

NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2025, VERSION 2015



ERSTER ENTWURF DER
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

50Hertz Transmission GmbH

Eichenstraße 3A
12435 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Boris Schucht (Vorsitz),
Dr. Frank Golletz,
Marco Nix,
Dr. Dirk Biermann

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

Amprion GmbH

Rheinlanddamm 24
44139 Dortmund

www.amprion.net

Geschäftsführung:
Dr. Hans-Jürgen Brick,
Dr. Klaus Kleinekorte

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

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

Geschäftsführer:
Dr. Urban Keussen (Vorsitz),
Alexander Hartman

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

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15-17
70173 Stuttgart

www.transnetbw.de

Geschäftsführer:
Dr. Werner Götz,
Rainer Joswig,
Dr. Rainer Pflaum

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

Redaktion

Olivier Feix (50Hertz Transmission GmbH),
Thomas Wiede (Amprion GmbH),
Marius Strecker (TenneT TSO GmbH),
Regina König (TransnetBW GmbH)

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

Gestaltung

CB.e Clausecker | Bingel AG
Agentur für Kommunikation
www.cbe.de

Stand

30. Oktober 2015

INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	7
Abkürzungsverzeichnis	8
Vorwort	12
1 Einführung: Prozess und Methodik	16
1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber	16
1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan	17
1.3 Ergänzung des ersten Entwurfs des NEP 2025 auf Basis der Eckpunkte der Regierungskoalition vom 01.07.2015	20
1.4 Pilotprojekt zur Maßnahmenbewertung und Ableitung von Vorzugsmaßnahmen	22
1.5 Der NEP als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz	22
1.6 Verbindung zum Offshore-Netzentwicklungsplan	23
2 Szenariorahmen	25
2.1 Rahmendaten der Szenarien im Netzentwicklungsplan 2025	27
2.1.1 Wesentliche Charakteristika der Szenarien	27
2.1.2 Nettostromverbrauch und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien	31
2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse	31
2.2.1 Emissionsreduktion	35
2.2.2 Regionalisierung erneuerbarer Energien	36
2.2.3 Ergebnisse der Regionalisierung	39
2.2.4 Methode zur Berücksichtigung eines Einspeisemanagements („Spitzenkappung“)	40
2.2.5 Ergebnisse des Einspeisemanagements („Spitzenkappung“)	41
2.3 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten	42
2.4 Nachbildung des Auslands	48
2.4.1 Handelskapazitäten	48
2.4.2 Szenarienzuordnung – die Entwicklung des europäischen Energiemarktes	48
3 Marktsimulation	52
3.1 Modellierung des Energiemarktes und grundsätzliche Einordnung der Ergebnisse	52
3.2 Ergebnisse der Marktsimulationen	56
3.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch	58
3.2.2 Bundesländerbilanzen und Einspeisungen in Deutschland	63
3.2.3 KWK-Mengen	74
3.2.4 Dumped Power und Dumped Energy in Deutschland	74
3.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland	75
3.2.6 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung	77
3.3 Aufbereitung für Netzberechnungen	82
4 Netzanalysen	85
4.1 Methodik der Netzanalyse	85
4.1.1 Planungsgrundsätze	85
4.1.2 Das NOVA-Prinzip	86
4.1.3 Erläuterungen zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen	87
4.1.4 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten	89
4.2 Netzanalysen	90
4.2.1 Startnetz	90
4.2.2 Ergebnisse der Netzanalyse des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements	92
4.2.3 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz	94
4.2.4 Szenarien	95
4.2.5 Ergebnisse der Netzanalysen	112



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands	117
5.1 Startnetz NEP 2025	119
5.2 Zubaunetz NEP 2025	125
5.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2014	136
6 Konsultation	139
7 Fazit	142
Glossar	146
Literaturverzeichnis	159
<u>Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2025 (Darstellung der Maßnahmen), erster Entwurf</u>	161



ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Regelzonen	16
Abbildung 2: Der Gesamtprozess	18
Abbildung 3: Der Szenariorahmen – gemeinsame Grundlage für den NEP und den O-NEP	26
Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2025	30
Abbildung 5: CO ₂ -Limit auf Basis der Klimaschutzziele 2050	36
Abbildung 6: Wirkungsweise des Einspeisemanagements an einem exemplarischen Netzknoten	41
Abbildung 7: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2025	43
Abbildung 8: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B1 2025/B2 2025	44
Abbildung 9: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B1 2035/B2 2035	45
Abbildung 10: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2025	46
Abbildung 11: Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2013 bis 2035	47
Abbildung 12: Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2013 bis 2035	47
Abbildung 13: Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell	53
Abbildung 14: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an der Gesamterzeugung	59
Abbildung 15: Austauschenergiemengen Szenario A 2025	61
Abbildung 16: Austauschenergiemengen Szenario B1 2025	61
Abbildung 17: Austauschenergiemengen Szenario B2 2025	61
Abbildung 18: Austauschenergiemengen Szenario B1 2035	61
Abbildung 19: Austauschenergiemengen Szenario B2 2035	62
Abbildung 20: Austauschenergiemengen Szenario C 2025	62
Abbildung 21: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich	65
Abbildung 22: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2025	68
Abbildung 23: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B1 2025	69
Abbildung 24: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B2 2025	70
Abbildung 25: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B1 2035	71
Abbildung 26: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B2 2035	72
Abbildung 27: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2025	73
Abbildung 28: Vergleich der Volllaststunden je Szenario	76
Abbildung 29: CO ₂ -Emissionsreduktion in der Stromerzeugung in Deutschland	78
Abbildung 30: Primärenergieverbrauch in der Stromerzeugung	79



Abbildung 31: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	80
Abbildung 32: Installierte Offshore-Windkapazität	81
Abbildung 33: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen	81
Abbildung 34: Reduktion des Bruttostromverbrauchs	82
Abbildung 35: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip	86
Abbildung 36: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz	91
Abbildung 37: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements eines gesamten Jahres im Startnetz	92
Abbildung 38: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements im Startnetz	93
Abbildung 39: Szenario A 2025/alle Leitungsprojekte	98
Abbildung 40: Szenario B1 2025/alle Leitungsprojekte	100
Abbildung 41: Szenario B1 2025, Variante GG/alle Leitungsprojekte	102
Abbildung 42: Szenario B1 2025, Variante GI/alle Leitungsprojekte	104
Abbildung 43: Szenario B2 2025/alle Leitungsprojekte	107
Abbildung 44: Szenario C 2025/alle Leitungsprojekte	110
Abbildung 45: Neubautrassen	113
Abbildung 46: Trassenverstärkung im Bestand	113
Abbildung 47: Investitionskosten	114

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht über die zehnjährigen Szenarien des NEP 2025 inkl. der Varianten des Szenarios B1 2025	21
Tabelle 2: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien	29
Tabelle 3: Nettostromverbrauch in den genehmigten Szenarien	31
Tabelle 4: Annahmen zu Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreisen	32
Tabelle 5: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario A 2025	33
Tabelle 6: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario B1 2025/B2 2025	34
Tabelle 7: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario B1 2035/B2 2035	34
Tabelle 8: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario C 2025	35
Tabelle 9: CO ₂ -Reduktionsziele ausgehend vom Referenzjahr 1990	35
Tabelle 10: Eingesenkte Einspeisemengen Onshore-Windenergie und Photovoltaik	41
Tabelle 11: Austauschkapazitäten zwischen Deutschland und angrenzenden Marktgebieten	49
Tabelle 12: CO ₂ -Preise Vergleich Deutschland und Europa	54
Tabelle 13: Transite	63
Tabelle 14: Übersicht über die im NEP angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte	94
Tabelle 15: Kennzahlen Szenario A 2025	96
Tabelle 16: Kennzahlen Szenario B1 2025	99
Tabelle 17: Kennzahlen Szenario B1 2025, Variante GG	101
Tabelle 18: Kennzahlen Szenario B1 2025, Variante GI	103
Tabelle 19: Kennzahlen Szenario B2 2025	105
Tabelle 20: Kennzahlen Szenario C 2025	108
Tabelle 21: Kennzahlen Szenario B1 2035	111
Tabelle 22: Kennzahlen Szenario B2 2035	111
Tabelle 23: Startnetz 50Hertz NEP 2025	119
Tabelle 24: Startnetz Amprion NEP 2025	120
Tabelle 25: Startnetz TenneT NEP 2025	122
Tabelle 26: Startnetz TransnetBW NEP 2025	124
Tabelle 27: Erläuterung zu den Übersichtstabellen in Kapitel 4.2.4: Zubaunetz NEP 2025, erforderliche Projekte und Maßnahmen in den Szenarien A 2025, B1 2025 (inkl. Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI), B2 2025, C 2025	125
Tabelle 28: Realisierte Maßnahmen NEP 2014	136

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

Abkürzungen Bundesländer

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

Abkürzungen Staaten

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

Weitere Abkürzungen

a	Jahre
A	Ampere
Abs.	Absatz
AC	Alternating current/Wechselstrom
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators/ Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Regulierungsbehörden, Ljubljana, Slowenien
BA	Bedarfsanalyse
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBP	Bundesbedarfsplan
BBPlG	Gesetz über den Bundesbedarfsplan [Bundesbedarfsplangesetz]
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DC	Direct current/Gleichstrom
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH, Berlin
DLM	digitales Landschaftsmodell



e. V.	eingetragener Verein
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEX	European Energy Exchange, Leipzig
EG	Europäische Gemeinschaft
EMF	elektrische und magnetische Felder
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EU	Europäische Union
EUR/€	Euro
FLM	Freileitungsmonitoring
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber Gas
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Berlin
GJ	Gigajoule
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000 MWh)
h	Stunden
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HTL	Hochtemperaturleiter, Hochtemperaturleiterseile
HTLS	spezielle Form von Hochtemperaturleiterseilen (High Temperature Low Sag); siehe Glossar
Hz	Hertz
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers, New York, NY, USA
IFHT	Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen
kA	Kiloampere
km	Kilometer
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)
kV	Kilovolt
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
mHz	Millihertz
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
ms	Millisekunde



MSCDN	Mechanically Switched Capacitor with Damping Network/ mechanisch geschaltete Blindleistungskompensation
MVA	Megavoltampere
Mvar	Megavoltampere-reaktiv
MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW)
MWel	Megawatt elektrisch
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NNF	Netznutzungsfall
NOVA	Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau
NREAP	National Renewable Energy Action Plans/Nationale Aktionspläne für erneuerbare Energien
NTC	Net Transfer Capacities/bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei Regelzonen
NVP	Netzverknüpfungspunkt
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan
OSM	OpenStreetMap
P	Leistung
p. u.	Per unit
PJ	Petajoule
PLZ	Postleitzahl
PQ	Konstante Scheinleistung
PV	Photovoltaik
RgIP	Regional Investment Plan/regionaler Investitionsplan
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
s	Sekunden
SDLWindV	Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung)
SF	Schaltfeld
SKE	Steinkohleeinheiten (nicht gesetzliche Maßeinheit für den Vergleich des Energiegehaltes von Primärenergieträgern)
SO&AF	Scenario Outlook and System Adequacy Forecast/Leistungsbilanz-Vorschau der ENTSO-E
STATCOM	Static Synchronous Compensator/statische Blindleistungskompensation
SVC	Static var compensator/statische Blindleistungskompensation
SUP	Strategische Umweltprüfung
t	Tonnen
TAL	Hochtemperaturleiterseile (Thermal resistant Aluminum)
TSO	Transmission System Operator/Übertragungsnetzbetreiber
TWh	Terawattstunden
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan/10-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E
U	Formelzeichen für die elektrische Spannung
UA	Umspannanlage
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber



USP	Umspannplattform
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V., Frankfurt/Main
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter
WEA	Windenergieanlagen



VORWORT



VORWORT

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

die deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW veröffentlichen in diesem Jahr den vierten Netzentwicklungsplan (NEP) Strom.

Die Übertragungsnetzbetreiber leisten in dieser Phase des Umbaus der Energieversorgung ihren Beitrag dazu, den hohen Grad an sicherer und verlässlicher Versorgung mit elektrischer Energie in Deutschland zu wahren, den Stromtransport auch künftig effizient zu gewährleisten und das Netz der Zukunft zu planen, zu entwickeln und zu bauen. Diese Aufgabe wird jedoch nur im Zusammenwirken aller Akteure aus Gesellschaft, Politik und Wirtschaft gelingen. Der dringend notwendige Netzausbau braucht Akzeptanz, für die die Übertragungsnetzbetreiber jedes Jahr in zahlreichen Dialogveranstaltungen vor Ort werben. Dabei sind sie auf die Unterstützung aller angewiesen, die Deutschlands Spitzenstellung bei der Versorgungssicherheit erhalten und die Energiewende erfolgreich umsetzen wollen.

Der vorliegende NEP bildet erstmals das im Sommer 2014 novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ab. Das gilt sowohl für den Ausbau der Offshore-Windenergie als auch für die gesetzlich vorgesehenen Ausbaupfade für Wind onshore, Photovoltaik und Bioenergie. Darüber hinaus hat die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern im Zuge der Genehmigung des Szenariorahmens vom 19.12.2014 zusätzliche Vorgaben gemacht, die im Rahmen dieses NEP berücksichtigt wurden.

Statt wie bisher vier Szenarien haben die Übertragungsnetzbetreiber in diesem NEP sechs Szenarien berechnet. Vier davon haben einen zehnjährigen Horizont (A 2025, B1 2025, B2 2025 und C 2025) und zwei Szenarien blicken 20 Jahre in die Zukunft (B1 2035, B2 2035). In allen Szenarien ist eine Spitzenkappung von maximal 3 % der Jahresenergie der Anlagen auf Basis von Onshore-Windenergie und Photovoltaik berücksichtigt. Damit wird das Strom-Übertragungsnetz in keinem der Szenarien für „die letzte erzeugte Kilowattstunde aus erneuerbaren Energien“ dimensioniert. Drei der sechs Szenarien (B2 2025, C 2025 und B2 2035) wurden mit expliziten Vorgaben zur Einhaltung einer maximalen CO₂-Emission in der Marktmodellierung gerechnet. Damit können erstmals Szenarien mit und ohne explizite CO₂-Vorgaben – bei ansonsten gleichen Eingangsparametern – miteinander verglichen werden. Die Unterschiede in den Ergebnissen der Marktsimulation der Szenarien B1 2025 und B2 2025 sind signifikant. Sie zeigen eindrucksvoll die enge Verflechtung Deutschlands mit den europäischen Nachbarstaaten. Die Unterschiede in Bezug auf den sich hieraus ergebenden Netzausbaubedarf zwischen den Szenarien B1 2025 und B2 2025 sind dagegen vergleichsweise gering. Dies zeigt einmal mehr, dass das von den Übertragungsnetzbetreibern errechnete Netz als Rückgrat der Energieversorgung im Kern sehr robust gegenüber Änderungen der politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist.

Die Veröffentlichung des nun vorliegenden ersten Entwurfs des NEP 2025 war für den 15.07.2015 geplant, die Arbeiten nahezu abgeschlossen. Am 01.07.2015 erzielten die Parteivorsitzenden der Regierungskoalition zu verschiedenen energiepolitischen Fragen – darunter auch Fragen des Netzausbaus – eine Einigung¹. Um diese aktuellen Entwicklungen aufzugreifen und ihnen weitgehend genügen zu können, wurde die Veröffentlichung des NEP 2025 verschoben. Die Ergebnisse zur Entflechtung des Netzknotens Grafenrheinfeld und zur Variation des Endpunktes der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern haben nun ergänzend Eingang in den NEP 2025 gefunden.

Einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung soll der in der Nord- und Ostsee erzeugte Strom aus Offshore-Windenergie leisten. Um ihren effizienten und nachhaltigen Ausbau zu ermöglichen, hat der Gesetzgeber die Übertragungsnetzbetreiber parallel zur Erstellung des NEP mit der Erstellung des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) beauftragt. Der mit dem NEP verzahnte Entwurf des O-NEP 2025 wird gleichzeitig mit diesem NEP zur Konsultation gestellt. Er bildet die Infrastruktur für die Anbindung der Offshore-Windenergie in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren ab.

¹Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Politische Vereinbarungen der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015.



Im Anschluss an das vom 30.10. bis 13.12.2015 dauernde Konsultationsverfahren werden die eingegangenen Stellungnahmen zu beiden Netzentwicklungsplänen geprüft, ausgewertet und verarbeitet. Die auf dieser Basis überarbeiteten Entwürfe von NEP und O-NEP 2025 übergeben die Übertragungsnetzbetreiber dann der Bundesnetzagentur zur Bestätigung.

Unser Dank gilt allen unseren Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die mit hohem Einsatz an der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans 2025 mitgewirkt haben.

Wir hoffen auf eine rege Beteiligung an der Konsultation, denn der Netzentwicklungsplan lebt auch von den Perspektiven, dem Wissen und den konstruktiven Vorschlägen aus allen Bereichen der Gesellschaft.



Boris Schucht
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Klaus Kleinekorte
Amprion GmbH

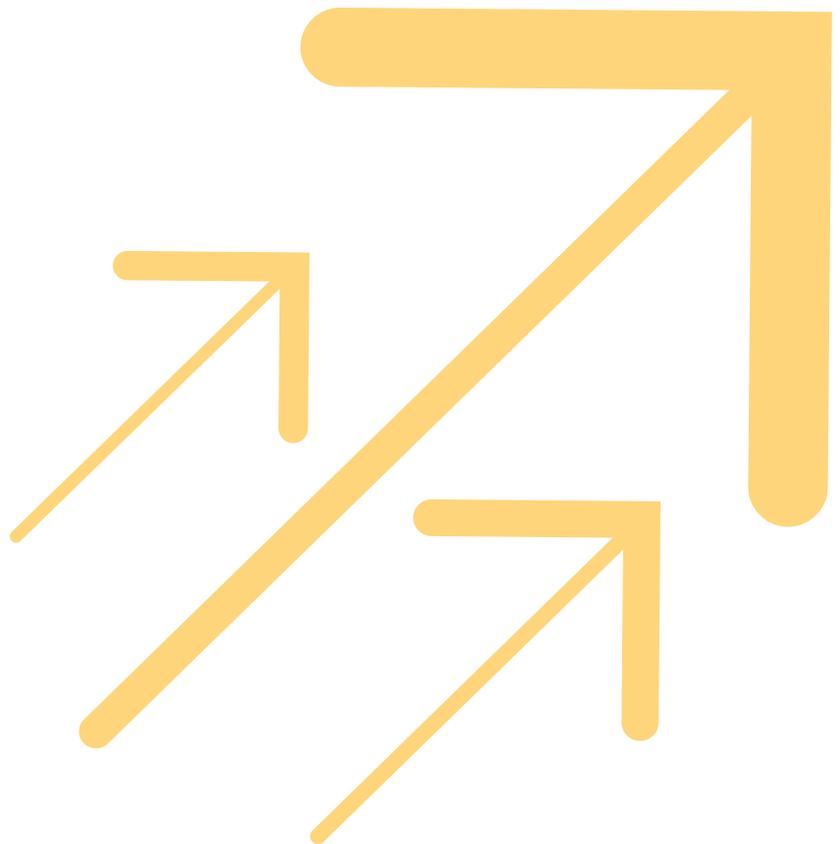


Dr. Urban Keussen
TenneT TSO GmbH



Rainer Joswig
TransnetBW GmbH

1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK



1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK

1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber

Verantwortlich für die überregionale Versorgung und die Übertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland sind die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW. Das Strom-Übertragungsnetz in Deutschland besteht aus vier Regionen, sogenannten Regelzonen.

Abbildung 1: Regelzonen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Aufgabe der ÜNB ist es, Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland und Europa zu gewährleisten. Dazu müssen sie Erzeugung und Verbrauch in Einklang bringen und die Systemsicherheit durch aktive Steuerung des Netzes sicherstellen.

Die ÜNB sind zentrale Akteure bei der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in die deutsche Netzinfrastruktur. Sie bringen die politischen Vorgaben zur Energiewende in Einklang mit den aktuellen und zukünftigen Anforderungen an das Übertragungsnetz. Parallel zum laufenden Betrieb planen die ÜNB das Netz der Zukunft unter den Prämissen der politischen Rahmenbedingungen. Dabei sind die Einbindung und der Transport von dezentral, verbrauchsfern erzeugter Energie, der Ausstieg aus der Kernenergie sowie die europäische Vernetzung in einem Strombinnenmarkt wesentliche Treiber der Netzentwicklung. Die ÜNB betreiben ihre Netze diskriminierungsfrei und schaffen damit die Voraussetzung für einen funktionierenden, freien Strommarkt.

Das Energiewirtschaftsgesetz (§ 12b EnWG) legt fest, dass die ÜNB der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständiger Behörde einmal jährlich einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) zur Bestätigung vorzulegen haben. Dieser NEP „muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind.“



Der gemeinsame Prozess bei der Erstellung und jährlichen Fortschreibung des Netzentwicklungsplans ist Grundlage für die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes der Zukunft. Entsprechend der gesetzlich festgelegten Verantwortung planen die ÜNB ihre Netze so, dass sie jederzeit zuverlässig, sicher und leistungsfähig zu betreiben sind. Aufgabe der BNetzA ist es, diese Planungen zu prüfen und zu bestätigen.

Der Netzausbau selbst ist jedoch eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, die nur durch das Zusammenwirken vieler Akteure gelingen kann. Die ÜNB stehen dabei als verlässlicher Dialogpartner im Austausch mit der Öffentlichkeit und werben für ein besseres Verständnis und die Akzeptanz von Netzinfrastrukturprojekten.

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber

- ermitteln in ihrem Entwurf des Netzentwicklungsplans auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens den Netzausbaubedarf auf Basis von anerkannten Grundsätzen der Netzplanung,
- definieren im Netzentwicklungsplan auf Basis unterschiedlicher Szenarien Optionen für den Ausbau eines sicheren und bedarfsgerechten Übertragungsnetzes für Deutschland für die folgenden zehn Jahre,
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen, und entwickeln diese kontinuierlich weiter.

1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan

Die jährlich zu erstellenden Netzentwicklungspläne onshore (NEP) und offshore (O-NEP) entstehen in einem mehrstufigen Prozess. Dieser Prozess garantiert die Transparenz der Netzentwicklungsplanung und bindet sowohl die Öffentlichkeit wie auch die BNetzA als zuständige Behörde aktiv ein. Grundlage für die Erarbeitung des NEP ist der Szenariorahmen. Auch dieser wird nach § 12a EnWG jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt.

Gesetzliche Grundlagen und Neuerungen

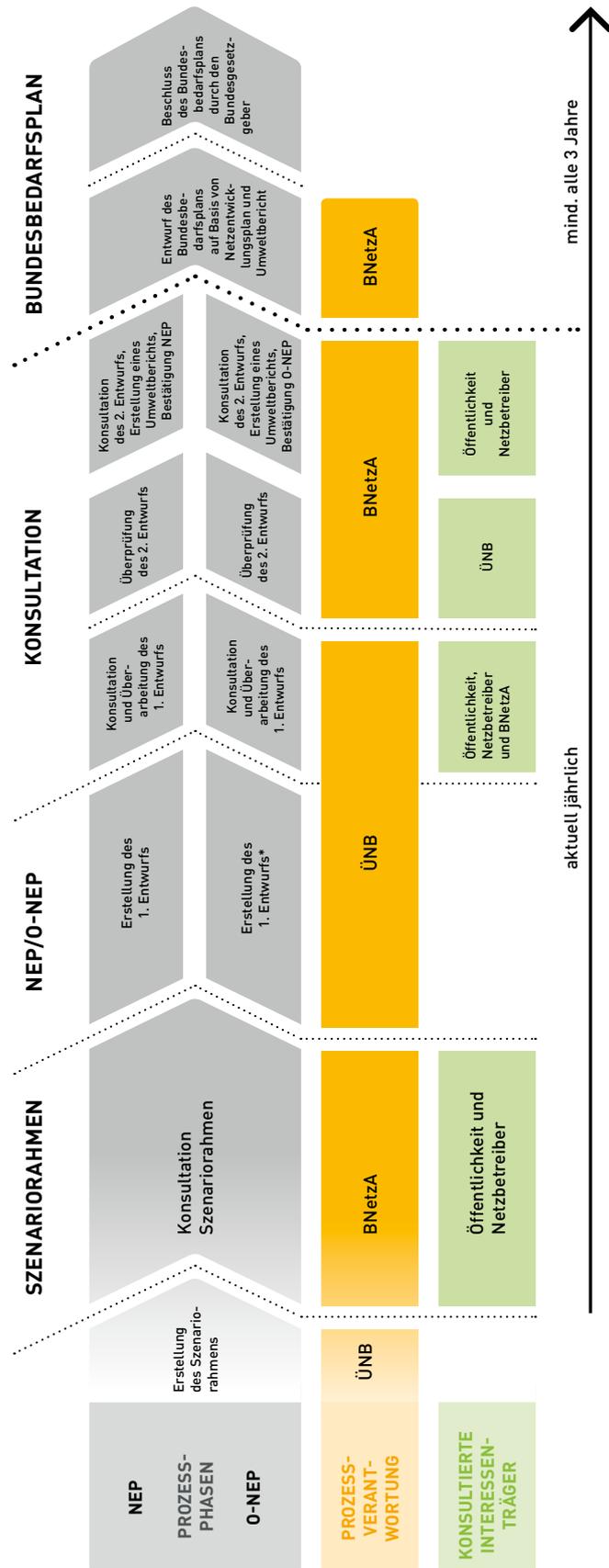
Das EnWG soll gemäß dem Regierungsentwurf eines Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsausbaus (Kabinettsbeschluss vom 25.03.2015) einige Neuerungen erfahren, die auch den künftigen NEP-Erstellungsprozess betreffen. Das Gesetzgebungsverfahren war zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses des NEP noch nicht abgeschlossen.

Zu den Neuerungen gehören insbesondere ein neuer zweijähriger Turnus für die Erstellung des NEP sowie des O-NEP, Änderungen der Bearbeitungs- und Genehmigungsfristen sowie mehr Flexibilität beim Betrachtungshorizont der Szenarien. Die Änderungen sollen ab dem Jahr 2016 für den NEP und den O-NEP gelten.

Die Umstellung von einem jährlichen auf einen zweijährigen Turnus der Erstellung von NEP und O-NEP entspricht einer Forderung, die von zahlreichen Stakeholdern genauso wie von den ÜNB schon seit längerer Zeit erhoben wurde. Die sich bisher überlappenden Prozesse bei der Erstellung verschiedener Netzentwicklungspläne könnten so weitgehend vermieden werden. Das würde mehr Klarheit für alle Beteiligten schaffen. Allerdings wäre mit der im gegenwärtigen Entwurf enthaltenen Änderung wegen enger Bearbeitungs- und Genehmigungsfristen nicht die von vielen Stakeholdern ebenfalls erwünschte Verlängerung der Fristen für die Konsultation und Diskussion der jeweiligen Netzentwicklungspläne verbunden.



Abbildung 2: Der Gesamtprozess



* Unter Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore erstellt durch BSH, BNetzA, BFN, Küstländer



Szenariorahmen

Der Szenariorahmen umfasst laut § 12a EnWG „mindestens drei Entwicklungspfade (Szenarien A, B und C), die für die nächsten zehn Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- bis langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Eines der Szenarien muss die wahrscheinliche Entwicklung der nächsten 20 Jahre darstellen.“ Die Szenarien beschreiben also die Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung wie installierte Erzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbar), Stromverbrauch, Primärenergiekosten und CO₂-Zertifikatspreise. Der NEP bildet somit verschiedene Szenarien gemäß möglicher Ausgestaltungen des zukünftigen Energiemixes ab.

Die ÜNB erarbeiten einen Vorschlag zum Szenariorahmen, den die BNetzA zur Konsultation stellt. Unter Berücksichtigung der eingegangenen Stellungnahmen und der eigenen behördlichen Einschätzung wird der Entwurf des Szenariorahmens durch die BNetzA überarbeitet und genehmigt. Am 19.12.2014 hat die BNetzA den Szenariorahmen für den NEP 2025 nach § 12a EnWG genehmigt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht.

Dieser Szenariorahmen enthält erstmals insgesamt sechs Szenarien, vier mit einem zehnjährigen Betrachtungshorizont und zwei Szenarien mit einem zwanzigjährigen Betrachtungshorizont. Dabei sind die Szenarien grob wie folgt zu charakterisieren:

- Szenario A 2025: EE-Ausbau am unteren Rand und größter konventioneller Kraftwerkspark
- Szenario B1 2025: EE-Ausbau am oberen Rand und erhöhter Anteil an Erdgas
- Szenario B2 2025: Emissionsreduktion
- Szenario B1 2035: EE-Ausbau am oberen Rand und erhöhter Anteil an Erdgas – 20 Jahre
- Szenario B2 2035: Emissionsreduktion – 20 Jahre
- Szenario C 2025: Verbrauchsreduktion und geringster konventioneller Kraftwerkspark

Die Details des dem NEP 2025 zugrunde liegenden Szenariorahmens werden in Kapitel 2 ausführlich dargestellt.

Erstellung des Netzentwicklungsplans

Auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens erfolgt die Erstellung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber in drei Schritten:

- Im ersten Schritt wird für jedes Szenario des Szenariorahmens in einer Marktsimulation ermittelt, wann die entsprechenden erneuerbaren wie konventionellen Erzeugungsanlagen wie viel Energie ins Netz einspeisen. Als Eingangsparameter für die Marktsimulation wird das für alle Szenarien vorgegebene Einspeisemanagement von maximal 3 % der Jahresenergiemenge für jede Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlage berücksichtigt. In der Marktsimulation wird das Wetter ebenso simuliert wie die Einbettung Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt. Daraus wird der Übertragungsbedarf im Übertragungsnetz für jedes Szenario anhand der Netznutzungsfälle im Zieljahr 2025 bzw. 2035 (8.760 stündliche Last- und Einspeisesituationen über ein Jahr) mittels eines Marktmodells ermittelt. Die Ergebnisse der Marktsimulation werden in Kapitel 3 detailliert erläutert.
- Im zweiten Schritt wird darauf aufbauend für jedes Szenario in Netzanalysen der Netzentwicklungsbedarf (Netzverstärkungen und Netzausbau) bestimmt. Dazu wird geprüft, ob das sogenannte Startnetz (bestehende und bereits fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen, siehe Kapitel 4.2.1) geeignet ist, um die in der Marktsimulation berechneten Leistungsflüsse zu transportieren. Dabei sind die kritischen Stunden für die Netzdimensionierung ausschlaggebend, damit Systemstabilität und Versorgungssicherheit auch in Zukunft jederzeit aufrechterhalten werden können.
- In einem dritten Schritt wird die Systemstabilität des so ermittelten Ergebnisnetzes bewertet.



Im Rahmen des NEP 2025 wird für jedes Szenario ein Übertragungsnetz entwickelt, das durch die Ergänzung von Netzentwicklungsmaßnahmen eine strukturell engpassfreie Stromübertragung und ein stabiles Netz im Zieljahr 2025 ermöglicht. Hierbei ist zu beachten, dass die Betrachtung eines durchschnittlichen Stundenwertes in der Marktsimulation im Vergleich zu den in der Realität auftretenden viertelstündlichen Werten zusammen mit der angewendeten Spitzenkappung bei Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen zu einer Verringerung extremer Einspeisespitzen und somit zu einem verringerten Netzausbau führt. Dabei ist gemäß den Vorgaben aus dem genehmigten Szenariorahmen erstmals in allen Szenarien eine Spitzenkappung bei Onshore-Windenergie und Photovoltaik berücksichtigt worden (siehe Kapitel 2.2.4). Damit erfolgt mit dem NEP 2025 kein Ausbau des Übertragungsnetzes „für die letzte erzeugte Kilowattstunde“.

Ausweisung von Maßnahmen in den Szenarien

Eine Stärke der angewandten Methodik zur Maßnahmenermittlung ist die exakte Ausweisung einzelner Maßnahmen durch knotenscharfe Berechnungen im vermaschten Drehstromnetz. Dies ist in Europa einmalig. Eine weitere Stärke ist die dynamische Bewertung der Maßnahmen, um ein sicher betreibbares Netz zu entwickeln und somit das hohe Niveau an Versorgungssicherheit auch zukünftig zu gewährleisten.

Anders als bei den Szenarien mit dem Zieljahr 2025 werden die Maßnahmen der Szenarien mit dem Zieljahr 2035 in diesem Netzentwicklungsplan nicht maßnahmenscharf ausgewiesen. Die Maßnahmen der 20-Jahres-Szenarien werden jedoch zur Nachhaltigkeitsprüfung der Maßnahmen aus den 10-Jahres-Szenarien herangezogen. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Maßnahmen, die für das Zieljahr 2025 identifiziert wurden, auch im Zieljahr 2035 erforderlich sind. Eine darüber hinausgehende maßnahmenscharfe Ausweisung ist dazu nicht erforderlich.

1.3 Ergänzung des ersten Entwurfs des NEP 2025 auf Basis der Eckpunkte der Regierungskoalition vom 01.07.2015

Im Juni 2015 lagen die maßnahmenscharfen Ergebnisse der Netzberechnungen für alle Szenarien mit dem Zieljahr 2025 (A, B1, B2 und C) vor. Um jedoch die Eckpunkte der Regierungskoalition vom 01.07.2015² zum Ausbau des Strom-Übertragungsnetzes hinreichend im NEP 2025 aufgreifen zu können, wurden umfangreichere Neuberechnungen erforderlich.

Konkret wurde u. a. vereinbart:

- Alternativen auf bestehenden Trassen zur Entlastung des Netzknotens Grafenrheinfeld zu untersuchen,
- die netztechnische Eignung des Netzverknüpfungspunktes Isar als südlichen Endpunkt der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-(HGÜ)-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern zu prüfen sowie
- einen Vorrang der Erdverkabelung bei HGÜ-Verbindungen einzuführen.

Basierend auf diesen Entscheidungen hat die BNetzA die Übertragungsnetzbetreiber im Juli 2015 aufgefordert, in einer Sonderrechnung zum NEP 2014 die netztechnische Eignung von Isar als südlichen Netzverknüpfungspunkt der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern zu untersuchen. Dieses Ergebnis ist in die Bestätigung des NEP 2014 durch die BNetzA vom 04.09.2015 eingeflossen. Dort hat die BNetzA den bisherigen Netzverknüpfungspunkt Gundremmingen bestätigt, gleichzeitig aber auf die Eignung des Netzverknüpfungspunktes Isar – unter der Bedingung einer zusätzlichen Netzverstärkung zwischen Ottenhofen und Oberbachern (siehe P222 im Anhang) – hingewiesen. Außerdem hat die BNetzA die ÜNB zur Prüfung von Alternativen zu P43 (Mecklar – Bergheinfeld/West [früher Grafenrheinfeld]) und P44 (Altenfeld – Grafenrheinfeld) zur Entlastung des Netzknotens Grafenrheinfeld im NEP 2025 aufgefordert.

²Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Politische Vereinbarungen der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015.



Die Grundsatzentscheidung, welcher der beiden Netzverknüpfungspunkte der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern in den Bundesbedarfsplan aufgenommen wird, obliegt dem Bundestag als Gesetzgeber. Da dieses Verfahren bei Redaktionsschluss des NEP noch nicht abgeschlossen war, haben die Übertragungsnetzbetreiber sämtliche Szenarien sowohl in einer Variante „Gundremmingen“ (Wolmirstedt – Gundremmingen/Gundelfingen) als auch in einer Variante „Isar“ (Wolmirstedt – Isar) erneut betrachtet und dabei jeweils auch Alternativen auf bestehenden Trassen zur Entflechtung des Netzknotens Grafenrheinfeld untersucht. Statt P43 wurde P43mod (Mecklar – Dipperz – Urberach) und an Stelle von P44 wurde P44mod (Altenfeld – Schalkau – Würgau – Ludersheim) in den Szenarien berücksichtigt.

Wegen des engen Zeitrahmens konnten die ÜNB nur für das Szenario B1 2025 eine vollständige neue, maßnahmen-scharfe Netzberechnung mit der neuen Netztopologie in den Varianten „Entflechtung Grafenrheinfeld – Gundremmingen“ (B1 2025 GG) und „Entflechtung Grafenrheinfeld – Isar“ (B1 2025 GI) durchführen. Die übrigen Szenarien A 2025, B2 2025, C 2025 sowie B1 2035 und B2 2035 wurden nicht komplett neu berechnet. Jedoch wurden die Auswirkungen von P43mod, P44mod sowie – in der Variante Isar – die Verschiebung des südlichen Netzverknüpfungspunktes der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern auch für diese Szenarien mittels eines Plausibilitätschecks überprüft.

Diese Analyse anhand ausgewiesener Referenzfälle hat gezeigt, dass die durch das neu berechnete Szenario B1 2025 ausgelösten Veränderungen auch in den übrigen Szenarien in der jeweiligen Variante grundsätzlich netztechnisch belegt werden können. Da sich im Zuge einer vollständigen Neuberechnung dieser Szenarien allerdings noch Veränderungen bei einzelnen Maßnahmen ergeben können, wurden diese Szenarien in Kapitel 4 und 5 jeweils in der vor dem 01.07.2015 berechneten Netztopologie dargestellt.

Der in den Eckpunkten der Regierungskoalition vom 01.07.2015 enthaltene Erdkabelvorrang für HGÜ-Verbindungen befand sich zum Redaktionsschluss des NEP 2025 noch im Gesetzgebungsverfahren. Daher können die genauen Auswirkungen in diesem Bericht noch nicht vollständig abgebildet werden. Als erste Abschätzung wird deshalb in Kapitel 4.1.3 eine Bandbreite der möglichen Kostenauswirkungen eines gesetzlichen Erdkabelvorrangs für HGÜ-Verbindungen auf den in diesem NEP identifizierten HGÜ-Netzausbaubedarf angegeben.

Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Übersicht über die wesentlichen Unterschiede und Gemeinsamkeiten der zehnjährigen Szenarien des NEP 2025 inkl. der maßnahmenscharf gerechneten Varianten des Szenarios B1 2025.

Tabelle 1: Übersicht über die zehnjährigen Szenarien des NEP 2025 inkl. der Varianten des Szenarios B1 2025

	A 2025	B1 2025	B1 2025 Variante GG	B1 2025 Variante GI	B2 2025	C 2025
Berücksichtigung EEG 2014	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Spitzenkappung Wind onshore/PV	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
CO₂-Begrenzung	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja
Endpunkt DC 5/6 (Eckpunkte 01.07.2015)	Gundremmingen/ Gundelfingen	Gundremmingen/ Gundelfingen	Gundremmingen/ Gundelfingen	Isar	Gundremmingen/ Gundelfingen	Gundremmingen/ Gundelfingen
Entflechtung Grafenrheinfeld (Eckpunkte 01.07.2015)	Nein (P43, P44)	Nein (P43, P44)	Ja (P43mod, P44mod)	Ja (P43mod, P44mod)	Nein (P43, P44)	Nein (P43, P44)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



1.4 Pilotprojekt zur Maßnahmenbewertung und Ableitung von Vorzugsmaßnahmen

Die Übertragungsnetzbetreiber haben den im Zuge des NEP 2014 getesteten Ansatz zur Bewertung von im Netzentwicklungsplan identifizierten Maßnahmen weiterentwickelt. Zusätzlich zur bisherigen Arbeitsweise der Übertragungsnetzbetreiber (maßnahmenscharfe Ermittlung des für ein engpassfreies Netz erforderlichen Netzentwicklungsbedarfs) wurden fünf Kriterien angewendet, anhand derer die erforderlichen Maßnahmen hinsichtlich ihrer Wirkung weitergehend charakterisiert werden können:

- Vermiedener Redispatch
- Vermiedenes EE-Einspeisemanagement
- Transportaufgabe: Ausfälle/Überlastungen
- Planungsrobustheit
- NOVA

Mit diesen Kriterien wurden in einem Pilotprojekt die Zubaunetz-Maßnahmen des Szenarios B1 2025 bewertet. Von einer Veröffentlichung im Rahmen des NEP 2025 sehen die Übertragungsnetzbetreiber jedoch ab, da die aktuell ergänzten Varianten des Szenarios B1 2025 (B1 2025 GG und B1 2025 GI, siehe Kapitel 1.3) im verbleibenden Zeitrahmen nicht zusätzlich bewertet werden konnten. Das Ergebnis der Maßnahmenbewertung wäre somit nicht vollständig und aktuell. Dasselbe gilt für die ebenfalls neu entwickelte Methode zur Herleitung von Vorzugsmaßnahmen.

Nach Auffassung der Übertragungsnetzbetreiber ist dieses Verfahren geeignet, diejenigen Maßnahmen aus der Gesamtheit der nach dem NEP 2025 erforderlichen Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen zu identifizieren, die sich gegenüber veränderten Rahmenbedingungen als besonders robust erwiesen haben, einen hohen Nutzen aufweisen, eine geringere Eingriffsintensität haben und insofern für das jeweilige Zieljahr des NEP vorrangig realisiert werden sollten (Vorzugsmaßnahmen). Die ÜNB beabsichtigen ein derartiges Verfahren mit Bewertung von Maßnahmen anhand konkreter Kriterien und einer Herleitung von Vorzugsmaßnahmen bei zukünftigen Netzentwicklungsplänen anzuwenden.

Vor diesem Hintergrund haben sich die Übertragungsnetzbetreiber entschlossen, das Vorgehen sowie einige beispielhafte Ergebnisse des Pilotprojektes in einem gesonderten Dokument zu beschreiben und als Begleitdokument zum vorliegenden ersten Entwurf des NEP 2025 zu veröffentlichen. Dieses Dokument, das unter www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2025_1_Entwurf_Massnahmenbewertung.pdf zu finden ist, enthält eine detaillierte Beschreibung der Bewertungskriterien und ihrer Anwendung, eine Herleitung von Vorzugsmaßnahmen sowie das exemplarische Ergebnis in Form einer Übersichtstabelle.

Im Nachgang zu diesem NEP werden die ÜNB die weitergehende Qualifizierung von Netzausbaumaßnahmen weiter verfolgen und insbesondere die durch Netzausbaumaßnahmen entfallenden Redispatchmengen ausweisen.

1.5 Der NEP als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz

Der erste Entwurf des NEP wird jeweils nach Fertigstellung von den Übertragungsnetzbetreibern öffentlich zur Konsultation gestellt (siehe Kapitel 6). Nach seiner Überarbeitung wird er dann in zweiter Fassung an die BNetzA übermittelt, die eine weitere Konsultation durchführt. Erst nach diesem Schritt bestätigt die BNetzA schließlich den NEP. Mindestens alle drei Jahre übermittelt die BNetzA der Bundesregierung den jeweils aktuellen NEP und den O-NEP als Basis für einen Bundesbedarfsplan (§ 12e EnWG). Darin werden durch den Gesetzgeber im Zuge eines Gesetzgebungsverfahrens die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt. Mitte 2013 haben Bundestag und Bundesrat den ersten Bundesbedarfsplan auf Basis des NEP 2012 verabschiedet.

Während der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans hat die Bundesregierung dem Bundestag eine Überarbeitung des Bundesbedarfsplans auf Basis des von der BNetzA bestätigten NEP 2014 vorgeschlagen. Das Gesetzgebungsverfahren war bei Redaktionsschluss des NEP 2025 noch nicht abgeschlossen.



1.6 Verbindung zum Offshore-Netzentwicklungsplan

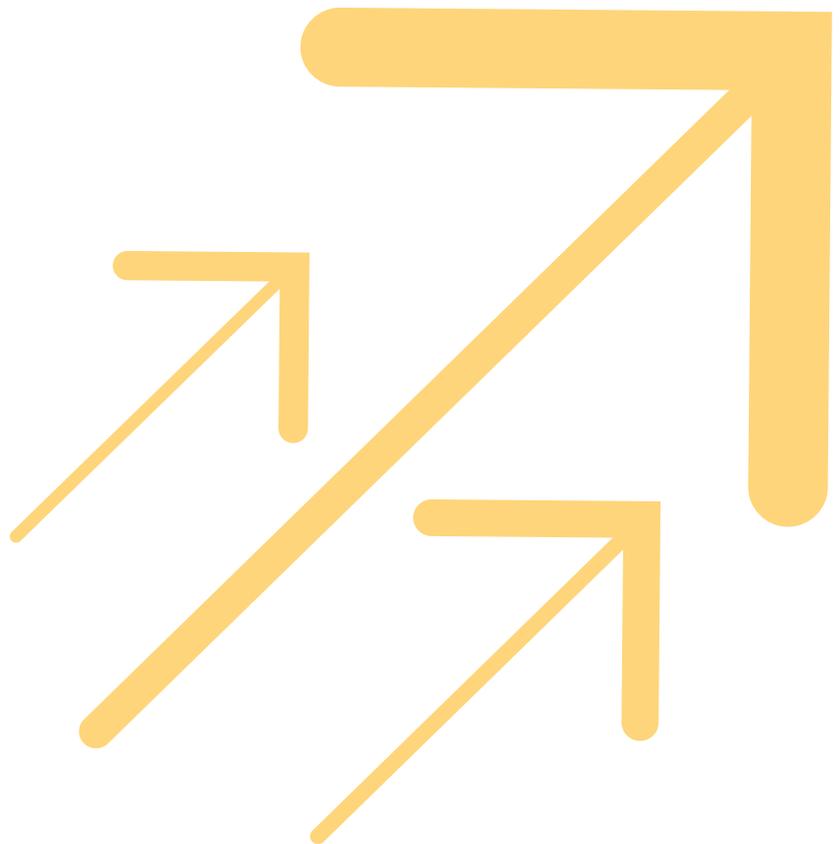
Der zur Konsultation gestellte und von der BNetzA genehmigte Szenariorahmen ist auch die Grundlage für den Offshore-Netzentwicklungsplan. In den sechs Szenarien wird jeweils für Nord- und Ostsee die entsprechende Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie angegeben. Die zweite wichtige Schnittstelle zwischen NEP und O-NEP sind die Netzverknüpfungspunkte zwischen Onshore- und Offshorenetz (siehe Kapitel 4.2.3). Diese müssen erstens räumlich konsistent sein, zweitens in Bezug auf die angeschlossene Leistung an Offshore-Windenergie und drittens in Bezug auf die Inbetriebnahmejahre für die seeseitige und landseitige Anbindung. Nur so kann sichergestellt werden, dass der offshore erzeugte Strom über die Offshore-Anbindungsleitungen und das Übertragungsnetz an Land zu den Verbrauchern transportiert werden kann.



Übersicht Links

- Begleitdokument zur Maßnahmenbewertung: www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2025_1_Entwurf_Massnahmenbewertung.pdf ↗

2 SZENARIORAHMEN



2 SZENARIORAHMEN

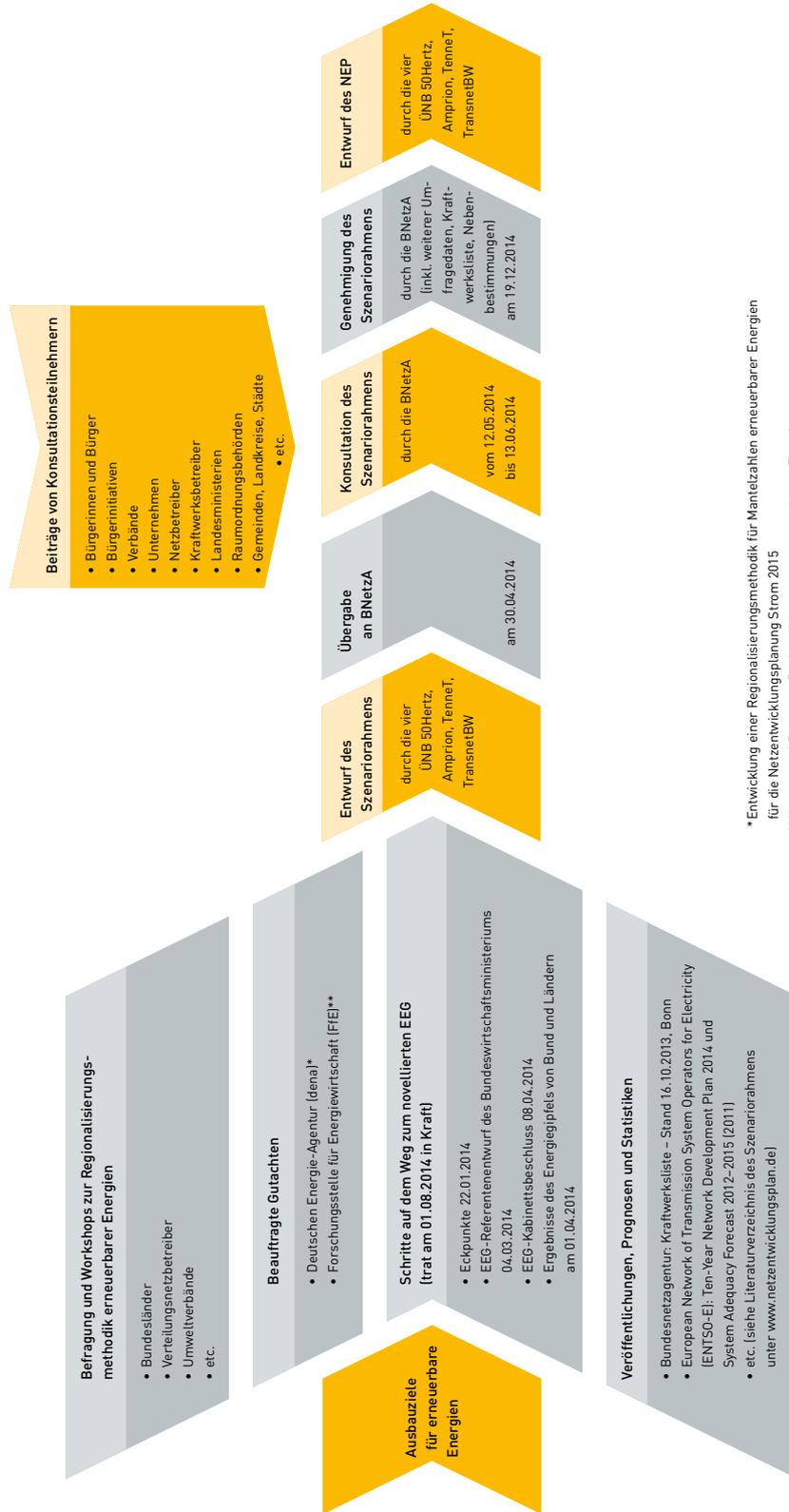
Der Szenariorahmen beschreibt wahrscheinliche Entwicklungen der Energielandschaft in Deutschland und Europa. Er trifft Annahmen zu den installierten Kraftwerkskapazitäten – erneuerbar wie konventionell – sowie zum Stromverbrauch in den nächsten zehn bzw. 20 Jahren. Weitere Parameter sind Entwicklungen der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten. Auf Basis dieser Annahmen, Simulationen des Strommarktes und daran anschließenden Netzanalysen wird dann das dafür passfähige Übertragungsnetz abgeleitet. Der Szenariorahmen ist somit Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP). Grundlage des NEP 2025 ist der am 19.12.2014 durch die Bundesnetzagentur unter dem Aktenzeichen 6.00.03.05/14-12-19 veröffentlichte, genehmigte Szenariorahmen.

Die Entwicklung der deutschen Energielandschaft ist von einer Vielzahl von Faktoren geprägt. Themen wie weitere Bevölkerungsentwicklung, Smart Cities, Elektromobilität, Demand Side Management und Speicher sind einige der sich dynamisch entwickelnden Felder. Langfristig können hieraus relevante Verschiebungen hinsichtlich der Erzeugungs- oder auch Verbrauchsstruktur erwachsen, die sich in den Erfordernissen an das Verteilungsnetz und ggf. auch an das Übertragungsnetz niederschlagen. Im zehnjährigen Planungshorizont des Netzentwicklungsplans sind diese bisher nicht absehbar.

Der Szenariorahmen entsteht vor diesem Hintergrund in mehreren Schritten unter Beteiligung der Öffentlichkeit und fußt auf einer breiten Daten- und Informationsgrundlage.



Abbildung 3: Der Szenariorahmen – gemeinsame Grundlage für den NEP und den O-NEP



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Der durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichte Entwurf zum Szenariorahmen, die Konsultationsbeiträge, der genehmigte Szenariorahmen und die dazugehörige Kraftwerksliste sind auf der Website der Bundesnetzagentur verfügbar.³

Im Rahmen der vorbereitenden Arbeiten zum NEP 2025 und insbesondere der weiteren Aufbereitung der Rahmendaten konnten weitere Verbesserungen der Methoden und Datengrundlage realisiert werden. Insbesondere die Regionalisierung der erneuerbaren Energien bietet eine bisher nicht verfügbare, stark differenzierte Analyse der zukünftigen Einspeisestandorte.

Als mögliche Arbeitsschwerpunkte für die folgenden Verfahren zeigen sich beispielsweise die Datenlage auf Verbrauchsseite, die Berücksichtigung von weiteren eher wirtschaftlich geprägten Faktoren bei der Festlegung der Kraftwerkslaufzeiten und die Entwicklung einzelner Energieträger.

2.1 Rahmendaten der Szenarien im Netzentwicklungsplan 2025

Erstmalig enthält der Szenariorahmen sechs Szenarien und zudem weitere wesentliche Änderungen. Insbesondere zählen hierzu die Spitzenkappung für Wind onshore und Photovoltaikanlagen sowie die Begrenzung der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland. Allen Szenarien gemein ist zudem, dass sie die neuen Rahmenbedingungen durch die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vom August 2014 berücksichtigen.

2.1.1 Wesentliche Charakteristika der Szenarien

Szenario A 2025 (EE-Ausbau am unteren Rand und größter konventioneller Kraftwerkspark)

Das Szenario A 2025 zeichnet sich durch einen Anteil der erneuerbaren Energien am unteren Rand des EEG-Ausbaukorridors und im konventionellen Bereich durch einen relativ hohen Anteil an Kohlekraftwerken aus. Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien orientiert sich an der unteren Grenze des vorgegebenen Korridors des § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG. Die pauschalen Annahmen zur technischen Lebensdauer der konventionellen Kraftwerke entsprechen den Vorgaben der Bundesnetzagentur und betragen 50 Jahre für Kohlekraftwerke und 45 Jahre für Gaskraftwerke. Anders als in den vergangenen Jahren wird kein Zubau von in Planung befindlichen Braunkohlekraftwerken angenommen. Ebenso wird kein weiterer Zubau an neu geplanten Gaskraftwerken vorgegeben. In Bau befindliche und geplante Steinkohlekraftwerke, für die ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach Kraftwerks-Netzanschlussverordnung vorliegt, werden berücksichtigt. Auch Pumpspeicher finden dann Eingang in das Szenario, wenn ein Netzanschlussbegehren oder eine Netzanschlusszusage nach Kraftwerks-Netzanschlussverordnung vorliegt. Der Nettostromverbrauch entspricht mit 543,6 TWh dem Niveau des Referenzjahres⁴ 2013. Die Jahreshöchstlast liegt mit 84 GW leicht höher als im Referenzjahr.

Szenario B1 2025 (EE-Ausbau am oberen Rand und erhöhter Anteil an Erdgas)

Szenario B1 2025 geht für das Zieljahr 2025 von einem höheren Anteil der erneuerbaren Energien als Szenario A aus und ist an den oberen Rand des politischen Ausbaukorridors angelehnt. Es ist im konventionellen Kraftwerkspark durch einen vergleichsweise höheren Anteil an Erdgaskraftwerken geprägt. Geplante, aber bis dato noch nicht im Bau befindliche Kohlekraftwerke werden nicht berücksichtigt. Die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der konventionellen Kraftwerke wird im Vergleich zu den Annahmen in Szenario A 2025 um fünf Jahre reduziert. Es wird ein Zubau von Gas- und Pumpspeicherkraftwerken angenommen, welche sich in Bau oder fortgeschrittenem Planungsstadium befinden. Der Nettostromverbrauch sowie die Jahreshöchstlast entsprechen wiederum den Werten des Szenarios A 2025.

³www.netzausbau.de/cln_1412/DE/Bedarfsermittlung/Delta/SzenariorahmenDelta/SzenariorahmenDelta-node.html.

⁴Das Referenzjahr dient dem Vergleich mit den Zieljahren der Szenarien und wurde in der Genehmigung der Bundesnetzagentur mit dem Stichtag 31.12.2013 festgelegt.



Szenario B2 2025 (Emissionsreduktion)

Die Annahmen zu installierten Leistungen, Nettostromverbrauch und Jahreshöchstlast entsprechen denen des Szenarios B1 2025. Zusätzlich wird der jährliche CO₂-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks entsprechend dem Emissionsziel auf 187 Mio. t in 2025 limitiert.

Szenario B1 2035 (EE-Ausbau am oberen Rand und erhöhter Anteil an Erdgas – 20 Jahre)

Szenario B1 2035 schreibt die Annahmen des Szenarios B1 2025 um weitere zehn Jahre für das Zieljahr 2035 fort. Der Kraftwerkspark reduziert sich aufgrund der Lebensdauerbegrenzung weiter. In diesem Szenario werden im Vergleich zu B1 2025 weitere in Planung befindliche Gaskraftwerke berücksichtigt. Ebenfalls werden sämtliche der Bundesnetzagentur gemeldeten Pumpspeicherprojekte aufgenommen.

Szenario B2 2035 (Emissionsreduktion – 20 Jahre)

Die Annahmen zu installierten Leistungen, Nettostromverbrauch und Jahreshöchstlast entsprechen denen des Szenarios B1 2035. Zusätzlich wird der jährliche CO₂-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks entsprechend dem fortgeschriebenen Emissionsziel auf 134 Mio. t in 2035 limitiert.

Szenario C 2025 (Verbrauchsreduktion und geringster konventioneller Kraftwerkspark)

Szenario C 2025 zeichnet sich im Vergleich zum Referenzjahr 2013 durch ein um 5 % reduziertes Verbrauchsniveau von 516,4 TWh aus und trägt damit verstärkten Bemühungen um effiziente Energienutzung Rechnung. Die installierte Leistung der Erneuerbaren liegt niedriger als in den Szenarien B1 2025 sowie B2 2025. Geplante Gaskraftwerke sowie der Zubau von Kohlekraftwerken und Pumpspeichern werden analog zu den Szenarien B1 2025 und B2 2025 abgebildet. Die technische Lebensdauer der konventionellen Kraftwerke wird im Vergleich zu den Annahmen in A 2025 um zehn Jahre reduziert. Im Ergebnis reduziert sich die installierte Leistung aus konventionellen Kraftwerken und Speichern verglichen mit den anderen Szenarien für 2025 weiter. Der CO₂-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks wird auf 187 Mio. t in 2025 limitiert.



