordert einen erheblichen Zuwachs an Netzverstärkungs- und -ausbaumaßnahmen. Durch die Erweiterung der Szenarienspannbreite ergibt sich gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) jedoch eine deutlich größere Vielfalt potenzieller Maßnahmen, die sich aus den jeweiligen Pfaden ableiten lassen.

Zusätzlich zu den im Bundesbedarfsplangesetz bereits verankerten Maßnahmen sieht der vorliegende NEP weiterhin einen erheblichen Bedarf an Netzausbaumaßnahmen vor, um bestehende Netzengpässe zu reduzieren. Um ein optimales Übertragungsnetz zu erreichen, wird in den Szenarien betrachtet, ob der Netzausbau oder die Inkaufnahme von Engpassmanagementkosten volkswirtschaftlich vorteilhafter ist. Aufgrund gestiegener Preise und Marktverknappungen rückt diese Abwägung stärker in den Fokus. Daher wird das Zielnetz reduzierter als im NEP 2037/2045 (2023) ausfallen und nach der Zielnetzentwicklung ein höherer Bedarf an Engpassmanagement verbleiben.

Gegenüber dem NEP 2037/2045 (2023) erhöht sich der Gesamtumfang der Maßnahmen im Startnetz von rund 6.900 auf rund 10.000 km. Dabei entfallen etwa 4.700 km auf AC-Netzverstärkungen und Neubau in neuer Trasse. Etwa 5.300 km umfassen DC-Maßnahmen inklusive Neubau sowie Interkonnektoren ins benachbarte europäische Ausland. Diese Erhöhung im Startnetz ergibt sich daraus, dass in den vergangenen zwei Jahren für eine Reihe weiterer Vorhaben die Planfeststellungsverfahren durch die zuständigen Landesbehörden beziehungsweise die BNetzA begonnen oder abgeschlossen wurden. Dadurch befinden sich viele Projekte bereits in der Bauvorbereitung oder im Bau. Fertiggestellte Projekte wurden zudem vom Startnetz in das Bestandsnetz überführt.

Dieser Zubau kann die Überlastungen im Höchstspannungsnetz zwar reduzieren, aber nicht in dem erforderlichen Ausmaß beseitigen, da die Transformation des Stromerzeugungssystems mit dem weiteren Zubau von erneuerbaren Energien deutlich an Dynamik gewonnen hat. Daher werden über das Startnetz hinaus in diesem NEP ebenfalls weitere Maßnahmen identifiziert, die zu einem Klimaneutralitätsnetz 2045 hinführen.

Das Zubaunetz in diesem NEP variiert erheblich in Abhängigkeit vom jeweiligen Szenariopfad. Diese Variation ist im Wesentlichen auf den in allen Szenarien deutlich steigenden Ausbau erneuerbarer Energien aufgrund der politischen Energiewende- und Klimaschutzziele zurückzuführen. Im Vergleich zum NEP 2037/2045 (2023) führen veränderte Rahmenbedingungen – unter anderem ein später ansteigender Strombedarf, optimierte Offshore-Netzausbauplanung sowie ein Abwagen von Investitionskosten gegenüber Einsparungen im Engpassmanagement – dazu, dass in allen Szenarien ein geringerer Bedarf an inländischen HGÜ-Verbindungen festgestellt wird.

Im vorherigen NEP wurde noch ein Transportbedarf für fünf weitere HGÜ (DC40, DC40plus, DC41, DC42 und DC42plus) mit vorherrschenden Lastflüssen in Nord-Süd- und West-Ost-Richtung von der BNetzA bestätigt. Im aktuellen NEP ist dieser Bedarf, unter Berücksichtigung der dafür notwendigen Investitionskosten, jedoch signifikant zurückgegangen. In sämtlichen Szenarien zeigt sich hingegen ein einheitlicher Bedarf an der HGÜ-Verbindung DC42, die Schleswig-Holstein mit Baden-Württemberg auf einer Länge von knapp 700 km verbindet. In allen Szenarien, mit Ausnahme von A 2037, wird diese 2 GW-Verbindung durch eine weitgehend parallel verlaufende weitere 2 GW-Leitung, die DC42plus von Schleswig-Holstein nach Bayern, ergänzt. Beide HGÜ-Leitungen, die über das Startnetz hinausgehen, sollen aus Gründen der Kosteneffizienz als Freileitung ausgeführt werden.

Insgesamt fällt im Szenario A 2037 der Netzverstärkungs- und -ausbaubedarf auch bei den AC-Maßnahmen geringer aus als im vorherigen NEP. Zusätzlich zum Startnetz sind auf einer Länge von knapp 4.000 km Neubau- und Netzverstärkungsmaßnahmen erforderlich, bei DC etwa 1.000 km darunter rund 600 km AC- und DC-Interkonnektor-Anbindungen mit dem europäischen Ausland an das deutsche Übertragungsnetz. Im Szenario A 2045 steigt der Bedarf an AC- und DC-Zubaumaßnahmen auf eine Länge von rund 8.300 km an, wovon etwa 1.100 km auf Interkonnektoren in AC- und DC-Konfiguration entfallen.

