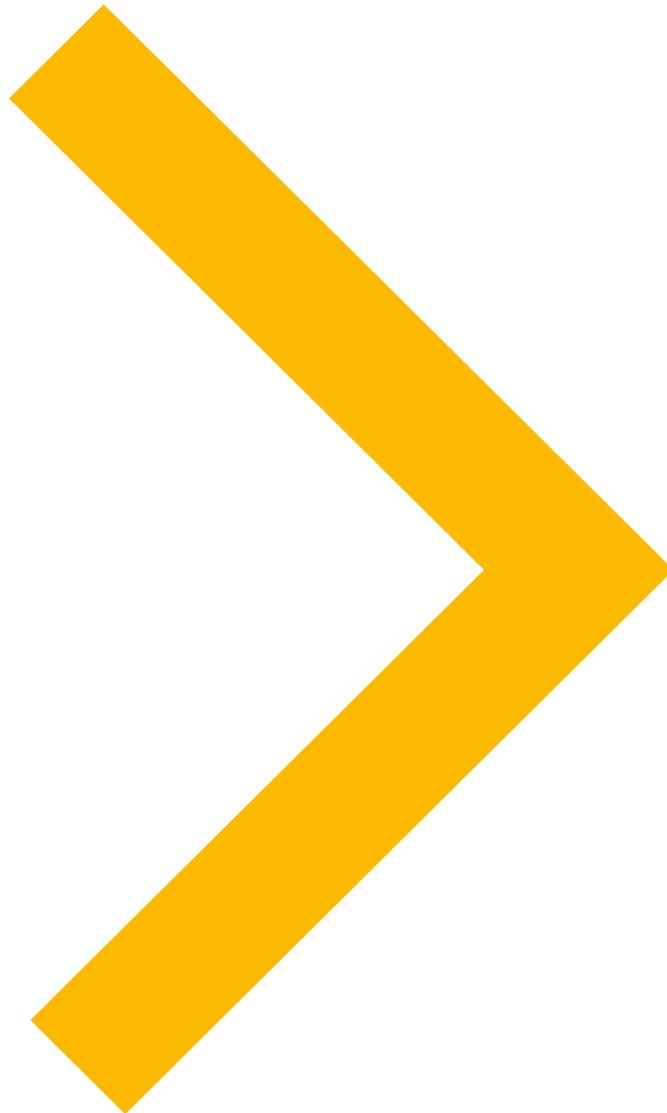




NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**



**Szenariorahmen zum
Netzentwicklungsplan Strom
2037/2045, Version 2025**

Entwurf der
Übertragungsnetzbetreiber

Impressum

50Hertz Transmission GmbH

Heidestraße 2
10557 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Stefan Kapferer (Vorsitz),
Marco Nix,
Dr. Dirk Biermann,
Sylvia Borcherding

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

Amprion GmbH

Robert-Schuman-Straße 7
44263 Dortmund

www.amprion.net

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

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

TenneT TSO GmbH

Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

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

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

TransnetBW GmbH

Pariser Platz
Osloer Straße 15–17
70173 Stuttgart

www.transnetbw.de

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

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

Redaktion

Kerstin Eva Bartos (50Hertz Transmission GmbH),
Christine Dede (Amprion GmbH),
Christian Brehm (TenneT TSO GmbH),
Patrizia Kaiser (TransnetBW GmbH)

Pressekontakt

Ina-Isabelle Haffke, Claudia Halici, Volker Gustedt, Joana Niggemann
E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

Gestaltung

CBE DIGIDEN AG
www.cbe-digiden.de

Stand

Juni 2024

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	05
Tabellenverzeichnis	07
Abkürzungsverzeichnis	09
Vorwort	12
1 Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans Strom	14
1.1 Beteiligung und Zusammenarbeit	15
1.2 Energie- und klimapolitischer Rahmen	17
1.3 Szenariorahmen auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem	20
2 Szenarienbeschreibung	23
2.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien	23
2.2 Kennzahlen der Szenarien	26
2.3 Einordnung der Szenarien in die Systementwicklungsstrategie	27
3 Stromverbrauch	35
3.1 Eingangüberlegungen und Übersicht	35
3.2 Neue Stromgroßverbraucher	38
3.3 Sektorale Stromverbräuche	40
3.3.1 Private Haushalte	41
3.3.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	44
3.3.3 Industrie	47
3.3.4 Verkehr	49
3.4 Wasserstoff und Elektrolyseure	54
3.5 Fernwärme	60
3.6 Lastseitige Flexibilität	62
3.6.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten	62
3.6.2 Flexibilitäten in Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	64
3.7 Umwandlungsbereich und Verluste	65
3.7.1 Umwandlungsverbrauch	65
3.7.2 Netzverluste	66
3.7.3 Speicherverluste	66
3.8 Jahreshöchstlast	67
4 Erneuerbare Energien	69
4.1 Anlagenbestand	69
4.2 Politischer Rahmen	69
4.3 Zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien	70
4.3.1 Entwicklung der Stromerzeugung	70
4.3.2 Offshore-Windenergie	73
4.3.3 Onshore-Windenergie	81
4.3.4 Photovoltaik	85
4.3.5 Biomasse und Laufwasser	88
4.4 Zusammenfassung der installierten Leistung erneuerbarer Energien je Szenario	91
4.5 Methode zur Berücksichtigung der Spitzenkappung	92



5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher	94
5.1 Thermische Kraftwerkskapazitäten	94
5.1.1 Gas- und Wasserstoffkraftwerke	96
5.1.2 Weitere thermische Kraftwerke	99
5.2 Einsatzrestriktionen von thermischen Kraftwerken	99
5.3 CO ₂ -Emissionen	100
5.4 Hydraulische Kraftwerke und Speicher	101
5.4.1 Hydraulische Kraftwerke	101
5.4.2 Batteriespeicher	101
5.5 Bundeslandaufteilung	103
5.6 Betrachtung der Versorgungssicherheit	105
5.7 Technologien zur Emissionsreduzierung	106
6 Europäischer Rahmen	108
6.1 Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext	108
6.2 Handelskapazitäten	111
7 Brennstoff- und CO₂-Preise	122
Anhang	125
A.1 Hintergrundinformation zum Systemstabilitätsbericht	125
A.2 Hintergrundinformationen zur Regionalisierung Gebäudewärme	125
A.3 Hintergrundinformationen Offshore-Windenergie: Offshore Vernetzung	128
A.4 Hintergrundinformationen Onshore-Windenergie: Bestands- und Potenzialanalyse sowie Zubaumodellierung	129
A.5 Hintergrundinformationen Photovoltaik: Bestands- und Potenzialanalyse und Zubaumodellierung	131
Literaturverzeichnis	140

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des Szenariorahmens – Grundlage für den NEP	16
Abbildung 2: Gesamtablauf zur Umsetzung von Leitungsvorhaben	17
Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien	23
Abbildung 4: Vergleich mit BMWK-Langfristszenarien – Bruttostromverbrauch	28
Abbildung 5: Vergleich mit BMWK-Langfristszenarien – Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	29
Abbildung 6: Vergleich mit BMWK-Langfristszenarien – Installierte Erzeugungsleistung Photovoltaik	30
Abbildung 7: Vergleich mit BMWK-Langfristszenarien – Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie	31
Abbildung 8: Vergleich mit BMWK-Langfristszenarien – Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie	32
Abbildung 9: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs je Szenario	36
Abbildung 10: Zuordnungstabelle des Projektstatus aus Markt- und Netzbetreiberabfrage	39
Abbildung 11: Gemeldete Leistung nach Projektstatus	39
Abbildung 12: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2022	41
Abbildung 13: Endenergieverbrauch der Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 2022	44
Abbildung 14: Zubau Rechenzentren nach Projektmeldungen	46
Abbildung 15: Endenergieverbrauch der Industrie 2022	47
Abbildung 16: Industriestromverbrauch nach Bestand und Zubau durch Projektmeldungen und Regionalisierungsmethodik	48
Abbildung 17: Endenergieverbrauch des Verkehrs 2022	49
Abbildung 18: Stromverbrauch aus Elektromobilität nach Anwendung, Bundesland und Szenario	53
Abbildung 19: Berücksichtigte Leistung projektbasierter Elektrolyseure aus Markt- und Netzbetreiberabfrage je Bundesland	59
Abbildung 20: Zubau Power-to-Heat nach Projektmeldungen und Regionalisierungsmethodik	61
Abbildung 21: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und ihr Anteil am Bruttostromverbrauch	71
Abbildung 22: Gebiete für die Offshore-Windenergie in der deutschen Nordsee	75
Abbildung 23: Gebiete für die Offshore-Windenergie in der deutschen Ostsee	76
Abbildung 24: Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie und Rückbau	80
Abbildung 25: Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie	82
Abbildung 26: Installierte Erzeugungsleistung Photovoltaik	86
Abbildung 27: Erwartete Entwicklung der Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland	95
Abbildung 28: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern	96
Abbildung 29: Verortung des angenommenen Kraftwerkszubaus nach Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmechanismus	97
Abbildung 30: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Gaskraftwerken	99
Abbildung 31: Entwicklung der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten	101



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 32: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten je Bundesland in A/B/C 2037/2045	104
Abbildung 33: Beispieldarstellung hybrider Interkonnektoren	114
Abbildung 34: P1192 und P1193 Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I/II (UK-DE)	115
Abbildung 35: P1200 Hybrider Interkonnektor (NO-DE)	116
Abbildung 36: P1211 Baltic WindConnector (EE-DE)	117
Abbildung 37: P1213 Offshore Hybrid Interconnector (NL-DE)	118
Abbildung 38: P1214 Hybrid Interconnector (DK-DE)	119
Abbildung 39: Zusammenführung der verschiedenen Geodatenquellen zu Windenergieanlagen	129

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen in den jeweiligen Szenarien	26
Tabelle 2: Übersicht Stromverbrauch	37
Tabelle 3: Sektorale Landkreisregionalisierung anhand gewichteter Indikatoren	40
Tabelle 4: Stromverbrauch der privaten Haushalte	42
Tabelle 5: Annahmen zur Herleitung des mittleren Stromverbrauchs von Wärmepumpen der privaten Haushalte	43
Tabelle 6: Stromverbrauch im GHD-Sektor	44
Tabelle 7: Annahmen zur Herleitung des mittleren Stromverbrauchs der Wärmepumpen im GHD-Sektor	45
Tabelle 8: Stromverbrauch im Industriesektor	47
Tabelle 9: Anzahl und Verbräuche von Elektrofahrzeugen in den Szenarien	50
Tabelle 10: Standortfaktoren zur weiteren Regionalisierung von Elektrolyseanlagen in Szenario C 2045	58
Tabelle 11: Annahmen zur Entwicklung von Elektrolyseuren	58
Tabelle 12: Annahme zur Entwicklung und Stromnachfrage von Großwärmepumpen und Elektrokesseln	60
Tabelle 13: Anteil der marktorientierten Haushalte	63
Tabelle 14: Anteil der marktorientierten E-PKW, die V2G-fähig sind	63
Tabelle 15: Angenommene Potenziale zur Abschaltung und Verschiebung der Stromnachfrage je Szenario	64
Tabelle 16: Stromverbrauch im Umwandlungsbereich	65
Tabelle 17: Netzverluste	66
Tabelle 18: Stromverbrauch der Speicherverluste	66
Tabelle 19: Installierte Leistung erneuerbarer Energien zum 31.12.2023	69
Tabelle 20: Ausbauziele der erneuerbaren Energien gemäß EEG 2023 und WindSeeG 2023	70
Tabelle 21: Volllaststunden erneuerbarer Energien	72
Tabelle 22: Installierte Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee	79
Tabelle 23: Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie je Bundesland	84
Tabelle 24: Installierte Erzeugungsleistung Freiflächen-PV je Bundesland	87
Tabelle 25: Installierte Erzeugungsleistung Aufdach-PV je Bundesland	88
Tabelle 26: Installierte Erzeugungsleistung Biomasse je Bundesland	89
Tabelle 27: Installierte Erzeugungsleistung Laufwasser je Bundesland	90
Tabelle 28: Installierte Leistung und abgeschätzte Erzeugungsmengen von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien	91
Tabelle 29: Batteriespeicherleistung je Szenario	103
Tabelle 30: Batteriespeicherkapazität je Szenario	103
Tabelle 31: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten je Bundesland in A/B/C 2037/2045	104



Tabellenverzeichnis

Tabelle 32: Zusätzlich für den NEP 2037/2045 (2025) berücksichtigte Interkonnektoren auf Basis der Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023)	113
Tabelle 33: Annahmen zu Brennstoffpreisen für den NEP 2037/2045 (2025) auf Basis des World Energy Outlooks 2023	122
Tabelle 34: Annahmen zu CO ₂ -Preisen für den NEP 2037/2045 (2025) auf Basis des World Energy Outlooks 2023	123
Tabelle 35: Emissionsfaktoren nach Energieträgern	123
Tabelle 36: Zukünftige Windenergieanlagen	130
Tabelle 37: Flächenpriorisierung	130
Tabelle 38: Berücksichtigte Kriterien sowie zugehörige Restriktionen und Ausschlusszonen für Windenergieanlagen an Land	133
Tabelle 39: Windenergie Onshore: Flächenpotenzial je Bundesland	135
Tabelle 40: Windenergie Onshore: Leistungspotenzial je Bundesland	136
Tabelle 41: Dachflächenpotenzial je Bundesland	137
Tabelle 42: Landwirtschaftliche Flächen mit Bewertung hinsichtlich des Raumwiderstands gegenüber FF-PVA	138
Tabelle 43: Bewertetes Potenzial Freiflächen-PV auf Landwirtschaftlichen Flächen	139

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen Staaten

AT	Österreich
BE	Belgien
CH	Schweiz
DE	Deutschland
DK	Dänemark
FR	Frankreich
LU	Luxemburg
NL	Niederlande
SE	Schweden

Weitere Abkürzungen

a	Jahre
Abs.	Absatz
AC	Alternating current/Wechselstrom
AGEB	Arbeitsgruppe Energiebilanzen
AGEE	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
AG Netz- betreiber	Arbeitsgruppe Netzbetreiber
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone (Bereich außerhalb des Küstenmeers)
BAFA	Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle
BAST	Bundesanstalt für Straßenwesen
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BEI	Bornholm Energy Island
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CCR	Capacity Calculation Region
CCS	Carbon Capture and Storage/ CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung

CCU	Carbon Capture and Utilization/ CO ₂ -Abscheidung und Nutzung
CNE	Critical Network Elements
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance, Leistungszahl
DAC	Direct Air Capture/ direkte CO ₂ -Abscheidung aus der Umgebungsluft
DC	Direct current/Gleichstrom
DSM	Demand Side Management, Nachfragesteuerung
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
E-LKW	batterieelektrisch betriebene Lastkraftwagen
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas/Verband der europäischen Fernleitungsnetz- betreiber für Gas, Brüssel
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gas- versorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
E-PKW	batterieelektrisch betriebene Personenkraftwagen
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
EU	Europäische Union
EU-ETS	European Union Emissions Trading System/ europäischer Emissionshandel
e.V.	eingetragener Verein
FBMC	Flow-Based Market Coupling/leistungs- flussbasierte Kapazitätsberechnung
FEP	Flächenentwicklungsplan
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.



Abkürzungsverzeichnis

FNB Gas	Fernleitungsnetzbetreiber Gas	LNF	Leichte Nutzfahrzeuge
Fraunhofer IEE	Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik	LFS	Langfristszenarien
Fraunhofer ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme	MCS	Megawatt Charging System
Fraunhofer IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme	Mio.	Millionen
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung	MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW)
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	MWh	Megawattstunde (1 MWh = 1.000 kWh)
GIS	Geoinformationssystem	NCS	Night Charging System
GSK	Generation Shift Key	NECP	National Energy and Climate Plan/ nationaler Energie- und Klimaplan
GuD	Gas- und Dampfturbine	NEP	Netzentwicklungsplan
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)	NGO	Non-Governmental Organisation
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000 MWh)	NSG	Naturschutzgebiet
h	Stunden	NTC	Net Transfer Capacities/bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei Regelzonen
ha	Hektar	NZE	Net Zero Emissions by 2050 Scenario
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	OWP	Offshore-Windpark
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie	ONAS	Offshore-Netzanbindungssystem
IPCEI	Important Project of Common European Interest	ONDP	Offshore Network Development Plan
km	Kilometer	PTDF	Power-Transfer-Distribution-Factors/ Angaben zur Änderung des Leistungs- flusses auf einer Leitung aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen
KoaV	Koalitionsvertrag	PtG	Power-to-Gas
KraftNAV	Kraftwerksnetzanschlussverordnung	PtL	Power-to-Liquid
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz	PV	Photovoltaik
kV	Kilovolt	RAM	Remaining Available Margin/ vorgegebene Kapazitätswerte für eine Leitung bei Einsatz von FBMC
KVBG	Kohleverstromungsbeendigungsgesetz	RED III	Renewable Energy Directive
kW	Kilowatt	ROP	Raumordnungsplan
kWh	Kilowattstunde	SES	Systementwicklungsstrategie
kWh _{th}	Kilowattstunden thermisch	SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
kWh _{el}	Kilowattstunden elektrisch	t	Tonne
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	TSO	Transmission System Operator/ Übertragungsnetzbetreiber
KWKAusV	Verordnung zur Einführung von Aus- schreibungen zur Ermittlung der Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen und für Innovative KWK-Systeme	TWh	Terawattstunde (1 TWh = 1.000 GWh)
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz	TYNDP	Ten-Year Network Development Plan/ 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E
KWS	Kraftwerksstrategie		



UCTE	Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
V2G	Vehicle-to-Grid
WassBG	Wasserstoffbeschleunigungsgesetz
WEA	Windenergieanlage
WEO	World Energy Outlook
WindBG	Windenergieflächenbedarfsgesetz
WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz)

Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

das Energiesystem befindet sich in einem fundamentalen Wandel. Um bis 2045 Treibhausgasneutralität in Deutschland zu erreichen, müssen wir Strom-Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW das Höchstspannungsnetz auf die zukünftigen Anforderungen und damit einen wesentlich höheren Transportbedarf vorbereiten und auf veränderte Erzeugungs- und Lastflüsse auslegen. Dabei muss die neu aufzubauende Infrastruktur für den Wasserstofftransport so gut wie möglich berücksichtigt werden, denn beide leitungsgebundenen Energieträger hängen zukünftig eng miteinander zusammen.

Mit dem Szenariorahmenentwurf für den Netzentwicklungsplan (NEP) Strom 2037/2045 (2025) haben wir zum zweiten Mal eine Datenbasis ausgearbeitet, die auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität unterschiedliche technische Lösungen und unterschiedliche Geschwindigkeiten berücksichtigt. Auch diesen Szenariorahmenentwurf haben wir gemeinsam nach wissenschaftlichen Standards erstellt und mit Expertinnen und Experten fachlich diskutiert. Der daraus entstehende und durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) zu genehmigende Szenariorahmen ist die Grundlage für die Planung des Netzausbaus im nächsten NEP. In diesem Entwurf stellen wir erneut jeweils drei Szenarien für die Jahre 2037 und 2045 vor. Diese Szenarien bilden die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen für die zukünftige Stromversorgung in Deutschland und Europa ab.

Im Vergleich zum vorherigen Szenariorahmen sind einige Weiterentwicklungen zu verzeichnen: Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wird der Prozessablauf in den Netzentwicklungsplänen für Strom, Gas und Wasserstoff harmonisiert. Damit bietet sich erstmals die Möglichkeit, die jeweiligen Szenarien im Sinne einer Sektorenkopplung aufeinander abzustimmen. Den Rahmen hierfür bildet die Systementwicklungsstrategie (SES) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

In Zusammenarbeit mit der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas) haben wir erstmals die Großverbraucherbedarfe für das Strom- und Wasserstoffnetz systematisch erfasst und kontinuierlich nachverfolgt. Dabei wurde insbesondere abgefragt, welche Mengen an grünen Elektronen und grünen Molekülen für die Transformation der Netzkunden benötigt werden.

Der zuletzt durch die BNetzA genehmigte Szenariotrichter war schmal und zeigte im Ergebnis nur ein mögliches Klimaneutralitätsnetz 2045 auf. Im jetzigen Entwurf gehen wir davon aus, dass der Bruttostromverbrauch sich im Jahr 2045 zwischen 967 und 1.351 TWh bewegen wird. Die unterschiedlichen Szenarien werden dementsprechend breiter aufgespannt als im vorangegangenen Szenariorahmen und zeigen mehr Optionen für mögliche Entwicklungen auf.

Die Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext spielt ebenfalls eine zentrale Rolle. Die ÜNB legen für die Austauschkapazitäten zu den Nachbarländern die europäischen Planungen des aktuellen Ten-Year Network Development Plan zugrunde und variieren diese erstmals zwischen den Entwicklungspfaden. Zudem ergänzen die hybriden Interkonnektoren auf Basis der Begleitstudie zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (2023) die Offshore-Vernetzung.

Mit diesem Szenariorahmen legen die ÜNB einen wichtigen Grundstein auf dem Weg zu einer gesamtheitlichen Planung der deutschen Energieinfrastruktur. Die robuste Planung des Klimaneutralitätsnetzes ist hierfür von entscheidender Bedeutung.



Dr. Dirk Biermann
50Hertz Transmission GmbH



Dr. Hendrik Neumann
Amprion GmbH



Tim Meyerjürgens
TenneT TSO GmbH



Michael Jesberger
TransnetBW GmbH

1 Einführung

2 Szenarienbeschreibung

3 Stromverbrauch

4 Erneuerbare Energien

5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher

6 Europäischer Rahmen

7 Brennstoff- und CO₂-Preise



1 Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans Strom

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW stehen in der Verantwortung, eine sichere sowie zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten und stellen mit dem deutschen Übertragungsnetz eines der stabilsten und zuverlässigsten weltweit bereit. Mit dem Umbau des Energiesystems verändern sich die Anforderungen an das Übertragungsnetz dauerhaft. Der Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Stilllegung der Kern- und Kohlekraftwerke verschiebt die geografischen Einspeisepunkte und verursacht einen ansteigenden Transportbedarf maßgeblich von Nord nach Süd. Diese Veränderungen in der Erzeugungs- und Nachfragestruktur erfordern an vielen Stellen einen Ausbau des Netzes. Dieser erfolgt in sorgfältiger Abwägung nach dem NOVA-Prinzip. Das heißt, die Netzoptimierung ist der Netzverstärkung und diese wiederum dem Netzausbau vorzuziehen. Die ÜNB leisten in dieser Transformationsphase einen wichtigen Beitrag, den hohen Grad an sicherer und verlässlicher Versorgung mit elektrischer Energie in Deutschland zu wahren. Parallel zum laufenden Betrieb und zur Netzführung planen und bauen sie das Übertragungsnetz der Zukunft, das dem Transport volatiler Stromerzeugung, dem Wegfall der Kern- und Kohlekraftwerke, einer zunehmenden Flexibilisierung und der verstärkten europäischen Vernetzung gerecht wird.

Die vier ÜNB sind nach § 12b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) dazu verpflichtet, alle zwei Jahre einen gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP) Strom zu erarbeiten. Im Rahmen dieses NEP werden die erforderlichen Maßnahmen des Übertragungsnetzes ermittelt, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb unerlässlich sind. Startpunkt dieses Prozesses ist die Erarbeitung eines Szenariorahmens nach § 12a EnWG durch die ÜNB zur Vorlage an die Regulierungsbehörde, die Bundesnetzagentur (BNetzA). Der Szenariorahmen soll eine Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen im Rahmen der gesetzlichen und klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung aufzeigen. Er trifft angemessene Annahmen unter anderem zur Erzeugung, Versorgung und zum Verbrauch von Strom sowie zum Austausch mit anderen Ländern. So umfasst er nicht weniger als drei Szenarien für mindestens die nächsten zehn und höchstens 15 Jahre. Seit der Novellierung des EnWG § 12a von 2022 sind drei weitere Szenarien für 2045 auszuarbeiten. Das Jahr 2045 steht dabei insbesondere aufgrund dessen gesetzlicher Verankerung als Zeithorizont im Fokus, zu dem Netto-Treibhausgasneutralität in Deutschland zu erreichen ist. Der vorangegangene NEP 2037/2045 (2023) war der erste, der bereits ein mögliches Klimaneutralitätsnetz beschreiben durfte.

Im Zuge des Zweiten Gesetzes zur Änderung des EnWG vom 14.05.2024 wurden die Fristen zur Abgabe des Szenariorahmenentwurfs auf den 30.06.2024 verschoben. Ein Grund dafür ist die zeitliche Harmonisierung des NEP Strom mit dem NEP Gas und Wasserstoff. Zusammen mit der Systementwicklungsstrategie (SES), die nach §§ 12a und 15b EnWG in beiden Prozessen zu berücksichtigen ist, wird eine gemeinsame Basis für eine kohärente Energiesystemplanung in Deutschland geschaffen. Die Frist zur Veröffentlichung der nächsten ersten Entwürfe des NEP Strom sowie des NEP Gas und Wasserstoff ist jeweils der 31.05.2025. Ein entsprechender Szenariorahmenentwurf ist sowohl durch die ÜNB als auch die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas am 30.06.2024 an die BNetzA zu übermitteln. Im Rahmen der gemeinsamen Abstimmungen und zusammen mit der BNetzA haben sich die vier ÜNB und die FNB Gas darauf verständigt, in beiden Szenariorahmenentwürfen jeweils das Jahr 2037 in Verbindung mit dem gesetzlich bereits festgelegten Jahr 2045 als Stützjahr zu betrachten. Der Zeithorizont 2037 bietet eine wichtige Implikation für beide Prozesse, da es nach aktuellem Stand den spätesten Zeitpunkt der Realisierung des Wasserstoff-Kernnetzes in Deutschland beschreibt.



1.1 Beteiligung und Zusammenarbeit

Im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Strom erhält die Öffentlichkeit an verschiedenen Stellen die Gelegenheit, sich am Prozess zu beteiligen. Um ihre Daten und Annahmen zu validieren, setzen die ÜNB auf eine transparente und breite Daten- und Informationsgrundlage sowie den Austausch mit vielfältigen Beteiligten. Der Austausch in verschiedenen Runden mit Expertinnen und Experten aus Politik, Verwaltung, Wissenschaft und Wirtschaft, NGOs, Umwelt- und Naturschutzverbänden sowie Energieversorgern und Verteilnetzbetreibern (VNB) brachte wertvolle Hinweise zur Festlegung der Rahmendaten und zur Plausibilisierung der getroffenen Annahmen.

Am 21.03.2024 diskutierten die ÜNB in einer Online-Dialogveranstaltung¹ mit über 100 Expertinnen und Experten den Arbeitsstand der Annahmen zum Szenariorahmenentwurf. Das vorgestellte Szenariodesign stieß überwiegend auf Zustimmung. Anklang fand unter anderem, dass der Szenariotrichter im Vergleich zum genehmigten Szenariorahmen des NEP 2037/2045 (2023) verhältnismäßig breit aufgespannt wird. Insbesondere für die Annahmen zum Ausbau von Photovoltaik und von On- und Offshore-Windenergieanlagen wünschten sich viele Teilnehmende eine größere Bandbreite in den Szenarien und begrüßten den Vorschlag der ÜNB, in zwei Szenarien stärker vom Ausbaupfad des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) abzuweichen.

Zur Validierung der verwendeten Rahmendaten greifen die ÜNB wieder auf zahlreiche öffentliche Studien und Arbeiten zurück. Eine besondere Relevanz haben hierbei die Untersuchungen im Rahmen des Projekts „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Langfristszenarien 3) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz und die darauf basierende SES, in die die ÜNB in verschiedenen Runden und über eine „Arbeitsgruppe Netzbetreiber“ involviert sind. Darüber hinaus wurden von den ÜNB drei Begleitstudien in Auftrag gegeben: eine Studie zur Regionalisierung der erneuerbaren Energien und Batteriespeicher, eine Studie zur Projektion und Regionalisierung von Technologien zur Bereitstellung von Gebäudewärme sowie eine Studie zu Ladeprofilen von elektrischen Fahrzeugen (s. Abbildung 1). Zusätzlich wurde auf die Begleitstudien zurückgegriffen, die bereits zum NEP 2037/2045 (2023) vorlagen.

Erstmalig wurde gemeinsam mit den FNB Gas eine deutschlandweite Marktabfrage zur Erfassung von Infrastrukturbedarfen für das Strom- und Wasserstoffnetz durchgeführt.² Die Abfrage richtete sich an bestehende und potenzielle Kunden, die über eine Webapplikation ab dem 07.02.2024 Auskunft über ihre Projektplanungen etwa im Bereich der Wasserstoffherzeugung oder zum Um- oder Neubau von Industrieprozessen geben konnten und weiterhin geben können. Über die gemeinsame Marktabfrage und weitere Abstimmungsrunden, sowohl bilateral mit den FNB Gas als auch multilateral beispielsweise im Rahmen der SES, kommen die ÜNB der eigenen und allgemeinen Erwartung näher, die Prozesse des NEP Strom und des NEP Gas und Wasserstoff im Sinne einer übergreifenden Energiesystemplanung enger zu verzahnen.

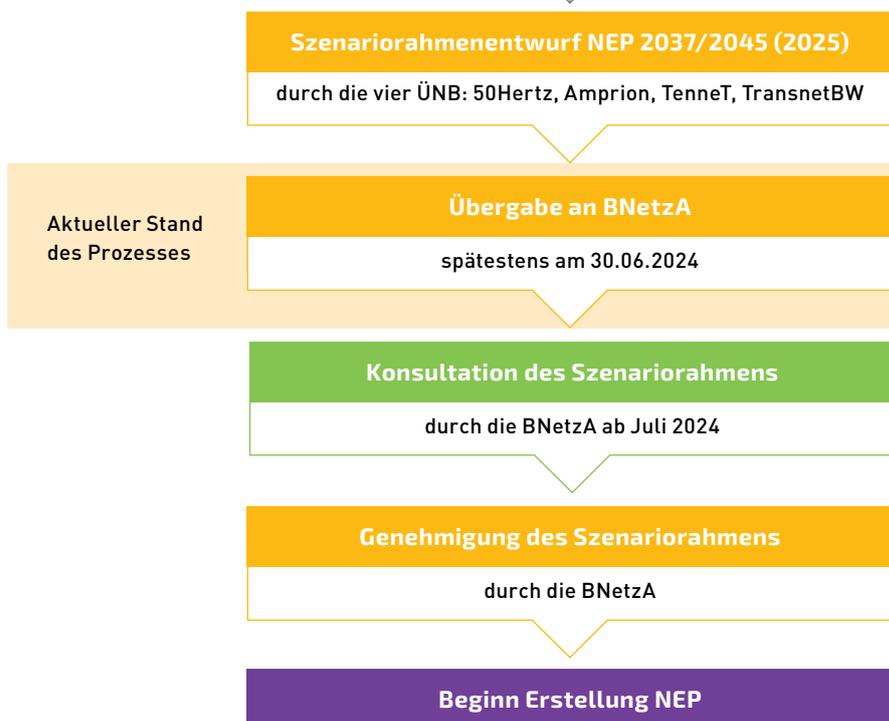
Darüber hinaus wurden Anträge und Anfragen zu neuen Netzanschlüssen herangezogen, die entweder direkt bei den ÜNB eingegangen sind oder im Rahmen einer weiteren Datenabfrage von den VNB an die ÜNB gemeldet wurden. Des Weiteren haben zwischen den VNB und ÜNB Abstimmungen hinsichtlich der zukünftigen Kopplung des NEP Strom mit den Netzausbauplänen der VNB nach § 14d EnWG, zu möglichen Datenaustauschen und zu den angewandten Methoden stattgefunden. Die Abstimmungen sowohl mit den FNB Gas als auch mit den VNB sollen in den kommenden Monaten fortgeführt werden.

¹ Übertragungsnetzbetreiber (2024): „Fachgespräch zum Szenariorahmenentwurf für den NEP Strom 2037/2045 (2025)“, <https://www.netzentwicklungsplan.de/nachrichten/fachgesprach-zum-szenariorahmenentwurf-fuer-den-netzentwicklungsplan-strom-20372045> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

² Deutschlandweite Abfrage von Infrastrukturbedarfen für das Strom- und Wasserstoffnetz – Gemeinsame Marktabfrage der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber zur Erfassung von Wasserstoffherzeugung (inkl. Elektrolyseure), -einspeisung, -speicherung und -verwendung sowie Großverbraucher Strom, <https://infrastrukturbedarf-abfrage-nep.de/> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

Abbildung 1: Entwicklung des Szenariorahmens – Grundlage für den NEP

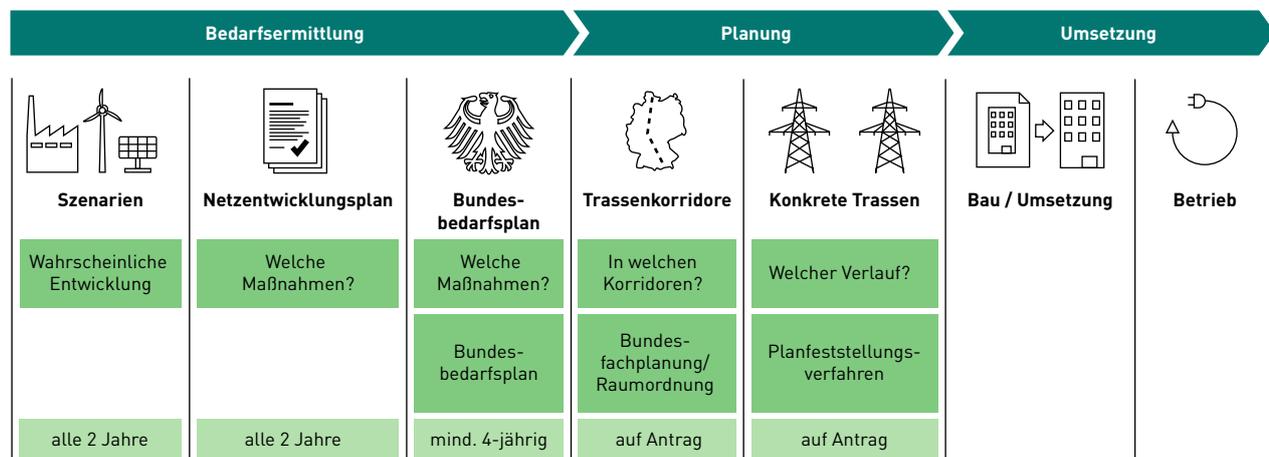
Abfragen und Austausch	Aktualisierung: gesetzlicher Rahmen und politische Strategie
<ul style="list-style-type: none"> › Großverbraucherabfrage bei Netzbetreibern › Gemeinsame Marktabfrage der FNB Gas und ÜNB Strom über eine Webapplikation › Abstimmung mit FNB Gas › Abstimmung mit Verteilnetzbetreibern Strom › Gespräche mit Verbänden und Instituten › Fachlicher Dialog am 21.03.2024 › Systementwicklungsstrategie (AG Netzbetreiber) 	<ul style="list-style-type: none"> › Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) › Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2023, 2024) › Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) › Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) › Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) › Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) › Nationale Wasserstoffstrategie 2023 › Systementwicklungsstrategie Zwischenbericht 2023
Beauftragte Begleitstudien	Veröffentlichungen, Prognosen und Statistiken
<ul style="list-style-type: none"> › Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2024): „Erneuerbare Energien und Batteriespeicher: Regionalisierung des Ausbaus für Netzplanungsprozesse“, noch nicht veröffentlicht › Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE (2024): „Kurzstudie: Ladeprofile von elektrischen Fahrzeugen“, noch nicht veröffentlicht › Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2024): „Regionalisierung Gebäudewärme: Projektion und Regionalisierung von Technologien zur Bereitstellung von Gebäudewärme in Deutschland“, noch nicht veröffentlicht › Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2022): „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“ 	<ul style="list-style-type: none"> › Siehe Literaturverzeichnis und weiterführende Links im Dokument



Nach Übergabe des Szenariorahmenentwurfs an die BNetzA am 30.06.2024 stellt die BNetzA den Szenariorahmenentwurf öffentlich zur Konsultation und eröffnet die erste formelle Gelegenheit, sich in den Netzplanungsprozess einzubringen. Im Rahmen der Konsultation durch die BNetzA würden die ÜNB neben Stellungnahmen zu Leistung und Kapazität von Batteriespeichern sowie deren Realisierungswahrscheinlichkeit auch Hinweise zur Betriebsweise und Verortung von Elektrolyseuren begrüßen. Ebenso sind Beiträge mit Vorschlägen zum Umgang der eingegangenen Meldungen zu Großverbrauchern willkommen. Die Konsultation kann auch dazu genutzt werden, um die BNetzA auf bislang nicht gemeldete Planungen zu neuen Stromgroßverbrauchern hinzuweisen. Details zur Berücksichtigung der Meldungen in dem Szenariorahmen befinden sich in Kapitel 3. Zusätzlich wird im vorliegenden Szenariorahmenentwurf an den jeweiligen Stellen um Konsultationsbeiträge gebeten.

Nach Genehmigung des Szenariorahmenentwurfs durch die BNetzA erfolgt im Rahmen des NEP 2037/2045 (2025) die Bedarfsermittlung von Maßnahmen zur Optimierung, Verstärkung und Ausbau des Netzes in den jeweils aufgezeigten Entwicklungspfaden. Die weiteren Schritte über den NEP bis zur Planung und Genehmigung der identifizierten Netzentwicklungsvorhaben bieten verschiedene Möglichkeiten, sich am Prozess zu beteiligen (s. Abbildung 2).

Abbildung 2: Gesamtablauf zur Umsetzung von Leitungsvorhaben



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1.2 Energie- und klimapolitischer Rahmen

Die Europäische Union hat 2019 den Green Deal beschlossen, um bis 2050 die Netto-Emissionen von Treibhausgasen auf null zu reduzieren. Das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 wurde erstmalig im Juni 2021 in europäisches Recht überführt. Zur Umsetzung des Green Deals veröffentlichte die EU-Kommission ein Maßnahmenpaket „Fit for 55“, um bis 2030 die Treibhausgase um 55% im Vergleich zum Basisjahr 1990 zu reduzieren. Dieses Paket beinhaltet eine Vielzahl von Instrumenten zur Änderung des Regulierungsrahmens der europäischen Energie- und Klimapolitik. Eine umfassende Beschreibung des europäischen Rahmens wird in Kapitel 6 bereitgestellt.

In Deutschland wurden die Klimaschutzziele durch die Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) im Jahr 2021 verschärft. Im Zentrum der öffentlichen Debatte steht dabei das Jahr 2045. Zu diesem Zeitpunkt soll Deutschland treibhausgasneutral sein. Die Neufassung des KSG vom 26.04.2024 rückt, laut Aussage der Bundesregierung, eine zukunftsgerichtete, mehrjährige und sektorübergreifende Gesamtrechnung in den Fokus. Demnach wird künftig jede neue Bundesregierung dazu verpflichtet, mit Beginn einer neuen Legislaturperiode innerhalb der ersten zwölf Monate langfristige Klimaschutzziele mit Blick auf die Ziele für 2030 und 2040 vorzulegen. Gleichwohl bleibt das primäre Ziel, bis 2045 treibhausgasneutral zu werden.



Der völkerrechtswidrige Angriffskrieg Russlands gegen die Ukraine, der im Februar 2022 begann, stellt einen Bruch der internationalen Beziehungen mit weitreichenden Auswirkungen auf die Energiepolitik Europas dar. Die Nutzung der Energieversorgung als geopolitisches Druckmittel offenbarte die Abhängigkeit Europas, insbesondere Deutschlands, von einzelnen Lieferländern. Daraufhin wurden verschiedene Maßnahmen ergriffen, um den Gasverbrauch zu reduzieren, die Energieeffizienz zu steigern, die Diversifizierung der Energielieferungen voranzutreiben und den Ausbau erneuerbarer Energien zu unterstützen. Die EU-Notfallverordnung (verlängert bis zum 30.06.2025) skizziert einen Weg, um EU-weit den Gasverbrauch zu reduzieren.³ In der Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive, RED III), die am 20.11.2023 in Kraft⁴ getreten ist, wurde das bisherige Ziel, 32 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken auf 42,5 % angehoben, wobei Mitgliedsstaaten ermutigt werden, 45 % anzustreben. Der Ausbau und die Nutzung von erneuerbaren Energien sollen beschleunigt werden, indem bestimmte Anlagen erneuerbarer Energien von überwiegendem öffentlichem Interesse eingestuft werden.

Auf Bundesebene leitete die Bundesregierung ebenfalls entsprechende energiepolitischen Maßnahmen ein, die alle Sektoren zur Einsparung von Erdgas anreizen sollten. Mit dem Osterpaket, welches im März 2022 veröffentlicht wurde, wollte die Bundesregierung zum einen ihren im Koalitionsvertrag (KoaV) vereinbarten Zielen gerecht werden, den „Ausbau der Erneuerbaren drastisch zu beschleunigen und alle Hürden und Hemmnisse aus dem Weg zu räumen“ (KoaV 2021)⁵. Zum anderen wurde der Ausbau erneuerbarer Energien als Maßnahme nationaler Sicherheitspolitik bewertet. So wurde im § 2 EEG festgehalten: „Die Errichtung und der Betrieb von [EE-] Anlagen [...] liegen im überragenden öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit“.

Im Rahmen der Gesetzesnovelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2023 sowie des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) und des Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) wurden die Ausbauziele für erneuerbare Energien angehoben. Die Ziele sehen einen Anteil erneuerbarer Energien von 80 % am Bruttostromverbrauch und eine installierte Erzeugungleistung von 115 GW Onshore-Windenergie, 30 GW Offshore-Windenergie sowie 215 GW Photovoltaik bis 2030 vor.

Die am 05.06.2024 vom Umweltausschuss verabschiedete Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG)⁶ zielt darauf ab, die Genehmigungsverfahren insbesondere für Windanlagen, zu vereinfachen und zu beschleunigen. Sie wird als wichtiger Beitrag zur ökologischen Umgestaltung der Wirtschaft angesehen. Trotz anhaltender Diskussionen und Bedenken, insbesondere hinsichtlich der Unterscheidung zwischen erneuerbaren Energien und anderen Industrieanlagen sowie möglicher Rechtsunsicherheiten, markiert die Gesetzesänderung einen wichtigen Meilenstein, Genehmigungsverfahren nach dem Immissionsschutzrecht zu vereinfachen.

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien stieg Deutschland im April 2023 aus der Kernenergieverstromung aus, sodass die letzten drei Kraftwerksblöcke nach dem befristeten Streckbetrieb außer Betrieb genommen wurden. Darüber hinaus ist nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038, in NRW vorzeitig bis 2030, gesetzlich verankert. Zusätzlich ist seit April 2024 auf internationaler Ebene geplant, dass die G7-Nationen bis 2035 aus der Kohleverstromung aussteigen⁷, um ihre Klima- und Umweltziele zu erreichen. Insofern das EU-Emissionshandelssystem hinreichend hohe CO₂-Preise bewirkt, wird darüber hinaus eine marktgetriebene Einsatzreduzierung der Kohlekraftwerke in der nächsten Dekade zunehmend wahrscheinlich. Mit Wegfall der gesicherten Leistung von Kern- und Kohlekraftwerken werden Erdgaskraftwerke bzw. wasserstofffähige Kraftwerke (H₂-ready-Kraftwerke) ein wichtiger Bestandteil der Stromerzeugung bleiben.

3 Europäisches Parlament (2024): „Energiepolitik – Allgemeine Grundsätze“, <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/68/energiepolitik-allgemeine-grundsätze> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

4 Europäisches Parlament (2024): „Energie aus erneuerbaren Quellen“, <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/70/energie-aus-erneuerbaren-quellen> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

5 SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021): „Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90/Die Grünen und den Freien Demokraten (FDP)“, https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

6 Deutscher Bundestag (2024): „Grünes Licht für Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes“, <https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1006352> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

7 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): „Gemeinsame Pressemitteilung: G7-Staaten beschließen Kohleausstieg bis Mitte der 2030er-Jahre und setzen sich für globales Plastikabkommen bis Ende 2024 ein“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/04/20240430-g7-staaten-kohleausstieg-mitte-2030er-jahre.html> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

Neue Gaskraftwerke müssen laut Einigung zur Kraftwerksstrategie⁸ die Möglichkeit bieten, Wasserstoff anstelle von Erdgas als Brennstoff einsetzen zu können. Eine ausführlichere Darstellung zur Kraftwerksstrategie ist in Kapitel 5 des Berichts zu finden.

Damit Wasserstoff langfristig Erdgas substituieren kann, müssen entsprechende Rahmenbedingungen für einen Markthochlauf etabliert und die Wettbewerbsfähigkeit von CO₂-freiem Wasserstoff gestärkt werden. Die erstmals im Juni 2020 veröffentlichte nationale Wasserstoffstrategie⁹ stellt die Weichen für einen Markthochlauf von Wasserstoff. Seit dem russischen Angriff auf die Ukraine am 24.02.2022 und dem Ausstieg aus dem Bezug von russischem Erdgas haben sich die Prognosen signifikant verändert. Dies hatte weitreichende Auswirkungen auf die Wasserstoffplanung.