Ein Überblick über die installierten Leistungen ist in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

Tabelle 2: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien

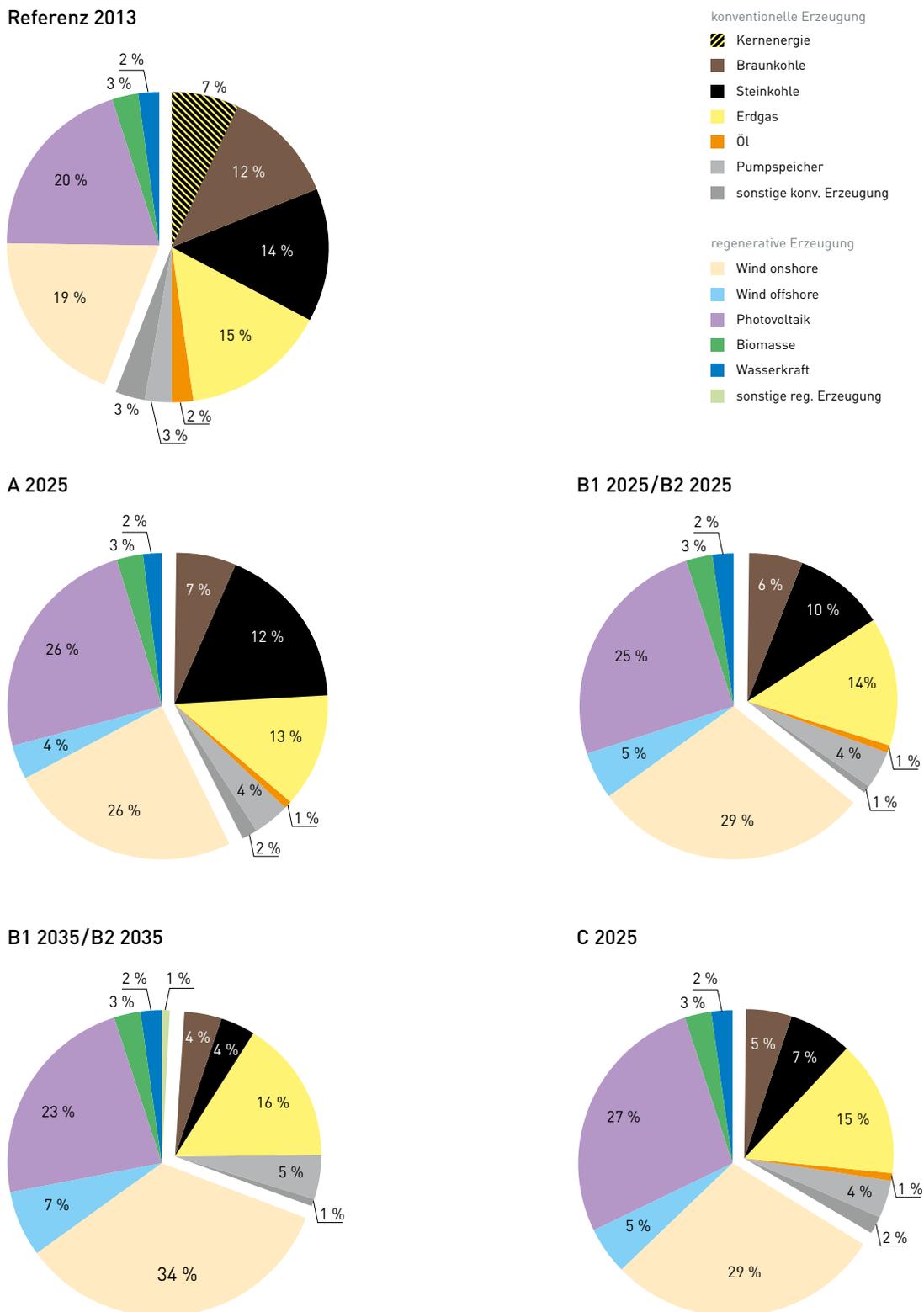
Nettonennleistung (GW)	Referenz 2013	A 2025	B1 2025/ B2 2025	B1 2035/ B2 2035	C 2025
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	14,2	12,6	9,1	10,2
Steinkohle	25,9	25,8	21,8	11,0	14,9
Erdgas	26,7	26,5	29,9	40,7	29,5
Öl	4,1	1,3	1,1	0,8	1,1
Pumpspeicher	6,4	8,6	8,6	12,7	8,6
sonstige konv. Erzeugung	4,7	3,2	3,1	3,1	3,1
Summe konv. Erzeugung	101,1	79,6	77,3	77,5	67,4
Wind onshore	33,8	53,0	63,8	88,8	59,0
Wind offshore	0,5	8,9	10,5	18,5	10,5
Photovoltaik	36,3	54,1	54,9	59,9	54,1
Biomasse	6,2	6,4	7,4	8,4	6,4
Wasserkraft	3,9	3,9	4,0	4,2	3,9
sonstige reg. Erzeugung	0,4	0,5	0,8	1,2	0,5
Summe reg. Erzeugung	81,1	126,8	141,4	181,0	134,4
Summe konv. und reg. Erzeugung	182,2	206,4	218,7	258,5	201,8

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2025

Die Anteile der installierten Leistung je Erzeugungstechnologie in den Szenarien sind in den folgenden Abbildungen dargestellt. Deutlich erkennbar ist, ausgehend von der Referenz 2013, eine Verschiebung der Erzeugungsstruktur hin zu erneuerbaren Energien, welche in allen Szenarien des Netzentwicklungsplans deutlich mehr als 50 % der installierten Leistung umfassen. Der konventionelle Kraftwerkspark ist folglich reduziert. Dieser Trend zeigt sich auch bei der Betrachtung der Mantelzahlen der vorherigen NEP: Bildete der NEP 2012 noch eine Bandbreite von 87,3 bis 91,1 GW an konventionellen Kraftwerken und Speichern ab, so sind es im NEP 2025 67,4 bis 79,6 GW. Die Erneuerbaren betragen in Summe im NEP 2012 115,6 GW bis 174,7 GW und sind weiter gestiegen auf eine Bandbreite im NEP 2025 von 126,8 GW bis 181,0 GW für 2035.



Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2025



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen

In allen Szenarien wird bei KWK-fähigen Kleinkraftwerken (Anlagen < 10 MW) ein Zubau angenommen. So wird nun in den Szenarien bis 2025 ein Zubau von 3.000 MW vorgesehen und bis 2035 ein weiterer Zubau in Höhe von 2.000 MW. Die Bedeutung der KWK-Erzeugung erhöht sich so in allen Szenarien, insgesamt ist im Szenario A 2025 eine installierte Leistung von 50,6 GW an KWK-fähigen Groß- und Kleinkraftwerken angenommen, im Szenario B 2025 beträgt die installierte Leistung 49,4 GW und in C 2025 42,8 GW. Im Langfristszenario 2035 werden 44,1 GW KWK-fähige Kraftwerke unterstellt.

2.1.2 Nettostromverbrauch und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien

Die Entwicklung des Energiebedarfs der Endverbraucher lässt sich nicht sicher vorhersehen. Energieeffizienzmaßnahmen auf Seiten der Verbraucher können zu einem Rückgang, der Ersatz von Primärenergieträgern durch elektrische Energie, z. B. durch Elektromobilität, kann zu einem Anstieg des Strombedarfs führen. Inwieweit sich diese Trends gegenseitig beeinflussen, ist heute schwer absehbar. In der Genehmigung der Bundesnetzagentur finden sich folgende Annahmen zu Nettostromverbrauch und Jahreshöchstlast:

Tabelle 3: Nettostromverbrauch in den genehmigten Szenarien

	Referenz 2013	A 2025	B1 2025/ B2 2025	B1 2035/ B2 2035	C 2025
Nettostromverbrauch (TWh)*	543,6	543,6	543,6	543,6	516,4
Jahreshöchstlast (GW)**	82,8	84,0	84,0	84,0	79,8

*inklusive der Summe der Netzverluste im Verteilungsnetz
**inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilungsnetz

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2025

Mit Ausnahme des Szenarios C 2025 wird für alle Szenarien ein im Vergleich zum Referenzjahr 2013 gleichbleibender Nettostromverbrauch angenommen. Im Szenario C 2025 wird ein Rückgang von Verbrauch und Jahreshöchstlast um 5 % auf Grund von Energieeffizienzmaßnahmen unterstellt. Hierbei ist zu beachten, dass in dem angegebenen Nettostromverbrauch noch nicht die Verluste im Übertragungsnetz enthalten sind. Diese sind Ergebnis der Netzberechnungen und gehen in einem iterativen Schritt in die Marktsimulationen ein.

2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse

Die Rahmendaten aus dem genehmigten Szenariorahmen bedürfen einer weiteren Aufbereitung, um sie für die Marktsimulation und folgende Netzanalyse nutzbar zu machen.

Es muss prognostiziert werden, wo sich die zukünftigen dezentralen Anlagenstandorte der erneuerbaren Energien sowie der kleinen KWK befinden und wo diese in das Netz einspeisen. Hierzu dient die Regionalisierung (siehe 2.2.2 Regionalisierung). Die Standorte der konventionellen Kraftwerke sind als Angaben in der genehmigten Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur enthalten. Die Standorte geplanter Kraftwerke werden den entsprechenden Anträgen entnommen.

Auf Basis der Regionalisierung, dem definierten Wetterjahr 2011⁵ und weiteren modelltechnischen Annahmen werden stündlich aufgelöste Zeitreihen der Einspeisung für die erneuerbaren Energien bestimmt (siehe 2.2.2 Regionalisierung).

Durch die Berücksichtigung einer Spitzenkappung für Windenergie- und Photovoltaikanlagen werden diese Einspeisungen in einem weiteren Bearbeitungsschritt analysiert und in einzelnen Stunden angepasst (siehe 2.2.4 Spitzenkappung).

⁵Beim gewählten Jahr 2011 handelt es sich um ein durchschnittliches Wetterjahr.



Ebenso müssen auf der Verbraucherseite räumlich aufgelöste Prognosen über die zukünftige Verteilung der Stromnachfrage getroffen werden. Hierbei greifen die Übertragungsnetzbetreiber auf Erkenntnisse der räumlichen und zeitlichen historischen Lastverteilung des Jahres 2011 zurück und extrapolieren diese auf die Vorgaben des Genehmigungsdokuments (siehe 2.1.2 Nettostromverbrauch).

Für die Abbildung des Wärmemarktes werden regional aufgelöste Temperaturprofile berücksichtigt (siehe www.netzentwicklungsplan.de/ZZB).

Darüber hinaus werden umfassende Daten zur Abbildung und Entwicklung des Auslands, insbesondere Erzeugungskapazitäten, Stromverbrauch sowie Austauschkapazitäten marktmodellkonform aufbereitet (siehe 2.4 Nachbildung Ausland).

Zu den weiteren für die Strommarktsimulation erforderlichen energiewirtschaftlichen Rahmendaten zählen vor allem die Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen. Diese sind zwischen dem Netzentwicklungsplan Strom und dem Netzentwicklungsplan Gas abgestimmt und in der Genehmigung der Bundesnetzagentur festgelegt.

Tabelle 4: Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen

	2025	2035
Ölpreis real	116,00 \$/bbl	128,00 \$/bbl
Rohöl	668,00 €/t	737,00 €/t
Erdgas	3,19 Cent/kWh	3,37 Cent/kWh
Steinkohle	83,50 €/t SKE	84,27 €/t SKE
Braunkohle	1,50 €/MWh _{th}	1,50 €/MWh _{th}
CO ₂ -Zertifikatspreise	21,00 €/t CO ₂	31,00 €/t CO ₂

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2025

Kraftwerksparametrierung zur Abbildung zusätzlicher Versorgungsaufgaben

Einige Kraftwerke erfüllen neben der Stromerzeugung zusätzliche Versorgungsaufgaben. Diese Versorgungsaufgaben umfassen beispielsweise die Wärmebereitstellung für Fern- und Nahwärmenetze sowie die Bereitstellung von Wärme/Strom für direkt zugeordnete Industrie- und Kraftwerksprozesse. Um diese zusätzlichen Versorgungsaufgaben in der Strommarktmodellierung zu berücksichtigen, sind zusätzliche Einsatzbedingungen („Must-Run“) als Eingangsgrößen für die Marktmodellierung definiert, die für die jeweiligen Kraftwerksklassen unterschieden werden.

KWK-Anlagen sind Erzeugungsanlagen, welche mit einem temperaturabhängigen Mindesteinspeiseprofil fahren und darüber hinaus zusätzliche Leistung strommarktgetrieben einspeisen können.

Gegendruckanlagen speisen exakt mit einem temperaturabhängigen Einspeiseprofil, d. h. einer fixen Vorgabe, ein. Die zeitvariablen Einspeisevorgaben werden auf Grundlage der Temperaturzeitreihen des betrachteten Wetterjahres und je Bundesland vorgegeben.



Eine weitere Klasse stellen Erzeugungseinheiten in der öffentlichen Versorgung und der Industrie dar, die durch zusätzliche Versorgungsaufgaben (beispielsweise Fernwärme, Prozesswärme, industrieller Eigenbedarf und Tagebauversorgung) sowohl pro Kraftwerk als auch pro Standort eine lokale Mindestleistung in Form einer (zeitvariablen) Minimalleistung (z. B. Winter/Sommer) aufweisen und darüber hinaus zusätzlich, wenn ökonomisch sinnvoll, weitere Erzeugung für den Markt bereitstellen. Speziell für diese konventionellen Kraftwerke wurden für das Marktmodell Mindestleistungen unterstellt.

Während beim Kraftwerkseinsatz die technische Mindestleistung auf Grund der jeweiligen Anlageneigenschaften von allen Kraftwerken einzuhalten ist, ergeben sich für Erzeugungsanlagen mit zusätzlichen Versorgungsaufgaben während des Betriebs weitere Anforderungen an den Einsatz.

Die Vorgaben zur Mindestleistung kommen im Marktmodell dann zum Tragen, wenn bei rein strommarktgetriebenem Einsatz die Erzeugung geringer wäre als die Stromerzeugung im Zusammenhang mit der Erfüllung der zusätzlichen Versorgungsaufgabe.

Im NEP 2025 werden insgesamt 635 Kraftwerksblöcke berücksichtigt. Hierin nicht enthalten sind die dezentralen KWK-Anlagen (< 10 MW) mit einer Gesamtzahl von > 30.000 Einzelanlagen und einer installierten Leistung von 6,2 GW in 2025 sowie 8,2 GW in 2035.

Je nach Szenario ändert sich die Anzahl der modellierten Einheiten. Eine Übersicht der Blockanzahl und der installierten Leistungen klassifiziert nach Betriebsmodus ist in den nachfolgenden Tabellen dargestellt.

Die tatsächlich zu erwartende Höhe der Must-Run-Kapazitäten konnte für diesen NEP mangels verzögerter oder nicht ausreichender Rückmeldungen der Betreiber noch nicht abschließend geklärt werden.

Tabelle 5: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario A 2025

Installierte Leistung* (Anzahl Blöcke)	Marktbasiert	KWK/Gegendruckanlagen	Industrie/ sonstige Versorgung	Summe
Braunkohle	2,8 GW (5)	0,5 GW (8)	10,9 GW (28)	14,2 GW (41)
Steinkohle	11,3 GW (16)	13,2 GW (50)	1,3 GW (14)	25,7 GW (80)
Erdgas	5,7 GW (32)	9,1 GW (116)	6,4 GW (107)	21,2 GW (255)
Öl	0,4 GW (12)	0,3 GW (5)	0,3 GW (7)	1 GW (24)
Pumpspeicher	8,6 GW (84)	-	-	8,6 GW (84)
Abfall	-	-	1,7 GW (82)	1,7 GW (82)
Sonstige	< 0,1 GW (1)	0,1 GW (2)	0,8 GW (14)	0,9 GW (17)

*Anmerkung: Die angegebenen installierten Leistungen spiegeln nicht die Must-Run-Einspeisungen wider. Diese sind in Abhängigkeit der Versorgungsanforderungen zeitvariabel und liegen naturgemäß unterhalb der installierten Leistungen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der genehmigten Kraftwerkliste aus dem Genehmigungsdokument



Tabelle 6: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario B1 2025/B2 2025

Installierte Leistung* (Anzahl Blöcke)	Marktbasiert	KWK/Gegendruckanlagen	Industrie/ sonstige Versorgung	Summe
Braunkohle	2,8 GW (5)	0,5 GW (8)	9,3 GW (24)	12,6 GW (37)
Steinkohle	8,4 GW (11)	12,1 GW (45)	1,3 GW (14)	21,8 GW (70)
Erdgas	5,6 GW (31)	10,8 GW (120)	8,2 GW (110)	24,6 GW (261)
Öl	0,3 GW (10)	0,3 GW (3)	0,3 GW (7)	0,9 GW (20)
Pumpspeicher	8,6 GW (84)	–	–	8,6 GW (84)
Abfall	–	–	1,7 GW (82)	1,7 GW (82)
Sonstige	< 0,1 GW (1)	0,1 GW (2)	0,7 GW (12)	0,8 GW (15)

*Anmerkung: Die angegebenen installierten Leistungen spiegeln nicht die Must-Run-Einspeisungen wider. Diese sind in Abhängigkeit der Versorgungsanforderungen zeitvariabel und liegen naturgemäß unterhalb der installierten Leistungen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der genehmigten Kraftwerkliste aus dem Genehmigungsdokument

Tabelle 7: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario B1 2035/B2 2035

Installierte Leistung* (Anzahl Blöcke)	Marktbasiert	KWK/Gegendruckanlagen	Industrie/ sonstige Versorgung	Summe
Braunkohle	2 GW (3)	0,2 GW (4)	6,9 GW (17)	9,1 GW (24)
Steinkohle	5,4 GW (7)	5,4 GW (17)	0,3 GW (4)	11 GW (28)
Erdgas	10 GW (29)	14,3 GW (132)	9,1 GW (115)	33,4 GW (276)
Öl	0,1 GW (3)	0,3 GW (3)	0,1 GW (2)	0,5 GW (8)
Pumpspeicher	12,7 GW (101)	–	–	12,7 GW (101)
Abfall	–	–	1,7 GW (82)	1,7 GW (82)
Sonstige	< 0,1 GW (1)	< 0,1 GW (1)	0,7 GW (10)	0,7 GW (12)

*Anmerkung: Die angegebenen installierten Leistungen spiegeln nicht die Must-Run-Einspeisungen wider. Diese sind in Abhängigkeit der Versorgungsanforderungen zeitvariabel und liegen naturgemäß unterhalb der installierten Leistungen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der genehmigten Kraftwerkliste aus dem Genehmigungsdokument



Tabelle 8: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario C 2025

Installierte Leistung* (Anzahl Blöcke)	Marktbasiert	KWK/Gegendruckanlagen	Industrie/ sonstige Versorgung	Summe
Braunkohle	2 GW (3)	0,4 GW (6)	7,9 GW (20)	10,2 GW (29)
Steinkohle	6,3 GW (8)	7,7 GW (31)	0,9 GW (9)	14,9 GW (48)
Erdgas	5,2 GW (19)	10,8 GW (120)	8,2 GW (110)	24,2 GW (249)
Öl	0,2 GW (8)	0,3 GW (3)	0,3 GW (7)	0,8 GW (18)
Pumpspeicher	8,6 GW (84)	-	-	8,6 GW (84)
Abfall	-	-	1,7 GW (82)	1,7 GW (82)
Sonstige	< 0,1 GW (1)	< 0,1 GW (1)	0,7 GW (11)	0,8 GW (13)

*Anmerkung: Die angegebenen installierten Leistungen spiegeln nicht die Must-Run-Einspeisungen wider. Diese sind in Abhängigkeit der Versorgungsanforderungen zeitvariabel und liegen naturgemäß unterhalb der installierten Leistungen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der genehmigten Kraftwerksliste aus dem Genehmigungsdokument

2.2.1 Emissionsreduktion

Im Genehmigungsdokument der BNetzA wird, ausgehend von den CO₂-Reduktionszielen der Bundesregierung, in drei Szenarien eine Begrenzung der jährlichen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland unterstellt. Aus den historischen Emissionen in 1990 sowie dem Energiekonzept der Bundesregierung leiten sich folgende Zielgrößen ab:

- Jährliche Emission von **187 Mio. t CO₂** für die Szenarien B2 2025 sowie C 2025
- Jährliche Emission von **134 Mio. t CO₂** für das Szenario B2 2035

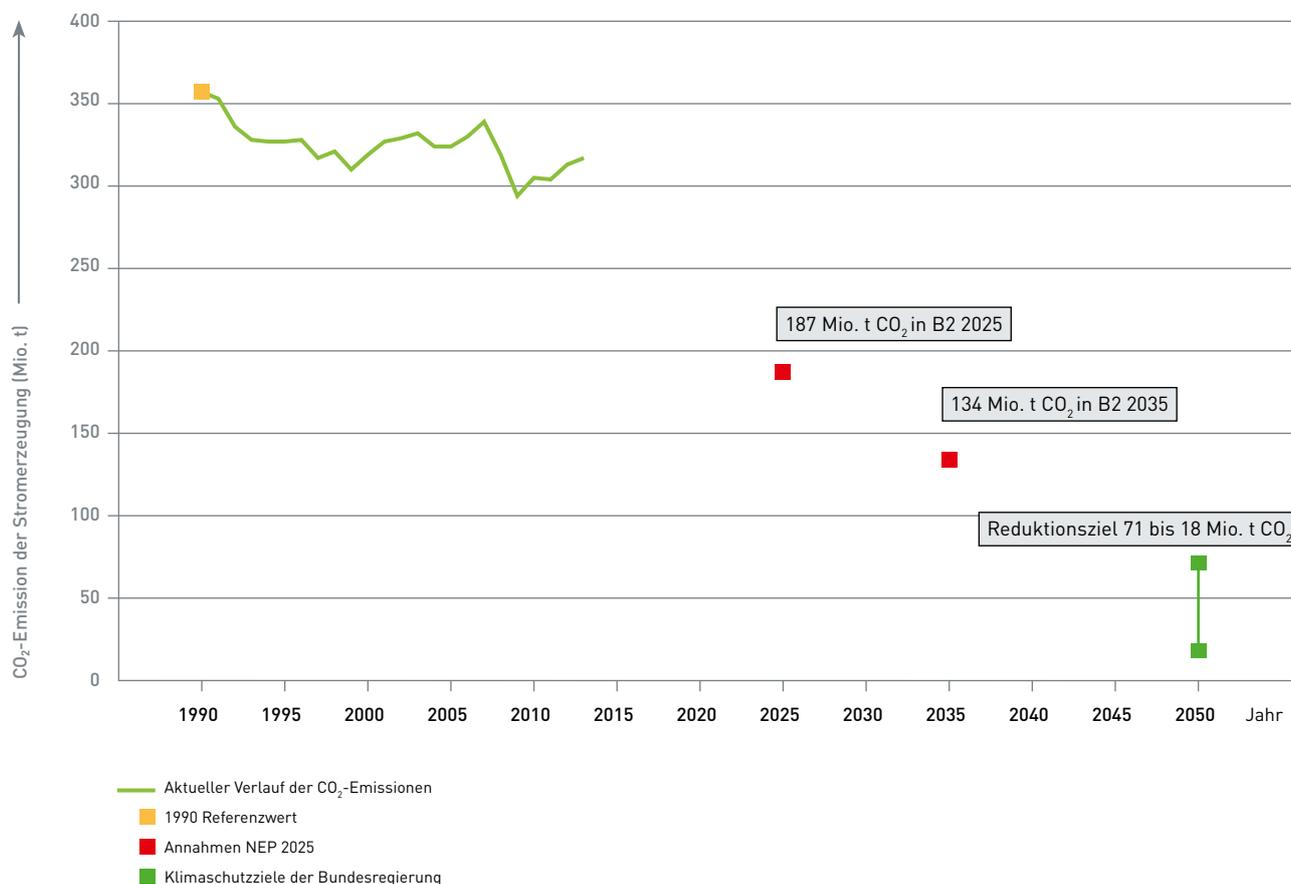
Tabelle 9: CO₂-Reduktionsziele ausgehend vom Referenzjahr 1990

Jahr	1990	2013	2020	2025	2030	2035	2040	2050
CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung (Mio. t)	357	317	214	187	161	134	107	71-18
Politisches Reduktionsziel	-	-	40 %	47,5 %	55 %	62,5 %	70 %	80-95 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die im Genehmigungsdokument fixierten Zielgrößen haben dabei keinen Einfluss auf die installierten Kapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks, wirken sich jedoch auf den Kraftwerkseinsatz aus (siehe Kapitel 3 Marktsimulation zur Implementierung der Vorgabe).



Abbildung 5: CO₂-Limit auf Basis der Klimaschutzziele 2050

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.2.2 Regionalisierung erneuerbarer Energien

Im NEP 2025 konnte die Methode zur Regionalisierung erneuerbarer Energien weiter verbessert werden. Daraus ergibt sich eine detaillierte Datengrundlage zur weiteren Analyse der Einspeisestandorte. Viele Aspekte konnten auch bereits in den zweiten Entwurf des NEP 2014 eingebunden werden.

Wesentliche in das Verfahren einfließende Aspekte sind:

- deutlich höhere Anzahl an berücksichtigten Kriterien für das regionale Zubaupotenzial (u. a. Flächennutzung, Wirtschaftlichkeit und regionalplanerische Gebietsausweisungen)
- auf technologisch und rechtlich nicht geeigneten Flächen findet kein Zubau statt (z. B. Naturschutzgebiete, Gebiete mit starker Hangneigung)
- Zubau orientiert sich bei Onshore-Windenergie stark an tatsächlich ausgewiesenen Eignungsflächen und damit der Regionalplanung und politischen Zielen
- Berücksichtigung der historischen Entwicklung und Repowering von Windenergieanlagen



Methode zur Regionalisierung

Der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen beschreibt mögliche technologiespezifische Gesamtentwicklungen der erneuerbaren Energien bis zu den Jahren 2025 und 2035. Der deutlichste Zubau an Land wird dabei für die Nutzung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ausgewiesen. Auf diesen beiden liegt daher der Untersuchungsschwerpunkt für die kleinräumige regionale Modellierung des Ausbaus (Regionalisierung). Für Windenergie- und Photovoltaikanlagen gliedert sich die Untersuchung im Wesentlichen in folgende Schritte:

- Erfassung des Anlagenbestandes
- Erfassung des regionalen Potenzials je Technologie
- modellgestützte Ermittlung des zu erwartenden zukünftigen regionalen Anlagenbestandes

Basierend auf diesen Schritten kann der zukünftige regionale Ausbau für unterschiedliche Szenarien beschrieben werden. Im Folgenden wird für die einzelnen Technologien ein Überblick gegeben. Eine detaillierte Beschreibung der Regionalisierungsmethodik sowie der verwendeten Eingangsdaten findet sich unter www.netzentwicklungsplan.de/Z4f.

Wind onshore

Bei der Modellierung der Bestandsentwicklung von Windenergieanlagen (WEA) finden in einem ersten Schritt folgende bundeslandspezifische Aspekte Berücksichtigung:

- Anlagenbestand und Ausbauziele in den jeweiligen Bundesländern
- Angekündigte Anlagen bei den Verteilungsnetzbetreibern in den Bundesländern
- regionales Potenzial durch Repowering von Bestandsanlagen
- historische Zubaudynamiken in den Bundesländern

Diese Faktoren werden in einem ersten Schritt zu einem bundeslandspezifischen Entwicklungspfad für die installierte Windenergieleistung zusammengeführt. Darauf aufbauend wird in einem zweiten Schritt eine kleinräumige standortscharfe Verteilung der Anlagen vorgenommen.

Die Erfassung des Bestands an Windenergieanlagen erfolgt standortscharf in einer Datenbank. Eingangsdaten sind hier Meldungen der Landesämter, Netzbetreiber und OpenStreetMap (OSM). Als potenzielle Standorte für neue WEA werden verfügbare Flächen basierend auf Daten eines digitalen Landschaftsmodells (DLM), der Bundesämter für Naturschutz und Gewässerkunde und eines Geländemodells unter Berücksichtigung des potenziellen Ertrags (Datenbasis Deutscher Wetterdienst) bestimmt. Im Rahmen der Modellierung werden zudem die bereits ausgewiesenen, aber auch die in Planung befindlichen Flächen der Raumordnungsbehörden als potenzielle Standorte mit hoher Zubauwahrscheinlichkeit berücksichtigt. Hierbei konnte auf bei den Regionalplanungsbehörden abgefragte georeferenzierte Daten zu den derzeit ausgewiesenen Windvorrang-, -eignungs sowie -vorbehaltsflächen zurückgegriffen werden.

Das verwendete Modell beschreibt in den oben definierten Flächen anschließend einen anlagenscharfen Zubau der Windenergieanlagen. Hierbei wird mittels einer Auswertung bestehender Windenergieanlagen ein anlagenscharfes Repowering innerhalb bestehender Windparks berücksichtigt.



Photovoltaik

Die Bestandsdaten der Photovoltaikanlagen (PV) werden den Anlagenregistern der Übertragungsnetzbetreiber entnommen, nach Freiflächen- und Gebäudeanlagen differenziert und auf Gemeinde- bzw. PLZ-Ebene aggregiert. Das Potenzial für PV-Anlagen auf Gebäuden wird basierend auf statistischen Daten (u. a. zur Globalstrahlung), Gebäudemodellen und Auswertungen einzelner Solardachkataster bestimmt. Die Bestandsentwicklung der Gebäude-PV wird anschließend unter Berücksichtigung der historischen Entwicklung des Zubaus und dem Potenzial je Gemeinde ermittelt. Der Zubau von Freiflächen-PV orientiert sich hauptsächlich an den hierfür wirtschaftlich nutzbaren Flächen. Da das theoretische Flächenpotenzial den insgesamt zu erwartenden Ausbau dabei jedoch deutlich übersteigt, orientiert sich der modellierte Ausbau an den Zubauzahlen der letzten drei Jahre.

Biomasse

Zur Erfassung des Bestandes an Biomasseanlagen werden georeferenzierte EEG-Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen. Das Potenzial für die energetische Nutzung von Biomasse wird über ein Flächenpotenzial abgeschätzt. Dabei werden potenziell geeignete Flächen mit landwirtschaftlicher Nutzung aus der Regionalstatistik entnommen. Die Regionalisierung des zukünftigen Ausbaus von Biomasse erfolgt zu 50 % über den Anlagenbestand sowie zu 50 % über das Flächenpotenzial. Einer Flexibilisierung von Biomasseanlagen zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen aus Windenergie und PV wird über eine Erhöhung der installierten Leistung entsprechend des Anlagenbestands Rechnung getragen.

Wasserkraft

Zur Erfassung des Bestandes an Wasserkraftanlagen in Deutschland wurden sowohl die EEG-Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber als auch eine georeferenzierte Liste der Wasserkraftanlagen über 1 MW verwendet. In Anbetracht des aktuell wirksamen rechtlichen Rahmens ist der Bau neuer Wasserkraftanlagen in Deutschland grundsätzlich stark eingeschränkt. Daher wird angenommen, dass der zukünftige Ausbau der Wasserkraft in erster Linie über Leistungssteigerungen der bestehenden Anlagen erfolgt.

Sonstige erneuerbare Energien

Der Bestand der sonstigen erneuerbaren Energien (Deponie-/Klär-/Grubengas sowie Geothermie) wird aus den EEG-Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber entnommen. Der Zubau der Anlagen zur Nutzung regenerativer Gase erfolgt über eine Leistungssteigerung der Bestandsanlagen. Im Fall der Geothermie werden ergänzend Daten potenziell geeigneter Gebiete aus dem Geothermischen Informationssystem für Deutschland herangezogen. Die Regionalisierung des Ausbaus der Geothermie erfolgt zu 50 % über den Anlagenbestand und zu 50 % über diese Flächenpotenziale.

Methodik KWK < 10 MW

Die Ermittlung des Bestands erfolgt auf Basis umfangreicher Anlagenstammdaten des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) sowie der aggregierten Angaben in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Der angenommene Zubau für kleine Erdgas-KWK aus dem Genehmigungsdokument wird anhand der jeweiligen Bestandsanlagen modelliert.

Verknüpfung des regionalen Anlagenbestandes mit der Netztopologie

Die Ergebnisse der detaillierten Regionalisierung werden für jede Technologie auf PLZ-Ebene aggregiert und anschließend mit der Netztopologie des Übertragungsnetzes verknüpft. Da ein Großteil der erneuerbaren Energien in dem Übertragungsnetz unterlagerten Netzebenen – d. h. der Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene – angeschlossen ist, wird die Zuordnung der erneuerbaren Energien zu den Netzknoten im Übertragungsnetz entsprechend der Regionalplanung der Übertragungsnetzbetreiber basierend auf PLZ-Regionen vorgenommen.



Ermittlung Einspeisezeitreihen

Ein weiterer Aufbereitungsschritt besteht in der Ermittlung von regional aufgelösten Erzeugungsprofilen für die einzelnen Technologien. Insbesondere die Erzeugung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist wesentlich abhängig vom Wetter sowie dem regional verfügbaren Dargebot und weist eine hohe zeitliche Variabilität auf. Die jeweiligen Einspeisungen werden daher auf Basis der netzknotenscharfen installierten Leistungen, einem Wettermodell für das zu Grunde gelegte Referenzjahr 2011 sowie Kenngrößen der Erzeugungsanlagen ermittelt. Die auf Netzknoten aggregierten Einspeiseprofile gehen anschließend – nach Anwendung der in Abschnitt 2.2.4 beschriebenen Spitzenkappung – in die Marktsimulation sowie die nachfolgenden Netzanalysen ein. Eine detaillierte Beschreibung findet sich unter www.netzentwicklungsplan.de/Z45.

2.2.3 Ergebnisse der Regionalisierung

Wind onshore

Bei der Zubaumodellierung nach oben dargestelltem Verfahren zeigen sich teils deutliche regionale Unterschiede auch innerhalb der Bundesländer. Insbesondere an den windstarken Küstenstandorten Norddeutschlands ergibt sich, ausgehend von einem bereits heute großen Bestand und weiterhin erwartetem Ausbau, auch zukünftig eine hohe regionale Leistungsdichte an Windenergieanlagen. In Ländern wie Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz mit heute vergleichsweise geringem absolutem Windenergiebestand ist eine starke Zubaudynamik zu erwarten. Im Osten Deutschlands ist ein Zubau an Windenergie in der Fläche sichtbar. In den südlichen Bundesländern erfolgt regional ein moderater, jedoch gerade im Vergleich zu den nördlichen Bundesländern weiterhin geringer Zubau der Windenergie. Ausgehend von den Modellergebnissen ist zudem langfristig ein Trend sichtbar, dass neben den bereits bestehenden Standorten zusätzlich neue Regionen erschlossen werden müssen.

Photovoltaik

Bei der absolut installierten Photovoltaikleistung auf Gebäude- und Freiflächen rangiert Bayern aufgrund der großen Fläche und dem bereits heute hohen Anlagenbestand weiterhin vorne. Der Zubau findet neben den südlichen Bundesländern vor allem auch im Westen und Nordwesten Deutschlands statt. Ein Grund hierfür ist unter anderem die Vielzahl geeigneter Dachflächen und gewerblich genutzter Gebäude. Gut erkennbar ist der insbesondere auf ein hohes Dachflächenpotenzial zurückzuführende Ausbau der Photovoltaik in den bevölkerungsreichen Regionen wie Hamburg, Berlin und München. Auch im Osten Deutschlands ergeben sich für 2025 durch die Erschließung von Konversionsflächen, wie zum Beispiel ehemalige Truppenübungsplätze, punktuell hohe Leistungsdichten.

Zusammenfassung

Bei globaler Betrachtung der Modellergebnisse ist sichtbar, dass die grundsätzlichen regionalen Schwerpunkte der jeweiligen erneuerbaren Erzeugungsanlagen, verglichen mit den vorherigen Netzentwicklungsplänen, im NEP 2025 erhalten bleiben. Die Standorte der Windenergieanlagen werden auch zukünftig vor allem im Norden Deutschlands erwartet, während Photovoltaik in der Fläche vor allem im Süden, punktuell aber auch im Norden und Osten sowie den bevölkerungsreichen Gebieten Nordrhein-Westfalens liegen. Erkennbar ist eine zunehmende Dynamik des Windenergieausbaus im Westen Deutschlands. Biomasse verteilt sich weiterhin vergleichsweise homogen über das Bundesgebiet, mit Schwerpunkten in überwiegend landwirtschaftlich geprägten Regionen. Die Entwicklung der Wasserkraft, sonstigen Erneuerbaren und kleinen KWK-Anlagen leitet sich größtenteils aus dem heutigen Anlagenbestand ab. Die Erzeugung ist hier jeweils stark standortgebunden und erfährt in den Jahren bis 2025 und auch 2035 eine überwiegend standortbezogene Leistungssteigerung.

Die detaillierten Ergebnisse der Regionalisierung inkl. grafischer Aufarbeitung sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/Z4p hinterlegt.



2.2.4 Methode zur Berücksichtigung eines Einspeisemanagements („Spitzenkappung“)

Einspeisemanagement („Spitzenkappung“) beschreibt die Berücksichtigung der Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen in der Netzdimensionierung, um Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Aufgrund einer großen gesellschaftlichen Akzeptanz dieser Einspeisebeschränkung zur Vermeidung des Netzausbaus für „die letzte kWh“ sieht der aktuelle Szenariorahmen eine Berücksichtigung im NEP 2025 vor.

Die Grundlage der im NEP 2025 angewandten Systematik zur Berücksichtigung von Einspeisemanagement bildet die BMWi-Verteilernetzstudie⁶. In allen Szenarien haben die Übertragungsnetzbetreiber ein Einspeisemanagement der Übertragungsnetz- und auch der Verteilungsnetzbetreiber berücksichtigt. Im Zeitverlauf werden Einspeisespitzen aus Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen identifiziert und entsprechend netzknotenscharf eingesenkt. Durch diese Modellierung werden die Einspeisungen der Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen zu Zeitpunkten großen erneuerbaren Dargebots reduziert und die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz entsprechend beeinflusst.

Dem genehmigten Szenariorahmen zufolge darf die Einsenkung der Einspeisung als Ergebnis der Verteilernetzstudie je Anlage in Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen 3 % der ohne Reduzierung erzeugten Jahresenergiemenge nicht überschreiten. In der Umsetzung der Übertragungsnetzbetreiber wird das Einspeisemanagement nicht nur auf die im Verteilungsnetz, sondern pauschal auch auf die direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen⁷ angewendet.

In der Praxis wirken Anlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, unmittelbarer auf die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz als die in den Verteilungsnetzen angeschlossenen Anlagen. Sie haben damit punktuell möglicherweise sogar einen größeren Einfluss als die im unterlagerten Verteilungsnetz angeschlossenen Anlagen. In Folge der pauschalen Anwendung über alle Anlagen kann die Einspeiseleistung der Anlagen zu Zeitpunkten hohen Winddargebots um bis zu 30 % reduziert sein, je nach Einspeisung am Netzknoten.

Um diejenigen Windenergie- und PV-Anlagen zu identifizieren, die in ihrer Leistung auf Grund des Einspeisemanagements im Verteilungsnetz reduziert werden, werden die Simulationsergebnisse der BMWi-Verteilernetzstudie verwendet. Mit Hilfe dieser Ergebnisse kann ein funktionaler Zusammenhang zwischen einem zusätzlichen Zubau an Windenergie- und PV-Leistung und der Leistungskappung durch Einspeisemanagement in einer Region ermittelt werden. Dieser funktionale Zusammenhang spiegelt die derzeitigen regionalen technischen Eigenschaften der Nieder- und Mittelspannungsnetze und vor allem die Netzbelastung durch bereits angeschlossene Windenergie- und PV-Anlagen wider. Beispielsweise führt der Zubau an Windenergie- und PV-Anlagen in schwächer ausgebauten Verteilungsnetzen mit bereits heute hohen installierten Leistungen früher zu Einspeisemanagement als in Netzen mit wenigen Windenergie- und PV-Anlagen. Allerdings führt der Zubau an Windenergie- und PV-Anlagen nicht in allen Netzen zu Netzengpässen und damit zur Reduzierung von Einspeisespitzen. Zukünftige Ausbaumaßnahmen im Verteilungsnetz, die zur Reduzierung von Belastungen im Verteilungsnetz beitragen, werden bei dieser Betrachtung ausgeblendet.

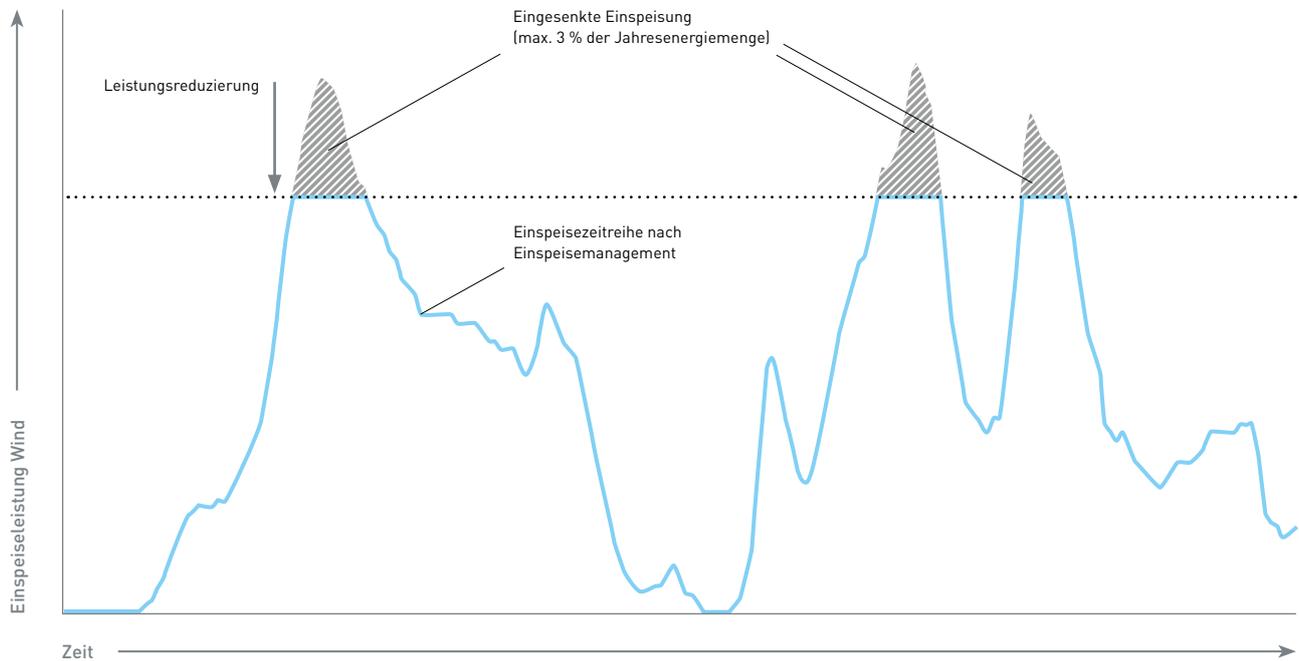
Mit Hilfe des funktionalen Zusammenhangs zwischen dem Zubau an Windenergie- und PV-Anlagen und Einspeisemanagement in der jeweiligen Region kann eine Spitzenkappung in der Verteilungsnetzebene abgebildet werden. Die Spitzenkappung wird über regionale Leistungsreduzierungen (vgl. Abbildung 6) auf die entsprechenden Höchst- und Hochspannungsnetzknoten projiziert. Für die auf die Höchst- und Hochspannungsnetzknoten aggregierten Windeinspeisereihen wird zunächst überprüft, ob die Jahresenergiemenge durch die hergeleiteten Windleistungsreduzierungen um mehr als 3 % eingesenkt wird. Ist dies der Fall, werden die Leistungsreduzierungen so angepasst, dass der Grenzwert von 3 % eingehalten wird.

⁶Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)“, abrufbar unter www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html.

⁷Derzeit sind etwa 2 % aller Windkraftanlagen direkt im Übertragungsnetz angeschlossen.



Abbildung 6: Wirkungsweise des Einspeisemanagements an einem exemplarischen Netzknoten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das oben beschriebene Verfahren wird jeweils für die einzelnen Szenarien durchgeführt. Die berechneten Leistungsreduzierungen an den Höchst- und Hochspannungsknoten unterscheiden sich szenarienabhängig durch unterschiedliche Annahmen zum regionalen Zubau an Wind onshore und Photovoltaikleistung. Der regionale Zubau ergibt sich jeweils aus den Ergebnissen der Regionalisierung.

2.2.5 Ergebnisse des Einspeisemanagements („Spitzenkappung“)

In etwa 2.600 Stunden des Jahres wird Windenergie-Einspeisung eingesenkt, in etwa 1.000 Stunden Photovoltaik-Einspeisung. Überlagerungseffekte sind dabei selten zu beobachten.

Die in der Tabelle 10 abgebildeten Werte geben den bundesweiten Durchschnitt wieder. Die 3 % Kappungsenergiemenge sind je nach Anlage nicht zu überschreiten. In einigen Regionen ist keine Kappung notwendig, in anderen Regionen werden die 3 % je Anlage dagegen voll ausgeschöpft.

Tabelle 10: Eingesenkte Einspeisemengen Onshore-Windenergie und Photovoltaik

Angaben in TWh	Eingesenkte Einspeisemenge Onshore-Windenergie	Eingesenkte Einspeisemenge Photovoltaik
A 2025	1,8	0,6
B1 2025/B2 2025	2,1	0,6
B1 2035/B2 2035	3,0	0,7
C 2025	1,9	0,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Windenergie

Die Einspeisemengen der Windenergieanlagen werden durch das implementierte Einspeisemanagement jährlich um durchschnittlich 1,7 % reduziert. Zu den windreichsten Zeitpunkten tritt in Deutschland eine maximale Einsenkung der Windleistung von 8,2 GW in B1 2025 und B2 2025 sowie 10,4 GW in B1 2035 und B2 2035 auf. Dies entspricht einer Leistung von acht bis zehn Großkraftwerken. Insgesamt wird in den Szenarien in etwa 30 % der betrachteten Zeitpunkte eine Spitzenkappung an mindestens einer Windenergieanlage in Deutschland vorgenommen.

Allein in den vier großen norddeutschen Bundesländern Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Brandenburg werden in der Spitze 4,8 GW in B1 2025/B2 2025 und 6,2 GW in B1 2035/B2 2035 eingesenkt. Allgemein kann über die Hälfte der in Tabelle 10 dargestellten eingesenkten Einspeisemengen diesen Bundesländern zugeordnet werden, während auf die süddeutschen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg weniger als 4 % der in Deutschland eingesenkten Windenergie entfallen. Hieran wird deutlich, dass sich ein Einspeisemanagement vor allem auf die Einspeiseleistung der windreichen Regionen im Norden auswirkt. Dies ist vornehmlich bedingt durch den hohen Zubau an Windenergieanlagen in Norddeutschland, der bei den derzeitigen regionalen Verteilungsnetzstrukturen vermehrt den Einsatz von Spitzenkappung erwarten lässt. In den norddeutschen Bundesländern werden die Einspeisespitzen auch im Vergleich zur installierten Windenergieleistung überproportional eingesenkt. Durch die Höhe der Leistungsreduzierungen ist daher insbesondere zu einzelnen Zeitpunkten eine Veränderung der Transportaufgabe des Übertragungsnetzes im Vergleich mit vorherigen NEP ohne Einspeisemanagement zu erwarten.

Photovoltaik

Die Einspeiseleistung von PV-Anlagen in Deutschland wird durch das Einspeisemanagement in der Spitze um bis zu 5,4 GW in den Szenarien für 2025 und bis zu 6,1 GW in den Szenarien für 2035 eingesenkt. Überlagerungseffekte mit der Spitzenkappung von Windenergieanlagen werden kaum beobachtet. Eine Reduzierung der Einspeiseleistung mindestens einer PV-Anlage tritt in den Szenarien in etwa 11 % der analysierten Zeitpunkte auf. Insgesamt wird durchschnittlich 1,2 % der jährlichen Einspeisemenge aus PV-Anlagen eingesenkt.

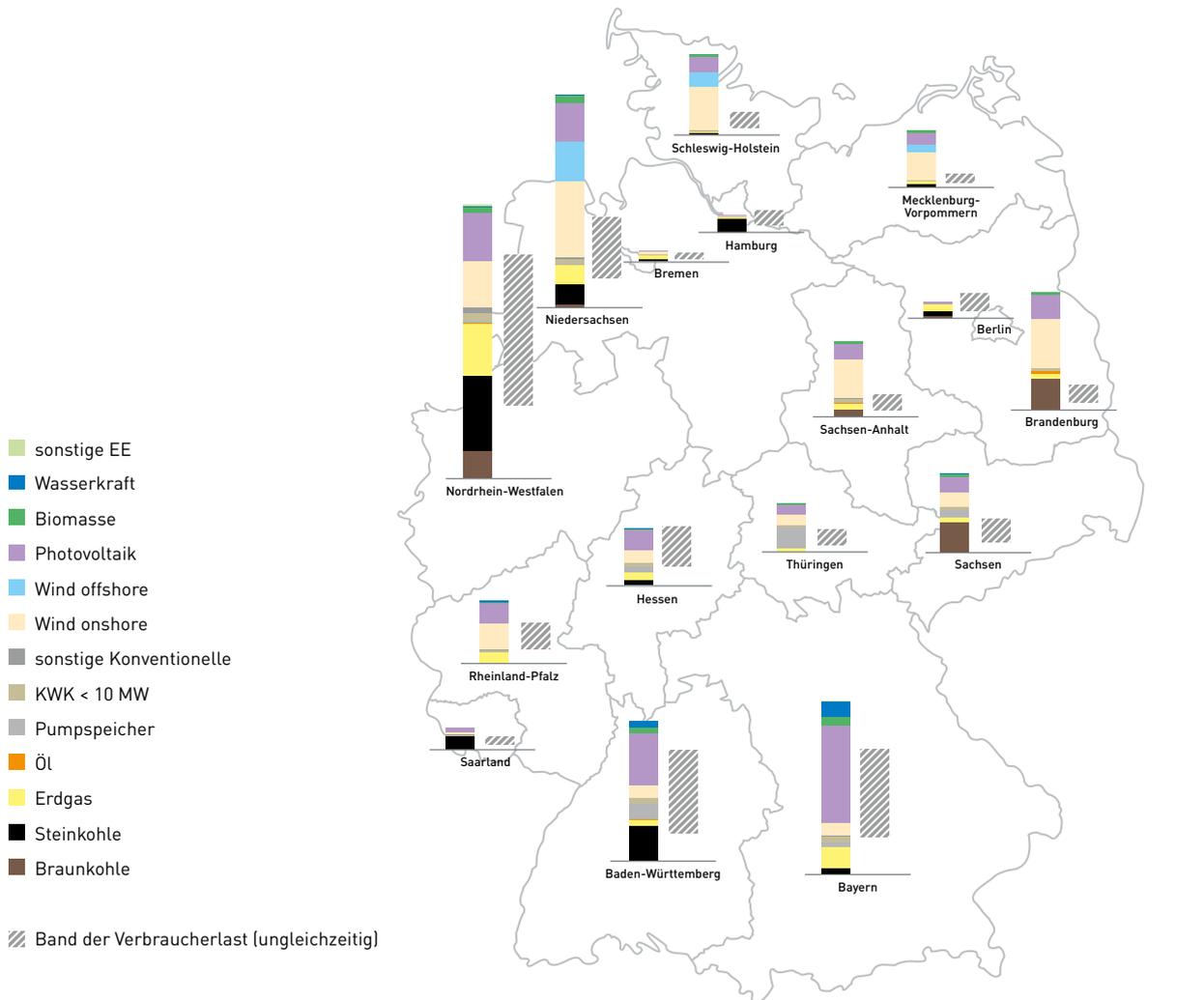
Insbesondere aufgrund der hohen installierten und zugebauten PV-Leistungen in den süddeutschen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg führt die Spitzenkappung dort sowohl energetisch als auch in Bezug auf die bundeslandweite Einspeiseleistung zu den größten Einsenkungen. Auffällig sind zudem die im Vergleich zur installierten regionalen PV-Leistung hohen Einsenkungen in einigen ostdeutschen Bundesländern wie Brandenburg und Sachsen-Anhalt. Einen Grund hierfür bilden die derzeitigen Verteilungsnetzstrukturen in diesen Bundesländern, die bei hohen Zubauten von PV-Anlagen zukünftig einen verstärkten Einsatz von Spitzenkappung zur Reduzierung von Verteilungsnetzbelastungen erwarten lassen.

2.3 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten

Die folgenden Grafiken zeigen die Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten des Szenariorahmens (Regionalisierung, Einspeisemanagement) für alle Bundesländer pro Szenario. Die Vorgabe zur CO₂-Limitierung kommt erst im Rahmen der Marktsimulation (siehe Kapitel 3) zum Tragen. Neben den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen sind auch die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte der Verbraucherlast dargestellt. Maxima als auch Minima treten nicht zwangsläufig zeitgleich in jedem Bundesland auf, somit kann der Maximalwert für Deutschland nicht aus der Summe der Einzelwerte ermittelt werden.