Offshore-Optimierung reduziert den Ausbaubedarf auf See und an Land

Das Offshore-Startnetz hat sich, analog zum Onshore-Startnetz, gegenüber dem vorherigen NEP erweitert. Mehrere Projekte sind bereits in der Umsetzung, d. h. Konverteranlagen, Plattformen und Kabel wurden von den jeweils zuständigen ÜNB bestellt oder befinden sich im Genehmigungsverfahren. Das Offshore-Startnetz für Nord- und Ostsee umfasst eine Gesamtleistung von 25,9 GW und eine Trassenlänge von etwa 4.500 km. Davon entfallen auf die Nordsee 24,6 GW, bei rund 4.000 km und auf die Ostsee 1,3 GW bei etwa 500 km. Zum Vergleich: Derzeit sind in Nord- und Ostsee knapp 9,6 GW Offshore-Leistung als Bestandsnetz an das deutsche Übertragungsnetz angeschlossen.

Im Bereich Offshore werden in diesem NEP erstmals Maßnahmen zur Offshore-Optimierung der Offshore-Netzanbindungs- systeme (ONAS) mit einem Inbetriebnahmejahr ab 2035 in der Nordsee mit Fokus auf die Zone 4 und 5 angewendet, um die Effizienz des Offshore-Ausbaus zu erhöhen. Gemeinsam mit dem Fraunhofer IWES haben die ÜNB eine Planungs- grundlage erarbeitet, die die negativen Auswirkungen von Verschattungseffekten auf den Ertrag von Windenergieanlagen systematisch berücksichtigt. Auch wurden temporäre Steigerungen der Übertragungsleistung der ONAS auf bis zu 2,1 GW in Szenario C vorgenommen. Das Prinzip der Überbauung wurde verbindlich festgelegt, da die Windparks nur in wenigen Stunden des Jahres vollständig ausgelastet sind.

Das gesetzliche Ausbauziel von mindestens 70 GW installierter Leistung für Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee wurde durch die Offshore-Optimierung um einen zu erreichenden Energieertrag von 238 TWh gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens ergänzt. Optimierte Flächenzuschnitte sowie eine gezielte Positionierung der Windenergieanlagen führen zu einer signifikanten Verringerung der Verschattungseffekte. Dadurch erhöhen sich die Vollaststunden der betrachteten Offshore-Windparks auf durchschnittlich 3.900 Stunden.

Dementsprechend verringern sich sowohl die Anschlussleistung der ONAS als auch die erforderlichen Trassenkilometer auf See und an Land. Diese veränderte Betrachtungsweise, die sich nicht an der installierten Leistung, sondern an der prognostizierten Stromerzeugung orientiert, führt zu einer deutlichen Reduzierung des im NEP 2037/2045 (2023) festgestellten Bedarfs an 17 ONAS bis 2045. In Szenario A 2045 sinkt der Bedarf – bei einer auf 60 GW reduzierten installierten Leistung an Offshore-Wind – um sieben ONAS und in Szenario B 2045 um vier.

Im Szenario A 2045 wird eine installierte Offshore-Leistung von 59,2 GW angenommen, die über zehn ONAS im Zubaunetz an das Übertragungsnetz angebunden wird. Im Szenario B 2045 beträgt die installierte Leistung der Offshore-Windparks etwa 70 GW. Die Stromerzeugung wird über 13 ONAS – vier weniger als im vorigen NEP – abgeführt. Im Szenario C 2045 summiert sich die installierte Offshore-Windpark-Leistung auf rund 68 GW. Zusätzlich zu den vier eingesparten ONAS des Szenarios B 2045 wird hier ein weiteres ONAS reduziert. Als Innovation wird zudem eine temporäre Steigerung der Übertragungsleistung angewendet. Obwohl in den Szenarien A und C die im WindSeeG (Windenergie-auf-See-Gesetz) vorgegebene Mantelzahl von 70 GW bis 2045 unterschritten wird, kann durch Flächenoptimierung, höhere Auslastung und Überbauung kontinuierlich eine größere Strommenge genutzt werden.

Trassenkilometer und Investitionen

Insgesamt sind bis 2045 neue Kabeltrassen mit einer Länge von knapp 32.000 km erforderlich. Für Onshore und Offshore ergibt sich hinsichtlich Trassenlängen und Investitionskosten für die Szenarien A und B der folgende Bedarf.