Die im Juli 2023 aktualisierte Wasserstoffstrategie¹⁰ erhöht das Ambitionsniveau beim Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft und konkretisiert die Umsetzung. Das Ziel für heimische Elektrolysekapazität in 2030 wird von 5 GW auf mindestens 10 GW angehoben.

Die nationale Wasserstoffstrategie ist eingebettet in eine europäische Wachstumsstrategie, mit dem Ziel, CO₂-armen Wasserstoff als integrierten Bestandteil des Energiesystems zu etablieren. Ziel ist es, die bestehenden Elektrolysekapazitäten europaweit bis 2024 um 6 GW zu erweitern und bis 2030 auf insgesamt 40 GW auszubauen.¹¹

Zur Unterstützung des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur ist ein Wasserstoffbeschleunigungsgesetz (WassBG)¹² vorgesehen. Nach Abschluss einer Konsultationsphase im April 2024 wird eine baldige Kabinettsentscheidung angestrebt. Anhand der IPCEI-Förderung soll bis 2027/2028 ein Wasserstoffstartnetz mit mehr als 1.800 km umgestellten und neu gebauten Wasserstoffleitungen in Deutschland entstehen. Europaweit kommen circa 4.500 km hinzu (European Hydrogen Backbone). Durch eine Erweiterung zu einem Kernnetz sollen bis 2032 alle großen Erzeugungs-, Import- und Speichernetzen mit den relevanten Abnehmern in Deutschland verbunden werden. Bis zum Jahr 2037 soll das Wasserstoff-Kernnetz aufgebaut werden. Neben dem inländischen Transport wird Deutschland Wasserstoff in großen Mengen importieren müssen. Eine Stellungnahme des Nationalen Wasserstoffrates zur Erarbeitung einer Importstrategie wurde am 19.01.2024 veröffentlicht.¹³ Im Zuge der EnWG-Novellierung im April 2024 und der integrierten Netzentwicklungsplanung für das Erdgas- sowie das zukünftige Wasserstoff-Transportnetz, wurde ein rechtlicher Rahmen für die zweite Stufe des Wasserstoffnetzhochlaufs geschaffen.

8 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): „Gemeinsame Pressemitteilung: Einigung zur Kraftwerksstrategie“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

9 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): „Die Nationale Wasserstoffstrategie“, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=11 (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

10 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): „Fortschreibung Nationale Wasserstoffstrategie“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.pdf> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

11 Europäische Kommission (2020): „Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa“, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/fs_20_1296 (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

12 Bundesrat (2024): „Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“, https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2024/0201-0300/265-24.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

13 Nationaler Wasserstoffrat (2024): „Wasserstoff-Importstrategie: NWR kommentiert die Erarbeitung einer Wasserstoff-Importstrategie der Bundesregierung“, <https://www.wasserstoffrat.de/aktuelles/pressemitteilung-vom-07022024> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

1.3 Szenariorahmen auf dem Weg zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem

Der Szenariorahmen zum NEP konkretisiert das sich verändernde Energiesystem und liefert damit die Grundlage für Analysen des zukünftigen Übertragungsnetzes. Mittels dieser Analysen wird ein anforderungsgerechtes Übertragungsnetz entwickelt. Der Szenariorahmen trifft unter anderem Annahmen zu den installierten Stromerzeugungskapazitäten, zum Stromverbrauch einschließlich neuer Stromanwendungen und Flexibilitäten, zu den Entwicklungen der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie den Interkonnektoren und Handelskapazitäten zwischen den europäischen Marktgebieten. Für die Entwicklung dieser Annahmen wird eine Vielzahl von Daten und Studien analysiert. Aus den Annahmen werden drei Szenarien für das Jahr 2037 und für das Jahr 2045 entwickelt (s. Kapitel 2).

Ebenso werden aus diesen Annahmen Zwischenszenarien hergeleitet. Im Rahmen des Systemstabilitätsberichts der ÜNB nach § 12i EnWG wird das Stützjahr 2032 untersucht. Die ÜNB gehen davon aus, dass auf Basis der Analysen zum Zwischenszenario 2032 mögliche Bedarfe an Blindleistungskompensationsanlagen durch die BNetzA im Rahmen des Prüfprozesses zum NEP 2037/2045 (2025) berücksichtigt werden. Weitere Informationen hierzu finden sich in Anhang A.1. Diese Annahmen sind das Ergebnis aufwändiger Abstimmungsverfahren und adressieren aus heutiger Sicht bestehende Unsicherheiten. Diese Unsicherheiten ergeben sich unter anderem daraus, dass die zukünftige Entwicklung des Energiesystems von einer Vielzahl von politischen, wirtschaftlichen und technischen Einflussfaktoren abhängig ist, die sich teilweise nur schwer prognostizieren lassen. Die Erstellung des Szenariorahmens ist in der Folge mit der Herausforderung konfrontiert, eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungspfade in einem dynamischen Umfeld abzubilden.

Deutschland konnte seine Treibhausgasbilanz innerhalb der letzten drei Jahre von 732 Mio. t CO₂-Äquivalenten im Jahr 2020 auf 674 Mio. t CO₂-Äquivalenten im Jahr 2023 – also um etwa 8 % – senken.¹⁴ Allerdings lag die industrielle Stromnachfrage in den vergangenen Jahren unter den Erwartungen: Nach einem Tiefstand der Stromnachfrage durch die Corona-Pandemie 2020, stieg die Nachfrage 2021 etwas an, um in den Folgejahren 2022 und 2023 durch die vom russischen Angriffskrieg ausgelöste Energiepreiskrise deutlich zu sinken¹⁵.

Diese Sondereffekte verschleiern, inwieweit Maßnahmen zur Treibhausgasminderung nachhaltige Wirkung zeigen. Insgesamt bleibt das Niveau der Treibhausgasemissionen national wie international hoch. Der Handlungsdruck, sektorübergreifend Treibhausgasemissionen zu reduzieren, bleibt bestehen. Etwa 85 % der heutigen Treibhausgasemissionen entstehen durch die Verfeuerung von fossilen Energieträgern, die sich mit einer Umstellung auf treibhausgasneutrale Energieträger reduzieren lassen.¹⁶

Mit 272 TWh deckten die erneuerbaren Energien etwa 52 % des Bruttostromverbrauchs in 2023 ab¹⁷, womit der bislang höchste Anteil erreicht wurde. Im Jahr 2023 löste Windenergie die Kohle als wichtigsten Energieträger in Deutschland ab. Fast ein Drittel des erzeugten Stroms stammte aus Onshore- und Offshore-Windenergie. Darüber hinaus war 2023 das erste Jahr, in dem in fast allen Monaten mehr Strom aus erneuerbaren Energien wie Wind, Wasser und Sonne als aus konventionellen Energieträgern eingespeist wurde. Mit Blick auf den sektorübergreifenden Endenergiebedarf ist der Anteil erneuerbarer Energien allerdings mit 22 % (2023) weiterhin gering.¹⁸ In der Folge verschiebt sich die gesellschaftliche und politische Diskussion zunehmend auf die Endenergieverbrauchssektoren Verkehr, Industrie und Gebäude. Annahmen zur Entwicklung von Umfang und Tiefe der Elektrifizierung dieser drei Sektoren weichen durchaus voneinander ab. Durch eine zunehmende Elektrifizierung ist insgesamt trotz derzeit rückläufigem Stromverbrauch mit einem stark ansteigenden Bruttostromverbrauch in den kommenden Jahren zu rechnen. Zudem kommen neue Strombedarfe durch Elektrolyseure und Rechenzentren hinzu (s. Kapitel 3).

14 Umweltbundesamt (2024): „Emissionen ausgewählter Treibhausgase in Deutschland nach Kategorien in Tsd. t Kohlendioxid-Äquivalenten“, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#treibhausgas-emissionen-nach-kategorien> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

15 Umweltbundesamt (2024): „Entwicklung des Stromverbrauchs“, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

16 Umweltbundesamt (2024): „Treibhausgas-Emissionen nach Kategorien“, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#treibhausgas-emissionen-nach-kategorien> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

17 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): „Erneuerbare Energien“, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

18 Umweltbundesamt (2024): „Indikator: Anteil Erneuerbare am Bruttoendenergieverbrauch“, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltindikatoren/indikator-erneuerbare-energien> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Im Rahmen einer verstärkten Sektorenkopplung und der zunehmenden Elektrifizierung von Anwendungen nimmt der Stromsektor eine tragende Rolle zur Dekarbonisierung aller Endenergieverbrauchssektoren ein. Zur Deckung des zukünftigen Strombedarfs muss die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Deutschland deutlich ansteigen (s. Kapitel 4). Die zentralen Stromerzeugungstechnologien sind hierbei Windenergie und Photovoltaik.

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist, bei einem steigenden Anteil an erneuerbaren Energien und ihrer volatilen Einspeisung, ein hoher Grad an Flexibilität sowohl last- als auch erzeugungsseitig erforderlich.

Neue Stromverbraucher wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Elektrolyseure besitzen das Potenzial, zukünftig auf die jeweilige Einspeisesituation zu reagieren und ihren Stromverbrauch flexibel anzupassen.

Daneben bestehen Anreize für eine größtmögliche Flexibilisierung regelbarer Kraftwerke, um die Erzeugungsschwankungen der erneuerbaren Energien und Lastspitzen auszugleichen. Diese flexiblen Kraftwerke können mitunter neben Strom auch Wärme bereitstellen und so den Strombedarf elektrischer Wärmeerzeuger in Fernwärmenetzen in Zeiten geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien reduzieren.

Mit der Außerbetriebnahme der Kern- und Kohlekraftwerke verbleiben insbesondere Erdgaskraftwerke im System, die auch in Zeiten mit geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien sicherstellen, dass die Stromnachfrage stets gedeckt werden kann.

Um dem System auch langfristig zur Verfügung stehen zu können, ist ein Wechsel von Erdgas auf CO₂-freie Gase erforderlich. Dafür existieren verschiedene Optionen. Eine davon ist der Einsatz von grünem Wasserstoff, welcher im Szenariorahmenentwurf zugrunde gelegt wird. Es wird von grünem Wasserstoff gesprochen, wenn der Wasserstoff über die Wasserstoffelektrolyse auf Basis von erneuerbarem Strom erzeugt wird (s. Kapitel 5).

Das nationale Energiesystem ist eingebettet in ein europäisches Gesamtsystem. Eine zunehmend stärkere Einbindung in den europäischen Binnenmarkt senkt den Gesamtbedarf an Erzeugungsleistung, Speicher und lastseitiger Flexibilität in Europa. Der grenzüberschreitende Stromaustausch in Europa erleichtert die Integration der erneuerbaren Energien durch einen weiträumigeren Ausgleich von Erzeugung und Last und ermöglicht die europaweit ungleich verteilten Flexibilitätspotenziale (beispielsweise die Wasserspeicher in Skandinavien und im Alpenraum) optimal zu nutzen (s. Kapitel 6).

- 1 Einführung
- 2 Szenarienbeschreibung
- 3 Stromverbrauch
- 4 Erneuerbare Energien
- 5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
- 6 Europäischer Rahmen
- 7 Brennstoff- und CO₂-Preise



2 Szenarienbeschreibung

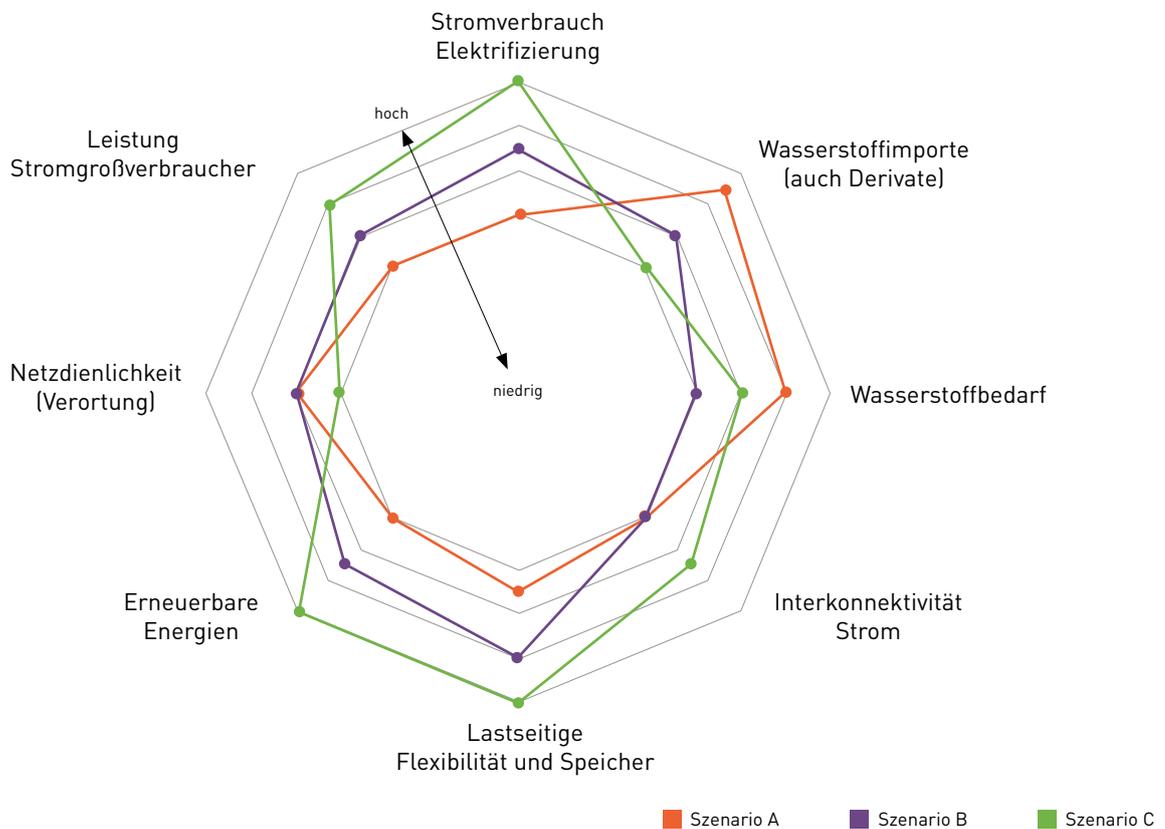
In diesem Szenariorahmenentwurf für den NEP 2037/2045 (2025) werden drei Szenarien für 2037 vorgestellt, die die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland und Europa darstellen. Darüber hinaus werden die Szenarien fortgeschrieben, sodass drei mögliche Ausgestaltungen eines treibhausgasneutralen Energiesystems im Jahr 2045 abgebildet werden. Im Folgenden werden die zentralen Szenarioannahmen und -variationen erläutert.

Anschließend erfolgt eine Einordnung der Szenariokennzahlen in die Systementwicklungsstrategie (SES) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK).

2.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien

Das Ziel, bis 2045 in Deutschland Treibhausgasneutralität zu erreichen, ist gesetzlich festgeschrieben. Wie dieses zu erreichen ist, ist je nach Sektor mit mehr oder weniger ausgeprägten Unsicherheiten verbunden. Die Szenarien sollen dazu beitragen, die wesentlichen Unsicherheiten über eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen zu adressieren. Auf Basis der Erläuterungen in Kapitel 1 variieren die Szenarien daher beispielsweise im Umfang der direkten Elektrifizierung und des Bruttostromverbrauchs, in der Höhe des Wasserstoffbedarfs und der Wasserstoffimporte, bei der nachfrageseitigen Flexibilität und Speichern, im Ausbau der erneuerbaren Energien sowie im Ausbau von Interkonnektoren zu den benachbarten Marktgebieten. Hinzu kommt, dass mit den vorliegenden Meldungen aus der Markt- und Netzbetreiberabfrage in den Szenarien unterschiedlich umgegangen wird. Die wesentlichen Szenariovariationen und die Ausprägungen der jeweiligen Szenarien sind in Abbildung 3 dargestellt.

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2 Szenarienbeschreibung

Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl an Aspekten, die allen dargestellten Szenarien gemein ist. Dazu gehören die Folgenden:

- In allen Szenarien erreicht Deutschland bis 2045 Treibhausgasneutralität. Im Jahr 2037 hat der Stromsektor bereits wichtige Weichen gestellt, um eine vollständig treibhausgasneutrale Stromerzeugung erreichen zu können. Der thermische Kraftwerkspark befindet sich zu diesem Zeitpunkt mitten in einem Umstellungsprozess, in dem Erdgas als Brennstoff für die Stromproduktion nach und nach durch Wasserstoff abgelöst wird.
- In allen Szenarien steigt der Bruttostromverbrauch deutlich an. Strom wird in allen Sektoren genutzt, um den Einsatz fossiler Energieträger zu ersetzen. Neben erneuerbar erzeugtem Strom und in begrenztem Umfang Bioenergie ist insbesondere erneuerbar erzeugter Wasserstoff fester Bestandteil eines treibhausgasneutralen Energiesystems.
- In allen Szenarien wird weitestgehend eine Kontinuität von heutigen Produktionsmengen und Standorten in der Industrie angenommen. Transformationsbedingte Veränderungen im Strombezug durch die Substituierung fossiler Energieträger werden in allen Szenarien berücksichtigt.
- Deutschland ist in allen Szenarien auf den Import von Wasserstoff und anderen synthetischen Energieträgern angewiesen. In Deutschland wird Wasserstoff per Elektrolyse erzeugt. Andere synthetische Brenn- und Kraftstoffe (insbesondere für den Verkehrssektor) werden nahezu vollständig importiert. Es wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass die ausländische Erzeugung der von Deutschland importierten Energieträger treibhausgasneutral erfolgt.
- In allen Szenarien beträgt der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch weit über 80%. Photovoltaik sowie Onshore- und Offshore-Windenergie sind die zentralen Stromerzeugungstechnologien. Alle Szenarien erfordern einen beispiellosen Ausbau von Photovoltaik- und Windstromerzeugung mit sehr hohen jährlichen Zubauraten.
- In allen Szenarien nimmt die Integration Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt für Strom und die europäische Zusammenarbeit zur Erreichung der Klimaschutzziele zu. Der europäische Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2024 gibt dabei den Rahmen für die Berücksichtigung neuer Interkonnectoren und Austauschkapazitäten vor.
- In allen Szenarien wird eine Flexibilisierung der Nachfrageseite, insbesondere auch beim Laden von E-Fahrzeugen und beim Einsatz von Wärmepumpen zur optimalen Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und zum Ausgleich von Stromerzeugung und Stromnachfrage, abgebildet.
- Der Kohleausstieg wird in allen Szenarien vor 2037 abgeschlossen. Ein Neubau von Kernkraftwerken wird in Deutschland nicht betrachtet. In allen Szenarien wird eine umfängliche Flexibilisierung des verbleibenden konventionellen Kraftwerksparks abgebildet.
- In allen Szenarien wird grundsätzlich das aktuell vorherrschende Strommarktdesign in Deutschland und Europa abgebildet. Das bedeutet unter anderem, dass sich Stromangebot und -nachfrage nach den Prinzipien eines Energy-Only-Marktes ausrichten und weiterhin eine deutsche Gebotszone betrachtet wird.



Im Folgenden werden die zentralen Charakteristika jedes der im Entwurf abgebildeten Szenarien kurz beschrieben.

Szenario A

Szenario A skizziert eine Transformation des Energiesystems, die im Vergleich zu den Szenarien B und C die größte Verwendung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern vorsieht. Eine direkte Elektrifizierung von Endanwendungen erfolgt nicht flächendeckend. Dies ist unter anderem auf eine mittelfristig verzögerte Systemtransformation zurückzuführen, bei der Restriktionen den Ausbau der erneuerbaren Energien innerhalb Deutschlands bremsen. Der gesetzlich vorgeschriebene Ausbaupfad der erneuerbaren Energien wird deutlich unterschritten. Hohe Importe von Wasserstoff und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen kompensieren dies und spielen eine maßgebliche Rolle, um Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 zu erreichen. In Folge dieser hohen Energieimporte ergibt sich eine geringere Notwendigkeit zum Ausbau der heimischen Wasserstoffproduktion. Dies spiegelt sich in verhältnismäßig niedrigen Elektrolysekapazitäten wider.

Der Bruttostromverbrauch liegt in diesem Szenario mit 967 TWh im Jahr 2045 deutlich unter den Szenarien B und C. Planungen zu neuen Stromgroßverbrauchern werden teilweise verworfen. Es besteht ein vergleichsweise geringer Flexibilitätsbedarf, sodass höhere Anteile von unflexiblen oder eigenbedarfsorientiertem Verbraucherverhalten und weniger Batteriespeicher beobachtet werden. Die Interkonnektoren zu benachbarten Marktgebieten werden in moderatem Umfang ausgebaut.

Szenario B

Szenario B beschreibt eine Transformation des Energiesystems, in der Strom weit über die heutigen Anwendungsgebiete hinaus zum Einsatz kommt. Es wird eine vergleichsweise effiziente Systemtransformation mit einem Ausbau der erneuerbaren Energien entlang des gesetzlichen Ausbaupfades abgebildet. Durch die hohen Anteile der Elektrifizierung liegt der Wasserstoffbedarf im untersten Bereich des in den drei Szenarien betrachteten Spektrums. Im Hinblick auf die Höhe der Wasserstoffimporte und den Umfang der Elektrolysekapazitäten wird ein mittlerer Pfad betrachtet. Bei der Verortung von Elektrolyseuren spielt insbesondere der Netzdienlichkeitsaspekt eine wesentliche Rolle. Der gesetzlich vorgeschriebene Ausbaupfad der erneuerbaren Energien wird erreicht.

Der Bruttostromverbrauch liegt in diesem Szenario mit 1.179 TWh im Jahr 2045 zwischen den Szenarien A und C. Die Systemtransformation zeigt sich konkret in Investitionen in neue Stromgroßverbraucher. Es besteht ein Flexibilitätsbedarf, der unter anderem durch etwas höhere Anteile von marktorientiertem Verbraucherverhalten und Batteriespeichern gedeckt wird. Der Ausbau von Interkonnektoren zu benachbarten Marktgebieten befindet sich auf dem Niveau von Szenario A.

Szenario C

Szenario C skizziert eine Transformation des Energiesystems, die einerseits durch hohe Anteile der Elektrifizierung und andererseits durch eine hohe Souveränität Deutschlands hinsichtlich der Wasserstofferzeugung geprägt ist. Es wird davon ausgegangen, dass Wasserstoff nur in vergleichsweise geringen Mengen importiert wird und die Wasserstofferzeugung verstärkt in Deutschland erfolgt. Die Standorte der Elektrolyseure berücksichtigen in diesem Szenario neben der Netzdienlichkeit auch andere Standortkriterien. Neben dem hohen Strombedarf der Elektrolyseure wird in diesem Szenario auch in anderen Sektoren ein besonders hoher Stromverbrauch betrachtet, welchem entsprechend große Stromerzeugungskapazitäten gegenüberstehen. Der gesetzliche Ausbaupfad der erneuerbaren Energien wird in diesem Szenario deutlich überschritten.

Der Bruttostromverbrauch liegt mit 1.351 TWh 2045 über den Szenarien A und B. In diesem Szenario werden die meisten Planungen zu neuen Stromgroßverbrauchern abgebildet. Zur Integration der erneuerbaren Energien und zum Ausgleich von Stromerzeugung und Stromnachfrage besteht in diesem Szenario ein relativ hoher Flexibilitätsbedarf, der unter anderem durch hohe Anteile von marktorientiertem Verbraucherverhalten und Batteriespeichern gedeckt wird. Zusätzliche Flexibilität wird durch einen darüber hinausgehenden Ausbau von Interkonnektorkapazitäten bereitgestellt.



2.2 Kennzahlen der Szenarien

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen in den jeweiligen Szenarien

	Bestand 2022*/2023	Szenariorahmenentwurf NEP 2037/2045 (2025)					
		A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Energieträger [GW]							
Kernenergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	17,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	17,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas/Wasserstoff ⁽¹⁾	32,3	52,9	52,9	52,9	51,9	51,9	51,9
Öl	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	9,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
sonstige konventionelle Erzeugung ⁽²⁾	3,5	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Summe konventionelle Erzeugung ⁽³⁾	81,5	65,7	65,7	65,7	64,7	64,7	64,7
Onshore-Windenergie	61,0	105,0	158,5	158,5	125,0	160,0	180,0
Offshore-Windenergie	8,5	54,4	60,4	60,4	65,2	75,5	81,5
Photovoltaik	81,8	280,0	345,0	380,0	330,0	400,0	500,0
Biomasse	9,1	5,0	5,0	5,0	3,0	3,0	3,0
Wasserkraft (Speicherwasser, Laufwasser)	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
sonstige regenerative Erzeugung ⁽⁴⁾	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative Erzeugung	167,2	450,0	574,5	609,5	528,8	644,1	770,1
Summe Erzeugung	248,7	515,7	640,2	675,2	593,5	708,8	834,8
Stromverbrauch [TWh]							
Nettostromverbrauch (geschätzt) ⁽⁵⁾	478,3*	773,9	938,1	1.002,3	887,4	1.098,6	1.269,7
Bruttostromverbrauch (geschätzt) ^{(5), (6)}	547,6*	844,0	1.008,8	1.073,3	966,9	1.178,7	1.351,1
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (geschätzt) ⁽⁷⁾	46,2%*	>84 %	>92 %	>90 %	>90 %	>90 %	>91 %
Treiber Sektorenkopplung							
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	2,5	23,6	31,6	37,8	32,5	37,2	44,8
Wärmepumpen (Haushalte/GHD) [Anzahl in Mio.]	1,8	6,8	10,8	12,6	10,4	15,4	18,0
Großwärmepumpen (Fernwärme) [GW]	0,0	3,2	3,9	3,9	5,3	5,7	5,7
Elektrokessel (Fernwärme) [GW]	0,8	6,3	7,5	7,5	11,1	12,1	12,1
Elektrolyseure [GW]	0,0	26,0	35,0	40,0	46,0	60,0	80,0
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]							
Kleinbatteriespeicher	6,3	40,0	55,0	60,0	50,0	70,0	75,0
Großbatteriespeicher	1,3	18,0	32,0	36,0	21,0	36,0	44,0
DSM (Industrie und GHD)	1,4	4,6	7,7	8,7	8,4	12,9	14,5

Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.

- (1) Die angegebenen Leistungen umfassen lediglich die mit dem Szenariorahmenentwurf explizit verorteten Kraftwerke. Darüber hinaus werden in der Marktsimulation lastnahe Reserven berücksichtigt.
- (2) sonstige konventionelle Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall
- (3) ohne Reservekapazitäten
- (4) sonstige regenerative Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall
- (5) Aufgrund der Vielzahl an flexiblen Verbrauchern ergibt sich der exakte Stromverbrauch erst aus der Strommarktmodellierung für den Netzentwicklungsplan, die nicht Teil des Szenariorahmenentwurfs ist.
- (6) für die Stützjahre 2037 und 2045 ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs aus Speichern
- (7) Dieser Anteil umfasst nur die direkte inländische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Stromerzeugung aus Wasserstoff oder Speichern ist darin nicht enthalten. Die zusätzliche Berücksichtigung der indirekten Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (bspw. über die Rückverstromung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff) würde zu einem höheren EE-Anteil führen. Die angegebenen Werte sind daher als untere Grenze zu verstehen. Alle Szenarien erreichen 2045 Treibhausgasneutralität.

2.3 Einordnung der Szenarien in die Systementwicklungsstrategie

Die Szenariorahmen der Netzentwicklungspläne Strom sowie Gas und Wasserstoff haben gemäß des Zweiten Gesetzes zur Änderung des EnWG vom 14.05.2024 nach § 12a die Festlegungen der Systementwicklungsstrategie (SES) angemessen zu berücksichtigen. Dabei ist vorgeschrieben, dass die Bundesregierung dem Deutschen Bundestag alle vier Jahre eine SES vorlegt, beginnend im Jahr 2027. Dem Gesetz folgend, soll die SES unter anderem eine Bewertung des Energiesystems im Rahmen des Zieldreiecks bestehend aus Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit und darüber hinaus eine Systemkostenplanung einschließlich Szenarien sowie eine strategische Planung zur optimalen Nutzung aller sinnvoll verfügbaren Energieträger enthalten. Zusätzlich sollen Ziele zur Weiterentwicklung der Energieversorgung und Netze ausgewiesen werden.

Die SES ist ein vom BMWK verantworteter Prozess mit dem formulierten Ziel, ein sektorenübergreifendes Leitbild und eine Strategie bei der Transformation des Energiesystems hin zur Erreichung von Treibhausgasneutralität zu entwickeln. Diese Strategie kann nach Auffassung der ÜNB bestimmte Orientierungslinien für eine möglichst robuste und abgestimmte Planung der Infrastrukturen Strom sowie Gas und Wasserstoff beinhalten. Der bisherige Prozess basiert im Wesentlichen auf den Erkenntnissen der vom BMWK in Auftrag gegebenen Langfristszenarien, in denen ein wissenschaftliches Konsortium verschiedene Transformationspfade hin zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem 2045 untersucht und in den Gesamtkontext einordnet.¹⁹ Besondere Relevanz für die SES haben hierbei solche Entwicklungspfade der Energieversorgung, die aus Gesamtsystemsicht unter Einbezug von Systemkosten sinnvoll und erstrebenswert erscheinen.

Die ÜNB sind in den bisherigen Prozess der SES sowohl über ein Plenum zusammen mit anderen Interessengruppen aus Energiewirtschaft und Industrie als auch über die sogenannte „Arbeitsgruppe Netzbetreiber“ eingebunden. In dieser Arbeitsgruppe erfolgt ein vertiefender Austausch zu den für die Netzbetreiber Strom und Gas relevanten Aspekten der SES²⁰. Eine Grundlage des Austauschs ist ein im November 2023 veröffentlichter Zwischenbericht zur SES, der die gewonnenen Erkenntnisse aus den untersuchten Transformationspfaden der BMWK-Langfristszenarien zusammenfasst. Hierauf aufbauend wurden im Rahmen der „Arbeitsgruppe Netzbetreiber“ zuletzt sogenannte Ankerpunkte entwickelt, die bestimmte Kennzahlen des Zwischenberichts und die Bandbreite systemisch sinnvoller Entwicklungspfade weiter konkretisieren. Der Zwischenbericht der SES stellt damit gemeinsam mit den Ankerpunkten eine wichtige Basis für die Erstellung dieses Szenariorahmenentwurfs dar.

Im Folgenden werden zur besseren Einordnung die Grundzüge der Szenarien des vorliegenden Szenariorahmenentwurfs mit dem genannten Zwischenbericht und den BMWK-Langfristszenarien verglichen.

- Das Szenario A orientiert sich bei den Annahmen zu den sektoralen Stromverbräuchen vornehmlich an den Szenarien T45-H2 und T45-PtG/PtL der BMWK-Langfristszenarien, in denen höhere Anteile des Einsatzes von Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern abgebildet werden. Das Szenario A zeigt im Vergleich zu den BMWK-Langfristszenarien jedoch stärker die Möglichkeit einer verzögerten Systemtransformation auf, bei der Treibhausgasneutralität 2045 ausschließlich durch hohe Importe von Wasserstoff und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen erreicht werden kann. In Szenario A bestehen angesichts dieser Importabhängigkeit hohe Unsicherheiten und Risiken für das Gelingen der Systemtransformation. Dieses Szenario liegt außerhalb des Korridors, der im Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie angegeben ist.
- Das Szenario B bewegt sich bei vielen Annahmen inmitten des im Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie dargestellten Spektrums von Entwicklungspfaden. Es ist in seinen Grundzügen verhältnismäßig eng verknüpft mit dem Elektrifizierungs-Szenario T45-Strom*²¹ der BMWK-Langfristszenarien, ohne dass die Kennzahlen exakt übereinstimmen. Das Szenario T45-Strom* enthält wie das Szenario B einen hohen Anteil direktelektrischer Lösung und bildet den gesetzlichen Pfad des Ausbaus erneuerbarer Energien ab. Das Szenario T45-Strom* weist im Vergleich mit anderen Szenarien der BMWK-Langfristszenarien die geringsten aufzubringenden Systemkosten auf und bildet daher wie das Szenario B eine effiziente Systemtransformation ab.

¹⁹ Fraunhofer ISI, Consentec, ifeu, TU Berlin (2024): „Langfristszenarien 3: Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands“, <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

²⁰ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): „Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231122-zwischenbericht-der-systementwicklungsstrategie.pdf> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

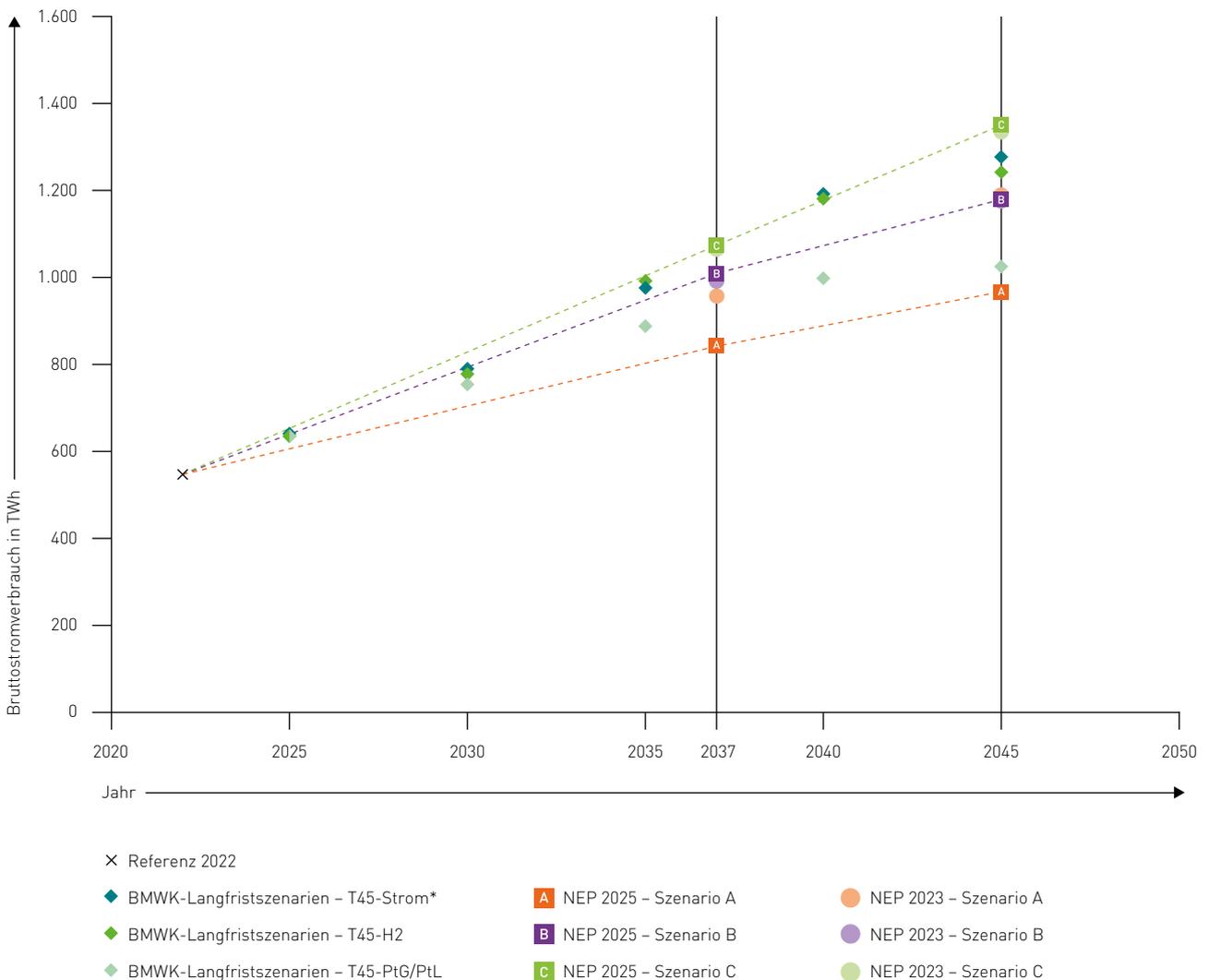
²¹ Das Sternchen direkt hinter dem Namen des Szenarios T45-Strom* weist darauf hin, dass auf die Anfang 2024 erfolgte Aktualisierung des Szenarios T45-Strom zurückgegriffen wird. Dies entspricht der Vorgehensweise in den BMWK-Langfristszenarien. Die grundlegende Konzeption des Szenarios blieb durch die Aktualisierung unverändert.

2 Szenarienbeschreibung

➤ Das Szenario C liegt hinsichtlich des Elektrifizierungsgrades und der Höhe der sektoralen Stromverbräuche in Gebäuden, Industrie und Verkehr besonders nah am Szenario T45-Strom* der BMWK-Langfristszenarien. Unterschiede bestehen dahingehend, dass in Szenario C im Vergleich zu Szenario T45-Strom* in Summe eine höhere inländische Wasserstoffherzeugung angenommen wird. Darüber hinaus wird in Szenario C eine große Menge an Planungen zu neuen Großverbrauchern abgebildet, die in den BMWK-Langfristszenarien und im Zwischenbericht nicht konkret berücksichtigt sind. In der Folge liegen der Gesamtstromverbrauch und die Stromerzeugungskapazitäten erneuerbarer Energien oberhalb der im Zwischenbericht der SES dargestellten Bandbreite.

Nachfolgend werden Kennzahlen zum Stromverbrauch und zu den Kapazitäten sowie zur Stromerzeugung erneuerbarer Energien gegenübergestellt. Neben den Werten dieses Szenariorahmenentwurfs wird auf die Szenariorahmengenemithung zum NEP 2037/2045 (2023) sowie die Szenarien T45-Strom*, T45-H2 und T45-PtG/PtL der BMWK-Langfristszenarien referenziert. Es ist zu beachten, dass die Szenarien der BMWK-Langfristszenarien stetigen Aktualisierungen unterliegen. Die folgenden Kennzahlen basieren auf dem Stand Mai 2024.

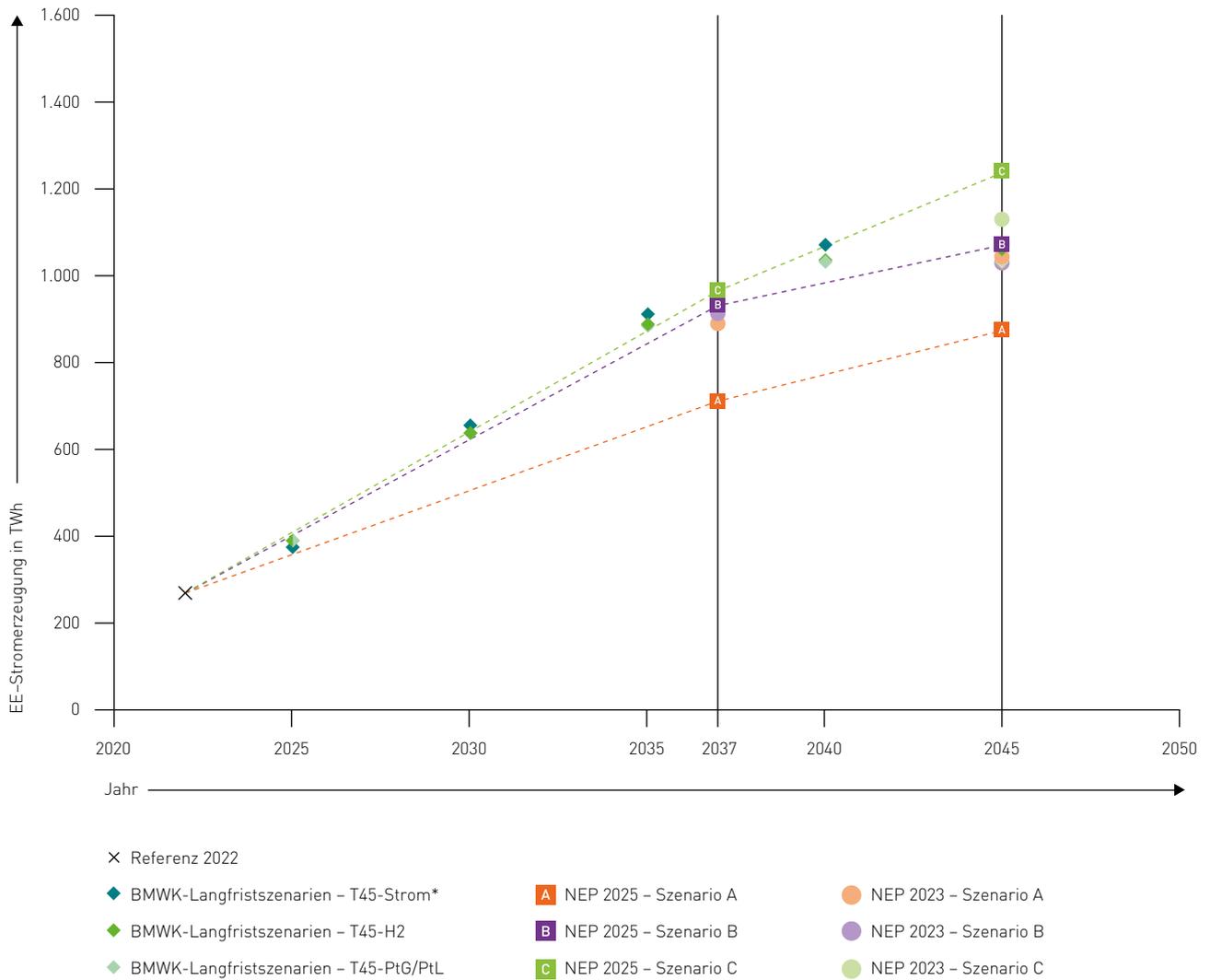
Abbildung 4: Vergleich mit BMWK-Langfristszenarien – Bruttostromverbrauch



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BMWK-Langfristszenarien



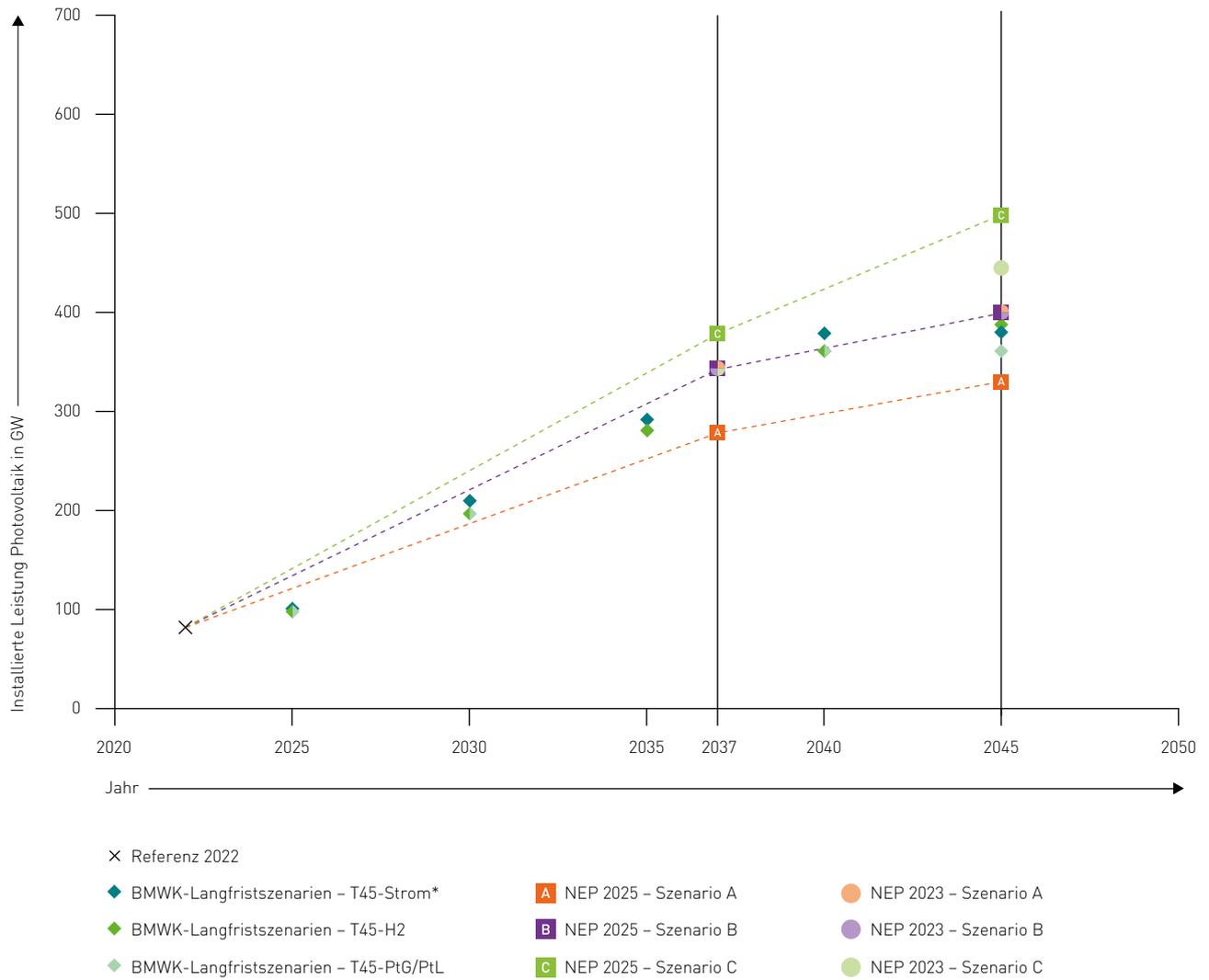
Abbildung 5: Vergleich mit BMWK-Langfristszenarien – Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BMWK-Langfristszenarien