Abbildung 7: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2025

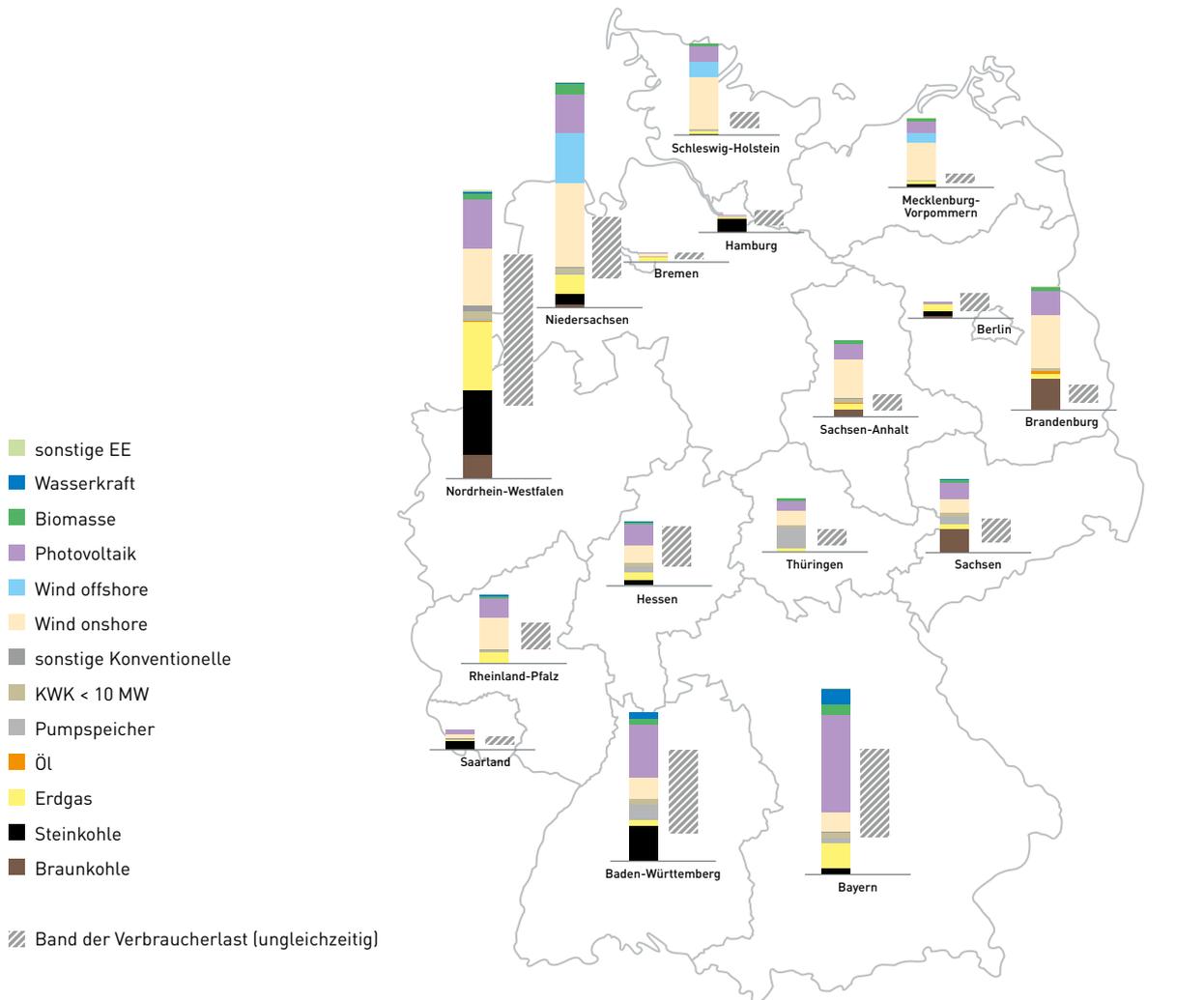


A 2025 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Band der Verbraucherlast (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	5,0	0,8	0,2	2,1	0,8	0,1	1,7	0,0	7,6	0,7	0,9	0,0	3,9–11,9
Bayern	0,0	0,8	3,0	0,0	0,8	0,7	0,2	1,8	0,0	13,9	1,2	2,2	0,1	5,3–12,6
Berlin	0,2	0,7	1,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	1,0–2,5
Brandenburg	4,4	0,0	0,8	0,3	0,0	0,3	0,2	6,9	0,0	3,5	0,4	0,0	0,0	1,0–2,5
Bremen	0,0	0,4	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4–0,9
Hamburg	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	1,0–2,1
Hessen	0,0	0,8	1,0	0,0	0,9	0,5	0,1	1,7	0,0	2,8	0,2	0,1	0,0	2,7–5,7
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,2	0,0	3,9	1,2	1,7	0,3	0,0	0,0	0,5–1,3
Niedersachsen	0,4	2,9	2,7	0,0	0,2	0,6	0,3	10,9	5,6	5,5	1,2	0,1	0,0	4,1–8,8
Nordrhein-Westfalen	3,9	10,8	7,4	0,1	0,3	1,1	0,8	6,6	0,0	7,0	0,7	0,2	0,2	10,4–21,6
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,3	0,1	3,8	0,0	2,8	0,2	0,2	0,0	1,9–3,8
Saarland	0,0	1,8	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6–1,2
Sachsen	4,3	0,0	0,6	0,0	1,1	0,5	0,0	2,0	0,0	2,3	0,3	0,1	0,0	1,4–3,4
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	0,8	0,2	0,1	0,4	0,2	5,4	0,0	2,3	0,4	0,0	0,0	0,9–2,3
Schleswig-Holstein	0,0	0,2	0,1	0,0	0,1	0,2	0,1	6,1	2,1	2,2	0,4	0,0	0,0	0,9–2,3
Thüringen	0,0	0,0	0,5	0,0	3,0	0,3	0,0	1,5	0,0	1,4	0,2	0,0	0,0	0,8–2,3
Deutschland	14,2	25,7	21,3	1,0	8,6	6,2	2,5	53,0	8,9	54,1	6,4	3,9	0,5	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 8: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B1 2025/B2 2025

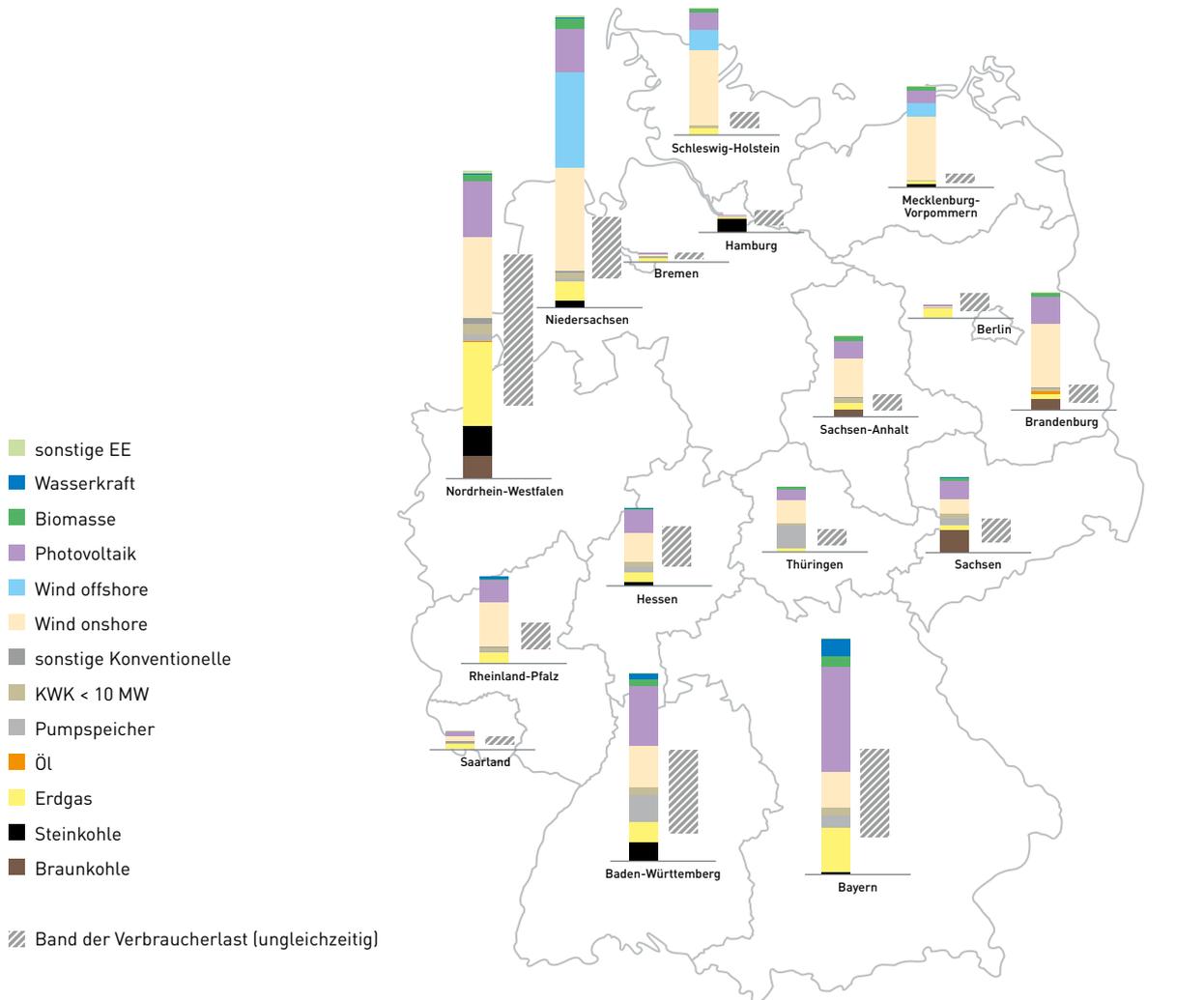


B1 2025/B2 2025 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Band der Verbraucherlast (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	5,0	0,8	0,1	2,1	0,8	0,1	2,9	0,0	7,7	0,8	0,9	0,0	3,9–11,9
Bayern	0,0	0,8	3,6	0,0	0,8	0,7	0,2	2,7	0,0	14,0	1,4	2,3	0,1	5,3–12,6
Berlin	0,2	0,7	1,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	1,0–2,5
Brandenburg	4,4	0,0	0,8	0,3	0,0	0,3	0,2	7,5	0,0	3,5	0,5	0,0	0,1	1,0–2,5
Bremen	0,0	0,1	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4–0,9
Hamburg	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	1,0–2,1
Hessen	0,0	0,8	1,0	0,0	0,9	0,5	0,1	2,5	0,0	2,9	0,3	0,1	0,0	2,7–5,7
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,2	0,0	5,4	1,3	1,7	0,4	0,0	0,1	0,5–1,3
Niedersachsen	0,4	1,5	2,8	0,0	0,2	0,6	0,3	12,0	7,1	5,6	1,4	0,1	0,1	4,1–8,8
Nordrhein-Westfalen	3,3	9,3	9,8	0,1	0,3	1,1	0,8	8,1	0,0	7,1	0,8	0,2	0,2	10,4–21,6
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,3	0,1	4,6	0,0	2,8	0,2	0,2	0,0	1,9–3,8
Saarland	0,0	1,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,5	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6–1,2
Sachsen	3,4	0,0	0,6	0,0	1,1	0,5	0,0	2,0	0,0	2,4	0,3	0,1	0,0	1,4–3,4
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	0,8	0,2	0,1	0,4	0,2	5,4	0,0	2,3	0,5	0,0	0,0	0,9–2,3
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	0,4	0,0	0,1	0,2	0,0	7,5	2,1	2,2	0,4	0,0	0,0	0,9–2,3
Thüringen	0,0	0,0	0,5	0,0	3,0	0,3	0,0	2,0	0,0	1,4	0,3	0,0	0,0	0,8–2,3
Deutschland	12,6	21,8	24,7	0,9	8,6	6,2	2,4	63,8	10,5	54,9	7,4	4,0	0,8	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 9: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B1 2035/B2 2035

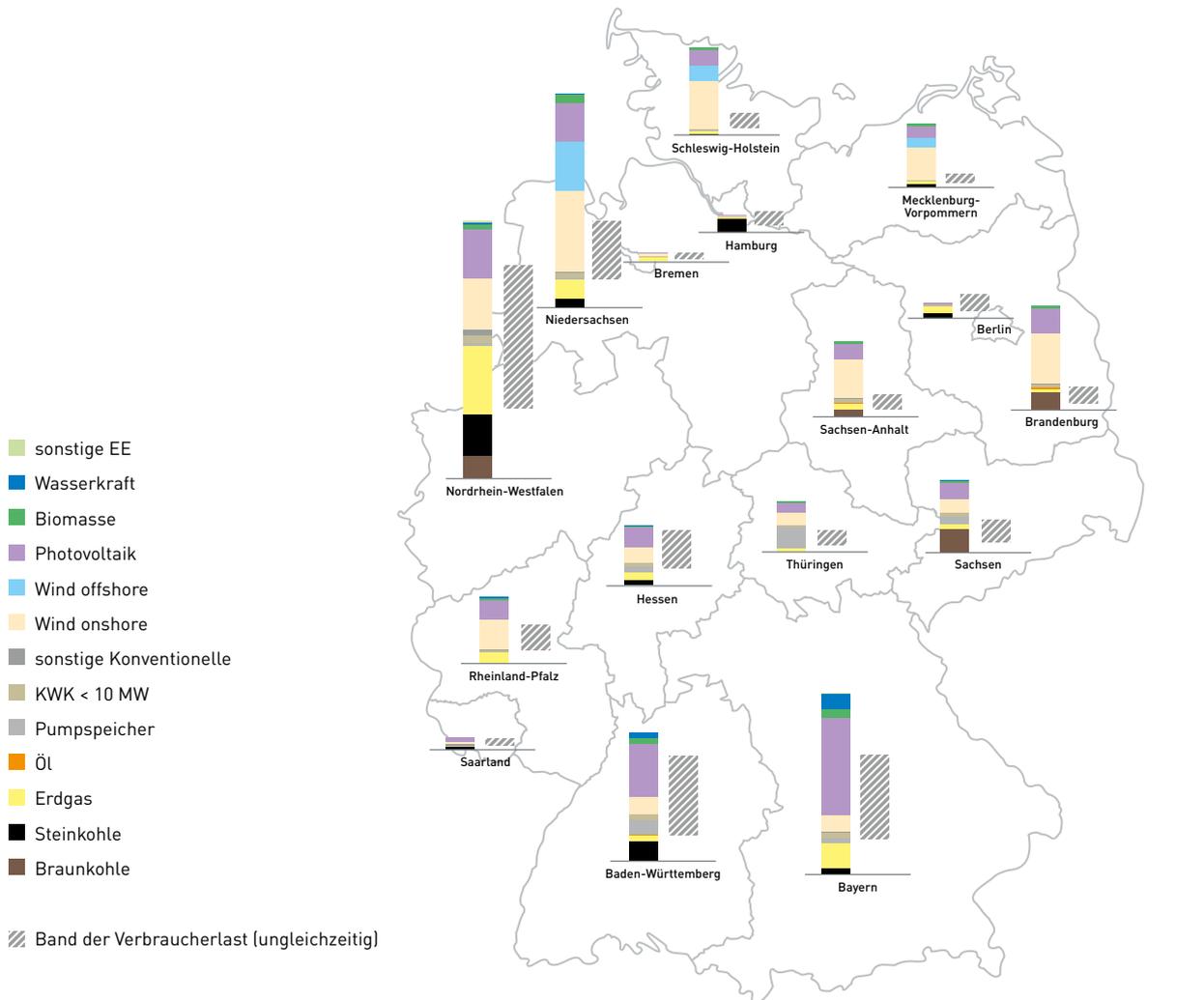


B1 2035/B2 2035 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Band der Verbraucherlast (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	2,7	2,9	0,0	3,8	1,0	0,1	5,9	0,0	8,5	0,9	1,0	0,1	3,9–11,9
Bayern	0,0	0,3	6,3	0,0	1,8	1,0	0,2	5,0	0,0	15,0	1,6	2,4	0,1	5,3–12,6
Berlin	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	1,0–2,5
Brandenburg	1,6	0,0	0,7	0,3	0,0	0,4	0,2	9,1	0,0	3,8	0,6	0,0	0,1	1,0–2,5
Bremen	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,4–0,9
Hamburg	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	1,0–2,1
Hessen	0,0	0,5	1,3	0,0	0,9	0,6	0,1	4,1	0,0	3,2	0,3	0,1	0,0	2,7–5,7
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,2	0,0	9,0	1,9	1,9	0,5	0,0	0,1	0,5–1,3
Niedersachsen	0,0	0,9	2,8	0,0	0,4	0,8	0,3	14,8	13,6	6,2	1,5	0,1	0,2	4,1–8,8
Nordrhein-Westfalen	3,2	4,2	12,1	0,1	1,0	1,5	0,8	11,6	0,0	8,0	0,9	0,2	0,3	10,4–21,6
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,5	0,0	0,3	0,4	0,1	6,4	0,0	3,1	0,2	0,3	0,0	1,9–3,8
Saarland	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	0,6–1,2
Sachsen	3,2	0,0	0,6	0,0	1,1	0,6	0,0	2,1	0,0	2,6	0,4	0,1	0,0	1,4–3,4
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	0,9	0,1	0,1	0,5	0,2	5,5	0,0	2,5	0,6	0,0	0,1	0,9–2,3
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,3	0,0	10,7	3,0	2,5	0,5	0,0	0,1	0,9–2,3
Thüringen	0,0	0,0	0,5	0,0	3,2	0,4	0,0	3,2	0,0	1,6	0,3	0,0	0,0	0,8–2,3
Deutschland	9,1	11,0	33,5	0,5	12,7	8,2	2,4	88,8	18,5	59,9	8,4	4,2	1,2	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 10: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2025



C 2025 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Band der Verbraucherlast (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	2,8	0,8	0,1	2,1	0,8	0,1	2,4	0,0	7,6	0,7	0,9	0,0	3,7–11,3
Bayern	0,0	0,8	3,6	0,0	0,8	0,7	0,2	2,3	0,0	13,9	1,2	2,2	0,1	5,0–12,0
Berlin	0,0	0,7	1,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	1,0–2,4
Brandenburg	2,5	0,0	0,4	0,3	0,0	0,3	0,2	7,2	0,0	3,5	0,4	0,0	0,0	0,9–2,4
Bremen	0,0	0,1	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4–0,9
Hamburg	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,9–2,0
Hessen	0,0	0,8	1,0	0,0	0,9	0,5	0,1	2,1	0,0	2,8	0,2	0,1	0,0	2,5–5,4
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,2	0,0	4,7	1,3	1,7	0,3	0,0	0,0	0,5–1,3
Niedersachsen	0,0	1,2	2,8	0,0	0,2	0,6	0,3	11,5	7,1	5,5	1,2	0,1	0,0	3,9–8,4
Nordrhein-Westfalen	3,2	5,9	9,8	0,1	0,3	1,1	0,8	7,4	0,0	7,0	0,7	0,2	0,2	9,9–20,5
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,3	0,1	4,3	0,0	2,8	0,2	0,2	0,0	1,8–3,7
Saarland	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,5–1,1
Sachsen	3,4	0,0	0,6	0,0	1,1	0,5	0,0	2,0	0,0	2,3	0,3	0,1	0,0	1,4–3,2
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	0,8	0,2	0,1	0,4	0,2	5,4	0,0	2,3	0,4	0,0	0,0	0,9–2,2
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	0,4	0,0	0,1	0,2	0,0	6,9	2,1	2,2	0,4	0,0	0,0	0,9–2,2
Thüringen	0,0	0,0	0,5	0,0	3,0	0,3	0,0	1,8	0,0	1,4	0,2	0,0	0,0	0,8–2,2
Deutschland	10,2	14,9	24,2	0,8	8,6	6,2	2,4	59,0	10,5	54,1	6,4	3,9	0,5	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



In den folgenden Abbildungen sind die Entwicklungen der konventionellen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2013 bis 2035 zusammengefasst. Weitere Abbildungen zu den konventionellen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland in den übrigen Szenarien sind unter www.netzentwicklungsplan.de/Z4N zu finden.

Abbildung 11: Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2013 bis 2035

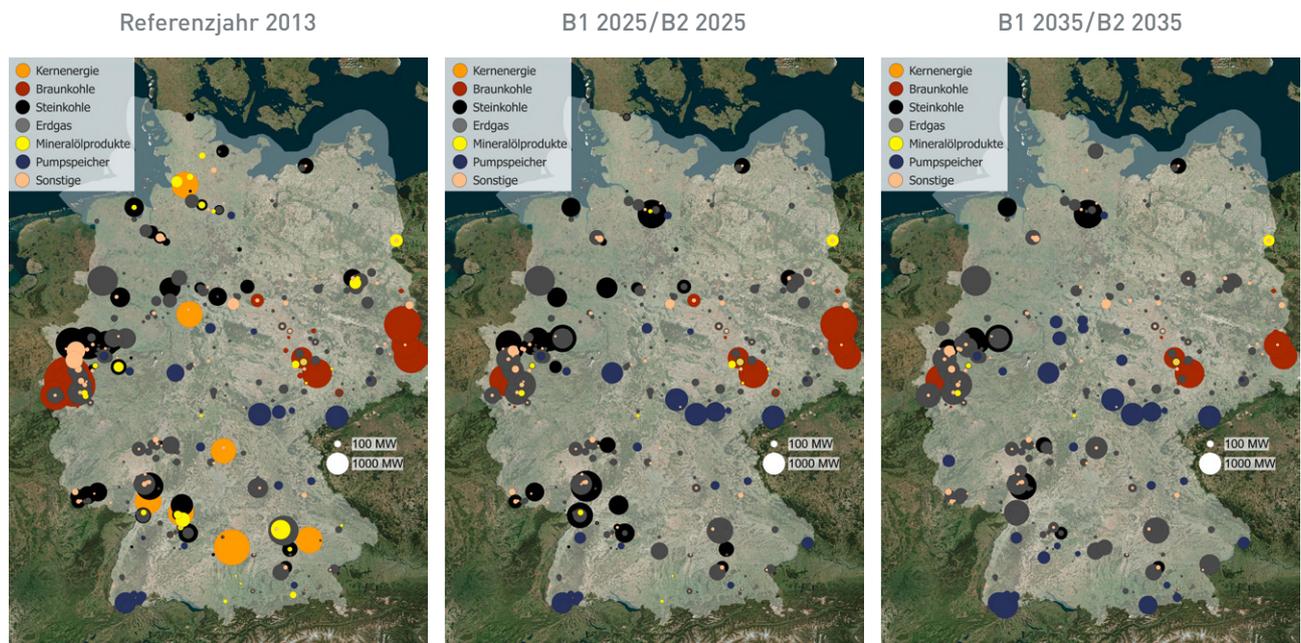
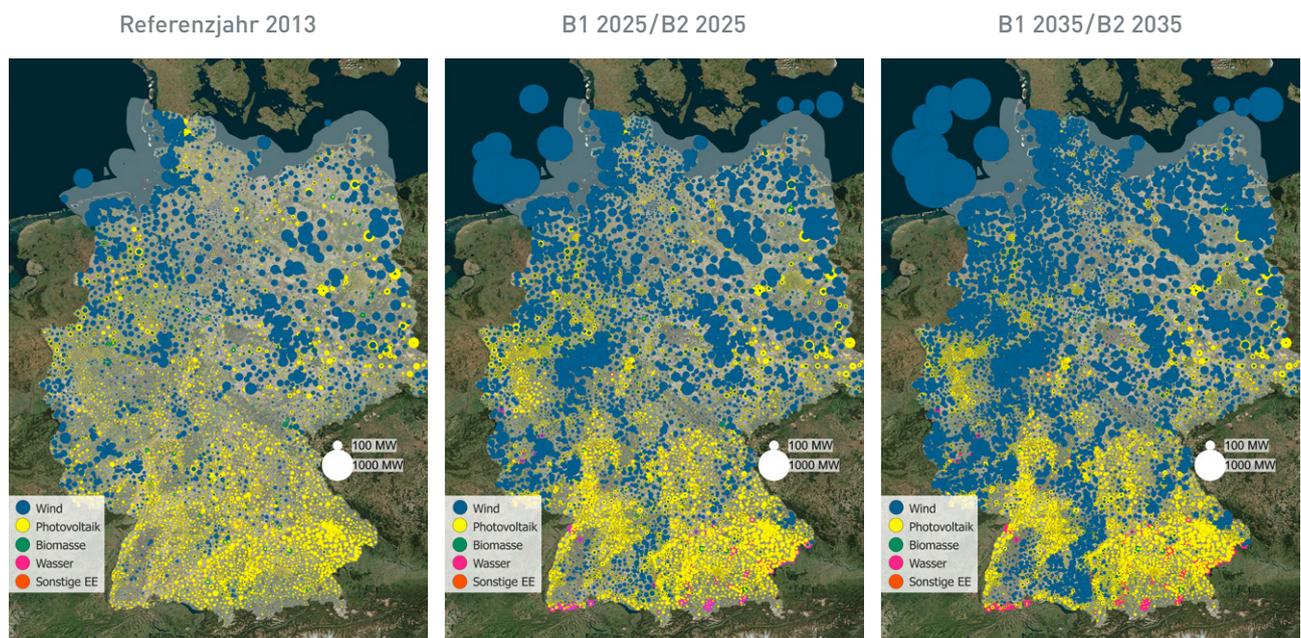


Abbildung 12: Entwicklung der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2013 bis 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2.4 Nachbildung des Auslands

Das dritte Energiebinnenmarktpaket der Europäischen Union (EC 714/2009), das am 03.03.2011 in Kraft trat, hat die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes als Ziel. Dies soll insbesondere durch eine weitergehende Verstärkung der transeuropäischen Verbindungen und der Energieinfrastrukturen, sowohl innerhalb der Mitgliedstaaten als auch zwischen ihnen, erreicht werden. Durch einen möglichst freizügigen Energiebinnenmarkt soll innerhalb der Europäischen Union der Wettbewerb noch weiter gestärkt werden, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. Darüber hinaus können durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund auch weit entfernt liegende Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speichern, erschlossen werden.

Die europäischen Erzeugungskapazitäten erfahren zunehmend wie die deutschen eine dynamische Entwicklung in Richtung erneuerbare Energien. Die europäische Dimension ist eine zentrale Eingangsgröße für die Marktsimulation. Verschiebungen im Kraftwerkspark ziehen somit Veränderungen in den Ergebnissen der Marktsimulation nach sich.

2.4.1 Handelskapazitäten

Der zukünftige Einsatz der Erzeugungsanlagen in Deutschland – und damit auch die Transportaufgabe für das Übertragungsnetz – wird aufgrund der zentralen Lage Deutschlands innerhalb Europas und der Verbindungen zu den Nachbarländern beeinflusst. Die zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten zu den angrenzenden Nachbarn ergeben sich aus den vorhandenen sowie den im Ten-Year Network Development Plan 2014 (TYNDP 2014)⁸ ausgewiesenen Austauschkapazitäten.

Gegenüber dem NEP 2014 wurde im 10-Jahres-Horizont die Übertragungskapazität nach Schweden gesteigert. Die Kapazität nach Dänemark-Ost wurde gesenkt, in Richtung Niederlande gibt es eine Steigerung durch ein zusätzliches Projekt. Im 20-Jahres-Horizont wurde die Kapazität in Richtung Schweiz vermindert, die Kapazität nach Dänemark-Ost gesteigert, die Austauschkapazität in Richtung Frankreich und Norwegen gesenkt. Die Kapazität in Richtung Polen bleibt gleich zum 2025er Horizont.

Bei 50Hertz entfällt in den zehnjährigen Szenarien der dritte Interkonnektor Deutschland – Polen. Zwischen Deutschland und Schweden wird im Vergleich zum NEP 2014 ein weiterer Interkonnektor hinzugefügt.

In der Marktsimulation werden – wie auch bereits im NEP 2014 praktiziert – die Beschränkungen der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Österreich berücksichtigt. Die Abbildung dieser Übertragungskapazität ist eine Notwendigkeit für die korrekte Dimensionierung des Netzausbaus in Deutschland und nicht als Vorschlag zur Aufspaltung der gemeinsamen Preiszone zwischen Deutschland und Österreich zu verstehen. In der Marktsimulation wird zwischen Deutschland und Österreich eine in beiden Richtungen nutzbare Handelskapazität in Höhe von 5.500 MW für die Szenarien A 2025, B1 2025/B2 2025 und C 2025 sowie 7.500 MW für die Szenarien B1 2035/B2 2035 angesetzt.

2.4.2 Szenarienzuordnung – die Entwicklung des europäischen Energiemarktes

Neben den Annahmen für das deutsche Erzeugungssystem im Netzentwicklungsplan sind auch die Entwicklungen der Erzeugungskapazitäten und der Last in Europa relevant. Die Entwicklung des Erzeugungssystems und der Last in Europa werden im NEP 2025 entsprechend den Szenarien des aktuellen Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014–2030 (SO&AF 2014)⁹ und aus dem TYNDP 2014 abgeleitet und den deutschen Szenarien zugeordnet. So wird eine adäquate Abbildung des europäischen Strommarktes sichergestellt.

⁸Der TYNDP 2014 wurde am 31.10.2014 der Agentur für die Kooperation der europäischen Energieregulatoren ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) übergeben. www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/tyndp/Pages/default.aspx.

⁹Der Bericht des SO&AF 2014–2030 wurde am 03.06.2014 veröffentlicht.

www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2014-2030/Pages/default.aspx.



Tabelle 11: Austauschkapazitäten zwischen Deutschland und angrenzenden Marktgebieten

		in MW	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL*	SE
2025	von Deutschland nach ...		1.000	4.400	1.300	1.000	2.500	3.000	2.300	5.000	1.400	2.000	1.200
	von ... nach Deutschland		1.000	4.200	2.600	1.000	2.500	3.000	2.300	5.000	1.400	3.000	1.200
		in MW	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL*	SE
2035	von Deutschland nach ...		2.000	4.400	2.000	1.600	2.500	4.100	2.700	5.000	1.400	2.000	1.200
	von ... nach Deutschland		2.000	5.000	2.600	1.600	2.500	4.100	2.700	5.000	1.400	3.000	1.200

BE – Belgien

CZ – Tschechische Rep.

FR – Frankreich

NL – Niederlande

PL – Polen

CH – Schweiz

DK – Dänemark (Ost/West)

LU – Luxemburg

NO – Norwegen

SE – Schweden

*gemeinsames Profil PL: Die Austauschkapazitäten von und nach Polen gelten jeweils für das gesamte Profil von Polen zu Deutschland, der Tschechischen Republik und der Slowakei, d. h. in der Modellierung wird die Kapazität auf diese drei Länder verteilt, sodass unter Umständen nicht die gesamte Kapazität für Deutschland zur Verfügung steht.

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2025

Der SO&AF 2014–2030 enthält zwei Szenarien für das Jahr 2025 zur künftigen Entwicklung des Verbrauchs und der installierten regenerativen und konventionellen Erzeugungsleistung in Europa. Zusätzlich zu diesen Szenarien enthält der SO&AF 2014–2030 vier sogenannte „Visions“ für 2030, die als Brücke zwischen den EU-Energiezielen für 2020 und 2050 fungieren sollen. Im Wesentlichen lassen sich die Szenarien des Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014–2030 wie folgt charakterisieren:

Das **Scenario A („Conservative Scenario“)** des SO&AF 2014–2030 zeichnet sich durch einen geringen Verbrauchszuwachs und eine konservative Einschätzung des Zubaus von konventionellen Kraftwerken aus, d. h. es werden nur Kraftwerke betrachtet, die schon in Bau sind oder für die bereits eine finale Investitionsentscheidung getroffen worden ist. Bei der Betrachtung der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien wird analog von einem verlangsamten Zubau ausgegangen. Dem Scenario A 2025 wird für die Annahmen bezüglich des europäischen Auslands das Scenario A des SO&AF 2014–2030 zugeordnet.

Das **Scenario B („Best Estimate Scenario“)** des SO&AF 2014–2030 zeichnet sich durch einen moderaten Verbrauchszuwachs und einen moderaten Zubau von konventionellen Kraftwerken aus. Abgesehen von Kraftwerken mit finalen Investitionsentscheidungen werden auch solche Kraftwerke berücksichtigt, deren Bau und Inbetriebnahme unter den gegebenen regionalen und wirtschaftlichen Voraussetzungen als plausibel erscheint. Bezüglich der erneuerbaren Energien wird von einem ansteigenden Zubau, teilweise auch als Ersatz für den nachlassenden Anteil an Kernenergie und fossilen Brennstoffen, ausgegangen. Den Szenarien B1 2025 und B2 2025 wird für die Annahmen bezüglich des europäischen Auslands das Scenario B des SO&AF 2014–2030 zugeordnet. Auch für das Scenario C 2025 wird das Scenario B des SO&AF 2014–2030 genutzt.

Die **Vision 3 im SO&AF 2014–2030** bezieht sich auf das Jahr 2030 und spiegelt die langfristigen EU-Energieziele wider. Den Szenarien B1 2035 und B2 2035 wird für die Annahmen bezüglich des europäischen Auslands die „Vision 3“ ohne weitere Änderungen zugeordnet. Abweichend von obiger Zuordnung wurden im Fall unplausibler Angaben vereinzelt Korrekturen vorgenommen. So wurde im Fall von Großbritannien für das A-Szenario der Kraftwerkspark aus dem nationalen Netzentwicklungsplan übernommen.



Im SO&AF 2014 wird für die Jahre 2025 und 2030 im Vergleich zum Jahr 2014 von einer Reduktion der konventionellen Erzeugungskapazität ausgegangen. Hierbei zeigt sich zukünftig ein klarer Trend zum Ersatz von Steinkohle (sowie Braunkohle, Öl und sonstige Brennstoffe) durch Erdgas. Im Vergleich zum SO&AF 2013 erfolgt im aktuellen Szenario B des SO&AF 2014 eine Reduktion der konventionellen Erzeugungskapazitäten bis 2020 um 55 GW.

Die europäische Kommission hat angezeigt, dass der Anteil an Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2030 zwischen 51,4 % und 59,8 % für die gesamte EU liegen müsste, damit diese auf dem Pfad bleibt, der durch die „EU energy roadmap 2050“ vorgegeben wird. Als Ergebnis der europäischen Energie- und Klimapolitik wird daher erwartet, dass die Erzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien die am schnellsten wachsende Erzeugungskategorie sind. Ausgehend von 379 GW in 2014 erfolgt ein dynamischer Zubau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten auf 608 GW in 2025 (Szenario B). Dieser Anstieg ist vor allem auf den hohen Zubau von Windenergie- und PV-Anlagen in Europa zurückzuführen. Die Zubauzahlen für erneuerbare Energien fallen im Vergleich mit dem SO&AF 2013 geringer aus.

Im Allgemeinen wird im SO&AF 2014 von einem Anstieg des Verbrauchs um 55 GW in Europa bis 2025 im Referenzzeitpunkt ausgegangen. Dies entspricht einer Steigerung von 0,9 % pro Jahr.

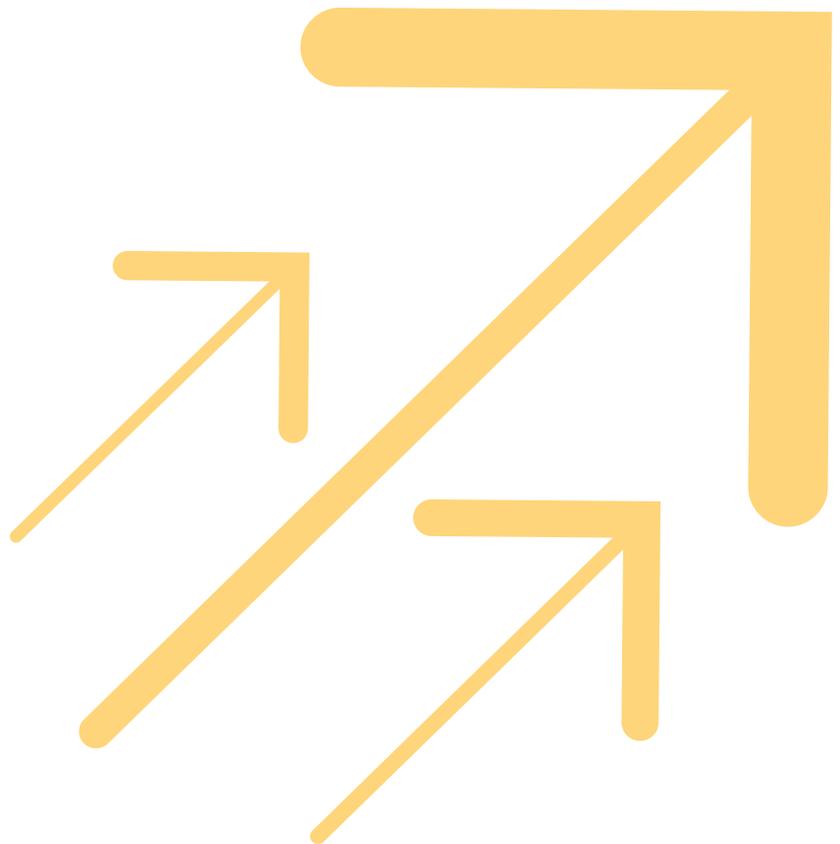
Weitere Ausführungen und Grafiken unter www.netzentwicklungsplan.de/Z4g und im SO&AF 2014.



Übersicht Links

- Gemeinsame Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: www.netzentwicklungsplan.de ↗
- Informationen der BNetzA zum Szenariorahmen 2025: www.netzausbau.de/cln_1412/DE/Bedarfsermittlung/Delta/SzenariorahmenDelta/SzenariorahmenDelta-node.html ↗
- Modellierung der KWK-Erzeugung: www.netzentwicklungsplan.de/ZZB ↗
- Regionalisierung der dezentralen Stromerzeugung im Netzentwicklungsplan 2025: www.netzentwicklungsplan.de/Z4f ↗
- Methodik der Modellierung wetterabhängiger erneuerbarer Energien: www.netzentwicklungsplan.de/Z45 ↗
- Detaillierte Ergebnisse der Regionalisierung: www.netzentwicklungsplan.de/Z4p ↗
- Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“: www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html
- Entwicklung der konventionellen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland: www.netzentwicklungsplan.de/Z4N ↗
- Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014–2030 (SO&AF 2014): www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2014-2030/Pages/default.aspx ↗
- Ten-Year Network Development Plan 2014 (TYNDP 2014): www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/tyndp/Pages/default.aspx ↗
- Weiterführende Informationen zur Nachbildung des Auslands: www.netzentwicklungsplan.de/Z4g ↗

3 MARKTSIMULATION



3 MARKTSIMULATION

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem Szenariorahmen (siehe Kapitel 2) erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens die Simulation des Strommarktes der Zukunft, die sogenannte Marktsimulation. Die Szenarien zeigen die installierte Leistung an den Orten der Erzeugung auf, nicht aber, wann und wie viel die entsprechenden Kraftwerke und erneuerbaren Energien einspeisen. Das Ziel der Marktsimulation ist es daher, die regionalen Einspeise- und Verbrauchssituationen bei minimalen Erzeugungskosten zu prognostizieren. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind der systemweite¹⁰, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkseinsatz, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch für jedes Marktgebiet. Sie sind die Eingangsgrößen für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz (siehe Kapitel 4).

- Die Marktsimulationen zum NEP 2025 verdeutlichen, wie weit die Transformation des Energiesektors bereits fortgeschritten ist. Es ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Szenarien zu beobachten: Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland, Erzeugungsdefizit in Süddeutschland (siehe 3.2.2).
- Die Bedeutung erneuerbarer Energien nimmt weiter zu: Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix in allen B und C Szenarien (siehe 3.2.1 und 3.2.2).
- Deutschland weist den größten Handelssaldo in Europa auf und ist ein Transitland im europäischen Stromnetz (siehe 3.2.1).
- Die Nebenbedingung in der Marktmodellierung zur Emissionsbegrenzung kehrt die Situation Deutschlands von einem Nettoexporteur zu einem Nettoimporteur um (siehe 3.2.1 und 3.2.6).

3.1 Modellierung des Energiemarktes und grundsätzliche Einordnung der Ergebnisse

Das Optimierungsverfahren

Die Eingangsdaten zur Modellierung der Erzeugung elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem fließen in ein von Pöry Management Consulting entwickeltes Marktmodell ein. Abbildung 13 gibt einen Überblick über die Komponenten des Modells.

Das Marktmodell modelliert die Erzeugung elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem. Zielvorgabe der Modellierung ist eine ökonomische Optimierung, also die Erzeugung von Energie zu möglichst geringen Kosten. Das Marktmodell besteht aus drei Basiselementen: den statischen und zeitvariablen Eingangsgrößen, den Ergebnisgrößen und dem Optimierungsmodul als eigentlichem Simulationskern, der anhand von gemischt-ganzzahliger Programmierung aus den Eingangsparametern unter Einhaltung aller Restriktionen ein Optimum der Erzeugungskosten ermittelt.

Das Optimierungsmodul minimiert die variablen Stromerzeugungskosten des Gesamtsystems mit einer rollierenden Voraussicht über jeweils acht Tage unter Berücksichtigung diverser Restriktionen und bestimmt damit den stündlichen Einsatz aller stromerzeugenden Kraftwerke in Europa im Szenario-Zieljahr unter der Voraussetzung, dass die Nachfrage auf stündlicher Basis stets befriedigt wird. Das Modell stellt also ein Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Erzeugung in allen 8.760 Stunden des Szenario-Zieljahres her.

Der Kraftwerkseinsatz von einzelnen Erzeugungsanlagen basiert auf den variablen Kosten der Stromerzeugung. Die variablen Kosten setzen sich aus Brennstoff-, Transport-, CO₂- und weiteren operativen Kosten zusammen und berücksichtigen darüber hinaus den Wirkungsgrad jedes Kraftwerks.

¹⁰Berücksichtigt sind sämtliche Länder der ENTSO-E zuzüglich angrenzender, elektrisch angebundener Nachbargebiete.



Im Einzelnen berücksichtigt das Modell mehrere Restriktionen bei der Modellierung einzelner Kraftwerkstypen:

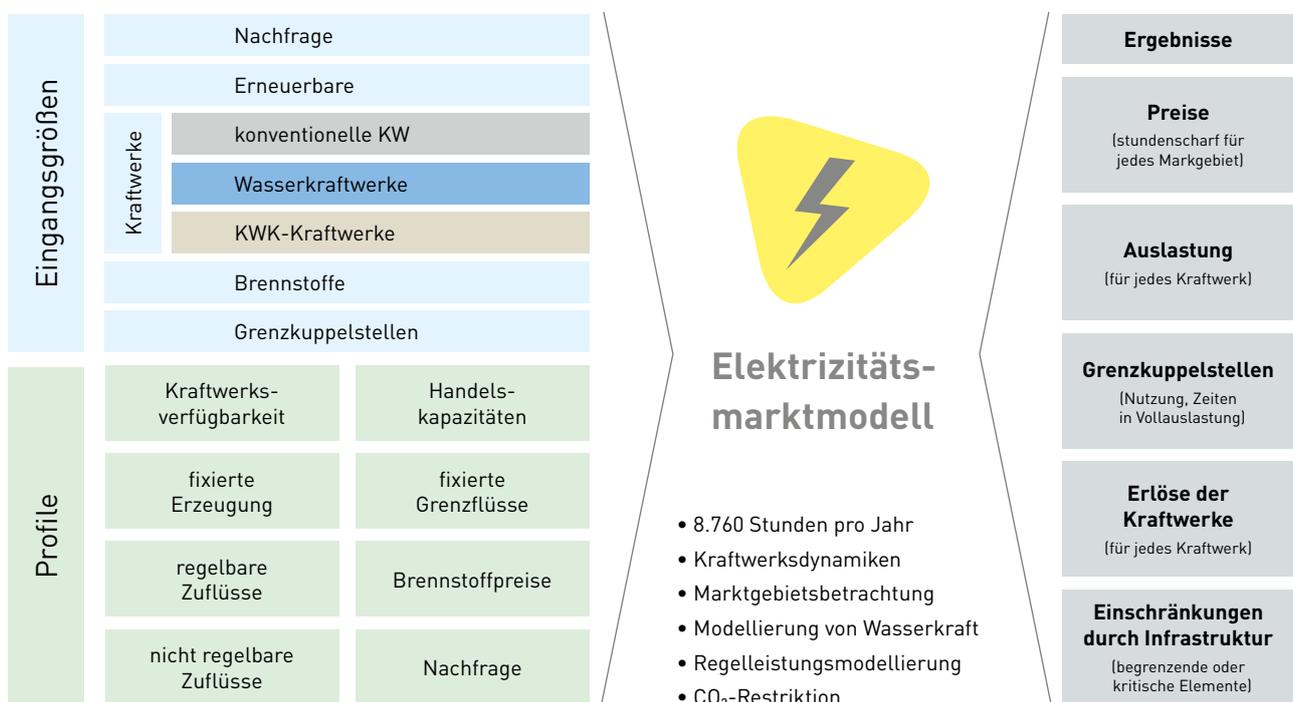
- KWK-Kraftwerke werden unter Berücksichtigung des auftretenden Wärmebedarfs betrieben, der in Abhängigkeit ihrer Funktion (Fernwärmebereitstellung oder industrielle Prozesswärme) von Stunde zu Stunde variieren kann.
- Die Einspeisung aus Wasserkraftwerken ist von den jeweiligen Zuflussmengen und Speicherfüllständen abhängig.
- Konventionelle Kraftwerke unterliegen kraftwerkstypischen Dynamiken wie Anfahr- und Abfahrvorgängen, minimalen Mindesteinsatz- und Stillstandzeiten, Mindestleistungen oder Instandhaltungszeiten. Die temperaturabhängigen Anfahrkosten eines Kraftwerksblocks und Betriebskosten unter Teillast werden in der Optimierung ebenfalls berücksichtigt.

Alle Kraftwerke werden kostenorientiert modelliert und schalten sich in Reihenfolge der Merit-Order zu: Die verfügbaren Kraftwerke werden in der Reihenfolge ihrer jeweils geringsten Grenzkosten eingesetzt, bis genügend Einspeiseleistung vorhanden ist, um die Last zu jedem Zeitpunkt zu decken. Die vorrangige Einspeisung der aus erneuerbaren Quellen gewonnenen Energien wird dadurch abgebildet, dass sie in der Merit-Order aufgrund der sehr geringen variablen Kosten an erster Stelle stehen und vor allen anderen Kraftwerken mit höheren variablen Kosten eingesetzt werden.

Weitere Erläuterungen zum verwendeten Marktmodell finden sich unter www.netzentwicklungsplan.de/Z4k.

Eine Übersicht über die Eingangs- und Ausgangsgrößen ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 13: Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell



Quelle: Pöyry Management Consulting



Methodische Neuerungen und Weiterentwicklungen gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2014

Das auch im NEP 2014 eingesetzte Modell konnte für den NEP 2025 weiter verbessert und um neue Vorgaben ergänzt werden. Die wichtigsten Anpassungen in den Marktsimulationen des Netzentwicklungsplans 2025 sind:

- Begrenzung der CO₂-Emissionen: Der Szenariorahmen sieht nach Vorgabe der BNetzA eine Beschränkung der innerdeutschen Emissionen in drei der sechs Szenarien vor. Die maximal zulässigen CO₂-Emissionsmengen von 187 Mio. t CO₂ in den Szenarien B2 2025 und C 2025 sowie von 134 Mio. t CO₂ in B2 2035 werden über eine CO₂-Restriktion im Modell umgesetzt.

Diese Restriktion wird so modelliert, dass im Marktmodell eine Erhöhung der CO₂-Preise in Deutschland (vgl. Tabelle 12) für alle CO₂-emittierenden Erzeugungsanlagen angenommen wird. Der erhöhte CO₂-Preis in Deutschland wirkt in der modelltechnischen Umsetzung technologieneutral auf alle emittierenden Kraftwerksblöcke (Kohle, Gas, Öl, Sonstige) entsprechend ihrem individuellen CO₂-Ausstoß. Eine Benachteiligung einzelner Technologien wird hierdurch ausgeschlossen. Es erfolgt dabei keine Veränderung der installierten Leistungen in Deutschland und Europa gegenüber der jeweiligen Szenariovorgabe. Es erhöhen sich die Grenzkosten der deutschen Kraftwerke im europäischen Vergleich, da die deutschen Kraftwerke zur Einhaltung der innerdeutschen CO₂-Emissionsgrenze einen CO₂-Aufschlag entrichten.

Der CO₂-Aufschlag stellt eine modelltechnische Möglichkeit zur Abbildung der durch die BNetzA vorgegebenen CO₂-Restriktion für Deutschland dar. Das im Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“¹¹ der Bundesregierung vom Juli 2015 veröffentlichte Maßnahmenpaket zur Erreichung des Klimaziels war zum Zeitpunkt der Marktsimulationen noch nicht bekannt und ist somit kein Bestandteil der Modellierung.

Der CO₂-Preis im europäischen Ausland ist im genehmigten Szenariorahmen fixiert und verändert sich nicht. Die Modellierung stellt eine Einhaltung einer Emissionsobergrenze in Deutschland bei einer Fixierung des CO₂-Preises in Europa sicher. Der Einfluss eines erhöhten CO₂-Preises in Deutschland auf den Emissionszertifikatehandel in Europa wird nicht abgebildet. Die Auswirkungen einer vollständigen Berücksichtigung des Emissionszertifikatehandels in Europa sind aufgrund der verschiedenen Rückkopplungseffekte der dann einzuhaltenden Emissionsobergrenzen für Deutschland und Europa im Detail schwer abzuschätzen. Eine Emissionsminderung in Deutschland hätte aber wahrscheinlich einen sinkenden CO₂-Preis in Europa zur Folge.

Tabelle 12: CO₂-Preise Vergleich Deutschland und Europa

	CO ₂ -Preis DE (€/t CO ₂)	CO ₂ -Preis Europa (€/t CO ₂)
A 2025	21	21
B1 2025		
B2 2025		
C 2025	52	
B1 2035	31	31
B2 2035	71	

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2025

¹¹Ein Strommarkt für die Energiewende, veröffentlicht im Juli 2015: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen/did=718200.html>.



- Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken: Im vorherigen NEP 2014 wurden geplante Wartungszeiten von Kraftwerken gleichmäßig über den Sommer verteilt. Im jetzigen NEP 2025 wird die Verteilung der Stillstandperioden basierend auf einer Analyse der Daten der European Energy Exchange (EEX) vorgenommen. Aus den Daten ist ersichtlich, dass verschiedene Kraftwerkstypen ihre Wartungsarbeiten in den Perioden planen, in denen sie mit den geringsten Verlusten aufgrund ihres Ausfalls rechnen müssen. Die Stillstandperioden werden daher im Marktmodell für den NEP 2025 realistischer abgebildet.
- Abbildung Regelleistung: Um eine realitätsnahe Fahrweise der Kraftwerke abzubilden, werden die Marktsimulationen um eine detaillierte blockscharfe Berücksichtigung der Regelleistungsvorhaltung ergänzt. Die Vorhaltung von Regelleistung wird modelltechnisch und basierend auf einer ökonomischen Optimierung ermittelt. Für jeden betrachteten Zeitpunkt wird eine Allokation der vorzuhaltenden Primär- und Sekundärregelleistung auf die verfügbaren Kraftwerke ermittelt. Die vorzuhaltende Regelleistung wird über das Jahr als konstant angenommen und beträgt bei der Primärregelleistung für Deutschland insgesamt +/- 600 MW, bei der Sekundärregelleistung +/- 2.000 MW. Eine gleichzeitige Vorhaltung von Primär- und Sekundärregelleistung ist zulässig. Die Regelleistungsbereitstellung aus konventionellen Kraftwerken je nach Primärenergieträger wurde begrenzt. Es wird angenommen, dass konventionelle Kraftwerksblöcke je nach Typ bis zu 30 % und Pumpspeicherkraftwerke bis zu 100 % ihrer installierten Leistung als Regelleistung vorhalten können. Die Minutenreserveleistung (MRL) wurde wie in den Vorjahren behandelt.
- Abbildung Wärmenachfrage: Die Wärmelastprofile für Fernwärme-Kraftwerke werden basierend auf dem von der Außentemperatur abhängigen Raumwärmebedarf einer Stadt bzw. des Fernwärmenetzes entwickelt. Es wird angenommen, dass alle Fernwärme-Kraftwerke Teil eines größeren Fernwärmenetzes mit Heizkesseln und Spitzenkesseln sind. Für den NEP 2025 wird somit der Wärmebedarf mit einer höheren regionalen Auflösung pro Stadt bzw. Fernwärmenetz modelliert und die Wärmeerzeugung aus Heiz- und Spitzenkesseln in die KWK-Modellierung integriert.

Bedeutung und Grenzen der Marktsimulation

Die Distanz zwischen Erzeugern und Verbrauchern spielt für Händler bzw. Kraftwerksbetreiber für die Übertragung elektrischer Energie im Übertragungsnetz innerhalb Deutschlands gemäß den derzeitigen gesetzlichen Regelungen für den Kraftwerkseinsatz keine Rolle. Die Planung des Kraftwerkseinsatzes durch die Betreiber/Händler erfolgt daher nur auf Basis der Minimierung der Erzeugungskosten.

Neue Erkenntnisse und Änderungen des Marktdesigns wie auch der umwelt- und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen (z. B. nationale Klimaschutzinstrumente, Eingriffe in den Zertifikatehandel, veränderte Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien oder die Aufteilung von Deutschland in verschiedene Marktgebiete) können durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans zeitnah in die zukünftigen Netzentwicklungspläne einfließen.

Diesen Grenzen der Marktsimulation wird im Szenariorahmen mit einer Bandbreite möglicher Entwicklungen begegnet. Die Marktsimulation ist damit nicht nur für die Entwicklung des NEP wichtig, sondern bietet auch für die politische Diskussion zu zukünftigen Marktmechanismen und Entwicklungen der Energieinfrastruktur eine relevante Informationsgrundlage. So bildet sie z. B. auf der Grundlage der Szenarien, den gesamten Kraftwerkspark aus konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken in ihrer überregionalen Verteilung und dessen marktgesteuerten Einsatz ab. Daraus folgen Emissionsmengen, die Auskunft über die Einhaltung energie- und klimapolitischer Ziele geben.



3.2 Ergebnisse der Marktsimulationen

Ergebnis der Marktsimulationen sind die netzknotenscharfen Einspeiseleistungen eines Jahres pro Energieerzeugungsanlage und die sich in Verbindung mit der Nachfragesituation ergebenden Handelsflüsse dieser erzeugten Leistung.

Eine Energiemenge in Terawattstunden (TWh) als Ergebnis der Marktsimulationen wird absolut oder als Bilanz von Erzeugung und Verbrauch dargestellt. Sie ergibt sich häufig als Jahressaldo aus der Aufsummierung von stündlichen Mittelwerten der Einspeiseleistung über ein ganzes Jahr. Aus der Darstellung von Energiemengen kann noch kein direkter Bezug zur tatsächlichen Auslastung des Netzes hergestellt werden. Energiemengen bieten jedoch eine erste Indikation für den Transportbedarf, der zwischen unterschiedlichen Regionen des Netzes über einen Zeitraum auftreten kann. Für die Netzplanung bzw. eine Netzdimensionierung sind jedoch nicht Jahresenergiemengen, sondern kritische Situationen innerhalb eines Jahres (Stunden) ausschlaggebend.

Ein weiteres Ergebnis der Marktsimulationen ist der Handelsfluss in TWh zwischen zwei Marktgebieten. Dieser gibt die Austauschenergiemenge zwischen den Marktgebieten (z. B. zwischen Deutschland und Frankreich) über ein Jahr an. Handelsflüsse können in vielen Fällen bereits Hinweise auf die Bedeutung des internationalen Stromhandels und der europäischen Marktintegration für das deutsche Übertragungsnetz liefern. Auch die allgemeine Richtung der Ex- und Importe kann über die Handelsflüsse für die jeweiligen Marktgebiete hergeleitet werden.

Die in Kapitel 2.1.1 beschriebenen unterschiedlichen Eingangsgrößen geben den Szenarien jeweils eine eigene Charakteristik. Diese spiegelt sich in den Ergebnissen der Marktsimulationen wider.

Szenario A 2025 (EE-Ausbau am unteren Rand und größter konventioneller Kraftwerkspark → höchste konventionelle Erzeugung, hoher Export)

Der Ausbau erneuerbarer Energien am unteren Rand des EEG-Ausbaukorridors in Verbindung mit einer hohen Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken kennzeichnen das Szenario A 2025. In keinem anderen Szenario wird so viel Strom aus den konventionellen Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerken erzeugt. Die Erzeugung dient dabei nicht allein der Lastdeckung in Deutschland. Das Szenario zeigt am deutlichsten die Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt. Rund 93 TWh werden netto innerhalb eines Jahres ins europäische Ausland exportiert. Durch den verlangsamt angenommenen Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa gleichermaßen muss die Lastdeckung europaweit verstärkt durch konventionelle Erzeugung erfolgen. Dabei kann die Erzeugung in deutschen Kraftwerken vergleichsweise kostengünstig erfolgen, sodass die europäischen Nachbarländer in diesem Szenario verstärkt Strom aus Deutschland importieren. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von 38,1 % an der Stromerzeugung. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 42,3 % bezogen auf 599,3 TWh.

Szenario B1 2025 (EE-Ausbau am oberen Rand und erhöhter Anteil an Erdgas → Dominanz der erneuerbaren Energien)

Der starke Ausbau erneuerbarer Energien in Szenario B1 2025 sowohl in Deutschland als auch in Europa führt zu einer teilweisen Verdrängung der konventionellen Erzeugung in Deutschland. Hierdurch ergibt sich ein starkes Nord/Süd-Gefälle der Erzeugung in Deutschland: Starker Erzeugungsüberschuss im Norden Deutschlands, starker Verbrauch im Süden Deutschlands. Auch die Exporte gehen in Szenario B1 2025 gegenüber A 2025 zurück. Der Handelssaldo zwischen Deutschland und den benachbarten Ländern beträgt 71,2 TWh. Durch die zunehmende Erzeugung aus erneuerbaren Energien in den europäischen Nachbarländern sinkt die Nachfrage nach Importen aus Deutschland. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von 45,3 % an der Stromerzeugung. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 48,9 % bezogen auf 596,4 TWh.



Szenario B2 2025 (Emissionsreduktion → Verlagerung konventioneller Erzeugung ins Ausland, Importsituation)

Durch die Einhaltung der CO₂-Emissionsziele und die damit verbundene Reduzierung von Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken in Deutschland ändern sich die Ergebnisse der Marktsimulation gegenüber B1 2025 deutlich: Von einem Nettoexporteur wird Deutschland unter der oben beschriebenen Methodik zu einem Nettoimporteur und importiert rund 6 % seines Jahresenergieverbrauchs. Darüber hinaus nimmt das innerdeutsche Nord/Süd-Erzeugungsgefälle noch weiter zu. Die konventionelle Erzeugung in Deutschland, insbesondere aus Steinkohlekraftwerken, geht stark zurück. Die Ergebnisse der Marktsimulation für das Szenario B2 2025 zeigen, dass die Klimaschutzziele in Deutschland durch den Rückgang der fossilen Stromerzeugung in Deutschland und die Verlagerung der konventionellen Erzeugung ins europäische Ausland erreicht werden. Dabei ist die erhöhte Erzeugung in den europäischen Nachbarländern ebenfalls mit Treibhausgasemissionen verbunden. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von 54,4 % an der Stromerzeugung. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 49,8 % bezogen auf 585,6 TWh.

Szenario B1 2035 (EE-Ausbau am oberen Rand und erhöhter Anteil an Erdgas – 20 Jahre → höchste Erzeugung aus erneuerbaren Energien, Gas gewinnt hinzu)

In der Fortschreibung des Szenarios B1 2025 für weitere zehn Jahre erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien an der Erzeugung nochmals deutlich. Rund 60 % der Erzeugung im Jahr 2035 stammt aus erneuerbaren Energien. Wind onshore liefert den größten Beitrag zur Stromerzeugung in Deutschland mit einem Anteil von ca. 28 %. Innerhalb der konventionellen Erzeugung gewinnen Gaskraftwerke deutlich an Bedeutung. Sie erzeugen mehr Energie als Steinkohle- oder Braunkohlekraftwerke. Trotz des insgesamt reduzierten konventionellen Kraftwerksparks erhöht sich das Handelsvolumen Deutschlands. Gegenüber B1 2025 nimmt der Handelssaldo leicht zu (77,4 TWh). Dies ist vor allem auf die höheren installierten Leistungen bzw. Erzeugungsmengen aus erneuerbarer Erzeugungsanlagen zurückzuführen. Gleichzeitig importiert Deutschland stärker aus Skandinavien. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von 59,9 % an der Stromerzeugung. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 65 % bezogen auf 597,3 TWh.

Szenario B2 2035 (Emissionreduktion – 20 Jahre → hoher EE-Erzeugungsüberschuss)

Die konventionelle Energieerzeugung verringert sich durch das im Vergleich zu B2 2025 noch einmal verschärfte CO₂-Emissionsziel um 48,6 TWh auf 199,1 TWh. Die verminderte Erzeugung betrifft wiederum insbesondere Steinkohlekraftwerke. Dass über das Jahr dennoch ein positiver Handelssaldo von 7,9 TWh (Export) auftritt, ist auf den hohen Anteil an erneuerbarer Erzeugung in diesem Szenario zurückzuführen. Dieser führt in einzelnen Stunden zu einem deutlichen Erzeugungsüberschuss in Deutschland. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von 67,3 % an der Stromerzeugung. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 65,8 % bezogen auf 590,3 TWh.

Szenario C 2025 (Verbrauchsreduktion und geringster konventioneller Kraftwerkspark → Emissionsreduktion, Importsituation)

Szenario C 2025 mit Einhaltung des CO₂-Emissionsziels zeichnet sich gegenüber den Szenarien B1 2025/B2 2025 durch einen reduzierten Verbrauch und eine geringere Einspeisung aus erneuerbaren Energien aus. Dies führt im Zusammenspiel zu einer im Vergleich mit B2 2025 erhöhten Einspeisung aus konventionellen Anlagen, obwohl die installierte konventionelle Leistung durch die Einschränkung der technischen Lebensdauer weiter reduziert wurde. Der Handelssaldo liegt bei -15,4 TWh. Damit ist Deutschland unter Anwendung der Modellrestriktion ein Nettoimporteur. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von 52 % an der Stromerzeugung. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 48,9 % bezogen auf 558,2 TWh.



3.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch

Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa physikalisch begrenzt sind (siehe 2.4), bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Strompreisen. Für die Dimensionierung eines engpassfreien Übertragungsnetzes in Deutschland sind Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung. Daher geht die Erzeugung aus europäischen Kraftwerken mit den zugehörigen Preisen in das Marktmodell mit ein. In der Gesamtkostenbetrachtung ergeben sich daraus Situationen in denen Deutschland günstige Energie ins Ausland exportiert, oder auch günstige Energie aus dem Ausland bezieht. Eine Austauschleistung wird im Marktmodell zu einem konkreten Zeitpunkt ermittelt und ist daher stets von einem Handelsfluss über einen bestimmten Zeitraum abzugrenzen. Eine Austauschleistung entspricht dabei nicht notwendigerweise dem physikalischen Strom- oder Leistungsfluss, der auf den Kuppelleitungen zwischen den Marktgebieten tatsächlich fließt. Letzterer wird im Rahmen der Netzberechnung (siehe Kapitel 4) ermittelt und ergibt sich aus einer entsprechenden Einspeise- und Lastsituation und den elektrischen Eigenschaften des Netzes.

Austauschenergiemengen

- In allen Szenarien wird die Bedeutung Deutschlands als Bindeglied im europäischen Binnenmarkt deutlich, in dem Wettbewerb und Versorgungssicherheit gemeinsam weitergebracht werden.
- Die Ergebnisse der Marktsimulation legen nahe, dass sich der Handelssaldo im Vergleich zur heutigen Situation mit zunehmender Erzeugung aus erneuerbaren Energien und abhängig von politischen Entscheidungen und Zielsetzungen, wie beispielsweise einer CO₂-Limitierung, ändern kann.
- Mit 38 % bis 67 % weist Deutschland in allen Szenarien im europäischen Vergleich den höchsten Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung aus.
- Deutschland ist in den Szenarien ohne CO₂-Emissionsziel Nettoexporteur. Die stromsektorspezifische Einhaltung der CO₂-Emissionsziele in den Szenarien B2 2025, B2 2035 und C 2025 begrenzt die Erzeugung aus konventionellen Anlagen in Deutschland, führt zu einer Steigerung des Anteils der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und beeinflusst den Handelssaldo Deutschlands wesentlich: Deutschland wird in B2 2025 und C 2025 vom Exporteur zum Importeur. Dies ist vornehmlich bedingt durch die entstehenden höheren Grenzkosten deutscher Kraftwerke im europäischen Vergleich.
- In bis zu 92 % aller Stunden treten Transite durch Deutschland auf. Dies unterstreicht die zentrale Lage der deutschen Übertragungsnetze im europäischen Verbund.
- Der europäische Vergleich zeigt die Größenordnung der innerdeutschen Transportaufgabe und relativiert die zu bewältigenden Im- und Exporte. Bundesländer wie Niedersachsen und Brandenburg weisen in der Marktmodellierung mit ungefähr 40 TWh jährlich einen ähnlichen Erzeugungsüberschuss auf wie Frankreich oder Schweden. Dies ist vor allem bedingt durch den hohen Erzeugungsanteil von Windenergie (onshore und offshore).
- Erneuerbare Energien in Deutschland führen zu einer Reduzierung konventioneller Einspeisung nicht allein in Deutschland, sondern auch im europäischen Ausland. Dies gilt besonders zu Zeitpunkten hoher erneuerbarer Einspeisung. Bei einem verstärkten Zubau von erneuerbaren Energien im Ausland würde sich auch die Exportsituation verändern.