Tabelle 44: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario A 2037

	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Offshore	2.537	35,6
Onshore	4.999	68,6
Summe	7.536	104,2

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 45: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario B 2037

	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Offshore	3.491	48,6
Onshore	5.868	72,7
Summe	9.359	121,3

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 46: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario A 2045

	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Offshore	6.558	88,4
Onshore	8.392	95,1
Summe	14.950	183,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 47: Trassenkilometer und Investitionen des Zubaunetzes im Szenario B 2045

	Trassenlänge in km	Investitionsvolumen in Mrd. EUR
Offshore	7.979	106,4
Onshore	9.168	101,4
Summe	17.147	207,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zuzüglich zu den Kosten für die bereits in Genehmigung oder Umsetzung befindlichen Offshore-Maßnahmen (Startnetz) in Höhe von 64,9 Mrd. Euro ergibt sich für den Offshore-Netzausbau ein Gesamtinvestitionsbedarf zwischen 100,5 und 113,5 Mrd. Euro bis 2037 und zwischen 153,3 und 171,3 Mrd. Euro bis 2045.

Für Onshore ergibt sich zuzüglich zu den rund 113,7 Mrd. Euro Investitionskosten aus dem Startnetz ein Gesamtinvestitionsbedarf zwischen 182,3 und 186,3 Mrd. Euro bis 2037 und zwischen 209 und 215 Mrd. Euro bis 2045.

Die Gesamtkosten für den Ausbau von Start- und Zubaunetz belaufen sich bis 2045 damit auf rund 360 bis 390 Mrd. Euro.

Mehr Optionen für den Übergang zur Klimaneutralität

Der Weg zur Klimaneutralität bis 2045 wird vor dem Hintergrund eines zunehmend komplexeren wirtschaftlich-politischen Umfelds immer herausfordernder. Hinzu kommt, dass Preissteigerungen und Marktverknappung zu erheblichen Kostensteigerungen geführt haben. Die Gesamtkosten für das bestätigte Netz des NEP 2037/2045 (2023) würden bei Realisierung von seinerzeit rund 323 Mrd. Euro auf mittlerweile etwa 440 Mrd. Euro ansteigen (siehe [Bericht zum Energiewende-Monitoring von BET/ewi im Auftrag des BMWi vom September 2025](#)).

Der NEP versucht, sowohl für die Komplexität der Anforderungen als auch für das Problem der steigenden Investitionskosten die richtigen Lösungen zu finden, indem verschiedene Optionen und Maßnahmen untersucht werden. Dabei werden die Schnittmengen der verschiedenen Pfade zur Klimaneutralität herausgefiltert, um auf dieser Basis fundierte und wegweisende politische Entscheidungen zum Ausbau des Stromübertragungsnetzes treffen zu können.

Den veränderten äußeren Rahmenbedingungen und Anforderungen trägt der NEP Rechnung, indem er unter anderem:

- durch die erweiterte Bandbreite der Szenarien vielfältige Optionen aufzeigt, die den Weg zu einem Klimaneutralitätsnetz ermöglichen.
- die einzelnen Projekte einer Kosten-Nutzen-Analyse unterzieht, wobei der Engpassmanagementbedarf auf ein Niveau gebracht wird, welcher weiterhin die Netzsicherheit gewährleistet.
- den Bedarf an besonders investitionsintensiven inländischen HGÜ-Konfigurationen auf das absehbare Minimum reduziert.
- bei neuen HGÜ-Leitungen an Land die Kosten für eine Ausführung als Freileitung und nicht als Erdkabel ansetzt.
- im Hinblick auf das Klimaneutralitätsnetz 2045 eine robuste Langfristperspektive für einzelne Netzausbauvorhaben und damit die Möglichkeit zur kosteneffizienteren Staffelung und Entzerrung in der Umsetzung aufzeigt.
- die Offshore-Vernetzung vorantreibt.
- das Prinzip der Überbauung bei Offshore-Netzanbindungen in den Berechnungen zugrunde legt und dabei einen Paradigmenwechsel vornimmt von der Leistungs- hin zur Erzeugungsbetrachtung, um eine effizientere Auslastung der Netzanschlüsse zu ermöglichen.
- Flexibilitätspotenziale zur Reduzierung des Netzausbaus einberechnet, die sich u. a. durch Speichertechnologien ergeben.
- eine geringere inländische und damit strom- und kostenintensive Erzeugung von Wasserstoff zugrunde legt.
- eine integrierte Systemplanung für die leitungsgebundenen Energieträger Strom, Gas und Wasserstoff vorantreibt.
- Maßnahmen berücksichtigt, die bereits im vorherigen NEP bestätigt wurden oder erstmals in diesem NEP identifiziert wurden. Einzelne netzausbaurelevante Maßnahmen erweisen sich langfristig als robust. Sie ermöglichen eine zeitliche Staffelung des Netzausbaus bis 2045 und führen zu unterschiedlichen Ausbaumängen zwischen den Zeithorizonten 2037 und 2045. Maßnahmen, die im vorherigen NEP bereits für 2037 bestätigt wurden und nun für 2045 ausgewiesen sind, werden weiterhin als Perspektivprojekte für den zukünftigen Netzausbau betrachtet.
- insgesamt eine Reduzierung der Investitionskosten für Szenario A um knapp 80 Mrd. auf 360 Mrd. Euro und für Szenario B um rund 50 Mrd. Euro auf etwa 390 Mrd. Euro vornimmt.