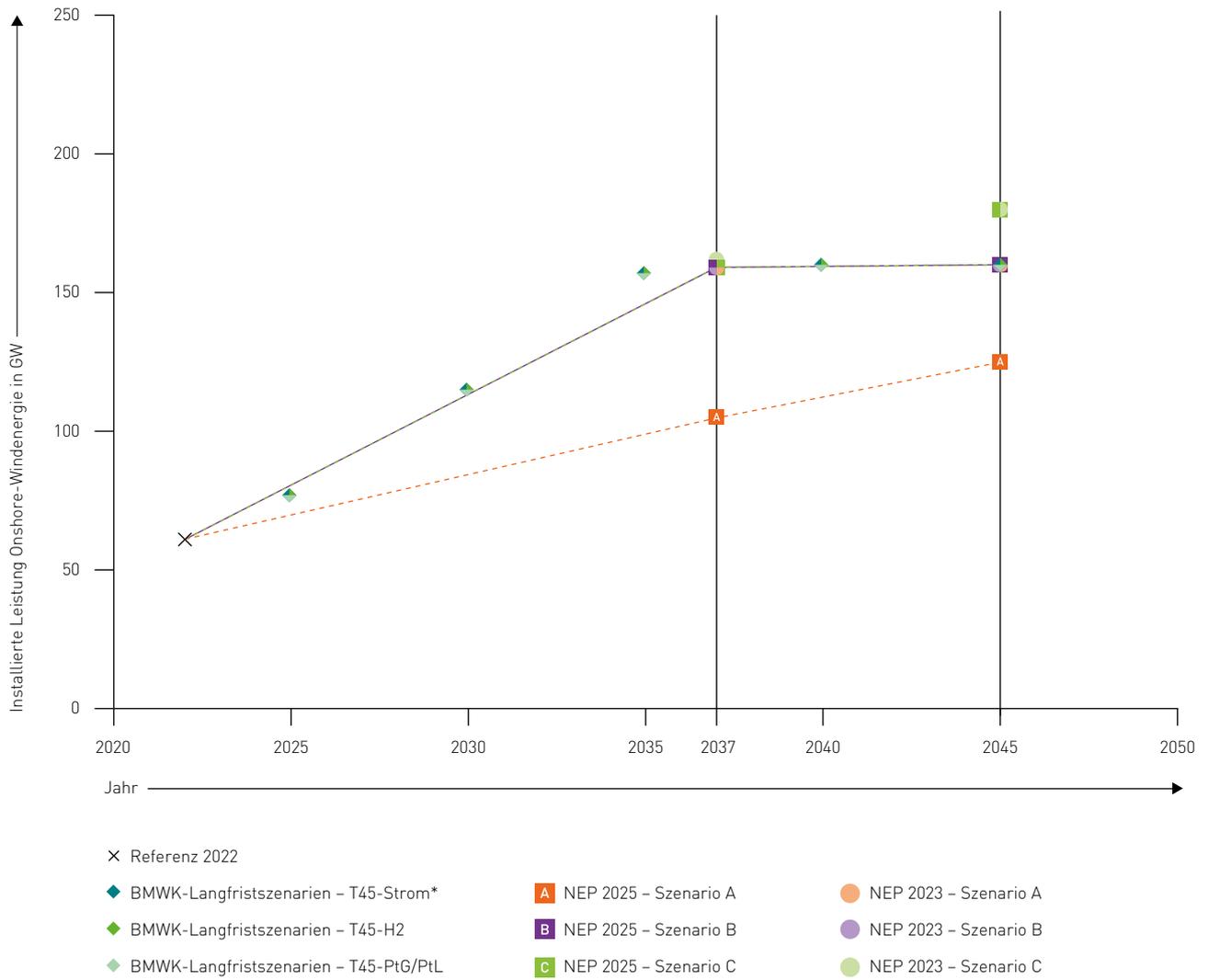
Abbildung 6: Vergleich mit BMWK-Langfristszenarien – Installierte Erzeugungsleistung Photovoltaik



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BMWK-Langfristszenarien



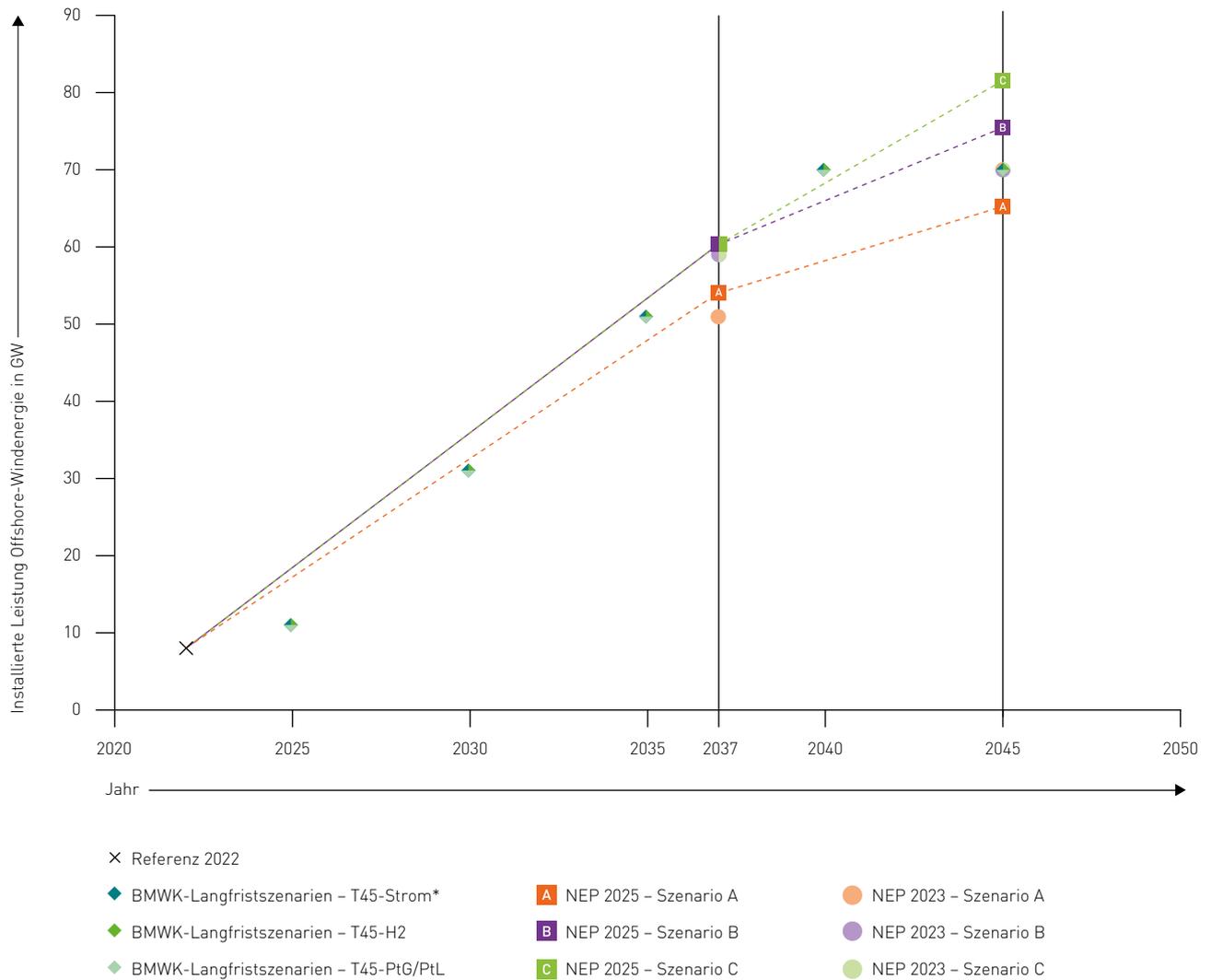
Abbildung 7: Vergleich mit BMWK-Langfristszenarien – Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BMWK-Langfristszenarien



Abbildung 8: Vergleich mit BMWK-Langfristszenarien – Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BMWK-Langfristszenarien



Berücksichtigung von Klimafolgeneffekten in der Netzentwicklungsplanung

Die im vorangegangenen Kapitel beschriebenen politischen Maßnahmen sollen dazu dienen, den anthropogenen Klimawandel auf ein möglichst geringes Maß zu begrenzen. Unabhängig vom Erfolg dieser Maßnahmen ist bereits heute eine Veränderung unseres Klimas zu beobachten. So erwärmte sich die globale Oberflächentemperatur im Zeitraum von 2011 bis 2020 um 1,1 °C gegenüber dem Wert von 1850 bis 1900²² und eine Erwärmung um mindestens 1,5 °C bis Ende des 21. Jahrhunderts ist inzwischen wahrscheinlich. Neben diesen langfristigen Veränderungen meteorologischer Größen wird die Intensität und Frequenz von Extremwetterereignissen beispielsweise von Dürre- und Hitzeperioden oder von Sturm- und Starkregenereignissen zunehmen.

Alle genannten Punkte haben direkte oder indirekte Auswirkungen auf die Strominfrastruktur. Übertragungsleitungen, aber auch Umspannwerke und Stromerzeugungsanlagen können beispielsweise durch Stürme oder extreme Hochwasserereignisse unmittelbar beschädigt werden. Die Folgen sind hier häufig jedoch nicht notwendigerweise regional begrenzt. Zu den möglichen Auswirkungen zählt auch die Unterbrechung von Lieferketten von Komponenten oder Energieträgern aufgrund von Dürreperioden, Sturm- oder Hochwasserereignissen. Systemische Auswirkungen ergeben sich, wenn beispielsweise Freileitungen oder andere Betriebsmittel aufgrund von hohen Temperaturen in der Übertragungsfähigkeit eingeschränkt werden.

Bei der Erstellung des NEP muss diesen Klimafolgeneffekten in geeigneter Weise Rechnung getragen werden, sofern ein Einfluss auf die Analysen und Ergebnisse des NEP zu erwarten ist. Hierfür muss zwischen betrieblichen und planerischen Aspekten unterschieden werden. Die genannten Extremwetterereignisse können beispielsweise einen Einfluss auf die zukünftige Auslegung von Betriebsmitteln haben oder eine Anpassung von Hochwasserschutz- und Katastrophenschutzkonzepten notwendig machen. Hierbei handelt es sich jedoch um betriebliche Aspekte, die außerhalb der Untersuchungen zur Netzauslegung im Rahmen des NEP liegen. Eine Relevanz auf diese ist jedoch dadurch gegeben, dass auf meteorologische Daten wie Temperatur, Windgeschwindigkeit, solare Strahlung oder Wasserzuflüsse zurückgegriffen wird. Diese Daten werden genutzt, um etwa die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie oder die temperaturabhängigen Bestandteile der elektrischen Last zu bestimmen. Wasserzuflüsse sind für die Parametrierung von Wasser- und Pumpspeicherkraftwerken relevant. Temperatur und Windgeschwindigkeit haben zudem einen unmittelbaren Einfluss auf die Belastbarkeit von Freileitungen wobei in den vergangenen Netzentwicklungsplänen die netzauslegungsrelevanten Fälle vornehmlich durch hohe Windeinspeisung geprägt waren.

Um den Risiken und Unsicherheiten zu begegnen, die aus Klimafolgen erwachsen, werden aktuell mehrere Studien und Projekte jeweils unter Begleitung mindestens eines ÜNB durchgeführt. Ein Teil der Projekte konzentriert sich auf die Bereitstellung meteorologischer Datensätze, die Klimafolgeneffekte projizieren und gleichzeitig eine hohe regionale und zeitliche Auflösung erzielen sollen. Auch in den europäischen Planungsprozessen beim Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber, dem European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), wird aktuell an Klimaprojektionsdaten und deren Bereitstellung gearbeitet. Die Daten werden zunächst im Rahmen von Untersuchungen zur Versorgungssicherheit eingesetzt. Außerdem werden verschiedene Studien mit einem Fokus auf Extremwetterereignisse und deren Folgen durchgeführt. Darin sollen etwa potenzielle Schadensereignisse identifiziert und eine Risikobewertung vorgenommen werden. Erkenntnisse hieraus können für eine zukünftige Dimensionierung von Anlagen und die Definition neuer Redundanzanforderungen genutzt werden.

In den vergangenen NEP ist das historische Wetterjahr 2012 für die Herleitung der wetterabhängigen Zeitreihen und Basisinformationen herangezogen worden. Dieses ist insbesondere aufgrund seiner im Jahresvergleich durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten gut für eine repräsentative Abbildung der Wetterverhältnisse in Deutschland und Europa geeignet. Gleichzeitig zeichnet es sich durch eine Kälteperiode aus, die für die Dimensionierung des Energiesystems gut geeignet erscheint. Die ÜNB empfehlen daher, im NEP 2037/2045 (2025) weiterhin das Wetterjahr 2012 als Basis zu verwenden.

²² Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle (2024): „Synthesebericht zum Sechsten IPCC-Sachstandsbericht (AR6)“, https://www.de-ipcc.de/media/content/Hauptaussagen_AR6-SYR.pdf [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

- 1 Einführung
- 2 Szenarienbeschreibung
- 3 **Stromverbrauch**
- 4 Erneuerbare Energien
- 5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
- 6 Europäischer Rahmen
- 7 Brennstoff- und CO₂-Preise



3 Stromverbrauch

3.1 Eingangsüberlegungen und Übersicht

Die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs ist für die Dimensionierung der Strominfrastruktur und die Höhe der Stromerzeugungskapazitäten von maßgeblicher Bedeutung. Die Zusammensetzung des Stromverbrauchs kann dabei in die Sektoren Industrie, private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und Verkehr untergliedert werden. In allen Sektoren wird Strom zukünftig einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung von Treibhausgasneutralität leisten. Denn eine direkte oder indirekte Elektrifizierung ermöglicht eine sukzessive und verlustarme Dekarbonisierung einer Vielzahl von Anwendungen, die heute noch weitgehend fossile Energieträger einsetzen.

Die Unsicherheit der zukünftigen Entwicklung wird durch die verschiedenen Szenarien abgebildet. Dabei ist, neben der Entwicklung des konventionellen Stromverbrauchs unter Berücksichtigung von Effizienzsteigerungen, die Integration neuer Stromverbraucher zu berücksichtigen. Dazu gehören der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen zur Wärmebereitstellung, die zunehmende Nutzung von Elektromobilität, der Einsatz von Elektrolyseuren zur Wasserstoffherzeugung sowie weitere industrielle Stromgroßverbraucher und die Auswirkungen der zunehmenden Digitalisierung. Neben dem Gesamtstromverbrauch hat die regionale und zeitliche Verteilung einen maßgeblichen Einfluss auf die Netzentwicklung. Während die regionale Verteilung insbesondere durch die Entstehung neuer Verbrauchszentren geprägt ist, liegt bei der zeitlichen Verteilung ein Fokus auf der zunehmenden Flexibilisierung des Verbrauchs.

Begriffsdefinition:

In den folgenden Darstellungen werden die Begriffe des Netto- und Bruttostromverbrauchs genutzt. Der Nettostromverbrauch ermittelt sich aus dem Bedarf an elektrischer Energie der Sektoren Industrie, private Haushalte, GHD und Verkehr. Er beinhaltet auch die Stromverbräuche durch Elektrolyseanlagen bei der Wasserstoffherzeugung oder von Power-to-Heat-Anlagen wie Großwärmepumpen oder Elektrokesseln in Wärmenetzen. Im Bruttostromverbrauch sind nach der im NEP genutzten Definition²² zusätzlich die Verluste in Übertragungs- und Verteilnetzen, die bei der Ein- und Ausspeicherung von Strom entstehenden Verluste in Pump- und Batteriespeichern sowie Stromverbräuche im Umwandlungsbereich (u. a. Eigenbedarf konventioneller Kraftwerke) enthalten.

Die in diesem Szenariorahmenentwurf dargestellte Entwicklung des Stromverbrauchs nimmt in wesentlichen Teilen Bezug auf Systemstudien, die alle Endenergieverbrauchssektoren modellieren. Viele Annahmen werden hierbei unmittelbar den im Auftrag des BMWK erstellten Langfristszenarien entnommen, die die Grundlage des Zwischenberichts zur Systementwicklungsstrategie (SES) darstellen. Die entsprechenden Annahmen wurden von den ÜNB kritisch hinterfragt und auf ihre Plausibilität hin überprüft. Da die BMWK-Langfristszenarien nicht direkt das Jahr 2037 ausweisen, wird zwischen den Zeithorizonten 2035 und 2040 interpoliert. Andere Kennzahlen und Annahmen stützen sich auf von den ÜNB beauftragte Begleitstudien. Im Hinblick auf die sektoralen Stromverbrauchsentwicklungen und die räumliche und zeitliche Auflösung werden insbesondere folgende Studien herangezogen:

- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2024): „Regionalisierung Gebäudewärme: Projektion und Regionalisierung von Technologien zur Bereitstellung von Gebäudewärme in Deutschland“, noch nicht veröffentlicht
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE (2024): „Kurzstudie: Ladeprofile von elektrischen Fahrzeugen“, noch nicht veröffentlicht
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2022): „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“
- Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mit Guidehouse (2022): „Regionale Lastmanagementpotenziale: Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland“

²² Abweichend zur aktuellen Definition der AG Energiebilanzen zur bilanziellen Berücksichtigung von Pumpspeicherkraftwerken in der Ausweisung des Bruttostromverbrauchs erfolgt für diese Abschätzung keine vollständige Berücksichtigung der durch Energiespeicher (Pump- und Batteriespeicher) verbrauchten und erzeugten Energie, sondern nur eine Berücksichtigung von Speicherverlusten sowie des Eigenbedarfs. Dies geschieht in erster Linie, um keine Doppelbilanzierung von eingespeichertem Strom vorzunehmen und insofern bei Indikatoren wie dem „Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch“ eine Verzerrung zu vermeiden. Siehe dazu: AGE (2023): „Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland“, https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt_2022_deutsch.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2019): „Kurzstudie Elektromobilität – Modellierung für die Szenarientwicklung des Netzentwicklungsplans“

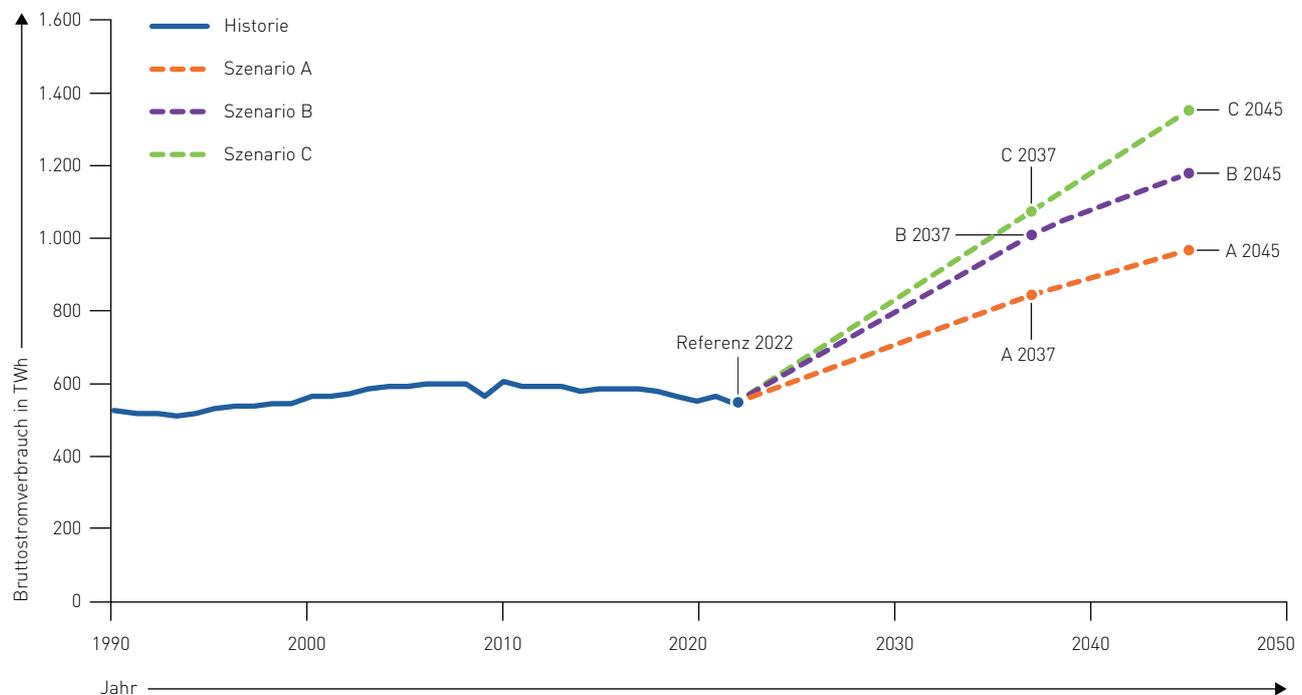
Grundsätzlich betrachten die Szenarien unterschiedliche transformationsbedingte Veränderungen im Strombezug durch die Substituierung fossiler Energieträger. Dabei werden innerhalb der Sektoren teils unterschiedliche Effizienzsteigerungen und spezifische Energiebedarfe unterstellt. Die Szenarien unterscheiden sich darüber hinaus in ihren Annahmen zur Höhe der inländischen Wasserstoffproduktion und der Importe von Wasserstoff. In keinem Szenario wird eine Verlagerung von Industrieproduktion ins Ausland oder innerhalb Deutschlands angenommen.

Szenario A beschreibt eine Entwicklung, bei der in den Sektoren Industrie und Verkehr sowie bei der Bereitstellung von Wärme vermehrt Wasserstoff und Wasserstoffderivate eingesetzt werden. Der Grad der direkten Elektrifizierung fällt dadurch verhältnismäßig gering aus. Zur Herleitung der sektoralen Stromverbräuche werden Annahmen aus den Szenarien T45-H2 und T45-PtG/PtL der BMWK-Langfristszenarien herangezogen. Der erhöhte Wasserstoffbedarf wird zu großen Teilen durch Importe und weniger durch inländische Wasserstoffproduktion gedeckt. Infolgedessen ist der Bruttostromverbrauch mit 967 TWh im Jahr 2045 in diesem Szenario am niedrigsten.

Szenario B beschreibt eine vergleichsweise effiziente Systemtransformation, bei der der Fokus auf die Elektrifizierung von Anwendungen und Prozessen gelegt wird. Konzeptionell ist dieses Szenario zwar eng mit dem Elektrifizierungsszenario T45-Strom* der BMWK-Langfristszenarien verknüpft, die Annahmen und Kennzahlen werden jedoch mehrheitlich aus den genannten ÜNB-Begleitstudien entnommen. Hinsichtlich der Wasserstoffimporte und der Elektrolysekapazitäten wird ein mittlerer Pfad angenommen, sodass der Bruttostromverbrauch 2045 bei 1.179 TWh liegt.

Szenario C unterstellt im Vergleich die höchste sektorale Elektrifizierung bei den geringsten Wasserstoffimporten. Die sektoralen Stromverbrauchsannahmen leiten sich im Wesentlichen aus dem Szenario T45-Strom* der BMWK-Langfristszenarien ab. Da die Wasserstoffproduktion über Elektrolyse in diesem Szenario vornehmlich inländisch erfolgt, ergibt sich mit 1.351 TWh der höchste Bruttostromverbrauch in den Szenarien.

Abbildung 9: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs je Szenario



Quelle: AG Energiebilanzen 2022, Monitoringbericht 2023, Übertragungsnetzbetreiber

3 Stromverbrauch

Im Rahmen des fachlichen Dialogs am 21.03.2024 zum Szenariorahmenentwurf gab es von den Teilnehmenden unterschiedliche Rückmeldungen bei der Bewertung der vorgestellten Erwartungen zur Entwicklung des Gesamtstromverbrauchs. Der größte Anteil der Rückmeldungen schätzte die Größenordnung der vorgestellten Gesamtstromverbräuche grundsätzlich als angemessen ein. Insbesondere die Heterogenität an Rückmeldungen sowie Forderungen nach einer höheren Bandbreite der Entwicklungspfade veranlassten die ÜNB dazu, bei der im Rahmen der Dialogveranstaltung vorgeschlagenen weiten Spreizung zwischen den Szenarien zu bleiben.

Weitere Informationen zu den Szenarien und ein Vergleich der resultierenden Bruttostromverbräuche mit den Ergebnissen des Zwischenberichts zur SES und des NEP 2037/2045 (2023) finden sich in Abschnitt 2.3. In Tabelle 2 werden die einzelnen Komponenten des Bruttostromverbrauchs aufgeführt. Dabei sind einige Größen zunächst abgeschätzt und können sich im Rahmen der Modellierung noch ändern. Dazu zählen der Stromverbrauch der Elektrolyse, Fernwärmeerzeugung, Netz- und Speicherverluste sowie des Umwandlungsbereichs.

Tabelle 2: Übersicht Stromverbrauch

Stromverbrauch [TWh]	Referenz 2022	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Private Haushalte	136,3	134,4	157,0	166,0	138,5	161,9	170,5
davon aus Gerätebestand	112,2	80,0	80,0	80,0	73,0	73,0	73,0
davon aus direktelektrischen Heizungen und Nachtspeicheröfen	15,6	13,1	13,1	13,1	12,1	12,3	12,2
davon aus Haushaltswärmepumpen	8,5	41,3	63,9	72,9	53,4	76,6	85,3
GHD	122,5	154,3	187,8	215,7	154,4	187,7	215,3
davon aus Gerätebestand	113,2	98,0	98,0	98,0	94,0	94,0	94,0
davon aus neuen Rechenzentren	0,0	38,7	63,6	88,4	38,7	63,6	88,4
davon aus direktelektrischen Heizungen und Nachtspeicheröfen	8,4	7,4	7,4	7,2	6,6	6,6	6,2
davon aus Wärmepumpen	0,9	10,2	18,8	22,1	15,1	23,5	26,7
Industrie	202,5	256,0	295,1	286,0	260,0	317,0	354,5
Verkehr	16,4	112,4	142,9	159,3	129,0	168,5	185,9
davon aus elektrisch betriebenen Fahrzeugen	2,9	98,8	121,9	138,3	116,0	144,5	161,9
davon aus Bus- und Schienenverkehr	13,3	13,6	21,0	21,0	13,0	24,0	24,0
Elektrolyse	0,0	104,0	140,0	160,0	184,0	240,0	320,0
Fernwärmeerzeugung	0,6	12,8	15,3	15,3	21,5	23,4	23,4
davon aus Großwärmepumpen	0,0	7,8	9,3	9,3	12,6	13,7	13,7
davon aus Elektrokesseln	0,6	5,0	6,0	6,0	8,9	9,7	9,7
Netzverluste	27,4	64,8	64,8	64,8	74,8	74,8	74,8
Speicherverluste	3,2	3,4	3,9	4,1	3,7	4,3	5,6
Umwandlungsbereich	38,7	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Nettostromverbrauch	478,3	773,9	938,1	1.002,3	887,4	1.098,6	1.269,7
Bruttostromverbrauch	547,6	844,0	1.008,8	1.073,3	966,9	1.178,7	1.351,1

Quelle: AG Energiebilanzen 2022, Monitoringbericht 2023, Übertragungsnetzbetreiber

3.2 Neue Stromgroßverbraucher

Zur Herleitung und Regionalisierung der sektoralen Stromverbräuche werden jeweils Indikatoren und Kriterien herangezogen. Mit diesen kann eine zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs über sogenannte Top-down-Modellierungsansätze ausgehend von einer übergeordneten Perspektive bis auf regionale Ebenen plausibel beschrieben werden. Abseits der Modellierung zeigt sich die Transformation heute bereits konkret in den Planungen vieler Industrie- oder Energieunternehmen. An zahlreichen Standorten setzen sich Industriebetriebe intensiv mit der Dekarbonisierung ihrer Produktionsprozesse auseinander und planen entsprechende Umbauten. Die Errichtung von Batteriespeichern oder Elektrolyseuren wird an ausgewählten Standorten in konkreten Projekten vorangetrieben und im Bereich der Digitalisierung beobachten die Netzbetreiber aktuell viele Vorhaben zum Bau neuer Rechenzentren. Diese Projekte sogenannter neuer Stromgroßverbraucher haben einen potenziell großen Einfluss auf die Netzentwicklung. Es handelt sich um punktuell hohe Lasten, die die Leistungsflüsse im Übertragungsnetz maßgeblich beeinflussen können. Der Szenariorahmen zum NEP steht daher vor der Herausforderung, die Bottom-up-Erkenntnisse zu den Planungen neuer Stromgroßverbraucher zu berücksichtigen und in geeigneter Weise mit dem Top-down-Modellierungsansatz der Stromverbrauchsmodellierung zu verschmelzen.

Um zunächst den Planungsstand neuer Stromgroßverbraucher zu ermitteln, haben die ÜNB in den letzten 12 Monaten zwei Arten an Datenabfragen durchgeführt und in diesem Zuge Informationen aus verschiedenen Quellen gesammelt und zusammengeführt. Eine wichtige Grundlage stellt hierbei die im Februar 2024 gestartete erste gemeinsame Markt- abfrage mit den Fernleitungsnetzbetreibern Gas (FNB Gas) dar. Mithilfe einer Web-Applikation wurden bestehende und zu Planungen in den Bereichen der zukünftigen Wasserstoffherzeugung in Elektrolyseuren oder zum Um- oder Neubau von Industrieprozessen sowie zu Rechenzentren oder Großbatteriespeichern. Darüber hinaus haben die ÜNB die bis zum Stichtag 22.03.2024 an sie gestellten Anfragen und eingereichten Netzanschlussanträge zusammengetragen. Die Verteilnetzbetreiber haben ihren Antragsstand mit Stand Ende August 2023 über eine weitere Abfrage gesondert an die ÜNB übermittelt.

Die Auswertung der Meldungen und der Antragslage zeigt insgesamt, dass die Projektvorhaben und -daten einer sehr großen Dynamik unterliegen. Im Rahmen einer umfangreichen Konsolidierung der Markt- und Netzbetreiberabfragen wurden zahlreiche Unterschiede und Änderungen gegenüber vorherigen Datenständen festgestellt. Diese reichen von unterschiedlichen Angaben im Projektfortschritt und bei Leistungsdaten bis hin zu Wechseln der Betreibergesellschaften. Ein Grund liegt aus Sicht der ÜNB darin, dass viele der Planungen noch nicht weit fortgeschritten sind und eine Umsetzung oder finale Investitionsentscheidung in der Regel ausstehend ist. Etwa 82 % der in der Markt- abfrage gemeldeten Leistung weisen noch einen verhältnismäßig frühen Projektstatus der Entwurfsplanung oder Machbarkeitsprüfung auf. Knapp 11 % der gemeldeten Leistung haben bereits einen recht fortgeschrittenen Projektstatus und befinden sich beispielsweise im Genehmigungsverfahren. Unmittelbar in Bau oder bereits in Betrieb sind 7 % der gemeldeten Leistung. Eine Übersicht hierzu gibt die Abbildung 11.

An dieser Stelle stellt sich die Frage, inwiefern die Netzentwicklungsplanung den Teil der Bedarfe der Unternehmen berücksichtigen soll, welcher in seiner Umsetzung noch als ungewiss gilt. Auf der einen Seite kann dadurch die Strom- netzinfrastruktur frühzeitig auf den Anschluss potenzieller Stromgroßverbraucher vorbereitet werden. Ein Netzan- schluss kann dann bei Vorliegen von Investitionsentscheidungen in kürzerer Zeit ermöglicht werden, sodass Verzöge- rungen bei der Systemtransformation reduziert werden. Auf der anderen Seite besteht ein Risiko eines nicht optimalen, ineffizienten Netzausbaus, wenn Projekte an den avisierten Standorten nicht oder nicht in der ursprünglich angegebenen Größenordnung umgesetzt werden.

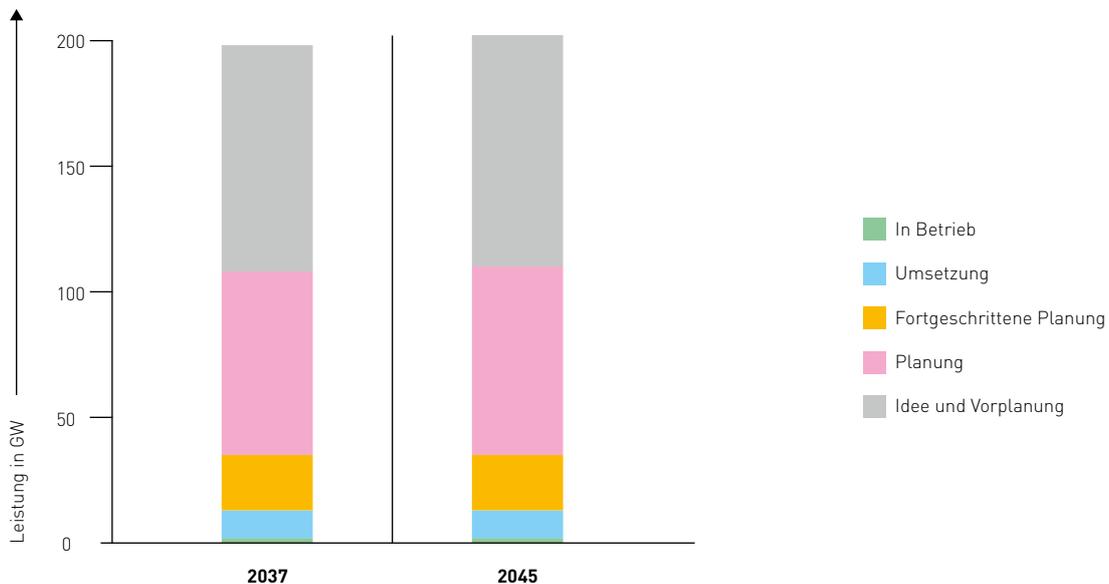
In Anbetracht dieses Spannungsfeldes und um den Unsicherheiten zu begegnen, empfehlen die ÜNB, in den Szenarien jeweils in den unterschiedlichen Teilmengen der neuen Stromgroßverbrauchern anzusetzen. Dafür wurden in einem ersten Schritt die Projekte mit den zugehörigen Angaben in den Netzbetreiberabfragen bei den ÜNB und Verteilnetzb- treibern (VNB) und die in der Markt- abfrage gemeldeten Daten zusammengetragen und konsolidiert. Über dieses Vorge- hen soll eine doppelte Berücksichtigung von Stromgroßverbrauchern ausgeschlossen werden. In einem zweiten Schritt wurde den Projekten entsprechend der unten angegebenen Zuordnungstabelle jeweils einer von fünf möglichen Projekt- fortschrittsstatus zugewiesen. Abhängig vom Szenario werden je nach Sektor und Technologietyp lediglich Projekte eines bestimmten Status berücksichtigt. Eine Beschreibung dazu findet sich in den folgenden Abschnitten zu den Sektoren.



Abbildung 10: Zuordnungstabelle des Projektstatus aus Markt- und Netzbetreiberabfrage

Zugewiesener Projektfortschrittsstatus		Meldestatus Projekt in der Netzbetreiberabfrage						
		In Betrieb	In Bau	Anschlusszusage	Anschlussantrag	Anschlussanfrage	Projektidee	Kein Eintrag
Meldestatus Projekt in der Marktabfrage	Inbetriebnahme/Projektabschluss/ Fertigstellung							
	Beschaffung/Bauvorbereitung und Montage/Bau							
	Detailplanung/ Genehmigungsverfahren							
	Entwurfsplanung/ Raumordnungsverfahren							
	Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung							
	Projektidee							
	Kein Eintrag							

Abbildung 11: Gemeldete Leistung nach Projektstatus



Quelle: Markt- und Netzbetreiberabfrage



Da es sich bei den Datenabfragen zu den Stromgroßverbrauchern grundsätzlich um vertrauliche Informationen der jeweiligen Kunden handelt, kann die Veröffentlichung der Ergebnisse nur anonymisiert erfolgen. Die aus der Konsolidierung resultierende Liste der Stromgroßverbraucher mit Angabe darüber, welche Projekte in welchem Szenario berücksichtigt werden, wird der BNetzA übergeben. Die ÜNB planen, der BNetzA im Rahmen der Konsultation nochmals eine Aktualisierung des Datenstandes an Stromgroßverbrauchern zur Verfügung zu stellen. Zwischen dem Stichtag 22.03.2024 und der Übergabe dieses Szenariorahmenentwurfs an die BNetzA sind bereits viele neue Anträge und Informationen bei den ÜNB eingegangen. In den kommenden Wochen werden darüber hinaus weitere Informationen erwartet, deren Berücksichtigung im kommenden NEP aus Sicht der ÜNB notwendig ist. Die ÜNB empfehlen aufgrund des älteren Datenstandes ebenso eine Aktualisierung der Antragslage bei den Verteilnetzbetreibern. Viele der Projekte bei den VNB konnten im Rahmen der Marktabfrage nicht verifiziert werden, sodass eine Evaluierung und Aktualisierung des Status in Zusammenarbeit mit den VNB geboten scheint. Auch gemeinsam mit den FNB Gas bieten die ÜNB der BNetzA beim weiteren Vorgehen ihre Unterstützung an.

3.3 Sektorale Stromverbräuche

Nachfolgend sind die Entwicklungen des Stromverbrauchs aufgeschlüsselt nach Sektor und Szenario dargestellt. Die Abgrenzung der Endenergieverbrauchssektoren folgt im Wesentlichen der Definition bzw. den Auswertungstabellen der Arbeitsgruppe Energiebilanzen²³ (AGEB). Es wird sektorenweise auf die Annahmen zur Verbrauchsentwicklung, den entsprechenden Ansatz zur regionalen Verteilung und zur Berücksichtigung von Stromgroßverbrauchern sowie zur Erstellung von Stromverbrauchsprofilen eingegangen.

Die Regionalisierung der sektoralen Stromverbräuche des Gerätebestands erfolgt, sofern in den nächsten Unterkapiteln nicht anders beschrieben, nach folgendem Verfahren: Zunächst wird das relative Verhältnis der sektorenspezifischen Verbräuche pro Bundesland gemäß Länderarbeitskreis Energiebilanzen²⁴ angesetzt. Die weitere Verteilung auf Land- und Stadtkreise erfolgt unter Nutzung regionaler Kennzahlen mit wesentlichem Einfluss im jeweiligen Sektor. Die Auswahl der relevanten Indikatoren je Sektor und deren Gewichtung zur Regionalisierung wurde im Rahmen einer umfangreichen Validierung durch die ÜNB vorgenommen und gleicht der des NEP 2037/2045 (2023). Die Indikatoren umfassen unter anderem Angaben zur Bevölkerungsdichte, Anzahl und Struktur der Haushalte sowie Wohngebäude- und Wohnungsbestand auf regionaler Ebene. Die in die Modellierung eingeflossenen statistischen Indikatoren sowie die sektorenspezifisch gewählten Gewichtungen sind in Tabelle 3 aufgeführt. Zusätzlich zum Stromverbrauch des Gerätebestands werden je Sektor neue Stromanwendungen regionalisiert. Dazu gehören Wärmepumpen der privaten Haushalte und des GHD-Sektors, batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge, neue Stromgroßverbraucher und Power-to-X-Anlagen. Die Annahmen dazu finden sich in den jeweiligen Unterkapiteln.

Tabelle 3: Sektorale Landkreisregionalisierung anhand gewichteter Indikatoren

Sektor/Stromanwendung	Indikatoren	Gewichtung
Private Haushalte	Bevölkerung	70 %
	Anzahl der Haushalte	20 %
	Verfügbares Einkommen der privaten Haushalte	10 %
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	Erwerbstätige (Inland), Dienstleistung	20 %
	Bruttowertschöpfung, Dienstleistung	80 %
Verkehr	Fahrleistung Eisenbahnen	50 %
	Fahrleistung Straßenbahnen	50 %
Verarbeitendes Gewerbe/Industrie	Stromverwendung der Betriebe des verarbeitenden Gewerbes bzw. der Industrie	100 %
Umwandlungsbereich	Anzahl Betriebe im Umwandlungsbereich	100 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

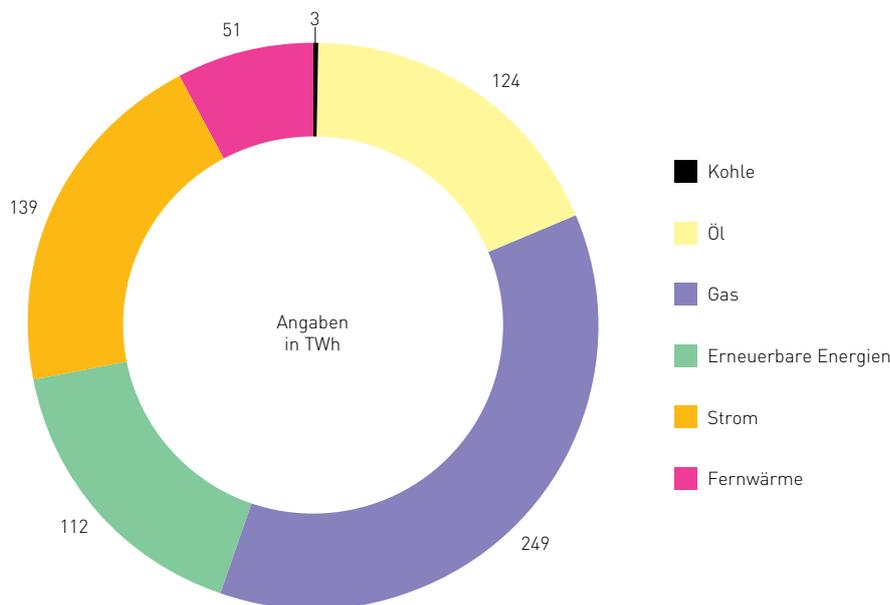
²³ AGEB (2023): „Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland“, https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt_2022_deutsch.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

²⁴ Statistisches Landesamt Bremen (2024): „Energiebilanzen der Länder – Länderarbeitskreis Energiebilanzen“, <https://www.lak-energiebilanzen.de/energiebilanzen/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

3.3.1 Private Haushalte

Im Sektor der privaten Haushalte sind Bereiche wie Raumwärme, Warmwasser, Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Anwendungen der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) bilanziert²⁵. Fossile Energieträger wie Erdgas und Mineralöl werden heute maßgeblich zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt und tragen zu deutlich mehr als der Hälfte des Endenergieverbrauchs bei (s. Abbildung 12). Die Bereiche Beleuchtung, Haushaltsgeräte sowie digitale Anwendungen sind bereits weitestgehend elektrifiziert. Die zentrale Herausforderung bei der Dekarbonisierung des Haushaltssektors besteht folglich in der Transformation von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Heizsystemen. Unterstützt wird diese Entwicklung durch eine effizientere Nutzung der Energieträger, z. B. durch die energetische Sanierung von Wohngebäuden.

Abbildung 12: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte 2022



Mögliche Differenzen des aufgezeigten Stromverbrauchs zu den Referenzparametern resultieren aus der Verwendung unterschiedlicher Datenquellen. Dies gilt ebenso für die anderen Sektoren.

Quelle: AG Energiebilanzen

Die Annahmen zum Stromverbrauch des Gerätebestands berücksichtigen Effizienzsteigerungen und gleichzeitig neue Anwendungen für Geräte im Zuge der Digitalisierung. In allen Szenarien orientieren sich die ÜNB hierbei an der Stromverbrauchsentwicklung von T45-Strom* der BMWK-Langfristszenarien, in der in Summe ausgeprägte Einspareffekte hervortreten. In den BMWK-Langfristszenarien entsprechen die Annahmen zum Gerätebestand ebenso den Szenarien T45-H2 und T45-PtG/PtL. Der Strombedarf direktelektrischer Heizungen und Nachtspeicheröfen nimmt über die Jahre leicht ab. Insgesamt wird aufgrund der zunehmenden Durchdringung von Wärmepumpen jedoch ein Anstieg des Stromverbrauchs in privaten Haushalten angenommen.