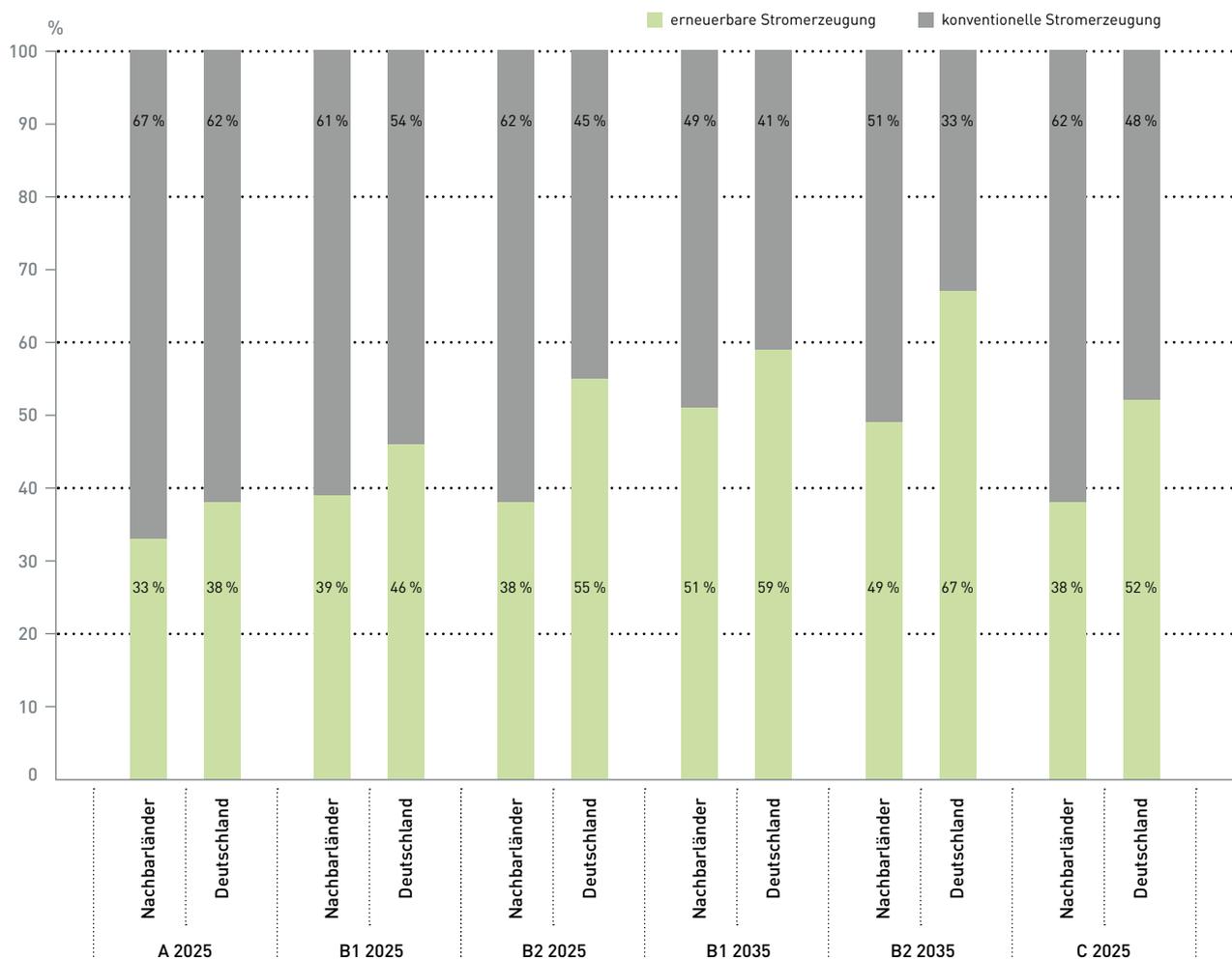
Im Szenario A 2025 ist der Anteil erneuerbarer Erzeugung sowohl in den Nachbarländern (34 %) als auch in Deutschland (37 %) am geringsten. In den anderen Szenarien erhöht sich dieser Anteil auf bis zu 50 % in den Nachbarländern und 66 % in Deutschland in Folge von zunehmender installierter Leistung erneuerbarer Energien. Gleichzeitig wird die Steigerung des EE-Anteils in Deutschland jedoch durch den europaweit ebenfalls wachsenden Erneuerbaren-Sektor gedämpft. Grundsätzlich stellt die Berücksichtigung des europäischen Auslands in der Marktmodellierung einen großen Einflussfaktor für den Handelssaldo Deutschlands dar. Die angenommenen Handelskapazitäten (siehe 2.4) begrenzen die Im- und Exporte.



Die Abbildungen 15 bis 20 stellen für alle Deutschland betreffenden Grenzen in allen Szenarien die über ein Jahr saldier- ten Im- und Exporte dar. Die Szenarien bilden eine große Bandbreite von Handelssalden Deutschlands ab. Diese reichen von -32 TWh in B2 2025 bis zu +93 TWh in A 2025. In allen Szenarien zeigen die Austauschenergiemengen zwischen den Ländern die zentrale Rolle des europäischen Binnenmarktes.

Der Handelssaldo Deutschlands hängt dabei vom Zusammenspiel verschiedener Faktoren ab. Einen wesentlichen Einfluss haben die jeweils in Deutschland und den Ländern installierten Leistungen erneuerbarer und konventioneller Erzeugungseinheiten und deren Verhältnis im Ländervergleich. Das ist insbesondere im Vergleich von B1 2025 und der Projektion auf B1 2035 ersichtlich. Trotz des reduzierten konventionellen Kraftwerksparks erhöht sich das Handelsvolu- men Deutschlands. Dies ist vor allem auf die höheren installierten Leistungen bzw. Erzeugungsmengen aus erneuer- baren Erzeugungsanlagen zurückzuführen. Ein Vergleich der Anteile der erneuerbaren und konventionellen Energien an der Gesamterzeugung jeweils als Summe in den direkten Nachbarländern und in Deutschland ist in Abbildung 14 dargestellt.

Abbildung 14: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an der Gesamterzeugung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



In allen Szenarien ist der Anteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland höher als in den Nachbarländern. Diese Differenz vergrößert sich durch die teilweise Verlagerung der konventionellen Erzeugung von Deutschland in das europäische Ausland mit Einführung der CO₂-Emissionsobergrenze für den deutschen Kraftwerkspark. Im Szenario A 2025 ist der Anteil erneuerbarer Erzeugung sowohl in den Nachbarländern (33 %) als auch in Deutschland (38 %) am geringsten. In den anderen Szenarien erhöht sich dieser Anteil auf bis zu 51 % in den Nachbarländern und 67 % in Deutschland in Folge von zunehmender installierter Leistung erneuerbarer Energien. Gleichzeitig ist die Entwicklung der Stromerzeugung und damit der Anteil EE in Deutschland nicht unabhängig von der Situation in Europa und dem europaweit ebenfalls wachsenden EE-Sektor. Grundsätzlich stellt die Berücksichtigung des europäischen Auslands in der Marktmodellierung einen großen Einflussfaktor für den Handelssaldo Deutschlands dar.

Die Handelssituation im europäischen Umfeld wird neben den Annahmen zum deutschen und europäischen Erzeugungspark sowie Verbrauch auch von einer Einhaltung der CO₂-Emissionsziele in Deutschland und in Europa beeinflusst. Unter den europäischen Nachbarn Deutschlands weisen Österreich und die Schweiz in allen Szenarien den größten Importbedarf auf. Die Niederlande sind insbesondere in den Szenarien ohne Einhaltung des CO₂-Emissionsziels in Deutschland ein großer Nettoimporteur. Zu den größten Exportländern zählen in allen Szenarien Frankreich und Schweden.

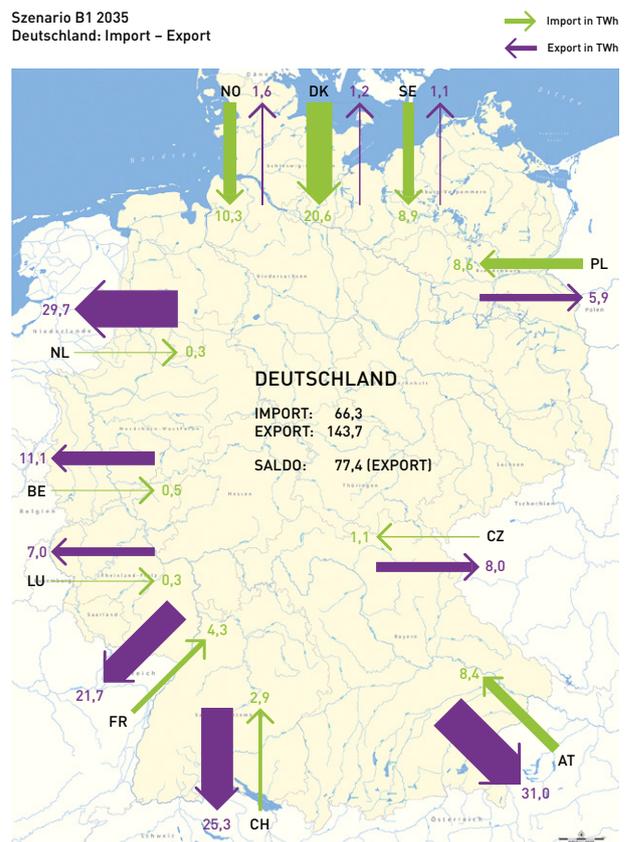
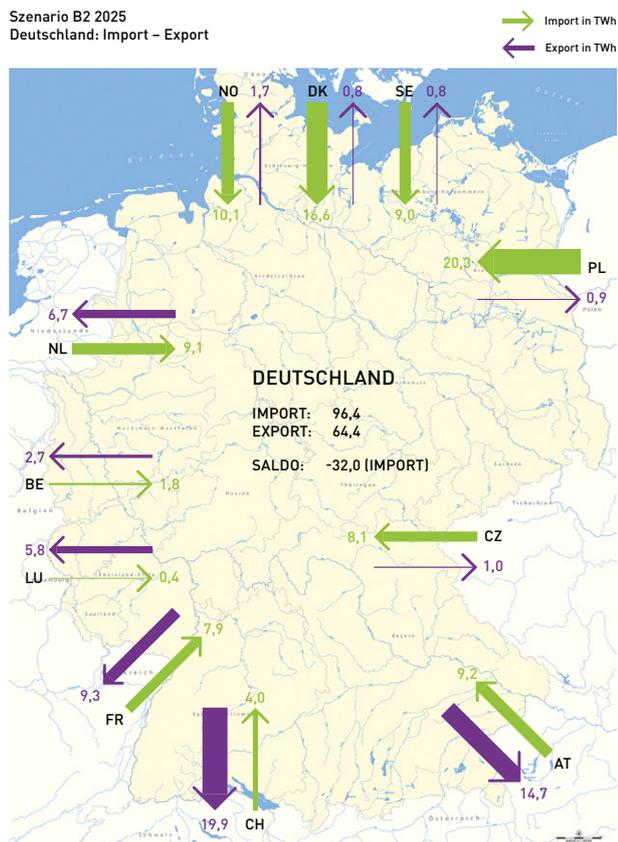
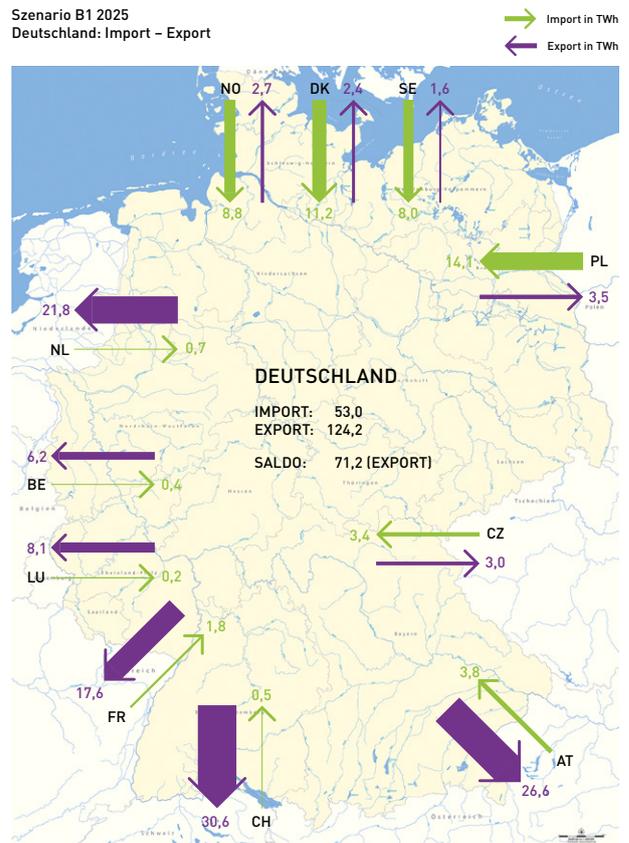
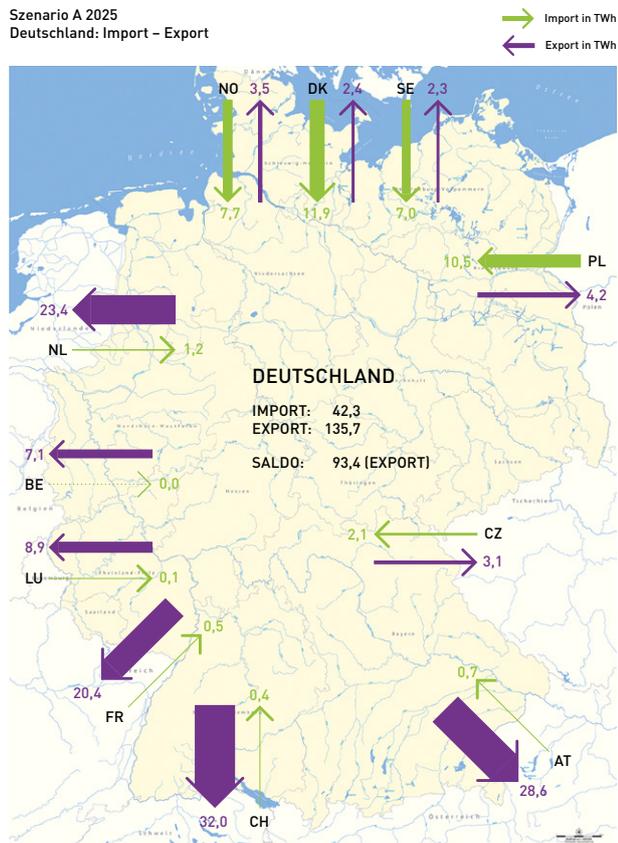
Insgesamt ändert sich die Im- und Exportsituation Deutschlands zwischen den Szenarien B1 2025 und B2 2025 grundlegend. In B1 2025 ist Deutschland (wie auch in A 2025) ein großer Nettoexporteur. Durch die Erreichung des CO₂-Emissionsziels wird Deutschland in B2 2025 und C 2025 zu einem Nettoimporteur. Dies ist vornehmlich bedingt durch die entstehenden höheren Grenzkosten deutscher Kraftwerke im europäischen Vergleich. Der jährliche Import aus Skandinavien vergrößert sich von B1 2025 auf B2 2025 entsprechend um etwa 7,5 TWh. Gleichzeitig reduziert sich der jährliche Export nach Skandinavien um etwa 3,5 TWh, sodass sich der jährliche Nettoimport aus Skandinavien in Summe um 11 TWh erhöht. Während Deutschland in B1 2025 über das Jahr noch insgesamt 43 TWh netto nach Westeuropa (Belgien, Frankreich, Niederlande) exportiert, geht dieser Wert in B2 2025 auf nahezu Null zurück. Aus Polen und Tschechien wird in B2 2025 im Vergleich etwa 15,5 TWh netto mehr importiert. Österreich und Schweiz als südliche Nachbarn bleiben zusammen die einzigen Länder, in die in B2 2025 weiterhin netto exportiert wird. Allerdings sinkt der jährliche Nettoexport von 53 TWh auf 21,5 TWh. Der gesamte Handelssaldo ändert sich zwischen den beiden Szenarien um mehr als 100 TWh.

Die beiden Szenarien B1 2035 und B2 2035 zeichnen sich besonders durch hohe Importe aus Skandinavien aus. Diese sind unabhängig vom deutschen CO₂-Emissionsziel und liegen für B1 2035 und B2 2035 netto in einer ähnlichen Größenordnung von 36 bis 37,5 TWh jährlich. Gleichzeitig zeigt sich ein abnehmender Nettoexport zu den anderen europäischen Nachbarn von B1 2035 auf B2 2035. Polen ist neben den skandinavischen Ländern das einzige Land, aus dem Deutschland in B1 2035 und B2 2035 netto importiert.

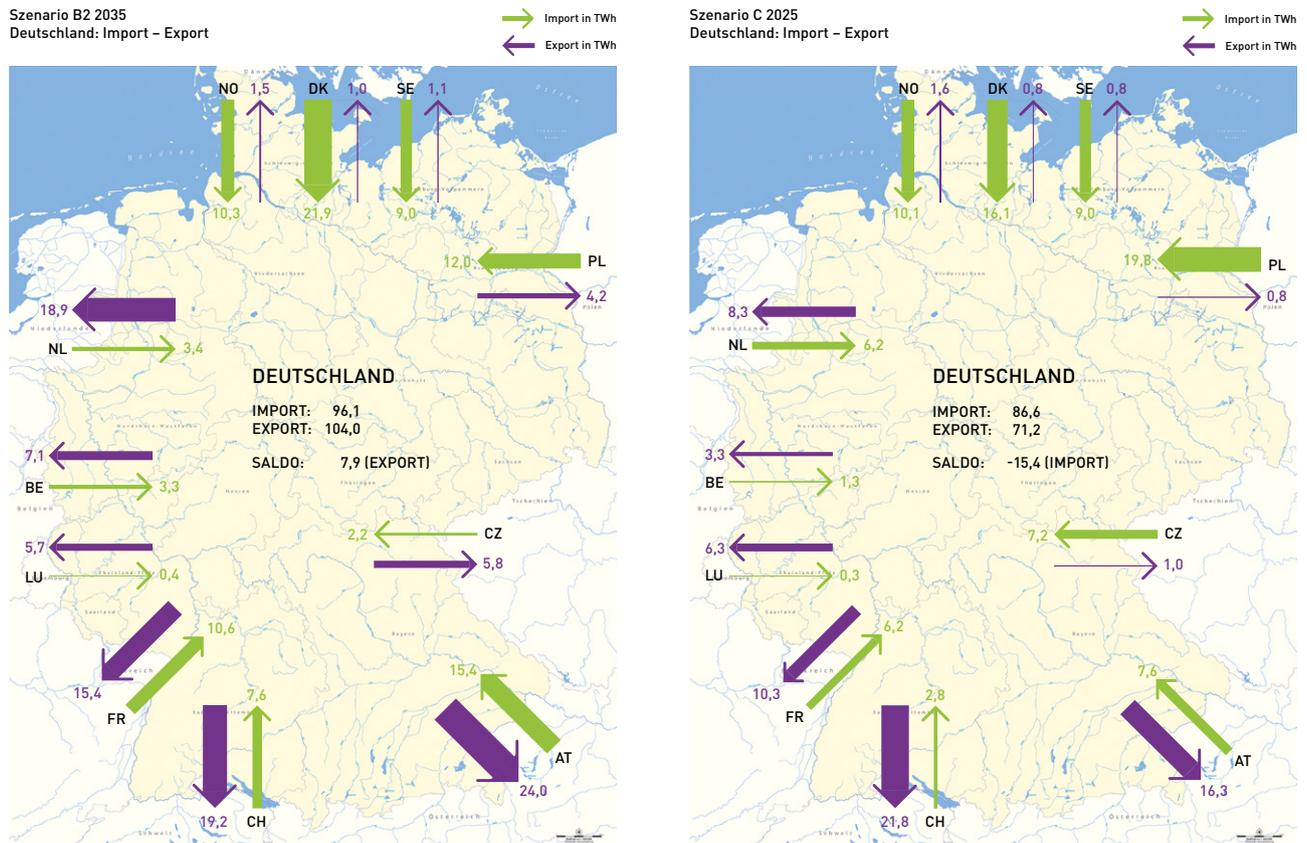
Der europäische Vergleich zeigt die Größendimension der innerdeutschen Transportaufgabe und relativiert die zu bewältigenden Im- und Exporte. Es existieren Regionen in Deutschland, deren Erzeugungsüberschuss größer ist als der jährliche Export anderer europäischer Marktgebiete. Bundesländer wie Niedersachsen und Brandenburg weisen in der Marktmodellierung mit ungefähr 40 TWh jährlich einen ähnlichen Erzeugungsüberschuss auf wie Frankreich oder Schweden. Dies ist vor allem bedingt durch den hohen Erzeugungsanteil von Windenergie (onshore und offshore).



Abbildungen 15, 16, 17 und 18: Austauschenergiemengen Szenario A 2025, B1 2025, B2 2025 und B1 2035



Abbildungen 19 und 20: Austauschenergiemengen Szenario B2 2035 und C 2025



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Transite

Neben den Im- und Exporten an den verschiedenen Grenzen stellen Transite zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz in Deutschland. Transite treten dann auf, wenn die Ergebnisse der Marktsimulation zeitgleich Exporte und Importe an den verschiedenen Grenzen Deutschlands ausweisen. Die Transite sind dann als Minimum aus den gesamten Exporten und Importen definiert. Wenn Deutschland in einer bestimmten Stunde 2 GWh aus Skandinavien importiert und dabei gleichzeitig 5 GWh in die anderen Nachbarländer exportiert, beträgt der Transit durch Deutschland 2 GWh und der Export aus deutscher Erzeugung 3 GWh. Vom jeweiligen Im- und Export an den Ländergrenzen lässt sich nur begrenzt auf die Häufigkeit und Richtung von Transiten schließen.

Die Vielzahl der Transite resultiert aus dem mittleren Preisniveau und der zentralen Lage des deutschen Übertragungsnetzes im europäischen Verbund. In Deutschland treten Transite in den verschiedenen Szenarien in ca. 86 bis 92 % der Stunden auf. Transite kommen vornehmlich aus Skandinavien und Osteuropa und werden nach Südwesten durchgeleitet. Über das Jahr summieren sich die Transite auf ca. 34 bis rund 48 TWh je nach Szenario.



Tabelle 13: Transite

	Prozent der Jahresstunden mit Transiten durch DE	Summe Transite durch DE (TWh)	Maximalwert der Transite in einer Stunde (GW)	Hauptsächliche Flussrichtung der Transite (z. B. Skandinavien → Süd-West-Europa)
A 2025	88,0 %	36,8	14,2	Nord/Ost → Süd/West*
B1 2025	88,8 %	43,0	14,3	Nord/Ost → Süd/West*
B2 2025	88,8 %	33,7	13,4	Nord/Ost → Süd/West*
B1 2035	90,7 %	47,9	15,7	Nord/Ost → Süd/West*
B2 2035	86,3 %	36,3	15,8	Nord/Ost → Süd/West*
C 2025	92,3 %	37,4	14,1	Nord/Ost → Süd/West*

* Transite treten in allen Szenarien schwerpunktmäßig in Nord → Süd- und Ost → West-Richtung auf.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Größenordnung der jährlichen Transite ist damit mit dem Handelssaldo Frankreichs in der Marktmodellierung von B1 2025 vergleichbar. Grundsätzlich können Transite auch eine Einflussgröße für die Dimensionierung der Übertragungsnetze in Deutschland sein.

3.2.2 Bundesländerbilanzen und Einspeisungen in Deutschland

Energiemengen

- Die Ergebnisse der Marktsimulation betonen die Bedeutung erneuerbarer Energien im Energiemix Deutschlands.
- Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung liegt in den Szenarien für 2025 zwischen 38 und 54 %, in den Szenarien für 2035 zwischen 60 und 67 %. Bezogen auf die jeweiligen Bruttostromverbräuche beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien 42,3–65,8 %.
- Windenergie an Land nimmt in allen Szenarien eine bedeutende Rolle ein, in vier von sechs Szenarien hat sie den höchsten Anteil an der Stromerzeugung. In der Kombination bilden onshore- und offshore-erzeugter Wind den größten Energieträger im Energiemix in allen Szenarien außer A 2025.
- Konventionelle Einspeisung, insbesondere aus Steinkohlekraftwerken, wird durch die Windenergie zunehmend substituiert.
- Der konventionelle Energieträger mit dem höchsten Anteil an der deutschen Stromerzeugung in 2025 ist Steinkohle. Bei Einhaltung des CO₂-Emissionsziels reduziert sich der Erzeugungsbeitrag aus Stein- und Braunkohle deutlich um 58 % in B2 2025 bzw. um 72 % in B2 2035. In 2025 ist Braunkohle der konventionelle Energieträger mit dem höchsten Anteil. In den Szenarien für 2035 stammt der höchste konventionelle Anteil aus Erdgas.

Die Zusammensetzung des Energiemix ist in den einzelnen Szenarien weitgehend heterogen. Dies ist auf die Annahmen zu den installierten Leistungen in Deutschland und den Entwicklungspfaden des SO&AF für Europa zurückzuführen. Auch die Vorgaben zum Verbrauch (z. B. ein reduzierter Verbrauch in C 2025) haben einen wesentlichen Einfluss auf den Energiemix. Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen zudem die Auswirkungen der politischen Zielsetzung einer CO₂-Emissionsobergrenze.



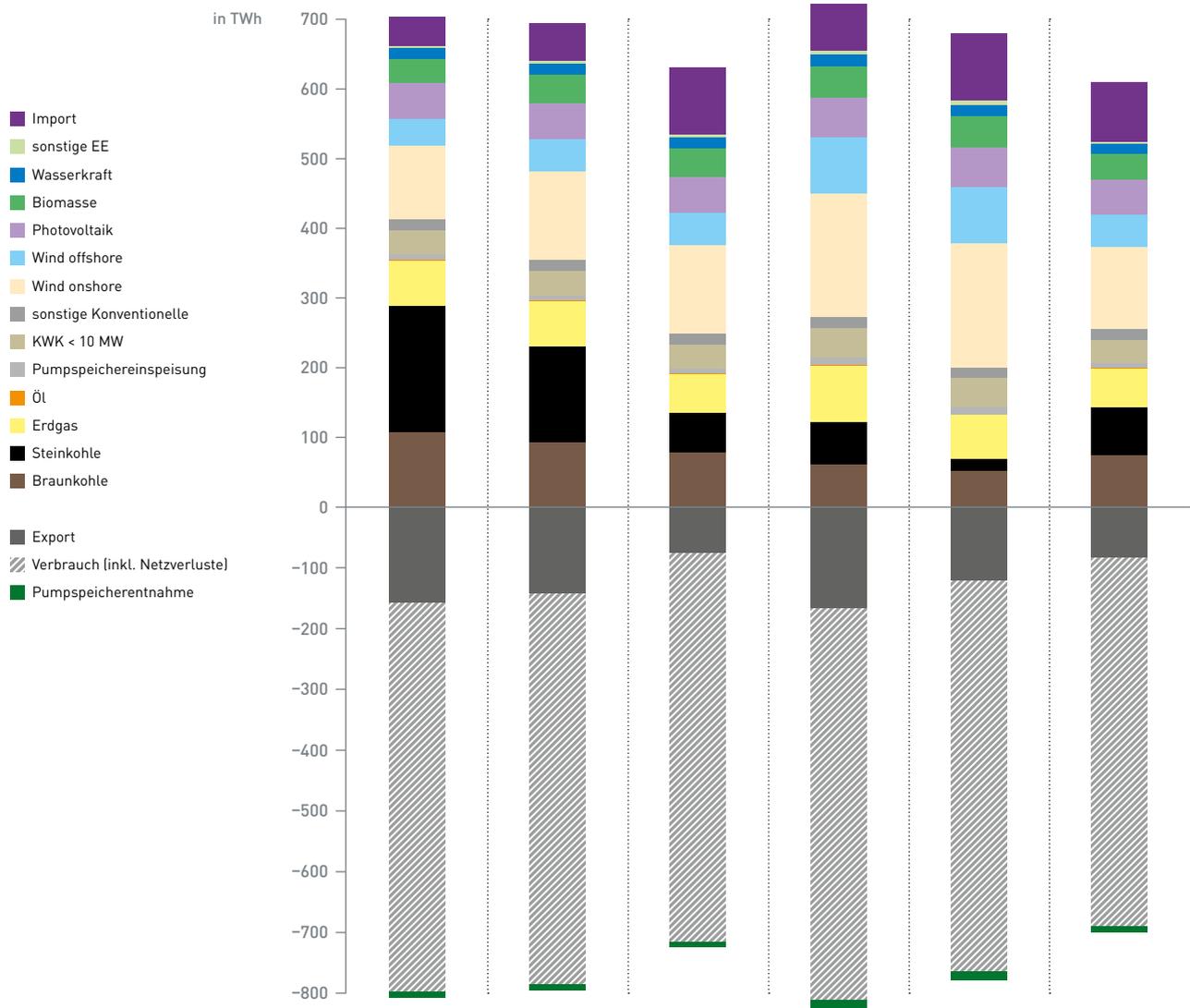
Die konventionelle Stromerzeugung hat in Szenario A 2025 die größte Bedeutung. In diesem Szenario ist ihr Anteil mit ca. 63 % an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland (inkl. Exporte) am höchsten. Nur in etwa 70 Stunden von 8.760 des Jahres kann die Last in Szenario A 2025 theoretisch allein durch die inländische Erzeugung aus regenerativen Energiequellen gedeckt werden. In Szenario B1 2025 (und B2 2025) steigt dieser Wert bereits auf knapp 400 Stunden an. Szenario C 2025 liegt mit rund 350 Stunden, in denen die Last bilanziell durch regenerative Erzeugung gedeckt werden kann, leicht darunter. Zwar liegen Jahresverbrauch und -höchstlast in C 2025 unter dem Verbrauch und der Last in B1 2025 und B2 2025, jedoch wird dies durch die ebenfalls geringeren installierten Leistungen erneuerbarer Energien in C 2025 mehr als ausgeglichen. In den Szenarien B1 2035 und B2 2035 reicht die regenerative Energieerzeugung bereits aus, um bilanziell in fast 1.800 Stunden die Verbraucherlast in Deutschland vollständig zu decken.

Der regenerative Energieträger mit dem höchsten Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland ist in allen Szenarien Wind onshore. Er ersetzt zunehmend die konventionelle Erzeugung wie ein Vergleich zwischen A 2025 und B1 2025 zeigt. Der Rückgang der konventionellen Erzeugung um 59 TWh von A 2025 auf B1 2025 ist überwiegend auf den Rückgang der Stromerzeugung aus Steinkohle um 44 TWh zurückzuführen. Gleichzeitig nimmt die Erzeugung aus regenerativen Quellen um 38 TWh zu, davon alleine aus Wind onshore um 22 TWh. Onshore-Windenergie trägt im Szenario B1 2035 bereits mit rund 28 % zur Gesamtstromerzeugung in Deutschland bei. Dieser Anteil erhöht sich bei Einhaltung des CO₂-Emissionsziels nochmals auf etwa 31 % in B2 2035 und liegt damit auf dem Niveau der konventionellen Stromerzeugung (33 % der Gesamtstromerzeugung in B2 2035). Im Szenario B2 2025 ist der Anteil der konventionellen Anlagen an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland mit ca. 46 % noch deutlich höher.

Eine Verdrängung konventioneller Einspeisung durch erneuerbare Energien ist nicht auf Deutschland begrenzt. Dieser Effekt wirkt sich auch auf die europäischen Nachbarländern aus: In Deutschland günstig erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen ist im europäischen Markt nachgefragt und reduziert dort konventionelle Einspeisung.



Abbildung 21: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich



	A 2025	B1 2025	B2 2025	B1 2035	B2 2035	C 2025
Import	42,3	53,0	96,4	66,3	96,1	86,6
sonstige EE	2,9	4,5	4,5	6,4	6,4	2,9
Wasserkraft	14,8	15,2	15,2	16,0	16,0	14,8
Biomasse	35,9	41,4	41,4	45,7	45,7	35,8
Photovoltaik	50,9	51,6	51,6	56,2	56,2	50,9
Wind offshore	39,2	46,5	46,5	81,0	81,0	46,5
Wind onshore	104,6	127,0	127,0	178,2	178,2	117,0
sonstige Konventionelle	16,4	15,7	15,5	14,6	14,4	15,4
KWK < 10 MW	34,8	35,0	35,0	42,8	42,8	34,2
Pumpspeichereinspeisung	6,9	7,1	6,0	11,0	10,1	6,5
Öl	1,1	1,1	1,1	0,7	0,7	1,1
Erdgas	65,3	64,5	55,2	80,8	63,2	56,0
Steinkohle	181,7	137,4	58,0	60,8	17,2	68,1
Braunkohle	106,2	92,8	76,9	60,1	50,7	73,6
Export	-135,7	-124,2	-64,4	-143,7	-104,0	-71,2
Verbrauch (inkl. Netzverluste)	-558,7	-559,8	-558,4	-563,2	-562,2	-530,3
Pumpspeicherentnahme	-8,6	-8,8	-7,4	-13,7	-12,5	-8,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Bundesländerbilanzen

- Die Szenarien zeigen ein starkes Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands: Südliche Bundesländer weisen ein Erzeugungsdefizit auf, nördliche Bundesländer einen Erzeugungsüberschuss.
- Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in südlichen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Die CO₂-Emissionsobergrenze verstärkt den Importbedarf.
- Der Erzeugungsüberschuss einzelner Bundesländer liegt teilweise über denen ganzer europäischer Marktgebiete. Allein Niedersachsen und Brandenburg kommen zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von 81,4 TWh in B1 2025. Auch Bundesländer wie Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern können mehr als das Doppelte ihres jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken.
- Auf lange Sicht über zwanzig Jahre erhöht sich der Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland weiter. Konventionelle Erzeugung wird weiter reduziert und erfährt eine Verlagerung in Richtung Gas.

Die Abbildungen 22 bis 27 stellen für jedes Bundesland für die einzelnen Szenarien jeweils Erzeugung und Verbrauch gegenüber. Die Erzeugung umfasst hierbei Erzeugungsanlagen, welche im Nieder- bis Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Nicht dargestellt sind durch die Spitzenkappung weggefallene Energiemengen und ggf. anfallende Dumped Energy-Mengen, also Energie, die nicht in das System integriert werden kann, da sie weder verbraucht, noch exportiert, noch gespeichert werden kann. Diese werden im Abschnitt 3.2.4 erläutert und dargestellt.

Insgesamt zeigt sich für die deutschen Bundesländer eine recht heterogene Last- und Erzeugungsstruktur. Insbesondere die südlichen Bundesländer weisen Erzeugungsdefizite auf, welche durch Importe aus anderen Bundesländern sowie dem Ausland gedeckt werden. In den Szenarien A 2025 und B1 2025 liegt der Importbedarf für Hessen bei ca. 48 % (18,3 TWh) bzw. ca. 45 % (17,2 TWh) des jährlichen Verbrauchs, für Bayern bei ca. 35 % (29,0 TWh) bzw. ca. 34 % (28,1 TWh) und für Baden-Württemberg bei ca. 20 % (15,2 TWh) bzw. ca. 21 % (16,3 TWh). In den Szenarien B2 2025 und C 2025 liegt der Import nochmals höher: Hessen deckt ca. 52 % (20,0 TWh) bzw. 50 % (18,2 TWh) seines Verbrauchs durch Importe, Bayern ca. 41 % (33,4 TWh) bzw. 40 % (30,9 TWh) und Baden-Württemberg liegt hier bei rund 43 % (32,4 TWh) bzw. 44 % (31,9 TWh). Hier zeigt sich eine Wirkung der CO₂-Emissionsobergrenze. In den Szenarien für 2035 kommt es zu einer leichten Abmilderung des Erzeugungsdefizits der südlichen Bundesländer.

Umgekehrt weisen vor allem die nördlich gelegenen Bundesländer einen großen Erzeugungsüberschuss auf. Allein Niedersachsen und Brandenburg kommen zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von 81,4 TWh (entspricht einem Vielfachen des Verbrauchs in diesen Bundesländern) in B1 2025. Auch Bundesländer wie Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern können mehr als das Doppelte ihres jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken. Dies ist vor allem auf die hohe Stromerzeugung aus Wind on- und teilweise offshore in den nördlichen Bundesländern zurückzuführen.

Ein ebenso heterogenes Bild ergibt sich bei der Betrachtung der regionalen Stromerzeugungsmengen nach Technologie. Bedingt durch die Regionalisierung der Windenergieanlagen (siehe 2.2.3) und das hohe Winddargebot im Norden ergeben sich Erzeugungszentren von Onshore-Windenergie in Niedersachsen, Schleswig-Holstein (jeweils auch offshore) und Brandenburg. Auch Mecklenburg-Vorpommern und Nordrhein-Westfalen tragen wesentlich zur Erzeugung aus Windenergie bei. Die Stromerzeugung aus Photovoltaik ist mit etwa 42 % der Gesamtstromerzeugung hauptsächlich in Bayern und Baden-Württemberg verortet. Die regionalen Unterschiede in der Erzeugung aus erneuerbaren Energien können im Jahresverlauf stark variieren. Insbesondere in den tendenziell windreicheren Wintermonaten können die Erzeugung in den nördlichen Bundesländern und damit das Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands stark zunehmen.



Die regionale konventionelle Stromerzeugung ist neben den installierten Leistungen und Wirkungsgraden der Kraftwerke insbesondere von den Brennstoffpreisen und Transportkosten abhängig. Dabei stammt die Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken hauptsächlich aus Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg. Die Stromerzeugung aus Braunkohle erfolgt in den Szenarien für 2025 im Wesentlichen zu jeweils etwa einem Drittel in den Bundesländern Brandenburg und Sachsen sowie in Nordrhein-Westfalen. Die Erzeugung aus Erdgas befindet sich schwerpunktmäßig in Nordrhein-Westfalen, gefolgt von Niedersachsen.

Der Vergleich von B1 2025 und B2 2025 fällt besonders für Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg deutlich unterschiedlich aus. Durch die Einführung einer CO₂-Emissionsobergrenze verringert sich die Stromerzeugung aus Steinkohle in diesen beiden Bundesländern um die Hälfte. Allein in Nordrhein-Westfalen werden anstatt 57,6 TWh in B1 2025 nur noch 21,4 TWh in B2 2025 aus Steinkohle erzeugt. Die Erzeugung aus Braunkohle verändert sich allein in Brandenburg von 32,3 TWh in B1 2025 auf 23,6 TWh in B2 2025.

Aufgrund des einheitlichen Marktgebietes Deutschland haben die Standorte konventioneller Erzeugung keinen signifikanten Einfluss auf die Einsatzentscheidung der konventionellen Kraftwerke in den Marktsimulationsergebnissen. Allein die Transportkosten für Steinkohle hängen insbesondere davon ab, welche Distanz über Wasserwege und Schiene zurückgelegt werden muss. Das führt dazu, dass z. B. die Einsatzkosten von Steinkohlekraftwerken im Süden unter sonst gleichen Bedingungen höher liegen als die Einsatzkosten von Kraftwerken an der Küste. Aus den Bundesländerbilanzen und dem daraus ersichtlichen Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands ergibt sich bereits eine erste Indikation für den Übertragungsbedarf, die jedoch in den Netzanalysen anhand konkreter Stunden verifiziert werden muss.

Entscheidende Einflussfaktoren auf das Erzeugungsgefälle sind die Regionalisierung der erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 2) und die Erzeugung der konventionellen Kraftwerke an den bestehenden Standorten.

In den Szenarien für 2035 erfolgt eine weitergehende Veränderung der Erzeugungsstruktur in Deutschland, hin zu mehr erneuerbarer und weniger konventioneller Stromerzeugung. Das Erzeugungsdefizit in den südlichen Bundesländern wie Bayern, Baden-Württemberg und Hessen bleibt auf einem ähnlichen Niveau wie in den Szenarien für 2025.

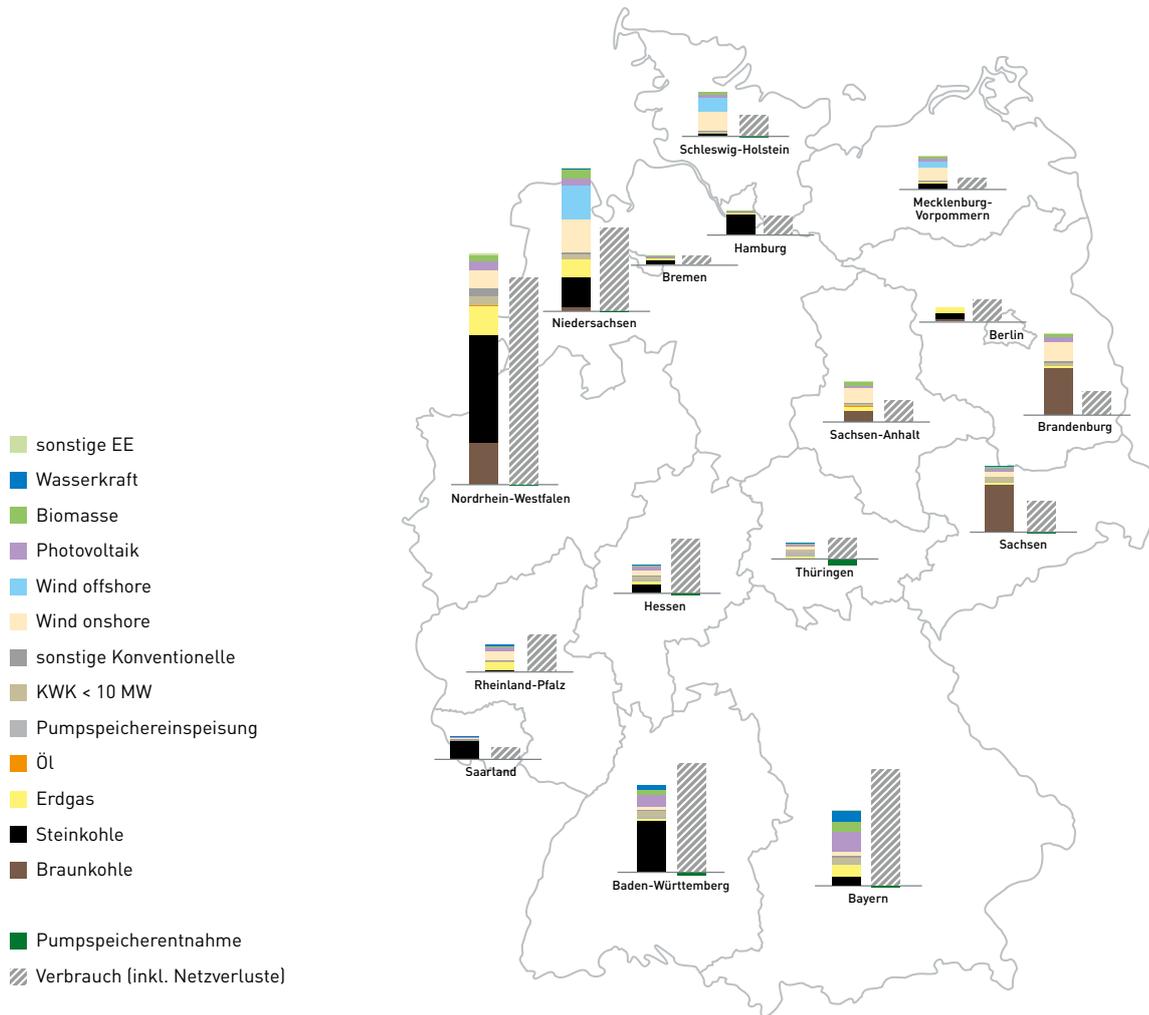
Die nördlich gelegenen Bundesländer erhöhen in den Szenarien für 2035 ihren Erzeugungsüberschuss gegenüber 2025.

Dies ist vor allem auf die steigende Stromerzeugung aus Wind on- und offshore zurückzuführen. Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern kommen so zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von 131,1 TWh in B1 2035 und 123,4 TWh in B2 2035.

Die konventionelle Stromerzeugung in Deutschland reduziert sich in den Szenarien für 2035 gegenüber 2025. Dies ist vor allem auf den starken Rückgang der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle von 230,2 TWh in B1 2025 auf 120,9 TWh in B1 2035 zurückzuführen. Gleichzeitig steigt die Stromerzeugung aus Erdgas von 64,5 TWh in B1 2025 auf 80,8 TWh in B1 2035.



Abbildung 22: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2025

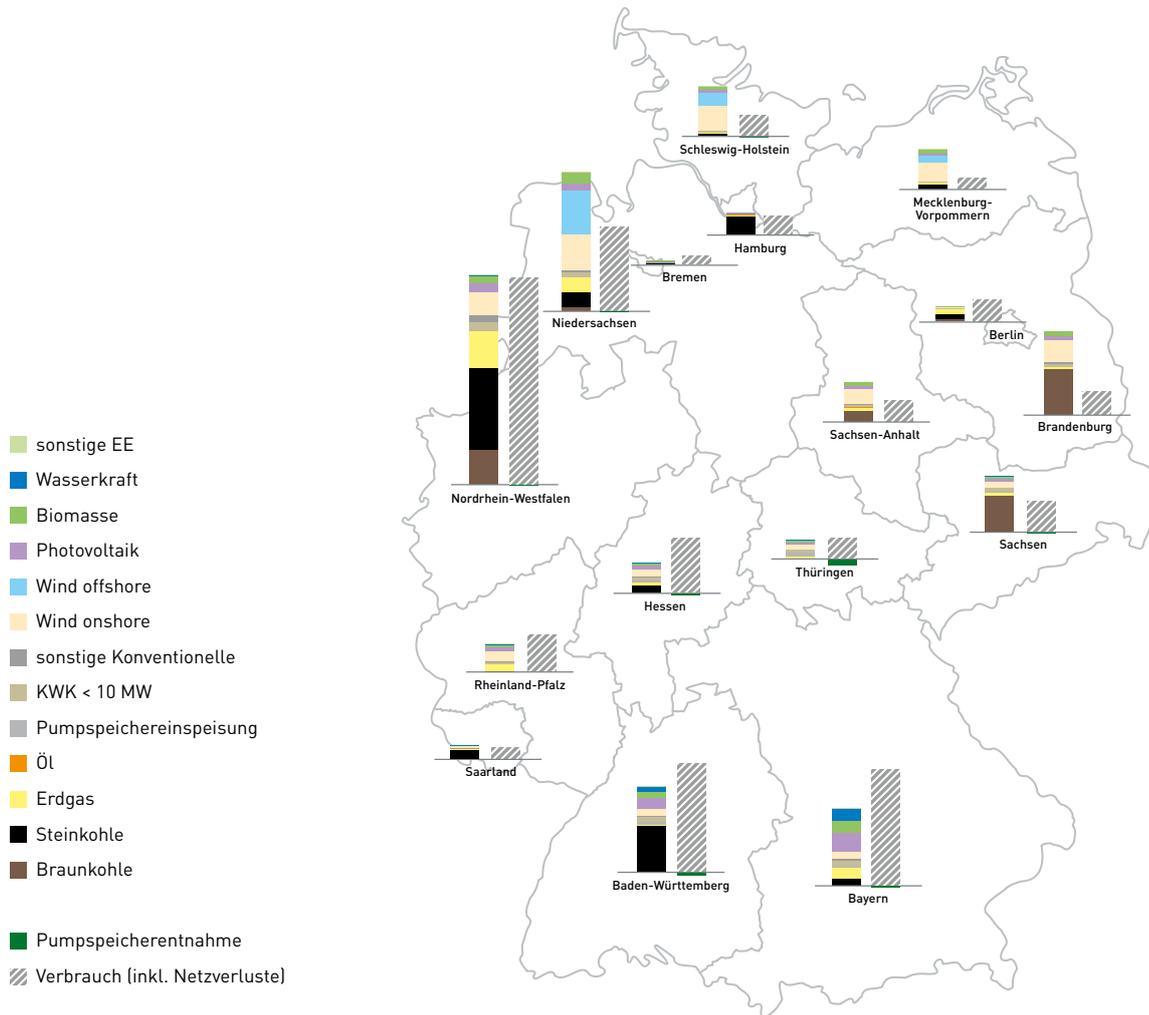


A 2025 (Angaben in TWh)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	sonstige EE	Verbrauch (inkl. Netzverluste)	Pumpspeicharentnahme
Baden-Württemberg	0,0	35,6	1,3	0,1	1,6	4,0	0,6	2,6	0,0	7,8	3,7	3,5	0,2	76,1	-1,8
Bayern	0,0	5,8	8,8	0,0	0,7	4,1	1,3	2,9	0,0	13,8	6,9	8,4	0,3	82,0	-0,9
Berlin	1,2	4,6	3,6	0,0	0,0	1,0	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	15,4	0,0
Brandenburg	32,8	0,0	0,8	0,5	0,0	2,0	1,3	13,7	0,0	3,2	2,5	0,0	0,1	16,3	0,0
Bremen	0,0	2,8	1,1	0,0	0,0	0,3	0,9	0,6	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	6,2	0,0
Hamburg	0,0	14,1	0,5	0,1	0,0	1,1	0,1	0,2	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	13,1	0,0
Hessen	0,2	5,2	2,6	0,0	0,9	2,7	0,7	3,2	0,0	2,6	1,2	0,3	0,2	38,3	-1,2
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	3,8	0,8	0,0	0,0	0,9	0,1	8,9	5,2	1,5	1,9	0,0	0,1	7,8	0,0
Niedersachsen	2,6	20,6	12,8	0,0	0,1	3,4	1,9	22,7	24,4	4,7	6,8	0,3	0,2	59,0	-0,1
Nordrhein-Westfalen	29,1	75,7	20,7	0,1	0,2	6,4	5,5	12,9	0,0	6,3	4,0	0,7	1,3	145,3	-0,2
Rheinland-Pfalz	0,0	0,1	5,9	0,0	0,0	1,3	0,6	6,2	0,0	2,6	1,0	0,9	0,1	26,0	0,0
Saarland	0,0	12,3	0,4	0,0	0,0	0,3	1,1	0,5	0,0	0,6	0,1	0,1	0,2	7,8	0,0
Sachsen	32,6	0,0	2,2	0,0	0,5	3,0	0,1	3,6	0,0	2,2	1,5	0,3	0,1	21,7	-0,7
Sachsen-Anhalt	7,6	0,0	2,6	0,2	0,0	1,6	1,2	10,0	0,0	2,1	2,4	0,1	0,1	14,8	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	1,2	0,2	0,0	0,0	1,2	0,6	13,7	9,7	2,0	2,1	0,0	0,1	14,5	-0,1
Thüringen	0,0	0,0	1,1	0,0	2,9	1,6	0,1	2,7	0,0	1,3	1,3	0,1	0,0	14,2	-3,6
Deutschland	106,2	181,7	65,3	1,1	6,9	34,8	16,4	104,6	39,2	50,9	35,9	14,8	2,9	558,7	-8,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 23: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B1 2025

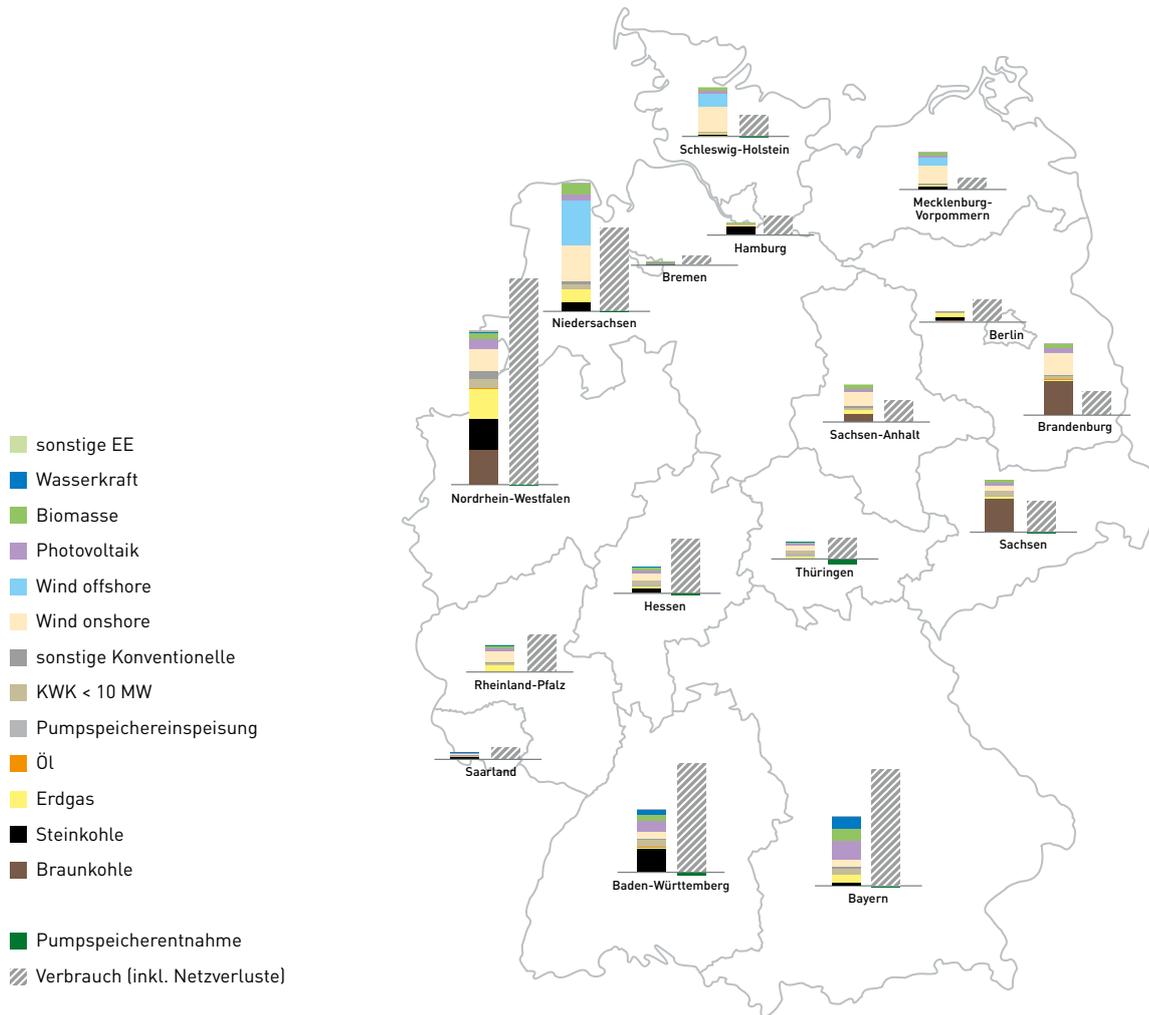


B1 2025 (Angaben in TWh)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	sonstige EE	Verbrauch (inkl. Netzverluste)	Pumpspeicharentnahme
Baden-Württemberg	0,0	31,7	1,2	0,1	1,6	4,0	0,6	4,8	0,0	7,9	4,2	3,6	0,2	76,3	-1,8
Bayern	0,0	4,9	7,5	0,0	0,7	4,1	1,3	4,6	0,0	13,9	7,9	8,7	0,5	82,2	-0,9
Berlin	1,2	4,2	3,1	0,0	0,0	1,0	0,2	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	15,5	0,0
Brandenburg	32,2	0,0	0,8	0,5	0,0	2,0	1,3	15,3	0,0	3,3	2,9	0,0	0,4	16,4	0,0
Bremen	0,0	0,7	0,3	0,0	0,0	0,3	0,9	0,6	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	6,2	0,0
Hamburg	0,0	13,1	0,4	0,1	0,0	1,1	0,1	0,2	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	13,2	0,0
Hessen	0,2	4,8	2,3	0,0	1,0	2,7	0,7	4,7	0,0	2,6	1,5	0,3	0,2	38,4	-1,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	3,6	0,8	0,0	0,0	0,9	0,1	12,7	5,8	1,5	2,3	0,0	0,3	7,8	0,0
Niedersachsen	2,5	9,9	10,8	0,0	0,1	3,5	1,9	25,2	31,0	4,7	7,7	0,3	0,6	59,2	-0,1
Nordrhein-Westfalen	24,3	57,6	25,4	0,1	0,2	6,4	5,2	16,0	0,0	6,4	4,6	0,7	1,3	145,5	-0,2
Rheinland-Pfalz	0,0	0,1	4,8	0,0	0,0	1,3	0,6	7,6	0,0	2,7	1,1	0,9	0,1	26,0	0,0
Saarland	0,0	6,0	0,3	0,0	0,0	0,3	1,1	0,8	0,0	0,6	0,1	0,1	0,2	7,8	0,0
Sachsen	25,2	0,0	2,1	0,0	0,4	3,0	0,1	3,7	0,0	2,2	1,8	0,3	0,1	21,8	-0,6
Sachsen-Anhalt	7,1	0,0	2,4	0,2	0,0	1,6	1,2	10,1	0,0	2,1	2,7	0,1	0,2	14,9	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,9	1,3	0,0	0,0	1,2	0,2	16,9	9,7	2,0	2,4	0,0	0,3	14,5	-0,1
Thüringen	0,0	0,0	1,1	0,0	3,1	1,6	0,1	3,7	0,0	1,3	1,6	0,1	0,0	14,2	-3,8
Deutschland	92,8	137,4	64,5	1,1	7,1	35,0	15,7	127,0	46,5	51,6	41,4	15,2	4,5	559,8	-8,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 24: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B2 2025

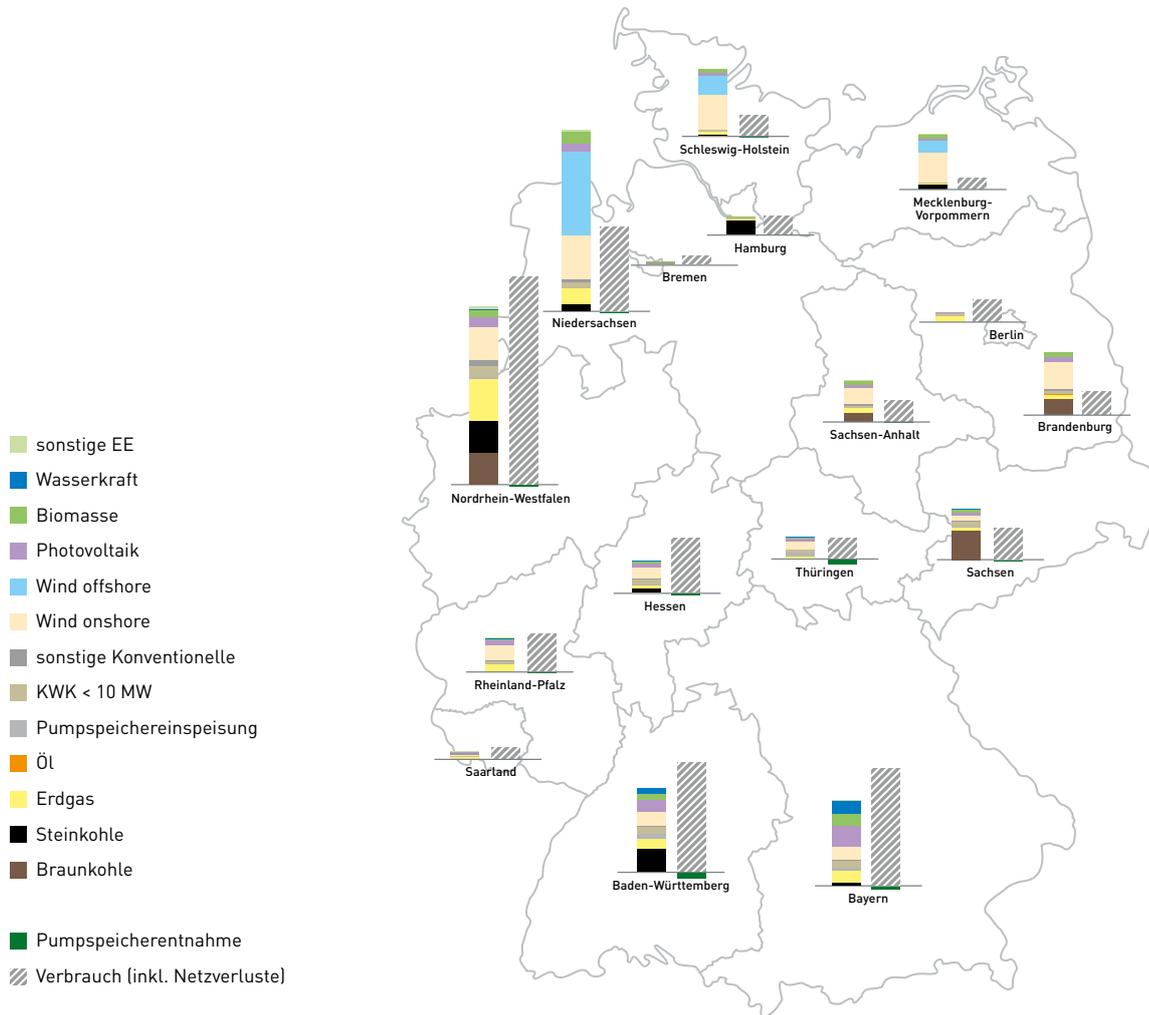


B2 2025 (Angaben in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pumpspei- cherein- speisung	KWK < 10 MW	sonstige Konventi- onelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovol- taik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Verbrauch (inkl. Netz- verlusten)	Pumpspei- charent- nahme
Baden-Württemberg	0,0	15,8	1,1	0,1	1,4	4,0	0,6	4,8	0,0	7,9	4,2	3,6	0,2	76,1	-1,6
Bayern	0,0	1,6	5,5	0,0	0,5	4,1	1,3	4,6	0,0	13,9	7,9	8,7	0,5	82,0	-0,7
Berlin	0,7	1,8	3,0	0,0	0,0	1,0	0,2	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	15,4	0,0
Brandenburg	23,6	0,0	0,7	0,5	0,0	2,0	1,3	15,3	0,0	3,3	2,9	0,0	0,4	16,3	0,0
Bremen	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9	0,6	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	6,2	0,0
Hamburg	0,0	6,0	0,4	0,1	0,0	1,1	0,1	0,2	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	13,1	0,0
Hessen	0,2	2,4	2,0	0,0	0,8	2,7	0,7	4,7	0,0	2,6	1,5	0,3	0,2	38,3	-1,0
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	1,5	0,7	0,0	0,0	0,9	0,1	12,7	5,8	1,5	2,3	0,0	0,3	7,8	0,0
Niedersachsen	0,0	6,0	9,3	0,0	0,1	3,5	1,9	25,3	31,0	4,7	7,7	0,3	0,6	59,0	-0,1
Nordrhein-Westfalen	24,1	21,4	21,7	0,1	0,2	6,4	5,2	16,0	0,0	6,4	4,6	0,7	1,3	145,2	-0,2
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0	1,3	0,6	7,6	0,0	2,7	1,1	0,9	0,1	25,9	0,0
Saarland	0,0	0,9	0,3	0,0	0,0	0,3	1,1	0,8	0,0	0,6	0,1	0,1	0,2	7,8	0,0
Sachsen	22,8	0,0	2,0	0,0	0,5	3,0	0,1	3,7	0,0	2,2	1,8	0,3	0,1	21,7	-0,6
Sachsen-Anhalt	5,5	0,0	2,2	0,2	0,0	1,6	1,2	10,1	0,0	2,1	2,7	0,1	0,2	14,8	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,3	1,2	0,0	0,0	1,2	0,2	16,9	9,7	2,0	2,4	0,0	0,3	14,5	-0,1
Thüringen	0,0	0,0	0,9	0,0	2,4	1,6	0,1	3,7	0,0	1,3	1,6	0,1	0,0	14,2	-0,3
Deutschland	76,9	58,0	55,2	1,1	6,0	35,0	15,5	127,0	46,5	51,6	41,4	15,2	4,5	558,4	-7,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 25: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B1 2035