Die interessierte Öffentlichkeit hat die Gelegenheit, zu diesem ersten Entwurf Stellung zu nehmen und sich mit Vorschlägen und Ideen in die Konsultation einzubringen und damit wertvolle Hinweise für die Erstellung des zweiten Entwurfs zu geben.

Die Erreichung von Klimaneutralität ist nur mit Beteiligung der Öffentlichkeit und der Bürgerinnen und Bürger möglich. Der NEP ist daher nicht allein ein Instrument zur Bedarfsermittlung für neue Leitungen, Umspannwerke und Betriebsmittel, sondern trägt auch wesentlich zur Transparenz bei der Umsetzung der Energiewende bei. Er ist ein strategischer Fahrplan für die Weiterentwicklung unseres Energiesystems. Die darin vorgeschlagenen Maßnahmen dienen dem Klimaschutz und der sicheren Stromversorgung gleichermaßen.

Weiterführende Dokumente und Links

- Bundenetzagentur (2025). Genehmigung des Szeniorahmens 2025-2037/2045. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NEP/DL_Szeniorahmen/GenehmSR_2025Strom.pdf?blob=publicationFile&v=2 (Zuletzt abgerufen: 05.12.2025)
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.(2025). Die Energieversorgung 2024 – Jahresbericht (aktualisierte Fassung). https://www.bdew.de/media/documents/Die_Energieversorgung_2024_Update_FINAL_1.pdf (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- ENTSO-E (2025). TYNDP 2024 Scenarios Report. <https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- ENTSO-E (2024). Resource Adequacy Assessment 2024. <https://www.entsoe.eu/eraa/2024/> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, BET Consulting (2025). Energiewende. Effizient. Machen. Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energiewende-effizient-machen.html> (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)

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  Bündelpunkt (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-Netzverbindungssysteme.

AC-Kabelsystem

Siehe Kabelsystem.

AC-Verbindung

Siehe AC-Anschluss.

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.

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 Netzinfrastuktur zu integrieren, ohne das bestehende AC-Übertragungsnetz lokal (z. B. in Küstennähe) 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

Engpassmanagement

Engpassmanagement beschreibt den Eingriff des Netzbetreibers in die geplanten Erzeugungs- oder Entnahmleistung von elektrischen Anlagen mit dem Ziel, die zulässigen Auslastungsgrenzen des Stromnetzes im (n-1)-Fall einzuhalten und somit die Systemsicherheit des Stromnetzes zu gewährleisten. Das Engpassmanagement umfasst hierbei klassischen, konventionellen Redispatch mit der Anpassung des Wirkleistungsarbeitspunkts von Kraftwerken, sowie den Eingriff in den Fahrplan neuerer Technologien wie HVDC-Systeme, leistungsflussteuernder Betriebsmittel, Batteriespeicher, Demand Side Management beziehungsweise flexible Lasten oder Elektrolyseure.

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 Stromübertragungsnetzen 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 Abhitzekessel Dampf erzeugt wird. Mit diesem Wasserdampf wird eine Dampfturbine angetrieben, an der ein Generator zur Stromerzeugung angeschlossen ist.

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 >aus- schließlicher 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 Engpassmanagement-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.

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 Störungsfall 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 Ausgleichsleistung 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 Interessengruppen 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 Leistungsbetrieb 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 **Netzausbau** 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.

0

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, Kompen-sationsspulen, 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 https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest-and-projects-mutual-interest_en.

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 Lastflussteuerung 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

Referenznetz

Für die Kosten-Nutzen-Bewertung neuer Interkonnektor-Projekte werden separate Markt- und Netzrechnungen durchgeführt. Je nach Bewertungsvorgehen wird dabei die Übertragungskapazität erhöht oder gesenkt und anschließend mit der Referenz d. h. den Basisrechnungen des jeweiligen Szenarios verglichen. Die für die Referenz unterstellten gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazitäten werden als Referenznetz bezeichnet.

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 Entfernung 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 Netzanbindungs-konzepts 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 Leistungshalbleiter-elementen (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/Zwz 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.