²⁵ Das Laden von E-Fahrzeugen im privaten Bereich wird im Verkehrssektor mitbilanziert. (s. Abschnitt 3.3.4)

Tabelle 4: Stromverbrauch der privaten Haushalte

Stromverbrauch [TWh]	Referenz 2022	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Gerätebestand	112,2	80,0	80,0	80,0	73,0	73,0	73,0
Direktelektrischen Heizungen und Nachtspeicheröfen	15,6	13,1	13,1	13,1	12,1	12,3	12,2
Haushaltswärmepumpen	8,5	41,3	63,9	72,9	53,4	76,6	85,3
Summe	136,3	134,4	157,0	166,0	138,5	161,9	170,5

Aufgrund von Rundungen können sich bei Summenbildungen und Berechnung von Prozentangaben geringfügige Abweichungen ergeben.

Quelle: AG Energiebilanzen 2022, Übertragungsnetzbetreiber, FfE Wärmestudie

Wärme

Für die Herleitung der mit der Bereitstellung von Wärme verbundenen Stromverbräuche in privaten Haushalten sowie im GHD-Sektor entwickeln die ÜNB derzeit gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) im Rahmen der Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“ eine Methodik, mit deren Hilfe der zukünftige Bedarf an Gebäudewärme und die Durchdringung von Wärmetechnologien innerhalb Deutschlands projiziert und regionalisiert werden kann.

Im Rahmen der Begleitstudie werden unter Berücksichtigung der Zielbilder in Abschnitt 2.1 drei Szenarien analysiert und zugeordnet. Szenario A bildet eine verhältnismäßig geringe Stromnachfrage ab. Es wird ein ambitionierter Fernwärmeausbau, der Einsatz von Wasserstoffdirektheizungen und die Ausreizung des Biomassepotenzials im Gebäudesektor angelehnt an den Projektionsbericht 2021²⁶ unterstellt. Der Hochlauf der Wärmepumpen erfolgt verlangsamt und das Tempo der Gebäudehüllensanierung ist moderat. Im Gegensatz dazu wird in Szenario C dem Energieträger Strom eine tragende Rolle zugeschrieben. Ein schneller Wärmepumpenhochlauf wird durch hohe Sanierungsaktivitäten begleitet. Der Fernwärmeausbau erfolgt weniger ambitioniert als in Szenario A. Biomassekessel werden substituiert und Wasserstoffdirektheizungen werden nicht eingesetzt. Szenario B liegt zwischen den beiden zuvor beschriebenen Szenarien. Im Vergleich zu Szenario C erfolgt die Sanierung und der Hochlauf der Wärmepumpen bei einem identischen Fernwärmeausbau verzögert. Zusätzlich kommen in Szenario B neben einem im Vergleich zu heute etwa konstantem Bestand an Biomassekesseln wenige Wasserstoffdirektheizungen zum Einsatz.

Die Wohnfläche wird für ein durchschnittlich mit Wärmepumpen versorgbares Wohngebäude in Deutschland abgeleitet. Hierbei wird auf Daten der FfE-Wärmepumpen-Ampel zurückgegriffen, die für nahezu jedes Wohngebäude das Potenzial einer Wärmeversorgung mittels Wärmepumpen analysiert²⁷. Es wird keine Veränderung der durchschnittlichen Wohnfläche über die Zeit angenommen. Es ergibt sich ein durchschnittlicher, spezifischer Wärmebedarf für ein mit Wärmepumpen zu versorgendes Wohngebäude von 155 kWh_{th}/m² pro Jahr. Kombiniert mit der szenariospezifischen Sanierung resultieren die in Tabelle 5 dargestellten Werte. Hinsichtlich der Jahresarbeitszahl wird zwischen 2019 und 2050 eine durch den technischen Fortschritt begründete Steigerung von 3 auf 4 angenommen. Tabelle 5 fasst die Annahmen zur Anzahl an Wärmepumpen und die resultierenden Stromverbräuche zusammen.

26 Umweltbundesamt (2021): „Projektionsbericht 2021 für Deutschland“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/projektionsbericht_2021_uba_website.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

27 Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2022): „Wärmepumpen-Ampel – Räumlich hochaufgelöstes Potenzial für den Einsatz von Wärmepumpen in Deutschland zur Erreichung der Klimaziele“, <https://www.ffe.de/projekte/waermepumpen-ampel/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Tabelle 5: Annahmen zur Herleitung des mittleren Stromverbrauchs von Wärmepumpen der privaten Haushalte

	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Anzahl [Mio.]	5,7	8,8	10,2	8,5	12,4	14,4
Ø Wohnfläche pro Wärmepumpe [m ²]	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0
Ø Spezifischer Wärmebedarf [kWh _{th} /m ² p. a.]	133,0	133,0	130,0	123,0	122,0	117,0
Ø Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe	3,6	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8
Ø Elektrischer Bedarf pro Wärmepumpe [kWh _{el} p. a.]	7.306,0	7.287,0	7.115,0	6.277,0	6.191,0	5.935,0
Nettostromverbrauch [TWh]	41,3	63,9	72,9	53,4	76,6	85,3

Aufgrund von Rundungen können sich bei Summenbildungen und Berechnung von Prozentangaben geringfügige Abweichungen ergeben.

Quelle: FfE Wärmestudie

Klimakälte

Bereits heute besteht in Deutschland ein Klimatisierungsbedarf in vielen Büro- und Wohngebäuden. Mit dem Klimawandel und dem damit einhergehenden durchschnittlichen Anstieg der Lufttemperatur wird erwartet, dass der Bedarf an Klimatisierung weiter zunimmt. Im Rahmen der genannten Begleitstudie soll der zukünftige Stromverbrauch für Klimakälteanwendungen mit dem Fokus auf Klimaanlage in Deutschland hergeleitet und regionalisiert werden. Eine entsprechende Methodik befindet sich aktuell in der Entwicklung.

Regionalisierung

Im Rahmen der genannten Begleitstudie wird zunächst eine Grobregionalisierung der Wärmebedarfe und Wärmetechnologien auf Bundeslandebene vorgenommen. Im weiteren Verlauf erfolgt eine kleinräumige Modellierung, die in weiten Teilen auf einem Bottom-up-Modellierungsansatz beruht. Ziel ist es, eine Konsistenz zwischen den regionalen Gebäudewärmebedarfen und der Wärmeerzeugung sicherzustellen und dabei insbesondere Wechselwirkungen zwischen dezentraler Wärmeerzeugung und einer Versorgung durch Wärmenetze zu berücksichtigen. Eine kurze Beschreibung des geplanten Vorgehens findet sich in Anhang A.2.

Zeitlicher Verlauf

Die Stromverbrauchsprofile des Gerätebestands werden mithilfe von normierten Profilen mit einer hohen räumlichen Auflösung generiert. Für die Modellierung des zeitabhängigen Stromverbrauchs von Wärmepumpen wird zunächst der tägliche Wärmebedarf je Haushalt bestimmt. Dies erfolgt auf Basis des jährlichen Heizwärmebedarfs eines repräsentativen Dreipersonenhaushalts unter Zuhilfenahme eines Standardlastprofilverfahrens²⁸ mit regionalen Temperaturdaten. Ausgehend vom täglichen Wärmebedarf werden mithilfe eines typischen Tageslastgangprofils stündliche Wärmebedarfe ermittelt. Im Folgenden wird unter Berücksichtigung des temperaturabhängigen COP (Coefficient of Performance, Leistungszahl)²⁹ der stündliche, ungesteuerte Strombedarf der Wärmepumpen jeweils in allen Landkreisen und kreisfreien Städten hergeleitet. Zur Abbildung unterschiedlicher Gebäudetypen werden dabei verschiedene Heizwärmebedarfe und Vorlauftemperaturen von Wärmepumpen berücksichtigt. Mit zunehmender Durchdringung von Wärmepumpen wird die Möglichkeit einer intelligenten Steuerung des Wärmepumpeneinsatzes einen immer höheren Stellenwert einnehmen. Dieser Themenkomplex wird in Abschnitt 3.6.1 vertieft.

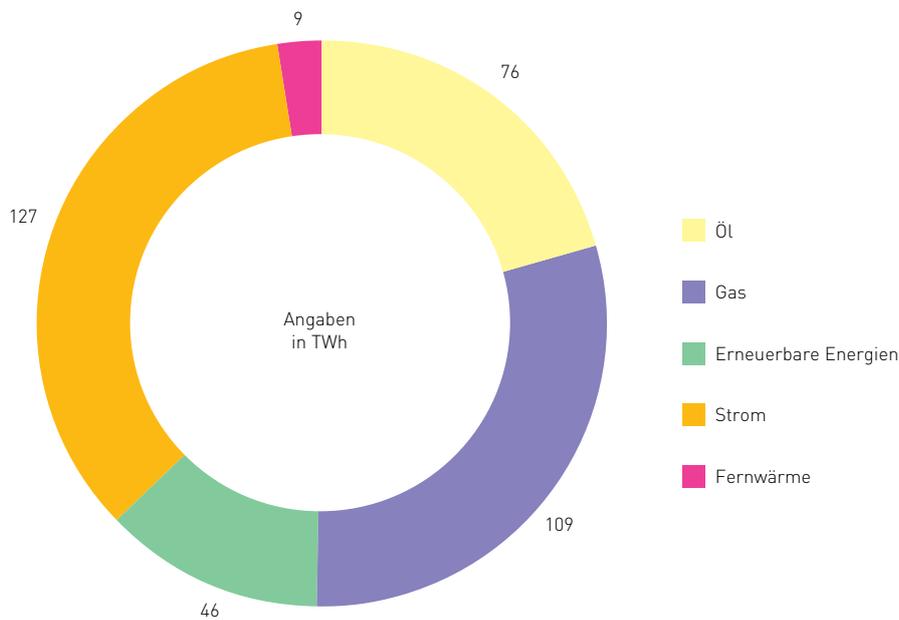
²⁸ In Anlehnung an das Standardlastprofilverfahren Gas: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2015): „Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas“, https://www.bdew.de/media/documents/201507_Weiterentwicklung-SLP-Gas.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

²⁹ Der COP gibt das Verhältnis von bereitgestellter Wärmeleistung zu eingesetzter elektrischer Leistung an. Die Jahresarbeitszahl (JAZ) stellt hingegen das Verhältnis der über das Jahr bereitgestellten Wärmeenergie zur eingesetzten elektrischen Energie dar.

3.3.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Der Verbrauchssektor GHD umfasst unter anderem das Baugewerbe, büroähnliche Betriebe, Herstellungsbetriebe, Handel, Krankenhäuser, Schulen, öffentliche Bäder, Landwirtschaft, Textil, Bekleidung, Speditionen und Flughäfen. Der Sektor ist heute bereits zu einem vergleichsweise hohen Anteil elektrifiziert. Fossile Energieträger, insbesondere Gase und Mineralöle, werden aktuell maßgeblich zur Deckung des Wärmebedarfs sowie zur Bereitstellung mechanischer Energie eingesetzt und tragen knapp zur Hälfte des Endenergieverbrauchs bei (s. Abbildung 13). Im Zuge der Dekarbonisierung sind zum einen Effizienzsteigerungen zur Reduzierung des Energiebedarfs und zum anderen eine Umstellung auf treibhausgasneutrale Energieträger erforderlich.

Abbildung 13: Endenergieverbrauch der Gewerbe, Handel und Dienstleistungen 2022



Quelle: AG Energiebilanzen

Die Annahmen zum Stromverbrauch von Bestandsanwendungen berücksichtigen Effizienzsteigerungen und sind in allen Szenarien an Szenario T45-Strom* der BMWK-Langfristszenarien orientiert. In den BMWK-Langfristszenarien entsprechen diese Annahmen ebenso den Szenarien T45-H2 und T45-PtG/PtL. Insgesamt wird für den Stromverbrauch des GHD-Sektors gegenüber heute ein geringerer Verbrauch in bestehenden Anwendungen, dafür jedoch ein höherer Stromverbrauch für die Wärmeversorgung durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen unterstellt (s. Tabelle 6). Der Bereich Rechenzentren wächst in den kommenden Jahren an. Zur Bereitstellung der Rechenleistung wird daher ein steigender Strombedarf trotz wachsender Effizienz angenommen.

Tabelle 6: Stromverbrauch im GHD-Sektor

	Referenz 2022	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Gewerbe, Handel, Dienstleistung [TWh]	122,5	154,3	187,8	215,7	154,4	187,7	215,3
davon Gerätebestand [TWh]	113,2	98,0	98,0	98,0	94,0	94,0	94,0
davon aus direktelektrischen Heizungen und Nachtspeicheröfen [TWh]	8,4	7,4	7,4	7,2	6,6	6,6	6,2
davon Wärmepumpen [TWh]	0,9	10,2	18,8	22,1	15,1	23,5	26,7
davon neue Rechenzentren [TWh]	0,0	38,7	63,6	88,4	38,7	63,6	88,4
Anzahl Wärmepumpen [Mio.]	0,1	1,1	2,0	2,4	1,9	3,0	3,6

Quelle: AG Energiebilanzen 2022, Übertragungsnetzbetreiber, FfE Wärmestudie

Wärme

Die Herleitung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen ergibt sich aus der in Abschnitt 3.3.1 vorgestellten Begleitstudie. Über die Gebäudeanzahl und die mittleren Energiebezugsflächen je Nichtwohngebäudekategorie (ohne Industriegebäude) ergibt sich ein gewichteter Mittelwert von heute 136 kWh_{th}/m² pro Jahr. Der gewichtete Mittelwert für die Energiebezugsfläche beträgt 1.715 m² pro GHD-Gebäude³⁰. Um die Gesamtzahl der Wärmepumpen von GHD und privaten Haushalten vergleichbar zu halten, wird für die Abschätzung der Wärmepumpen-Anzahl im GHD-Bereich jedoch eine niedrigere durchschnittliche beheizte Fläche von 280 m² pro Wärmepumpe angesetzt. Diese Annahme impliziert, dass für die in der Regel größeren GHD-Gebäude theoretisch mehr als eine Wärmepumpe pro Gebäude zum Einsatz kommt. Hinsichtlich der Jahresarbeitszahl wird analog zum Haushaltssektor ein Anstieg zwischen 2019 und 2050 von 3 auf 4 hinterlegt.

Tabelle 7: Annahmen zur Herleitung des mittleren Stromverbrauchs der Wärmepumpen im GHD-Sektor

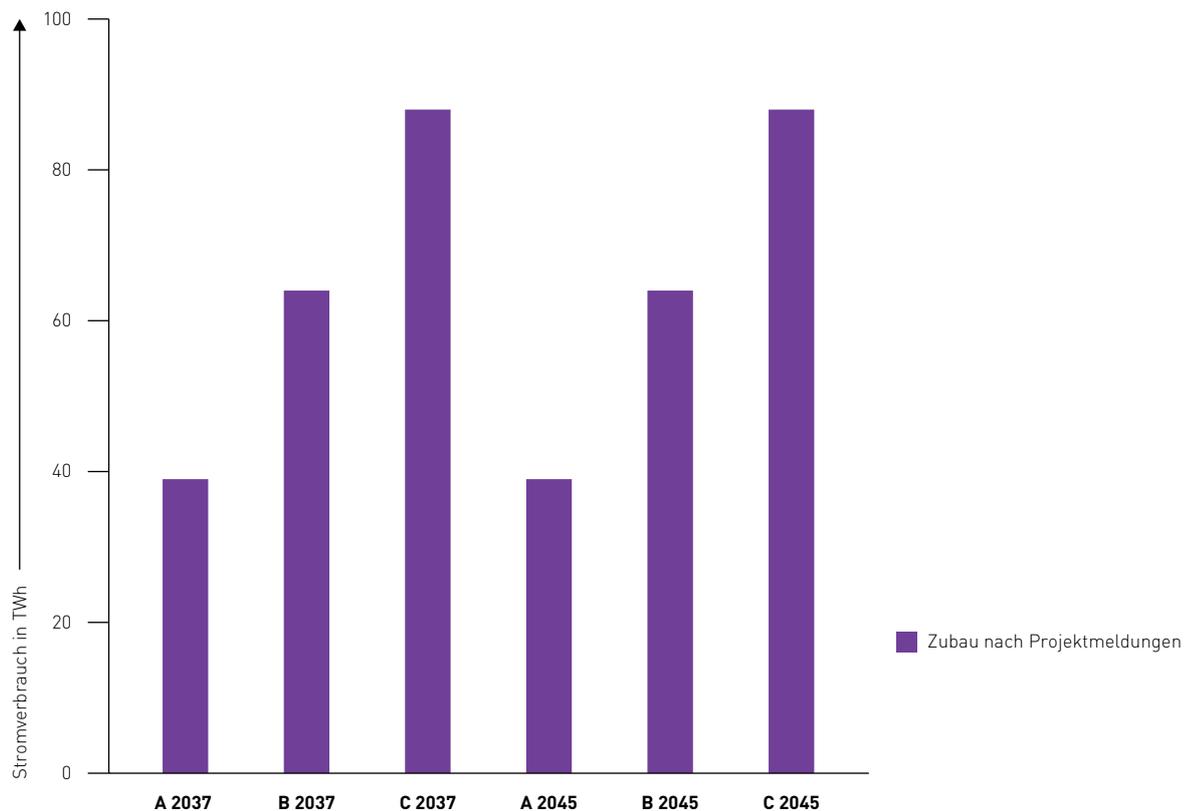
	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Anzahl [Mio.]	1,1	2,0	2,4	1,9	3,0	3,6
Fläche pro Wärmepumpe [m²]	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0	280,0
Spezifischer Wärmebedarf [kWh_{th}/m² p. a.]	120,0	119,0	116,0	110,0	108,0	101,0
Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe	3,6	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8
Elektrischer Bedarf pro Wärmepumpe [kWh_{el} p. a.]	9.438,0	9.384,0	9.130,0	8.023,0	7.870,0	7.385,0
Nettostromverbrauch [TWh]	10,2	18,8	22,1	15,1	23,5	26,7

Quelle: FfE Wärmestudie

Rechenzentren

Die fortschreitende Digitalisierung der Gesellschaft und der damit zusammenhängende Anstieg des Stromverbrauchs im Bereich IKT spiegelt sich gegenwärtig in einer hohen Anzahl von Netzanschlussanträgen für Rechenzentren bei den Netzbetreibern wider. Dieser Trend der digitalen Transformation ist im Szenariorahmenentwurf durch den zusätzlichen Stromverbrauch von Rechenzentren abgebildet. Rechenzentren werden in der Regel in der Nähe bedeutender Internetknoten angefragt, insbesondere im Raum Frankfurt am Main und Berlin, und weisen hohe Anschlussleistungen und Stromverbräuche auf. Die ÜNB empfehlen im Szenariorahmenentwurf keine Projekte mit dem konsolidierten Status „Idee und Vorplanung“ anzusetzen. Insgesamt übersteigt der Stromverbrauch der gemeldeten Projekte deutlich den Verbrauch, der den Rechenzentren in Studien wie den BMWK-Langfristszenarien zugewiesen wird. Daher geht der hier vorgeschlagene und in Abbildung 14 dargestellte Stromverbrauch der Rechenzentren in allen Szenarien über den der oben erwähnten Studien hinaus. Um den Unsicherheiten bei der Realisierung der Vorhaben zu begegnen, soll wie in Abschnitt 3.2 begründet in den Szenarien unterschiedlich mit den Projektmeldungen umgegangen werden. Es wird eine Bandbreite aufgespannt, welche zwischen den Szenarien von 39 bis 88 TWh variiert. Während in Szenario A ausschließlich Meldungen berücksichtigt werden, die mindestens den Status „Fortgeschrittene Planung“ aufweisen, werden in Szenario C zusätzlich alle Projekte mit dem Status „Planung“ herangezogen. Letztgenannte Projekte sollen in Szenario B mit der Hälfte ihrer gemeldeten Nennleistung einfließen. Aufgrund der frühen Inbetriebnahmen unterscheidet sich die Menge der berücksichtigten Projekte zwischen 2037 und 2045 nicht. Bei Rechenzentren wird kein zusätzlicher Zubau nach einer gesonderter Regionalisierungsmethodik über die Projektmeldungen hinaus unterstellt. Der dargestellte Jahresstromverbrauch basiert auf der Annahme von 5.000 Volllaststunden.

³⁰ Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2024): „Regionalisierung Gebäudewärme: Projektion und Regionalisierung von Technologien zur Bereitstellung von Gebäudewärme in Deutschland“, noch nicht veröffentlicht.

Abbildung 14: Zubau Rechenzentren nach Projektmeldungen

Quelle: Markt- und Netzbetreiberabfrage, Übertragungsnetzbetreiber

Regionalisierung

Neue Stromgroßverbraucher des GHD-Sektors, vornehmlich Rechenzentren, werden am entsprechenden Standort berücksichtigt. Die Regionalisierung der Wärmepumpen ergibt sich aus der in Abschnitt 3.3.1 und im Anhang A.2 dargestellten Methodik.

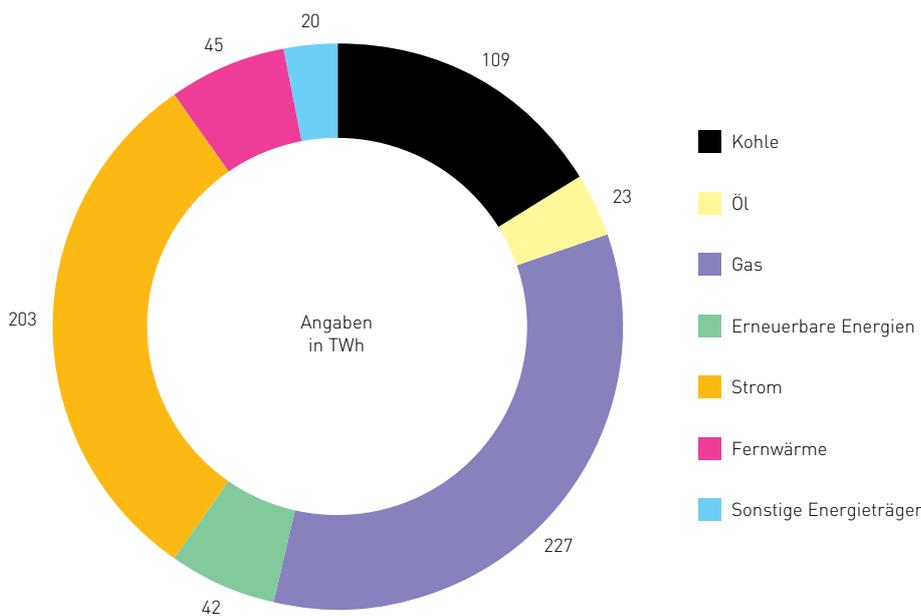
Zeitlicher Verlauf

Die Generierung der Lastprofile des Gerätebestands erfolgt analog zum Sektor der privaten Haushalte. Die Modellierung der Wärmepumpen erfolgt ebenfalls analog, wobei etwas größere zu beheizende Flächen, aber geringere spezifische Heizwärmebedarfe angenommen werden. Die Stromverbrauchsprofile der Stromgroßverbraucher werden auf Basis von Standardlastprofilen hergeleitet. Die Stromverbrauchsprofile der Rechenzentren sind dabei aufgrund der notwendigen Kühlung abhängig von der Außentemperatur. Hinsichtlich der Abbildung von Rechenzentren, insbesondere zur Temperaturabhängigkeit, zum zeitlichen Verlauf und zu den unterstellten Volllaststunden, werden im Rahmen der Konsultation gerne Hinweise angenommen.

3.3.3 Industrie

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

Abbildung 15: Endenergieverbrauch der Industrie 2022



Quelle: AG Energiebilanzen

Die Stromverbräuche des Industriesektors in den einzelnen Szenarien orientieren sich an den Szenarien T45-H2, T45-Strom* der BMWK-Langfristszenarien und der Begleitstudie „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“³¹. Die resultierenden Werte sind in Tabelle 6 dargestellt. Im Vergleich zu heute steigt der Stromverbrauch in allen Szenarien deutlich an. Im Industriesektor wird gemäß der Szenarienbeschreibung in Szenario A ein verstärkter Einsatz von Wasserstoff unterstellt. Die Szenarien B und C setzen einen Schwerpunkt auf die direkte Elektrifizierung von Industrieprozessen. Grundsätzlich sind im Industriestromverbrauch alle Power-to-Heat-Anwendungen zur Deckung der industriellen Wärmebedarfe einschließlich Prozesswärme mitbilanziert. Davon ausgenommen sind solche, die aus der allgemeinen Fernwärmeversorgung gedeckt werden. Die Annahmen zur Fernwärmeversorgung sind in Abschnitt 3.5 beschrieben.

Tabelle 8: Stromverbrauch im Industriesektor

Stromverbrauch [TWh]	Referenz 2022	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Industrie/verarbeitendes Gewerbe	202,5	256,0	295,1	286,0	260,0	317,0	354,5

Quelle: AG Energiebilanzen 2022, Langfristszenarien, FfE Industriestudie

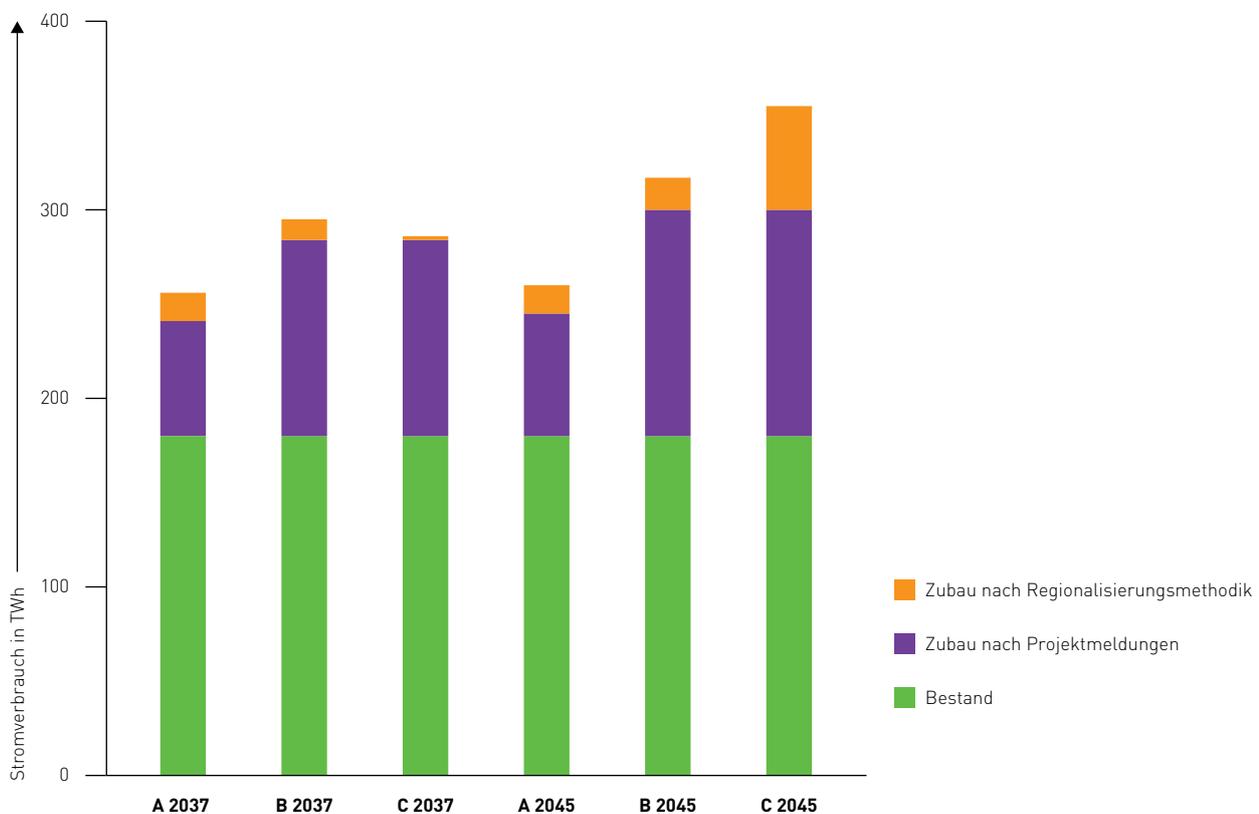
31 Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2022): „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/Studie_Stromverbrauchsmod_Dekarb_FfE.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass die heutigen Produktionsstandorte erhalten bleiben. Eine Verlagerung von Industrieproduktion ins Ausland oder innerhalb Deutschlands wird nicht betrachtet. Die Herleitung des Stromverbrauchs erfolgt je Industriebranche entsprechend der genannten Begleitstudie. Insbesondere Wirtschaftszweige mit erwartbar grundlegenden Veränderungen durch Prozessumstellungen aufgrund der Dekarbonisierung werden dabei detailliert betrachtet. In diesen Branchen (z. B. Grundstoffchemie und Metallerzeugung) ist zu erwarten, dass Prozesse entweder stark elektrifiziert oder auf Wasserstoff beziehungsweise synthetische Energieträger umgestellt werden.

Die Meldungen im Rahmen der Markt- und Netzbetreiberabfrage (s. Abschnitt 3.2) zeigen im Industriesektor eine hohe Anzahl an Anschlussanfragen mit teilweise sehr hohen Anschlussleistungen. Dies umfasst zum Beispiel Planungen für Produktionserweiterungen, aber auch Projekte zur Umstellung und Dekarbonisierung von Produktionsprozessen. Dabei ist im Industriesektor zu beachten, dass die Abfrageergebnisse auf der einen Seite recht konkrete Projekte beinhalten, die bereits in Bau sind oder eine Anschlusszusage des Netzbetreibers erhalten haben. Auf der anderen Seite sind Projekte enthalten, deren Anschlussanfrage weniger konkret und daher nicht gleichbedeutend mit einer tatsächlichen Realisierung ist.

Die ÜNB empfehlen, die gemeldeten Projekte des Industriesektors szenarienabhängig zu berücksichtigen. Um Eingang in die Modellierung zu finden, müssen die Projekte in Szenario A analog zu den Rechenzentren mindestens einen fortgeschrittenen Planungsstatus aufweisen. In den Szenarien B und C hingegen werden darüber hinaus alle Meldungen mit Status „Planung“ vollständig berücksichtigt. In Abbildung 16 ist dargestellt, zu welchem Grad die Ergebnisse der Abfrage berücksichtigt werden („Zubau nach Projektmeldungen“) und zu welchem Grad ein Zuwachs des Industriestromverbrauchs anhand pauschaler transformationsbedingter Erhöhungen („Zubau nach Regionalisierungsmethodik“) verortet werden soll. Der dargestellte Jahresstromverbrauch basiert auf der Annahme einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl der gemeldeten Projekte von 5.500 h/a.

Abbildung 16: Industriestromverbrauch nach Bestand und Zubau durch Projektmeldungen und Regionalisierungsmethodik



Quelle: BMWK-Langfristszenarien, FfE Industriestudie, Markt- und Netzbetreiberabfrage, Übertragungsnetzbetreiber

Regionalisierung

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

Die Regionalisierung berücksichtigt explizit die gemeldeten Netzanschlüsse neuer Stromgroßverbraucher im Industriesektor. Auf regionaler Ebene erfolgt eine Verrechnung der standortscharf bekannten, neuen Stromgroßverbraucher mit den innerhalb der Begleitstudie ermittelten herkömmlichen und transformationsbedingten Steigerungen des Stromverbrauchs. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass erwartbare und bekannte Änderungen der regionalen Verteilung berücksichtigt werden und gleichzeitig die Vorgabe zum gesamten Industriestromverbrauch je Szenario erfüllt wird.

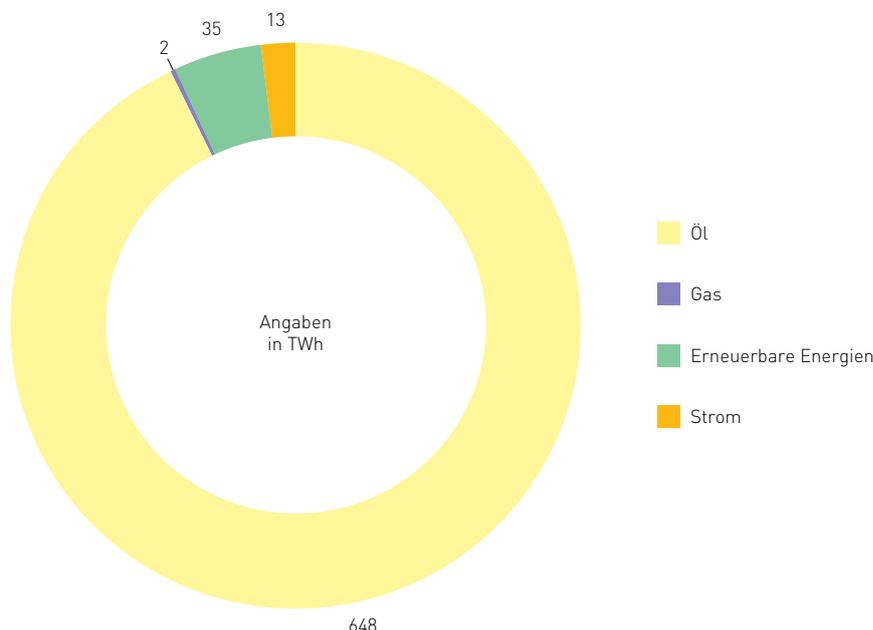
Zeitlicher Verlauf

Für die Anteile des Industriestromverbrauchs, die sich aus dem Bestand und der herkömmlichen Verbrauchsentwicklung ergeben, werden normierte Lastprofile zugrunde gelegt. Für neue Stromgroßverbraucher und den transformationsbedingten Zuwachs des Industriestromverbrauchs werden spezifische Lastprofile je Industriezweig verwendet. Der zeitlich steuerbare Einsatz von Industrieprozessen ermöglicht eine Steigerung der lastseitigen Flexibilität. Weiterführende Erläuterungen hierzu finden sich in Abschnitt 3.7.

3.3.4 Verkehr

Der Endenergieverbrauch im Verkehrssektor, der die Bereiche Schienen-, Straßen- sowie Luftverkehr, aber auch Küsten- und Binnenschifffahrt umfasst, wird aktuell fast ausschließlich durch den Einsatz von Mineralöl zur Erzeugung von mechanischer Energie bedient. Lediglich der Schienenverkehr ist bereits heute zu großen Teilen elektrifiziert. Zur Substitution der konventionellen fossilen Kraftstoffe Benzin und Diesel ist ein alternativer (synthetischer) Kraftstoff erforderlich oder ein Wechsel der Antriebstechnologie auf batterieelektrische Verfahren oder Brennstoffzellen notwendig.

Abbildung 17: Endenergieverbrauch des Verkehrs 2022



Der Hauptanteil der Steigerung des Stromverbrauchs im Verkehrssektor entfällt auf die zukünftig batterieelektrisch betriebenen Personenkraftwagen (E-PKW) und Lastkraftwagen (E-LKW). Es wird bereits für 2037 angenommen, dass der Großteil der PKW-Flotte elektrisch betrieben wird. Aus den Fahrzeugzahlen und spezifischen elektrischen Verbräuchen je Fahrzeugtyp resultieren die in Tabelle 9 aufgeführten Stromverbräuche. Für Plug-in-Hybride wird in allen Szenarien eine elektrische Verbrauchsquote von 50 % angenommen.

Tabelle 9: Anzahl und Verbräuche von Elektrofahrzeugen in den Szenarien

	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
E-PKW						
Anzahl [Mio.]	17,3	24,8	30,9	23,9	32,4	39,8
Elektrischer Verbrauch [MWh/Fahrzeug]	3,5	2,7	2,6	3,0	2,3	2,3
Verbrauch [TWh]	61,0	66,1	80,4	72,7	76,0	92,1
Plug-in-Hybride						
Anzahl [Mio.]	2,9	4,1	3,2	4,8	1,4	0,8
Elektrischer Verbrauch [MWh/Fahrzeug]	1,8	1,4	1,2	1,5	1,3	1,1
Verbrauch [TWh]	5,1	5,8	3,8	7,3	1,8	0,9
Leichte E-Nutzfahrzeuge						
Anzahl [Mio.]	3,1	2,3	3,2	3,4	2,6	3,4
Elektrischer Verbrauch [MWh/Fahrzeug]	5,1	4,8	4,4	4,7	4,5	5,1
Verbrauch [TWh]	15,8	11,0	14,1	16,0	11,6	17,5
Schwere E-Nutzfahrzeuge						
Anzahl [Tausend]	340,0	450,0	500,0	500,0	790,0	800,0
Elektrischer Verbrauch [MWh/Fahrzeug]	49,7	86,7	80,0	40,0	69,7	64,4
Verbrauch [TWh]	16,9	39,0	40,0	20,0	55,1	51,5
Schiene- und Busverkehr						
Verbrauch [TWh]	13,6	21,0	21,0	13,0	24,0	24,0
Gesamtverbrauch [TWh]	112,4	142,9	159,3	129,0	168,5	185,9

Quelle: BMWK-Langfristszenarien, Übertragungsnetzbetreiber, Fraunhofer IEE Kurzstudie Ladeprofile

Die Anzahl an Fahrzeugen und unterstellte Entwicklung orientiert sich in Szenario A an den Werten des Szenarios T45-PtG/PtL und in Szenario C am Szenario T45-Strom* der BMWK-Langfristszenarien. Die Fahrzeugentwicklungen des Szenarios B entspringen dem Fahrzeugbestandsmodell des Fraunhofer IEE. Hierin sind Faktoren wie das für 2035 angesetzte EU-weite Verbot von Neuzulassungen von Verbrennungsmotoren³² und der Einfluss von Energieträgerpreisen berücksichtigt. Weitere Informationen werden in Form eines Abschlussberichts zu der von den ÜNB beim Fraunhofer IEE beauftragten „Kurzstudie zu Ladeprofilen von elektrischen Fahrzeugen“ als Begleitdokument zum Szenariorahmenentwurf bereitgestellt.

PKW

In allen Szenarien sind E-PKW langfristig die dominierende Antriebsform. In Abhängigkeit des Szenarios bewegt sich der Anteil an E-PKW einschließlich Plug-in-Hybride zwischen 40 und 70 % im Jahr 2037 und steigt in 2045 auf rund 70 bis 95 % an. Die geringeren Anteile an E-PKW in Szenario A resultieren aus einer deutlich stärkeren Nutzung synthetischer Kraftstoffe. Die Unterschiede zwischen Szenario B und C sind besonders durch eine unterschiedliche Gesamtanzahl des PKW-Bestands begründet. In Szenario B wird dabei ein Rückgang von heute rund 50 Mio. auf etwa 40 Mio. Fahrzeuge im Jahr 2045 angenommen. Dies wird auf den demografischen Wandel, eine Verstärkung und damit eine vermehrte Nutzung des öffentlichen Personennahverkehrs sowie von Carsharing-Angeboten zurückgeführt.

³² Europäisches Parlament (2023): „EU-Verkaufsverbot für neue Benzin- und Dieselfahrzeuge ab 2035“, <https://www.europarl.europa.eu/topics/de/article/20221019STO44572/verkaufsverbot-fur-neue-benzin-und-dieselfahrzeuge-ab-2035-was-bedeutet-das> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

LKW

Bei den LKW wird zwischen leichten Nutzfahrzeugen (LNF) kleiner 3,5 t und schweren Nutzfahrzeugen (SNF) größer 3,5 t unterschieden. Für die LNF wird in allen Szenarien eine überwiegende Elektrifizierung unterstellt, wobei im Stützjahr 2037 der Altbestand an Fahrzeugen noch nicht vollständig ersetzt ist. Die Anteile an batterieelektrisch betriebenen LNF variieren in den Szenarien zwischen 67 und 92 % im Jahr 2037 und 89 bis 99 % im Jahr 2045. In Szenario B wird im Vergleich mit den anderen Szenarien mittelfristig eine moderatere Zulassungszahl und langfristig ein geringerer Fahrzeugbestand der LNF unterstellt.

Bei den SNF erfolgt in Szenario A eine Substitution fossiler Kraftstoffe verstärkt durch synthetische Kraftstoffe, während in den Szenarien B und C vornehmlich batterieelektrische Antriebe zum Einsatz kommen. In Szenario C wird dabei eine signifikante Anzahl an Oberleitungsfahrzeugen mit Batterie angenommen. Die Anteile an batterieelektrisch betriebenen SNF variieren in den Szenarien zwischen 33 und 63 % im Jahr 2037 und 42 bis 85 % im Jahr 2045. Die Restanteile werden in den Szenarien B und C fast vollständig durch Brennstoffzellen- bzw. mit synthetischen Kraftstoffen betriebene Fahrzeuge bedient. Aufgrund der hohen spezifischen Verbräuche und der hohen Jahresfahrleistungen ergeben sich zwischen den Szenarien signifikante Unterschiede in den Stromverbräuchen.

Schiene- und Busverkehr

Es wird eine starke Erhöhung des elektrischen Bedarfs im Schienenpersonen- und Schienengüterverkehr sowie des Busverkehrs in den Szenarien B und C berücksichtigt. Dies ist sowohl auf die Erweiterung des elektrifizierten Schienennetzes als auch auf den Umstieg auf elektrische Antriebe im Busverkehr zurückzuführen. In Szenario A wird ein Großteil des Energiebedarfs im Schienen- und Busverkehr analog zum T45-PtG/PtL Szenario der BMWK-Langfristszenarien über biogene oder synthetische Kraftstoffe gedeckt.

Luft- und Schiffsverkehr

Für den Luft- und Schiffsverkehr wird langfristig die überwiegende Nutzung synthetischer Kraftstoffe angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass diese aus dem Ausland importiert werden und sich daraus kein zusätzlicher inländischer Stromverbrauch ergibt.

Regionalisierung

Die Methodik zur Regionalisierung der Anwendungen im Bereich der Elektromobilität entspricht größtenteils der des NEP 2037/2045 (2023). Detaillierte Informationen sind der „Kurzstudie Elektromobilität“ aus 2019³³ zu entnehmen.

Die Methodik zur Regionalisierung der E-PKW einschließlich Plug-in-Hybride basiert auf folgenden Parametern: Anzahl an Garagen, durchschnittliche Pendeldistanz pro Gemeinde, PV-Leistung (Aufdachanlagen), durchschnittliche Wohnfläche und mittleres Einkommen. Das den Pendeldistanzen zugrunde liegende Modell ist das Ergebnis einer Aufbereitung von Pendelstatistiken der Regionalstatistik der statistischen Ämter des Bundes und der Länder durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) aus München. Alle weiteren Größen sind dem Zensus 2011³⁴ sowie der Regionaldatenbank der statistischen Landesämter entnommen. Die regionale Verteilung der E-PKW allein reicht nicht zur genauen Verortung der elektrischen Last. Hierfür wird zusätzlich eine Annahme zum Ladeort benötigt. Unter Berücksichtigung des „Masterplan Ladeinfrastruktur“³⁵ der Bundesregierung wird davon ausgegangen, dass 70 % der durch E-PKW entstehenden Last durch das Laden am Wohnort oder am Arbeitsplatz gedeckt wird. Die restlichen 30 % entstehen durch das Zurücklegen längerer Strecken sowie mehrtägige Fahrten und fallen hauptsächlich an Schnellladepunkten entlang der Autobahnen und Bundesstraßen an. Die Regionalisierung des Schnellladens an öffentlichen Ladepunkten erfolgt über die Geokoordinaten von Tankstellen aus OpenStreetMap, wobei die tendenziell größeren Marken-Tankstellen eine höhere Gewichtung erhalten als kleinere, freie Tankstellen, da sich diese heute in der Zahl der Zapfsäulen unterscheiden.

33 Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2019): „Kurzstudie Elektromobilität - Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans“, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht_1.pdf [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

34 Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2011): „Vielfältiges Deutschland: Zensus 2011“, <https://www.zensus2011.de/> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

35 Bundesregierung (2019): „Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung“, <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

Bei der Regionalisierung der gewerblichen LNF wird folgendermaßen vorgegangen: Aus den Daten „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010“³⁶ geht die absolute, deutschlandweite Zahl an gewerblichen Fahrzeugen pro Wirtschaftszweig hervor, während die Beschäftigtenzahlen pro Wirtschaftszweig und Landkreis aus den von der Bundesagentur für Arbeit bereitgestellten Beschäftigungszahlen nach Wirtschaftszweigen entnommen werden können. Unter der Annahme einer gleichmäßigen Verteilung der Fahrzeuge eines Wirtschaftszweigs auf seine Beschäftigten wird die Zahl an gewerblichen Fahrzeugen pro Wirtschaftszweig und Landkreis ermittelt. Gemäß Fahrzeugbestand nach Kraftfahrt-Bundesamts 2019 waren mehr als 60 % aller gewerblichen Fahrzeuge den Wirtschaftszweigen „Verarbeitendes Gewerbe/Warenherstellung“, „Handel“ und „Erbringung von sonstigen Dienstleistungen“ zuzuordnen. Aufbauend auf einer Analyse der „Kurzstudie Elektromobilität“ wurden diese drei Wirtschaftszweige identifiziert, in denen eine Elektrifizierung der Flotte besonders wahrscheinlich erscheint. Für die Regionalisierung der LNF wird der Verteilschlüssel für die drei Wirtschaftszweige nach oben beschriebener Methodik angenommen.