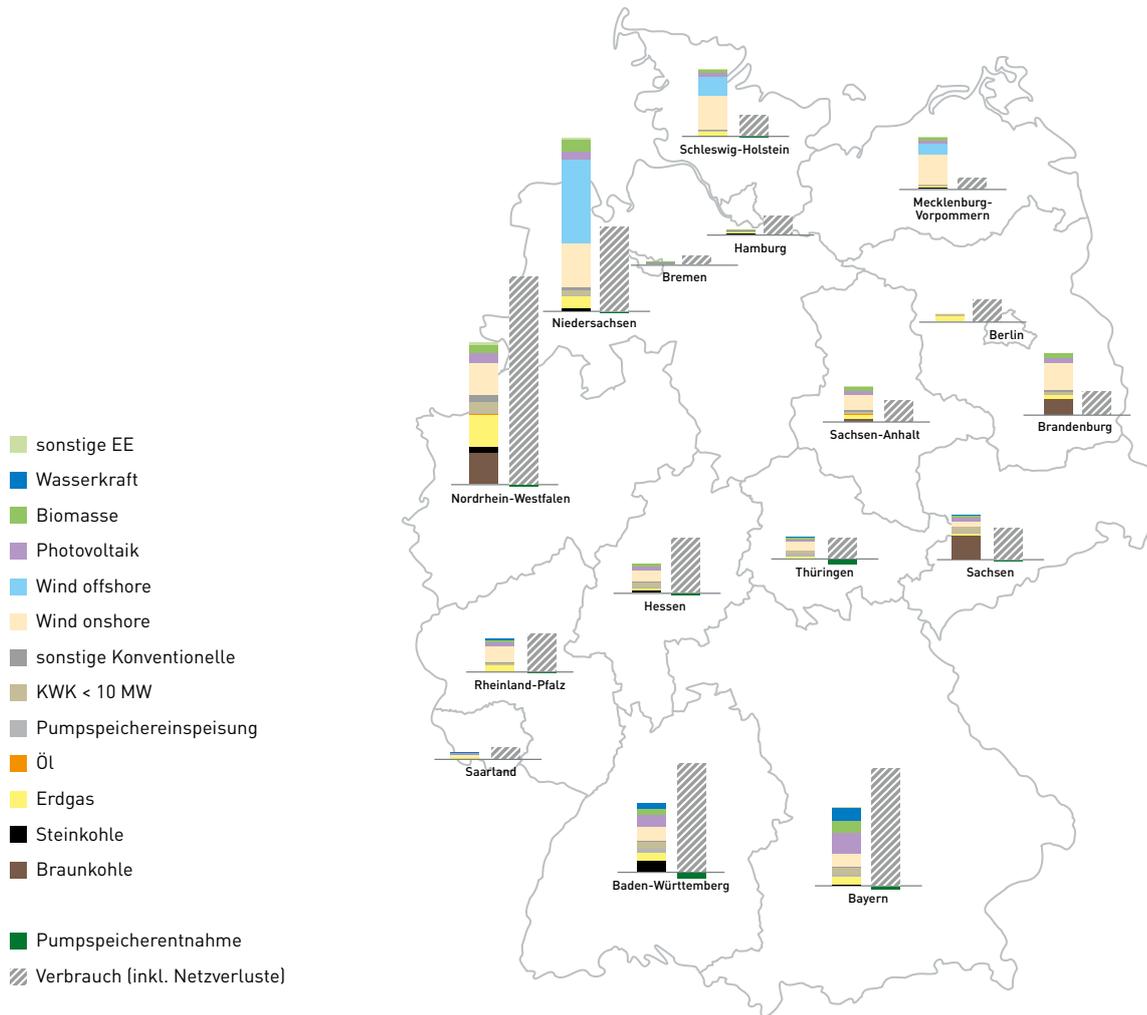


B1 2035 (Angaben in TWh)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	sonstige EE	Verbrauch (inkl. Netzverluste)	Pumpspeicharentnahme
Baden-Württemberg	0,0	15,6	7,6	0,0	3,5	4,9	0,6	9,5	0,0	8,6	4,6	3,8	0,4	76,7	-4,2
Bayern	0,0	1,7	8,4	0,0	1,7	5,0	1,2	8,5	0,0	14,8	8,7	9,1	0,7	82,7	-2,1
Berlin	0,0	0,0	3,9	0,0	0,0	1,5	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	15,6	0,0
Brandenburg	11,1	0,0	2,7	0,4	0,0	2,4	1,2	19,0	0,0	3,5	3,2	0,0	0,7	16,5	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	0,8	0,7	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	6,3	0,0
Hamburg	0,0	10,3	0,4	0,0	0,0	1,4	0,1	0,2	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	13,3	0,0
Hessen	0,0	2,7	2,3	0,0	0,8	3,3	0,7	7,7	0,0	2,9	1,6	0,4	0,2	38,6	-1,0
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	3,0	0,7	0,0	0,0	1,1	0,1	20,7	8,4	1,6	2,6	0,0	0,5	7,9	0,0
Niedersachsen	0,0	4,8	10,8	0,0	0,3	4,0	1,7	31,5	59,3	5,3	8,4	0,3	1,0	59,5	-0,4
Nordrhein-Westfalen	22,0	22,3	29,6	0,1	0,9	8,0	4,7	22,9	0,0	7,1	5,0	0,8	1,6	146,4	-1,2
Rheinland-Pfalz	0,0	0,1	4,7	0,0	0,4	1,6	0,6	11,0	0,0	2,9	1,3	1,0	0,2	26,2	-0,5
Saarland	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,3	1,0	1,3	0,0	0,7	0,1	0,1	0,3	7,9	0,0
Sachsen	21,0	0,0	2,2	0,0	0,4	3,7	0,1	3,8	0,0	2,4	2,0	0,4	0,1	21,9	-0,6
Sachsen-Anhalt	6,0	0,0	2,9	0,2	0,0	2,0	1,2	10,8	0,0	2,3	3,0	0,1	0,3	15,0	-0,1
Schleswig-Holstein	0,0	0,2	2,4	0,0	0,0	1,4	0,2	24,4	13,3	2,2	2,7	0,0	0,4	14,6	-0,1
Thüringen	0,0	0,0	1,0	0,0	2,9	1,9	0,1	6,0	0,0	1,5	1,7	0,1	0,0	14,3	-3,5
Deutschland	60,1	60,8	80,8	0,7	11,0	42,8	14,6	178,2	81,0	56,2	45,7	16,0	6,4	563,2	-13,7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 26: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B2 2035

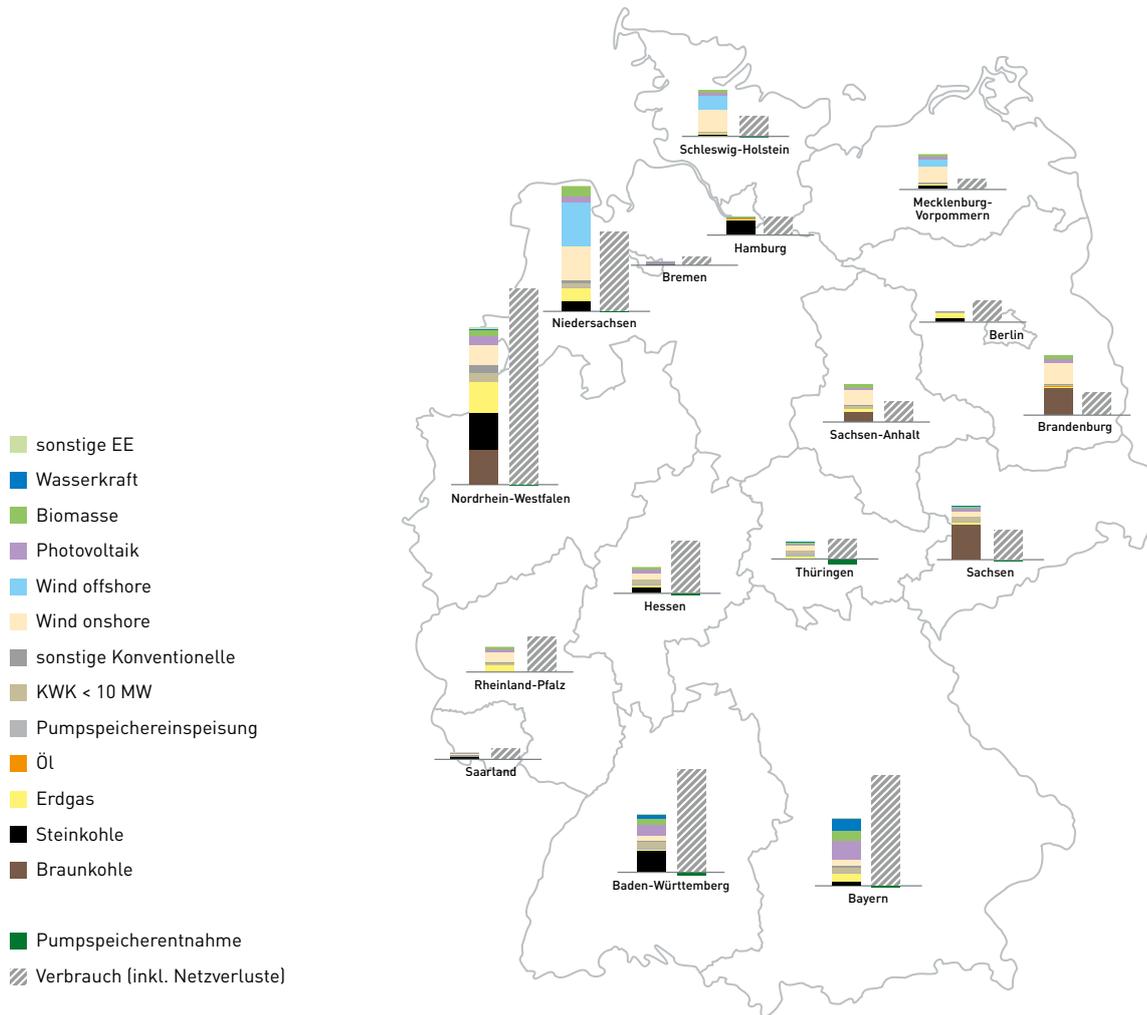


B2 2035 (Angaben in TWh)	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl	Pumpspeichereinspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	sonstige EE	Verbrauch (inkl. Netzverluste)	Pumpspeicharentnahme
Baden-Württemberg	0,0	7,5	5,4	0,0	3,3	4,9	0,6	9,5	0,0	8,6	4,6	3,8	0,4	76,6	-3,9
Bayern	0,0	0,4	5,0	0,0	1,5	5,0	1,2	8,5	0,0	14,8	8,7	9,1	0,7	82,5	-2,0
Berlin	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	1,5	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	15,5	0,0
Brandenburg	10,8	0,0	2,4	0,4	0,0	2,4	1,2	19,0	0,0	3,5	3,2	0,0	0,7	16,4	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,8	0,7	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	6,3	0,0
Hamburg	0,0	0,9	0,4	0,0	0,0	1,4	0,1	0,2	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	13,2	0,0
Hessen	0,0	1,1	2,0	0,0	0,7	3,3	0,7	7,7	0,0	2,9	1,6	0,4	0,2	38,5	-0,9
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	1,2	0,7	0,0	0,0	1,1	0,1	20,7	8,4	1,6	2,6	0,0	0,5	7,9	0,0
Niedersachsen	0,0	1,5	8,6	0,0	0,3	4,0	1,6	31,5	59,3	5,3	8,4	0,3	1,0	59,4	-0,4
Nordrhein-Westfalen	21,6	4,5	22,7	0,1	0,8	8,0	4,7	22,9	0,0	7,1	5,0	0,8	1,6	146,2	-1,0
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	3,9	0,0	0,4	1,6	0,6	11,0	0,0	2,9	1,3	1,0	0,2	26,1	-0,4
Saarland	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,3	0,9	1,3	0,0	0,7	0,1	0,1	0,3	7,9	0,0
Sachsen	16,3	0,0	2,0	0,0	0,4	3,7	0,1	3,8	0,0	2,4	2,0	0,4	0,1	21,9	-0,5
Sachsen-Anhalt	2,0	0,0	2,6	0,2	0,0	2,0	1,2	10,8	0,0	2,3	3,0	0,1	0,3	14,9	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	2,2	0,0	0,0	1,4	0,2	24,4	13,3	2,2	2,7	0,0	0,4	14,6	-0,1
Thüringen	0,0	0,0	0,9	0,0	2,6	1,9	0,1	6,0	0,0	1,5	1,7	0,1	0,0	14,3	-3,2
Deutschland	50,7	17,2	63,2	0,7	10,1	42,8	14,4	178,2	81,0	56,2	45,7	16,0	6,4	562,2	-12,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 27: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2025



C 2025 (Angaben in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Öl	Pumpspei- cherein- speisung	KWK < 10 MW	sonstige Konventi- onelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovol- taik	Bio- masse	Wasser- kraft	sonstige EE	Verbrauch (inkl. Netz- verlusten)	Pumpspei- cherent- nahme
Baden-Württemberg	0,0	14,1	1,1	0,1	1,5	4,0	0,6	3,8	0,0	7,8	3,7	3,5	0,2	72,3	-1,7
Bayern	0,0	2,2	5,7	0,0	0,6	3,9	1,3	3,9	0,0	13,8	6,9	8,4	0,3	77,8	-0,8
Berlin	0,0	2,4	3,0	0,0	0,0	1,1	0,2	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	14,7	0,0
Brandenburg	18,8	0,0	0,7	0,5	0,0	2,0	1,3	14,5	0,0	3,2	2,4	0,0	0,1	15,5	0,0
Bremen	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9	0,6	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	5,9	0,0
Hamburg	0,0	10,2	0,4	0,1	0,0	1,1	0,1	0,2	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	12,5	0,0
Hessen	0,2	3,2	2,0	0,0	0,9	2,6	0,7	4,0	0,0	2,6	1,2	0,3	0,2	36,3	-1,1
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	2,6	0,7	0,0	0,0	0,9	0,1	11,0	5,8	1,5	1,9	0,0	0,1	7,4	0,0
Niedersachsen	0,0	6,5	9,4	0,0	0,1	3,3	1,9	24,1	31,0	4,7	6,8	0,3	0,2	56,0	-0,1
Nordrhein-Westfalen	24,1	25,5	22,0	0,1	0,2	6,3	5,1	14,6	0,0	6,3	4,0	0,7	1,3	137,9	-0,2
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	4,2	0,0	0,0	1,3	0,6	7,0	0,0	2,6	0,9	0,9	0,1	24,6	0,0
Saarland	0,0	0,9	0,3	0,0	0,0	0,3	1,1	0,6	0,0	0,6	0,1	0,1	0,2	7,4	0,0
Sachsen	24,1	0,0	2,0	0,0	0,5	2,9	0,1	3,6	0,0	2,2	1,5	0,3	0,1	20,6	-0,7
Sachsen-Anhalt	6,4	0,0	2,2	0,2	0,0	1,6	1,2	10,0	0,0	2,1	2,4	0,1	0,1	14,1	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,3	1,2	0,0	0,0	1,1	0,2	15,5	9,7	2,0	2,1	0,0	0,1	13,7	-0,1
Thüringen	0,0	0,0	0,9	0,0	2,7	1,6	0,1	3,3	0,0	1,3	1,3	0,1	0,0	13,5	-3,3
Deutschland	73,6	68,1	56,0	1,1	6,5	34,2	15,4	117,0	46,5	50,9	35,8	14,8	2,9	530,3	-8,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3.2.3 KWK-Mengen

Neben der Nachfrage nach elektrischer Energie besteht auch eine Wärmenachfrage, die bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt werden muss. Bei einer gleichzeitigen Wärme- und Stromerzeugung in einer Erzeugungseinheit wird von einer Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gesprochen.

Die für die Szenarien prognostizierte erzeugte Strommenge aus KWK wird in Kapitel 3.2.6 unter dem Gesichtspunkt der Erreichung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausgeführt. Detaillierte Erläuterungen zur Berücksichtigung von wärme- und stromgeführten KWK-Anlagen in der Marktsimulation sind unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZB dargestellt.

3.2.4 Dumped Power und Dumped Energy in Deutschland

Die Szenarien weisen für 2025 nur geringe Werte an nicht verwertbarer Energie (Dumped Energy) auf.

Es gibt Einspeisungen, die nicht im Modell berücksichtigt werden: Dumped Power, d. h. nicht verwertbare Leistung, ergibt sich aus einem Überschuss an Leistung ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die Aufsummierung der Dumped Power über das gesamte Jahr ergibt die sogenannte Dumped Energy. Der Überschuss in einem Marktgebiet ergibt sich aus der Summe der Einspeisungen, die trotz geringster Strompreise am Markt nicht zurückgefahren werden können (Must-Run-Einspeisung, z. B. konventionelle KWK- oder EE-Einspeisung) abzüglich der aktuellen Last (inkl. Netzverluste) im jeweiligen Gebiet. Kann dieser Überschuss nicht gespeichert oder exportiert werden, muss im System Einspeiseleistung reduziert werden. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird dann – über die Spitzenkappung von EEG-Anlagen hinaus – im Modell zurückgefahren. Weitere Möglichkeiten, die Menge an Dumped Energy zu reduzieren, sind entweder eine Reduzierung der konventionellen Einspeisung, eine Erhöhung der Last oder eine Erweiterung der Speicher- oder Exportkapazität.

Insgesamt tritt in Szenario A 2025 keine und in Szenario C 2025 nur eine geringe Menge von Dumped Energy auf. In B1 2025 treten nur 0,2 TWh Dumped Energy auf. In den beiden Szenarien für das Jahr 2035 erreicht die jährliche Dumped Energy aufgrund der hohen erneuerbaren Einspeisung jedoch Werte von ca. 5,1 TWh oder rund 1,3 % der gesamten im Jahr regenerativ erzeugten Energiemenge.



3.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland

- Die Volllaststunden der Erzeugungstechnologien im NEP 2025 unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere beim Energieträger Steinkohle.
- Die Einhaltung der CO₂-Emissionsziele wirkt sich teilweise stark auf die Volllaststunden konventioneller Kraftwerke aus bis in ein Segment, das Fragen nach der wirtschaftlichen Betreibbarkeit aufwirft.

Die Volllaststunden sind ein Maßstab für die Ausnutzung der installierten Leistung von Kraftwerken. Sie geben an, wie lange Kraftwerke pro Jahr theoretisch mit Nennleistung betrieben werden müssten, um die für dieses Kraftwerk ermittelte Jahresenergiemenge zu produzieren. Diese Rechengröße dient dem Vergleich der tatsächlichen Energieerzeugung mit der theoretisch maximal möglichen Erzeugung. Wenn z. B. eine Erzeugungseinheit mit 100 MW Nennleistung das gesamte Jahr (8.760 Stunden) mit 50 MW eingespeist hat, ergibt sich rechnerisch ein Wert von 4.380 Volllaststunden. Theoretisch hätte das Kraftwerk bei voller Last seine Jahresenergiemenge schon nach gut einem halben Jahr erbracht. Da alle Kraftwerke zu bestimmten Zeiten im Jahr in Revision gehen oder teilweise durch ungeplante Ausfälle zeitweilig außer Betrieb gehen, erreichen selbst Grundlastkraftwerke selten Werte über 8.000 Volllaststunden. Die Analyse von Volllaststunden über mehrere Jahre oder im Szenarienvergleich zeigt, wie sich der Einsatz von Kraftwerkstypen ändert. Volllaststunden erlauben zudem eine Aussage, durch wie viel Nennleistung eines Kraftwerkstyps die Nennleistung eines anderen ersetzbar wäre, und leisten einen Beitrag zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Kraftwerkstypen.

Für die genaue Höhe der Volllaststunden sind die Position der einzelnen Kraftwerke in der Merit-Order der Marktsimulation oder auch zusätzliche Versorgungsaufgaben entscheidend (z. B. KWK). Konventionelle Kraftwerke mit hohen Investitionskosten können nur dann am Markt bestehen, wenn ihre variablen Brennstoffkosten geringer sind als bei anderen Kraftwerken und ihre Erzeugung entsprechend der Merit-Order häufig und über lange Zeiträume nachgefragt wird. Dabei konkurrieren die Kraftwerke nicht nur innerhalb Deutschlands, sondern innerhalb der grenzüberschreitenden Austauschmöglichkeiten auch mit Kraftwerken der europäischen Nachbarländer. Für die dargebotsabhängigen regenerativen Energien ergeben sich die Volllaststunden – unter Berücksichtigung von Dumped Energy – aus den jeweiligen regionalen Gegebenheiten und Wetterverhältnissen (siehe 2.2.2). Gleichwertige Anlagen an unterschiedlichen Standorten führen somit zu unterschiedlichen Einspeisungen.

Die in Abbildung 28 dargestellten Volllaststunden ergeben sich jeweils aus der gesamten Energieerzeugung einer Kraftwerksklasse und der in dieser Klasse insgesamt installierten Nettoleistung.

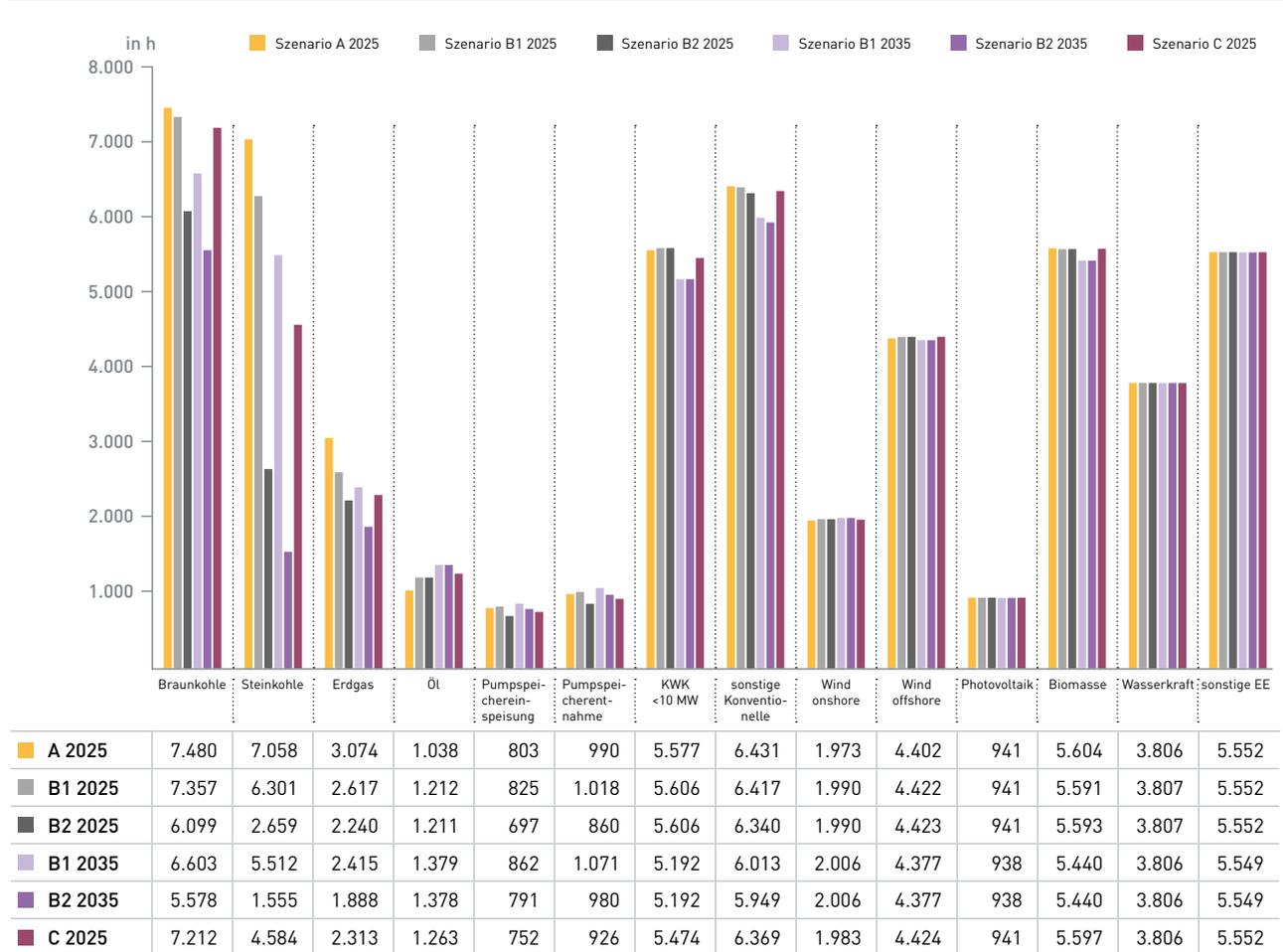
Die Volllaststunden der Technologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere beim Energieträger Steinkohle: In den Szenarien ohne Einhaltung der CO₂-Emissionsziele liegt die Volllaststundenzahl für Steinkohle zwischen etwa 7.100 (A 2025) und 6.300 (B1 2025). In B2 2025 sinkt die Volllaststundenzahl bei Steinkohle gegenüber B1 2025 um ca. 58 % auf dann 2.660. Zwischen B1 2035 und B2 2035 werden die Volllaststunden um 72 % reduziert. Im Szenario A 2025 mit hohem Kohleanteil in den installierten Leistungen liegen die Volllaststunden von Steinkohle- und Braunkohlenkraftwerken bei über 7.000.

Die deutlich reduzierte Volllaststundenzahl ist darauf zurückzuführen, dass durch die Einführung einer CO₂-Emissionsobergrenze die mögliche Erzeugungsmenge konventioneller Kraftwerke in Deutschland insgesamt begrenzt wird. Der Effekt ist bei Steinkohle besonders ausgeprägt, da diese Kraftwerke in der Marktmodellierung als preissetzende Kraftwerke auf Änderungen im Elektrizitätsmarkt sensitiv reagieren, insbesondere den im Modell erhöhten CO₂-Zertifikatspreis in Deutschland. Die Volllaststundenzahl der Braunkohlekraftwerke reduziert sich zwischen B1 2025 und B2 2025 um durchschnittlich 17 %. Die Volllaststunden der Erdgaskraftwerke verbleiben auf einem niedrigen Niveau und reduzieren sich zwischen B1 2025 und B2 2025 um nochmals 14 %.

Die Volllaststunden der erneuerbaren Energien unterscheiden sich zwischen den Szenarien nur geringfügig. Die geringen Unterschiede zwischen den Szenarien resultieren insbesondere aus der Regionalisierung des jeweiligen unterschiedlichen Zubaus.



Abbildung 28: Vergleich der Volllaststunden je Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3.2.6 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung

Die Szenarien des Netzentwicklungsplans stellen wahrscheinliche Entwicklungen der Stromerzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in Deutschland dar. Sie müssen nach § 12a Abs. 1 S. 1 EnWG die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken.

Die durch die Übertragungsnetzbetreiber in den Szenarien zu evaluierenden Ziele sind in der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 der Bundesnetzagentur festgelegt:

1. Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2020 um 40 %, bis 2030 um 55 %, bis 2040 um 70 % und bis 2050 um 80 bis 95 %
2. Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 40 bis 45 %, bis 2035 auf 55 bis 60 % und bis 2050 auf mindestens 80 %
3. Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 %
4. Steigerung der Offshore-Windleistung auf 6,5 GW im Jahr 2020 und 15 GW im Jahr 2030
5. Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung bis 2020 auf 25 %
6. Minderung des Stromverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 25 %
7. Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022

Die Auswertung zeigt, dass der Stromsektor in vielen Bereichen, auch ermöglicht durch das Übertragungsnetz, erfolgreich seinen Beitrag zur Zielerreichung leistet.

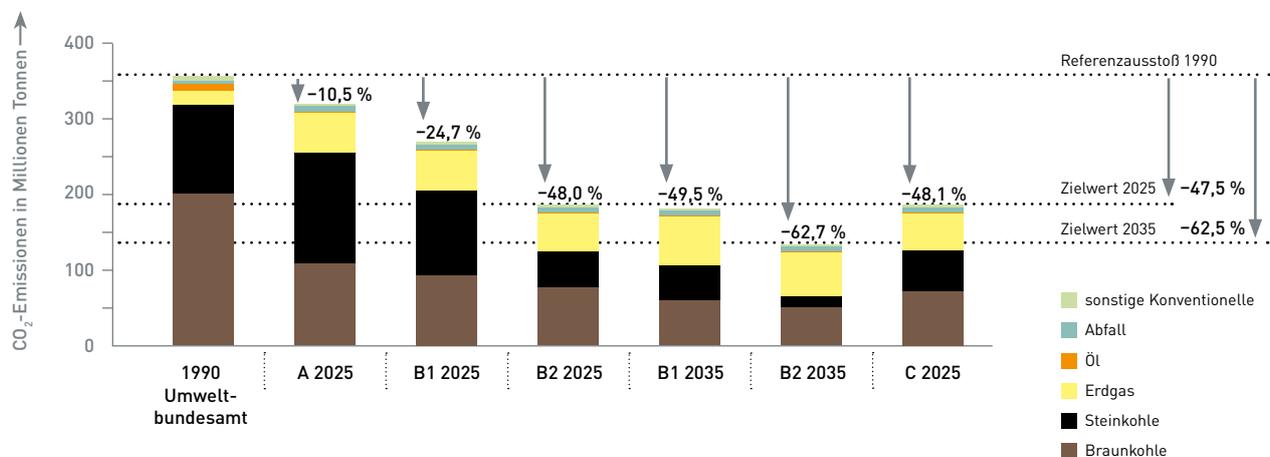
1. Reduktion der Treibhausgasemissionen

Das Bestreben dieses energiepolitischen Ziels ist die Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Treibhausgasen in Deutschland mit besonderem Fokus auf CO₂. Abbildung 29 veranschaulicht die CO₂-Reduktion im Stromsektor in den verschiedenen NEP-Szenarien und den Referenzausstoß des Jahres 1990 mit 357 Mio. t CO₂.

Die Emissionen im deutschen Stromsektor unterscheiden sich für die Szenarien B1 2025 und B1 2035 nur minimal von den letztjährigen Ergebnissen. Im Szenario A 2025 liegen die Emissionen aufgrund gesteigener installierter Kapazitäten und Erzeugung von Gas-KWK-Kraftwerken und einem höheren Export in benachbarte Ländern höher als im NEP 2014.

Die wesentlichen Treiber der Emissionsreduktion in Deutschland bis 2025 bzw. 2035 sind der Ausbau erneuerbarer Energien kombiniert mit geringeren Stein- und Braunkohlekapazitäten im Vergleich zur Referenz 2013. Das Szenario B1 2025 hat mit nahezu 50 % einen hohen Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Gleichzeitig werden in B1 2025 jährlich noch 269 Mio. t CO₂ durch die konventionellen Anlagen emittiert. Im Szenario B1 2035 steigt der Anteil der erneuerbaren Energien und die konventionellen Erzeugungskapazitäten verringern sich, sodass 180 Mio. t CO₂ emittiert werden. Das Szenario A 2025 verzeichnet die höchsten Treibhausgasemissionen mit 320 Mio. t CO₂ im Jahr. In den Szenarien B2 2025, B2 2035 und C 2025 werden durch die in der Modellierung gesetzten CO₂-Emissionsobergrenzen die Zielwerte erreicht. Diese entsprechen einer jährlichen Emission von 187 Mio. t CO₂ in den Szenarien B2 2025 und C 2025 und 134 Mio. t CO₂ im Szenario B2 2035.



Abbildung 29: CO₂-Emissionsreduktion in der Stromerzeugung in Deutschland

Anmerkung: Abfall wird mit 50 % zur konventionellen Erzeugung gezählt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der gesamteuropäischen Betrachtung (EU-28 inkl. Deutschland) wird in den Szenarien A 2025 und B1 2025 ein jährlicher CO₂-Ausstoß von 1.001 bzw. 852 Mio. t CO₂ berechnet. Die limitierten CO₂-Emissionen in Deutschland haben im Modell keinen Einfluss auf den CO₂-Preis im europäischen Ausland. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im Modell der europäische Zertifikathandel vereinfacht über fixierte CO₂-Preise abgebildet wird. Rückkopplungseffekte einer vollständigen Berücksichtigung des Emissionszertifikatehandels in Europa wurden nicht betrachtet und sind im Detail schwer abzuschätzen. Eine Emissionsminderung in Deutschland hätte aber wahrscheinlich einen sinkenden CO₂-Preis in Europa zur Folge.

Unter den vereinfachten Annahmen des Modells ergeben sich folgende Aussagen und Ergebnisse aus der Umsetzung der CO₂-Vorgabe in der Marktmodellierung:

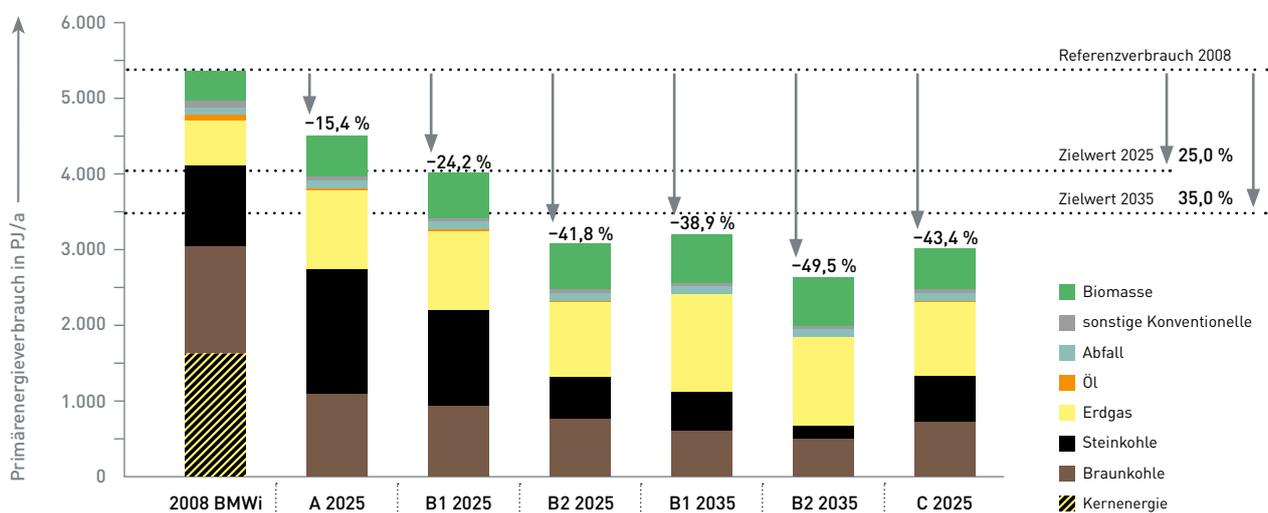
- Die variablen Stromerzeugungskosten in deutschen Kraftwerken steigen in Folge eines höheren CO₂-Preises in Deutschland, während die Erzeugungskosten ausländischer Kraftwerke gleich bleiben.
- Konventionelle Stromerzeuger im europäischen Ausland können in der Folge kostengünstiger eingesetzt werden als ihre deutschen Pendanten. Es kommt zu Verschiebungen in der europäischen Merit-Order-Liste.
- Dies führt aufgrund der Gesamtkostenoptimierung des Modells dazu, dass mehr Strom im europäischen Ausland erzeugt wird. Deutschland erzeugt weniger Strom und importiert vermehrt.
- Dies führt zu höheren Emissionen in den anderen europäischen Ländern.

2. Reduktion des Primärenergieverbrauchs

Das definierte Ziel der Bundesregierung sieht eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % bis 2020 gegenüber 2008 vor. Abbildung 30 zeigt den Primärenergieverbrauch zur Stromerzeugung aus den jeweiligen Brennstoffen in den sechs Szenarien und den Referenzwert von 5.371 PJ (Petajoule) in 2008¹². Das abgeleitete Ziel von 25 % Reduktion in 2025 wird im Szenario B1 2025 knapp erreicht. In Szenario B1 2035 ist das abgeleitete Ziel von 35 % in 2035 mit erreichten 39 % aufgrund der hohen Erzeugung aus erneuerbaren Energien und dem Rückgang von konventionellen Kapazitäten überschritten. In Szenario A 2025 wird der Zielwert mit 15 % Reduktion nicht erreicht.

Alle Szenarien mit Einhaltung der CO₂-Emissionsziele (B2 2025, B2 2035 und C 2025) sowie das Szenario B1 2035 liegen unter den jeweiligen Zielwerten für 2025 und 2035. Aufgrund der geringeren Stromerzeugung in Deutschland ist auch der Primärenergieverbrauch reduziert.

Abbildung 30: Primärenergieverbrauch in der Stromerzeugung



Anmerkung: Abfall wird mit 50 % zur konventionellen Erzeugung gezählt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

¹²Der Referenzwert für 2008 wurde in der offiziellen Statistik des BMWi von 5.091 PJ auf 5.371 PJ hochrevidiert.



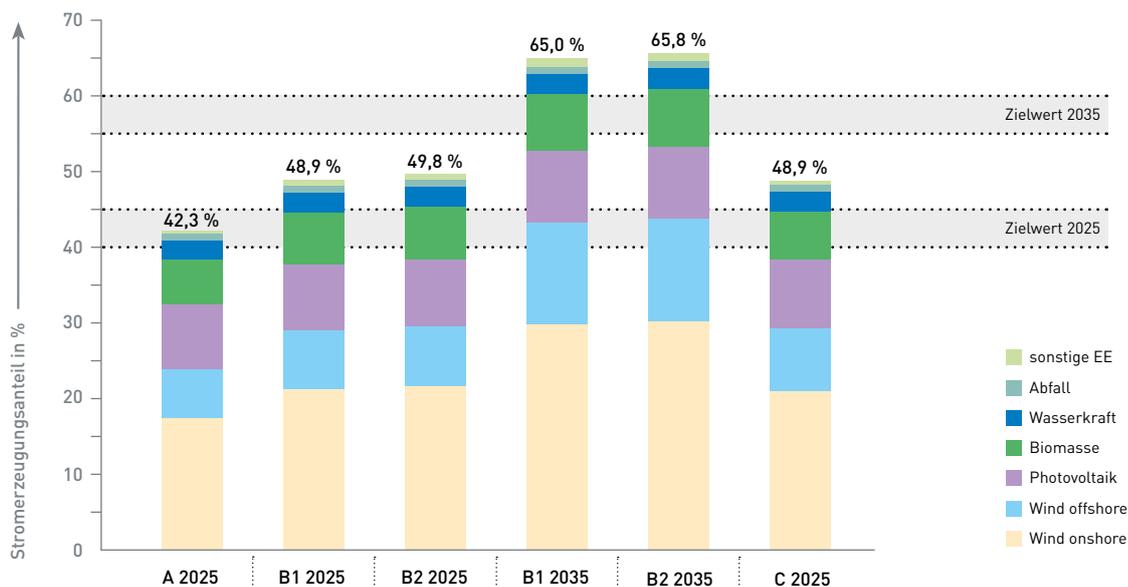
3. Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz sieht einen Mindestanteil der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch vor. Dieser Anteil soll nach § 1 Abs. 2 Satz 2 EEG 2014 bis zum Jahr 2025 40–45 % und bis zum Jahr 2035 55–60 % betragen. Abbildung 31 zeigt die Anteile der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch für die Szenarien des NEP.

In allen 2025er-Szenarien wird der Zielkorridor von 40–45 % an der Bruttostromnachfrage für das Jahr 2025 erreicht bzw. in B 2025 und C 2025 übertroffen. Zudem übersteigt auch im Szenario B 2035 der Anteil der erneuerbaren Energien mit 65 bzw. 65,8 % den Zielkorridor von 55–60 % für das Jahr 2035.

Dies liegt zum einen daran, dass in der Genehmigung des Szenariorahmens von durchschnittlichen Volllastbetriebsstunden ausgegangen wird, während sich in den Berechnungen des NEP 2025 die Volllastbetriebsstunden auf Grundlage des historischen Wetterjahres 2011 ergeben. Des Weiteren ist der in den Berechnungen des NEP verwendete Bruttostromverbrauch in allen Szenarien (außer Szenario A 2025) etwas kleiner als der in der Genehmigung des Szenariorahmens angesetzte Bruttostromverbrauch von 600 TWh (vgl. Abbildung 31). In Summe ergibt sich daraus ein erhöhter Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch. Zudem wird in der Einspeisung angenommen, dass bereits am Jahresanfang die vollständigen installierten Leistungen von erneuerbaren Energien verfügbar sind. Das langsame unterjährige Anwachsen wird hier nicht abgebildet.

Abbildung 31: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch



Anmerkung: Abfall ist hier mit 50 % der Erzeugung angesetzt.

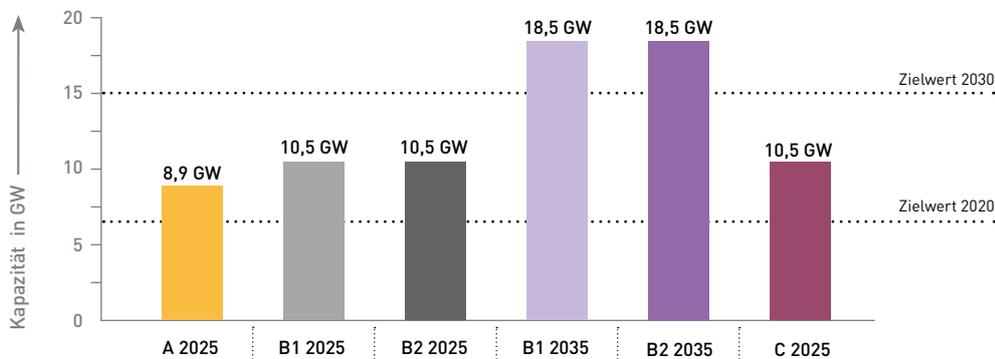
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4. Erhöhung der Offshore-Windleistung

Werden die Ziele der Bundesregierung für die Jahre 2020 (6,5 GW) und 2030 (15 GW) auf 2025 interpoliert, ergibt sich eine Zielkapazität von 10,75 GW. Dieses Ziel installierter Offshore-Windleistung wird in den Szenarien B 2025 und C 2025 durch die angegebenen Kapazitäten im von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen annähernd erreicht. Das Szenario A 2025 nimmt jedoch einen verlangsamten Zubau an Offshore-Kapazität an. Wird der angenommene Ausbau zwischen den Jahren 2020 und 2030 ins Jahr 2035 extrapoliert, liegen die angenommenen Kapazitäten in den Szenarien B 2035 mit 18,5 GW nahe an dem errechneten Zielwert von 19 GW.



Abbildung 32: Installierte Offshore-Windkapazität



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5. Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung

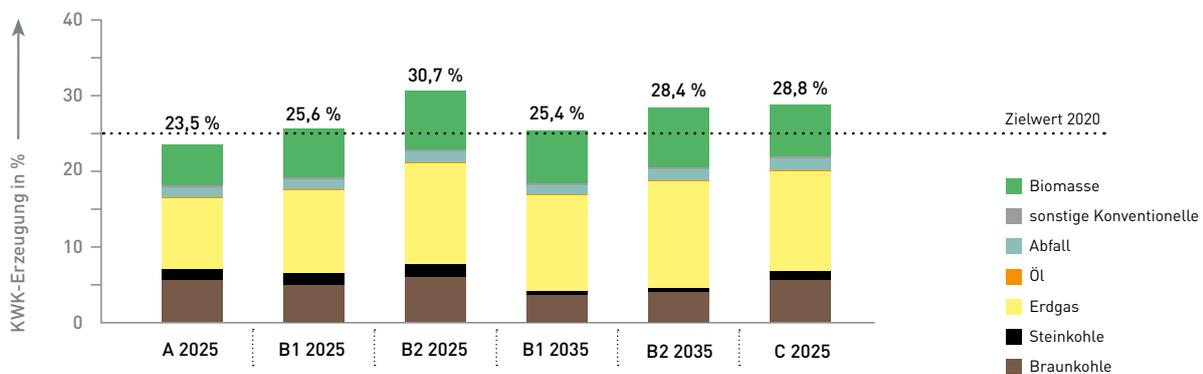
Im Genehmigungsdokument des Szenariorahmens ist für Kraft-Wärme-Kopplung und das Jahr 2020 ein Zielwert von 25 % Anteil an der Bruttostromerzeugung definiert. Da hier kein weiteres zukünftiges energiepolitisches Ziel definiert ist, wird der Wert für 2020 auf 2025 übertragen. Abbildung 33 illustriert die KWK-Erzeugung unter Ausweisung des Brennstofftyps. Biomasseanlagen werden ausschließlich als KWK-Anlagen klassifiziert. Alle KWK-Anlagen mit einer Kapazität grösser als 10 MW werden im Modell individuell berücksichtigt, während kleinere Anlagen als Gegendruckanlagen modelliert und aggregiert betrachtet werden.

Eine detaillierte Aussage über die Erreichung des Zielwertes kann in den NEP-Szenarien nicht in allen Fällen getroffen werden. Dies hängt damit zusammen, dass die KWK-Erzeugung im Modell nicht immer eindeutig von Nicht-KWK-Erzeugung abgegrenzt werden kann. Dies trifft insbesondere auf die KWK-Scheiben von Großkraftwerken zu. Hier erfolgte eine Abschätzung der KWK-Scheibe über die Mindesteinsatzrestriktionen der Kraftwerke zur KWK-Stromerzeugung.

Es ist zu erkennen, dass in Szenario A 2025 das politische Ziel verfehlt wird. In Szenario A 2025 exportiert Deutschland stark in benachbarte Länder. Hierdurch liegt zwar die jährliche KWK-Erzeugung nur wenig unterhalb von Szenario B1 2025/B2 2025, bei Betrachtung des prozentualen Anteils wird das Ziel jedoch nicht erreicht.

Der Zielwert für 2020 kann in allen weiteren Szenarien und unter den obigen Annahmen erreicht werden.

Abbildung 33: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen



Anmerkung: Abfall ist hier mit 50 % der Erzeugung angesetzt.

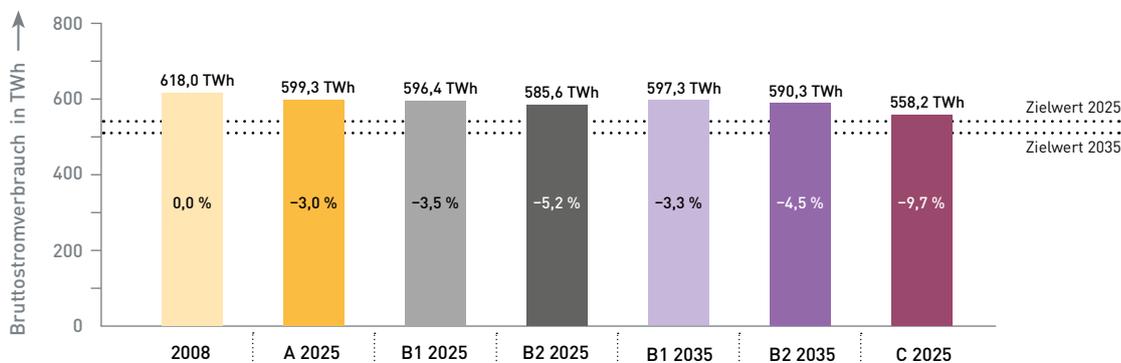
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



6. Reduktion des Stromverbrauchs

Das von der Bundesregierung definierte Reduktionsziel für den Bruttostromverbrauch beträgt 10 % bis 2020 sowie 25 % bis 2050 gegenüber dem Basisjahr 2008. Der Bruttostromverbrauch setzt sich aus dem Nettostromverbrauch, den Netzverlusten auf Übertragungs- und Verteilungsebene, den Pumpspeicherverlusten und dem Kraftwerkseigenverbrauch zusammen. Der Nettostromverbrauch inkl. Netzverluste auf Verteilungsebene wird im Genehmigungsdokument der Bundesnetzagentur mit 543,6 TWh für die Szenarien A 2025, B1 2025/B2 2025 und B1 2035/B2 2035 sowie mit 516,4 TWh für das Szenario C 2025 definiert. Die aus der Modellierung resultierenden Bruttostromverbräuche sind daher für die ersten Szenarien in ähnlicher Größenordnung und entsprechen einer Minderung gegenüber 2008 von 3,0 bis 5,2 %. Das abgeleitete Reduktionsziel der Bundesregierung von 12,5 % in 2025 (oder 541 TWh) wird auch im Szenario C 2025 mit 9,7 % geringerem Bruttostromverbrauch nicht erreicht.

Abbildung 34: Reduktion des Bruttostromverbrauchs



Anmerkung: Abfall ist hier mit 50 % der Erzeugung angesetzt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

7. Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022

Das politische Ziel des Kernenergieausstiegs bis 2022 wird durch den von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen implizit eingehalten. Die Entwicklung der Kernenergie auf europäischer Ebene erfolgt entsprechend der jeweiligen nationalen Ziele.

3.3 Aufbereitung für Netzberechnungen

Das Ergebnis der Marktsimulationen für die jeweiligen Szenarien ist Eingangsgröße für die nachfolgenden Netzberechnungen. Weitere wichtige Eingangsdaten sind regional aufbereitete Zeitreihen des Verbrauchs und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien je Netzknoten in Deutschland und Europa, sog. Regionalisierung. Sämtliche Marktdata werden über eine normierte Schnittstelle als Mittelwert über jede Stunde und für jeden Knoten automatisiert an das Netzberechnungsprogramm übergeben. Unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZy sind weitere Informationen zur Übergabe und Weiterverarbeitung der Eingangsdaten dargelegt.

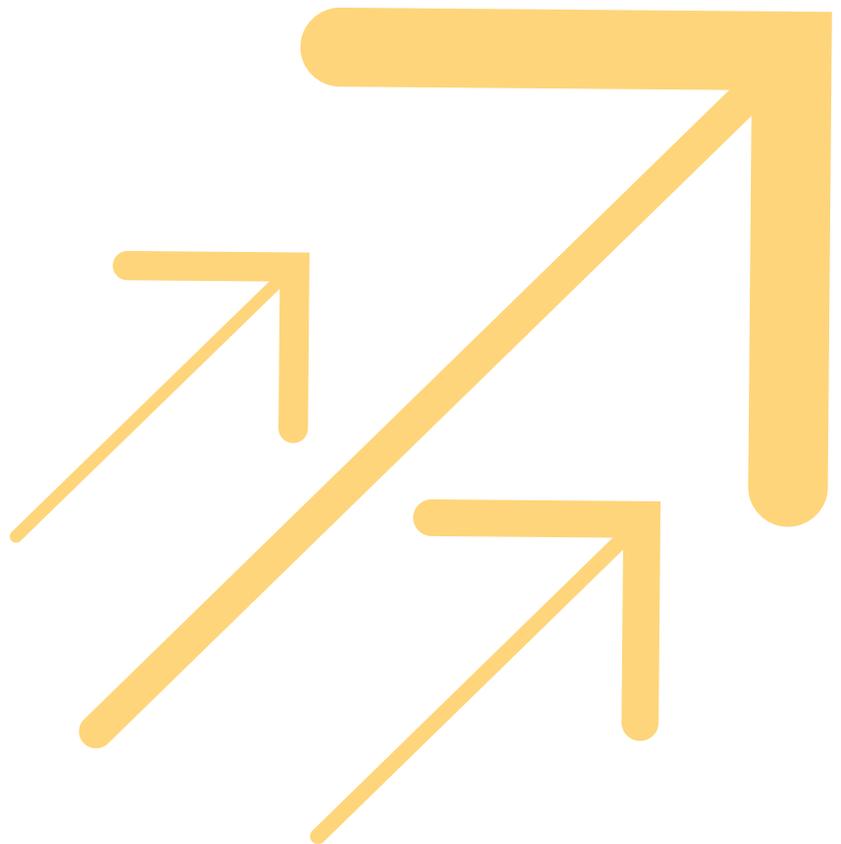




Übersicht Links

- Marktmodell BID3: www.netzentwicklungsplan.de/Z4k ↗
- Modellierung der KWK-Erzeugung: www.netzentwicklungsplan.de/ZZB ↗
- Aufbereitung für Netzberechnungen: www.netzentwicklungsplan.de/ZZy ↗
- Ein Strommarkt für die Energiewende, veröffentlicht im Juli 2015:
www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=718200.html ↗

4 NETZANALYSEN



4 NETZANALYSEN

4.1 Methodik der Netzanalyse

4.1.1 Planungsgrundsätze

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben für ihre Netzausbauplanung gemeinsame Grundsätze festgelegt („Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“). Sie sind auf den Webseiten von 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sowie auf der Seite www.netzentwicklungsplan.de/ZZm veröffentlicht. Diese Grundsätze gelten auch für die Planungen im Rahmen des NEP 2025. Sie legen die Untersuchungsmethodik der Netzplanung fest, definieren Beurteilungskriterien für ein bedarfsgerechtes Übertragungsnetz mit erforderlichen Freiheitsgraden für einen sicheren Netzbetrieb und leiten Maßnahmen zur Einhaltung dieser Beurteilungskriterien ab.

Kern der netztechnischen Untersuchungen im Rahmen der Netzplanung sind Netzanalysen zur rechnerischen Simulation der Leistungsflüsse im Übertragungsnetz (Leistungsflussberechnungen). Diese Berechnungen haben die Überprüfung der Einhaltung der Beurteilungskriterien zur Gewährleistung der Netzsicherheit als Ziel. Sie umfassen im Rahmen des Netzentwicklungsplans ausgehend vom Normalschaltzustand des Übertragungsnetzes auch Netzschwächungen in Folge des Ausfalls von Betriebsmitteln. Die Anwendung des (n-1)-Kriteriums, d. h. der Ausfall eines Elementes im Übertragungsnetz, ist unabhängig von der eingesetzten Übertragungstechnologie. Auch bei Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-(HGÜ)-Verbindungen wird das (n-1)-Kriterium angewandt.

Dabei ist als notwendige Voraussetzung für ein bedarfsgerechtes Netz durch die Leistungsflussberechnungen der Nachweis zu erbringen, dass die Netzsicherheit gewährleistet bleibt, dauerhafte Grenzwertverletzungen in Hinblick auf Netzbetriebsgrößen (Betriebsspannungen, Spannungsbänder) und Betriebsmittelbeanspruchungen (Strombelastung) nicht auftreten sowie Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen und Störungsausweitungen ausgeschlossen sind. Darüber hinaus muss in weiteren Berechnungen zum dynamischen Verhalten des Übertragungsnetzes geprüft werden, ob die Stabilitätskriterien erfüllt sind.

Leistungsflussberechnungen sind für eine Auswahl von relevanten Netznutzungsfällen erforderlich, damit den Anforderungen nach einem sicheren und effizienten Netzbetrieb bei unterschiedlichen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben Rechnung getragen wird. Die hierfür zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen werden auf Basis der vorangegangenen Marktsimulationen und der Analyse von relevanten horizontalen und vertikalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben ausgewählt.

Marktbezogene Eingriffe in den Netzbetrieb, wie Redispatch von Kraftwerken, Einspeisemanagement von EE-Anlagen oder Lastabschaltungen, sind kurzfristig wirkende präventive bzw. kurative Maßnahmen des Netzbetriebs zur Einhaltung und Wiederherstellung der Netzsicherheit. Sie tragen nicht zu einer bedarfsgerechten perspektivischen Netzbemessung bei, welche die Grundlage für ein weitestgehend freizügiges künftiges Marktgeschehen ist. Diese werden daher in der Netzausbauplanung des Übertragungsnetzes im Allgemeinen, wie auch hier im Kontext des NEP 2025 und damit aufgabengemäß grundsätzlich nicht berücksichtigt. Anders verhält sich dies mit der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Szenariorahmen 2025 vorgegebenen Spitzenkappung für EE-Anlagen. Diese wird von den ÜNB mit Blick auf die insoweit hinreichend verfestigten energiepolitischen Ziele der Bundesregierung bereits vor der Marktsimulation umgesetzt (siehe Kapitel 2.2.4).



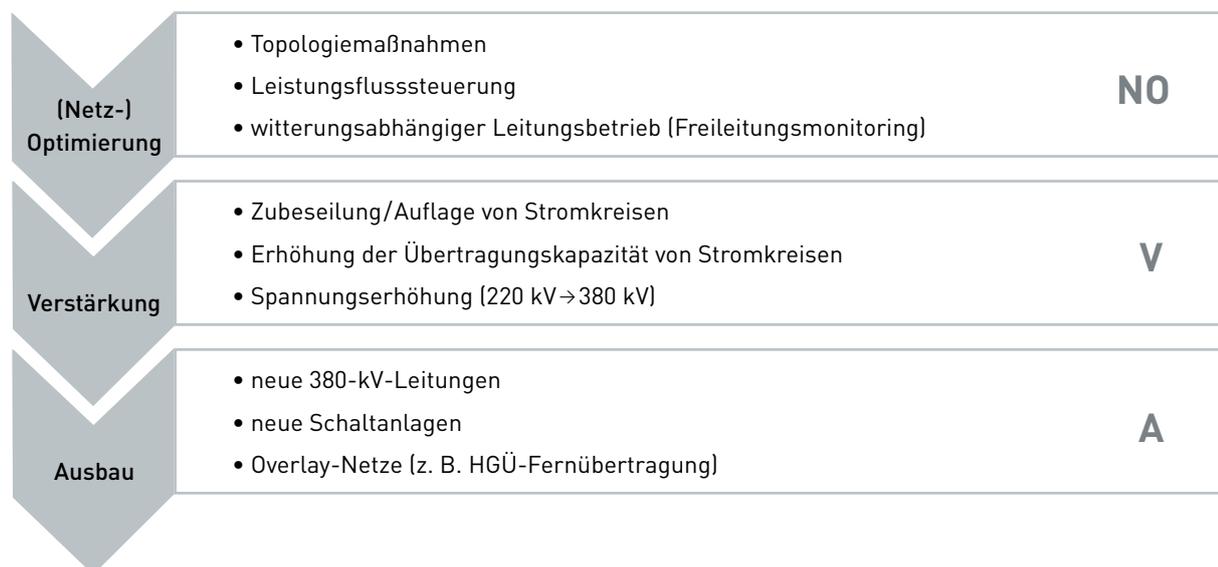
4.1.2 Das NOVA-Prinzip

Das NOVA-Prinzip bedeutet **Netzo**ptimierung vor Netz**v**erstärkung vor Netz**a**usbau. Das NOVA-Prinzip enthält für jede der Stufen verschiedene Optionen, die als anderweitige Planungsmöglichkeiten geprüft werden. Im Rahmen der Netzo-optimierung wird grundsätzlich der witterungsabhängige Leitungsbetrieb, häufig auch als Freileitungsmonitoring (FLM) bezeichnet, sowie die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen untersucht. Auch die aktiven Elemente im Übertragungs-netz zur Leistungsflusssteuerung, wie z. B. Querregeltransformatoren in Deutschland und zu den Nachbarländern und zukünftig die steuerbaren HGÜ-Verbindungen, stellen weitere Optimierungsmöglichkeiten dar.