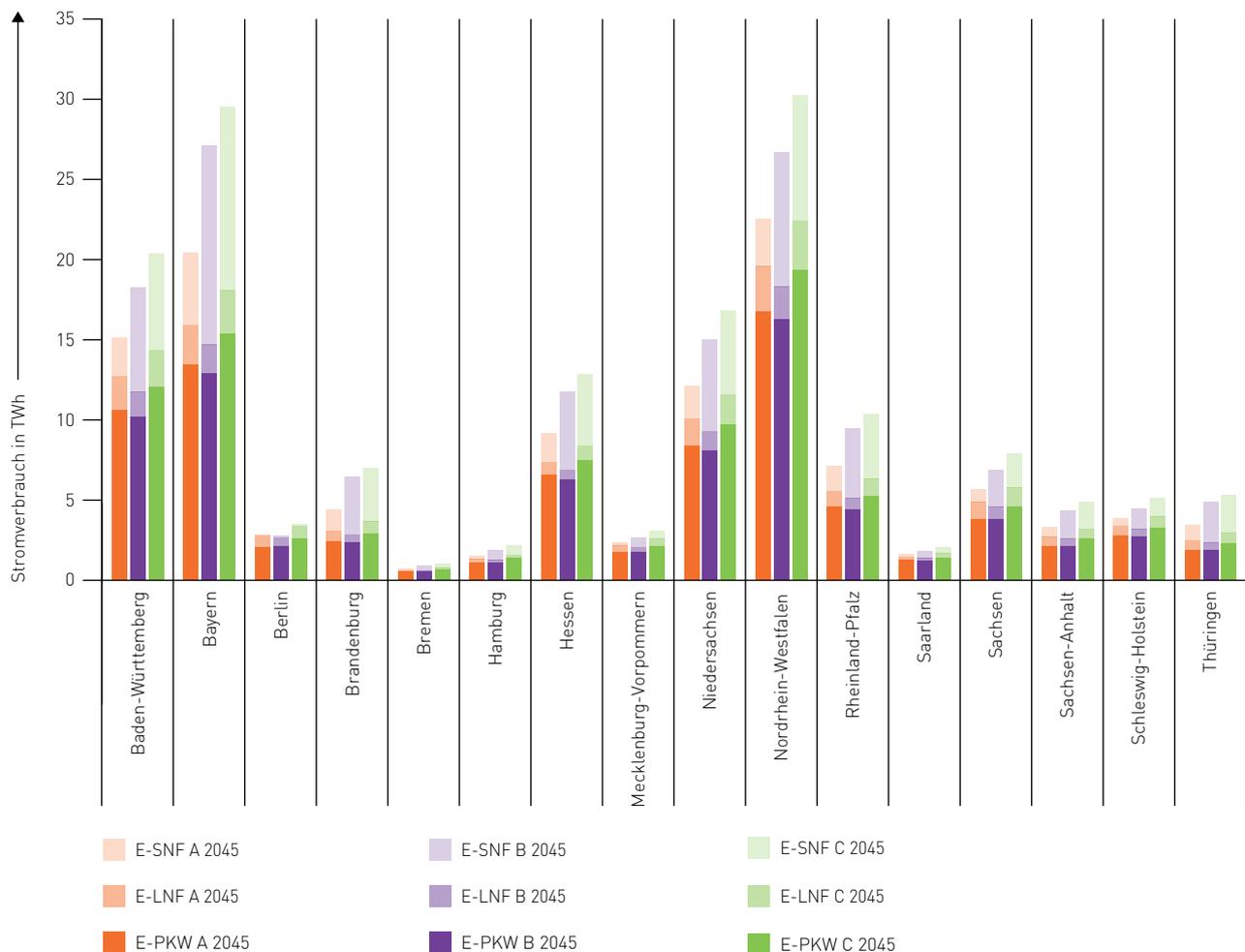
Im NEP 2037/2045 (2023) wurde eine Regionalisierung von SNF-Ladevorgängen ausschließlich entlang von Autobahnen anhand der Verkehrsstärke des Schwerlastverkehrs gemäß Zählstellendaten³⁷ der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) angenommen. Die ÜNB streben hier eine Anpassung der Methodik an, um die aktuellen Entwicklungen angemessen abzubilden. Einerseits wird geprüft, inwieweit der aktuelle Planungsstand des initialen Ladenetzes für E-LKW berücksichtigt werden kann. Das initiale Ladenetz für E-LKW wird parallel auf Basis des „Masterplan Ladeinfrastruktur II“³⁸ vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr, der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur sowie der Autobahn GmbH und relevanten Verteilnetzbetreibern geplant. Es umfasst dabei 354 Rastanlagen in Deutschland, an denen die Errichtung von Ladeinfrastruktur geplant ist. Andererseits soll neben dem Autobahnladen ein wesentlicher Anteil an Ladevorgängen an Depots unterstellt werden. Als Depotladen wird das Laden an nicht öffentlich nutzbarer Ladeinfrastruktur (z. B. auf dem Firmengelände) bezeichnet. Wo sich in Deutschland diese Depots ansiedeln werden, ist derzeit mit großen Unsicherheiten verbunden. Relevante Depotstandorte können aus Sicht der ÜNB z. B. Betriebshöfe von Logistikunternehmen sein. Aufgrund des ökonomischen Vorteils des Depotladens gegenüber dem öffentlichen Laden, ist davon auszugehen, dass u. a. Speditionen versuchen werden, den Anteil des Depotladens zu maximieren. Nähere Informationen zur Modellierung werden in Form des Studienabschlussberichtes als Begleitdokument sowie in den Methodenbeschreibungen des NEP nachgereicht. Aufgrund der hohen Dynamik und Unsicherheiten in der Entwicklung des Schwerlastverkehrs nehmen die ÜNB im Rahmen der Konsultation gerne Hinweise zur Aufteilung in Autobahn- und Depotladen sowie Kriterien zur Regionalisierung entgegen.

Ein Ergebnis der Regionalisierung, unter Berücksichtigung der spezifischen Verbräuche je Fahrzeug aus Tabelle 9, sind die in Abbildung 18 dargestellten Stromverbräuche je Bundesland im Jahr 2045. Die Stromverbräuche der SNF wurden noch gemäß NEP 2037/2045 (2023) Methodik regionalisiert und können daher im NEP 2037/2045 (2025) abweichen.

36 WVI, IVT, DLR und KBA (2012): „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010)“, <https://daten.clearingstelle-verkehr.de/240/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

37 Bundesanstalt für Straßenwesen (2022): „Datensatz zu Automatischen Zählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen - Abruf der Daten vom Online-Portal“, https://www.bast.de/BASt_2017/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl_node.html (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

38 Bundesregierung (2023): „Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung“, <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur-2.pdf> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Abbildung 18: Stromverbrauch aus Elektromobilität nach Anwendung, Bundesland und Szenario

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zeitlicher Verlauf

Zur Lastgangmodellierung werden die ÜNB die Profile aus der laufenden „Kurzstudie zu Ladeprofilen von elektrischen Fahrzeugen“ verwenden. Nähere Informationen zur Lastgangmodellierung sind im Begleitdokument zu finden.

Bei der Modellierung des Lastganges von E-PKW und E-LNF werden Daten der Mobilitätshebung „Mobilität in Deutschland 2017 (MiD 2017)“³⁹ verwendet und ergänzt mit Zählstellendaten vom BAST. Die hohe Anzahl der Befragten und die Berücksichtigung sozioökonomischer Daten ermöglichen die Zuordnung von tageszeitlichen und saisonalen Verbrauchsverhalten zu bestimmten Standorten und die repräsentative Zuordnung zu Landkreisen.

Für die Erstellung von Fahrprofilen der privaten E-PKW wird zunächst differenziert nach spezifischen, als hinreichend homogen angenommenen Mobilitätsgruppen. Innerhalb einer Mobilitätsgruppe ist das Fahrverhalten (Jahresfahrleistung, Anzahl Pendler, Urlaubsfahrten) statistisch repräsentiert. Die Zuordnung zu den Mobilitätsgruppen erfolgt anhand von repräsentativen Statistiken zu einem der sieben regionalstatistischen Raumtypen (RegioStaR7) des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) und zu Haushaltstypen (mit oder ohne Kinder, Single- oder Mehrpersonenhaushalt) sowie Haushaltseinkommen. Weiterhin wird für jedes Profil definiert, ob das Fahrzeug zum Reisen oder Pendelverkehr benutzt wird. Die Reisen werden anhand des MiD-Reisedatensatzes parametrisiert und entsprechend von Statistiken zum Reiseverhalten skaliert. Es wird dann für den E-PKW für jeden Tag des Jahres eine Wegeketten zugeordnet, die sowohl Alltagsfahrten mit Pendeln als auch Alltagsfahrten ohne Pendeln berücksichtigt. Die hier beschriebene Methodik ermöglicht die Zuordnung jedes Ladevorgangs zum jeweiligen Standort (zu Hause, am Arbeitsplatz, öffentlich).

³⁹ infas, DLR, IVT und infas 360 (2018): „Mobilität in Deutschland“, <https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/archive/publikationen2017.html> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Für die regionale Zuordnung zu Landkreisen kann davon ausgegangen werden, dass das Laden zu Hause, bei der Arbeit und an öffentlichen Standorten in dem eigenen Landkreis stattfindet, während das Autobahnladen in der Regel außerhalb stattfindet. Für die Ableitung von Ladeprofilen aus Fahrprofilen ist die Menge an empirischen Ladedaten sehr gering und nicht repräsentativ, da die heutigen Besitzer von Elektroautos hauptsächlich zur Gruppe der „Early Adopters“ mit eigenem Fahrverhalten gehören. Daher werden für die Erstellung von Ladeprofilen eine Reihe von Annahmen getroffen, die auf ersten Erfahrungen, verfügbaren Technologien und Einschätzungen von Stakeholdern basieren. Zu den wichtigsten Annahmen gehören die Verfügbarkeit und die Leistung von Ladepunkten an jedem Standort (zu Hause, am Arbeitsplatz, an anderen Orten), der Hauptladeort der einzelnen Nutzer und das Nutzerverhalten beim Laden. Für „öffentliches Laden“ wird modelliert, dass „in der Stadt“ verstärkt öffentliche Ladestellen benutzt werden, während „auf dem Land“ das Laden vornehmlich an Heimladestellen angesetzt wird. Dieser Effekt wird aber durch das geringere Verhältnis von E-PKW pro Einwohner in der Stadt etwas abgemildert. Die Saisonalität des Ladestromverbrauchs hängt weiterhin stark von den temperaturabhängigen Mehrverbräuchen zur Aufheizung der Kabine und der Batterie ab. An besonders heißen und kalten Tagen entsteht ein erhöhter Energiebedarf aufgrund der Abweichung der Außentemperaturen von den Komforttemperaturen des Fahrzeugnutzers.

Die Ladeprofile der E-SNF unterscheiden sich analog zur Regionalisierung in Autobahnladen und Depotladen sowie in drei Größenklassen N2 (3,5-12t), N3 (12-26t) und N3S (26-40t). Grundsätzlich weist das Depotladen deutlich geringere Kosten als das öffentliche Schnellladen auf der Autobahn auf. Der Markthochlauf wird sich im Depotladen außerdem im Hinblick auf die noch nicht flächendeckend vorhandene Infrastruktur schneller entwickeln. Dabei ist die Reichweite, die ein E-LKW vom Depot aus elektrisch leisten kann, eine Wirtschaftlichkeitsfrage der Batterieauslegung und erschließt einen unterschiedlich großen Teil der Gesamtflotte. Eine Batteriekapazität für eine Reichweite vom 300 km wird als wahrscheinliche Entwicklung erachtet, womit circa 1/3 der Fahrleistung der Flotte elektrisch abgedeckt werden kann und entsprechend für die Modellierung des Ladens von E-SNF verwendet wird. Für die E-SNF wird an den Autobahnen für ein schnelles Laden in den regelmäßig notwendigen Lenkpausen ein „Megawatt Charging System“ (MCS) unterstellt. Außerdem wird während längerer Ruhezeiten ein langsames Laden via „Night Charging System“ (NCS) angenommen. Das Verhältnis von MCS zu NCS ist eine aktuelle Forschungsfrage. Wegen Parkplatzmangels ist jedoch ein hoher Anteil MCS zu erwarten. Es wird gemäß aktueller Studienmodellergenergebnisse⁴⁰ ein Verhältnis von 1:2,5 (MCS:NCS) angesetzt.

3.4 Wasserstoff und Elektrolyseure

Die Herstellung und Nutzung von Wasserstoff wird im zukünftigen Energiesystem eine wichtige Rolle einnehmen. Wasserstoff sowie synthetische Folgeprodukte, bspw. Kraftstoffe oder Ammoniak, die in der Betrachtung miteinbezogen sind, ermöglichen die Dekarbonisierung von Anwendungen, die sich nur schwer elektrifizieren lassen. Die stoffliche Nutzung von Wasserstoff in der Chemie- und Stahlindustrie ist eine gangbare Dekarbonisierungsoption. Darüber hinaus ermöglicht der energetische Einsatz von Wasserstoff, den Wärmebedarf unterschiedlicher Temperaturniveaus zu decken. Dies ist vor allem in der Industrie von Nutzen. Im Verkehrssektor ist die energetische Nutzung von Wasserstoff oder synthetischer Kraftstoffe im Schwerlastbereich eine Option, wobei der Einsatz synthetischer Kraftstoffe im Flug- und Schiffsverkehr besonders naheliegend ist. Die energetische und stoffliche Nutzung von Wasserstoff birgt folglich ein sehr großes Potenzial zur Reduktion von Emissionen. Eine Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die Herstellung des genutzten Wasserstoffs mit sehr geringen oder keinen Emissionen verbunden ist.

Mit Blick auf die Industrie ist die Nutzung von Wasserstoff besonders für energieintensive Unternehmen unerlässlich für ihre Dekarbonisierung. Allgemein besteht die Möglichkeit, den für Industrieprozesse benötigten Wasserstoff vor Ort mittels Elektrolyse herzustellen. Alternativ kann der benötigte Wasserstoff auch über ein Wasserstoff-Transportnetz bezogen werden, sofern dieses verfügbar ist. Bislang existiert weder innerhalb Deutschlands noch im EU-Ausland eine flächendeckende Infrastruktur für den Transport von Wasserstoff. Daher ist zu erwarten, dass einige Industrieunternehmen, die kurzfristig einem hohen Investitionsdruck ausgesetzt sind und zusätzlich Fördermittel erhalten können, Elektrolyseanlagen vor Ort errichten werden. Erst mit dem Ausbau eines Wasserstoffnetzes besteht die Option, den Wasserstoff fernab von Wasserstoffbedarfen herzustellen und mittels der Infrastruktur dorthin zu transportieren. Für den Import von Wasserstoff ist das Vorhandensein einer entsprechenden Infrastruktur notwendig.

⁴⁰ Burges, K. & Kippelt, S. (2021): „Grid-related challenges of high-power and megawatt charging stations for battery-electric long-haul trucks“, https://www.transportenvironment.org/uploads/files/2022_01_TE_grid_integration_long_haul_truck_charging_study_final.pdf [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

Wasserstoffinfrastruktur

Die Wasserstoffinfrastruktur in Deutschland und Europa und die zugehörige regulatorische Ausgestaltung befindet sich derzeit im Aufbau. Die FNB Gas haben am 15.11.2023 einen Entwurf für ein Wasserstoff-Kernnetz⁴¹ vorgestellt und in Form eines Antragsentwurfs an die BNetzA und das BMWK übermittelt. Darauf aufbauend und nach einer Konsultation und Prüfung soll der BNetzA ein Antrag mit Maßnahmen zur Errichtung des Wasserstoff-Kernnetzes vorgelegt werden. Dieses Wasserstoff-Kernnetz soll das Grundgerüst für den Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur in Deutschland darstellen. Es berücksichtigt bereits wichtige (potenzielle) Ein- und Ausspeisepunkte für Wasserstoff und basiert den aktuellen Planungen zufolge in wesentlichen Teilen auf einer Umwidmung von Erdgas-Transportleitungen. Mit der Änderung des EnWG⁴² am 14.05.2024 hat der Gesetzgeber darüber hinaus die rechtlichen Voraussetzungen geschaffen, um das Wasserstoff-Kernnetz im Rahmen der Netzentwicklungsplanung Gas und Wasserstoff stetig und bedarfsgerecht weiterzuentwickeln. Das Kernnetz soll bis 2032 errichtet werden, wobei vom Gesetzgeber vorgesehen ist, dass für ausgewählte Maßnahmen eine zeitliche Flexibilisierung bis 2037 durch die BNetzA festgelegt werden kann. Für die Netzentwicklungsplanung Strom bedeutet dies im Umkehrschluss, dass bereits zum ersten Betrachtungsjahr 2037 dieses Szenariorahmenentwurfs von einer Realisierung des Wasserstoff-Kernnetzes ausgegangen werden kann.

Im Rahmen der Konsultation zum NEP 2037/2045 (2023) ist unter anderem darauf hingewiesen worden, dass weiterhin Unsicherheiten hinsichtlich der Realisierungszeiträume des Wasserstoff-Kernnetzes bestehen. Darüber hinaus sei zu beachten, dass der Anschluss an eine solche Wasserstoffinfrastruktur für bestimmte Standorte innerhalb des avisierten Zeitrahmens wahrscheinlicher ist als für andere. Grundsätzlich bedeutet die Realisierung des Kernnetzes nicht, dass alle Standorte mit Bedarfen grundsätzlich über einen Anschluss an ein Wasserstoffnetz verfügen werden. Eine Folge dieser Überlegung kann sein, dass Industriestandorte, die möglicherweise erst später oder perspektivisch nicht an eine Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen werden, eher die Errichtung eines Elektrolyseurs vor Ort in Betracht ziehen als andere.

Eine unmittelbare Rückwirkung der Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur auf die Strombedarfe des Szenariorahmens Strom ergibt sich aus den (geplanten) Verdichterstationen. Die FNB Gas haben den ÜNB hierfür eine entsprechende Auflistung mit einer elektrischen Nennlast von in Summe 0,5 GW zur Berücksichtigung in allen Szenarien bereitgestellt.

Relevanz für das Stromsystem

Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein zur Dekarbonisierung von Stromversorgungssystemen, da er in regelbaren Kraftwerken zur Stromerzeugung eingesetzt und damit den dortigen Einsatz von fossilem Erdgas ersetzen kann. Für das Stromsystem spielt dabei zukünftig nicht nur die Nutzung von Wasserstoff in Kraftwerken eine Rolle. Gleichermäßen muss das Stromsystem darauf vorbereitet werden, eine Wasserstofferzeugung in größerem Maßstab zu ermöglichen. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Elektrolyse, also die Aufspaltung von Wasser in die Elemente Wasserstoff und Sauerstoff durch den Einsatz von Strom, als einzige Form der treibhausgasneutralen Wasserstofferzeugung in Deutschland durchsetzen wird. Die Integration entsprechender Elektrolysekapazitäten in die Netzinfrastrukturen ist daher eine zentrale Herausforderung.

In Energiesystemstudien und im vergangenen NEP kann gezeigt werden, dass der Wasserstoffbedarf von in Deutschland befindlichen Kraftwerken vornehmlich im Winterhalbjahr und konträr zu den Zeiten der überwiegenden Wasserstoffproduktion besteht. Aus diesem Grund ist es wichtig zu unterstreichen, dass neben der Wasserstofferzeugung und -nutzung auch die (saisonale) Wasserstoffspeicherung sowie der Import von Wasserstoff und die dazugehörige Wasserstoffinfrastruktur zu den Grundpfeilern eines Wasserstoffsystems gehören. Bei der Modellierung des Stromsystems im Rahmen des NEP Strom soll in Abstimmung mit den FNB jedoch die vereinfachende Annahme zugrunde gelegt werden, dass Wasserstoff für Kraftwerke jederzeit ausreichend verfügbar ist und dass es keine wasserstoffnetzseitigen Einschränkungen für den Einsatz von Elektrolyseuren gibt. Der Bedarf an Wasserstoffspeichern wird im Rahmen des NEP Strom nicht quantifiziert. Relevanz für die Dimensionierung der Stromnetzinfrastruktur hat vor allem die Höhe der Elektrolyseleistung sowie deren räumliche Verteilung. Um zunächst die Elektrolyseleistung gesamthaft herzuleiten, werden im Folgenden Überlegungen zur Höhe des Wasserstoffbedarfs, zur Höhe der Wasserstoffimporte sowie zur Einsatzweise der Elektrolyseure angestellt.

41 Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. [2023]: „Wasserstoff-Kernnetz“, <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

42 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz [2024]: „Gesetz zur Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung und zur Kernnetz-Finanzierung im Deutschen Bundestag beschlossen“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/04/20240412-gesetz-zur-wasserstoff-netzentwicklungsplanung.html> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

Wasserstoffbedarf

Wasserstoffbedarfe entstehen in allen relevanten Sektoren, also in der Industrie, im Verkehr, bei der Stromerzeugung in Kraftwerken, in der Bereitstellung von Fernwärme sowie ggf. Raumwärme. Grundsätzlich sollen sich die im Szenario-rahmenentwurf angenommenen sektoralen Wasserstoffbedarfe jeweils an den Begleitstudien und externen Studien orientieren, die für die Herleitung der jeweiligen Stromverbrauchsseite zugrunde gelegt werden. In Summe ergeben sich Wasserstoffbedarfe zwischen 140 und 280 TWh⁴³ im Jahr 2037 und zwischen 340 und 450 TWh im Jahr 2045. Diese Werte stellen dabei ausdrücklich eine Schätzung dar. Konkrete Aussagen zur Höhe der Wasserstoffbedarfe in den Szenarien können im Rahmen der späteren Modellierung ausschließlich für die Strom- und Fernwärmeerzeugung getroffen werden. Annahmen zu den Wasserstoffbedarfen in Industrie oder Verkehr sind grundsätzlich nicht Gegenstand der Strommarktmodellierung und dienen allein der Herleitung eines Gesamtwasserstoffbedarfs. Der Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie geht 2045 von einem Wasserstoffverbrauch von 360 bis 500 TWh in Deutschland aus. Es wird darauf hingewiesen, dass es insbesondere bei der stofflichen Nutzung von Wasserstoff in der Industrie große Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Produktionsmengen in den verschiedenen Industriesektoren und dem Import von Vorprodukten gibt, die eine Ursache für mögliche Abweichungen der Ergebnisse verschiedener Studien darstellen können.

Wasserstoffimporte

Hinsichtlich der zukünftigen Höhe der Importe von Wasserstoff oder synthetischer Energieträger bestehen aus heutiger Sicht besonders große Unsicherheiten. Im Allgemeinen gelten diese Importe als notwendig, da die inländischen Erzeugungspotenziale von Wasserstoff infolge begrenzter Flächenpotenziale der erneuerbaren Energien eingeschränkt sind. Importen und ihrer Diversifizierung werden dementsprechend in der nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung eine wichtige Bedeutung beigemessen.⁴⁴ Gleichzeitig ist die internationale Verfügbarkeit von Wasserstoff und die Entwicklung entsprechender Märkte oder Partnerschaften von vielen Faktoren abhängig, die nur teilweise im Einflussbereich der Bundesregierung liegen. Aufgrund dieser Unsicherheiten empfehlen die ÜNB, die Entwicklung der Wasserstoffimporte zu einem wesentlichen Unterscheidungsmerkmal zwischen den Szenarien zu machen. Während in Szenario A ein Anteil im Bereich von 70 % Wasserstoffimporte oder höher angenommen wird, soll in Szenario C ein Importanteil von deutlich unter 50 % angesetzt werden. Das Szenario B liegt mit einer Importquote von 50 bis 60 % im Rahmen der Zielwerte der nationalen Wasserstoffstrategie (2030) und des Zwischenberichts zur SES. In allen Szenarien wird angenommen, dass die Menge der Wasserstoffimporte von 2037 bis 2045 zunimmt. Darüber hinaus wird in allen Szenarien von einem nahezu vollständigen Import synthetischer Brenn- und Kraftstoffe ausgegangen, die insbesondere im Verkehrssektor zum Einsatz kommen.

Einsatzverhalten von Elektrolyseuren

Neben der Höhe des Wasserstoffbedarfs und der Wasserstoffimporte wird die Einsatzhäufigkeit von Elektrolyseuren als ein weiteres Element zur Herleitung einer bedarfsgerechten Elektrolyseleistung in Deutschland herangezogen. Die Betriebsweise von Elektrolyseuren, die an Produktionsstandorten der Industrie errichtet werden, kann ohne den Anschluss an ein Wasserstofftransportnetz zunächst auf die Deckung des lokalen Bedarfs an Wasserstoff ausgelegt sein. Die Wasserstoffproduktion wird sich bei eingeschränkten lokalen Speicherkapazitäten weniger an den Preisschwankungen am Strommarkt orientieren. Grundsätzlich ist es bei den meisten dieser Standorte jedoch wahrscheinlich, dass sie mittel- bis langfristig an ein Wasserstofftransportnetz angeschlossen werden. Im Zuge dieser Entwicklung ist zu erwarten, dass sich der Einsatz der Elektrolyseure flexibilisiert und stärker an Strommarktpreisen ausrichtet. Ebenso ist in größerem Maßstab davon auszugehen, dass Elektrolyseure nicht zur Deckung eines lokalen Bedarfs errichtet werden, sondern um stattdessen den produzierten Wasserstoff direkt in eine Transportinfrastruktur einzuspeisen, welche die Speicherung und den Transport zu Industriestandorten oder Kraftwerken ermöglicht.

Grundsätzlich soll angenommen werden, dass sich der Einsatz aller Elektrolyseure ab 2037 an den Strommarktpreisen ausrichtet und der Einsatz vollständig flexibel ist. Dementsprechend wird vorgeschlagen, auch an Standorten, deren Anschluss an das Wasserstoffnetz absehbar nicht wahrscheinlich ist, eine marktorientierte Betriebsweise anzusetzen. An diesen Standorten ist allerdings insbesondere ohne größere, lokale Wasserstoffspeicher eine stärker bedarfsorientierte Fahrweise denkbar. Im Rahmen der Konsultation werden gerne Hinweise zu der voraussichtlichen zukünftigen Betriebsweise von Elektrolyseuren angenommen.

⁴³ Angaben zum Energiegehalt von Wasserstoff beziehen sich im Folgenden auf den Brennwert 39,4 kWh/kg.

⁴⁴ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): „Fortschreibung Nationale Wasserstoffstrategie“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.pdf> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

Dem beschriebenen Ansatz folgend soll dem Einsatz aller Elektrolyseure dabei sowohl im Betrachtungsjahr 2037 als auch 2045 in der Modellierung ein einheitlicher Grenzpreis zugrunde gelegt werden. Dieser Grenzpreis für den Strombezug wird dabei so gewählt, dass unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten (Wirkungsgrad von 70 %) die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff unterhalb eines angenommenen Wasserstoffpreises liegen. Der Wasserstoffpreis ergibt sich dabei aus den Kosten von Erdgas einschließlich der bei der Verbrennung anfallenden CO₂-Emissionskosten (s. Kapitel 7). Grundlage ist die Annahme von indifferenten Stromerzeugungskosten von mit Erdgas und mit Wasserstoff betriebenen Gaskraftwerken. Liegt der Strompreis unter dem ermittelten Grenzpreis, erzeugen die Elektrolyseure Wasserstoff. Bei höheren Strompreisen sind die Elektrolyseure nicht in Betrieb. Der berechnete Grenzpreis liegt deutlich unter den Grenzkosten von Kohle- oder Gaskraftwerken, weswegen ein zeitgleicher Betrieb ausgeschlossen werden kann. Es handelt sich hierbei um den bereits im vergangenen NEP umgesetzten Ansatz, der eine sinnvolle Einsatzreihenfolge der verschiedenen Flexibilitätensicherstellungen sicherstellt. Auf Basis von Erfahrungswerten in Strommarktsimulationen wird für die Herleitung der Elektrolyseleistung in Deutschland eine Volllaststundenzahl von 4.000 h/a abgeschätzt. Dieser Schätzwert ist ausdrücklich nicht als Vorfestlegung zu verstehen, da sich die Volllaststunden aufgrund des Grenzpreises erst aus der Strommarktmodellierung ergeben. Über die Einsatzoptimierung im Rahmen der Marktsimulation hinaus wird angenommen, dass der Einsatz von Elektrolyseuren über Redispatch zur Vermeidung von Netzüberlastungen angepasst werden kann.

Resultierende Elektrolysekapazitäten

Die aus den beschriebenen Überlegungen resultierenden Elektrolyseleistungen der drei Szenarien sind in Tabelle 11 dargestellt. Es wird darauf hingewiesen, dass die im Zwischenbericht zur Systementwicklungsstrategie für 2045 ausgewiesene Elektrolyseleistung in Höhe von 70 bis 90 GW in zwei von drei Szenarien unterschritten wird. Gründe hierfür liegen aus Sicht der ÜNB in unterschiedlichen Modellierungsannahmen und in unterschiedlichen Optimierungszielen der zugrunde liegenden Berichte. Während der NEP eine Einsatzoptimierung von Verbrauchern und Erzeugern unter Berücksichtigung des geltenden Strommarktdesigns vornimmt, erfolgt in den BMWK-Langfristszenarien eine Optimierung des Gesamtenergiesystems, bei der heute geltende Marktregeln nicht vollständig abgebildet werden. Eine Folge hiervon können Unterschiede in den resultierenden Volllaststunden sein.

Regionalisierung

Bei der Verortung von Elektrolyseuren wird grundsätzlich mehrstufig vorgegangen. In einem ersten Schritt wird hierbei auf die Markt- und Netzbetreiberabfrage zurückgegriffen. Die resultierenden Listen zeigen in Summe 100 GW Meldungen an Elektrolyseleistung und damit mehr als dreimal so viel Leistung wie in der Abfrage des vorangegangenen NEP. Insgesamt ist in den Projekten eine sehr große Dynamik zu beobachten. Viele der Meldungen sind dabei noch in einem frühen Planungs- und Entwurfsstadium, weshalb die Realisierung vieler Elektrolyseure aus heutiger Sicht noch sehr unsicher erscheint. Es ist festzustellen, dass nahezu alle gemeldeten Projekte derzeit mit einer Fertigstellung vor 2037 planen. Die ÜNB empfehlen, im Szenariorahmenentwurf keine Projekte mit dem konsolidierten Status „Idee und Vorplanung“ anzusetzen. Dagegen sollen Projekte mit einem fortgeschrittenen Planungs- oder Umsetzungsstatus (11 GW) einheitlich in allen Szenarien abgebildet werden. Für die übrigen Projekte mit dem Status „Planung“ (30 GW) wird vorgeschlagen, sie im Betrachtungsjahr 2045 vollständig und im Betrachtungsjahr 2037 anteilig zur zuvor hergeleiteten Mantelzahl zu berücksichtigen. Eine Übersicht zu den projektbasierten Anteilen in den Szenarien findet sich ebenso in Tabelle 11. Einen Überblick der projektbasierten Elektrolyseanlagen je Bundesland zeigt Abbildung 19.

Für das Jahr 2045 verbleibt ein Restzubau zur Erreichung der gesamten Elektrolyseleistung. Die räumliche Verteilung dieses Restzubaus soll in einem zweiten Schritt anhand zweier iterativer Verfahren erfolgen. Das Vorgehen in den Szenarien A und B 2045 entspricht in den Grundzügen dem im NEP 2037/2045 (2023) verwendeten Ansatz. Die Standorte der Elektrolyse sollen so gewählt werden, dass diese möglichst wenig belastend oder sogar entlastend auf die Übertragungsnetze wirken. Dazu werden die Elektrolyseure so platziert, dass sie hohe lokale Überschüsse aus erneuerbaren Energien ausgleichen können, um eine Belastung der Stromnetze und eine Abregelung von Erzeugungsanlagen zu vermeiden. Die Verortung der Elektrolyseure wird in einer Voranalyse zum NEP mit dem Ziel angepasst, die deutschlandweiten Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Mittels einer Optimierung im Netzmodell soll sichergestellt werden, dass durch die Verortung der Elektrolyseure keine neuen Engpässe im Übertragungsnetz entstehen. Es wird in Zusammenarbeit mit den FNB Gas geprüft, ob bestimmte Regionen und Standorte aufgrund ihrer großen Entfernung zum geplanten Wasserstoffnetz sinnvollerweise von der Betrachtung ausgeschlossen werden sollten.

Die Elektrolyseurverortung in Szenario C 2045 baut zunächst auf den Ergebnissen von B 2045 auf. Für die Differenz der Gesamtelektrolyseleistung zwischen C 2045 und B 2045 (20 GW) sollen andere Kriterien für die Verortung von Elektrolyseuren herangezogen werden. Hierbei soll eine Akteurssicht auf die Standortwahl abgebildet werden. Konkret werden weitere Elektrolysestandorte identifiziert, die sich abseits des geplanten Wasserstoffnetzes befinden und an denen sich dennoch ein Wasserstoffbedarf ergibt. Hierfür werden Standortfaktoren wie Distanz zum Wasserstoffnetz, Wasserstoffbedarfe und -abnahme, aber auch Frischwasserverfügbarkeit und Nutzungsoptionen für Nebenprodukte wie Wärme in die Regionalisierung einbezogen. Tabelle 10 gibt einen Überblick über die aktuellen Überlegungen zu relevanten Standortfaktoren für den weiteren Zubau in Szenario C 2045.

Tabelle 10: Standortfaktoren zur weiteren Regionalisierung von Elektrolyseanlagen in Szenario C 2045

Standortkriterium	Beschreibung
Distanz zum Wasserstoffnetz	Es wird der Abstand zum geplanten Wasserstoffnetz ermittelt. Zur Regionalisierung der Elektrolyseanlagen aus Akteurssicht werden Standorte und Regionen berücksichtigt, die eine hohe Distanz zum Wasserstoffnetz ausweisen und somit in absehbarer Zeit nicht direkt an das Wasserstoffnetz angeschlossen werden.
Wasserstoffbedarf/-abnahme	Es wird der regionale Wasserstoffbedarf im Industriesektor für das Jahr 2045 ermittelt. Grundlage ist die Begleitstudie „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“.
Abwärmenutzung	Bei der Herstellung von Wasserstoff in Elektrolyseanlagen wird etwa 30% der Energie in Wärme umgewandelt. Die Abwärme von Elektrolyseanlagen kann für die Fernwärmeversorgung genutzt werden.
Wasserverfügbarkeit	Bei der Elektrolyse, die Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff spaltet, werden für 1 kg Wasserstoff ca. 8,9 kg hochreines H ₂ O benötigt. Zusätzlicher Wasserbedarf entsteht durch die Kühlung der Elektrolyseanlage. Somit ist die Verfügbarkeit von Wasser ein relevanter Standortfaktor für Elektrolyseanlagen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

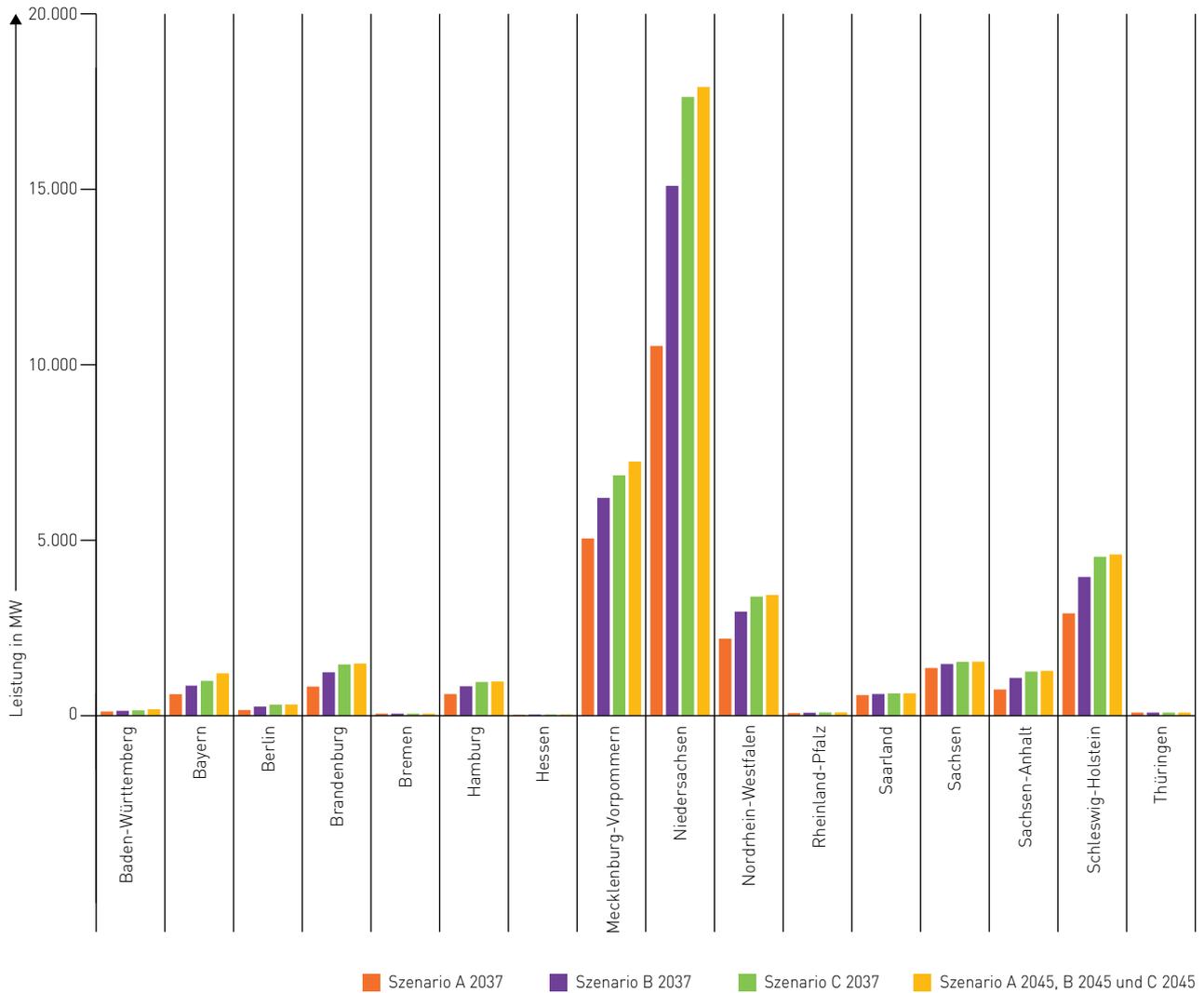
Für die Standorte sollen geeignete Regionalisierungskriterien ermittelt werden. Die Kriterien können dann auf Landkreisebene normiert und im weiteren Verlauf untereinander gewichtet werden. Der sich aus der Gewichtung und dem normierten Standortkriterium ergebene Regionalisierungsschlüssel gibt dann die relative Verteilung der Elektrolyseleistung auf die Landkreise wieder. Somit setzt sich die Verteilung der Elektrolyseanlagen in Szenario C 2045 aus bekannten Projektmeldungen (41 GW), der systemdienlichen Verortung nach Szenario B 2045 (19 GW) und zusätzlich aus den Anlagenstandorten nach Akteurssicht (20 GW) zusammen. Hinsichtlich der Standortkriterien und deren Gewichtung sind die ÜNB für Hinweise aus der Konsultation des Szenariorahmens dankbar.

Tabelle 11: Annahmen zur Entwicklung von Elektrolyseuren

		A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Leistung [GW]	Elektrolyseure gesamt	26	35	40	46	60	80
	davon projektbasiert	26	35	40	41	41	41
Geschätzter Stromverbrauch [TWh]	Elektrolyseure gesamt	104	140	160	184	240	320
	davon projektbasiert	104	140	160	164	164	164

Quelle: Markt- und Netzbetreiberabfrage, Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 19: Berücksichtigte Leistung projektbasierter Elektrolyseure aus Markt- und Netzbetreiberabfrage je Bundesland



Quelle: Markt- und Netzbetreiberabfrage, Übertragungsnetzbetreiber



3.5 Fernwärme

In der öffentlichen Fernwärmeversorgung wird von einer zunehmenden Elektrifizierung mittels Elektrokessel und Großwärmepumpen ausgegangen. In den Szenarien wird angenommen, dass Elektrokessel unter anderem zur Flexibilisierung von Industrie-KWK-Anlagen installiert werden. Hier sind aufgrund des hohen Temperaturniveaus Elektrokessel dem Einsatz von Wärmepumpen vorzuziehen. Großwärmepumpen hingegen zeichnen sich im Niedertemperaturbereich gegenüber Elektrokesseln durch eine höhere Effizienz aus. Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass im Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung häufig Großwärmepumpen installiert werden. Die Jahresarbeitszahl dieser Großwärmepumpen wird mit 3 angesetzt. Sie ist damit geringer als bei Haushaltswärmepumpen, da in den Fernwärmenetzen im Vergleich zu den Haushalten ein höheres Temperaturniveau herrscht.

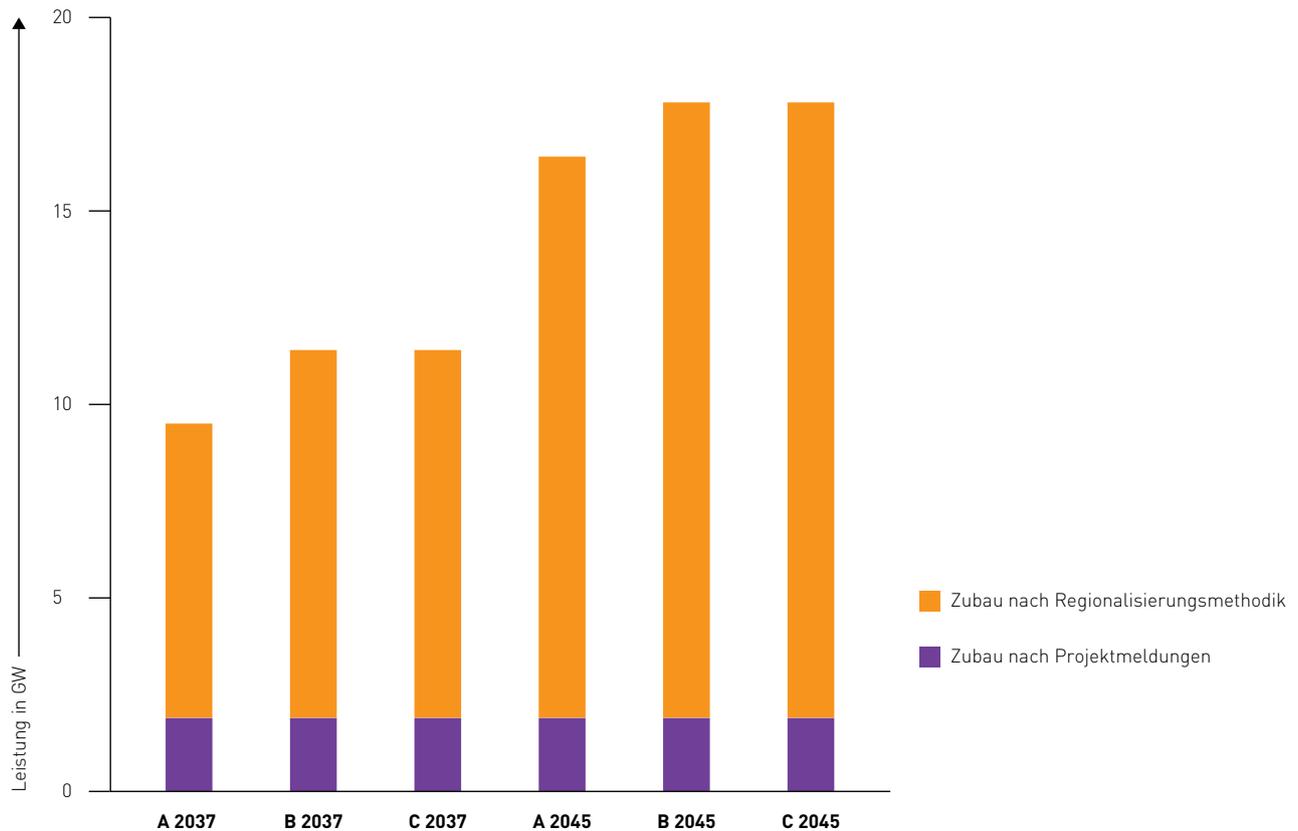
Die Gesamtleistung der Elektrokessel und Großwärmepumpen im NEP orientiert sich an der Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“ der FfE (s. Anhang A.2). Hinsichtlich der Fernwärmeversorgung differenziert die Begleitstudie zwischen einem mittleren und hohem Fernwärmenetzausbau und einer geringen bis hohen Sanierungsrate im Gebäudesektor. Dabei wird in Szenario A ein ambitionierter Fernwärmeausbau bei gleichzeitig hohem Einsatz von Wasserstoff zur Fernwärmeerzeugung angenommen. Hieraus resultiert in Szenario A 2037 und A 2045, trotz des steigenden Fernwärmebedarfs, der niedrigste Strombedarf für Großwärmepumpen und Elektrokessel. In den Szenarien B und C liegt der Fernwärmeausbau im mittleren Bereich. Gleichzeitig steigt die Elektrifizierung der Fernwärme, was zu einem höheren Strombedarf von Fernwärmeanwendungen führt. Eine Übersicht über die Annahmen für Großwärmepumpen und Elektrokessel ist in Tabelle 12 dargestellt. Zur Abschätzung des Stromverbrauchs wird für Großwärmepumpen von 2.400 Volllaststunden und für Elektrokessel von 800 Volllaststunden ausgegangen. Im Rahmen der Einsatzoptimierung in der Marktsimulation können sich davon abweichende Energiemengen ergeben.

Tabelle 12: Annahme zur Entwicklung und Stromnachfrage von Großwärmepumpen und Elektrokesseln

		Referenz 2022	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Leistung [GW]	Elektrokessel	0,8	6,3	7,5	7,5	11,1	12,1	12,1
	Großwärmepumpen	0,0	3,2	3,9	3,9	5,3	5,7	5,7
Gesamt		0,8	9,5	11,4	11,4	16,4	17,8	17,8
Stromverbrauch [TWh]	Elektrokessel	0,6	5,0	6,0	6,0	8,9	9,7	9,7
	Großwärmepumpen	0,0	7,8	9,3	9,3	12,6	13,7	13,7
Gesamt		0,6	12,8	15,3	15,3	21,5	23,4	23,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, FfE Wärmestudie

Die Regionalisierung von Großwärmepumpen und Elektrokesseln erfolgt in zwei Stufen. Als Basis für die erste Stufe dienen die Ergebnisse der Markt- und Netzbetreiberabfrage. Hierbei wurden den ÜNB circa 2,5 GW an Power-to-Heat-Projekten gemeldet, von denen, abhängig vom Projektstatus (s. Abschnitt 3.2), circa 1,9 GW im Szenariorahmen berücksichtigt werden. Alle Power-to-Heat-Meldungen wurden dabei dem Fernwärmesektor zugeordnet. Die Ergebnisse der Markt- und Netzbetreiberabfrage für Power-to-Heat-Technologien zeigt Abbildung 20.

Abbildung 20: Zubau Power-to-Heat nach Projektmeldungen und Regionalisierungsmethodik

Quelle: Markt- und Netzbetreiberabfrage, FfE Wärmestudie

Die Annahmen zur Regionalisierung zusätzlicher Großwärmepumpen und Elektrokesseln an KWK-Anlagen zur öffentlichen Fernwärmeversorgung basieren in einer zweiten Stufe auf der Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“ (s. Abschnitt 3.3.1). In einer Bottom-up-Betrachtung werden kleinräumige Wärmenetzpotenziale ermittelt und weitere Technologien zur Fernwärmeerzeugung verteilt. Eine kurze Beschreibung des geplanten Vorgehens findet sich in Anhang A.2.

Zeitlicher Verlauf

Der Einsatz von Elektrokesseln und Großwärmepumpen wird endogen in der Strommarktsimulation berechnet und richtet sich neben der Wärmenachfrage insbesondere nach dem Strompreis. Sie kommen vordergründig dann zum Einsatz, wenn einerseits im jeweiligen Fernwärmenetz ein entsprechender Wärmebedarf besteht und andererseits die Strompreise ein bestimmtes Niveau nicht überschreiten. Aufgrund der höheren Effizienz von Großwärmepumpen kann ihr Betrieb im Vergleich zu Elektrokesseln auch bei höheren Strompreisen wirtschaftlich sein. In den Fernwärmenetzen sind neben den elektrischen Wärmeerzeugern stets alternative Wärmeerzeuger verfügbar. Die Wärmeerzeugung durch Biomasse, Solarthermie oder die Abwärmenutzung wird bei der Bestimmung der lokalen, stündlichen Wärmebedarfe berücksichtigt. Die Wärmeerzeugung durch KWK-Anlagen, die spätestens 2045 mit Wasserstoff betrieben werden, ist Bestandteil der modellendogenen Optimierung. Darüber hinaus wird in jedem Fernwärmenetz eine ausreichende Anzahl an Spitzenlastkesseln angenommen. Dadurch wird in der Strommarktsimulation ein Einsatz der elektrischen Wärmeerzeuger bei sehr hohen Strompreisen vermieden.

3.6 Lastseitige Flexibilität

Mit dem zunehmenden Anteil an fluktuierender Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Stromsystem erhöht sich der Bedarf an lastseitiger Flexibilität für eine optimale Integration dieser Erzeugung. Flexibilität kann grundsätzlich durch regelbare Erzeuger, Verbraucher und Speicher sowie durch Handel im europäischen Strommarkt zur Verfügung gestellt werden. Innerhalb dieses Abschnitts sollen insbesondere Flexibilitätsoptionen und deren Einsatz im Bereich der Verbraucher thematisiert werden. Das (flexible) Einsatzverhalten von Elektrolyseuren sowie Großwärmepumpen und Elektrokesseln wird bereits in Abschnitt 3.4 und 3.5 beschrieben.

3.6.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten

Die haushaltsnahen Flexibilitäten umfassen den Einsatz von Wärmepumpen, von Kleinbatteriespeichern und das Ladeverhalten von E-PKW. Da diese Technologien in allen Szenarien in großem Umfang angenommen werden, wird der Erschließung ihrer Flexibilitätspotenziale zukünftig eine große Bedeutung beigemessen.

Das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen ergibt sich unter anderem aus dem Wärmebedarf der Gebäude und der Möglichkeit des Vor- oder Nachheizens. Dieses Potenzial zur Flexibilisierung kann durch einen lokalen Wärmespeicher vergrößert werden. In Zeiten geringer Nachfrage von Raumwärme besteht infolge des niedrigen Stromverbrauchs nur ein geringes Verschiebe- und Steuerungspotenzial. Der Einsatz von Wärmepumpen kann an kälteren Tagen nicht beliebig lange verschoben werden, um eine Auskühlung des Gebäudes zu verhindern.

Im Kontext der Elektromobilität müssen das Ladeverhalten und die Batteriefüllstände vorrangig den Mobilitätsbedarf decken können. Da E-PKW häufig für längere Zeiträume an der Ladeinfrastruktur angeschlossen sind, ergibt sich eine Flexibilität bezüglich Ladezeitpunkt und -menge. Darüber hinaus können die Batterien von E-PKW dafür genutzt werden, über Vehicle-to-Grid (V2G) geladenen Strom zurück in das Stromnetz zu speisen. Da V2G-fähige Fahrzeuge und Ladesäulen derzeit noch nicht marktreif und teurer als smart-charging-fähige Alternativen sind, wird in den Szenarien davon ausgegangen, dass die meisten der flexiblen E-PKW keinen Strom ins Netz zurückspeisen werden.

Sogenannte Kleinbatteriespeicher, die verbrauchsnahe in privaten Haushalten oder im GHD-Sektor errichtet werden, werden meist in Kombination mit PV-Anlagen installiert (s. Abschnitt 5.4.2). Heutzutage werden sie in der Regel dafür genutzt, den Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms zu erhöhen und damit den Strombezug aus dem öffentlichen Netz zu minimieren. Dadurch wird das systemische Potenzial der Kleinbatteriespeicher jedoch nicht voll ausgeschöpft. Beispielsweise werden Windstromüberschüsse von Kleinbatteriespeichern nicht genutzt, auch wenn diese nicht vollständig geladen sind.

Die Erschließung des Flexibilitätspotenzials von Haushalten wird durch viele Faktoren erschwert. Grundvoraussetzungen sind unter anderem die Fähigkeit von Haushalten, Preissignale wahrzunehmen, entsprechende Geräte zu kontrollieren und die Ladeleistung präzise zu messen. Eine hohe Durchdringung von Smart-Metern ist hierbei ein wichtiger Baustein. Im Jahr 2022 lag die Durchdringung in Deutschland aber noch bei unter 1 % aller Messsysteme⁴⁵. Weitere technische und regulatorische Herausforderungen bestehen in der Bildung von Aggregatoren, die die Optimierung der Flexibilität für die Verbraucher übernehmen, in der Schaffung flexibler Tarife seitens der Stromanbieter und die Interoperabilität zwischen Geräten. Einer der wesentlichsten Faktoren ist zudem die Bereitschaft von Stromkundinnen und -kunden, ihre Stromverbräuche flexibel anzupassen.

⁴⁵ Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023): „Monitoringbericht 2023“, <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

3 Stromverbrauch

Aufgrund der hohen Unsicherheiten werden die erschlossenen Flexibilitätsanteile zwischen den Szenarien variiert. Es wird davon ausgegangen, dass die erschlossenen Flexibilitäten vorrangig marktorientiert und nicht vorrangig zur Entlastung des Stromnetzes genutzt werden. Die übrigen Haushalte, die über eine PV-Anlage verfügen und nicht zu den marktorientierten Einheiten zählen, reduzieren unter Berücksichtigung ihrer Flexibilitäten (zum Beispiel Batteriespeicher) ihren Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz.

In Szenario A ist der Bedarf an zusätzlicher Flexibilität im Vergleich zu den anderen Szenarien geringer, da hier der Stromverbrauch und der Ausbau von erneuerbaren Energien am geringsten ausgeprägt ist. Daher sind in A 2045 beispielsweise nur 30 % der haushaltsnahen Flexibilitäten für den Strommarkt erschlossen. Im Gegensatz dazu ist die erneuerbare Stromerzeugung im Szenario C besonders hoch und die Bereitstellung von Flexibilität wird benötigt, um die erneuerbaren Energiemengen ins System zu integrieren und den hohen Strombedarf zu decken. In Szenario C wird daher angenommen, dass technische und regulatorische Hürden abgebaut und besonders hohe Anreize für Verbrauchende bestehen, die haushaltsnahen Flexibilitäten an dynamischen Preise anzupassen. Szenario B bildet einen mittleren Entwicklungspfad zwischen den Szenarien A und C. Die Annahmen zu den Nutzungsanteilen von V2G folgen analog. Es wird darauf hingewiesen, dass sich die in Tabelle 14 angegebenen Anteile von V2G auf solche Haushalte beziehen, bei denen gemäß ihres Anteils nach Tabelle 13 ein marktorientiertes Einsatzverhalten von Verbrauchern unterstellt wird.

Tabelle 13: Anteil der marktorientierten Haushalte

Jahr	A	B	C
2037	20 %	30 %	50 %
2045	30 %	50 %	70 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Anteil der marktorientierten E-PKW, die V2G-fähig sind

Jahr	A	B	C
2037	5 %	15 %	25 %
2045	10 %	30 %	50 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3.6.2 Flexibilitäten in Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Die Flexibilisierung der industriellen Stromnachfrage sowie der Nachfrage aus dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen erfolgt in den Szenarien über sogenanntes Lastmanagement (auch Demand Side Management, DSM). Dies beschreibt die Veränderung des Nachfrageverhaltens von Stromkunden beziehungsweise die Anpassung des Einsatzes der entsprechenden Stromanwendungen. Angestoßen wird Lastmanagement unter anderem durch zeitlich variable Tarife oder Anreizzahlungen, sodass der Stromkunde seine Bezugskosten reduzieren kann. Zudem kann Lastmanagement beim übergeordneten Einsatz im Stromversorgungssystem zur Vermeidung von Lastspitzen und zur Integration erneuerbarer Energien beitragen.

Es werden üblicherweise drei Arten von Lastmanagement unterschieden: Lastabschaltung, Lastverlagerung und Eigenerzeugung:

- Unter Lastabschaltung versteht man die temporäre Reduktion des Stromverbrauchs, ohne dass dieser Verbrauch zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt wird. Lastabschaltung findet dann statt, wenn die Energiekosteneinsparungen durch die Abschaltung höher ausfallen als die Opportunitätskosten, die durch den Verzicht auf die Bereitstellung der entsprechenden Energiedienstleistung auftreten.
- Lastverlagerung beziehungsweise Lastverschiebung beschreibt die Verschiebung der elektrischen Last von Zeitpunkten hoher Strompreise in solche mit niedrigeren Strompreisen. Die Preisdifferenz zwischen den zwei Zeitpunkten muss hierbei die mit der Lastverlagerung einhergehenden Kosten (zum Beispiel durch Komforteinbußen oder Zusatzausgaben) übersteigen.
- Der Wechsel auf Eigenerzeugung findet statt, sobald der Strombezug aus dem Netz dauerhaft teurer ist als die lokale Stromerzeugung durch Eigenversorgungsanlagen. Der Einsatz von Eigenversorgung hängt von der Verfügbarkeit der entsprechenden Anlagen ab und wird im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Zur Ermittlung der Potenziale der genannten Flexibilitäten sowie deren Betriebsweise haben die ÜNB 2021 eine Begleitstudie zu „Regionalen Lastmanagementpotenzialen“⁴⁶ in Zusammenarbeit mit der FfE und Guidehouse durchgeführt. Im Rahmen des Gutachtens werden sowohl bestehende als auch mittel- bis langfristige Lastmanagementpotenziale in Deutschland beschrieben, quantifiziert und verortet. Während die im NEP 2037/2045 (2023) angenommenen Potenziale der Industrie im vorliegenden Szenariorahmenentwurf übernommen werden, wirkt sich die in Abschnitt 3.3.2 beschriebene Berücksichtigung von Rechenzentren direkt auf die Verschiebepotenziale im GHD-Sektor aus. Diese sinken in Szenario A leicht und erhöhen sich in Szenario C proportional zum Stromverbrauch der Rechenzentren.

Die resultierenden DSM-Potenziale finden sich in Tabelle 16. Die räumliche Verteilung von DSM erfolgt anhand des Stromverbrauchs in den Sektoren Industrie und GHD auf Ebene der Landkreise. Nähere Beschreibungen zur Regionalisierung finden sich in der genannten Begleitstudie.

Tabelle 15: Angenommene Potenziale zur Abschaltung und Verschiebung der Stromnachfrage je Szenario

Potenzial [GW]	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Industrie	2,5	4,1	4,1	5,3	6,7	6,7
davon abschaltbar	0,8	1,5	1,5	1,3	2,0	2,0
davon verschiebbar	1,7	2,6	2,6	4,0	4,7	4,7
GHD	2,1	3,6	4,6	3,1	6,2	7,8
davon abschaltbar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon verschiebbar	2,1	3,6	4,6	3,1	6,2	7,8
Summe	4,6	7,7	8,7	8,4	12,9	14,5

Quelle: FfE Regionale Lastmanagementpotenziale, Übertragungsnetzbetreiber

⁴⁶ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mit Guidehouse (2022): „Regionale Lastmanagementpotenziale: Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland“, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE_0.pdf [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

3.7 Umwandlungsbereich und Verluste

Im Folgenden werden Annahmen zur Entwicklung des Verbrauchs im Umwandlungsbereich sowie bei den Netz- und Speicherverlusten getroffen. Diese sind notwendig, um aus dem Nettostromverbrauch den Bruttostromverbrauch zu berechnen (s. Tabelle 2).

Die Verluste in Speichern und im Höchstspannungsnetz gehen zunächst als Schätzung in die Berechnungen ein. Beide Größen werden auf Basis der Markt- und Netzsimulationen neu bestimmt. Zusammen mit den Eigenverbräuchen der Kraftwerke und strompreisabhängigen Verbrauchern wird der finale Bruttostromverbrauch in den späteren Entwürfen des NEP 2037/2045 (2025) ausgewiesen.

3.7.1 Umwandlungsverbrauch

Unter Umwandlung ist die Änderung der chemischen oder physikalischen Struktur von Energieträgern zu verstehen. Als Umwandlungsprodukte fallen Sekundärenergieträger und nicht energetisch verwendbare Produkte (Nichtenergieträger) an. Der Umwandlungsbereich umfasst somit Unternehmen zur Gewinnung, Umwandlung und Verarbeitung von Energieträgern. Gegenwärtig sind das Kokereien, Braunkohlegruben und -brikettfabriken, Kraftwerke, Erdöl- und Erdgasgewinnung sowie die Mineralölverarbeitung. Entsprechend der Definition des Umwandlungsbereichs würde hierunter ebenso der Verbrauch von Elektrolyseuren und Power-to-Heat-Anlagen zur Produktion von Wasserstoff und Fernwärme als Sekundärenergieträger zählen. Eine gebündelte Darstellung der für den NEP relevanten Aspekte rund um Wasserstoff und Fernwärme findet sich in Abschnitt 3.4 und in Abschnitt 3.5. Die Umwandlung bzw. ausländische Herstellung von importierten Energieträgern ist darüber hinaus nicht Bestandteil der Betrachtung.

Die Dekarbonisierung der Energieversorgung, der Mobilität und anderer Sektoren führen zu einer ausgeprägten Transformation des Umwandlungsbereichs. Dies führt im Umwandlungsbereich zu einer Änderung der Höhe und Zusammensetzung des Stromverbrauchs gegenüber heute. Die Mineralölverarbeitung zur Herstellung von Benzin, Diesel und Heizöl wird aufgrund des Austauschs fossiler Antriebstechnologien und fossiler Heiztechnologien deutlich reduziert. Neben der bereits beendeten Steinkohlegewinnung in Deutschland wird angenommen, dass die Braunkohlegewinnung bis 2037 beendet sein wird. Die umwandlungsbezogenen Stromverbräuche bei der Gewinnung und Verarbeitung von Kohle, Öl und Gas gehen daher in allen Szenarien vollständig zurück. Der schrittweise Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung und die geringere Einsatzhäufigkeit der Kraftwerke führen daher in Summe zu einer starken Reduktion des Stromverbrauchs im Umwandlungsbereich.

Tabelle 16: Stromverbrauch im Umwandlungsbereich

	Referenz 2022	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Umwandlungsbereich [TWh]	38,7	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
davon Gewinnung/Verarbeitung von Kohle, Öl, Gas	10,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
davon Kraftwerkseigenverbrauch	28,3	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0

Quelle: AG Energiebilanzen 2022, Übertragungsnetzbetreiber

3.7.2 Netzverluste

Neben dem Nettostromverbrauch fallen in einem Elektrizitätssystem Verluste beim Stromtransport an. Hierbei handelt es sich um Energie, die nicht unmittelbar einem Endverbraucher zugeordnet werden kann und dennoch bereitgestellt werden muss. In erster Linie umfassen diese ohmsche Verluste oder Verluste durch Koronaentladungen in Stromleitungen. Die hier berücksichtigten Netzverluste umfassen alle Spannungsebenen sowie die Umspannung. Die ÜNB setzen die Verteilnetzverluste analog zur Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037 (2023) in allen Szenarien mit 34,8 TWh an, was in etwa einer Verdoppelung der heutigen Verluste entspricht. Die Netzverluste in der Höchstspannung steigen gegenüber heute ebenfalls in allen Szenarien an. Es erfolgt zunächst eine Abschätzung auf Basis vergangener Berechnungen im NEP. Dabei werden die Netzverluste der Höchstspannung jeweils für ein Betrachtungsjahr als gleich angenommen. Der Anstieg gegenüber heute resultiert hauptsächlich aus der dann höheren Auslastung des Netzes sowie den höheren zulässigen Strömen (z. B. auf sogenannten Hochtemperaturleiterseilen oder durch witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb). Die Übertragungsnetzverluste werden auf Basis der szenariospezifischen Netzanalysen des NEP 2037/2045 (2025) neu berechnet.

Tabelle 17: Netzverluste

	Referenz 2022	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Netzverluste [TWh]	27,4	64,8	64,8	64,8	74,8	74,8	74,8
davon Netzverluste in Hoch-, Mittel-, und Niederspannung	17,2	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
davon Netzverluste in Höchstspannung	10,2	30,0	30,0	30,0	40,0	40,0	40,0

Quelle: Monitoringbericht 2023, Übertragungsnetzbetreiber

3.7.3 Speicherverluste

Weitere Verluste ergeben sich im Bereich des Einsatzes von Pump- und Batteriespeichern, die bei der Umwandlung und Speicherung von Energie entstehen. Die Verluste entsprechen dabei der Differenz zwischen eingespeicherter und ausgespeicherter Energie. Die Verluste werden in folgender Tabelle abgeschätzt und ergeben sich im Zuge der Strommarkt-simulationen des NEP.

Tabelle 18: Stromverbrauch der Speicherverluste

	Referenz 2022	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Speicherverluste [TWh]	3,2	3,4	3,9	4,1	3,7	4,3	5,6
davon Pumpspeicher	3,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	3,2
davon Batteriespeicher	0,0	1,2	1,7	1,9	1,5	2,1	2,4

Quelle: Monitoringbericht 2023, Übertragungsnetzbetreiber

3.8 Jahreshöchstlast

Aus der Modellierung und Aggregation der unflexiblen Stromverbraucher ergibt sich zunächst ein starres Stromnachfrageprofil, welches zusammen mit zahlreichen flexiblen Stromverbrauchern, beispielsweise Power-to-X-Anlagen oder haushaltsnahen Flexibilitäten, zur Beschreibung der Stromverbrauchsseite in die Strommarktsimulationen eingeht. Die Marktsimulationen berechnen den (kostenminimierenden) Einsatz der flexiblen Verbraucher, sodass sich zusammen mit dem starren Verbrauchsprofil der zeitliche Verlauf des Gesamtstromverbrauchs ergibt. Die nationale Jahreshöchstlast beschreibt dabei den auftretenden Maximalwert dieser Zeitreihe innerhalb eines Jahres. Da im Zuge der Erstellung des Szenariorahmenentwurfs noch keine Strommarktsimulationen erfolgen, kann die Jahreshöchstlast an dieser Stelle nicht quantifiziert werden.

Grundsätzlich beschreiben die Szenarien des NEP 2037/2045 (2025) ein Stromsystem mit sehr hohen Anteilen an erneuerbaren Energien und einer tiefgehenden Elektrifizierung. Einerseits steigen die Stromverbrauchsmengen im Vergleich zu heute deutlich an, andererseits wird das Verbrauchsverhalten flexibler und richtet sich am Dargebot der erneuerbaren Energien aus. Diese Faktoren sorgen in Kombination dafür, dass in allen Szenarien ein deutlicher Anstieg der Jahreshöchstlast gegenüber dem heutigen Niveau zu erwarten ist. Insbesondere Haushaltswärmepumpen aber in Teilen auch das Laden batterieelektrischer Fahrzeuge führen in winterlichen Kälteperioden zu einer Erhöhung der ohnehin hohen Stromnachfrage. Über den marktorientierten Einsatz dieser oder anderer Anwendungen kann eine weitere Verschärfung von Knappheitssituationen vermieden werden. Knappheitssituationen beschreiben in diesem Zusammenhang eine hohe Residuallast, also eine hohe Stromnachfrage bei gleichzeitig geringer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Diese Situationen sind eine besonders relevante Größe für die Versorgungssicherheit und die Dimensionierung gesicherter Stromerzeugungskapazitäten (s. Abschnitt 5.6). Untersuchungen im NEP 2037/2045 (2023) zeigen jedoch, dass die Situation der höchsten Residuallast in den Szenarien für 2037 und 2045 nicht mit dem Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zusammenfällt. Für die Jahreshöchstlast ausschlaggebend sind vielmehr Kombinationen einer vergleichsweise hohen Stromnachfrage bei gleichzeitig niedrigen Strombörsenpreisen infolge sehr hoher Einspeisung erneuerbarer Energien. Besonders Elektrolyseure nutzen die günstigen Preise, um Wasserstoff zu produzieren und erhöhen dadurch den Gesamtstromverbrauch. Weitere Erläuterungen hierzu finden sich in Kapitel 3 des zweiten Entwurfs NEP 2037/2045 (2023).

- 1 Einführung
- 2 Szenarienbeschreibung
- 3 Stromverbrauch
- 4 Erneuerbare Energien
- 5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
- 6 Europäischer Rahmen
- 7 Brennstoff- und CO₂-Preise



4 Erneuerbare Energien

Die erneuerbaren Energien stellen in den Szenarien des NEP 2037/2045 (2025) die zentralen Stromerzeugungstechnologien dar. Es wird zwischen Anlagen des Typs Windenergie an Land (Onshore-Windenergie) und auf See (Offshore-Windenergie), Photovoltaik auf Dachflächen und auf Freiflächen, Biomasse und Laufwasser unterschieden. Für jede dieser Erzeugungstechnologien sind fundierte Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Nettozubaues zu treffen. Referenz hierfür ist der zum Stichtag 31.12.2023 in Betrieb befindliche Anlagenbestand. Sonstige erneuerbare Energien werden aufgrund ihrer geringen Leistung nicht gesondert betrachtet.

4.1 Anlagenbestand

Die Bestandsleistungen der erneuerbaren Energien zum Stichtag 31.12.2023 sind in der nachfolgenden Tabelle angegeben. Es wird stets die Leistung der in das deutsche Stromnetz einspeisenden Einheiten betrachtet. Speicherwasserkraftwerke werden in der Kraftwerksliste separat erfasst.

Tabelle 19: Installierte Leistung erneuerbarer Energien zum 31.12.2023

Erzeugungstechnologie	Installierte Leistung zum 31.12.2023 [GW]
Onshore-Windenergie	61,0
Offshore-Windenergie	8,5
Photovoltaik	81,8
Biomasse	9,1
Laufwasser	3,6

Quelle: Informationsportal Erneuerbare Energien (AGEE-Stat), Auswertung Marktstammdatenregister Bundesnetzagentur

4.2 Politischer Rahmen

Das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) verankert das übergeordnete Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045. Darin sind zwar keine sektorenspezifischen Emissionsminderungspfade zwischen 2030 und 2045 angegeben. Jedoch ist mit Blick auf die Nutzung erneuerbarer Energien und die Emissionsminderungsziele bis 2030 naheliegend, dass im Stromsektor bereits deutlich vor 2045 Treibhausgasneutralität erreicht werden muss. Infolge der zu erwartenden Elektrifizierung anderer Sektoren kommt es zu einer Abhängigkeit vom Transformationspfad des Stromsektors, die die Bedeutung eines starken Ausbaus erneuerbarer Energien in der Stromversorgung bekräftigt.

Die konkreten Ausbaupfade für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben sich aus der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zum 01.01.2023. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch soll nach § 1 EEG bis 2030 auf mindestens 80 % angehoben werden. Da von einem signifikanten Wachstum des Bruttostromverbrauchs ausgegangen wird, sind in § 4a EEG als Richtwert für die o.g. Zielerreichung eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in 2030 in Höhe von 600 TWh angegeben. In § 4 EEG werden die Ausbaupfade für die Stromerzeugungskapazitäten der Onshore-Windenergie und Photovoltaik bis 2040 vorgeschrieben. Gegenüber dem EEG 2021 zeigt sich eine deutliche Steigerung der gesetzlichen Zielmarken. Bis zum Jahr 2030 sollen im Bereich Photovoltaik 215 GW installiert sein und bis 2040 soll die installierte Leistung auf 400 GW steigen. Für Onshore-Windenergie wird im Jahr 2030 eine installierte Leistung von 115 GW und bis 2040 von 160 GW ausgewiesen. Die skizzierten Ausbaupfade erfordern hohe jährliche Zubauraten. Die Bundesregierung stützt deren Erreichung unter anderem mit den im Klimaschutzprogramm 2023 beschriebenen Maßnahmen. Dazu gehören beispielsweise das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) vom 01.02.2023 oder das Solarpaket, dessen erster Teil in einem Gesetz zur Änderung des EEG am 16.05.2024 in Kraft getreten ist. Die Stromerzeugungskapazitäten der Offshore-Windenergie sollen gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) auf mindestens 30 GW in 2030, mindestens 40 GW in 2035 und mindestens 70 GW im Jahr 2045 gesteigert werden.

Tabelle 20: Ausbauziele der erneuerbaren Energien gemäß EEG 2023 und WindSeeG 2023

Erzeugungstechnologie	Technologiespezifische Ausbauziele gemäß EEG 2023 und WindSeeG 2023
Onshore-Windenergie	2030: 115 GW
	2035: 157 GW
	2040: 160 GW (anschließend Erhalt der installierten Leistung)
Offshore-Windenergie	2030: 30 GW
	2035: 40 GW
	2045: 70 GW
Photovoltaik	2030: 215 GW
	2035: 309 GW
	2040: 400 GW (anschließend Erhalt der installierten Leistung)

Quelle: Erneuerbare-Energien-Gesetz, Windenergie-auf-See-Gesetz

Ergänzend zu den übergeordneten Zielen des Bundes werden von einigen Bundesländern ebenfalls Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien angegeben⁴⁷. Da die Ausweisung dieser Ziele bislang jedoch in teils sehr unterschiedlichen Messgrößen und Zieljahren erfolgt, ist ein unmittelbarer Vergleich und die Einordnung in ein Gesamtbild schwierig und wird nicht vorgenommen.

4.3 Zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien

Alle Szenarien beschreiben einen Weg hin zum politischen Langfristziel der Treibhausgasneutralität in Deutschland bis spätestens 2045. In den Szenarien wird ausgehend vom Bestand zum Referenzstichtag 31.12.2023 eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen der erneuerbaren Energien abgebildet. Um dieses Ziel erreichen zu können, wird in allen Szenarien ein stetiger Ausbau erneuerbarer Energien unterstellt. Die im EEG und WindSeeG verankerten Zwischenziele für 2035, 2040 und 2045 dienen dabei als Orientierungspunkte. Den Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien in Abschnitt 2.1 folgend, werden die Zwischenziele in Szenario B exakt umgesetzt, in Szenario A unter- und in Szenario C überschritten. In Szenario A wird ein durch Restriktionen gebremster Ausbau erneuerbarer Energien unterstellt, während in Szenario C die Höhe des Stromverbrauchs eine Überschreitung des gesetzlichen Ausbaupfads erforderlich macht.

4.3.1 Entwicklung der Stromerzeugung

Ausgehend von einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Höhe von über 270 TWh im Jahr 2023 wird in den Szenarien ein im Vergleich zu den vergangenen Jahren stärkerer Zuwachs der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien angenommen. Das beschriebene Zwischenziel von 600 TWh in 2030 wird in den Szenarien B und C erreicht. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird im Szenario A 2037 mit 712 TWh, in B 2037 mit 934 TWh und in Szenario C 2037 mit 967 TWh angenommen. Bis zum Jahr 2045 steigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 875 TWh bis 1.241 TWh.

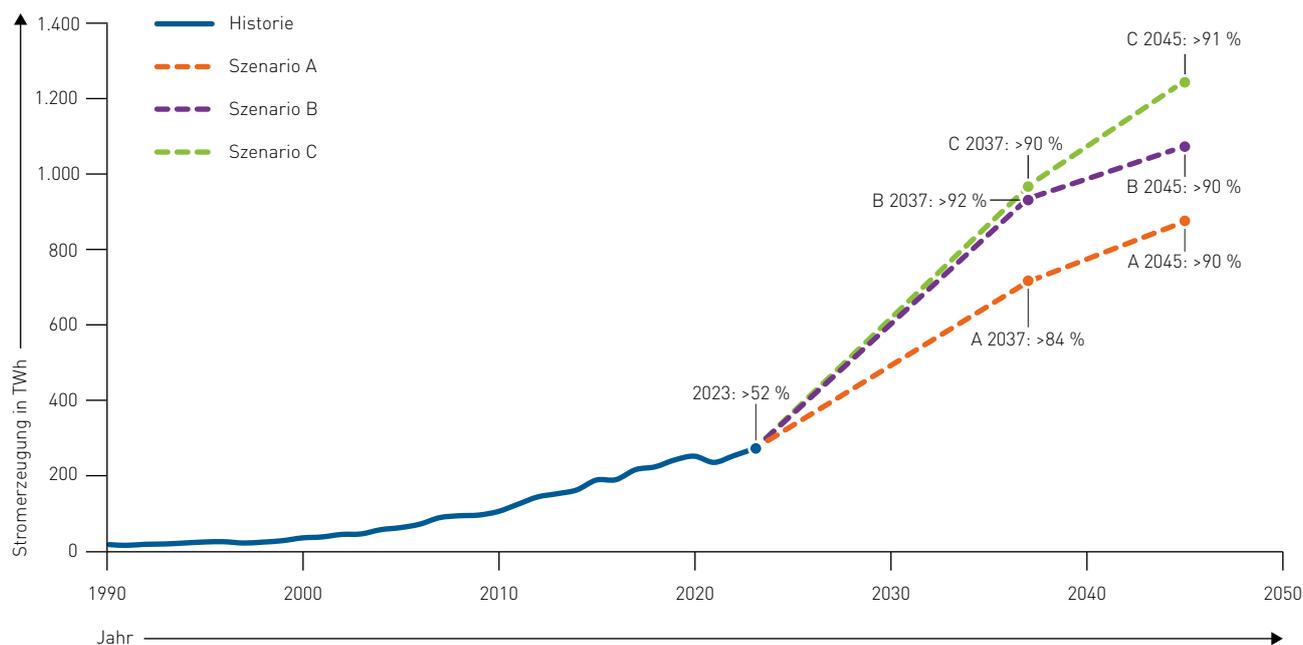
Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2023 bei knapp 52%⁴⁸ und wird in Szenario A 2037 mit >84 %, in Szenario B 2037 mit >92 % und in Szenario C 2037 mit >90 % berechnet. Im Jahr 2045 beträgt der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in allen Szenarien >90 %. Damit liegt dieser Anteil in allen Szenarien über dem im EEG vorgeschriebenen Anteil von mindestens 80 % für das Jahr 2030.

⁴⁷ Eine aktuelle Übersicht hierzu findet sich im Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses zum Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien sowie zu Flächen, Planungen und Genehmigungen für die Windenergienutzung an Land: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): „Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses 2023, Stand Oktober 2023“, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2023/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

⁴⁸ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): „Erneuerbare Energien“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Es wird darauf hingewiesen, dass ein Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch unter 100 % dennoch eine treibhausgasneutrale Stromerzeugung in Deutschland bedeuten kann. Für die weitere Deckung des Stromverbrauchs in Deutschland stehen Pump- oder Batteriespeicher, thermische Kraftwerke oder Stromimporte zur Verfügung. Unter der Voraussetzung, dass die Speicher in Zeiten hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geladen werden und der in den Kraftwerken verfeuerte Brennstoff treibhausgasneutral hergestellt wurde, gilt die Stromerzeugung dann ebenso als treibhausgasneutral, obwohl einzelne Bestandteile per Definition nicht dem direkten Anteil erneuerbarer Energien zugerechnet werden. Die angegebenen Anteile der erneuerbaren Energien sind daher als untere Grenze zu verstehen. Alle Szenarien für 2045 sind treibhausgasneutral.

Abbildung 21: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und ihr Anteil am Bruttostromverbrauch



Quelle: AGEE, Übertragungsnetzbetreiber

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien setzt sich definitionsgemäß zusammen aus der Einspeisung von Onshore- und Offshore-Windenergie, Photovoltaik, Biomasse und Laufwasser. Außerdem wird die Stromerzeugung aus Speicherwasserkraftwerken sowie aus Abfallkraftwerken (letztere zu 50 %) inkludiert. Da sowohl der Bruttostromverbrauch als auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erst in der Strommarktsimulation des NEP 2037/2045 (2025) detailliert ermittelt werden, sind die genannten Stromerzeugungsmengen und Anteile im Rahmen der Szenariengestaltung zunächst geschätzt. In den Werten inkludiert ist hierbei auch eine Annahme der durch marktseitige Einsenkung nicht integrierbaren Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Auf Basis von Erfahrungswerten und unter Berücksichtigung der Szenarienkonzeption wird dieser Abschlag mit 50 TWh für 2037 und 30 TWh für 2045 angesetzt. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass diese Werte aufgrund einer Vielzahl möglicher Wechselwirkungen in der Marktsimulation mit sehr großen Unsicherheiten verbunden sind.

In Abschnitt 4.4 findet sich eine umfassende Aufschlüsselung der getroffenen Annahmen zur Ermittlung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch. Ein Vergleich der Stromerzeugungsmengen und der installierten Leistungen mit dem NEP 2037/2045 (2023) und den Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) ist in Abschnitt 2.3 dargestellt.

Volllaststunden

Für die Herleitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden die in Tabelle 21 dargestellten Volllaststunden zugrunde gelegt.

Tabelle 21: Volllaststunden erneuerbarer Energien

Erzeugungstechnologie	Annahme Volllaststunden 2037/2045 [h/a]
Onshore-Windenergie	2.600/2.700
Offshore-Windenergie	3.400
Photovoltaik	950
Biomasse	3.000
Laufwasser	4.400
Speicherwasser	2.800
Abfall (davon 50 % erneuerbar)	5.000

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Bereich Onshore-Windenergie wird aufgrund der technologischen Entwicklung und eines Trends hin zu größeren Rotordurchmessern und Nabenhöhen eine deutliche Erhöhung der durchschnittlichen Volllaststundenzahl gegenüber heute angenommen. Es wird vermehrt eine Errichtung von Schwachwindanlagen auch in Regionen mit höherer Windhöffigkeit erwartet. Im Vergleich zu Starkwindanlagen erreichen Schwachwindanlagen bereits bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten ihre Nennleistung. Dadurch werden höhere Volllaststunden erzielt. Technisch wird dies durch eine Kombination von verhältnismäßig großen Rotordurchmessern und geringer Generatorleistung ermöglicht. Für das Stützjahr 2037 wird eine Volllaststundenzahl von 2.600 h/a angenommen. Infolge des nahezu vollständigen Austauschs des heutigen Bestands durch modernere, ertragreichere Anlagen wird im Jahr 2045 von einer Volllaststundenzahl von 2.700 h/a ausgegangen. Damit wird gegenüber der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (2023) ein Anstieg der Volllaststunden um 200 h/a angenommen.

Für Offshore-Windenergie werden durchschnittliche Volllaststunden in Höhe von 3.400 h/a angenommen. Neben einer möglichen Steigerung der Volllaststunden zukünftiger Offshore-Windenergieanlagen durch technologische Weiterentwicklungen haben vor allem gegenseitige Abschattungseffekte der Offshore-Windparks (OWP), auch aus Nachbarländern, einen großen Einfluss auf den Ertrag. Die unterschiedlichen Windverhältnisse und Bebauungsdichten der Offshore-Zonen führen in detaillierteren Modellierungen zu windparkspezifischen Volllaststunden. Die oben genannte Zahl repräsentiert den durchschnittlich erwarteten Ertrag. Für die Herleitung der Einspeisezeitreihen soll auf Daten des Fraunhofer-Instituts für Windenergiesysteme (IWES) zurückgegriffen werden. Zuletzt wurden diese Daten im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) von der Bundesnetzagentur an die Übertragungsnetzbetreiber übermittelt. Weitere Erläuterungen zu Leistungsdichte und Volllaststunden bei Offshore-Windenergie finden sich in Abschnitt 4.3.1.

Für Photovoltaik (PV) wird gegenüber heute keine signifikante Änderung der durchschnittlichen Volllaststunden erwartet, sodass weiterhin etwa 950 h/a zugrunde gelegt werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass in einem Stromsystem mit einem hohen Anteil an PV ein beträchtlicher Teil der Anlagen nicht (ausschließlich) nach Süden ausgerichtet sein wird. Hintergrund ist, dass durch die hohe Gleichzeitigkeit der Stromerzeugung von nach Süden ausgerichteten Anlagen abnehmende Gewinne bei der Stromvermarktung erwartet werden. Nach Osten oder Westen ausgerichtete Module kennzeichnen sich durch eine Verlagerung der Stromerzeugungsspitzen in den Vormittag und Abend. Ein Portfolio aus verschiedenen Anlagenkonfigurationen führt zu einem breiteren Stromerzeugungsprofil und erleichtert die Integration hoher PV-Leistungen. Diese Überlegungen sollen bei der Parametrierung der Anlagenkonfigurationen für die Berechnung der Stromerzeugungsprofile zugrunde gelegt werden.

Für Biomasse wird eine dem NEP 2037/2045 (2023) entsprechende Volllaststundenzahl von 3.000 h/a angenommen. Da die Stromerzeugung aus Biomasse grundsätzlich regelbar ist, wird angenommen, dass sich die Anlagen weiter zunehmend an Preissignalen ausrichten und flexibilisiert werden. Eine Auslegung regelbarer Einheiten auf sehr hohe Volllaststunden ist in einem Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierender Erzeugung nicht sinnvoll und wird daher nicht angenommen.

Für Laufwasser wird gegenüber dem Bestand aufgrund von erwarteten Effizienzsteigerungen ein leichter Anstieg der Volllaststunden auf 4.400 h/a erwartet. Die Annahmen decken sich ebenfalls mit denen des NEP 2037/2045 (2023).

Für Abfallkraftwerke werden basierend auf den Ergebnissen der Marktsimulation des NEP 2037/2045 (2023) zunächst Volllaststunden von 5.000 h/a angenommen. Die Fahrweise ergibt sich aus einer detaillierten Betrachtung des Einsatzes der Kraftwerke in der Marktsimulation.

Höhe und zeitlicher Verlauf der Stromerzeugung hängen bei Windenergie und Photovoltaik neben der Anlagenkonfiguration insbesondere von der Regionalisierung der Stromerzeugungsanlagen (s. Anhang A.3, A.4 und A.5) und den zugrunde gelegten Wetterbedingungen ab. Dies gilt vor allem in Bezug auf die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten, da diese im Jahresvergleich größeren Schwankungen unterliegen. Für die Ermittlung der Zeitreihen soll wie in den vorherigen Netzentwicklungsplänen das Wetterjahr 2012 genutzt werden. Dieses ist insbesondere aufgrund seiner im Jahresvergleich durchschnittlichen Windeinspeisung gut für eine repräsentative Abbildung der Wetterverhältnisse in Deutschland und Europa geeignet. Auch die in Tabelle 21 dargestellten Volllaststunden beziehen sich bei Onshore- und Offshore-Windenergie sowie Photovoltaik auf die Wetterbedingungen des Jahres 2012.

4.3.2 Offshore-Windenergie

Neben der landseitigen Stromerzeugung aus Windenergie und PV stellt die Offshore-Windenergie einen wichtigen Bestandteil in der Realisierung der Energiewende dar. Aus diesem Grund sind die Errichtung von Offshore-Windparks und den für die netzseitige Integration erforderlichen Offshore-Netzanbindungssystemen (ONAS) gemäß § 1 Abs. 3 des WindSeeG von überragendem öffentlichen Interesse und dienen zugleich der öffentlichen Sicherheit.

Der vorangegangene NEP 2037/2045 (2023) zielte auf die Prüfung und Festlegung der erforderlichen Maßnahmen zur Erreichung von mindestens 30 GW im Jahr 2030 ab und legte hierfür die Grundlagen mit der Bestätigung der BNetzA vom 01.03.2024. Die darin enthaltenen und zur Zielerreichung notwendigen ONAS befinden sich bereits in der Umsetzung und gelten somit als fester Bestandteil des Offshore-Ausbaupfads im vorliegenden Szenariorahmenentwurf und im kommenden NEP 2037/2045 (2025). Das gesetzliche Ausbauziel von mindestens 30 GW Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie zum Jahr 2030 wird aufgrund von Engpässen in den Lieferketten erst im Jahr 2031 erreicht. Darüber hinaus fokussiert sich der Szenariorahmenentwurf auf die Ausbauziele für Offshore-Windenergie von mindestens 40 GW Erzeugungsleistung im Jahr 2035 und mindestens 70 GW Erzeugungsleistung im Jahr 2045 gemäß § 1 Abs. 2 WindSeeG.

Berücksichtigung des Entwurfs des Flächenentwicklungsplans

Für den Ausbau der Offshore-Windenergie haben die ÜNB gemäß § 12b Abs. 1 S. 4 Nr. 7 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Szenariorahmenentwurf zum NEP die Festlegungen des zuletzt vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) bekannt gemachten Flächenentwicklungsplans⁴⁹ (FEP) nach den §§ 4 bis 8 WindSeeG zugrunde zu legen. Der zuletzt bekanntgemachte FEP des BSH vom 20.01.2023 beinhaltete die Festlegung von ONAS mit einer Inbetriebnahme bis einschließlich des Jahres 2032, um zunächst das Ausbauziel für Offshore-Windenergie von mindestens 30 GW Erzeugungsleistung bis 2030 sicherzustellen. Daher hat das BSH am 01.09.2023 mit einer erneuten Fortschreibung des FEP mit einem Vorentwurf⁵⁰ begonnen, um weitere Flächen für die Offshore-Windenergie und die dafür erforderlichen ONAS mit einer Inbetriebnahme bis einschließlich des Jahres 2037 festzulegen. Darüber hinaus plant das BSH, das gesetzliche Ausbauziel von mindestens 40 GW Erzeugungsleistung im Jahr 2035 um 10 GW zu übertreffen. Im Fortschreibungsprozess liegt aktuell der Entwurf des FEP⁵¹ vom 07.06.2024 vor. Der Abschluss des Fortschreibungsprozesses wird für Ende 2024/Anfang 2025 erwartet.