Das Freileitungsmonitoring wurde bei der Netzberechnung auf Stromkreisen grundsätzlich berücksichtigt. Dabei wird aufgrund der Kühlung der Leiterseile durch den Wind bei Mittel- oder Starkwindszenarien für jede dieser Stunden eine erhöhte Übertragungsfähigkeit auf allen Stromkreisen zugelassen. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/Z44.

Auf den Leitungsabschnitten, bei denen ein Einsatz aufgrund der Statik der Masten möglich ist, wird die Nutzung von Hochtemperaturleiterseilen berücksichtigt. Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichend sein, um die erforderliche Übertragungsaufgabe zu erfüllen, dann werden in einem zweiten Schritt im Rahmen der Netzverstärkung eine Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV oder die Auflage von zusätzliche Stromkreisen geprüft. Ein Leitungsneubau wird nur dann vorgeschlagen, wenn vorher alle anderen Optionen geprüft wurden.

Abbildung 35: Planungsmöglichkeiten nach dem NOVA-Prinzip



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



4.1.3 Erläuterungen zur Bedeutung der geplanten HGÜ-Verbindungen

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

Im Gegenzug dazu ist der Einsatz der DC-Technologie an Land in Deutschland neu. Sie bietet allerdings insbesondere bei langen Strecken viele Vorteile:

- verlustarme Übertragung,
- Erhalt der Systemsicherheit und Systemstabilität,
- Regelbarkeit und Steuerbarkeit im Netz sowie
- geringere Rauminanspruchnahmen als durch AC-Netzausbau.

Eine besondere Stärke der HGÜ-Technik liegt in der verlustarmen Übertragung hoher Leistung über lange Distanzen. Würde ein reines Drehstromnetz geplant werden, um solche weiträumigen Transportaufgaben zu übernehmen, wäre ein weitaus großflächigerer Netzausbau nötig.

Die HGÜ-Verbindungen haben eine hohe energiewirtschaftliche Bedeutung, da sie die neuen Erzeugungszentren im Norden und die für eine Übergangszeit nötige, gesicherte konventionelle Erzeugung in West- und Ostdeutschland mit den Verbrauchszentren im Süden verbinden. Für den Anschluss der HGÜ-Verbindungen bieten sich vorrangig netztechnisch gut erschlossene Regionen mit Erzeugungsüberschuss bzw. Erzeugungsunterdeckung an. Dies sind im Süden insbesondere Netzbereiche, in denen derzeit noch Kernkraftwerke angeschlossen sind. Die HGÜ-Verbindungen können auch genutzt werden, um bei hoher Sonneneinstrahlung und geringem Windaufkommen Leistung von Süden nach Norden zu transportieren. Sie haben einen volkswirtschaftlichen Nutzen, da sie Engpässe vermeiden, die entstehen, wenn günstige Erzeuger mit niedrigen variablen Kosten einspeisen. Damit stärken sie den deutschen Strommarkt und gewährleisten die Wahrung einer gemeinsamen, effizienten Preiszone.

Die Gleichstromleitungen haben auch eine besondere netztechnische Bedeutung für das gesamtdeutsche Netz. Zum einen stabilisieren sie das Drehstromnetz, zum anderen können sie, anders als dieses, gezielt als aktives Netzelement 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 Gleichstromleitungen kein weiterer Blindleistungsbedarf für diese langen Übertragungsstrecken.

In der Zielnetzplanung im Rahmen der Szenarien des NEP wird mit den HGÜ-Verbindungen ein wichtiger Teil eines Übertragungssystems realisiert, das die Standorte der Windkraftanlagen in Nord- und Ostdeutschland, die Lastschwerpunkte im Süden und Westen Deutschlands sowie die heutigen und zukünftigen Pumpspeicher in der Alpenregion zusammenführt. Die HGÜ-Verbindungen ermöglichen Einspeise- und Abgabepunkte sowohl in Norddeutschland als auch in Süddeutschland.

Vorteile der DC-Technologie bei weiträumigen Übertragungsaufgaben:

Wirtschaftliche Übertragung großer Leistungen über weite Entfernungen

- Bei Wechsel- bzw. Drehstrom sind die Effektivwerte von Strom und Spannung maßgebend für die übertragene Leistung, während die Isolation und damit die Baugröße von Freileitungsmasten für den (um den Faktor Wurzel 2) größeren Spannungsscheitelwert vorzusehen sind. Bei Gleichstromtechnik besteht dieser Unterschied hingegen nicht, sodass bei nahezu identischem Aufwand für Isolation und Konstruktion der Freileitungsmasten bzw. der Erdkabelstrecken höhere Übertragungsleistungen realisiert werden können.



- Für die Übertragungsstrecke entsteht kein Blindleistungsbedarf, der bei AC-Technologie einen erhöhten Leiterstrom und damit zusätzliche Stromwärmeverluste verursacht. Blindleistung muss von den Übertragungsnetzbetreibern als Grundlage für den Netzbetrieb beschafft werden. Die Kosten hierfür werden von den Netznutzern über die Netzentgelte getragen.
- Bei Gleichstrom entstehen keine dielektrischen Verluste (Umwandlung elektromagnetischer Energie in Wärme im Dielektrikum) und die Verluste im Leiter sind aufgrund des fehlenden Skin-Effekts (Stromverdrängung; ein Effekt in von Wechselstrom durchflossenen elektrischen Leitern, durch den die Stromdichte im Inneren eines Leiters niedriger ist als an der Oberfläche) etwas geringer als bei der AC-Technologie.

Günstiges Betriebsverhalten

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

Einsatz von Erdkabeln

- Unter anderem aufgrund des hohen Blindleitwertes und der damit hohen Ladeleistung von Kabeln unterliegt der Einsatz von Erdkabeln bei AC-Systemen im Höchstspannungsbereich systemtechnischen Einschränkungen. Diese bestehen bei Einsatz der DC-Technologie so nicht.
- Zum Redaktionsschluss des NEP 2025 hat der Deutsche Bundestag über einen Erdkabelvorrang für DC-Verbindungen diskutiert. Da das Gesetzgebungsverfahren noch nicht abgeschlossen war, können die genauen Auswirkungen in diesem Bericht noch nicht vollständig abgebildet werden. Die Längenangaben sowie die Angaben zur Netzverstärkung bzw. zu Zubeseilung zu den DC-Verbindungen beziehen sich daher noch auf eine Ausführung als Freileitung.
- Ein Erdkabelvorrang hat große Auswirkungen auf die Kosten der jeweiligen Vorhaben. Neben dem Kostenansatz für Freileitungen haben die ÜNB in den Kostenangaben zu den Szenarien in Kapitel 4.2.4 daher eine Abschätzung für eine Ausführung der DC-Verbindungen als reines Erdkabel vorgenommen. Die beiden Kostenangaben können insofern als untere und obere Bandbreite der zu erwartenden Kosten angesehen werden.
- Grundsätzlich ist darauf hinzuweisen, dass die Mehrkosten einer Ausführung als Erdkabel im Vergleich zur Freileitung bei DC-Verbindungen sehr stark von den örtlichen Gegebenheiten (z. B. Bodenbeschaffenheit) abhängen. Für die in diesem Bericht vorgenommene Abschätzung der Mehrkosten für DC-Erdkabel wurden bei durchschnittlichen Gegebenheiten Schätzkosten in Höhe von 4 Mio. €/km für 1 x 2 GW DC und von 8 Mio. €/km für 2 x 2 GW DC¹³ unterstellt. Diese Kostenansätze basieren auf Erfahrungen der ÜNB mit ersten AC-Teilerdverkabelungsprojekten sowie mit DC-Erdkabeln auf niedrigeren Spannungsebenen wie z. B. bei landseitigen Offshore-Anschlüssen und Seekabeln.
- Bei AC ist lediglich in einer beschränkten Anzahl von Pilotprojekten bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen auf technisch-wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten eine Erdverkabelung möglich. Die konkrete Entscheidung, ob und auf welchen Abschnitten dieser Pilotprojekte Erdkabel verlegt werden, ist Bestandteil nachgelagerter Genehmigungsverfahren. Aus diesen Gründen wird, wie auch in vorherigen NEP, auf eine Abschätzung und Berücksichtigung möglicher Mehrkosten von Erdkabeln in den AC-Pilotprojekten verzichtet.

¹³Im Vergleich zu einer zweisystemigen Freileitung (1,5 Mio. €/km) ergibt sich damit ein Mehrkostenfaktor für ein DC-Erdkabel mit 2 x 2 GW von 5,3. Die Erdkabel-Mehrkosten steigen mit der Zahl der Systeme an, weil bei einer Freileitung für das zweite System eine Zubeseilung auf dem bereits existierenden Gestänge ausreicht, während sich die Kosten bei Erdkabel für das zweite, parallel zu verlegende System prinzipiell verdoppeln.



4.1.4 Geprüfte und in Betracht kommende anderweitige Planungsmöglichkeiten

Der Netzentwicklungsplan muss gemäß § 12b Abs. 4 EnWG eine zusammenfassende Erklärung enthalten, aus welchen Gründen der Netzentwicklungsplan nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten gewählt wurde. Darzustellen sind diejenigen anderweitigen Planungsmöglichkeiten, die überhaupt in Betracht kommen und darüber hinaus geprüft wurden.

Die im NEP enthaltenen Maßnahmen sind Ergebnis eines netzplanerisch ermittelten Gesamtbedarfs. Es geht um die grundsätzliche Ermittlung von Lösungen für Übertragungsbedarfe nach netztechnischen Aspekten. Die konkrete Führung der Trasse zwischen einem Anfangs- und einem Endpunkt liegt zu diesem Zeitpunkt noch nicht fest und kann auch nicht feststehen, da sie nicht Gegenstand der angestellten Netzberechnungen sein kann. Insofern ist in dieser Planungsstufe eine Prüfung anderweitiger räumlicher Planungsmöglichkeiten von Trassenverläufen nur in wenigen Ausnahmefällen möglich. Alternative Netzverknüpfungspunkte für Beginn und Ende von Leitungsvorhaben können mit Blick auf den dafür erforderlichen Aufwand im Rahmen der Netzberechnungen nicht generell berücksichtigt werden, da dies den festgesetzten zeitlichen Rahmen für die Vorlage des Netzentwicklungsplans sprengen würde. Allerdings stellt der NEP 2025 dort, wo es konkrete Überlegungen der ÜNB zu vernünftigen, alternativen Netzverknüpfungspunkten gibt, diese beschreibend dar.

Anderweitige Planungsmöglichkeiten sind die Instrumentarien nach dem NOVA-Prinzip sowie anderweitige Technologiekonzepte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber haben sich für eine Kombination von AC-Netz mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung entschieden. Die Darstellung der hier angestellten Überlegungen und Abwägungen findet sich in Kapitel 5 des NEP 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Z43.

Grundsätzlich sind anderweitige Planungsmöglichkeiten im NEP 2025 auch dadurch dargestellt, dass dort ausgehend von vier verschiedenen genehmigten Szenarien für das Jahr 2025 nach § 12a EnWG sechs unterschiedliche Ergebnisnetze berechnet und einander gegenübergestellt werden. Die Netzanalysen der beiden Szenarien für das Jahr 2035 dienen dem Nachweis der Nachhaltigkeit von Maßnahmen.

Das Szenario B1 2025 wurde gemäß dem Eckpunktepapier der Regierungskoalition vom 01.07.2015 in drei Varianten berechnet, von denen zwei Varianten (B1 2025 GG und B1 2025 GI)¹⁴ den Verzicht auf Neubautrassen im Bereich Grafenrheinfeld und alternativ bei der DC-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern den südlichen Netzverknüpfungspunkt Gundremmingen oder Isar berücksichtigen. Darüber hinaus wurde für die übrigen Szenarien A 2025, B2 2025, C 2025, die bereits vor dem 01.07.2015 berechnet wurden, die Machbarkeit dieser Varianten an Hand von Plausibilitätsbetrachtungen beurteilt. Da es sich hierbei nicht um maßnahmenscharfe Rechnungen handelt, wurde auf eine Darstellung dieser Plausibilitätsbetrachtungen verzichtet.

¹⁴Eine Erläuterung zu den zusätzlich aufgenommenen Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI findet sich in Kapitel 1.3.



4.2 Netzanalysen

Im Folgenden werden die Netzmaßnahmen dargestellt, die in den Netzanalysen über die Startnetztopologie hinaus für jedes Szenario ermittelt wurden, um den zukünftigen Übertragungsbedarf bewältigen zu können. Dabei wurden Leistungsflussberechnungen durchgeführt, der Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten identifiziert, und bei einer Verletzung der netztechnischen Beurteilungskriterien Abhilfemaßnahmen abgeleitet. Die identifizierten Maßnahmen und die gewählte Kombination je Szenario bilden nicht das einzig mögliche Netz ab sondern vielmehr eine Lösung, die in ihrer Gesamtheit allen Anforderungen effizient gerecht wird.

Die Vorgehensweise zur Ermittlung der Längen wird auf der Website www.netzentwicklungsplan.de/ZZu erläutert.

4.2.1 Startnetz

Das Startnetz enthält neben dem bestehenden Netz (Ist-Netz) auch in der Umsetzung befindliche Maßnahmen, die als verbindlich anzusehen sind, da ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit zum Teil bereits von den zuständigen Genehmigungsbehörden bzw. vom Gesetzgeber (EnLAG) bestätigt wurde. Andere Maßnahmen leiten sich aus gesetzlichen Verpflichtungen ab oder ergeben sich aufgrund größerer Infrastrukturprojekte (Autobahn- und Flughafenausbau o. ä.). Im Einzelnen besteht das Startnetz neben dem Ist-Netz (Stand 30.06.2015) aus den EnLAG-Maßnahmen, den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau) sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (KraftNAV bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

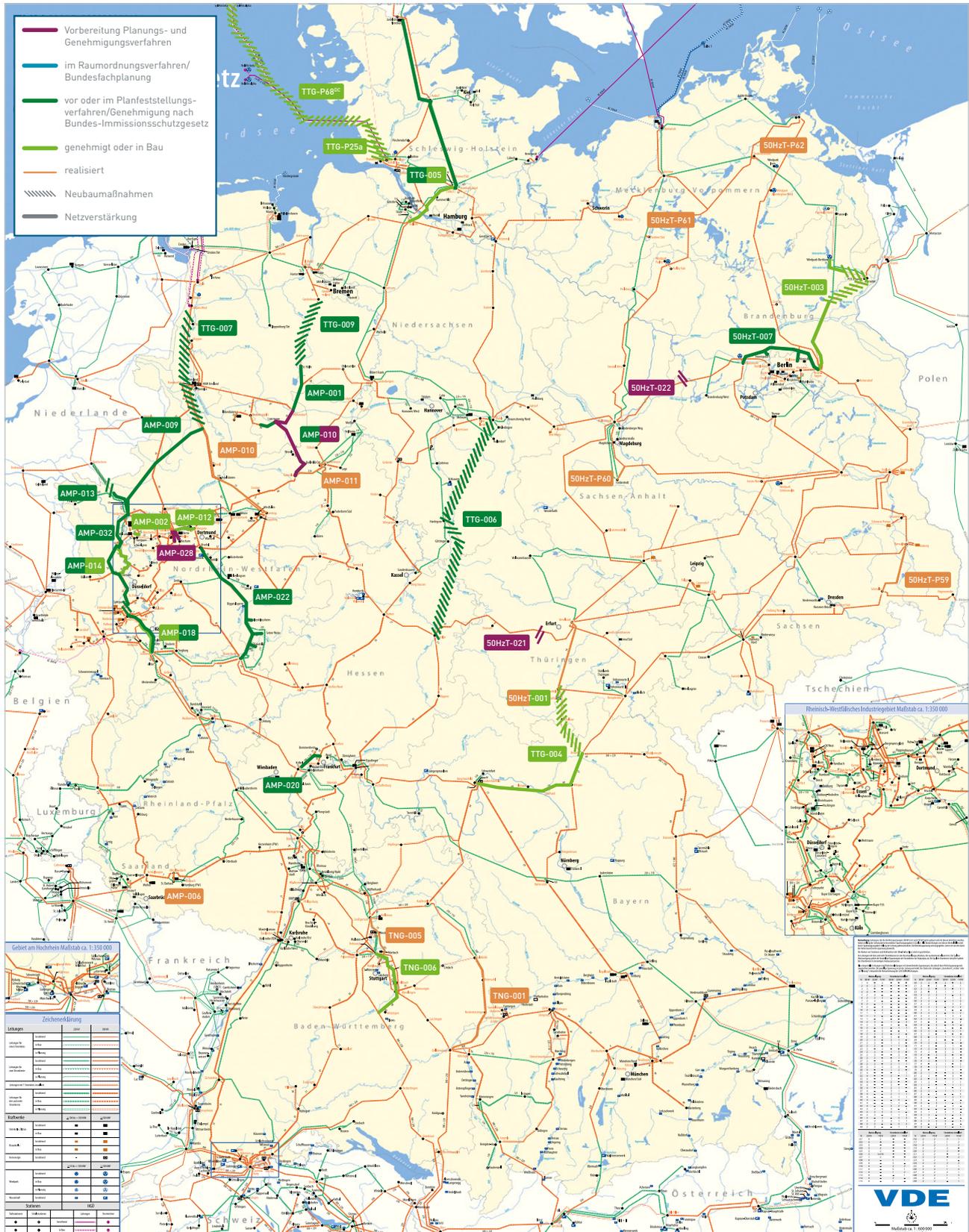
Der Leitungsneubau des Startnetzes beträgt in bestehenden Trassen rund 800 km und in neuen Trassen rund 600 km. Weitere 300 km sind Stromkreisaufgaben auf bestehenden Gestängen. Hinzu kommen rund 300 km für den Neubau eines DC-Seekabels und dessen landseitige Anbindung als DC-Erdkabel.

Die Startnetzmaßnahmen sind in den Tabellen 23 bis 26 in Kapitel 5 in ihrem derzeitigen Umsetzungsstand angegeben. Diese Tabellen enthalten alle Netzmaßnahmen des Startnetzes (Stand 30.06.2015). Die Investitionen für die Netzmaßnahmen des Startnetzes belaufen sich, wie in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen, auf rund 5 Mrd. €.

In nachfolgender Abbildung sind die Startnetzmaßnahmen in ihrem derzeitigen Umsetzungsstand grafisch dargestellt.



Abbildung 36: Deutsches Höchstspannungsnetz mit Startnetz



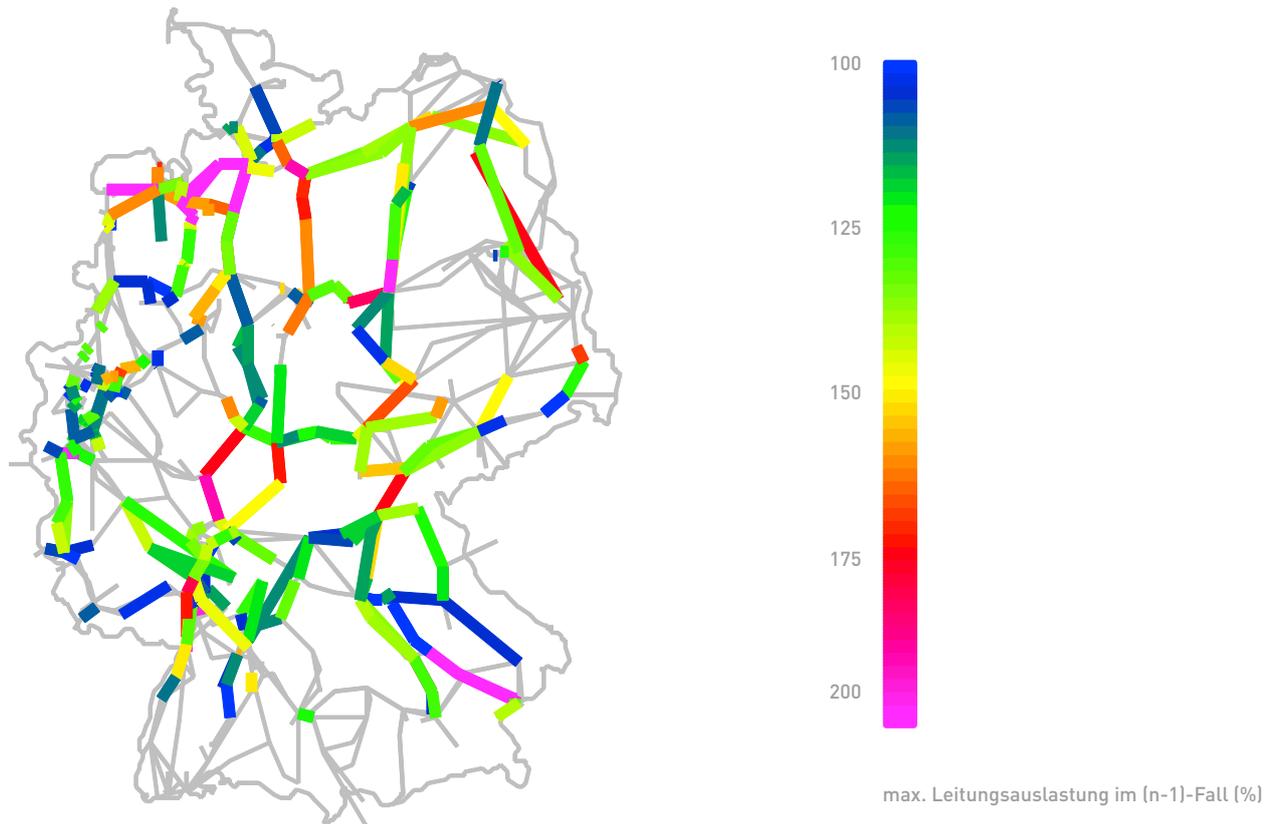
Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁵

¹⁵Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

4.2.2 Ergebnisse der Netzanalyse des Startnetzes bei Ausfall eines Netzelements

In der folgenden Abbildung sind die maximalen Auslastungen des Startnetzes über 100 %, die sich bei Umsetzung des Szenarios B1 2025 ergeben, beispielhaft bei Ausfall eines Netzelements – auch (n-1)-Fall genannt – dargestellt.

Abbildung 37: Auswertung der aufgetretenen maximalen Auslastung bei Ausfall eines Netzelements eines gesamten Jahres im Startnetz



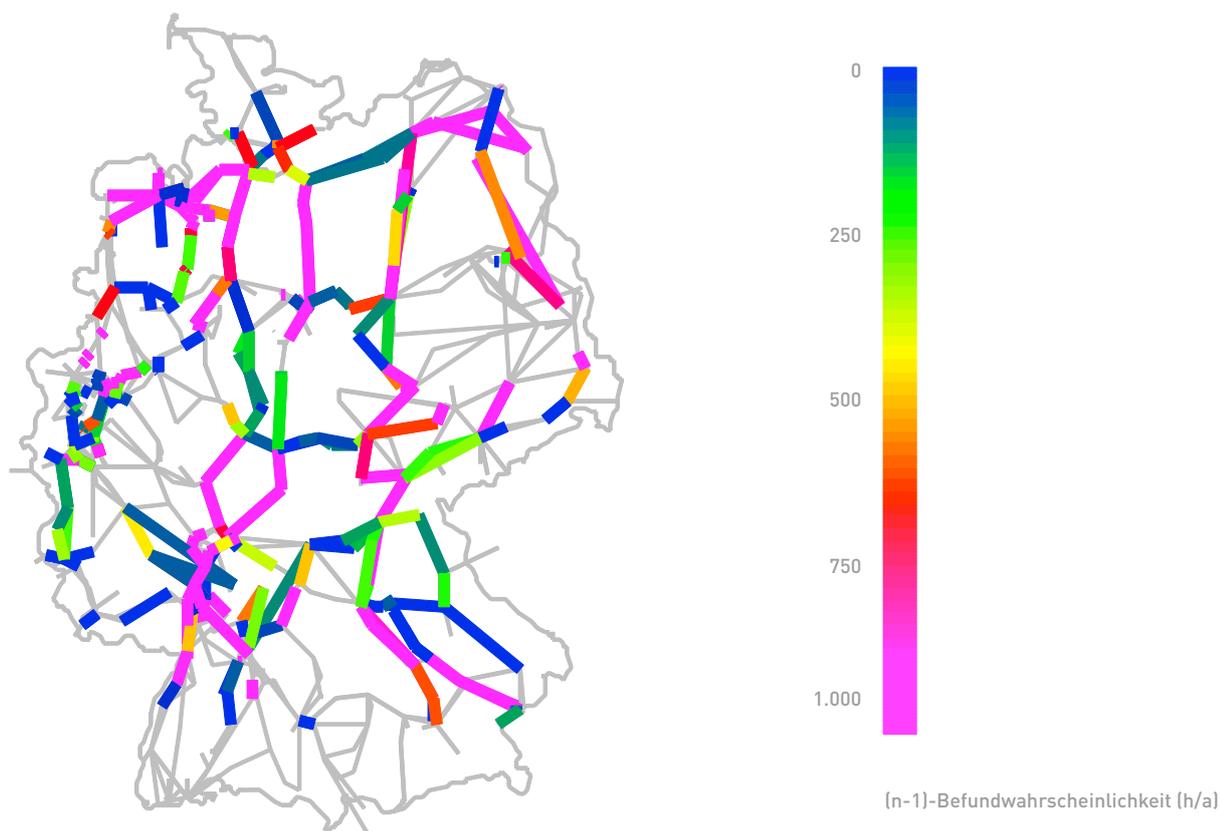
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung zeigt im Startnetz die maximalen Auslastungen der Leitungen bei Ausfall eines Netzelements über den Zeitraum eines gesamten Jahres. Beim Ausfall eines Netzelements darf die maximale Auslastung einer Leitung 100 % aus Gründen der Sicherstellung der Versorgungssicherheit nicht überschreiten. Auslastungen über 100 % können Folgeausfälle bzw. Versorgungsunterbrechungen verursachen. Die Abbildung weist mit den Netzausbaumaßnahmen des Startnetzes regionenübergreifende unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Die maximale Auslastung der Leitungen beträgt bis zu 200 %.



In Abbildung 38 werden die Netznutzungsfälle in Stunden pro Jahr angegeben, in denen die maximale Auslastung der Leitungen über 100 % liegt.

Abbildung 38: Auswertung der Häufigkeit von unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements im Startnetz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der Abbildung wird die Häufigkeit der unzulässig hohen Leitungsauslastungen bei Ausfall eines Netzelements für den Netzausbauzustand Startnetz NEP 2025 abgebildet. Die Leitungsauslastungen wurden für jede Stunde des Jahres 2025 berechnet. Bei ausschließlicher Berücksichtigung der Startnetzmaßnahmen treten im deutschen Höchstspannungsnetz häufig unzulässig hohe Leitungsauslastungen auf. Anhand der farbig markierten Leitungen sind unzulässig hohe Auslastungen zu erkennen, die zum Teil in vielen hundert Stunden pro Jahr auftreten.

Die Abbildungen 37 und 38 zeigen, dass zusätzlich zum Startnetz des NEP 2025 weitere Maßnahmen notwendig sind. Durch einen weiteren bedarfsgerechten Netzausbau werden die in den Szenarien des NEP 2025 vorgegebenen Übertragungsaufgaben gelöst, um so die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleisten zu können.

Fazit: Das Startnetz allein kann die Übertragungsaufgabe der im NEP 2025 untersuchten Szenarien nicht lösen.



4.2.3 Netzverknüpfungspunkte zum Offshorenetz

Die in den betrachteten Szenarien aus dem Genehmigungsdokument der Bundesnetzagentur zugrunde gelegte installierte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie bildet eine Schnittstelle zum Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP). Die Auswahl des jeweiligen Netzverknüpfungspunktes (NVP) und des Suchraums für neue Netzverknüpfungspunkte erfolgt im Netzentwicklungsplan. Dabei sind im Wesentlichen folgende Gesichtspunkte unter Anwendung des NOVA-Prinzips zu berücksichtigen:

- Die Aufnahmefähigkeit eines Netzverknüpfungspunktes muss hinsichtlich der Konfiguration der Schaltanlage sowie ausreichender Dimensionierung der abgehenden Leitungen ausgelegt sein.
- Die bereits vorhandene 380-kV-Netzinfrastruktur in den Bundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern muss zur Vermeidung zusätzlicher Ausbaumaßnahmen in Form von neuen 380-kV-Netzverknüpfungspunkten bestmöglich genutzt werden.
- Bei der Ermittlung eines Suchraums für einen neuen Netzverknüpfungspunkt für die Aufnahme von Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie finden neben der bestehenden 380-kV-Netzinfrastruktur auch die Berechnungen zur Systemstabilität und die möglichen Anlandepunkte für Offshore-Netzanbindungssysteme Berücksichtigung.

Für die Durchführung der Netzberechnungen ist die angenommene Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie für jedes Szenario auf die Netzverknüpfungspunkte aufzuteilen. Die Aufteilung der installierten Erzeugungsleistung auf die einzelnen NVP ist der Tabelle 14 wie auch der Tabelle 4 im O-NEP zu entnehmen.

Tabelle 14: Übersicht über die im NEP angenommene Leistung aus Offshore-Windenergie und die Netzverknüpfungspunkte

Bundesland	Netzverknüpfungspunkt	Spannungsebene in kV	installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie in MW			Datum der Verfügbarkeit des Netzverknüpfungspunktes
			A 2025	B1 2025 B2 2025 C 2025	B1 2035 B2 2035	
Schleswig-Holstein	Büttel	380	2.130	2.130	3.030	bereits in Betrieb
Schleswig-Holstein	Kreis Segeberg	380	-	-	900	2019
Niedersachsen	Cloppenburg/Ost	380	-	250	2.700	2022
Niedersachsen	Diele	380	1.200	1.200	1.200	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Dörpen/West	380	2.616	2.616	2.616	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Borßum	220	113	113	113	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Emden/Ost	380	1.500	1.800	1.800	2019
Niedersachsen	Unterweser	380	-	-	450	2024
Niedersachsen	Wilhelmshaven 2	380	-	-	2.700	2029
Niedersachsen	Inhausen	220	111	111	111	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Hagermarsch	110	62	62	62	bereits in Betrieb
Niedersachsen	Halbmond	380	-	900	900	2021
Mecklenburg-Vorpommern	Bentwisch	380	339	339	339	bereits in Betrieb
Mecklenburg-Vorpommern	Lubmin	380	835	985	1.585	bereits in Betrieb

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Im Szenario A 2025 musste die Aufteilung von Leistung aus Offshore-Windenergie auf die NVP Halbmond und Emden/Ost gegenüber den ursprünglichen Berechnungen des Szenarios A 2025 aktualisiert werden. Zunächst wurden im vollumfänglich untersuchten Netzmodell des Szenarios A 2025 in Halbmond 600 MW angesetzt und in Emden/Ost 900 MW. Nachdem der NVP des DC-Netzanbindungssystems NOR-3-3 (DoIWin6) von Halbmond auf Emden/Ost geändert wurde, ist im Szenario A am NVP Emden/Ost die komplette Leistung von 1.500 MW angeschlossen. Die Änderung hat nur regionale Auswirkungen.

4.2.4 Szenarien

Wie in Kapitel 3 beschrieben, erzeugt die Marktsimulation für jede der 8.760 Stunden eines Jahres einen individuellen Netznutzungsfall (NNF). So wird auch für jede Stunde eines Szenarios die kostengünstigste Möglichkeit zur Deckung des Energiebedarfs unter Berücksichtigung der Vorrangregelung der erneuerbaren Energien ermittelt. Im NEP 2025 wurden sechs Szenarien analysiert, die in Kapitel 2 näher beschrieben werden. Die Besonderheiten der darüber hinaus berechneten Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI werden in Kapitel 1.3 beschrieben.

Die BNetzA hat in der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2025 vorgegeben, dass die Klimaschutzziele der Bundesregierung zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in einem Teil der Szenarien zu berücksichtigen sind. Für das Jahr 2025 wurden in diesen Szenarien für den gesamten deutschen Kraftwerkspark Emissionen von 187 Mio. t CO₂ bzw. für das Jahr 2035 Emissionen von 134 Mio. t CO₂ zu Grunde gelegt. Dem wurde im Netzentwicklungsplan 2025 in den drei von der BNetzA hierfür ausgewählten Szenarien B2 2025, C 2025 und B2 2035 Rechnung getragen.

Die Szenarien A 2025, B1 2025 und B1 2035 zeigen demgegenüber eine Entwicklung ohne Begrenzung der CO₂-Emissionen auf einen vorgegebenen Grenzwert. Bei der Netzanalyse der beiden Gruppen zeigten sich leichte Unterschiede im Umfang und der örtlichen Verteilung der Maßnahmen. Die Auswirkungen der CO₂-Reduktionsziele auf das Marktgeschehen sind in Kapitel 3 beschrieben.

Aus der Entfernung zwischen Standorten der Erzeugung (z. B. Windenergieanlagen im Norden) und dem Verbrauch im Süden ergibt sich der Übertragungsbedarf. In allen Szenarien hat der Ausbau der Windenergieleistung an Land und auf See einen wesentlichen Einfluss auf den überregionalen Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung, da die Windenergieleistung in Nord- und Ostdeutschland den regionalen Bedarf teilweise erheblich überschreitet.

Im Netzentwicklungsplan 2025 wird der zusätzliche Bedarf an Transformatoren zwischen dem Höchst- und dem Hochspannungsnetz (380/110 kV) in Abstimmung mit den Verteilungsnetzbetreibern ermittelt. Da die Bundesnetzagentur derartige vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2025 nicht mehr als eigenständige Maßnahmen aufgeführt. Für die Verknüpfung von Verteilungs- und Übertragungsnetz sind vor dem Hintergrund zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien vertikale Punktmaßnahmen dennoch ein wichtiger Aspekt der Netzentwicklung. Sofern vertikale Punktmaßnahmen Leitungsbaumaßnahmen zugeordnet werden können, werden diese im entsprechenden Steckbrief erwähnt.

Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden im Netzentwicklungsplan auf Basis von Standardkosten ermittelt und haben einen überschlägigen Charakter. Das Gesamtvolumen der Investitionen beträgt einschließlich der Kosten für das Startnetz in den nächsten zehn Jahren je nach Szenario insgesamt ca. 22 bis 25 Mrd. €. Diese Kostenangaben können als untere Bandbreite der zu erwartenden Kosten angesehen werden. Bei Berücksichtigung einer Vollverkabelung (siehe Kapitel 4.1.3) kann sich dieser Wert je nach Szenario auf 31 bis 36 Mrd. € erhöhen. Die Gesamtkosten beinhalten neben den Kosten für Freileitungen auch die Kosten für Transformatoren, für HGÜ-Konverter und zum Teil für Kompensationsanlagen, jedoch keine Mehrkosten einer Teil-Erdverkabelung der AC-Leitungen.

Grundlegende Informationen zum Planungsprozess, zur Netzstabilität und zur Technologie finden Sie im Kapitel 5 des Netzentwicklungsplans 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Z43.



Szenario A 2025

Tabelle 15: Kennzahlen Szenario A 2025

A 2025	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	53,0 GW	20,9 GW	104,6 TWh	45,3 TWh
offshore	8,9 GW	8,9 GW	39,2 TWh	39,2 TWh
Summe	61,9 GW	29,8 GW	143,8 TWh	84,5 TWh

DC-Neubau in Deutschland	nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge 2.200 km	220 km
Übertragungskapazität 8 GW	

AC-Netz Neubau	DC/AC-Netz Verstärkung
Länge 1.100 km	5.700 km

Investitionsvolumen (inkl. Startnetz): 22 Mrd. EUR (reine Ausführung als Freileitung) bis 31 Mrd. EUR (DC-Verbindungen 100 % als Erdkabel)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario A 2025 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster – Bergrheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5** **2 GW** Wolmirstedt – Gundremmingen/Gundelfingen

Die **AC-Ausbaumaßnahmen** des **Bundesbedarfsplans** sind im Szenario A 2025 vollständig und die von der BNetzA aus dem **NEP 2013** und aus dem **NEP 2014 bestätigten Maßnahmen** weitestgehend notwendig.

Die Ergebnisse aus den abgeschlossenen Leistungsflussberechnungen des Szenarios A 2025 zeigen einen regional veränderten Netzausbaubedarf gegenüber dem Szenario B1 2025 auf. Die Veränderungen sind auf einen geringeren Zubau erneuerbarer Energien und einen vermehrten Einsatz konventioneller Erzeugung zurückzuführen.

In der folgenden Abbildung 39 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario A 2025 dargestellt. In der Tabelle 27 in Kapitel 5 sind alle für einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren 10-Jahres-Szenarien aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2025_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

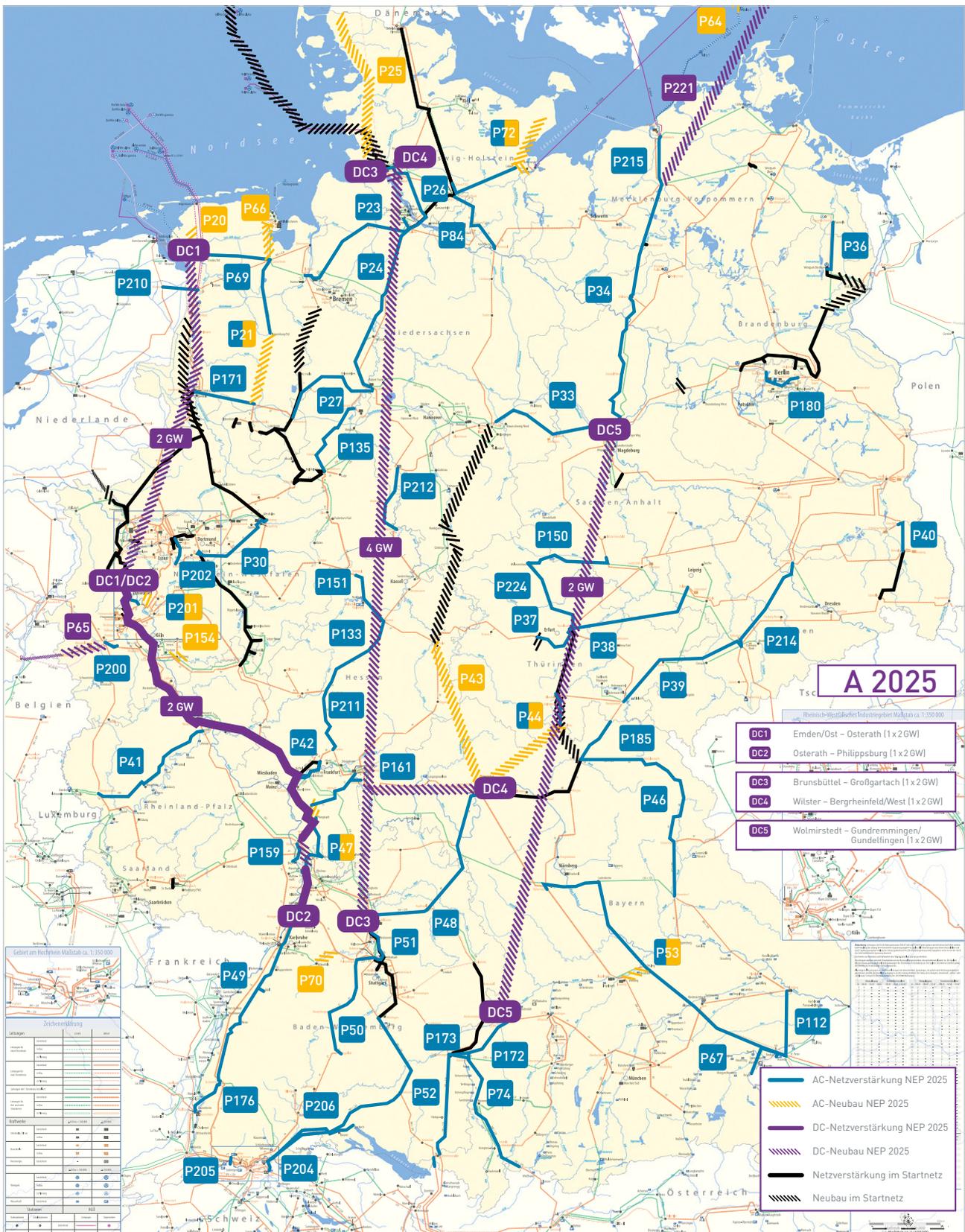


Es wurden ebenfalls zusätzlich zwei Varianten A 2025 GG und A 2025 GI untersucht. In beiden Varianten wurde die Entlastung von Grafenrheinfeld berücksichtigt. Als Ersatz für den Neubau des Projekts P43 Mecklar – Berggrheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld) ist eine Netzverstärkung zwischen Mecklar – Dipperz – Urberach möglich. Als Ersatz für den Neubau des Projekts P44 Altenfeld – Grafenrheinfeld ist eine Netzverstärkung zwischen Altenfeld – Würgau – Ludersheim möglich. In der Variante A 2025 GI wurde zusätzlich der südliche Verknüpfungspunkt Gundremmingen der DC-Verbindung zwischen Sachsen-Anhalt und Bayern nach Isar verlegt. Damit ergibt sich eine DC-Verbindung Wolmirstedt – Isar (DC5I) statt der DC-Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen (DC5G).

Die gefundenen Alternativlösungen für Grafenrheinfeld und die Verschiebung des südlichen Netzverknüpfungspunktes von Gundremmingen nach Isar wurden an Hand von Plausibilitätsbetrachtungen beurteilt. Dabei zeigte sich die grundsätzliche Machbarkeit beider Varianten.



Abbildung 39: Szenario A 2025/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁶

¹⁶Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B1 2025

Tabelle 16: Kennzahlen Szenario B1 2025

B1 2025	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	63,8 GW	25,0 GW	127,0 TWh	54,8 TWh
offshore	10,5 GW	10,5 GW	46,5 TWh	46,5 TWh
Summe	74,3 GW	35,5 GW	173,5 TWh	101,3 TWh

DC-Neubau in Deutschland	nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge 2.200 km	220 km
Übertragungskapazität 10 GW	

AC-Netz Neubau	DC/AC-Netz Verstärkung
Länge 1.100 km	5.900 km

Investitionsvolumen (inkl. Startnetz): 24 Mrd. EUR (reine Ausführung als Freileitung) bis 35 Mrd. EUR (DC-Verbindungen 100 % als Erdkabel)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario B1 2025 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster – Bergheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5** **2 GW** Wolmirstedt – Gundremmingen/Gundelfingen
- HGÜ-Verbindung **DC6** **2 GW** Wolmirstedt – Gundremmingen/Gundelfingen

Die **AC-Ausbaumaßnahmen** des **Bundesbedarfsplans** sowie die von der BNetzA aus dem **NEP 2013** und aus dem **NEP 2014 bestätigten Maßnahmen** sind auch im Szenario B1 2025 notwendig.

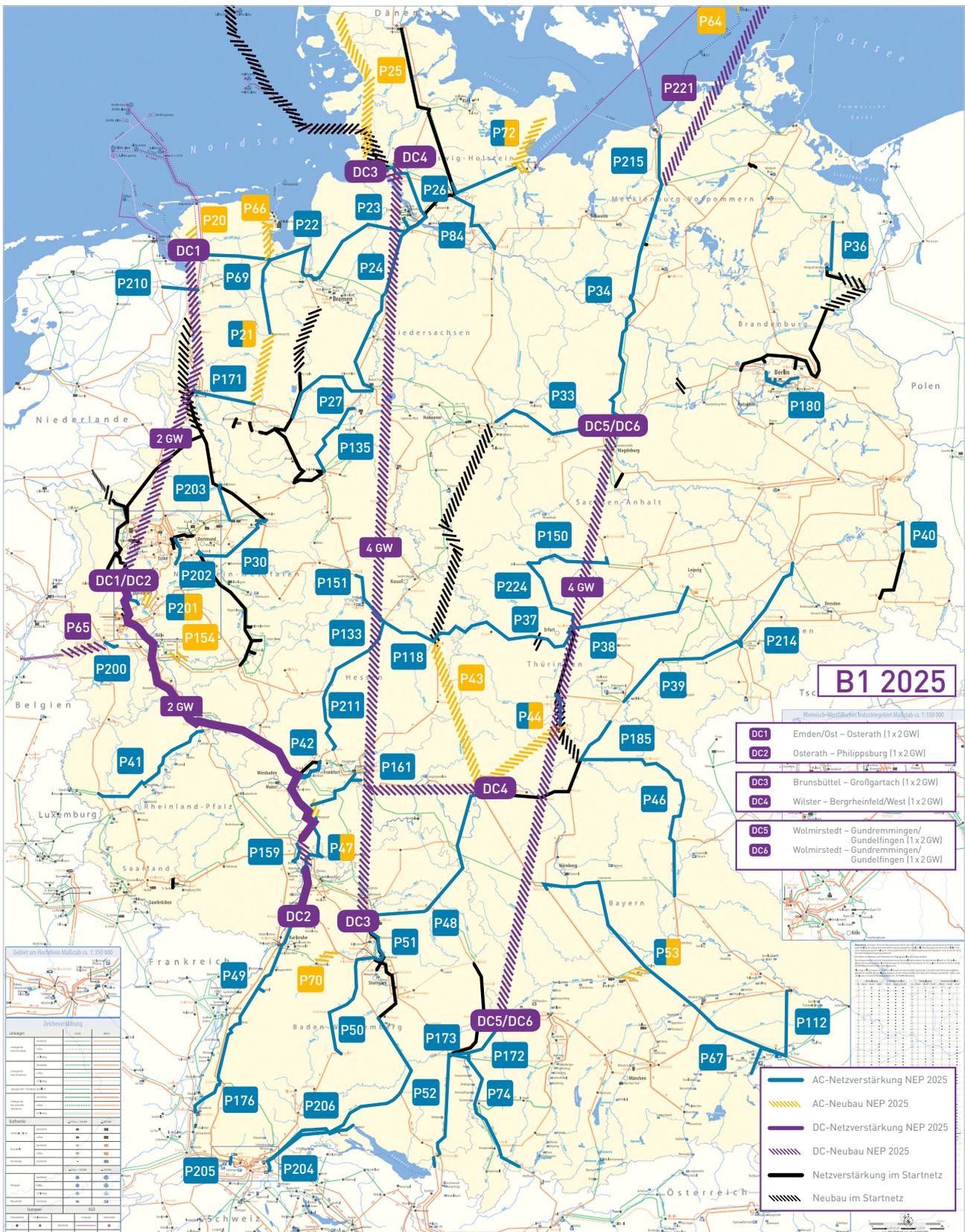
Die Ergebnisse aus den abgeschlossenen Leistungsflussberechnungen des Szenarios B1 2025 zeigen einen regional veränderten Netzausbaubedarf gegenüber dem Szenario B 2024* des NEP 2014 auf. Die Veränderungen sind auf regional unterschiedliche Einspeisungen zurückzuführen. Der Übertragungsbedarf nimmt langfristig gesehen zu.

Die AC-Ausbaumaßnahmen des Szenarios B 2024* im NEP 2014 sind weitestgehend auch im Szenario B1 2025 notwendig.

In der folgenden Abbildung 40 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B1 2025 dargestellt. In der Tabelle 27 in Kapitel 5 sind alle für einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren 10-Jahres-Szenarien aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2025_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.



Abbildung 40: Szenario B1 2025/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁷

¹⁷Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Varianten zu B1 2025 nach den Eckpunkten der Regierungskoalition vom 01.07.2015

Zusätzlich zum Szenario B1 2025 wurden die Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI nach dem 01.07.2015 maßnahmenscharf berechnet (siehe Kapitel 1.3). Die Eingangsparameter dieser Varianten sind identisch mit denen des Szenarios B1 2025.

Szenario B1 2025, Variante GG (Entflechtung Grafenrheinfeld und Gundremmingen als NVP von DC 5/6)

Tabelle 17: Kennzahlen Szenario B1 2025, Variante GG

DC-Neubau in Deutschland		nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge	2.200 km	220 km
Übertragungskapazität	10 GW	

AC-Netz Neubau	DC/AC-Netz Verstärkung
Länge	900 km
	6.300 km

Investitionsvolumen (inkl. Startnetz): 24 Mrd. EUR (reine Ausführung als Freileitung) bis 35 Mrd. EUR (DC-Verbindungen 100 % als Erdkabel)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario B1 2025, Variante GG, zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster – Bergheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5G** **2 GW** Wolmirstedt – Gundremmingen/Gundelfingen
- HGÜ-Verbindung **DC6G** **2 GW** Wolmirstedt – Gundremmingen/Gundelfingen

In der Netzvariante B1 2025 GG wurden für die Projekte P43 Mecklar – Bergheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld) und P44 Altenfeld – Grafenrheinfeld zur Entlastung von Grafenrheinfeld Alternativen auf bestehenden Trassen gefunden und in der Netzanalyse geprüft. Als Ersatz für den Neubau des Projekts P43 Mecklar – Bergheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld) ist eine Netzverstärkung zwischen Mecklar – Dipperz – Urberach (P43mod) möglich. Als Ersatz für den Neubau des Projekts P44 Altenfeld – Grafenrheinfeld ist eine Netzverstärkung zwischen Altenfeld – Würgau – Ludersheim (P44mod) möglich.

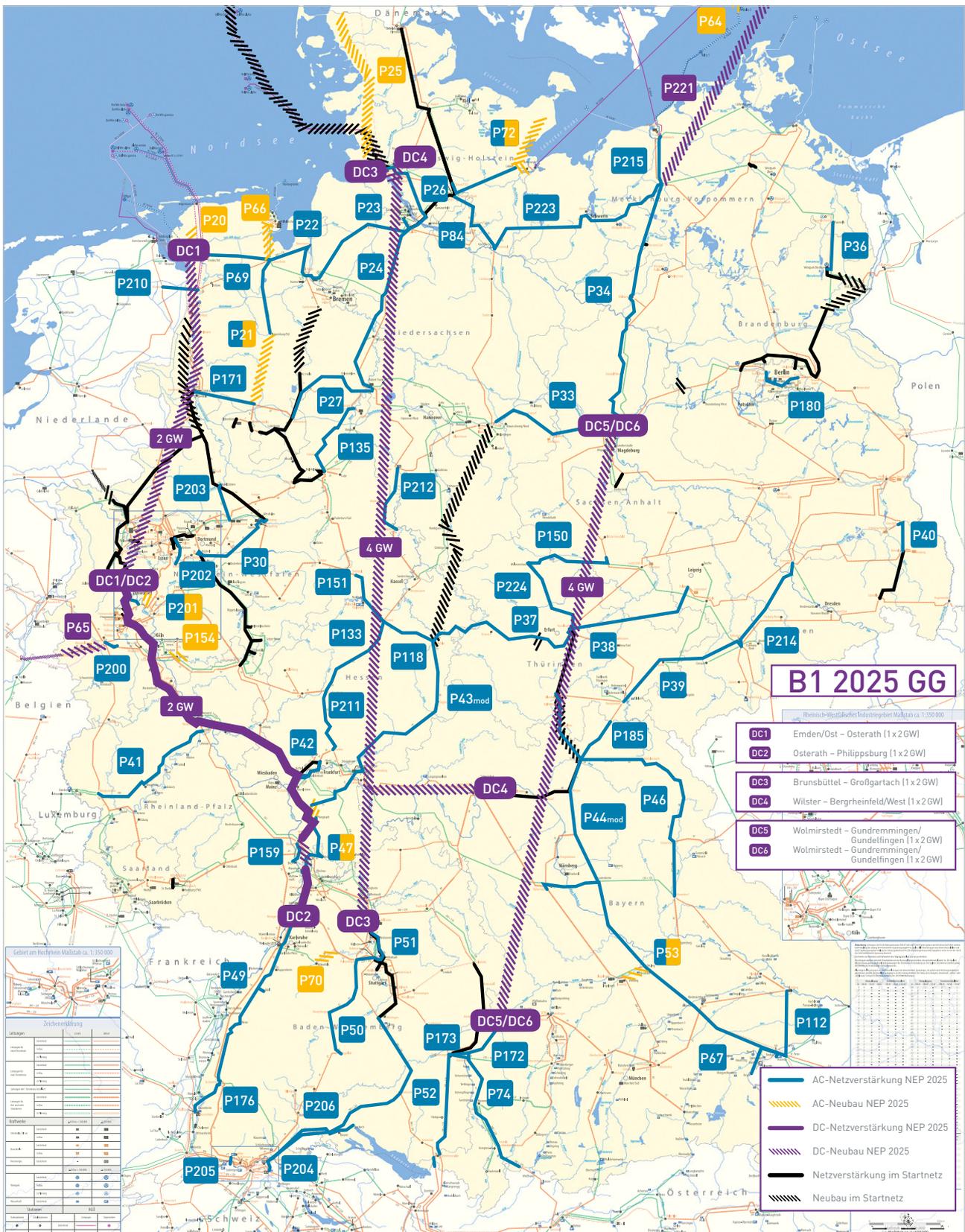
Die **AC-Ausbaumaßnahmen** des **Bundesbedarfsplans** sowie die von der BNetzA **bestätigten Maßnahmen** aus dem **NEP 2013 und NEP 2014** sind weitestgehend auch in der Netzalternative B1 2025 GG notwendig.

Die Ersatzmaßnahmen zur Entlastung von Grafenrheinfeld leiten die Leistungsflüsse aus dem Norden um Grafenrheinfeld herum, was zu einer Entlastung der Mainkupplung zwischen TenneT und TransnetBW führt. Diese Variante verschlechtert im Vergleich zum Szenario B1 2025 den Vermaschungsgrad um Grafenrheinfeld. Die Ost-West-Vermaschung – und damit die Anbindung der neuen Bundesländer – nimmt ab.

Darüber hinaus wurde im Bereich Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Niedersachsen der Netzausbau im bisherigen Netzmodell des Szenarios B1 2025 angepasst.



Abbildung 41: Szenario B1 2025, Variante GG/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁸

¹⁸Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B1 2025, Variante GI (Entflechtung Grafenrheinfeld und Isar als NVP von DC 5/6)

Tabelle 18: Kennzahlen Szenario B1 2025, Variante GI

DC-Neubau in Deutschland		nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge	2.200 km	220 km
Übertragungskapazität	10 GW	

AC-Netz Neubau		DC/AC-Netz Verstärkung
Länge	900 km	6.400 km

Investitionsvolumen (inkl. Startnetz): 24 Mrd. EUR (reine Ausführung als Freileitung) bis 35 Mrd. EUR (DC-Verbindungen 100 % als Erdkabel)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario B1 2025, Variante GI, zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster – Bergheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5I** **2 GW** Wolmirstedt – Isar
- HGÜ-Verbindung **DC6I** **2 GW** Wolmirstedt – Isar

In der Netzvariante B1 2025 GI wurden für die Projekte P43 Mecklar – Bergheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld) und P44 Altenfeld – Grafenrheinfeld zur Entlastung von Grafenrheinfeld Alternativen auf bestehenden Trassen gefunden und in der Netzanalyse geprüft. Als Ersatz für den Neubau des Projekts P43 Mecklar – Bergheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld) ist eine Netzverstärkung zwischen Mecklar – Dipperz – Urberach möglich. Als Ersatz für den Neubau des Projekts P44 Altenfeld – Grafenrheinfeld ist eine Netzverstärkung zwischen Altenfeld – Würgau – Ludersheim möglich. Zusätzlich wurde der südliche Verknüpfungspunkt Gundremmingen der DC-Verbindung zwischen Sachsen-Anhalt und Bayern nach Isar verlegt. Damit ergeben sich zwei DC-Verbindungen Wolmirstedt – Isar (DC5I und DC6I) statt der DC-Verbindungen Wolmirstedt – Gundremmingen (DC5G und DC6G).

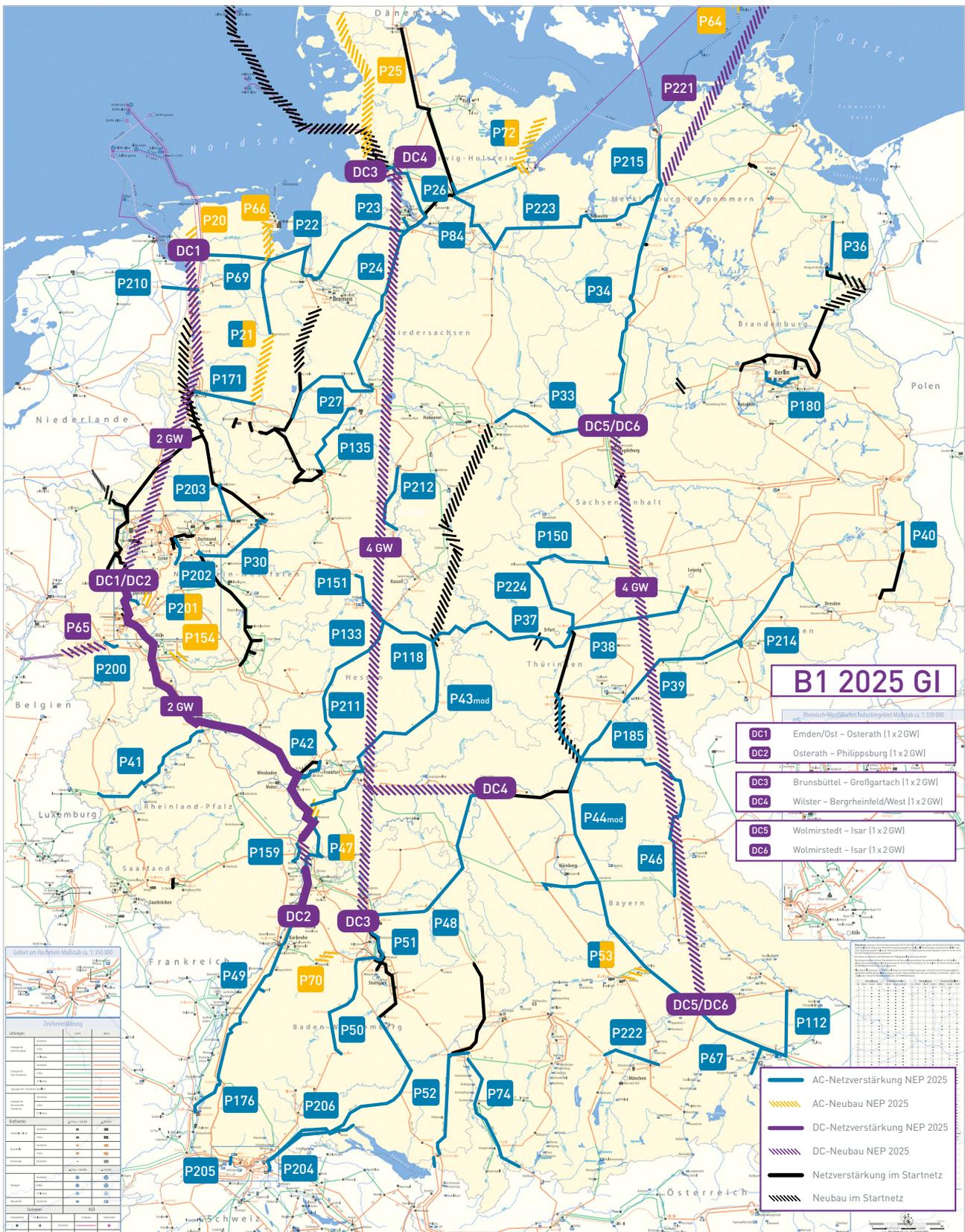
Die **AC-Ausbaumaßnahmen** des **Bundesbedarfsplans** sowie die von der BNetzA **bestätigten Maßnahmen** aus dem **NEP 2013 und NEP 2014** sind auch in der Netzalternative B1 2025 GI notwendig.