Für den FEP 2023 hatte das BSH beim Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) ein Begleitgutachten⁵² beauftragt, um u. a. die Gebietspotenziale der Nordsee untersuchen zu lassen. Das inzwischen mehrfach überarbeitete und erweiterte Gutachten zeigt Gebietspotenziale auf, die über die geplanten Festlegungen im Fortschreibungsprozess des FEP hinaus gehen.

Offshore-Gebietspotenziale in der deutschen Nordsee

Der Entwurf des FEP vom 07.06.2024 legt auf Basis des bestätigten NEP 2037/2045 (2023) die Flächen für die Offshore-Windenergie mit einer kumulativen Gesamterzeugungsleistung von circa 60 GW für Nord- und Ostsee bis einschließlich des Jahres 2037 fest. Dabei entfallen rund 56 GW auf die Nordsee. Darüber hinaus werden weitere Flächen für die Offshore-Windenergie ohne eine konkrete ONAS-Zuordnung festgelegt, wodurch das derzeit festgelegte Gesamtleistungspotenzial der Nordsee bei circa 62 GW liegt. Damit wird der FEP nach Abschluss der aktuellen Fortschreibung für die Offshore-Windenergie die Rahmenbedingungen für das Erreichen und Übererfüllen des Ausbauziels von mindestens 40 GW Erzeugungsleistung bis einschließlich des Jahres 2035 festlegen.

Basierend auf den gesetzlich festgelegten Offshore-Ausbauzielen gemäß § 1 Abs. 2 WindSeeG von mindestens 70 GW Erzeugungsleistung im Jahr 2045 gehen die ÜNB davon aus, dass zukünftig weitere Gebiete für die Nutzung durch die Offshore-Windenergie in der Nordsee notwendig sind. Neben der Erweiterung der an die Schifffahrtsroute SN10 angrenzenden Gebiete betrifft dies auch Gebiete, die über die Gebietskulisse des Raumordnungsplans (ROP)⁵³ für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) 2021 hinausgehen. In Bezug auf die angenommenen Gebietspotenziale in den Zonen 4 und 5 berufen sich die ÜNB auf den Entwurf des FEP 2023⁵⁴ vom 01.07.2022 und das Begleitgutachten des Fraunhofer IWES zum FEP (s. Abschnitt Perspektivische Gebiete für die Offshore-Windenergie).

Werden die Gebietspotenziale aus der erwarteten Gebietskulisse in den Zonen 4 und 5 nach dem Jahr 2037 sowie die Gebiete aus dem Küstenmeer der Nordsee hinzugezogen, lässt sich ein Potenzial für die Offshore-Windenergie wie in Abbildung 22 dargestellt von 73,77 GW für die Nordsee identifizieren. Darüber hinaus werden perspektivisch weitere potenzielle Gebiete für die Offshore-Windenergie in der AWZ der deutschen Nordsee von den ÜNB angenommen (s. Abschnitt Perspektivische Gebiete für die Offshore-Windenergie).

49 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2023): „Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee“, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Flaechenentwicklungsplan_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen: 14.06.2024).

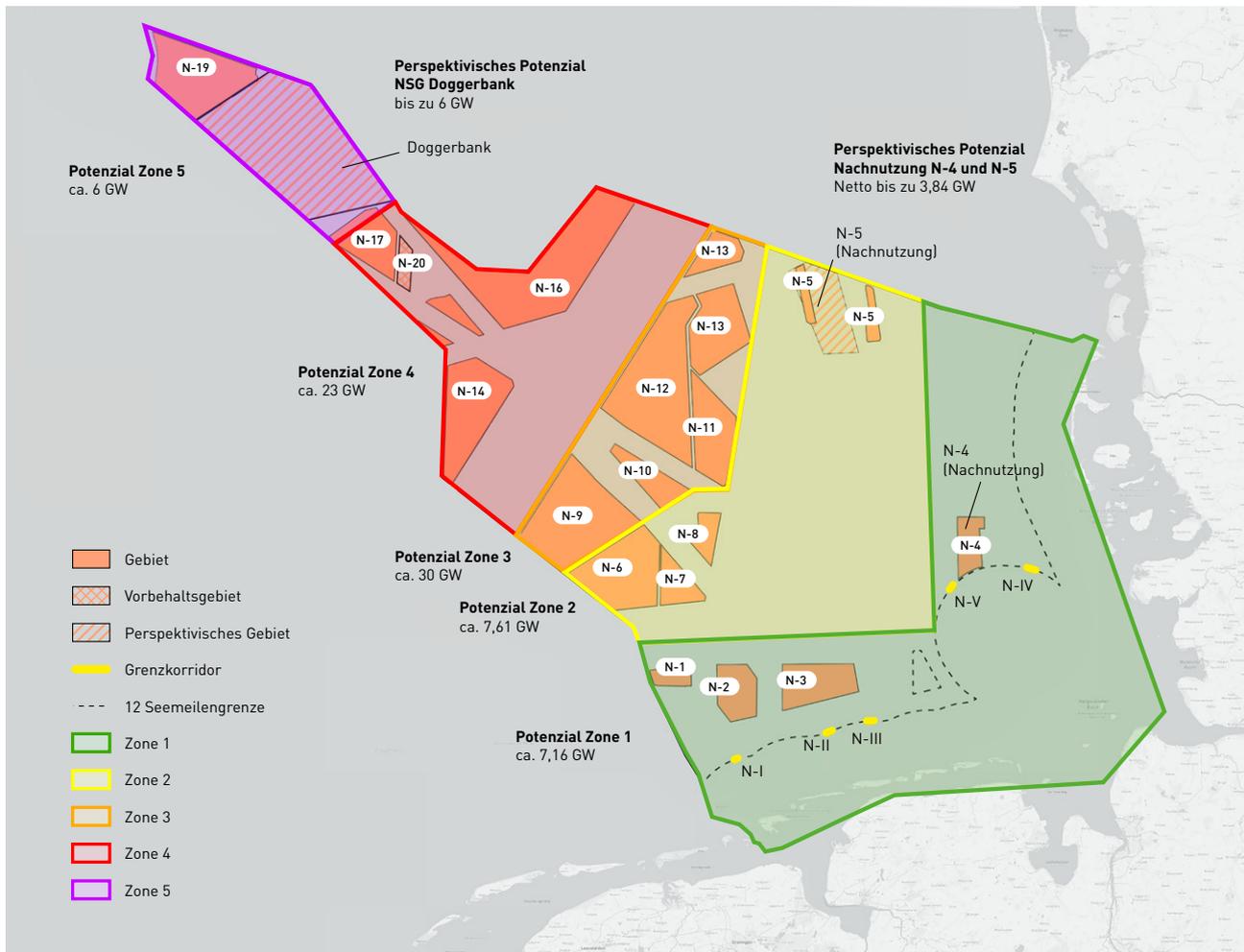
50 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2023): „Vorentwurf Flächenentwicklungsplan“, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads/Vorentwurf_FEP.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen: 14.06.2024).

51 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2024): „Entwurf Flächenentwicklungsplan“, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads_Entwurf_FEP/Entwurf_FEP.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Zuletzt abgerufen: 14.06.2024).

52 Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (2024): „Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 16 bis 21“, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads/Adhoc_Analyse_Ertragsmodellg.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen: 14.06.2024).

53 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2021): „Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee vom 19.08.2021“, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Raumordnungsplan_2021/_Anlagen/Downloads/Raumordnungsplan_2021.pdf;jsessionid=466434C31BBBEF7E5DE2F7A5C5EFFE0E.live21322?__blob=publicationFile&v=10 (Zuletzt abgerufen: 14.06.2024).

54 Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2022): „Entwurf Flächenentwicklungsplan“, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2022_2/220701_FEP_Entwurf.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (Zuletzt abgerufen: 14.06.2024).

Abbildung 22: Gebiete für die Offshore-Windenergie in der deutschen Nordsee

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber. Datenbasis: GeoSeaPortal des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie, Begleitstudien des Fraunhofer-Instituts für Windenergiesysteme, Bundesamt für Kartographie und Geodäsie.

Die Schaffung weiterer Potenziale für die Offshore-Windenergie im Bereich der Küstenmeere von Niedersachsen und Schleswig-Holstein ist derzeit von beiden Bundesländern nicht geplant. Dementsprechend berücksichtigen die ÜNB auch keine Potenziale aus dem Küstenmeer der Nordsee.

Offshore-Gebietspotenziale in der deutschen Ostsee

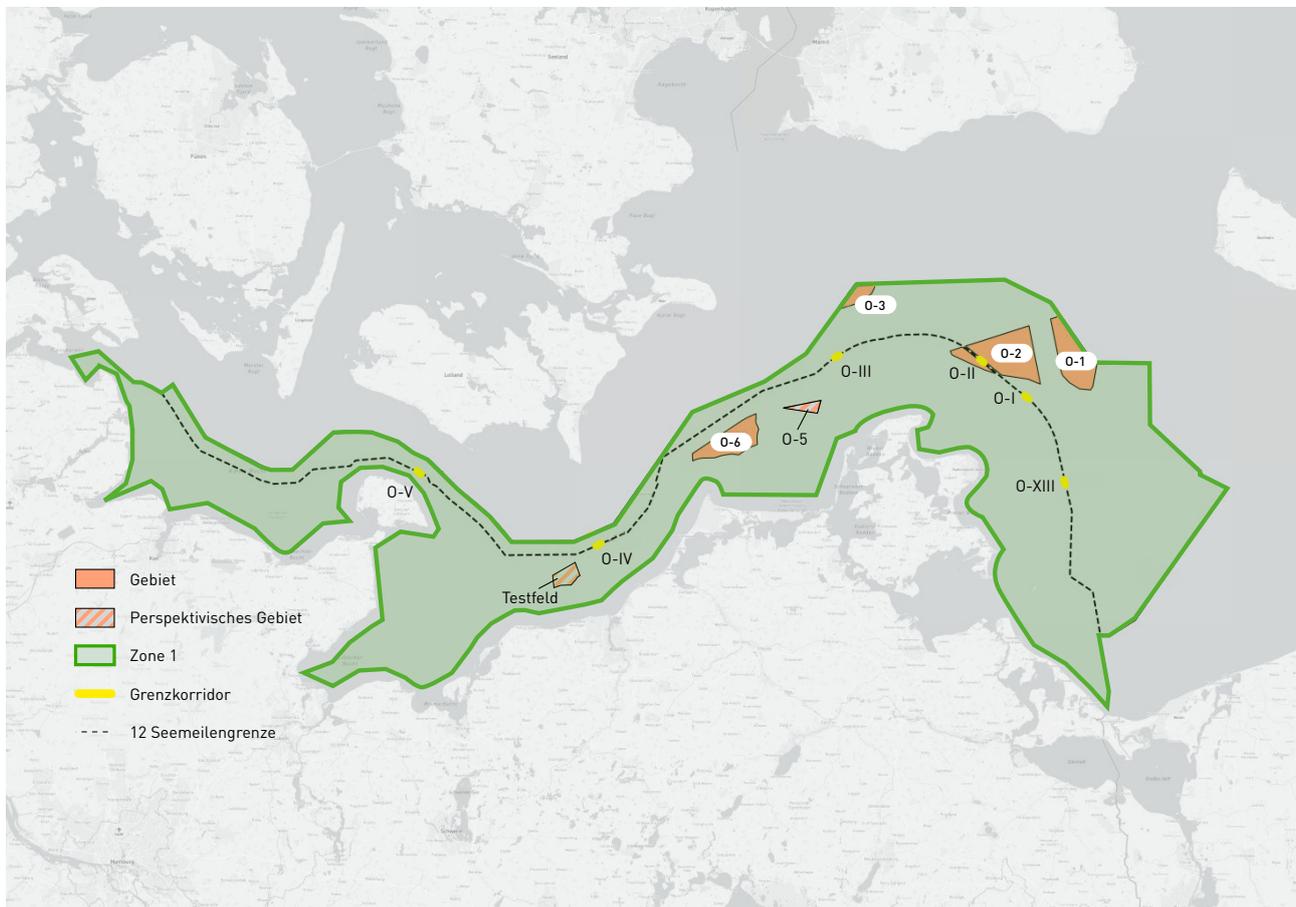
Der Entwurf des FEP vom 07.06.2024 weist auf Basis des bestätigten NEP 2037/2045 (2023) bis einschließlich des Jahres 2037 für die Offshore-Windenergie in der Ostsee eine kumulative Gesamtleistung von circa 4 GW aus. Über das Jahr 2037 hinaus sind im Entwurf des FEP keine weiteren Festlegungen von Gebieten oder Flächen in der AWZ der Ostsee vorgesehen.

Für das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern hingegen könnten noch weitere Potenziale für Offshore-Windenergie durch das Bundesland, im Rahmen der bis 2026 geplanten Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms⁵⁵ Mecklenburg-Vorpommern 2016, entwickelt und festgelegt werden. Daher wird, wie bereits im bestätigten NEP 2037/2045 (2023) ausgewiesen, für den Zeitraum ab dem Jahr 2038 für das Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern ein Potenzial von 1 GW berücksichtigt.

⁵⁵ Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung (2016): „Landesraumentwicklungsprogramm Mecklenburg-Vorpommern“, <https://www.regierung-mv.de/Landesregierung/wm/Raumordnung/Landesraumentwicklungsprogramm/aktuelles-Programm/#>, (Zuletzt abgerufen 14.06.2024).

Das Bundesland Schleswig-Holstein plant analog zu seinem Küstenmeer in der Nordsee auch im Küstenmeer der Ostsee derzeit keine Festlegung von Gebieten für die Offshore-Windenergie. Dementsprechend berücksichtigen die ÜNB auch keine Potenziale aus dem Küstenmeer von Schleswig-Holstein.

Abbildung 23: Gebiete für die Offshore-Windenergie in der deutschen Ostsee



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber. Datenbasis: GeoSeaPortal des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie, Begleitstudien des Fraunhofer-Institutes für Windenergiesysteme, Bundesamt für Kartographie und Geodäsie.

Perspektivische Gebiete für die Offshore-Windenergie

Die Gebietsressourcen der deutschen Meeresgewässer sind begrenzt und werden neben der Offshore-Windenergie für verschiedene Nutzungsformen wie Fischerei, Forschung, Naturschutz, Schifffahrt und Verteidigung benötigt. Dies stellt eine Herausforderung für die Realisierung von mindestens 70GW Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie dar. Für die perspektivischen Gebietsbedarfe der Offshore-Windenergie bedeutet dies, dass eine gewisse Unsicherheit bzgl. deren tatsächlicher Umsetzung besteht. Aus diesem Grund ziehen die ÜNB unterschiedliche perspektivische Gebiete in der Nordsee für die Offshore-Windenergie heran, um die Erreichung der Offshore-Ausbauziele im Szenariorahmen sicherzustellen und die notwendigen Gebietsressourcen für die Offshore-Windenergie bei sich ggf. ändernder Gebietskulisse kompensieren zu können.

Das Naturschutzgebiet Doggerbank in der Zone 5, welches sich über sämtliche Anrainerstaaten in der Nordsee erstreckt, stellt eine signifikante Ressource dar, die als perspektivisches Gebiet in Betracht kommt. Im FEP-Begleitgutachten des Fraunhofer IWES wird das Potenzial auf circa 6GW eingeschätzt. Allerdings hängt die Realisierbarkeit dieses Potenzials insbesondere davon ab, ob ein naturverträglicher Ausbau der Offshore-Windenergie dort möglich ist. Dies wird derzeit gemäß einem Auftrag aus dem ROP AWZ 2021 in einer Studie untersucht, die im Auftrag des BMWK und des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz durchgeführt wird. Die Ergebnisse der Studie stehen derzeit noch aus und werden voraussichtlich Ende 2024 vorliegen.

Die Nutzbarmachung dieses Potenzials für die Offshore-Windenergie wird seitens der ÜNB derzeit als wahrscheinlichste Option angenommen und ist im Szenariorahmen berücksichtigt.

Des Weiteren wird in der aktuellen Fortschreibung des FEP die Nachnutzung der Gebiete N-4 und N-5 für die Offshore-Windenergie geprüft. Hier besteht nach Abzug der dort gegenwärtig bereits installierten Erzeugungsleistungen ein zusätzliches Leistungspotenzial von circa 0,8 GW für das Gebiet N-4 und von circa 3,4 GW für das Gebiet N-5.

Weitere Gebietsressourcen für die Offshore-Windenergie können aus Sicht der ÜNB auch außerhalb der deutschen AWZ, wie beispielsweise in den deutschen Küstenmeeren, gesucht werden. Jedoch ist das Gebietsdargebot aufgrund der Festlegungen in den ROPs der Küstländer für die Nutzung der Offshore-Windenergie im deutschen Küstenmeer bereits nahezu ausgeschöpft (s. Abschnitte Offshore-Gebietspotenziale in der deutschen Nordsee und Offshore-Gebietspotenziale in der deutschen Ostsee).

Unter diesen Bedingungen würde die Anbindung von OWP in den AWZ der Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten eine weitere Möglichkeit für Deutschland bieten, das Potenzial für die Offshore-Windenergie durch die Anrechnung von ausländischen Offshore-Erzeugungsleistungen auf die nationalen Ausbauziele erhöhen zu können. Die Bundesregierung hat diese Thematik im Koalitionsvertrag vom 07.12.2021 berücksichtigt und vereinbart, dass sie europäische Offshore-Kooperationen weiter vorantreiben und grenzüberschreitende Projekte in Nord- und Ostsee stärken möchte. Für die Anbindung von OWP in den benachbarten AWZ nach Deutschland und die Anrechnung der Offshore-Erzeugungsleistungen auf die eigenen Ausbauziele fehlen allerdings noch die entsprechenden Rahmenbedingungen und Vereinbarungen.

Die perspektivischen Gebiete in der Ostsee sind derzeit auf Potenziale der Offshore-Windenergie aus den Anrainerstaaten beschränkt, die gegebenenfalls dem deutschen Potenzial für die Offshore-Windenergie angerechnet werden könnten. Hier wären u. a. Potenziale aus dem Hybrid-Interkonnektor-Projekt „Bornholm Energy Island“ (BEI) oder durch das Auffüllen der freien Übertragungskapazität von 1 GW des ONAS OST 2-4 denkbar. Diese perspektivischen Gebiete werden aber im Szenariorahmen nicht berücksichtigt.

Leistungsdichte und Volllaststunden

Als maßgebende Größe für die Effizienz von OWP wird gemäß dem FEP die Leistungsdichte [MW/km²] angegeben. Aufgrund des Ausbauziels für die Offshore-Windenergie von mindestens 70 GW Erzeugungsleistung im Jahr 2045 und der begrenzten Gebietsressourcen in der deutschen AWZ in der Nord- und Ostsee kommt es in der Nordsee zunehmend zu einer Verdichtung bei der Bebauung der Gebiete für die Offshore-Windenergie. Dies hat zur Folge, dass die Leistungsdichten in den Zonen 3 und 4 verglichen mit den Leistungsdichten der bis dahin erschlossenen Gebiete für die Offshore-Windenergie zwischen 8 und 10 MW/km² steigen und sich folglich im Rahmen von circa 10 bis 13,5 MW/km² bewegen. Zudem führt dies zu einer steigenden Abschattung von Offshore-Windenergieanlagen, sowohl in den jeweiligen OWP selbst als auch in den benachbarten OWP. Aus diesem Grund wurden auch im Begleitgutachten des Fraunhofer IWES im Rahmen des FEP die Entwicklung der Abschattungseffekte und der Einfluss von OWP aus der niederländischen AWZ detailliert untersucht. Insbesondere wurden weitere Gebietspotenziale in der deutschen AWZ quantifiziert und die sich ergebenden Auswirkungen auf die Abschattungseffekte unter Berücksichtigung der unterschiedlichen, potenziellen Gebietskulissen bewertet. Hierbei wurden die Ergebnisse gebietsscharf aufgelöst und darunter signifikante, räumliche Unterschiede an Winddargeboten in den Gebieten für die Offshore-Windenergie festgestellt. Indikativ ist bei einer zunehmenden Bebauung der deutschen AWZ sowie eine direkt an die deutschen OWP angrenzenden Realisierung von niederländischen OWP von einer Erhöhung der Abschattungseffekte auszugehen. Allerdings zeigt die gebietsscharfe Auflösung des Fraunhofer IWES, dass sich diese Entwicklung nur vereinzelt in Regionen der Nordsee, insbesondere der Zone 3, abzeichnet und die OWP in den Zonen 4 und 5 hingegen nur moderate Abschattungseffekte erwartet werden.

Da das Fraunhofer IWES das Wetterjahr 2006 als Annahme für das Begleitgutachten unterstellt hat, während der NEP sich auf das repräsentative und hinsichtlich des Winddargebots sowie der PV-Einstrahlung intensivere Wetterjahr 2012 stützt, wurden die durchschnittlichen Volllaststunden dem Wetterjahr 2012 entsprechend angepasst. Somit werden unter Berücksichtigung der zunehmenden Leistungsdichten in der Zone 3, der steigenden Abschattungseffekte durch deutsche sowie internationale OWPs, des Wetterjahres und der technologischen Entwicklung von Offshore-Windenergieanlagen durchschnittliche Volllaststunden von circa 3.400 h/a im vorliegenden Szenariorahmen angenommen.



Rückbau und Nachnutzung

Aufgrund bisher ausstehender Erkenntnisse über die tatsächliche Betriebsdauer der OWP gehen die ÜNB für den vorliegenden Szenariorahmen von zwei unterschiedlichen Betriebsdauern der OWP aus. Die Betriebsdauer von OWP ist zunächst gemäß § 69 Abs. 7 WindSeeG grundsätzlich auf 25 Jahre befristet. Diese kann wiederum gemäß § 69 Abs. 7 WindSeeG um maximal 10 Jahre verlängert werden, sofern der FEP keine unmittelbar anschließende Nachnutzung der OWP-Flächen vorsieht und die Betriebsdauer der zugehörigen ONAS dies technisch und betrieblich ermöglichen. Um sowohl eine realistische Betriebsdauerverlängerung als auch einen erhöhten Kompensationsbedarf von außer Betrieb gehenden OWP bzw. ONAS im Szenariorahmen zu berücksichtigen, nehmen die ÜNB zum einen die Mindestbetriebsdauer von 25 Jahren und zum anderen eine mittlere Betriebsdauerverlängerung von 5 Jahren auf insgesamt 30 Jahre an. Für die Bestimmung des Rückbauvolumens der Offshore-Windenergie wird hierbei jeweils der 31.12. der Betrachtungsjahre 2037 und 2045 zugrunde gelegt. Für das Betrachtungsjahr 2037 sowie die drei zugehörigen Szenarien wird jeweils eine Betriebsdauer der OWP von 25 Jahren angesetzt. Hierbei ergibt sich aufgrund des frühen Betrachtungszeitraums noch kein zu berücksichtigender Rückbau, da dieses im kleinen zweistelligen MW-Bereich liegende Volumen vernachlässigt werden kann. Für das Szenario A 2045 gehen die ÜNB ebenfalls von der Mindestbetriebsdauer von 25 Jahren aus, wodurch sich ein signifikanter Kompensationsbedarf von circa 7,7 GW ergibt. In den Szenarien B 2045 und C 2045 wird hingegen eine verlängerte Betriebsdauer der OWP von 30 Jahren angesetzt. Aufgrund der im Vergleich zum Szenario A 2045 später außer Betrieb gehenden OWP bzw. ONAS ergibt sich ein reduzierter Kompensationsbedarf von circa 3,4 GW.

Es wird davon ausgegangen, dass die Flächen der zurückgebauten OWP nach einer gewissen Übergangszeit prinzipiell für die weitere Nutzung durch die Offshore-Windenergie zur Verfügung stehen werden. Im vorliegenden Szenariorahmen wird jedoch angenommen, dass diese Nachnutzung erst nach dem Jahr 2045 angesetzt werden kann, da die genaue Ausgestaltung des Rückbaus und die Koordination des parallelen Neubaus auf bestehenden Flächen für die Offshore-Windenergie derzeit noch unklar ist. Aus diesem Grund wird das jeweilige Rückbauvolumen in den Szenarien durch neue Flächen für die Offshore-Windenergie und demnach durch neue ONAS kompensiert, damit die Zielerreichung für die Offshore-Windenergie in dieser Übergangszeit gewährleistet werden kann. Außerdem wird angenommen, dass die ONAS gleichzeitig mit dem angebandenen OWP nach Auslaufen der Genehmigung außer Betrieb gehen.

Szenarien für die Stützjahre 2037 und 2045

Im Folgenden werden für die Jahre 2037 und 2045 verschiedene Szenarien für den Ausbau der Offshore-Windenergie dargestellt, die unter Berücksichtigung der vorhandenen Potenziale und der perspektivischen Gebiete für die Offshore-Windenergie sowie der Annahmen zum Rückbau angesetzt werden. Basierend auf der Ausbauleistung der Offshore-Windenergie von circa 77,4 GW, abzüglich des zu berücksichtigenden Rückbaus von circa 4 GW, gemäß der Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023), erfährt der Ausbau der Offshore-Windenergie in den Szenarien der Betrachtungsjahre 2037 und 2045 des vorliegenden Szenariorahmens eine breite Spreizung. Da die Gebietskonkurrenz in der deutschen AWZ als signifikante Eingangsgröße bzw. Restriktion des Offshore-Ausbaus gilt, werden die Offshore-Szenariokennzahlen im Betrachtungsjahr 2045 insbesondere anhand der zur Verfügung stehenden Gebiete für die Offshore-Windenergie ermittelt. Hierbei werden die Offshore-Szenariokennzahlen an den Leitmotiven der Szenariopfade A, B und C orientiert und anhand der jeweiligen Verfügbarkeitswahrscheinlichkeiten von potenziellen Gebieten für die Offshore-Windenergie um weitere perspektivische Gebiete ergänzt. Hierdurch ergeben sich unterschiedliche Ausbaumolumina, die zusätzlich um die unterschiedlichen Annahmen zum Rückbau reduziert werden. Aus diesen Rahmenbedingungen resultieren schließlich die Offshore-Szenariokennzahlen, die als Grundlage für die weiteren Untersuchungen im Rahmen des NEP 2037/2045 (2025) dienen sollen. In Tabelle 22 werden die einzelnen Offshore-Szenariokennzahlen detailliert aufgeschlüsselt und im Folgenden weiter erläutert.



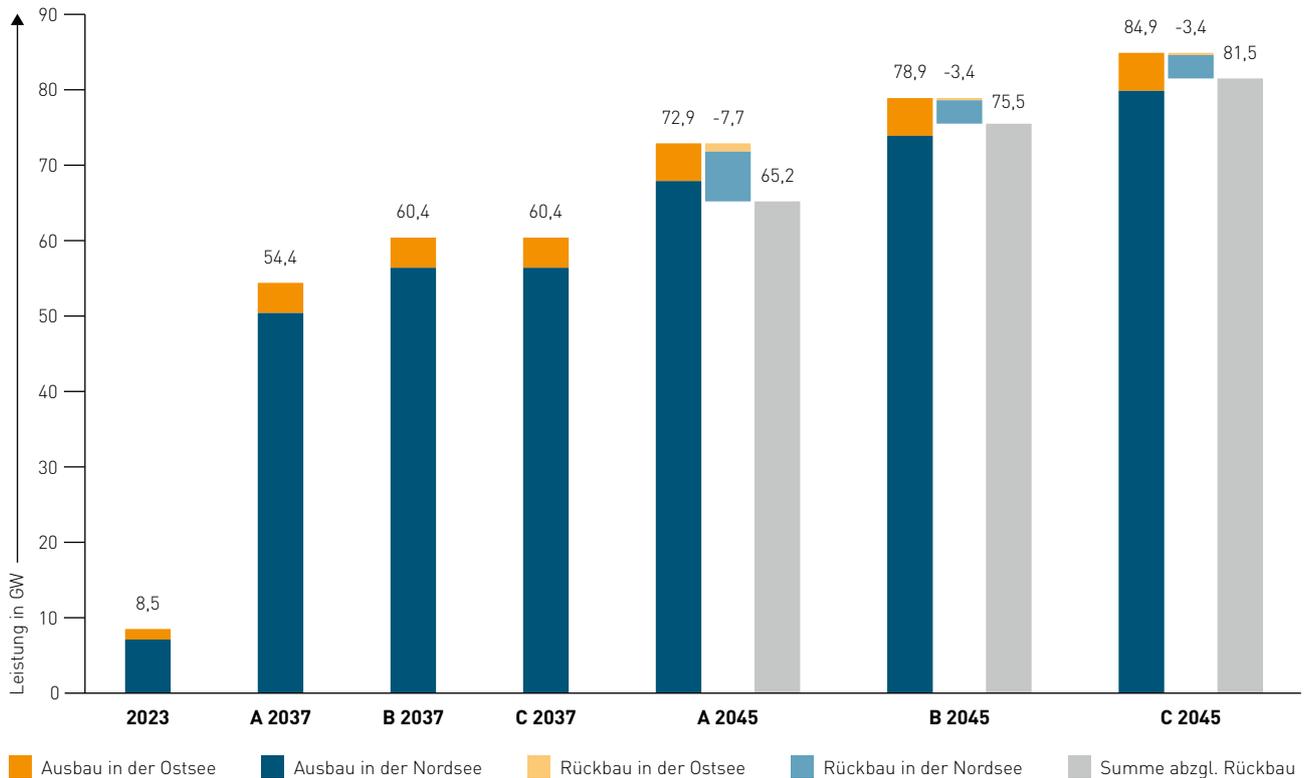
Tabelle 22: Installierte Erzeugungsleistung der Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee

Leistung [GW]	2023	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Ausbau in der Nordsee	7,1	50,4	56,4	56,4	67,9	73,9	79,9
Ausbau in der Ostsee	1,4	4,0	4,0	4,0	5,0	5,0	5,0
Rückbau in der Nordsee	-	-	-	-	6,6	3,1	3,1
Rückbau in der Ostsee	-	-	-	-	1,1	0,3	0,3
Summe	8,5	54,4	60,4	60,4	72,9	78,9	84,9
Summe abzgl. Rückbau	8,5	54,4	60,4	60,4	65,2	75,5	81,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Grundlage für die Offshore-Szenariokennzahlen im Stützjahr 2037 ist der durch die BNetzA im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) am 01.03.2024 bestätigte Offshore-Ausbau, welcher im Jahr 2037 circa 60,4 GW betragen wird. Hierfür werden im aktuellen Entwurf des FEP vom 07.06.2024 bereits ausreichend Flächen für die Offshore-Windenergie ausgewiesen, weshalb keine weiteren perspektivischen Gebiete für die Offshore-Windenergie herangezogen werden müssen. Da sich für das Jahr 2037 der Rückbau im kleinen zweistelligen MW-Bereich bewegt und sich frühestens erst im Jahr 2038 auf ein signifikantes Volumen aufsummiert, kann dieser vernachlässigt werden. Um trotz der bereits fixierten Offshore-Ausbauplanung bis zum Jahr 2037 eine Spreizung der Offshore-Szenariokennzahlen zu gewährleisten, wird im Szenario A 2037 ein reduziertes Offshore-Ausbauvolumen von circa 54,4 GW angesetzt, wovon circa 50,4 GW in der Nordsee und circa 4 GW in der Ostsee allokiert werden. Die Offshore-Szenariokennzahlen der Szenarien B 2037 und C 2037 orientieren sich hingegen ausschließlich an der Bestätigung der BNetzA und werden demnach mit circa 60,4 GW definiert. Diese setzen sich aus circa 56,4 GW in der Nordsee und circa 4 GW in der Ostsee zusammen. Hierdurch werden bereits identifizierte Bedarfe im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) konsistent gedeckt und gleichzeitig wird der ambitionierte Offshore-Ausbaupfad weiter gefestigt. Dies unterstützt die notwendige Planungssicherheit für die ÜNB und trägt somit dazu bei, den Hochlauf der Herstellerkapazitäten für Großgewerke, wie bspw. Kabel und Konverter, sowie die Verfügbarkeit von Dienstleistungsunternehmen und Werften zu sichern.

Für die Quantifizierung der Offshore-Szenariokennzahlen in den Szenarien des Betrachtungsjahres 2045 werden hingegen sämtliche zu berücksichtigende Potenziale der Gebiete für die Offshore-Windenergie herangezogen. So ist insbesondere zu erwähnen, dass der aktuelle Entwurf des FEP vom 10.05.2024, lediglich Flächen für die Offshore-Windenergie im Volumen von circa 62 GW ausweist. Diese Flächenpotenziale sind jedoch in Anbetracht des Offshore-Ausbauziels von mindestens 70 GW Erzeugungsleistung im Jahr 2045 nicht ausreichend, weshalb für die Ermittlung der Offshore-Szenariokennzahlen weitere perspektivische Gebiete für die Offshore-Windenergie herangezogen werden müssen. Zudem nimmt das rückzubauende Volumen an OWP beziehungsweise ONAS bis zum Jahr 2045 signifikant zu, sodass ebenfalls eine entsprechende Kompensation der Offshore-Erzeugungsleistung erfolgen muss, um die Offshore-Ausbauziele zu erreichen. Hierdurch erhöht sich der Bedarf an Flächen für die Offshore-Windenergie, da vorerst wie angenommen der parallele Neubau von Offshore-Infrastrukturen erforderlich wird. Dies ist jedoch je Szenario individuell zu bewerten, da analog zu den Szenarien A 2037, B 2037 und C 2037 eine Spreizung der Offshore-Ausbauzahlen sowohl unter- als auch überdeckend zum gesetzlichen Offshore-Ausbauziel von mindestens 70 GW für das Betrachtungsjahr 2045 angesetzt wird (s. Abbildung 24).

Abbildung 24: Installierte Erzeugungsleistung Offshore-Windenergie und Rückbau

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Offshore-Szenariokennzahl des Szenarios A 2045 beläuft sich gemäß den Annahmen der ÜNB auf insgesamt circa 72,9 GW. Allerdings ist hierbei ein Rückbau bei einer Betriebsdauer von 25 Jahren von circa 7,7 GW abziehend. Dies führt in Summe zu einem Offshore-Ausbauvolumen von circa 65,2 GW im Szenario A 2045, welches vollständig aus bestehenden Flächen für die Offshore-Windenergie der Nord- und Ostsee, die von den ÜNB als gesichert angenommen werden, erschlossen werden kann.

Ebenfalls kann das gesteigerte Offshore-Ausbauvolumen des Szenarios B 2045 gemäß den Annahmen der ÜNB durch gesicherte Flächen für Offshore-Windenergie bedient werden. Allerdings variieren die Annahmen zum Rückbau, welcher durch zusätzliche OWP und ONAS kompensiert werden muss. Anstelle einer Betriebsdauer von 25 Jahren wird im Szenario B 2045 von einer Betriebsdauer von 30 Jahren ausgegangen. Dies führt dazu, dass ein deutlich niedriger Rückbau von circa 3,4 GW im Jahr 2045 zum Tragen kommt. Die Offshore-Szenariokennzahl liegt bei circa 78,9 GW. Reduziert um den Rückbau ergibt sich demnach die Offshore-Szenariokennzahl für das Szenario B 2045 von circa 75,5 GW.

Für das Szenario C 2045 wird das Naturschutzgebiet Doggerbank mit einem Potenzial von circa 6 GW als perspektivisches Gebiet für die Offshore-Windenergie herangezogen, da es aus Sicht der ÜNB die realistischste Eintrittswahrscheinlichkeit besitzt. Für den Fall, dass das Naturschutzgebiet Doggerbank für den Ausbau der Offshore-Windenergie nicht zur Verfügung stehen wird, können alternativ Gebietspotenziale in den AWZ der Nordsee-Anrainerstaaten betrachtet werden (s. Abschnitt Perspektivische Gebiete für die Offshore-Windenergie). Diese sind jedoch zuvor auf politischer Ebene zu diskutieren, um sie für den deutschen Energiemarkt zugänglich zu machen und insbesondere den deutschen Offshore-Ausbauzielen anrechnen zu können.

Die ÜNB begründen den ambitionierten Offshore-Ausbau in der Nordsee von circa 79,9 GW im Szenario C 2045 mit den Daten der Gebietspotenziale für die Offshore-Windenergie aus dem Fraunhofer IWES-Begleitgutachten zum FEP, welches sogar noch deutlich höhere Offshore-Ausbauzahlen in den Szenarien zulassen würde. Das Offshore-Ausbauvolumen in der Ostsee bleibt hingegen bei allen drei Offshore-Szenariokennzahlen des Betrachtungsjahres 2045 mit circa 5 GW identisch. Zudem wird, wie auch im Szenario B 2045, von einer Betriebsdauer von 30 Jahren und folglich von einem Rückbauvolumen von circa 3,4 GW ausgegangen. Dies führt schließlich zu einer Offshore-Szenariokennzahl für C 2045 von circa 81,5 GW, die mit circa 11,5 GW über dem Offshore-Ausbauziel von mindestens 70 GW im Jahr 2045 liegt und somit einen ambitionierten Offshore-Ausbau anstrebt.

Offshore-Elektrolyse

Das BSH hat im Rahmen des FEP 2023 sowie im Entwurf des laufenden Fortschreibungsverfahrens des FEP den sonstigen Energiegewinnungsbereich SEN-1 (101,61 km²) in der Nordsee ausgewiesen. Dieser ist für die Produktion von Wasserstoff auf See, die sogenannte Offshore-Elektrolyse, vorgesehen, um neben der Erprobung der Technologie auch den Hochlauf der Wasserstoff-Erzeugung zu unterstützen. Zudem kann der sonstige Energiegewinnungsbereich auch zur Erforschung innovativer Technologien dienen, wobei der Fokus voraussichtlich auf der Offshore-Elektrolyse liegen wird. Darüber hinaus sind derzeit keine weiteren sonstigen Energiegewinnungsbereiche ausgewiesen. Ursächlich hierfür ist, dass gemäß § 1 Abs. 2 WindSeeG die Erreichung der Offshore-Ausbauziele auf einer elektrischen Anbindung von mindestens 70 GW Offshore-Wind bis zum Jahr 2045 basieren. Hierunter werden jedoch keine Alternativtechnologien, wie beispielsweise die Offshore-Elektrolyse, subsummiert. Die dafür notwendige Infrastruktur der ONAS liegt gemäß § 1 Abs. 3 WindSeeG im überragenden öffentlichen Interesse, weshalb der elektrischen Energieerzeugung und der elektrischen Energieübertragung an das landseitige Übertragungsnetz seeseitig der Vorrang eingeräumt wird.

Grundsätzlich ist aus Sicht der ÜNB eine elektrische Erschließung der Offshore-Windenergiepotenziale aufgrund einer effizienten Integration erneuerbarer Energien vorteilhaft. Nichtsdestotrotz kann sich der potenzielle Nutzen der Offshore-Elektrolyse aus Sicht der ÜNB langfristig im Energiesystem ergeben, insbesondere im Ausblick auf die Erschließung von Offshore-Windenergie jenseits des Offshore-Ausbauziels von 70 GW sowie unter Berücksichtigung der Erfahrungen aus der Projektierung und dem Betrieb der Offshore-Elektrolyse im sonstigen Energiegewinnungsgebiet SEN-1 in der Nordsee. Allerdings sollte stets darauf geachtet werden, dass es zu keinem ineffizienten Aufbau von parallelen Infrastrukturen kommt.

4.3.3 Onshore-Windenergie

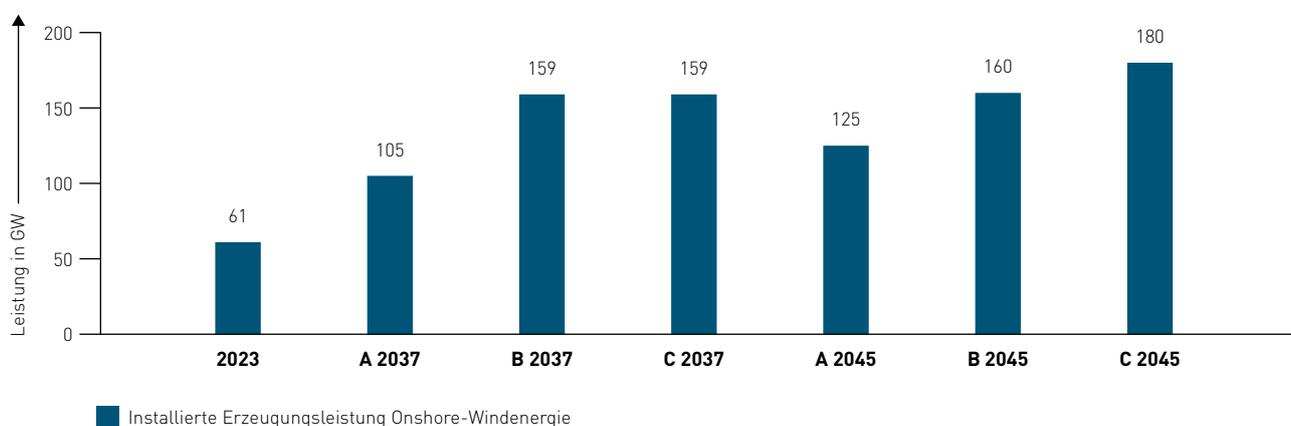
Onshore-Windenergie war im Jahr 2023 gemessen an der Stromerzeugung der wichtigste Energieträger in Deutschland. Der notwendige Ausbau der Onshore-Windenergie hat sich in den vergangenen Jahren jedoch aufgrund von Restriktionen in der Flächenverfügbarkeit sowie vielfältiger Herausforderungen bei der Genehmigung, Akzeptanz und Realisierung von Anlagen verzögert. Der Ausbau erfolgte überwiegend in Norddeutschland. Mit der Novellierung des EEG, das dem Ausbau der erneuerbaren Energien unter anderem ein überragendes öffentliches Interesse und einen Beitrag zur öffentlichen Sicherheit zuschreibt, sowie mit dem Inkrafttreten des WindBG sollen diese Restriktionen schnellstmöglich abgebaut und der Ausbau der Onshore-Windenergie fortan beschleunigt werden. Das WindBG verpflichtet die Bundesländer dazu, einen sogenannten Flächenbeitragswert zu liefern. Die Flächenbeitragswerte sollen ermöglichen, dass in Summe 2 % der Fläche Deutschlands für die Bebauung von Windenergieanlagen zur Verfügung stehen. Dabei wird adressiert, dass zur Erreichung der Ausbauziele der Schwerpunkt des Windenergieausbaus nicht nur in Norddeutschland liegen soll, sondern auch Standorte für Windenergieanlagen im Süden Deutschlands erschlossen werden müssen.

Der Ausbau an Onshore-Windenergieanlagen wird in den Szenarien analog zur Entwicklung des Stromverbrauchs variiert. Die verschiedenen Ausbaupfade für Onshore-Windenergie sind in der folgenden Abbildung 25 visualisiert. Unter der Annahme eines linearen Zubaus ergibt sich ausgehend vom Bestand zum 31.12.2023 für das Szenario A eine durchschnittliche jährliche Nettozubaurate von 3,1 GW/a bis zum Jahr 2037 und von 2,5 GW/a zwischen 2037 und 2045. Das Szenario A spiegelt hierbei die heute beobachtbare Entwicklung im Bereich Onshore-Windenergie wider, bei der Hürden in der Genehmigung, Flächenverfügbarkeit und Realisierung fortbestehen und den weiteren Ausbau bremsen. Dies mündet in Szenario A in einer Nichterreichung des EEG-Ausbaupfads, welche der Erreichung des übergeordneten Ziels der Treibhausgasneutralität bis spätestens 2045 aber nicht entgegensteht. Für das Szenario B wird eine Nettozubaurate in Höhe von 7 GW/a bis 2037 und von 0,2 GW/a zwischen 2037 und 2045 und für das Szenario C eine Nettozubaurate in Höhe von 7 GW/a bis 2037 und von 2,7 GW/a zwischen 2037 und 2045 unterstellt. In den Szenarien B und C

wird also bereits kurz- bis mittelfristig ein sehr steiler Zubaufad verfolgt, der das EEG-Ausbauziel für Onshore-Windenergie gleichermaßen abbildet. Der durchschnittliche Nettozubau schwächt sich dann ab dem Jahr 2037 in unterschiedlicher Ausprägung ab.

Es ist zu beachten, dass der für die Erreichung des Nettozubaus notwendige Bruttozubau aufgrund eines zu erwartenden Anlagenrückbaus deutlich höher ausfallen kann. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass kurz nach der Jahrtausendwende ein deutlicher Zuwachs der Installationen von Onshore-Windenergieanlagen zu beobachten war. Diese Anlagen werden in den kommenden Jahren vollständig zurückgebaut oder durch neue Anlagen ersetzt. Es ist zu erwarten, dass bis zum Jahr 2045 beinahe der gesamte Anlagenbestand altersbedingt zurückgebaut oder ersetzt werden wird. Diese Tatsache stellt jedoch nicht nur Risiken, sondern auch Chancen für den Ausbau der Onshore-Windenergie dar. Durch das Repowering bestehender Anlagen existiert ein großes Potenzial, welches den zusätzlichen Flächenbedarf minimiert und gleichzeitig Akzeptanzprobleme reduziert. Die im Folgenden beschriebenen Untersuchungen zur Regionalisierung von Onshore-Windenergieanlagen zeigen, dass eine Leistung von rund 120 GW allein durch das Repowering bestehender Anlagen erreicht werden könnte.