Die Ersatzmaßnahmen zur Entlastung von Grafenrheinfeld leiten die Leistungsflüsse aus dem Norden um Grafenrheinfeld herum, was zu einer Entlastung der Mainkupplung zwischen TenneT und TransnetBW führt. Diese Variante verschlechtert im Vergleich zum Szenario B1 2025 den Vermaschungsgrad um Grafenrheinfeld. Die Ost-West-Vermaschung – und damit die Anbindung der neuen Bundesländer – nimmt ab.

Darüber hinaus wurde im Bereich Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Niedersachsen der Netzausbau im bisherigen Netzmodell des Szenarios B1 2025 angepasst.



Abbildung 42: Szenario B1 2025, Variante GI/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber¹⁹

¹⁹Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B2 2025

Tabelle 19: Kennzahlen Szenario B2 2025

B2 2025	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	63,8 GW	25,0 GW	127,0 TWh	54,8 TWh
offshore	10,5 GW	10,5 GW	46,5 TWh	46,5 TWh
Summe	74,3 GW	35,5 GW	173,5 TWh	101,3 TWh

DC-Neubau in Deutschland	nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge 2.200 km	220 km
Übertragungskapazität 10 GW	

AC-Netz Neubau	DC/AC-Netz Verstärkung
Länge 1.100 km	6.400 km

Investitionsvolumen (inkl. Startnetz): 25 Mrd. EUR (reine Ausführung als Freileitung) bis 36 Mrd. EUR (DC-Verbindungen 100 % als Erdkabel)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario B2 2025 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster – Bergrheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5** **2 GW** Wolmirstedt – Gundremmingen/Gundelfingen
- HGÜ-Verbindung **DC6** **2 GW** Wolmirstedt – Gundremmingen/Gundelfingen

Die **AC-Ausbaumaßnahmen** des **Bundesbedarfsplans** sowie die von der BNetzA aus dem **NEP 2013** und aus dem **NEP 2014 bestätigten Maßnahmen** sind auch im Szenario B2 2025 notwendig.

Trotz CO₂-Einsenkung werden im Szenario B2 2025 gegenüber dem Szenario B1 2025 weitere AC-Maßnahmen identifiziert.

Die Ergebnisse aus den abgeschlossenen Leistungsflussberechnungen des Szenarios B2 2025 zeigen einen veränderten Netzausbaubedarf gegenüber dem Szenario B1 2025 aufgrund des veränderten Kraftwerkseinsatzes durch die Nebenbedingung zur CO₂-Begrenzung und der damit verbundenen Änderungen im deutschen Handelssaldo (siehe Kapitel 3).

In der folgenden Abbildung 43 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario B2 2025 dargestellt. In der Tabelle 27 in Kapitel 5 sind alle für einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren 10-Jahres-Szenarien aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2025_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

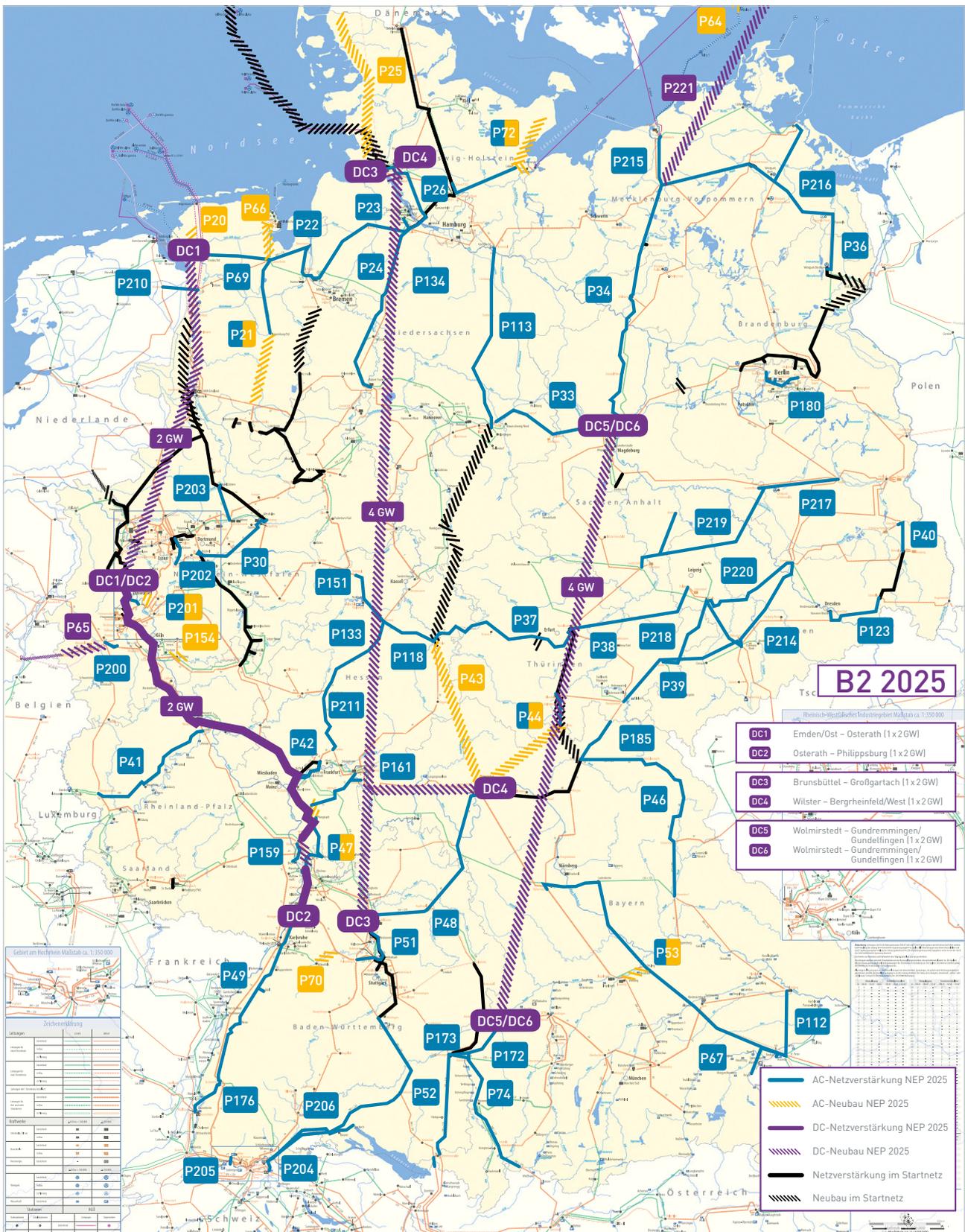


Es wurden ebenfalls zusätzlich zwei Varianten B2 2025 GG und B2 2025 GI untersucht. In beiden Varianten wurde die Entlastung von Grafenrheinfeld berücksichtigt. Als Ersatz für den Neubau des Projekts P43 Mecklar – Berggrheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld) ist eine Netzverstärkung zwischen Mecklar – Dipperz – Urberach (P43mod) möglich. Als Ersatz für den Neubau des Projekts P44 Altenfeld – Grafenrheinfeld ist eine Netzverstärkung zwischen Altenfeld – Würgau – Ludersheim (P44mod) möglich. In der Variante B2 2025 GI wurde zusätzlich der südliche Verknüpfungspunkt Gundremmingen der DC-Verbindung zwischen Sachsen-Anhalt und Bayern nach Isar verlegt. Damit ergibt sich eine DC-Verbindung Wolmirstedt – Isar (DC5I) statt der DC-Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen (DC5G).

Die gefundenen Alternativlösungen für Grafenrheinfeld und die Verschiebung des südlichen Netzverknüpfungspunktes von Gundremmingen nach Isar wurden an Hand von Plausibilitätsbetrachtungen beurteilt. Dabei zeigte sich die grundsätzliche Machbarkeit beider Varianten.



Abbildung 43: Szenario B2 2025/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber²⁰

²⁰Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario C 2025

Tabelle 20: Kennzahlen Szenario C 2025

C 2025	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	59,0 GW	23,1 GW	117,02 TWh	50,6 TWh
offshore	10,5 GW	10,5 GW	46,50 TWh	46,5 TWh
Summe	69,5 GW	33,6 GW	163,52 TWh	97,1 TWh

DC-Neubau in Deutschland	nach Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden (deutscher Anteil)
Länge 2.200 km	220 km
Übertragungskapazität 8 GW	

AC-Netz Neubau	DC/AC-Netz Verstärkung
Länge 1.100 km	5.900 km

Investitionsvolumen (inkl. Startnetz): 23 Mrd. EUR (reine Ausführung als Freileitung) bis 32 Mrd. EUR (DC-Verbindungen 100 % als Erdkabel)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario C 2025 zeigt sich die Notwendigkeit für folgende HGÜ-Verbindungen:

- HGÜ-Verbindung **DC1** Emden/Ost – Osterath in Fortsetzung
- HGÜ-Verbindung **DC2** Osterath – Philippsburg mit **2 GW**
- HGÜ-Verbindung **DC3** **2 GW** Brunsbüttel – Großgartach
- HGÜ-Verbindung **DC4** **2 GW** Wilster – Bergheinfeld/West
- HGÜ-Verbindung **DC5** **2 GW** Wolmirstedt – Gundremmingen/Gundelfingen

Die **AC-Ausbaumaßnahmen** des **Bundesbedarfsplans** sowie die von der BNetzA aus dem **NEP 2013** und aus dem **NEP 2014 bestätigten Maßnahmen** sind auch im Szenario C 2025 notwendig.

Im Szenario C 2025 wurden im Vergleich zum Szenario B1 2025 weitere AC-Maßnahmen identifiziert, jedoch weniger als im Szenario B2 2025.

Insgesamt reduziert sich in diesem Szenario die installierte konventionelle Kraftwerksleistung im Vergleich zum Szenario B2 2025 um rund 10 GW. Die installierten Leistungen der Windenergieanlagen on- und offshore sinken im Vergleich zum Szenario B2 2025 um 4 GW. Dies sind Indikatoren für eine Reduktion des weiträumigen Transportbedarfs.

Die Jahreshöchstlast geht im Szenario C 2025 von 84 GW auf 80 GW zurück.

In der folgenden Abbildung 44 sind die Projekte und Maßnahmen für das Szenario C 2025 dargestellt. In der Tabelle 27 in Kapitel 5 sind alle für einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb erforderlichen Maßnahmen des Zubaunetzes dieses Szenarios sowie der weiteren 10-Jahres-Szenarien aufgelistet. Jedes Projekt ist mit einer Kennnummer versehen. Im Anhang zu diesem Bericht und auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2025_1_Entwurf_Teil2.pdf ist für jedes Projekt eine detaillierte Beschreibung hinterlegt.

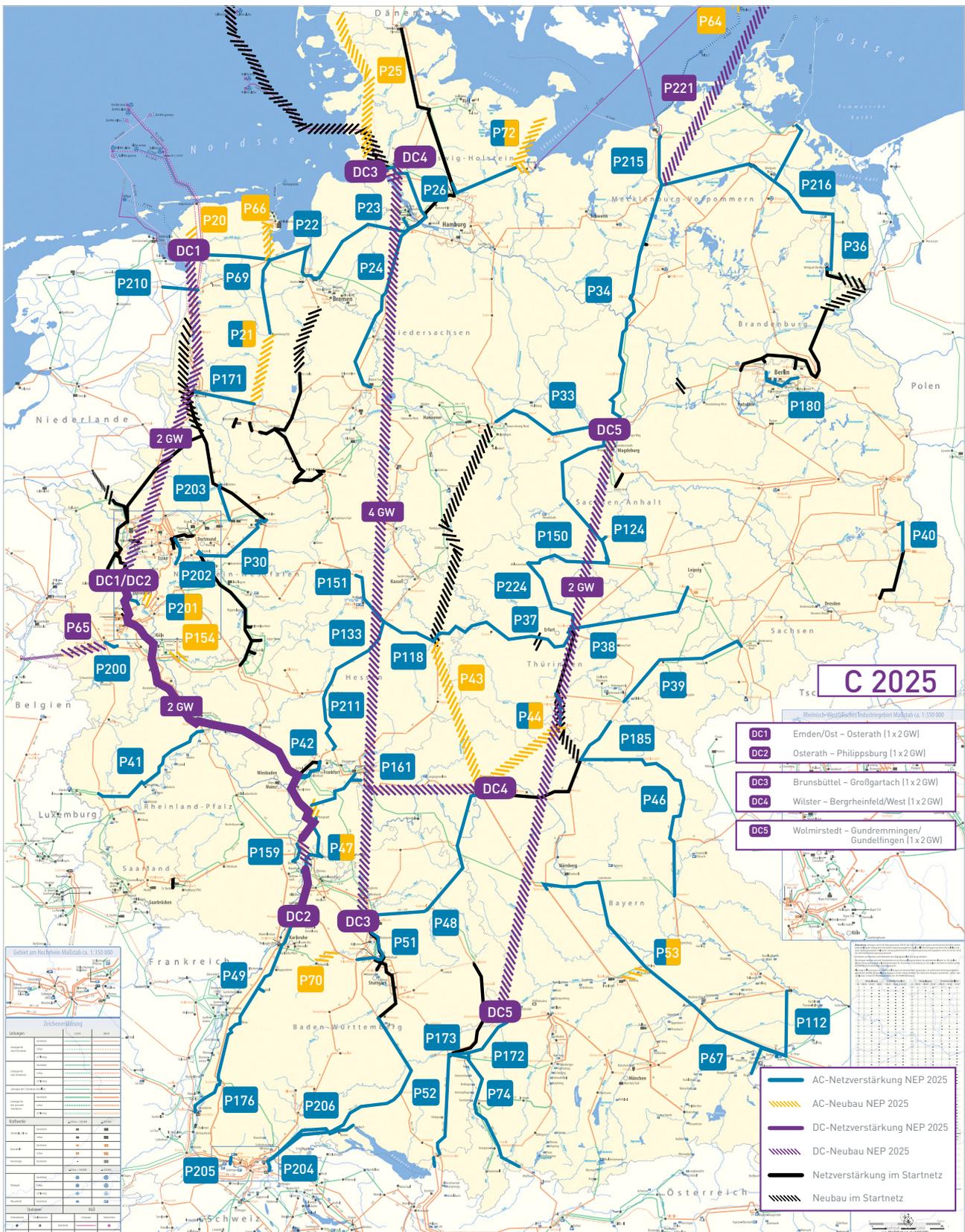


Es wurden ebenfalls zusätzlich zwei Varianten C 2025 GG und C 2025 GI untersucht. In beiden Varianten wurde die Entlastung von Grafenrheinfeld berücksichtigt. Als Ersatz für den Neubau des Projekts P43 Mecklar – Berggrheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld) ist eine Netzverstärkung zwischen Mecklar – Dipperz – Urberach (P43mod) möglich. Als Ersatz für den Neubau des Projekts P44 Altenfeld – Grafenrheinfeld ist eine Netzverstärkung zwischen Altenfeld – Würgau – Ludersheim (P44mod) möglich. In der Variante C 2025 GI wurde zusätzlich der südliche Verknüpfungspunkt Gundremmingen der DC-Verbindung zwischen Sachsen-Anhalt und Bayern nach Isar verlegt. Damit ergibt sich eine DC-Verbindung Wolmirstedt – Isar (DC5I) statt der DC-Verbindung Wolmirstedt – Gundremmingen (DC5G).

Die gefundenen Alternativlösungen für Grafenrheinfeld und die Verschiebung des südlichen Netzverknüpfungspunktes von Gundremmingen nach Isar wurden an Hand von Plausibilitätsbetrachtungen beurteilt. Dabei zeigte sich die grundsätzliche Machbarkeit beider Varianten.



Abbildung 44: Szenario C 2025/alle Leitungsprojekte



Quelle: VDE | FNN/Übertragungsnetzbetreiber²¹

²¹Die Abbildung basiert auf der Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“ des VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (Stand: 01.01.2014). Die Darstellung der Neubauprojekte zeigt die Anfangs- und Endpunkte, aber keine konkreten Trassenverläufe. Diese werden erst in nachgelagerten Genehmigungsverfahren festgelegt.

Szenario B1 2035

Tabelle 21: Kennzahlen Szenario B1 2035

B1 2035	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	88,8 GW	34,5 GW	178,2 TWh	76,6 TWh
offshore	18,5 GW	18,5 GW	81,0 TWh	81,0 TWh
Summe	107,3 GW	53,0 GW	259,2 TWh	157,6 TWh

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Szenario B1 2035 dient durch den zehn Jahre längeren Zeithorizont zur Nachhaltigkeitsprüfung. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Maßnahmen, die im Szenario B1 2025 identifiziert wurden, auch im Szenario B1 2035 erforderlich sind. Eine darüber hinausgehende maßnahmenscharfe Ausweisung des Szenarios ist zur Nachhaltigkeitsprüfung nicht erforderlich.

Der Nord-Süd-Übertragungsbedarf im Szenario B1 2035 steigt gegenüber dem Szenario B1 2025 weiter an.

Szenario B2 2035

Tabelle 22: Kennzahlen Szenario B2 2035

B2 2035	installierte Leistung Wind	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)	Erzeugung aus Windenergie	davon nördliche Bundesländer (SH, NI, MV)
onshore	88,8 GW	34,5 GW	178,2 TWh	76,6 TWh
offshore	18,5 GW	18,5 GW	81,0 TWh	81,0 TWh
Summe	107,3 GW	53,0 GW	259,2 TWh	157,6 TWh

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Szenario B2 2035 dient durch den zehn Jahre längeren Zeithorizont zur Nachhaltigkeitsprüfung. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Maßnahmen, die im Szenario B2 2025 identifiziert wurden, auch im Szenario B2 2035 erforderlich sind. Eine darüber hinausgehende maßnahmenscharfe Ausweisung des Szenarios ist zur Nachhaltigkeitsprüfung nicht erforderlich.

Der Nord-Süd-Übertragungsbedarf im Szenario B2 2035 steigt gegenüber dem Szenario B2 2025 weiter an.



4.2.5 Ergebnisse der Netzanalysen

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

Auch für den Netzentwicklungsplan 2025 wurden zusätzlich zu den Maßnahmen des Startnetzes und denen des Bundesbedarfsplans jeweils als Gesamtkonzept für die Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025 und C 2025 Maßnahmen zur Netzoptimierung, Netzverstärkung und zum Netzausbau ermittelt. Die Szenarien B1 2035 und B2 2035 dienen der Nachhaltigkeitsprüfung.

Gemäß den Eckpunkten der Regierungskoalition vom 01.07.2015 wurden Varianten untersucht, die den Verzicht auf Neubautrassen im Bereich Grafenrheinfeld und alternativ den südlichen Netzverknüpfungspunkt Gundremmingen oder Isar der DC-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern berücksichtigen. Dabei zeigte sich sowohl in den maßnahmenscharf neu berechneten Szenarien B1 2025, Variante GG, und B1 2025, Variante GI, als auch in den Plausibilitätsprüfungen zu den Szenarien A 2025, B2 2025 und C 2025 die grundsätzliche Machbarkeit aller Varianten.

In der im August 2015 von den ÜNB vorgelegten Zusatzuntersuchung zum NEP 2014 wurde ausgeführt: „Die Netzrechnungen zeigen, dass Gundremmingen als Netzverknüpfungspunkt elektrotechnisch besser geeignet ist als Isar, und bestätigen die netztechnische Effizienz des NEP 2014. Der Verknüpfungspunkt Isar kann durch eine Erhöhung der Übertragungsleistung zwischen Ottenhofen und Oberbachern (ca. 40 km Netzverstärkung) als südlicher Netzverknüpfungspunkt für den Korridor D geeignet gemacht werden.“ In den Analysen des NEP 2025 zeigen sich darüber hinaus kleinere strukturelle Veränderungen im Umfeld der Netzverknüpfungspunkte Gundremmingen bzw. Isar, die eine Reduzierung des Netzausbaus an unterschiedlichen Stellen in geringem Umfang zur Folge haben, wie in der Übersicht in Kapitel 5 ausgewiesen.

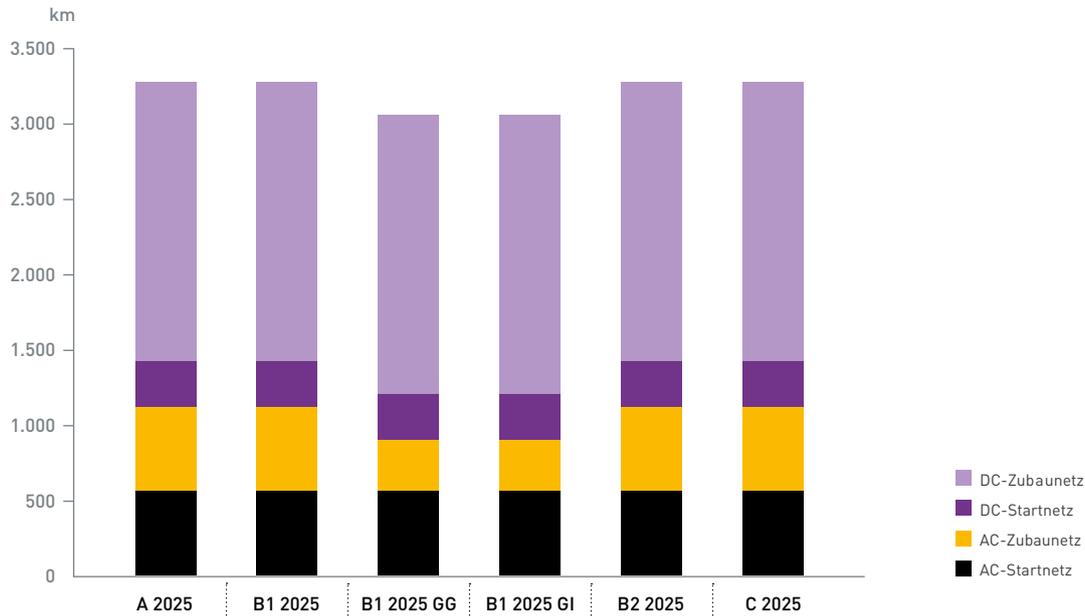
Sowohl die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien und KWK-Anlagen als auch die Gewährleistung der Netzstabilität, der System- und der Versorgungssicherheit wurden dabei berücksichtigt. Wichtige Treiber für weiträumige Leistungstransporte in den sechs Szenarien sind der Ausbau der Windenergieleistung an Land im küstennahen Bereich und auf See sowie der Energieaustausch mit dem Ausland.

Die Notwendigkeit der Maßnahmen des Bundesbedarfsplans wurde mit diesem Netzentwicklungsplan erneut nachgewiesen. Mit ihnen allein ergibt sich jedoch in keinem Szenario ein engpassfreies Netz. Im folgenden Kapitel 5 werden alle für einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb in den jeweiligen Szenarien erforderlichen Maßnahmen aller zehnjährigen Szenarien tabellarisch dargestellt.

Die konkrete Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindungen in den Szenarien hängt von der jeweiligen Übertragungsaufgabe ab. Neben dem Einsatz der HGÜ-Technologie ist der weitere Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes erforderlich. Die in den Szenarien ermittelten Maßnahmen sind konsistent mit den Ergebnissen der vorangegangenen Netzentwicklungspläne.



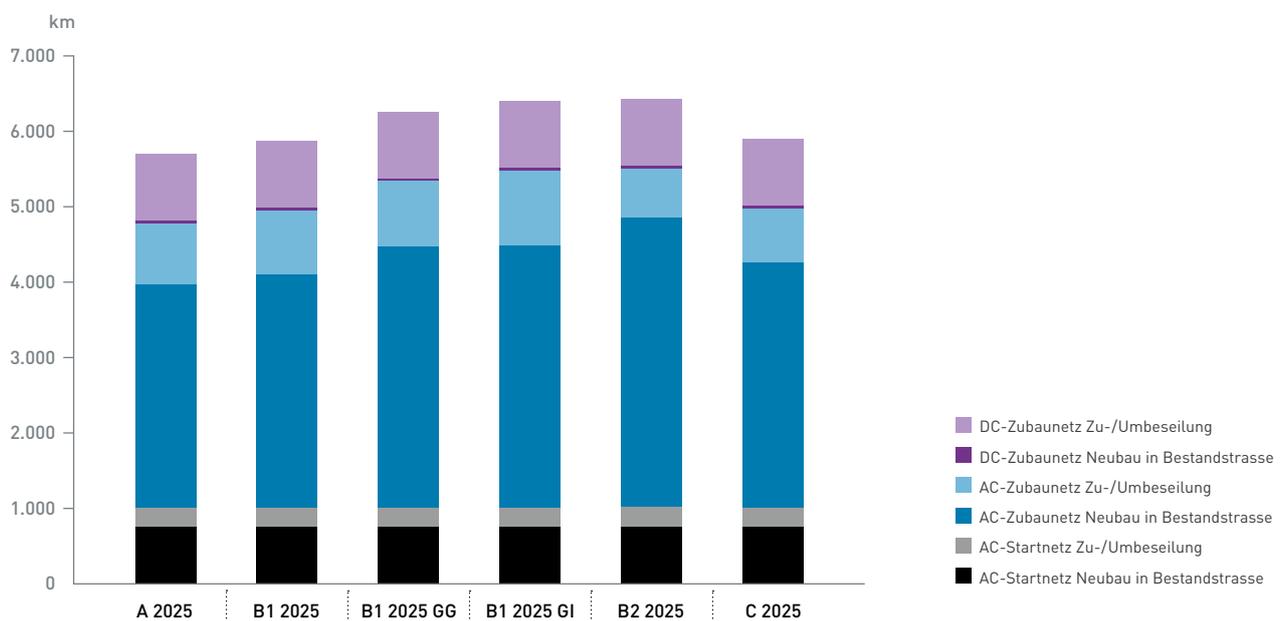
Abbildung 45: Neubautrassen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den Abbildungen 45 und 46 sind für alle vier Szenarien sowie die beiden maßnahmenscharf berechneten Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI mit Blick auf 2025 die Länge der Netzverstärkungen in Bestandstrassen und der Neubautrassen dargestellt, wobei zwischen AC-Technik und DC-Technik unterschieden wird. Die Gesamtlänge der Trassenverstärkung unterscheidet sich in den Szenarien, die Gesamtlänge des Leitungsneubaus ist in allen Szenarien gleich – mit Ausnahme der Szenarien B1 2025, Variante GG, und B1 2025, Variante GI, in denen zwei Neubauprojekte durch Netzverstärkungen im Bestand ersetzt werden. In der Abbildung 47 sind die geschätzten Investitionskosten in Abhängigkeit der vier Szenarien sowie der beiden maßnahmenscharf berechneten Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI abgebildet.

Abbildung 46: Trassenverstärkung im Bestand



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



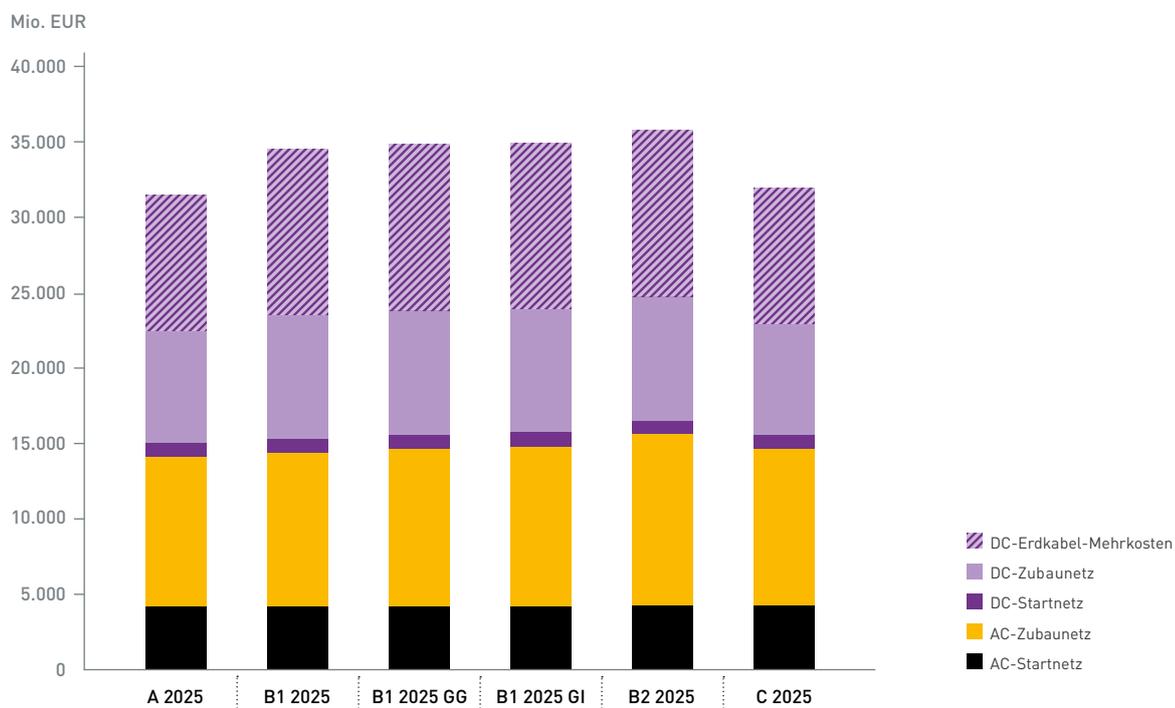
Im Vergleich zum Szenario B 2024* des NEP 2014 haben sich im Szenario B1 2025 die Investitionskosten um 1 Mrd. € erhöht. Mögliche Mehrkosten für eine Erdverkabelung der HGÜ-Verbindungen sind dabei noch nicht berücksichtigt.

Gründe für die Erhöhung sind u. a.:

- Wegen aufwändiger Provisorien beim Neubau in Bestandstrassen entstehen höhere Kosten.
- Bei ersten planerischen Kostenansätzen für Konverter der geplanten HGÜ-Verbindungen an Land lagen bisher noch keine Erfahrungswerte vor. Nun mussten die Kosten angepasst werden.

Die spezifischen Kosten sind auf der NEP-Website unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZ9 hinterlegt.

Abbildung 47: Investitionskosten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für das Szenario B1 2025 werden die Mengen und Kosten aus den dargestellten Grafiken beispielhaft erläutert.

Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen beträgt in B1 2025 5.900 km (Umbeseilung oder Stromkreisauflagen, Neubau einer leistungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen). Zum Vergleich: Das Volumen des gesamten heutigen Höchstspannungsnetzes liegt bei rund 35.000 km.

Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen beträgt im Szenario B1 2025 3.300 km. Davon sind 2.200 km HGÜ-Verbindungen. Mögliche Veränderungen als Folge einer weitgehenden Erdverkabelung wurden noch nicht berücksichtigt.

In den Kilometerangaben zu den HGÜ-Verbindungen ist der deutsche Anteil der vier DC-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden mit einer landseitigen Länge von rund 220 km enthalten.

Die Übertragungskapazität der HGÜ-Verbindungen beträgt in Szenario B1 2025 10 GW. Das Volumen der Investitionen beträgt in den nächsten zehn Jahren für das Szenario B1 2025 insgesamt ca. 24 bis 35 Mrd. € bei Vollverkabelung der HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3–6.

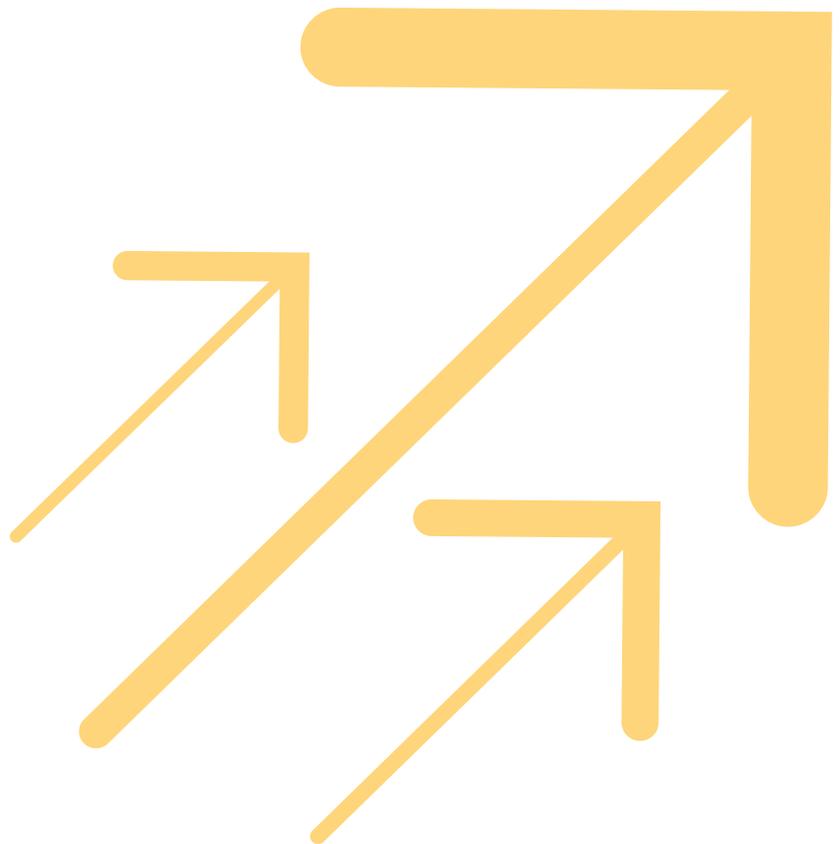




Übersicht Links

- Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes: www.netzentwicklungsplan.de/ZZm ↗
- Freileitungsmonitoring: www.netzentwicklungsplan.de/Z44 ↗
- Netzanalysen: www.netzentwicklungsplan.de/Z43 ↗
- Vorgehensweise zur Bestimmung der HGÜ-Verbindungsängen: www.netzentwicklungsplan.de/ZZu ↗
- Kostenschätzungen: www.netzentwicklungsplan.de/ZZ9 ↗
- Anhang zum Netzentwicklungsplan Strom 2025 (Darstellung der Maßnahmen), erster Entwurf: www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2025_1_Entwurf_Teil2.pdf ↗

5 ÜBERSICHT ALLER ERFORDERLICHEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS



5 ÜBERSICHT ALLER ERFORDER- LICHEN MASSNAHMEN SOWIE DES UMSETZUNGSSTANDS

Kapitel 5 gibt einen Überblick über die im Rahmen der Netzanalysen identifizierten Leitungs- und Anlagenmaßnahmen (Punktmaßnahmen) in den einzelnen Szenarien. Da die Bundesnetzagentur vertikale Punktmaßnahmen nicht nach § 12c EnWG bestätigt, werden diese im NEP 2025 nicht als eigenständige Maßnahmen aufgeführt.

Im Folgenden werden die identifizierten Projekte tabellarisch dargestellt. Zu jedem Projekt des Start- wie auch des Zubaunetzes gibt es im Anhang zu diesem Bericht unter www.netzentwicklungsplan.de/NEP_2025_1_Entwurf_Teil2.pdf einen ausführlichen Steckbrief.

Gemäß § 12b Abs. 1 EnWG muss im Netzentwicklungsplan der Stand der Umsetzung des jeweils vorhergehenden Netzentwicklungsplans dargestellt werden. Zusätzlich ist aufgeführt, welche Projekte seit dem NEP 2014 fertiggestellt wurden, also in das Ist-Netz übergegangen sind.

In der Spalte „Stand der Umsetzung“ ist, wo möglich, vermerkt, wie weit die Realisierung der Maßnahmen aktuell vorangeschritten ist. Grundlage hierfür war der Umsetzungsstand Ende Juni 2015.

In dieser Spalte wird unterschieden zwischen:

- keine Angabe = noch keine Aktivitäten
- 1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
- 2: im Raumordnungsverfahren/Bundesfachplanung
- 3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
- 4: genehmigt oder in Bau
- 5: realisiert

Der Hinweis auf die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz wird, wo vorhanden, mit „Genehmigung nach BImSchG“ abgekürzt.

In Kapitel 5.2 (Zubaunetz NEP 2025) sind neben den Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025 und C 2025 zusätzlich die Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI dargestellt. Während bei der Berechnung der Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI bereits die Eckpunkte der Regierungskoalition vom 01.07.2015 (siehe Kapitel 1.3) berücksichtigt werden konnten, sind die Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025 und C 2025 noch auf einem Stand vor dem 01.07.2015. Die Projekte P43mod und P44mod sowie die optionale Verschiebung des südlichen Endpunktes von DC5/6 nach Isar sind in diesen Szenarien noch nicht berücksichtigt.

Die Variante B1 2025 GG berücksichtigt die Entflechtung des Netzknotens Grafenrheinfeld (Ersatz von P43 und P44 durch P43mod und P44mod) in Verbindung mit Gundremmingen/Gundelfingen als südlichen Netzverknüpfungspunkt der DC-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern, während die Variante B1 2025 GI die Entflechtung des Netzknotens Grafenrheinfeld (Ersatz von P43 und P44 durch P43mod und P44mod) in Verbindung mit Isar als südlichen Netzverknüpfungspunkt der DC-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern enthält.



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

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, sowie auch auf Überlegungen, bis wann eine ambitioniert realistische Umsetzung tatsächlich möglich ist. Der im sehr frühen planerischen Stadium der Netzplanung aufgestellte Zeitplan wird ggf. später noch den tatsächlichen Umständen der jeweiligen Planungs- und Genehmigungsverfahren anzupassen sein. Somit entsprechen die Angaben den aktuellen Zielsetzungen, können aber nicht als verbindlich angesehen werden. Bei Maßnahmen des EnLAG und des BBPLG entsprechen die anvisierten Inbetriebnahmejahre den Zieljahren des Monitoringberichts der BNetzA, Quartal 2/2015.

Die Längenangaben der jeweiligen Maßnahmen beziehen sich auf die betroffenen Trassenkilometer und nicht auf die jeweiligen Stromkreislängen. Die Trassenlängen beschreiben bei Neubautrassen die notwendige Rauminanspruchnahme. So wird zum Beispiel bei einer Auflage von zwei Stromkreisen auf einem neuen Gestänge in einer neuen Trasse die Trassenlänge als Entfernung zwischen deren gemeinsamem Anfangs- und Endpunkt angegeben. Die anzugebende Stromkreislänge würde in diesem Fall das zweifache der Trassenlänge betragen. Eine Anpassung der Längenangaben der DC-Verbindungen an den vorgesehenen Erdkabelvorrang ist noch nicht erfolgt.

Die Vorgehensweise zur Bestimmung der HGÜ-Verbindungsängen ist online unter www.netzentwicklungsplan.de/ZZu abrufbar.



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

5.1 Startnetz NEP 2025

Tabelle 23: Startnetz 50Hertz NEP 2025

Startnetz- nummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetrieb- nahme	Umsetzungsstand
				Ausbau	Bestand		
50HzT-001	Vieselbach – Altenfeld	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	57		2015	5: realisiert
	Altenfeld – Redwitz (Landesgrenze TH/BY)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	26		2016	4: genehmigt oder im Bau
50HzT-003	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neu- bau in bestehender und neuer Trasse	55	65	2017	4: genehmigt oder im Bau
	2. Einschleifung Vierraden	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neu- bau in bestehender und neuer Trasse	5		2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Bertikow	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	3: vor oder im Planfeststellungs- verfahren/Genehmigung nach BlmSchG
50HzT-005	Wolmirstedt	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2016– 2017	4: genehmigt oder im Bau
50HzT-007	Neuenhagen – Henningsdorf – Wustermark	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neu- bau in bestehender und neuer Trasse	10	70	2016– 2018	3: vor oder im Planfeststellungs- verfahren/Genehmigung nach BlmSchG 4: genehmigt oder im Bau
	Wustermark	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015	4: genehmigt oder im Bau
50HzT-021	Netzanschluss PSW Talsperre Schmalwasser (Schaltanlage)	Leitung	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse	2		2024	
	Netzanschluss PSW Talsperre Schmalwasser	Anlage	Netzausbau: für Dritte			2024	
50HzT-022	Netzanschluss KW Premnitz	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	2		2019	
	Netzanschluss KW Premnitz (Schaltanlage)	Anlage	Netzausbau: horizontal			2019	
50HzT-031	Hamburg/Nord	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2017	4: genehmigt oder im Bau
	Hamburg/Nord	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	4: genehmigt oder im Bau
50HzT- P127-17	Altenfeld und Vieselbach	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015– 2016	3: vor oder im Planfeststellungs- verfahren/Genehmigung nach BlmSchG 4: genehmigt oder im Bau
50HzT-P128	Vierraden	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	4: genehmigt oder im Bau
	Röhrsdorf	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	4: genehmigt oder im Bau



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Tabelle 24: Startnetz Amprion NEP 2025

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
				Ausbau	Bestand		
AMP-001	Wehrendorf – St. Hülfe	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		35	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BlmSchG
AMP-002	Punkt Ackerstraße – Punkt Mattlerbusch	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		3	2017	4: genehmigt oder im Bau
AMP-009	Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		73	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BlmSchG
	Niederrhein – Punkt Wettringen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		12	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BlmSchG
	Punkt Wettringen – Punkt Meppen	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	65		2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BlmSchG
	Asbeck	Anlage	Netzausbau: horizontal			2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BlmSchG
AMP-010	Punkt Gaste – Lüstringen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		15	2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BlmSchG
	Lüstringen – Wehrendorf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		20	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Lüstringen – Hesseln	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	2019	1: Vorbereitung Planungs und Genehmigungsverfahren
	Hesseln – Gütersloh	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		22	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BlmSchG
AMP-012	Mengede – Punkt Herne	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		17	2016	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Herne – Punkt Wanne	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		3	2016	4: genehmigt oder im Bau
AMP-013	Niederrhein – Punkt Lackhausen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		3,5	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BlmSchG
	Punkt Lackhausen – Punkt Wittenhorst	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		24,5	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BlmSchG
	Punkt Wittenhorst – Millingen-Isselburg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		10	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BlmSchG
	Isselburg – Bundesgrenze (NL)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	2		2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BlmSchG
AMP-014	Punkt Fellerhöfe – Punkt St. Tönis	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	7,5		2019	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt St. Tönis – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		6,5	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BlmSchG



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
				Ausbau	Bestand		
AMP-014	Utfort – Punkt Hüls-West	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		15	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
	Osterath – Gohrpunkt	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		20	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
	Gohrpunkt – Rommerskirchen	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	10		2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
	Utfort – Osterath	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		50	2019	4: genehmigt oder im Bau
	Punkt Stratum-Süd – Gellep	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		2	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
AMP-018	Rommerskirchen – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		35	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
	Brauweiler – Sechtem	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		23	2018	4: genehmigt oder im Bau
	Sechtem	Anlage	Netzverstärkung: für Dritte			2018	4: genehmigt oder im Bau
AMP-019	Lippe	Anlage	Netzverstärkung: für Dritte			Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-020	Abzweig Kriftel – Punkt Obererlenbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		10	2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
	Kriftel – Abzweig Kriftel	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1		2016	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
AMP-022	Kruckel – Punkt Ochsenkopf	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		18	2021	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
	Punkt Ochsenkopf – Dauersberg	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		92	2021	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
	MSCDN Garenfeld	Anlage	Netzausbau: horizontal			2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Garenfeld	Anlage	Netzausbau: horizontal			2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
				Ausbau	Bestand		
AMP-028	Emscherbruch	Anlage	Netzausbau: für Dritte			Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Eiberg	Anlage	Netzausbau: für Dritte			Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Punkt Wanne – Punkt Günnigfeld	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		5	2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-029	Uerdingen	Anlage	Netzausbau: für Dritte			Abhängig vom Zeitplan des Kraftwerksprojekts	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
AMP-032	Niederrhein – Ufort	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		25	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
AMP-034	Kriftel	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Kriftel	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Weißenthurm	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Büschersdorf	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	Kusenhorst	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren

Tabelle 25: Startnetz TenneT NEP 2025

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
				Ausbau	Bestand		
TTG-004	Altenfeld (Landesgrenze TH/BY) – Redwitz	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	31		2015	4: genehmigt oder im Bau
	Redwitz – Grafenrheinfeld	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		94	2015	4: genehmigt oder im Bau
TTG-005	Hamburg/Nord – Dollern	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		45	2016	4: genehmigt oder im Bau
	Audorf – Hamburg/Nord	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		70	2017	4: genehmigt oder im Bau



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
				Ausbau	Bestand		
TTG-005	Audorf – Flensburg – Kassø	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		90	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
TTG-006	Wahle – Mecklar	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	230		2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
TTG-007	Dörpen/West – Niederrhein (Punkt Meppen)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	32		2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
TTG-009	Ganderkesee – St. Hülfe	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	60		2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach BImSchG
TTG-013	Kupplung Brunsbüttel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2018	4: genehmigt oder im Bau
TTG-018	Redwitz	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015	4: genehmigt oder im Bau
	Pleinting	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015	4: genehmigt oder im Bau
	Schwandorf	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015	4: genehmigt oder im Bau
	Ganderkesee	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015	4: genehmigt oder im Bau
	Hardeggen	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	4: genehmigt oder im Bau
	Audorf Süd	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017/2018	4: genehmigt oder im Bau
	Eltmann	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015	4: genehmigt oder im Bau
	Redwitz	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015	4: genehmigt oder im Bau
	Pleinting	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015	4: genehmigt oder im Bau
	Schwandorf	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015	4: genehmigt oder im Bau
	Bergrheinfeld/West – rotierender Phasenschieber	Anlage	Netzausbau: horizontal			2016	4: genehmigt oder im Bau
	Würgau	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015	4: genehmigt oder im Bau
	Bergrheinfeld/West – Spulen	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	4: genehmigt oder im Bau
	Bergrheinfeld/West – MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	4: genehmigt oder im Bau
Grafenrheinfeld – MSCDN	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015	4: genehmigt oder im Bau	



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
				Ausbau	Bestand		
TTG-018	Karben	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	4: genehmigt oder im Bau
	Sottrum	Anlage	Netzausbau: horizontal			2015	4: genehmigt oder im Bau
	Großkrotzenburg	Anlage	Netzausbau: horizontal			2017	4: genehmigt oder im Bau
	Lamspringe	Anlage	Netzausbau: horizontal			2018	4: genehmigt oder im Bau
	Grohnde	Anlage	Netzausbau: horizontal			2016	4: genehmigt oder im Bau
	Bechterdissen	Anlage	Netzausbau: horizontal			2016	4: genehmigt oder im Bau
	Stadorf	Anlage	Netzausbau: horizontal			2016	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P25a	Brunsbüttel – Süderdonn (früher Bartt)	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	17,5		2016	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P68	Deutschland – Norwegen (Nord Link): onshore	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	100		2019/2020	4: genehmigt oder im Bau
	Deutschland – Norwegen (Nord Link): offshore	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	200		2019/2020	4: genehmigt oder im Bau
TTG-P114	Krümmel	Anlage	Netzverstärkung: horizontal			2016	4: genehmigt oder im Bau

Tabelle 26: Startnetz TransnetBW NEP 2025

Startnetznummer	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
				Ausbau	Bestand		
TNG-006	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		1	2017	4: genehmigt oder im Bau
	Hoheneck – Punkt Rommelsbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		5	2017	4: genehmigt oder im Bau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	Nr. BB-PIG 2013	Szenario						NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A		B1		B2	C		Ausbau	Bestand		
					2025	2025	2025 GG	2025 GI	2025	2025					
P22	M87	Unterweser/West – Elsfleth/West	Leitung			X	X	X	X	X		30	2024		
P23	M20	Dollern – Elsfleth/West	Leitung		X	X	X	X	X	X		100	2024		
P24	M71	Stade West (früher Schnee bzw. Stade) – Sottrum	Leitung	7	X	X	X	X	X	X		65	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M71	Sottrum	Anlage	7	X	X	X	X	X	X			2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M72	Sottrum – Grafschaft Hoya (früher Wechold)	Leitung	7	X	X	X	X	X	X		35	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M73	Grafschaft Hoya (früher Wechold) – Landesbergen	Leitung	7	X	X	X	X	X	X		45	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P25	M42	Süderdonn (früher Barlt) – Heide/West	Leitung	8	X	X	X	X	X	X		27,5	2017	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz	
	M43	Heide/West – Husum/Nord	Leitung	8	X	X	X	X	X	X		39	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz	
	M44	Husum/Nord – Niebüll/Ost	Leitung	8	X	X	X	X	X	X		43	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz	
	M45	Niebüll/Ost – Bundesgrenze (DK)	Leitung	8	X	X	X	X	X	X		12	2021		
P26	M432	Brunsbüttel – Büttel	Leitung		X	X	X	X	X	X		3	2021		
	M76	Büttel – Wilster	Leitung		X	X	X	X	X	X		8	2021		
	M79	Elbekreuzung	Leitung		X	X	X	X	X	X		10	2021		



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	Nr. BB-PIG 2013	Szenario						NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A		B1		B2	C		Ausbau	Bestand		
					2025	2025	2025 GG	2025 GI	2025	2025					
P26	M89	Wilster – Dollern	Leitung		X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		55	2016/2025	
P27	M52	Landesbergen – Wehrendorf	Leitung		X	X	X	X			Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		80	2023	
P30	M61	Hamm/Uentrop – Kruckel	Leitung	9	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		60	2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P33	M24a	Wolmirstedt – Helmstedt – Wahle	Leitung	10	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		111	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P34	M22a	Perleberg – Stendal/West – Wolmirstedt	Leitung		X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		112	2020	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
	M22b	Parchim/Süd – Perleberg	Leitung		X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		38	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M22c	Güstrow – Parchim/Süd	Leitung		X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		49	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P36	M21	Bertikow – Pasewalk	Leitung	11	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		30	2019	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
	M21	Pasewalk	Anlage	11	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: horizontal			2019	
P37	M25a	Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser	Leitung	12	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		27	2022	
	M25b	PSW Talsperre Schmalwasser – Mecklar	Leitung	12		X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		108	2023	
	M25c	Vieselbach – PSW Talsperre Schmalwasser	Leitung						X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		27	2025	
P38	M27	Pulgar – Vieselbach	Leitung	13	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		103	2024	
P39	M29	Röhrsdorf – Weida – Remptendorf	Leitung	14	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		107	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	Nr. BB-PIG 2013	Szenario						NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A		B1		B2	C		Ausbau	Bestand		
					2025	2025	2025 GG	2025 GI	2025	2025					
P39	M29b	Röhrsdorf – Weida – Remptendorf	Leitung						X			107	2025		
P40	M26	Graustein – Bärwalde	Leitung		X	X	X	X	X	X		22	2025		
P41	M57	Punkt Metternich – Niederstedem	Leitung	15	X	X	X	X	X	X		108	2021	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz	
P42	M53	Punkt Okriftel – Punkt Obererlenbach	Leitung	16	X	X	X	X	X	X		12	2021		
P43	M74	Mecklar – Berg-rheinfeld/West (früher Gafenrheinfeld)	Leitung	17							130		2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P43 mod	M74 mod	Mecklar – Dipperz – Urberach	Leitung	(17)	X	X	X	X	X	X		164	2025		
P44	M28a	Altenfeld – Schalkau	Leitung		X	X	X	X	X	X		22	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M28b	Schalkau – Grafenrheinfeld	Leitung								89		2025		
P44 mod	M28b mod	Schalkau – Würgau – Ludersheim	Leitung		X	X	X	X	X	X		127	2025		
P46	M56	Redwitz – Schwandorf (Ostbayernring)	Leitung	18	X	X	X	X	X	X		185	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P47	M31	Weinheim – Daxlanden	Leitung	19	X	X	X	X	X	X		68	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M32	Weinheim – G380	Leitung	19	X	X	X	X	X	X		16	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M33	G380 – Altlußheim	Leitung	19	X	X	X	X	X	X		22	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M34	Altlußheim – Daxlanden	Leitung	19	X	X	X	X	X	X		38	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	Nr. BB-PIG 2013	Szenario						NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A		B1		B2	C		Ausbau	Bestand		
					2025	2025	2025 GG	2025 GI	2025	2025					
P47	M60	Urberach – Pfungstadt – Weinheim	Leitung	19	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung und -ausbau: Neubau in neuer Trasse, Neubau in bestehender Trasse und Stromkreisauflage/ Umbeseilung	7	60	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M64	Kriftel – Farbwerke Höchst-Süd	Leitung	19	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		5	2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P48	M38a	Grafenrheinfeld – Kupferzell	Leitung	20	X	X		X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		110	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M39	Kupferzell – Großgartach	Leitung	20	X	X		X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		48	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P49	M41a	Daxlanden – Bühl/ Kuppenheim – Weier – Eichstetten	Leitung	21	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		121	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P50	M41	Oberjettingen – Engstlatt	Leitung		X	X	X	X			Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		34	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M366	Pulverdingen – Oberjettingen	Leitung		X	X	X	X			Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		45	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P51	M37	Großgartach – Pulverdingen	Leitung	22	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		40	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P52	M59	Herbertingen – Tiengen	Leitung	23	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		115	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M93	Punkt Rommelsbach – Herbertingen	Leitung	24	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		62	2018	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
	M94b	Punkt Neuravensburg – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	25	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		7	2023	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M95	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Leitung	25	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		88	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P53	M350	Ludersheim – Sittling – Altheim	Leitung		X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		119	2018/ 2024	



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	Nr. BB-PIG 2013	Szenario						NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A		B1		B2	C		Ausbau	Bestand		
					2025	2025	2025 GG	2025 GI	2025	2025					
P53	M431	Irsching – Sittling	Leitung		X	X	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	25		2018	
	M54	Raitersaich – Ludersheim	Leitung		X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		40	2024	
P64	M107 off-shore	Combined Grid Solution (CGS)	Leitung	29	X	X	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P65	M98	Oberzier – Bundesgrenze (BE)	Leitung	30	X	X	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	45		2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P66	M101	Wilhelmshaven (Fedderwarden) – Conneforde	Leitung	31	X	X	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	35		2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
P67	M102	Abzweig Simbach	Leitung	32	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		4	2018	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
	M103	Altheim – Bundesgrenze (AT)	Leitung	32	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		78	2018	2: im Raumordnungsverfahren/ Bundesfachplanung
P69	M105	Emden/Ost – Conneforde	Leitung	34	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
	M105	Emden/Ost	Anlage	34	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: horizontal			2019	4: genehmigt oder im Bau
P70	M106	Birkenfeld – Mast 115A	Leitung	35	X	X	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	15		2019	3: vor oder im Planfeststellungsverfahren/ Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz
P72	M351	Göhl – Lübeck	Leitung		X	X	X	X	X	X	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	58		2021	
	M49	Lübeck – Siems	Leitung		X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		20	2021	
	M50	Lübeck – Kreis Segeberg	Leitung		X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		50	2019	



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	Nr. BB-PIG 2013	Szenario						NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A		B1		B2	C		Ausbau	Bestand		
					2025	2025	2025 GG	2025 GI	2025	2025					
P74	M96	Vöhringen – Punkt Bundesgrenze (AT)	Leitung	36	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		110	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
	M97	Woringen/Lachen	Leitung	36	X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		1	2020	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P84	M367	Hamburg/Nord – Hamburg/Ost	Leitung		X	X	X	X			Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		31	2024	
	M368	Krümmel – Hamburg/Ost	Leitung		X	X	X	X			Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		28	2024	
P100	M216	380/220-kV-Transformator Walsum	Anlage		X	X	X	X	X	X	Netzausbau: horizontal			2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P110	M225	380/220-kV-Transformator Sechtem	Anlage		X	X	X	X	X	X	Netzausbau: horizontal			2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren
P112	M201	Pleinting – St. Peter	Leitung		X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		60	2022	
	M212	Abzweig Pirach	Leitung		X	X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		11	2022	
P113	M202	Krümmel – Lüneburg – Stadorf	Leitung							X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		53	2025	
	M203	Stadorf – Wahle	Leitung							X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		86	2025	
P115	M205	Bereich Mehrum	Anlage		X	X	X	X	X	X	Netzausbau: horizontal			2019	
P118	M207	Borken – Mecklar	Leitung			X	X	X	X	X	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/Umbeseilung		40	2021	
P123	M208	Dresden/Süd – Schmölln	Leitung							X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		37	2025	
P124	M209a	Wolmirstedt – Klostermansfeld	Leitung							X	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		119	2025	



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Pro- jekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	Nr. BB- PIG 2013	Szenario					NOVA- Kategorie: Typ	Trassen länge in km		anvi- sierte Inbe- trieb- nahme	Umsetzungs- stand
					A	B1		B2	C		Aus- bau	Be- stand		
					2025	2025 GG	2025 GI	2025	2025					
P124	M209b	Klostermansfeld – Querfurt/Nord	Lei- tung							X		22	2024	
	M209c	Klostermansfeld – Querfurt/Nord	Lei- tung							X		22	2025	
P127	M393	Lubmin	An- lage		X	X	X	X	X	X			2018	
	M397	Röhrsdorf	An- lage		X	X	X	X	X	X			2025	
	M314	Vieselbach	An- lage		X	X	X	X	X	X			2015	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
P133	M253	Borken – Gießen/Nord	Lei- tung		X	X	X	X	X	X		73	2022	
P135	M255	Bechterdissen – Ovenstädt	Lei- tung		X	X	X	X				60	2025	
P150	M352a	Querfurt/Nord – Wolkramshausen	Lei- tung		X	X	X	X		X		71	2024	
P151	M353	Borken – Twistetal	Lei- tung		X	X	X	X	X	X		42	2021	
P153	M355	Umspannwerk Alfstedt	An- lage		X	X	X	X	X	X			2018	
P154	M356a	380/220-kV-Trans- formator Siegburg	Lei- tung		X	X	X	X	X	X	1		2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
	M356	380/220-kV-Trans- formator Siegburg	An- lage		X	X	X	X	X	X			2018	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
P155	M357	Schaltanlage Elsfleth/West	An- lage		X	X	X	X	X	X			2017	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren
P157	M359	Schaltanlage Conneforde	An- lage		X	X	X	X	X	X			2018/ 2022	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungs- verfahren



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	Nr. BB-PIG 2013	Szenario					NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A	B1		B2	C		Ausbau	Bestand		
					2025	2025	2025 GG	2025 GI	2025					
P158	M360	St. Peter und Eiberg	Anlage		X	X	X	X	X			2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
	M360	380/220-kV-Transformator Mettmann	Anlage		X	X	X	X	X			2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P159	M62	Bürstadt – BASF	Leitung		X	X	X	X	X		13	2021	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P160	M361	380/220-kV-Transformator Brauweiler	Anlage		X	X	X	X	X			2019	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P161	M91	Großkrotzenburg – Urberach	Leitung		X	X			X	X	24	2025		
P171	M381	Hanekenfähr – Punkt Merzen	Leitung		X	X	X	X		X	36	2021		
P172	M382 mod	Gundelfingen – Vöhringen	Leitung		X	X	X		X	X	46	2022		
P173	M452	Vöhringen – Dellmensingen	Leitung		X	X	X		X	X	17	2022		
P176	M387	Eichstetten – Bundesgrenze [FR]	Leitung		X	X	X	X	X	X	18	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P178	M404	Gütersloh – Bechterdissen	Anlage		X	X	X	X	X			2025		
P180	M406	Marzahn – Friedrichshain – Mitte – Charlottenburg – Reuter – Teufelsbruch (Kabel)	Leitung		X	X	X	X	X	X	33	2024	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P185	M420	Redwitz – Landesgrenze Bayern/Thüringen	Leitung		X	X	X	X	X	X	37,5	2016		
P200	M425	Hambach	Leitung		X	X	X	X	X	X	16	2025		
P201	M426	380-kV-Umstellung Eller	Anlage		X	X	X	X	X	X		2025		



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Projekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	Nr. BB-PIG 2013	Szenario						NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km		anvisierte Inbetriebnahme	Umsetzungsstand
					A		B1		B2	C		Ausbau	Bestand		
					2025	2025	2025 GG	2025 GI	2025	2025					
P201	M427	Netzverstärkung zwischen St. Peter und Norf	Leitung		X	X	X	X	X	X		3	2025		
P202	M428	Zubeseilung Hattingen – Punkt Wanne	Leitung		X	X	X	X	X	X		24	2025		
P203	M429	380-kV-Umstellung Amelsbüren und Umstrukturierung Walstedde	Leitung			X	X	X	X	X		18	2025		
P204	M430	380-kV-Umstellung zwischen Tiengen und Beznau	Leitung		X	X	X	X	X	X		4	2025		
P205	M416	Einschleifung Eichstetten – Kühmoos	Leitung		X	X	X	X	X	X		4	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P206	M417	Gurtweil – Kreis Konstanz	Leitung		X	X	X	X	X	X		36	2025	1: Vorbereitung Planungs- und Genehmigungsverfahren	
P210	M433	Diele – Meeden (NL)	Leitung		X	X	X	X	X	X		10	2025		
P211	M434	Gießen/Nord – Karben	Leitung		X	X	X	X	X	X		51	2025		
P212	M435	Grohnde – Würgassen	Leitung		X		X	X				57	2025		
P214	M453	Streumen – Röhrsdorf	Leitung		X	X	X	X	X			83	2025		
P215	M454	Bentwisch – Güstrow	Leitung		X	X	X	X	X	X		36	2025		
P216	M455	Güstrow – Jördenstorf – Siedenbrünzow – Iven – Lubmin – Pasewalk/Nord – Pasewalk	Leitung							X	X	197	2025		
P217	M456	Jessen/Nord – Ragow	Leitung							X		74	2025		
P218	M457	Weida – Eula – Röhrsdorf	Leitung							X		119	2025		



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Pro- jekt	M-Nr.	Maßnahme	Art	Nr. BB- PIG 2013	Szenario						NOVA- Kategorie: Typ	Trassen länge in km		anvi- sierte Inbe- trieb- nahme	Umsetzungs- stand
					A		B1		B2	C		Aus- bau	Be- stand		
					2025	2025	2025 GG	2025 GI	2025	2025					
P219	M458	Jessen/Nord – Marke – Lauchstädt	Lei- tung						X			147	2025		
P220	M459	Streumen – Eula	Lei- tung						X			84	2025		
P221	M460	Hansa Power- Bridge (HPB)	Lei- tung		X	X	X	X	X	X		60	2023 – 2025		
P222	M461	Ottenhofen – Oberbachern	Lei- tung					X				44	2022		
P223	M462	Güstrow – Wessin – Görries – Krümmel	Lei- tung				X	X				147	2025		
P224	M463	Wolkramshausen – Ebeleben – Vieselbach	Lei- tung		X	X	X	X		X		66	2024		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

5.3 Realisierte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2014

Tabelle 28: Realisierte Maßnahmen NEP 2014

Startnetznummer im NEP 2014	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
50HzT-001	Netzausbau: Neubau einer 380-kV-Doppelleitung Vieselbach – Altenfeld – Redwitz, Teilabschnitt Thüringen	Vieselbach – Altenfeld	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	57	
50HzT-P59	Netzverstärkung Bärwalde – Schmölln	Bärwalde – Schmölln	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		46
50HzT-P60	Netzverstärkung und -ausbau: Umstrukturierung und Verstärkung des 380kVNetzes südlich von Magdeburg	Abzweig Förderstedt	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	10	
		Förderstedt	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
50HzT-P61	Netzausbau: Erhöhung der Übertragungskapazität im 380kVNetz zwischen Görries und Parchim/Lübz	Abzweig ParchimSüd	Leitung	Netzausbau: Neubau in neuer Trasse	1	
50HzT-P62	Netzverstärkung und -ausbau: Erhöhung der Transformatorenkapazität und Verstärkung der Netzeinbindung im Umspannwerk Siedenbrünzow	2. Einschleifung Siedenbrünzow	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		1
AMP-006	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Pfalz	St. Barbara	Anlage	Netzausbau		
		Otterbach	Anlage	Netzausbau		
		Netzverstärkung Mittelbexbach – St. Barbara	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		1
AMP-010	Netzverstärkung und -ausbau in der Region Münsterland – Westfalen	Ibbenbüren	Anlage	Netzausbau		
		Westerkappeln – Punkt Hambüren	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		1,5
		Ibbenbüren – Punkt Hagedorn – Westerkappeln	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse Stromkreisauflage/ Umbeseilung		3
		Hanekenfähr – Punkt Walstedde – Uentrop	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		125
AMP-011	Netzverstärkung Gütersloh – Bechterdissen	Bielefeld – Bechterdissen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisauflage/ Umbeseilung		2
		Netzverstärkung Punkt Friedrichsdorf – Bielefeld	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		19



5 Übersicht aller erforderlichen Maßnahmen sowie des Umsetzungsstands

Startnetznummer im NEP 2014	Projekt	Maßnahme	Art	NOVA-Kategorie: Typ	Trassenlänge in km	
					Ausbau	Bestand
TNG-001	Netzverstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis	Goldshöfe – Niederstotzingen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		47
	Netzverstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		26
	Netzverstärkung: Erweiterung der 380-kV-Leitungen Goldshöfe – Niederstotzingen und Dellmensingen – Niederstotzingen um einen weiteren 380-kV-Stromkreis	Niederstotzingen – Dellmensingen	Leitung	Netzverstärkung: Neubau in bestehender Trasse		15
TNG-002	Netzausbau: Zubau der 380kV-Anlage Goldshöfe um einen 250Mvar Kondensator zur Blindleistungskompensation	Kondensator und Schaltfeld Goldshöfe	Anlage	Netzverstärkung: horizontal		
TNG-005	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Neckarwestheim – Endersbach	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		32
	Netzverstärkung: Zubau der 380-kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Großgartach – Neckarwestheim	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		12
	Netzverstärkung: Zubau der 380kV-Verbindung Großgartach – Mühlhausen mit Umspannwerkserweiterungen in Großgartach und Mühlhausen	Neckarwestheim – Mühlhausen	Leitung	Netzverstärkung: Stromkreisaufgabe/ Umbeseilung		25

Quelle: Übertragungsnetzbetreibe

6 KONSULTATION



6 KONSULTATION

Die Übertragungsnetzbetreiber erläutern der Öffentlichkeit mit dem vorliegenden Entwurf zum Netzentwicklungsplan (NEP 2025) die gewählten Verfahren und die genutzten Daten sowie die daraus abgeleiteten Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau des Strom-Übertragungsnetzes. Der vorliegende Netzentwicklungsplan bildet dabei nicht die einzig möglichen Optionen ab, sondern stellt Lösungen für unterschiedliche Szenarien dar, die den Anforderungen des Szenariorahmens unter Berücksichtigung der politischen Vorgaben und Rahmenbedingungen nach Abwägung mit den geprüften, in Betracht kommenden anderweitigen Planungsmöglichkeiten effizient gerecht werden.

Die Konsultation ist ein wichtiges Instrument, um eine aktive gesellschaftliche Beteiligung zu ermöglichen. Um den zur Konsultation stehenden Netzentwicklungsplan inhaltlich nicht zu überfrachten und im Sinne der Transparenz des Gesamtprozesses eine bessere Lesbarkeit und Verständlichkeit zu erreichen, wurden aus dem NEP 2025 Zusatzinformationen zur inhaltlichen Vertiefung auf die Internetseite www.netzentwicklungsplan.de ausgelagert.

Die Konsultation des NEP durch die Übertragungsnetzbetreiber findet parallel zur Konsultation des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP 2025) in der Zeit vom 30.10. bis zum 13.12.2015 statt. In diesem Zeitraum haben alle Interessierten die Gelegenheit, sich schriftlich zu den beiden Netzentwicklungsplänen zu äußern. Die Übertragungsnetzbetreiber laden zur Teilnahme an der Konsultation ein und freuen sich über eine rege Beteiligung.

Zusammen mit den Ergebnissen aus der vorgelagerten Konsultation zum Szenariorahmen sowie der nachgelagerten Konsultation der zweiten Entwürfe von NEP und O-NEP durch die Bundesnetzagentur findet so kontinuierlich die Expertise aus Gesellschaft, Politik, Wissenschaft und Wirtschaft Eingang in den NEP und ergänzt die Perspektive der Übertragungsnetzbetreiber. Das erhöht die Qualität der Netzentwicklungspläne und ist nach Ansicht der Übertragungsnetzbetreiber ein gutes Mittel, um ein besseres Verständnis und eine breite Akzeptanz für die notwendigen Ausbaumaßnahmen zu erreichen.



Wie funktioniert die Teilnahme an der Konsultation?

Sie können Ihre Stellungnahme zwischen dem 30.10. und dem 13.12.2015 entweder online über die Eingabe in eine Konsultationsmaske auf www.netzentwicklungsplan.de, per E-Mail an konsultation@netzentwicklungsplan.de oder auf postalischem Wege abgeben. Die Anschrift lautet: **Netzentwicklungsplan Strom, Postfach 10 05 72, 10565 Berlin.**

In der Stellungnahme ist kenntlich zu machen, auf welchen Plan (NEP oder O-NEP) sich Ihre Stellungnahme bezieht. Es sollte keine gemeinsame Stellungnahme zu beiden Plänen erfolgen. Veröffentlicht werden Stellungnahmen, die per E-Mail oder über das Internetformular eingegangen sind und für die eine ausdrückliche Einverständniserklärung vorliegt. Bei Privatpersonen werden alle persönlichen Daten unkenntlich gemacht.

Damit alle Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung vorliegt, möglichst schnell publiziert werden können, wird bei Serienbriefen nur der erste Brief veröffentlicht und um eine Liste der weiteren Absender ergänzt.

Alle rechtzeitig eingegangenen Stellungnahmen werden durch die Übertragungsnetzbetreiber dokumentiert, ausgewertet und bearbeitet. Mehrfache Einsendungen des gleichen Beitrags von einer Person werden als eine Stellungnahme berücksichtigt.

Die Stellungnahmen werden nicht individuell bestätigt oder beantwortet, sondern angemessen in den zweiten überarbeiteten Entwurf des NEP eingearbeitet. Dazu werden die Übertragungsnetzbetreiber 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.

Alle per E-Mail eingesandten oder über die Konsultationsmaske eingegebenen sachlichen Stellungnahmen, für die eine Einverständniserklärung zur Veröffentlichung vorliegt, werden sukzessive online auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht. Die Veröffentlichung postalisch eingesandter Stellungnahmen ist leider nicht möglich.

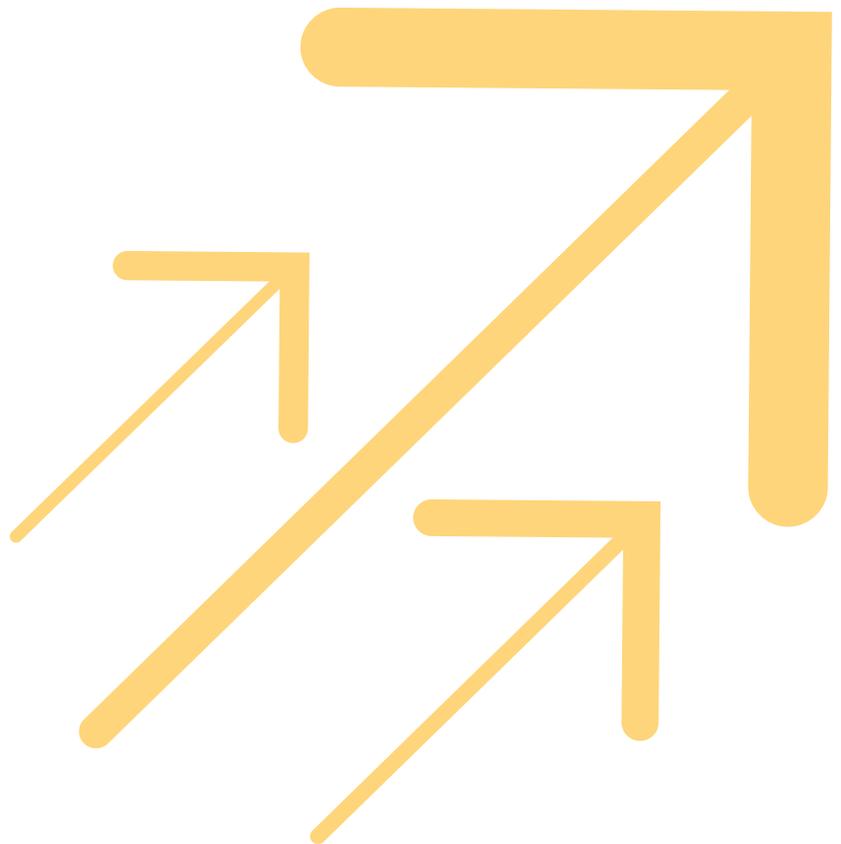
Konkrete Hinweise zur Konsultation bekommen Sie auch im Konsultationsleitfaden der Übertragungsnetzbetreiber sowie im Film zur Konsultation, die Sie beide unter www.netzentwicklungsplan.de finden. Neben dem Ablauf der Konsultation wird dort insbesondere erklärt, welche inhaltlichen Anmerkungen in welcher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



Übersicht Links

- Gemeinsame Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber zum Netzentwicklungsplan Strom: www.netzentwicklungsplan.de ↗

7 FAZIT



7 FAZIT

Der Netzentwicklungsplan (NEP) 2025, der erstmals das Zieljahr und nicht das Erstellungsjahr im Titel trägt, bezieht sich auf den Ausbaubedarf im deutschen Onshore-Stromtransportnetz und basiert auf den gesetzlichen Vorgaben im Energiewirtschaftsgesetz (§ 12a–d EnWG). Die Übertragungsnetzbetreiber planen, entwickeln und bauen das Netz der Zukunft. Sie zeigen mit dem NEP, wie der Umbau der Erzeugungslandschaft in Deutschland und die Integration erneuerbarer Energien in zehn bzw. 20 Jahren gelingen kann.

Prozess und Methodik

Indem die Annahmen zur Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, die verwendete Berechnungsmethode und der daraus resultierende Netzausbaubedarf offen dargestellt werden, wird der Prozess der Netzentwicklungsplanung transparent. Der NEP 2025 folgt der in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 angewandten und durch die BNetzA bestätigten Methodik. Der am 19.12.2014 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigte Szenariorahmen ist der Ausgangspunkt für die Erstellung des Netzentwicklungsplans sowie des Offshore-Netzentwicklungsplans 2025 (nach § 12b EnWG und § 17b EnWG) hinsichtlich zukünftig angenommener Erzeugungskapazitäten und der Verbrauchssituation. Erstmals hat die BNetzA in diesem sechs Szenarien ausgewiesen.

Der NEP 2025 zeigt wie seine Vorgänger den Übertragungsbedarf zwischen Anfangs- und Endpunkten auf. Anfangspunkte liegen in der Regel in Regionen mit Erzeugungsüberschuss, Endpunkte in solchen mit hohem Verbrauch bzw. nahe Standorten von Kernkraftwerken, die bis Ende 2022 stillgelegt sein werden. Der vorliegende Netzentwicklungsplan 2025 beschreibt ebenso wie seine Vorgänger keine konkreten Trassenverläufe von neuen Übertragungsleitungen, sondern er dokumentiert den notwendigen Übertragungsbedarf zwischen Netzknoten. Es wird ein bedarfsgerechtes Netz dimensioniert.

Genannte Ortsnamen zur Bezeichnung von Anfangs- und Endpunkten sind rein technische Aussagen, die der Identifikation bestehender Netzverknüpfungspunkte dienen. Konkrete Trassenkorridore bzw. Trassen werden erst in den nachgelagerten Verfahrensschritten (z. B. Bundesfachplanung, Planfeststellung) festgelegt. Der NEP legt weder Standorte für zukünftige Kraftwerke oder EE-Anlagen fest, noch definiert er das zukünftige Marktdesign oder gibt dafür Empfehlungen oder Optimierungsvorschläge.

Neben dem Ausbau des 380-kV-Drehstromnetzes sind Hochspannungs-Gleichstrom-Verbindungen (HGÜ) für den weiträumigen Übertragungsbedarf von Norden nach Süden sowie teilweise als Interkonnektoren zum benachbarten Ausland vorgesehen. Sie ermöglichen auf langen Strecken eine verlustarme Stromübertragung und stabilisieren bei Einsatz moderner Technologie das Drehstromnetz. Ein sonst notwendiger, weitaus großflächiger Ausbau des Drehstromnetzes wird so vermieden. Zur Ein- und Ausspeisung sind Umrichteranlagen (Konverter) erforderlich, die die Anzahl möglicher Abspannpunkte zur Versorgung von Regionen und Städten bzw. zur Aufnahme von regional erzeugtem Strom auf der Strecke erheblich begrenzen.

Der im NEP vorgeschlagene kombinierte Einsatz von Gleichstrom- und Wechselstrom-Technologie ermöglicht eine gesamthafte Optimierung des Übertragungsnetzes für die historisch gewachsenen Versorgungsaufgaben und den künftigen, sich ändernden Übertragungsbedarf im Hinblick auf Netzstabilität, Wirtschaftlichkeit und Rauminanspruchnahme.

Die Übertragungsnetzbetreiber entwickeln die für die Marktsimulation und die Netzplanung eingesetzten Methoden und Simulationstools kontinuierlich weiter: So konnte z. B. die Methodik zur Regionalisierung erneuerbarer Energien für den Netzentwicklungsplan 2025 gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2014 deutlich verbessert und verfeinert werden (siehe Kapitel 2).



Darüber hinaus haben die Übertragungsnetzbetreiber den im Rahmen des ersten Entwurfs des NEP 2014 angewandten methodischen Ansatz zur Bewertung von Netzausbaumaßnahmen zu einem Set an Bewertungskriterien weiterentwickelt. In einem Pilotprojekt wurden die Maßnahmen des Szenarios B1 2025 exemplarisch einer Analyse anhand der Bewertungskriterien unterzogen. Diese Bewertungskriterien können nicht nur der zusätzlichen Beschreibung und Charakterisierung der Maßnahmen dienen, sondern auch zur Identifizierung von Vorzugsmaßnahmen aus dem Gesamtset aller notwendigen Maßnahmen eines NEP.

Das Verfahren wird in diesem NEP noch nicht angewandt, wird aber in einem Begleitdokument beschrieben, das unter www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokument_NEP_2025_1_Entwurf_Massnahmenbewertung.pdf zu finden ist.

Wie bereits in den vorherigen Netzentwicklungsplänen wurden Netzoptimierungs- und -verstärkungsmaßnahmen gegenüber reinen Ausbaumaßnahmen priorisiert. Dies bedeutet, dass grundsätzlich immer das vorhandene Netz optimiert oder verstärkt wird. Erst wenn alle technischen Optionen zur Optimierung oder Verstärkung überprüft wurden und sich als nicht ausreichend erwiesen haben, wird ein Leitungsneubau vorgeschlagen. Das dem Netzentwicklungsplan zugrunde liegende NOVA-Prinzip (siehe Kapitel 4.1.2) orientiert sich bereits an der Nutzung vorhandener Trassen. Auch in den dem NEP zeitlich nachgelagerten Planungs- und Genehmigungsverfahren werden – soweit möglich – Trassen des heutigen Netzes berücksichtigt.

Ergebnisse der Netzanalysen

Durch die Bandbreite von sechs Szenarien decken die ermittelten Netzmaßnahmen eine Vielzahl möglicher zukünftiger Entwicklungen ab. Der vorliegende Netzentwicklungsplan enthält alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes im Sinne des § 12b Abs. 1 S. 2 EnWG. Die sogenannten vertikalen Punktmaßnahmen sind dabei in den Datensätzen enthalten und nur noch teilweise im Zusammenhang mit einzelnen Leitungsbaumaßnahmen im NEP-Bericht selbst dargestellt.

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen, dass sich der Umfang des Netzentwicklungsbedarfs gegenüber dem NEP 2014 nicht grundlegend verändert.

Wie bereits in den vorherigen Netzentwicklungsplänen erweisen sich die Maßnahmen des Bundesbedarfsplans als robust gegenüber den veränderten Rahmenbedingungen. Das gilt sowohl in Bezug auf die Veränderungen zwischen dem NEP 2014 und dem NEP 2025 (Kraftwerkspark, Zubau erneuerbarer Energien als Folge des neuen EEG, Berücksichtigung Einspeisemanagement) als auch innerhalb der Bandbreite der Szenarien des NEP 2025 (Szenarien mit und ohne explizite Vorgaben zur CO₂-Reduktion). Die Notwendigkeit aller Maßnahmen aus dem Bundesbedarfsplan 2013 zeigt sich sowohl in allen zehnjährigen Szenarien des NEP 2025 als auch in den Szenarien für 2035, die zur Nachhaltigkeitsprüfung herangezogen wurden. Der kombinierte Einsatz von Gleich- und Wechselstromtechnologie zur sicheren Gewährleistung der Stromübertragung wird erneut als notwendig nachgewiesen.

Neben den im Bundesbedarfsplan enthaltenen Maßnahmen erweisen sich auch die von der BNetzA im NEP 2013 und im NEP 2014 bestätigten Maßnahmen in allen Szenarien als erforderlich.

Als Folge der Eckpunkte der Regierungskoalition vom 01.07.2015 (siehe Kapitel 1.3) haben die Übertragungsnetzbetreiber in den Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI sowohl die Variation des Endpunktes der HGÜ-Verbindung von Sachsen-Anhalt nach Bayern (DC5, DC6) als auch Maßnahmen zur Entflechtung des Netzknotens Grafenrheinfeld untersucht.



In der im August 2015 von den ÜNB vorgelegten Zusatzuntersuchung zum NEP 2014 wurde ausgeführt: „Die Netzbe-rechnungen zeigen, dass Gundremmingen als Netzverknüpfungspunkt elektrotechnisch besser geeignet ist als Isar, und bestätigen die netztechnische Effizienz des NEP 2014. Der Verknüpfungspunkt Isar kann durch eine Erhöhung der Übertragungsleistung zwischen Ottenhofen und Oberbachern (ca. 40 km Netzverstärkung) als südlicher Netzverknüpfungspunkt für den Korridor D geeignet gemacht werden.“ In den Analysen des NEP 2025 zeigen sich darüber hinaus kleinere strukturelle Veränderungen im Umfeld der Netzverknüpfungspunkte Gundremmingen bzw. Isar, die eine Reduzierung des Netzausbaus an unterschiedlichen Stellen in geringem Umfang zur Folge haben, wie in der Übersicht in Kapitel 5 ausgewiesen.

In Bezug auf die Entlastung des Netzknotens Grafenrheinfeld konnte in den Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI nach-gewiesen werden, dass ein Ersatz der Neubau-Projekte P43 Mecklar – Bergheinfeld/West (früher Grafenrheinfeld) und P44 Altenfeld – Grafenrheinfeld durch eine Verstärkung bestehender 380-kV-Leitungen (P43mod Mecklar – Dipperz – Urberach und P44mod Altenfeld – Würgau – Ludersheim) grundsätzlich möglich ist. Durch die veränderte Leitungsfüh-rung wird bei diesen Projekten auf Neubau in neuer Trasse vollständig verzichtet. Die beiden Netzverstärkungsprojekte P43mod und P44mod sind zusammen allerdings rund 75 km länger als der Neubau der Projekte P43 und P44. Darüber hinaus ist zu beobachten, dass sich in den beiden Netzalternativen B1 2025 GG und B1 2025 GI die regionale Belastung des Netzes im Süden Deutschlands verschiebt. Die Ersatzmaßnahmen zur Entlastung von Grafenrheinfeld leiten die Leistungsflüsse aus dem Norden um Grafenrheinfeld herum, was zu einer Entlastung der Mainkupplung zwischen TenneT und TransnetBW führt. Diese Variante verschlechtert im Vergleich zum Szenario B1 2025 den Vermaschungsgrad um Grafenrheinfeld. Die Ost-West-Vermaschung – und damit die Anbindung der neuen Bundesländer – nimmt ab. Bei einer weiteren Zunahme der Stromflüsse, z. B. durch den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, ist bei Verzicht auf die Neu-bau-Projekte P43 und P44 in Zukunft tendenziell eher mit weiteren zusätzlichen Netzverstärkungs- oder -ausbaumaß-nahmen zu rechnen.

Die Bewertung der Stabilität hat gezeigt, dass die im NEP 2025 auftretenden Netzbelastungen vergleichbar mit denen in den Netzentwicklungsplänen 2012, 2013 und 2014 sind. Es lassen sich grundsätzlich keine veränderten Anzeichen für Probleme hinsichtlich der transienten Stabilität und der Spannungsstabilität erkennen.

Das Volumen der Netzverstärkungen auf Bestandstrassen (Umbeseilung oder Stromkreisaufgaben, Neubau einer leis-tungsfähigeren Leitung in bestehenden Trassen) beträgt im Szenario B1 2025 rund 5.900 Trassenkilometer und im Sze-nario B2 2025 6.400 km. Der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen liegt in den Szenarien B1 2025 und B2 2025 jeweils bei 3.300 km, davon sind ca. 2.200 km HGÜ-Verbindungen. Auch der deutsche Anteil der Gleichstrom-Interkonnektoren nach Belgien, Dänemark, Norwegen und Schweden mit einer landseitigen Länge von rund 220 km ist darin enthalten. In den beiden Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI ist der erforderliche Umfang der Netzverstärkungen auf Bestands-trassen mit rund 6.300 km bzw. 6.400 km etwas höher als im Szenario B1 2025. Dafür ist der Ausbaubedarf neuer Leitungstrassen in den beiden Varianten mit ca. 3.100 km geringer als im Szenario B1 2025 mit 3.300 km. Die Übertra-gungskapazität der HGÜ-Verbindungen beträgt in den Szenarien B1 2025 und B2 2025 in Summe 10 GW, in den Szenarien A 2025 und C 2025 in Summe 8 GW.

Die Investitionskosten für die Netzmaßnahmen werden im Netzentwicklungsplan auf Basis von Standardkosten ermittelt und haben einen vorläufigen Charakter. Das Gesamtvolumen der Investitionen liegt in den nächsten zehn Jahren je nach Szenario in einer Bandbreite von 22 bis 25 Mrd. € bei einer Ausführung als Freileitung. Werden die HGÜ-Verbindungen DC1 sowie DC3–6 zu 100 % als Erdkabel ausgeführt, liegen die Schätzkosten zwischen 31 und 36 Mrd. €.



Erwartungen an den Netzentwicklungsplan 2025: Wie ergibt sich der Netzausbaubedarf?

Seit der Veröffentlichung des Netzentwicklungsplans 2014 haben sich einige energiewirtschaftliche Prämissen verändert, die sich vermeintlich reduzierend auf den Netzausbaubedarf auswirken: Das EEG wurde novelliert, eine Spitzenkappung erneuerbarer Energien für alle Szenarien eingeführt und der konventionelle Kraftwerkspark verkleinert. Auch unter diesen veränderten Rahmenbedingungen zeigt sich als Ergebnis im vorliegenden NEP wieder ein vergleichbar hoher, energiewirtschaftlich benötigter Netzausbau wie in den vorherigen Jahren. Das wird bedingt durch unterschiedliche Faktoren:

- Die Mantelzahlen für erneuerbare Energien haben sich erheblich verändert. Die EEG-Novelle aus dem Jahr 2014 hat nicht zu einer Verringerung des Zubaus erneuerbarer Energien geführt, sondern zu einer Verstärkung und leichten Erhöhung. Ein Vergleich der Szenarien B 2024* und B1 2025/B2 2025 zeigt folgendes Bild: Die installierte Leistung Wind offshore hat zwischen B 2024* und B 2025 um 2,2 GW abgenommen, bei Wind onshore dafür um 8,8 GW zugenommen. Insgesamt ist die installierte Leistung erneuerbarer Energien im Szenario B zwischen dem NEP 2014 und dem NEP 2025 angestiegen.
- Die im zweiten Entwurf des NEP 2014 im Szenario B 2024* auf Basis des novellierten EEG erstmals angewandte neue Regionalisierungsmethodik für erneuerbare Energien wurde im NEP 2025 weiter verfeinert und auf alle Szenarien ausgeweitet. Im Ergebnis führt dies dazu, dass die installierte Kapazität bei Wind onshore insbesondere in Nord- und Ostdeutschland zunimmt. Das erhöht zusätzlich den Übertragungsbedarf in Nord-Süd-Richtung und mindert so den dämpfenden Effekt der Spitzenkappung erneuerbarer Energien.
- Der Rückgang der inländischen Kraftwerksproduktion im Vergleich zum NEP 2014 wird einerseits durch den erhöhten Zubau erneuerbarer Energien ausgeglichen und andererseits durch die Stromproduktion in ausländischen Kraftwerken, die Deutschland in den Szenarien mit CO₂-Begrenzung zu einem Nettoimporteur von Strom werden lassen.
- Die Anzahl der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen ist auch deswegen höher als im NEP 2014, da im NEP 2025 in den zehnjährigen Szenarien der Zubau von zwei DC-Verbindungen (Wehrendorf – Urberach und Kreis Segeberg – Wendlingen) unter den neuen Rahmenbedingungen noch nicht notwendig ist. Damit sind in diesen Szenarien mehrere hundert Kilometer Neubau in neuer Trasse noch nicht erforderlich. Stattdessen zeigten die Netzanalysen, dass weitere Netzverstärkungen im Bestand notwendig sind, was im Vergleich zum NEP 2014 sowohl die Zahl der Maßnahmen als auch die insgesamt für die Netzverstärkung ermittelten Kilometer Leitungslänge etwas erhöht.
- Insgesamt nimmt das Nord-Süd-Gefälle bei Erzeugung und Verbrauch in Deutschland – aber auch in Europa – weiter zu. Haupttreiber sind dabei die erneuerbaren Energien. Daher bleibt der großräumige Übertragungsbedarf zwischen den erneuerbaren Energien im Norden und Osten auf der einen und den Last- und Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland auf der anderen Seite bestehen.
- Im Quervergleich der Szenarien zeigt sich, dass für den Netzausbaubedarf im Wesentlichen die Differenz zwischen der installierten Erzeugungskapazität und der Last bzw. dem Verbrauch entscheidend ist. Aus diesem Grund ist auch der Netzausbaubedarf in den Szenarien A 2025 und C 2025 trotz der großen Differenzen zwischen den Eingangsparametern der Szenarien in etwa gleich. Gleiches gilt für die Szenarien B1 2025 und B2 2025, bei denen die Differenz in den Ergebnissen der Marktsimulation erheblich ist (Deutschland ist B1 2025 Nettoexporteur von Strom, in B2 2025 dagegen Nettoimporteur). Im Vergleich dazu ist die Differenz in Bezug auf den Netzausbaubedarf marginal.

Netztechnische Effizienz des NEP 2025

Ein Vergleich der Ergebnisse der Szenarien A 2025, B1 2025, B2 2025 und C 2025 vor den Eckpunkten der Regierungskoalition vom 01.07.2015 mit den Ergebnissen der beiden aus den Eckpunkten abgeleiteten Varianten B1 2025 GG und B1 2025 GI zeigt, dass die ursprünglichen Berechnungen der ÜNB ein robustes Netz darstellen, das den Übertragungsaufgaben effizient gerecht wird. Die in den beiden Varianten vorgenommenen Änderungen stellen zwar auch ein grundsätzlich funktionsfähiges Netz dar. Die netztechnische Effizienz ist jedoch schlechter. Der Vermaschungsgrad ist geringer und Ost-West-Flüsse können schlechter beherrscht werden.

GLOSSAR

A

ACER

„Agency for the Cooperation of Energy Regulators“ ist die europäische Regulierungsagentur. Sie hat vor allem eine koordinierende und beratende Funktion. Eine ihrer Hauptaufgaben besteht in der Ausarbeitung von nicht bindenden Rahmenleitlinien, auf deren Basis ENTSO-E die Netzkodizes entwickelt. Die Koordination von Investitionen und Infrastrukturmaßnahmen sowie die Überwachung der Funktionsfähigkeit des europäischen Elektrizitäts- und Gassektors gehören ebenfalls zu ihren Aufgaben.

Anschluss in HGÜ-Technik

Von jedem Offshore-Windpark führt ein Seekabel zu einer Plattform mit einer Gleichrichterstation (meistens als Konverterstation bezeichnet). Von dort aus wird der in den Windkraftanlagen produzierte Drehstrom in Gleichstrom umgewandelt und per Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung durch das Meer und über Land zum nächstgelegenen Einspeisepunkt – einer Umrichterstation (meistens ebenfalls als Konverterstation bezeichnet) – transportiert. Diese Technik wird derzeit nur beim Anschluss von Offshore-Windparks in der Nordsee angewandt.

Ausgleichsvorgänge

Ausgleichsvorgänge sind eine Eigenschaft eines Systems. Sie treten beim Übergang von einem Systemzustand in einen neuen Systemzustand auf, etwa aufgrund von Änderungen von Lasten, Einspeisungen oder der Netztopologie. Solange hierbei keine Grenzwertverletzungen auftreten und der Ausgleichsvorgang hinreichend schnell abklingt, ist der Systembetrieb als Ganzes nicht beeinträchtigt.

B

Betriebsführung

Zur Betriebsführung als Systemdienstleistung 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 erbrachten Leistungen.

Bilanzkreise

Elektrische Energie ist im Allgemeinen in großen Mengen nicht speicherbar. Deshalb muss zwischen Einspeisung und Verbrauch in jedem Augenblick eine ausgeglichene Bilanz bestehen. Ein Bilanzkreis besteht aus einer beliebigen Anzahl von Einspeise- (Kraftwerke) und Entnahmestellen (Kunden) in einer Regelzone. Der jeweilige Betreiber des Bilanzkreises ist für eine jederzeit ausgeglichene Leistungsbilanz verantwortlich und saldiert über all seine Einspeise- und Entnahmestellen, gegebenenfalls auch unter Berücksichtigung von Fahrplanlieferungen aus anderen Bilanzkreisen. Auftretende Differenzen zwischen Einspeisung und Entnahme werden vom Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen und dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt.

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

Um die Blindleistung innerhalb eines Energieversorgungsnetzes zu reduzieren ist es notwendig, diese durch geeignete Blindleistungskompensationsanlagen auszugleichen.



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.

C

Common Mode-Fehler

Der Common Mode-Fehler ist der zeitgleiche Ausfall mehrerer Komponenten (Netzbetriebsmittel und Erzeugungseinheiten) aufgrund derselben Ursache.

D

Dauerleistung

Die Dauerleistung einer Erzeugungseinheit ist die höchste Leistung, die bei einem bestimmungsgemäßen Betrieb ohne zeitliche Einschränkung erbracht wird und ihre Lebensdauer (Betriebszeit) und Betriebssicherheit nicht beeinträchtigt. Die Dauerleistung kann beispielsweise mit den Jahreszeiten (z. B. aufgrund der Kühlwasserbedingungen) schwanken.

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 dar.

E

Einspeise- bzw. Entnahmepunkt

Einspeise- bzw. Entnahmepunkte sind die Anschlusspunkte im Netz, an denen elektrische Energie eingespeist bzw. entnommen wird.

Elektrische Energie, elektrische Arbeit

Als elektrische Energie wird die Fähigkeit des elektrischen Stroms bezeichnet um unter anderem 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 (1 TWh = 1.000 GWh = 1 Mio. MWh) angegeben.

Elektrische Leistung

Elektrische Leistung im physikalischen Sinne ist das Produkt aus Strom 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 (1GW = 1.000 MW) angegeben.

Elektrizitätsversorgungsnetz

Das Netz der Elektrizitätsversorgung ist die Gesamtheit aller zusammen verbundenen Anlagenteile zur Übertragung oder Verteilung elektrischer Energie. Es wird u. a. nach Regelzonen, Aufgaben, Betriebsweise, Spannungen oder nach Besitzverhältnissen unterschieden.



Elektrizitätsversorgungssystem

Ein Elektrizitätsversorgungssystem ist eine nach technischen, wirtschaftlichen oder sonstigen Kriterien abgrenzbare funktionale Einheit innerhalb der Elektrizitätswirtschaft.

Energieversorgungsunternehmen (EVU)

Ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes sind natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen.

ENTSO-E

„European Transmission System Operators for Electricity“ ist der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität. Der Verband umfasst 41 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) aus 34 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. Mitte 2009 haben die früheren Verbände ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL, UCTE und UKTSOA ihre Aktivitäten an ENTSO-E übergeben.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das „Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) wurde zum 1. April 2000 eingeführt. Das EEG schreibt die Aufnahme und Vergütung von regenerativ erzeugtem Strom aus Wasserkraft, Windkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Photovoltaik durch den örtlichen Netzbetreiber vor. Das EEG verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu einem Lastausgleich der eingespeisten Strommengen und der Vergütungen untereinander. Im Ergebnis vermarkten die ÜNB den EEG-Strom an einer Strombörse. Die daraus erzielten Einnahmen sowie die Einnahmen aus der EEG-Umlage dienen zur Deckung der Ausgaben (im Wesentlichen die Vergütungszahlungen). Die EEG-Umlage wird durch die Stromlieferanten vom Endverbraucher erhoben und an die ÜNB weitergeleitet. Die aus dem EEG abgeleiteten Erwartungen für den Zubau von Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien bilden eine wesentliche Grundlage für die Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber.

Erzeugungseinheit

Eine Erzeugungseinheit für elektrische Energie ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerks. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Kraftwerksblock, ein Sammelschienenkraftwerk, eine GuD-Anlage, den Maschinensatz eines Wasserkraftwerks, einen Brennstoffzellenstapel oder um ein Solarmodul handeln.

F

Frequenzhaltung

Die Frequenzhaltung bezeichnet die Ausregelung von Frequenzabweichungen infolge von Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme (Wirkleistungsregelung). Diese erfolgt durch Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung von Minutenreserve in den Kraftwerken. In den Strom-Übertragungsnetzen in Deutschland und Europa herrscht eine Frequenz von 50 Hertz, die von den Übertragungsnetzbetreibern mit einer geringen Abweichungstoleranz jederzeit gemeinsam möglichst konstant gehalten werden muss.

G

Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD)

Ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) ist eine Elektrizitätserzeugungseinheit (→ Erzeugungseinheit), bestehend aus einer Gasturbine, mit deren Abgasen in einem Abhitzeessel (mit oder ohne Zusatzbrenner) Dampf erzeugt wird. Mit diesem Wasserdampf wird eine Dampfturbine angetrieben, an der ein Generator zur Stromerzeugung angeschlossen ist.



Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-G)

Am 18. Mai 2000 wurde das Gesetz zum Schutz der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-G) eingeführt. Netzbetreiber sind nach dem KWK-G verpflichtet, Strom aus bestehenden KWK-Anlagen zu vergüten und unter bestimmten Bedingungen abzunehmen. Zusätzlich regelt das KWK-G die Förderung des Neu- und Ausbaus von Wärmenetzen, indem es die Netzbetreiber zur Zuschlagszahlung für realisierte Wärmenetzprojekte verpflichtet.

Die Übertragungsnetzbetreiber führen einen finanziellen Belastungsausgleich über die vergüteten KWK-Zuschläge untereinander durch, der zu einer bundesweiten Vergleichmäßigung der Zahlungen aus dem KWK-G führt. Die Netzbetreiber können die Belastungen aus dem KWK-G auf die Netznutzungsentgelte umlegen.

GIS-Bauweise

GIS bezeichnet eine spezielle, für Schaltanlagen entwickelte gasisolierte Bauweise. Diese Bauweise reduziert das Volumen der Schaltanlage und erreicht so eine wesentlich kleinere Aufstellfläche. Dadurch ist die Schaltanlage für Installationen bei begrenztem Platz geeignet.

Gleichstrom

Als Gleichstrom wird ein elektrischer Strom bezeichnet, dessen Größe und Richtung sich nicht ändert. Abgekürzt wird dieses in der Literatur durch das Kürzel DC (direct current), das auch in diesem Bericht verwendet wird.

Grundlast

Grundlast ist der während einer Zeitspanne (z. B. Tag, Monat, Jahr) gleichbleibende Teil der Belastung einer Verbrauchseinrichtung oder eines Netzes.

H

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ)

HGÜ ist ein Verfahren zur Übertragung von großen elektrischen Leistungen über sehr große Distanzen. Dabei wird eine Betriebsspannung bis zu 1.000 kV erreicht. Die Anbindung der HGÜ in das Wechselstromnetz erfolgt über Wechselrichter (Konverterstationen bzw. Gleichrichter und Umrichterstationen).

Hochtemperaturleiter

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 Umsetzbarkeit vorausgesetzt, stellt eine Umbeseilung von Standard- auf HT-Leiter eine Möglichkeit zur Netzverstärkung nach dem NOVA-Prinzip dar.



Hochstrombeseilung

Im Gegensatz zum Einsatz von Hochtemperaturleitern wird beim Neubau in bestehender oder neuer Trasse aus technisch-wirtschaftlichen Gründen der Einsatz der sogenannten Hochstrombeseilung mit deutlich größeren Querschnitten im Vergleich zum Standardleiter (siehe Hochtemperaturleiter) bevorzugt. Die Hochstrombeseilung verfügt im Regelfall über eine Dauerstrombelastbarkeit von 3.600 bzw. 4.000 A je Stromkreis bei einer zulässigen Leiterseilendtemperatur von 80 °C. Im Vergleich zum Standardleiter und der o. g. HTL-Beseilung verursacht die Hochstrombeseilung aufgrund ihres größeren Querschnittes erstens bei einem identisch hohen Stromtransport geringere Netzverluste und zweitens eine geringere Geräuschentwicklung. Da sie zudem im Gegensatz zur HTL-Beseilung auch über Investitionsvorteile verfügt und mit ihr langjährige Betriebserfahrungen vorliegen, wird bei einem Leitungsneubau in bestehender oder neuer Trasse aus technisch-wirtschaftlichen Gründen grundsätzlich die Hochstrombeseilung präferiert.

I

Impedanz

Die Impedanz, auch als Wechselstrom- oder Scheinwiderstand bezeichnet, wird als Quotient aus Wechselspannung und Wechselstrom eines Verbrauchers beschrieben. Ebenso entspricht dieser der geometrischen Summe aus Wirk- und Blindwiderstand.

Interkonnektor

Eine Höchstspannungs-Übertragungsleitung zwischen zwei Ländern wird als Interkonnektor bezeichnet.

IPP (Independent Power Producer)

Ein IPP (Independent Power Producer = unabhängiger Stromerzeuger) ist ein Kraftwerksbetreiber ohne eigenes Energienetz.

Ist-Netz

Das Ist-Netz ist das heute bestehende Stromnetz.

J

Jahreshöchstlast

Als Jahreshöchstlast wird der innerhalb eines Jahres in einem Energienetz auftretende maximale Bedarf an elektrischer Leistung bezeichnet.

K

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.

Kraftwerk

Ein Kraftwerk ist eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung aus einem Primär- oder Sekundärenergieträger elektrische Energie zu erzeugen.



Kraftwerksbetreiber

Ein Kraftwerksbetreiber verfügt aufgrund von Eigentum oder Vertragsverhältnissen über Kraftwerksleistung und kann im Allgemeinen über deren Einsatz bestimmen.

Kraftwerksblock

Der Kraftwerksblock ist eine Erzeugungseinheit, die über eine direkte schaltungstechnische Zuordnung zwischen den Hauptanlagenteilen (z. B. in thermischen Kraftwerken zwischen Dampferzeuger, Turbine und Generator) verfügt.

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 ÜNB die zwischen ihnen vereinbarten elektrischen Größen an den Grenzen ihrer Regelzonen im Normalbetrieb und insbesondere im Störfall einhalten. Hierbei strebt jeder ÜNB an, durch einen entsprechenden Eigenbeitrag seiner Regelzone sowohl die Austauschleistung gegenüber den übrigen Regelzonen im vereinbarten Rahmen als auch die Netzfrequenz in der Nähe des Sollwerts zu halten.

M

Merit-Order

Als Merit-Order (englisch Reihenfolge der Leistung) wird die Einsatzreihenfolge von Erzeugungseinheiten bezeichnet. Diese wird durch die variablen Kosten 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

Die Minutenreserve wird durch den Übertragungsnetzbetreiber 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.

Mittellast

Die Mittellast ist der Teil der Leistungsaufnahme der Verbraucher, der während des Großteils eines Tages, vorwiegend von morgens bis abends, in Anspruch genommen wird.



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 Bedarf 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 Verteilungsnetz 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 ((n-2)-Fall) die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.

Nennleistung

Die Nennleistung einer Erzeugungseinheit ist die Dauerleistung, für die sie gemäß Liefervereinbarungen bestellt ist. Ist die Nennleistung nicht eindeutig nach Bestellunterlagen bestimmbar, so ist für die Neuanlage einmalig ein – bei Normalbedingungen erreichbarer – Leistungswert zu bestimmen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ist die Nennleistung die elektrische Nennleistung.

Netzanschluss

Der Netzanschluss bezeichnet die technische Anbindung von Kundenanlagen an ein Netz.

Netzausbau

Netzausbaumaßnahmen beschreiben den 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.

Netzbetreiber

Ein Netzbetreiber (Betreiber eines Übertragungs- oder Verteilungsnetzes) ist für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des jeweiligen Netzes in einem bestimmten Gebiet und für die Verbindungen mit anderen Netzen verantwortlich. Der Betreiber eines Übertragungsnetzes regelt darüber hinaus die Übertragung über das Netz unter Berücksichtigung des Austausches mit anderen Übertragungsnetzen. Er sorgt für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und sorgt so für die Versorgungssicherheit, -zuverlässigkeit und Netzstabilität.



Netzcodes

Die Netzbetreiber legen technische Mindestanforderungen für den Anschluss an ihr Netz, für die Einspeisung aus Erzeugungsanlagen in ihr Netz sowie für die Benutzung von Kuppelleitungen zwischen Übertragungsnetzen fest und veröffentlichen diese. Die Anforderungen sind transparent und diskriminierungsfrei in Hinblick auf alle Interessentengruppen darzulegen.

Netzentwicklungsplan

Bis zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2014 haben die Übertragungsnetzbetreiber das Jahr der Erstellung in den Titel übernommen. Mit dem NEP 2025 wurde das Zieljahr in den Titel übernommen. Damit erfolgt eine Angleichung an die Nomenklatur der Bundesnetzagentur, die in ihrer Kommunikation zum NEP schon länger ausschließlich das Zieljahr des zehnjährigen Betrachtungshorizonts nutzt.

Netznutzer

Ein Netznutzer (Nutzer des Übertragungs- bzw. Verteilungsnetzes) ist jede natürliche oder juristische Person, die in einem Nutzungsverhältnis zum Netz steht und demgemäß auf vertraglicher Basis Leistungen des Netzbetreibers in Anspruch nimmt.

Netzoptimierung

Unter Netzoptimierung werden Maßnahmen verstanden, welche Auswirkung auf die Netztopologie, den Leistungsfluss oder dem witterungsabhängigen Leitungsbetrieb haben, mit dem Ziel das bestehende Netz engpassfrei zu betreiben.

Netzsicherheit

Die Netzsicherheit im Sinne von „Versorgungssicherheit“ und „sicherer Systembetrieb“ bezeichnet die Fähigkeit eines elektrischen Versorgungssystems, zu einem bestimmten Zeitpunkt seine Übertragungs- und Versorgungsaufgabe zu erfüllen.

Netzverstärkung

Als Netzverstärkung werden Maßnahmen wie der Austausch von Betriebsmitteln gegen leistungstärkere Komponenten, die Erweiterung von bestehenden Umspannwerken und Schaltanlagen, z. B. um zusätzliche Schaltfelder und/oder Sammelschienen, sowie ein Neubau von Leitungen in bestehenden Trassen verstanden. Diese Maßnahmen werden in den Abbildungen dieses Berichts durch deckende blaue Flächen bzw. Linien dargestellt. Dies beinhaltet z. B. eine Spannungserhöhung von 220 kV auf 380 kV oder die Zu- und Umbeseilung von Stromkreisen.

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 Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau. Laut diesem von den Übertragungsnetzbetreibern im Rahmen der Netzplanung anzuwendenden Prinzip haben Netzoptimierung und Netzverstärkung Vorrang vor dem Ausbau der Stromnetze.



O

offshore

Bauwerke wie beispielsweise Windenergieanlagen auf offener See, außerhalb von Küstengewässern (nearshore) liegend, befinden sich offshore.

onshore

Bauwerke wie Windenergieanlagen, welche an Land errichtet werden, sind onshore.

P

PCI

Im Jahr 2013 hat die Europäische Kommission unter dem Namen „Projects of Common Interest (PCI)“ eine Liste mit Projekten von 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 Projektes 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://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>.

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

Die Primärregelung begrenzt Frequenzschwankungen im Sekundenbereich, die durch den Ausfall von Erzeugungseinheiten oder durch plötzliche Schwankungen der Verbrauchslast entstehen. Sie wird bei einer großen Frequenzabweichung automatisch innerhalb von 30 Sekunden aktiviert. Unabhängig vom Störungsort unterstützen alle Kraftwerke im europäischen Synchronverbundnetz diese Frequenzstabilisierung.



R

Redispatch-Management

Redispatch beschreibt eine Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Netzbetreiber mit dem Ziel, auftretende (n-1)-Verletzungen zu vermeiden oder zu beseitigen. Diese Maßnahme kann regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden. Erzeugungseinheiten vor dem Engpass werden dabei herunter- und Erzeugungsanlagen hinter dem Engpass im gleichen Umfang hochgefahren. Der präventive Redispatch wird in der Betriebsplanung genutzt, um zum Beispiel (n-1)-Verletzungen innerhalb der nächsten Stunden zu verhindern. Kuratives Redispatch wird im laufenden Netzbetrieb eingesetzt, um vorhandene oder unmittelbar bevorstehende Überlastungen zu beheben. Redispatch ist dabei kein marktbasierendes Verfahren, weil es die durch den Engpass hervorgerufenen Preissignale nicht an die verantwortlichen Marktteilnehmer weitergibt. Das Verfahren hilft temporär, ist aber kein Ersatz für die grundsätzliche Behebung von dauerhaften Engpässen durch Netzausbau.

Regelzone

Der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist gesetzlich verpflichtet, in seiner Regelzone ständig das Leistungsgleichgewicht zwischen elektrischer Erzeugung und Verbrauch aufrechtzuerhalten, 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

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, 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

Die Sekundärregelung regelt Leistungsungleichgewichte, die durch die Bilanzkreise 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.



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.

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.

Startnetz

Das Startnetz für den Netzentwicklungsplan besteht aus den folgenden Netzprojekten:

- dem heutigen Netz (Ist-Netz),
- den EnLAG-Maßnahmen,
- den in der Umsetzung befindlichen Netzausbaumaßnahmen (planfestgestellt bzw. in Bau),
- sowie Maßnahmen aufgrund sonstiger Verpflichtungen (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung, KraftNAV bzw. Anschlusspflicht der Industriekunden).

Strombörse

Eine Strombörse ist ein neutraler Handelsplatz mit transparenter Preisbildung und gleichen Konditionen für alle dort zugelassenen Handelsteilnehmer. Sie verfolgt keine eigene Handelsstrategie. Eine Strombörse unterliegt als Warenbörse dem deutschen Börsengesetz. Für im europäischen Ausland niedergelassene Börsen gelten ggf. andere gesetzliche Bestimmungen/Zulassungsvoraussetzungen.

Systemdienstleistungen

Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für ihre Netzkunden zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen.

T

Transite

Transite sind die Übertragung von Leistungen durch ein Netz. Transite sind das Saldo von Importen und Exporten eines Netzes.

TSO Security Cooperation

Die „TSO Security Cooperation“ (TSC) ist eine Kooperation von elf europäischen Übertragungsnetzbetreibern (englisch: Transmission System Operator, TSO). Sie haben sich zum Ziel gesetzt, 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 Netzbetreibern, ihre Arbeit besser abzustimmen. Das hilft vor allem bei der Integration der erneuerbaren Energien sowie dem verstärkten länderübergreifenden Stromhandel und -transport.



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. Der TYNDP 2014 identifiziert die Notwendigkeit zur Investition von ca. 150 Mrd. Euro für Optimierung bzw. Ausbau von rund 50.000 km Höchstspannungsleitungen in 100 Investitionsprojekten in ganz Europa. Circa 80 % der identifizierten Projekte unterstützen direkt oder indirekt die Integration erneuerbarer Energiequellen.

U**Übertragung**

Die Übertragung im Elektrizitätswirtschaftlichen Sinn ist der technisch-physikalische Vorgang zwischen der zeitgleichen Einspeisung von elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen und einer korrespondierenden Entnahme elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen eines Netzes.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)

Betreiber von Übertragungsnetzen sind natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Übertragung von Elektrizität wahrnehmen und für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen verantwortlich sind.

Umspannanlage

Eine Umspannanlage, auch Umspannwerk genannt, ist ein Teil des elektrischen Versorgungsnetzes, um Netze mit verschiedenen Spannungsebenen (z. B. 380 kV oder 110 kV) durch Transformatoren zu verbinden. Ebenso können in diesen Anlagen verschiedene Teile des Netzes gleicher Spannung miteinander verbunden oder abgeschaltet werden.

V**Verbraucher**

Als elektrische Verbraucher bezeichnet man Geräte und Anlagen, die elektrische Energie aufnehmen und umwandeln (z. B. in Wärme, Licht oder Arbeit).

Vermaschung, Vermaschungsgrad und Entmaschung

Der Vermaschungsgrad gibt an, mit wie vielen anderen Knoten einzelne Netzknoten im Übertragungsnetz verbunden sind. In einem hoch vermaschten Netz haben die Netzknoten eine große Anzahl direkter Verbindungen zu anderen Knotenpunkten. Ein hoher Vermaschungsgrad ist Grundlage für eine hohe Versorgungszuverlässigkeit im Übertragungsnetz. Im Regelfall werden zur Reduzierung der Netzverluste, sofern nicht andere netztechnische Gründe wie die Höhe der Kurzschlussleistung oder die Stabilitätsbedingungen dagegen stehen, alle Stromkreise in Schaltanlagen und Umspannwerken zusammenschaltet („gekuppelt“). Sollen jedoch bestimmte hoch belastete Stromkreise gezielt entlastet werden, so kann man das durch eine sogenannte „Entmaschung“ erreichen, indem man sie aus der vorgenannten Zusammenschaltung herauslöst. Das kann z. B. durch das Öffnen von Kupplungen oder die direkte Zusammenschaltung ausgewählter Stromkreise über separate Sammelschienen-Abschnitte in einer Anlage erfolgen.

Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit ist die Fähigkeit eines Elektrizitätsversorgungssystems, seine Versorgungsaufgabe unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen.



Verteilungsnetz

Das Verteilungsnetz dient innerhalb einer begrenzten Region der Verteilung elektrischer Energie zur Speisung von Stationen und Kundenanlagen. In Verteilungsnetzen ist der Leistungsfluss im Wesentlichen durch die Kundenbelastung bestimmt. In Deutschland werden Nieder-, Mittel- und Teile des Hochspannungsnetzes als Verteilungsnetze genutzt; in besonderen Fällen kann auch ein 380- und 220-kV-Netzteil als Verteilungsnetz betrachtet werden.

Verteilungsnetzbetreiber (VNB)

Betreiber von Elektrizitätsverteilungsnetzen sind natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbstständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Verteilung von Elektrizität wahrnehmen und für den sicheren und zuverlässigen Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilungsnetzes auf der Nieder-, Mittel- bzw. Hochspannungsebene in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen verantwortlich sind.

Vertikale Last

Die vertikale Last an den Entnahmepunkten zwischen dem Übertragungsnetz und den unterlagerten Verteilungsnetzen ergibt sich aus dem Saldo der Letztverbraucherlasten und der zeitgleichen dezentralen Erzeugungen in den Verteilungsnetzen. Wenn die zeitgleichen dezentralen Einspeisungen, z. B. aus erneuerbaren Energien, größer als die Letztverbraucherlasten in den Verteilungsnetzen sind, führt das zu Rückspeisungen in das Übertragungsnetz.

VSC

Die VSC-Technik (Voltage Source Converter) ist eine Übertragungstechnik für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Es handelt sich dabei um eine selbstgeführte HGÜ auf Basis von ein- und abschaltbaren Leistungshalbleiterelementen (IGBT – Insulated-Gate Bipolar Transistor) mit Spannungszwischenkreis. Diese zeichnet sich im Gegensatz zur netzgeführten HGÜ durch deutlich erweiterte Steuerungs- und Regelungsmöglichkeiten aus. Beispielsweise lassen sich bei der VSC-Technik Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander einstellen. Die derzeit installierten Leistungen liegen zwar deutlich unterhalb der bereits in Betrieb befindlichen Leistungsklassen der netzgeführten HGÜ, eine Weiterentwicklung der VSC-Technologie zu höheren Systemleistungen ist jedoch absehbar.

Eine ausführliche Darstellung zu diesem Thema findet sich in Kapitel 5 des NEP 2012 unter www.netzentwicklungsplan.de/Z43 auf S. 94.

W

Wechselstrom

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 Wirkleistung beschreibt den Anteil der Scheinleistung, welcher tatsächlich genutzt werden kann.

LITERATURVERZEICHNIS

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2015). Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes [Online]. Verfügbar unter: www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Netzausbau/2015.03.13_%C3%9CNB-PIGrS_Weiterentw.%202014-15_final.pdf
<http://netzausbau.amprion.net/planung/planungs-trassierungsgrundsaeetze>
https://www.transnetbw.de/downloads/uebertragungsnetz/netzentwicklung/planungsgrundsaeetze_2015.pdf
https://www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/transparency/publications/reporting-service/pdf/2015.03.13_unb-plgrs_weiterentw.-2014-15_final.pdf
[28.10.2015].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Einflussgrößen auf die Netzentwicklung – Sensitivitätenbericht 2013 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/file/2586/download?token=0lso5Djq
[28.10.2015].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Einflussgrößen auf die Netzentwicklung – Sensitivitätenbericht 2014 – Teil I und II [Online]. Verfügbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2014>
[28.10.2015].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2012). Netzentwicklungsplan Strom 2012, zweiter Entwurf vom 15. August 2012 [Online]. Verfügbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2012>
[28.10.2015].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Netzentwicklungsplan Strom 2013, zweiter Entwurf vom 17. Juli 2013 [Online]. Verfügbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2013>
[28.10.2015].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Netzentwicklungsplan Strom 2014, zweiter Entwurf vom 4. November 2014 [Online]. Verfügbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2014>
[28.10.2015].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf vom 24. Juni 2013 [Online]. Verfügbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2013>
[28.10.2015].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Offshore-Netzentwicklungsplan 2014, zweiter Entwurf vom 4. November 2014 [Online]. Verfügbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplaene/2014>
[28.10.2015].
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2015). Offshore-Netzentwicklungsplan 2025, Version 2015, erster Entwurf vom 30. Oktober 2015 [Online]. Verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de
[30.10.2015].



50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 – Entwurf [Online]. Verfügbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2015> [28.10.2015].

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014). Forschungsprojekt Nr. 44/12. Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie) [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html> [28.10.2015].

Bundesnetzagentur (2014). Genehmigung in dem Verwaltungsverfahren wegen der Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung gem. § 12a Abs. 3 EnWG (Az.: 6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025) [Online]. Verfügbar unter: www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile [28.10.2015].

Bundesnetzagentur (2015). Kraftwerksliste 2025 [Online]. Verfügbar unter: www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Kraftwerksliste_2025.pdf?__blob=publicationFile [08.10.2014].

Eckpunkte für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende. Politische Vereinbarungen der Parteivorsitzenden von CDU, CSU und SPD vom 1. Juli 2015 [Online]. Verfügbar unter: www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-energiewende,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf [28.10.2015]

ENTSO-E (2014). Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014–2030 [Online]. Verfügbar unter: <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/soaf-2014-2030/Pages/default.aspx> [28.10.2015].

ENTSO-E (2014). 10-Year Network Development Plan 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014%20Report_.pdf [28.10.2015].

Fernleistungsnetzbetreiber (2015). Netzentwicklungsplan Gas 2014 [Online]. Verfügbar unter: www.fnb-gas.de/files/2015-01-28_nep_gas_2014.pdf [28.10.2015].

Fernleitungsnetzbetreiber (2015). Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2015 [Online]. Verfügbar unter: www.fnb-gas.de/files/2015_04_01_nep-gas-2015_entwurf.pdf [28.10.2015].

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V./Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) (2014). Karte „Deutsches Höchstspannungsnetz“.