Abbildung 25: Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie



Quelle: AGEE, UBA, Übertragungsnetzbetreiber

Regionalisierung Onshore-Windenergie

Die ÜNB haben für den Szenariorahmenentwurf zum NEP 2037/2045 (2025) gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) eine Methodik zur räumlichen Verteilung der Anlagen (Regionalisierung) entwickelt und angewandt.

Zur Regionalisierung von Onshore-Windenergieanlagen wird analog zum NEP 2037/2045 (2023) zunächst für jedes Szenario eine Allokation der installierten Leistung auf Ebene der Bundesländer vorgenommen. Davon ausgehend wird innerhalb der Bundesländer unter Nutzung eines Regionalisierungsmodells ein anlagenscharfer Zubau modelliert. Die detaillierten methodischen Schritte der kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie die Zubaumodellierung für Onshore-Windenergieanlagen werden in Anhang A.4 genauer erläutert. Derzeit wird geprüft, die aktuelle Antragslage für die Errichtung von Windenergieanlagen zusätzlich zum Bestand als Ausgangslage für die weitere Regionalisierung zu verwenden. Die Realisierung der Anträge unterliegt jedoch großen Unsicherheiten, wodurch eine Umsetzung in vielen Fällen nicht erfolgt. Die ÜNB sind mit den Verteilnetzbetreibern (VNB) im Austausch, um eine sinnvolle Berücksichtigung im NEP 2037/2045 (2025) zu evaluieren.

Allokation auf Bundeslandebene

Für die vorgelagerte Allokation der deutschlandweiten installierten Leistung auf Bundeslandebene werden zunächst folgende Daten für jedes Bundesland ermittelt:

- (1) Vorausschau zum Ausbau der Onshore-Windenergie im Rahmen der Mittelfristprognose 2024–2028 nach § 74 EEG 17⁵⁶
- (2) Konkrete Leistungsziele der Bundesländer für den Zubau von Onshore-Windenergie⁵⁷
- (3) Potenzialflächen für die Verteilung des Zubaus von Onshore-Windenergieanlagen, umgerechnet in Leistung anhand eines spezifischen Flächenbedarfs für Onshore-Windenergieanlagen je Bundesland
- (4) Flächenbeitragswert der Bundesländer nach WindBG, umgerechnet in Leistung anhand eines spezifischen Flächenbedarfs für Onshore-Windenergieanlagen je Bundesland

Für jedes Bundesland wird zunächst ein Kurzfriststützpunkt definiert, der den bereits heute absehbaren, kurzfristigen Zubau der Onshore-Windenergie repräsentieren soll. Der Kurzfriststützpunkt eines jeden Bundeslandes wird für das Jahr 2029 berechnet und basiert auf dem oberen Szenario der Mittelfristprognose (1). Falls einem Bundesland nach dem Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses (2) ein konkretes Leistungsziel zum Ausbau der Onshore-Windenergie bis 2030 zugeordnet werden kann und dieses gleichzeitig die Ergebnisse der Mittelfristprognose übersteigt, ersetzt das Leistungsziel den Prognosewert der Mittelfristprognose für dieses Bundesland. Dabei wird die Annahme getroffen, dass Leistungsziele für 2030 bereits ein Jahr früher umgesetzt werden können. Der so definierte Kurzfriststützpunkt bildet für jedes Bundesland den Ausgangspunkt für den weiteren Zubau (nachfolgend: Netto-Restzubau) und stellt damit gleichzeitig eine untere Grenze für die Windenergieleistung jedes Bundeslandes dar.

Für die Verteilung des Netto-Restzubaus auf die Bundesländer ist zunächst die relative Verteilung des Leistungspotenzials (3) auf die Bundesländer maßgeblich. Grundlage für die Ermittlung des Leistungspotenzials ist das Flächenpotenzial der Bundesländer nach Guidehouse⁵⁸. Die Flächen, die sich aus dieser Potenzialanalyse ergeben, werden anhand eines mittleren spezifischen Flächenbedarfs in Leistung umgerechnet. Der mittlere spezifische Flächenbedarf wird dabei für jedes Bundesland anhand der in Anhang A.4 beschriebenen Weißflächenanalyse der FfE ermittelt. In dieser werden geeignete Flächen in Abhängigkeit der Windbedingungen mit standorttypischen Windenergieanlagen beplant. Basierend auf dem gleichen mittleren spezifischen Flächenbedarf wird darüber hinaus für jedes Bundesland eine Leistung (4) ermittelt, die sich aus den Flächenbeitragswerten zur Erreichung des 2-Prozent-Flächenziels nach dem WindBG ergibt.

Der Netto-Restzubau wird nun in einem iterativen Vorgehen anhand der relativen Potenzialverteilung auf die Bundesländer aufgeteilt. Sobald in einem Bundesland die Leistung basierend auf dem Flächenbeitragswert des 2-Prozent-Ziels erreicht wird, wird der relative Verteilungsfaktor in diesem Bundesland um 50 % abgewertet. Über das 2-Prozent-Flächenziel wird also ein Schwellenwert abgebildet, ab dem in einem Bundesland möglicherweise weniger Flächen für die Windenergienutzung zur Verfügung stehen und der Zubau in diesem Bundesland so gebremst wird. Nach Abwertung des Potenzials eines Bundeslandes ergibt sich eine neue relative Potenzialverteilung, die verwendet wird, um den noch übrigen Teil des Netto-Restzubaus auf die Bundesländer aufzuteilen. Der Prozess wird so lange wiederholt, bis die installierte Leistung des jeweiligen Szenarios auf Bundesebene erreicht ist. Die Abwertung des Potenzials kann pro Bundesland nur einmalig erfolgen.

56 Übertragungsnetzbetreiber (2023): „Mittelfristprognose 2024–2028“, <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2024-2028> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

57 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): „Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses 2023, Stand Oktober 2023“, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2023/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

58 Guidehouse (2022): „Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/analyse-der-flaechenverfuegbarkeit-fur-windenergie-an-land-post-2030.pdf> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

4 Erneuerbare Energien

Zusammenfassend führt der beschriebene Ansatz dazu, dass die Verteilung des Zubaus an Onshore-Windenergieanlagen auf die Bundesländer in erster Linie an den jeweiligen Flächenpotenzialen orientiert wird. Dabei findet die Windhöffigkeit sowohl mittelbar über die spezifischen Flächenbedarfe als auch unmittelbar im Verteilungsschlüssel Berücksichtigung, da Flächen mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit unter 7 m/s in 150 m Höhe nicht berücksichtigt werden. Demgegenüber wird kein priorisierter Zubau in besonders windhöffigen Bundesländern unterstellt. Aktuelle bundeslandspezifische Abstandsregelungen wie die 10H-Regel in Bayern werden mit Blick auf die Zeithorizonte 2037 und 2045 außer Betracht gelassen.

Die resultierenden installierten Leistungen für Onshore-Windenergie nach Bundesländern sind in Tabelle 23 dargestellt. Das 2-Prozent-Flächenziel wird dabei in Schleswig-Holstein in den Szenarien B und C 2037 sowie in A, B und C 2045 überschritten. In Szenario C 2045 wird das Ziel zusätzlich in Brandenburg überschritten.

Tabelle 23: Installierte Erzeugungsleistung Onshore-Windenergie je Bundesland

Leistung [GW]	Bestand	Kurzfriststützpunkt	2 %- Flächenziel*	Leistungspotenzial	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Baden-Württemberg	1,8	2,6	25,6	283,2	3,5	7,0	7,0	4,8	7,1	8,5
Bayern	2,6	6,6	49,5	436,7	8,7	16,9	16,9	11,7	17,1	20,5
Berlin	0,0	0,0	0,2	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	8,7	11,5	22,3	255,0	13,7	22,0	22,0	16,7	22,2	24,0
Bremen	0,2	0,2	0,1	0,7	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Hamburg	0,1	0,1	0,2	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hessen	2,5	3,9	17,6	160,8	5,1	9,4	9,4	6,6	9,5	11,3
Mecklenburg-Vorpommern	3,7	6,2	10,5	86,9	6,7	8,6	8,6	7,4	8,6	9,4
Niedersachsen	12,5	15,5	40,0	297,3	17,6	25,8	25,8	20,6	26,0	29,4
Nordrhein-Westfalen	7,2	10,9	25,8	138,8	11,7	15,1	15,1	13,0	15,2	16,6
Rheinland-Pfalz	4,0	8,0	18,0	149,7	8,8	12,0	12,0	10,0	12,1	13,4
Saarland	0,5	0,7	2,5	12,1	0,8	1,2	1,2	1,0	1,2	1,4
Sachsen	1,4	1,4	14,3	95,9	2,0	4,5	4,5	3,0	4,6	5,6
Sachsen-Anhalt	5,3	5,4	16,1	195,2	6,5	10,8	10,8	8,1	10,9	12,6
Schleswig-Holstein	8,5	15,0	16,5	76,0	15,8	17,6	17,6	16,7	17,6	18,2
Thüringen	1,8	2,9	12,6	143,4	3,8	7,4	7,4	5,1	7,5	9,0
Deutschland	61,0	90,9	271,7	2.333,1	105,0	158,5	158,5	125,0	160,0	180,0

* 2% der Landesfläche. Die Umrechnung in Leistung erfolgt anhand spezifischer Flächenbedarfe für Windenergie je Bundesland.

Quelle: AGEE, UBA, Mittelfristprognose EEG, Bund-Länder-Kooperationsausschuss 2023, Übertragungsnetzbetreiber

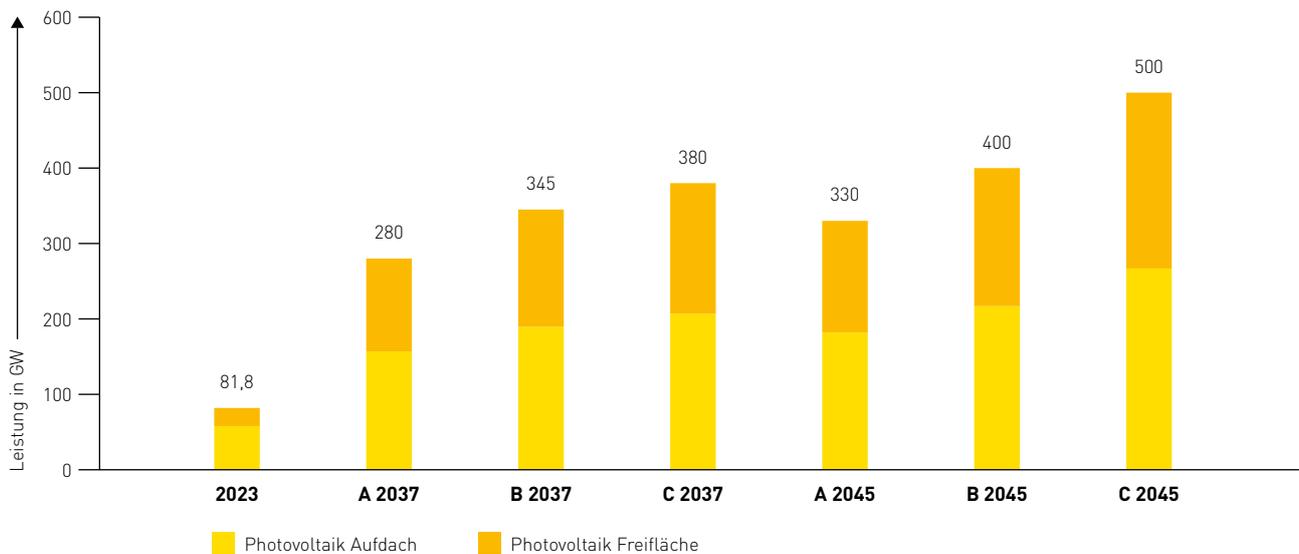
4.3.4 Photovoltaik

Die Photovoltaik (PV) ist und wird zukünftig die Technologie mit der höchsten installierten Erzeugungsleistung in Deutschland sein. Bereits in den vergangenen Jahren konnte bedingt durch eine günstige Preisentwicklung und Fördermechanismen ein deutlicher Anstieg der Installationen beobachtet werden. In den beiden letzten Jahren wurden jeweils Höchstwerte an Zubauraten erzielt. Im Jahr 2023 wurden knapp 15 GW zusätzlich installiert. Die derzeitige Antragslage bei den Netzbetreibern weist zudem darauf hin, dass sich dieser Trend in den kommenden Jahren fortsetzen und möglicherweise weiter verstärken wird. Trotzdem bedeutet das im EEG anvisierte Ziel von 215 GW für 2030 nahezu eine Verdreifachung der derzeit installierten Leistung in weniger als 7 Jahren. Für die Zielerreichung wird ein kontinuierlicher Zubau mit hoher Geschwindigkeit notwendig sein. Der Ausbau der Photovoltaik wird unter anderem von der Entwicklung der Strompreise und Vergütungssätze sowie der Kosten für Module und Gesamtkonzepte, zum Beispiel in Verbindung mit Speichern zur Eigenbedarfsdeckung, abhängen. Im Bereich der Freiflächen-PV können neben der Flächennutzungskonkurrenz auch die gesellschaftliche Akzeptanz und genehmigungsrechtliche Hindernisse eine Rolle spielen. In Anbetracht der hohen Ausbauziele des EEG könnten in Zukunft verstärkt die Verfügbarkeit von Netzanschlüssen und die Kapazitäten zur Installation und Montage limitierende Faktoren sein.

Der Szenariorahmenentwurf beschreibt drei PV-Ausbauszenarien, welche in Abbildung 26 dargestellt sind. Kapitel 2 erläutert die Leitgedanken in den einzelnen Szenarien und beschreibt die Einordnung in die Systementwicklungsstrategie (SES). Szenario A geht von einem gebremsten Ausbau der erneuerbaren Energien aus und bleibt beim PV-Ausbau, wie auch bei den restlichen Kapazitäten erneuerbarer Energien, deutlich unterhalb der gesetzlichen Ausbaupfade. Es ergeben sich durchschnittliche Nettozubauraten in Höhe von 14,2 GW/a bis 2037 und 6,3 GW/a zwischen 2037 und 2045. Eine vergleichsweise effiziente Systemtransformation wird in Szenario B angenommen, wobei der PV-Ausbau den gesetzlichen Pfad abbildet. Es werden Nettozubauraten in Höhe von 18,8 GW/a bis 2037 und 6,9 GW/a ab 2037 bis 2045 unterstellt. Das Szenario C begegnet einem gesteigerten Strombedarf mit einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien. Die angenommene PV-Leistung liegt deutlich oberhalb der gesetzlichen Ziele. In den Jahren 2023 bis 2037 ist eine durchschnittliche Nettozubaurate in Höhe von 21,3 GW/a nötig. Die Phase zwischen den Stützjahren 2037 und 2045 zeichnet sich durch einen weiterhin starken Nettozubau in Höhe von 15 GW/a aus.

Der Zubau der PV-Leistung wird entsprechend der Photovoltaik-Strategie 2023⁵⁹ zu gleichen Teilen auf Freiflächenanlagen und Anlagen auf Dachflächen aufgeteilt. Während in der Vergangenheit die Freiflächenanlagen nur etwa ein Viertel der zugebauten Leistung ausgemacht haben, wird mit einem Anstieg in den kommenden Jahren gerechnet. Gründe hierfür sind die sehr hohen erforderlichen Zubauraten der Photovoltaik, für die nur begrenzte Kapazitäten an Fachkräften für die Installation und Montage von Aufdachanlagen zur Verfügung stehen. Für Freiflächenanlagen ist sowohl der Installationsaufwand geringer als auch zu erwarten, dass Arbeitskräfte hierfür kurzfristig angelernt werden können. Ein weiterer Treiber für eine Verschiebung hin zu mehr Freiflächenanlagen ist der Trend zu großen PV-Parks, die außerhalb des EEG auf Basis von Power-Purchase-Agreements betrieben werden sollen. Regulatorische Erleichterungen für den Bau von Freiflächenanlagen und besondere Förderinstrumente für innovative Konzepte wie Agri-PV sollen den Zubau anregen.⁵⁹ Den ÜNB liegen zahlreiche Projekte und Anfragen für derartige Vorhaben vor.

⁵⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): „Photovoltaik-Strategie“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.pdf> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

Abbildung 26: Installierte Erzeugungsleistung Photovoltaik

Quelle: FfE (Auswertung MaStR), Übertragungsnetzbetreiber

Regionalisierung Photovoltaik

Die ÜNB haben für den Szenariorahmenentwurf zum NEP 2037/2045 (2025) gemeinsam mit der FfE eine Methodik zur Regionalisierung der Leistung von erneuerbaren Energien entwickelt und angewandt.

Der regionale Zubau von Freiflächen- und Aufdach-PV wird unterschiedlich modelliert, da verschiedene Potenziale und Ausbaufaktoren ausschlaggebend sind. Für die Kategorie Freiflächen-PV erfolgt analog zu den Onshore-Windenergieanlagen zunächst eine Allokation auf Bundeslandebene. Die methodischen Schritte der kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie die Zubaumodellierung für Aufdach- und Freiflächen-PV werden in Anhang A.5 dargestellt.

Allokation auf Bundeslandebene (Freiflächen-PV)

Für die vorgelagerte Allokation der deutschlandweit installierten Leistung auf Bundeslandebene werden zunächst folgende Daten für jedes Bundesland ermittelt:

- (1) Kurzfriststützpunkt auf Basis der Mittelfristprognose 2024–2028 nach § 74 EEG⁶⁰
- (2) Konkrete Leistungsziele der Bundesländer für den Zubau von Freiflächen-PV⁶¹
- (3) Potenzialflächen für die Verteilung des Zubaus von Freiflächen-PV

Für jedes Bundesland wird zunächst ein Kurzfriststützpunkt definiert. Dieser ergibt sich aus der bundeslandspezifischen Leistungsprognose für das Jahr 2029 aus dem oberen Szenario der EEG-Mittelfristprognose 2024–2028 (1). In diesem Wert spiegelt sich der Bestand zuzüglich der erwarteten Entwicklung für die nächsten Jahre unter Berücksichtigung der Ergebnisse der letzten Ausschreibungsrunden und bekannter Anträge für Direktanschlüsse bei den ÜNB wider. Falls in einem Bundesland nach dem Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses (2) das politische Ziel bis 2030 größer als das Ergebnis der Mittelfristprognose ist, wird der Kurzfriststützpunkt um das Leistungsziel korrigiert. Ausgehend von diesem Kurzfriststützpunkt wird der Restzubau anhand der Potenzialflächen für Freiflächen-PV-Anlagen (3) verteilt, die durch die in Anhang A.5 beschriebene Potenzialanalyse ermittelt wurden. Die resultierenden installierten Leistungen für Freiflächen-PV nach Bundesland sind in Tabelle 24 dargestellt.

⁶⁰ Übertragungsnetzbetreiber (2023): „Mittelfristprognose 2024–2028“, <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2024-2028> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

⁶¹ Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): „Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses 2023, Stand Oktober 2023“, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2023/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=10 [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

Tabelle 24: Installierte Erzeugungsleistung Freiflächen-PV je Bundesland

Leistung [GW]	Bestand	Kurzfriststützpunkt	Bewertetes Leistungspotenzial*	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Baden-Württemberg	1,0	3,2	396,0	7,2	10,2	11,8	9,5	12,7	17,4
Bayern	7,7	17,7	943,5	27,1	34,3	38,1	32,6	40,3	51,3
Berlin	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	4,3	16,8	332,7	20,1	22,6	24,0	22,1	24,8	28,6
Bremen	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,6	1,3	185,7	3,1	4,5	5,3	4,2	5,7	7,9
Mecklenburg-Vorpommern	2,1	11,0	321,5	14,2	16,6	17,9	16,1	18,7	22,4
Niedersachsen	0,8	4,4	631,9	10,7	15,5	18,0	14,4	19,5	26,9
Nordrhein-Westfalen	0,5	1,8	223,2	4,0	5,7	6,6	5,3	7,2	9,8
Rheinland-Pfalz	1,1	3,1	211,8	5,3	6,9	7,7	6,5	8,2	10,7
Saarland	0,3	1,0	16,5	1,2	1,3	1,4	1,3	1,4	1,6
Sachsen	1,4	8,6	233,1	11,0	12,7	13,7	12,3	14,2	17,0
Sachsen-Anhalt	2,0	6,2	270,6	8,9	10,9	12,0	10,5	12,7	15,8
Schleswig-Holstein	1,2	3,1	295,7	6,1	8,3	9,5	7,8	10,2	13,7
Thüringen	0,9	2,0	222,4	4,2	5,9	6,8	5,5	7,3	9,9

* Das Leistungspotenzial von Flächen in höheren Restriktionsklassen wurde stufenweise abgewertet, um die erschwerte Erschließung dieser Flächen abzubilden.

Quelle: FfE (Auswertung MaStR), Mittelfristprognose EEG, Bund-Länder-Kooperationsausschuss 2023, Übertragungsnetzbetreiber

Allokation auf Bundeslandebene (Aufdach-PV)

Die Regionalisierung der Aufdach-PV ergibt sich unmittelbar aus der in den Anhang A.5 beschriebenen kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie der Zubaumodellierung. Eine vorgelagerte Allokation auf Bundeslandebene wird bei Aufdach-PV nicht vorgenommen. Die folgende Tabelle 25 zeigt die Gesamtleistung der Bestandsanlagen je Bundesland sowie das Gesamtpotenzial und die ermittelte installierte Leistung je Bundesland und Szenario.

Tabelle 25: Installierte Erzeugungsleistung Aufdach-PV je Bundesland

Leistung [GW]	Bestand	Leistungs- potenzial	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Baden-Württemberg	9,2	57,4	22,1	26,1	28,3	24,9	29,2	34,9
Bayern	14,6	82,4	31,6	37,1	40,1	35,6	41,5	49,8
Berlin	0,3	7,7	1,9	2,6	2,9	2,6	3,3	4,5
Brandenburg	2,3	16,8	6,1	7,4	8,0	7,1	8,4	10,3
Bremen	0,1	2,8	0,7	0,9	1,1	0,9	1,2	1,6
Hamburg	0,0	5,4	1,3	1,7	1,9	1,7	2,2	3,1
Hessen	3,2	29,4	9,8	12,0	13,2	11,6	14,0	17,5
Mecklenburg-Vorpommern	1,6	12,0	4,2	5,1	5,6	4,9	5,9	7,2
Niedersachsen	6,2	50,9	18,0	21,8	23,9	20,9	25,0	30,8
Nordrhein-Westfalen	9,3	86,2	29,6	36,2	39,8	34,8	41,8	51,9
Rheinland-Pfalz	2,9	22,7	8,1	9,8	10,7	9,4	11,2	13,7
Saarland	0,5	5,7	1,8	2,2	2,4	2,1	2,6	3,3
Sachsen	2,0	22,8	7,2	8,9	9,9	8,7	10,6	13,5
Sachsen-Anhalt	2,1	13,4	5,0	5,9	6,5	5,7	6,7	8,2
Schleswig-Holstein	1,8	16,5	5,3	6,6	7,2	6,4	7,7	9,7
Thüringen	1,6	11,9	4,1	5,0	5,5	4,8	5,8	7,1

Quelle: FfE (Auswertung MaStR), Übertragungsnetzbetreiber

4.3.5 Biomasse und Laufwasser

Die Erzeugungsleistung von Biomasse- und Biogasanlagen liegt derzeit bei circa 9,1 GW. Bis zu den Jahren 2037 und 2045 wird von einem Rückgang der Erzeugungsleistung aus Biomasseanlagen ausgegangen. Ein Weiterbetrieb von bestehenden Anlagen nach Ablauf der EEG-Förderung wird für viele Anlagen wirtschaftlich schwieriger darstellbar sein, insbesondere wenn im Zuge des weiteren Fortschreitens der Energiewende eine höhere Flexibilisierung von Stromerzeugungsanlagen erforderlich sein wird. Auch aufgrund ihrer begrenzten Verfügbarkeit erscheint es fraglich, ob Biomasse weiterhin in der gleichen Größenordnung wie heute im Stromsektor eingesetzt wird. Stattdessen könnte sie zur Dekarbonisierung in anderen Sektoren (z. B. zur Bereitstellung von Prozesswärme) genutzt werden, wo ihre Nutzung zum Teil mit höheren Wirkungsgraden verbunden ist. Darüber hinaus kann Biomasse als biogene Kohlenstoffquelle für industrielle Prozesse dienen, die auch mit voranschreitender Transformation des Energiesystems Kohlenstoff benötigen. In allen Szenarien wird ein Einsatz von Bioenergie in der Nah- und Fernwärmeversorgung sowie in der dezentralen Gebäudeversorgung berücksichtigt. Bis zum Jahr 2037 wird von einem durchschnittlichen jährlichen Nettorückbau von rund 290 MW und von 2037 bis 2045 von einem jährlichen Nettorückbau von 250 MW ausgegangen. Die Stromerzeugungskapazitäten werden zwischen den Szenarien nicht variiert.

4 Erneuerbare Energien

Im Rahmen der Konsultationen des letzten Szenariorahmens und NEP wurde die Frage einer stärkeren Berücksichtigung der Stromerzeugung aus Bioenergie vielfach diskutiert. Neben der obigen Argumentation möchten die ÜNB darauf hinweisen, dass insbesondere mit der unterstellten flexiblen Fahrweise und infolge der dezentralen Verortung der Biomasse auch bei deutlich höheren Kapazitäten kein großer Einfluss auf die Netzdimensionierung ausgeübt wird. Die im Szenariorahmen angenommenen Biomasseanlagen werden infolge ihrer strompreisorientierten Fahrweise vornehmlich zu Zeitpunkten eingesetzt, in denen die Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien geringer ist und die Stromnetze in der Regel weniger stark belastet sind. Auch dadurch, dass sich die Leistung nicht an einzelnen Knotenpunkten konzentriert, sondern im Allgemeinen durch kleinere Anlagen über die Fläche verteilt ist, ergeben sich bei der Integration in die Stromnetze keine besonderen Herausforderungen. Für die ÜNB sind auf politischer Ebene derzeit keine Indizien erkennbar, die vielfältigen Potenziale der Biomasse zukünftig vordergründig für die Stromversorgung nutzbar zu machen. Szenarien mit höheren Biomassekapazitäten in der Stromerzeugung sind auch nicht Bestandteil des Zwischenberichts zur SES.

Für Laufwasser wird keine Änderung der installierten Leistung im Vergleich zum Bestand angenommen. Die installierte Leistung beträgt in allen Szenarien 3,6 GW.

Regionalisierung Biomasse und Laufwasser

Für Biomasse und Laufwasser wird eine Regionalisierung entsprechend des aktuellen Anlagenbestands angenommen. Die Datenbasis hierfür bildet das Marktstammdatenregister.

In Tabelle 26 und 27 sind die auf Bundesländer aggregierten installierten Leistungen aufgeführt. Sowohl für Biomasse als auch für Laufwasser, bei denen kein Zubau erwartet wird, entfallen die Potenzialanalyse und die Zubaumodellierung.

Tabelle 26: Installierte Erzeugungleistung Biomasse je Bundesland

Leistung [GW]	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Baden-Württemberg	0,9	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3
Bayern	1,9	1,0	1,0	1,0	0,6	0,6	0,6
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,5	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Mecklenburg-Vorpommern	0,4	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Niedersachsen	1,8	1,0	1,0	1,0	0,6	0,6	0,6
Nordrhein-Westfalen	1,2	0,7	0,7	0,7	0,4	0,4	0,4
Rheinland-Pfalz	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Sachsen-Anhalt	0,5	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Schleswig-Holstein	0,6	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Thüringen	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1

Tabelle 27: Installierte Erzeugungsleistung Laufwasser je Bundesland

Leistung [GW]	Bestand	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Baden-Württemberg	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Bayern	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Nordrhein-Westfalen	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Rheinland-Pfalz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Sachsen-Anhalt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: FfE (Auswertung MaStR), Übertragungsnetzbetreiber



4.4 Zusammenfassung der installierten Leistung erneuerbarer Energien je Szenario

Die im vorherigen Abschnitt 4.3 beschriebenen Annahmen und die Herleitung der Anteile der erneuerbaren Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch sind in der folgenden Tabelle 28 je Szenario zusammengefasst.

Tabelle 28: Installierte Leistung und abgeschätzte Erzeugungsmengen von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien

	Bestand	A 2037		B 2037		C 2037		A 2045		B 2045		C 2045	
	GW	GW	TWh										
Offshore-Wind	8,5	54,4	185,0	60,4	205,4	60,4	205,4	65,2	221,7	75,5	256,7	81,5	277,1
Onshore-Wind	61,0	105,0	273,0	159,0	412,1	159,0	412,1	125,0	337,5	160,0	432,0	180,0	486,0
Photovoltaik	81,8	280,0	266,0	345,0	327,8	380,0	361,0	330,0	313,5	400,0	380,0	500,0	475,0
Biomasse	9,0	5,0	15,0	5,0	15,0	5,0	15,0	3,0	9,0	3,0	9,0	3,0	9,0
Laufwasser	3,6	3,6	15,8	3,6	15,8	3,6	15,8	3,6	15,8	3,6	15,8	3,6	15,8
Abfall (erneuerbarer Anteil)*	0,9	1,0	4,8	1,0	4,8	1,0	4,8	1,0	4,8	1,0	4,8	1,0	4,8
Speicherwasser	1,0	1,0	2,8	1,0	2,8	1,0	2,8	1,0	2,8	1,0	2,8	1,0	2,8

Abschätzung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Summe der abgeschätzten Stromerzeugung [TWh]	762,4	983,6	1.016,9	905,1	1.101,1	1.270,5
Pauschaler Abschlag für marktseitige Einsenkung [TWh]	-50,0	-50,0	-50,0	-30,0	-30,0	-30,0
Summe der abgeschätzten Stromerzeugung inkl. Abschlag [TWh]	712,4	933,6	966,9	875,1	1.071,1	1.240,5
Bruttostromnachfrage [TWh]**	844,0	1.008,8	1.073,3	966,9	1.178,7	1.351,1
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch***	>84 %	>92 %	>90 %	>90 %	>90 %	>91 %

* 50% der Gesamtleistung und Energiemenge von Abfallkraftwerken

** für Szenariojahre exklusive Stromverbrauch aus Speichern

*** Dieser Anteil umfasst nur die direkte inländische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Stromerzeugung aus Wasserstoff oder Speichern ist darin nicht enthalten. Die zusätzliche Berücksichtigung der indirekten Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (bspw. über die Rückverstromung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff) würde zu einem höheren EE-Anteil führen. Die angegebenen Anteile sind daher als untere Grenze zu verstehen. Alle Szenarien erreichen 2045 Treibhausgasneutralität.

Hinweis: Sämtliche Energiemengen stellen lediglich eine Abschätzung im Rahmen der Szenariobildung dar. Die Energiemengen im NEP sind u. a. abhängig von der detaillierten Regionalisierung der Stromerzeugungsanlagen und ihrem Einsatz in der Marktsimulation.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.5 Methode zur Berücksichtigung der Spitzenkappung

Spitzenkappung beschreibt die Möglichkeit der Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen in der Netzplanung, um Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Die gesetzliche Einführung dieses Planungsansatzes erfolgte 2016 im Rahmen des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes. Demnach erhalten Verteilnetzbetreiber gemäß § 11 Abs. 2 EnWG die Möglichkeit, Spitzenkappung in der Netzplanung zu berücksichtigen, um damit das Netz auf ein zur Gewährleistung des energiewirtschaftlichen Zwecks nach § 1 Abs. 1 EnWG in Verbindung mit § 1 Abs. 1 EEG volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu dimensionieren. Nach § 12a Abs. 1 Satz 4 und § 12b Abs. 1 Satz 3 EnWG sind die Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Erstellung des NEP verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG bei der Netzplanung anzuwenden.

Das Instrument der Spitzenkappung wird derzeit durch die VNB nur in begrenztem Maße verwendet. Die ÜNB schlagen vor, die Spitzenkappung nicht zu berücksichtigen, da diese zu einer Unterschätzung der Netzbelastung führen könnte. Darüber hinaus ist hervorzuheben, dass das Instrument der Spitzenkappung nicht für große Stromsysteme mit einer hohen Zahl an flexiblen Verbrauchern und Speichern, wie sie in diesem Szenariorahmen angesetzt werden, konzipiert und bewertet worden ist. Es ist zu beachten, dass sich eine Vielzahl an Flexibilitäten in unmittelbarer räumlicher Nähe zu Photovoltaik- oder Windenergieanlagen befinden und die netztechnische Wirkung der Einspeisung in den unterlagerten Netzebenen nicht unter Vernachlässigung des Einsatzes dieser Verbraucher und Speicher approximiert werden kann.

- 1 Einführung
- 2 Szenarienbeschreibung
- 3 Stromverbrauch
- 4 Erneuerbare Energien
- 5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
- 6 Europäischer Rahmen
- 7 Brennstoff- und CO₂-Preise



5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher

Konventionelle Kraftwerke wie zum Beispiel gasbefeuerte Kraftwerke werden in einem klimaneutralen Stromsystem weiterhin benötigt. Der Einsatz dieser Kraftwerke kann im Gegensatz zur fluktuierenden Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik flexibel an den aktuellen Strombedarf angepasst werden. Zur Erreichung von Netto-Null-Emissionen müssen diese Anlagen allerdings mit klimaneutralen Brennstoffen befeuert werden. Neben den konventionellen Kraftwerken werden in diesem Kapitel auch Speicher betrachtet, die mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung für die Bereitstellung von Flexibilität an Bedeutung gewinnen. Im Folgenden werden die Annahmen zu konventionellen Kraftwerken und Speichern für den NEP 2037/2045 (2025) im Detail erläutert. Anschließend wird auf Aspekte der Versorgungssicherheit eingegangen sowie Technologien zur Emissionsreduzierung diskutiert.

Bei der Ermittlung des zukünftigen konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland werden folgende Abgrenzungen getroffen:

- Alle Angaben beziehen sich auf Anlagen aus dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland sowie zusätzlich auf grenznahe Anlagen, die in der Regelzone der deutschen ÜNB liegen und in das deutsche Stromnetz einspeisen.
- Es wird der gesamte Kraftwerkspark erfasst, unabhängig davon, ob diese in industrielle, andere private oder öffentliche Netze einspeisen.
- Die angegebenen Kraftwerksleistungen sind Nettonennleistungen ohne Berücksichtigung des individuellen Leistungs- und Energiebedarfs zum Betrieb der Kraftwerke.
- Alle angegebenen Kraftwerksleistungen beziehen sich ausschließlich auf Kraftwerke, die zum jeweiligen Zeitpunkt am Strommarkt agieren. Kraftwerke in Reserve oder vorläufig stillgelegte Kraftwerke sind in den Leistungsangaben nicht eingeschlossen.

5.1 Thermische Kraftwerkskapazitäten

Die Grundlage für die Bestimmung des Kraftwerksparks in Deutschland ist zunächst eine Bestandsaufnahme der aktuell in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen sowie vorläufig stillgelegten Kraftwerke. Als Datengrundlage dienen hier die Bestands-, Zubau- und Rückbaulisten der BNetzA mit Stand 15.04.2024 sowie deren Marktstammdatenregister. Vereinzelt sind hierbei Korrekturen auf Basis von den ÜNB vorliegenden Informationen erfolgt. Annahmen zur Stilllegung von Kraftwerken basieren auf bekannten Stilllegungsanzeigen.

Die Annahmen zum Kraftwerkszubau leiten sich unter anderem aus der Einigung zur Kraftwerksstrategie (nachfolgend Kraftwerksstrategie) ab, die im Februar 2024 von der Bundesregierung vorgestellt wurde und den Neubau von wasserstofffähigen Gaskraftwerken anreizen soll. Die Kraftwerksstrategie sieht ein Gesamtausschreibungsvolumen von bis zu 10 GW wasserstofffähige Gaskraftwerkskapazitäten vor.⁶² Neben dem Zubau von Gaskraftwerken sieht die Kraftwerksstrategie die Einführung eines Kapazitätsmechanismus ab 2028 vor, der derzeit vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) ausgearbeitet wird. Aufgrund der fehlenden Wasserstoffinfrastruktur werden die Kraftwerke der Kraftwerksstrategie zunächst voraussichtlich mit Erdgas befeuert. Zwischen 2035 und 2040 sollen die Kraftwerke dann vollständig auf grünen Wasserstoff umgestellt werden.

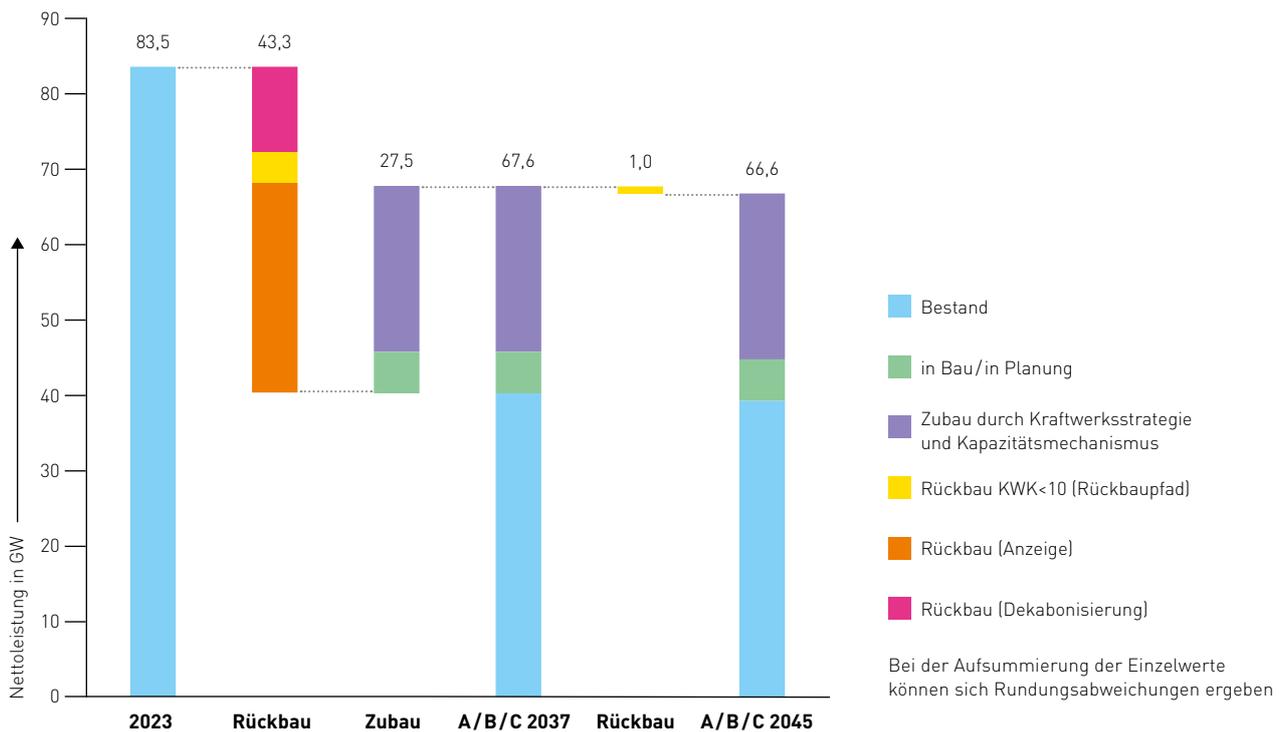
⁶² Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): „Gemeinsame Pressemitteilung: Einigung zur Kraftwerksstrategie“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Es wird von den ÜNB ein Zubau an Kraftwerksleistung über das Ausschreibungsvolumen der derzeitigen Kraftwerksstrategie hinaus angenommen. Die ÜNB ziehen in diesem Zuge die ihnen vorliegenden Netzanschlussanträge nach Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV) heran. Zusätzlich werden die von den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) Gas übermittelten Kapazitätsreservierungen bzw. Ausbauanträge nach § 38 und § 39 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) berücksichtigt. Außerdem werden die im Rahmen der gemeinsamen Marktabfrage gemeldeten Kraftwerksplanungen einbezogen. Weitere Erläuterungen sind in Abschnitt 3.2 sowie in Abschnitt 5.1.1 zu finden. Ein Neubau von Kernkraftwerken wird in Deutschland nicht betrachtet.

Daneben werden Annahmen zum Rückbau von bestimmten Kraftwerkstechnologien getroffen. Diese berücksichtigen die nationalen CO₂-Minderungsziele und die durch die Elektrifizierung anderer Sektoren bestehende Pfadabhängigkeit zum Stromsektor. Um eine entsprechend schnelle Dekarbonisierung der Stromerzeugungsseite in Deutschland abzubilden, wird in allen Szenarien angenommen, dass sämtliche Stein- und Braunkohlekraftwerke bereits vor 2037 aus dem Strommarkt ausscheiden. Daneben wird ein vollständiger Rückbau von Mineralölkraftwerken vor 2037 abgebildet. Auch sonstige Kraftwerke, die mit emissionsintensiven Brennstoffen betrieben werden, tragen in den Stützjahren nicht mehr zur Stromerzeugung bei. So werden beispielsweise Kuppelgaskraftwerke in der Stahlindustrie nicht mehr betrieben, da eine Umstellung der Stahlerzeugung auf wasserstoffbasierte Direktreduktionsverfahren angenommen wird.

Die Annahmen zum thermischen Kraftwerkspark sind über die Szenarien hinweg identisch, sodass sich für alle Szenarien die gleiche thermische Kraftwerkskapazität einstellt.

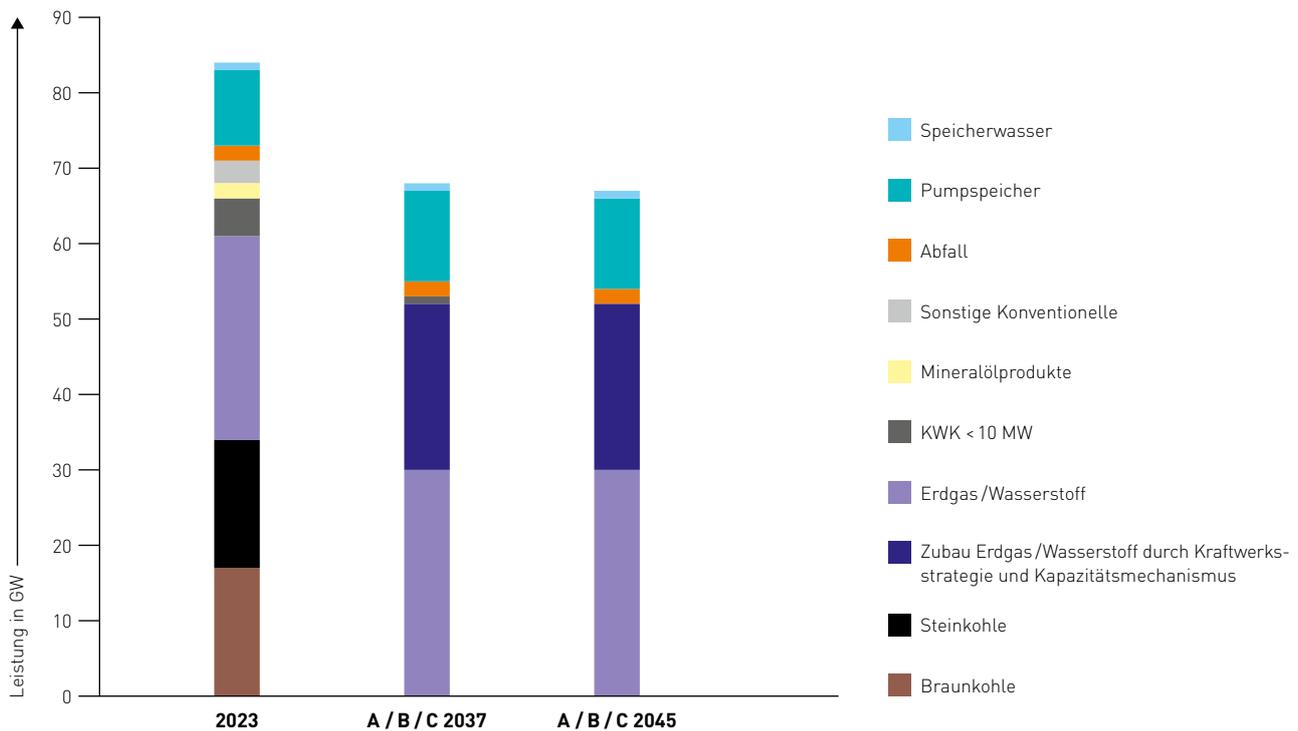
Abbildung 27: Erwartete Entwicklung der Leistung konventioneller Kraftwerke in Deutschland*



* Die Darstellung enthält zusätzlich zu den konventionellen Kraftwerken die Leistung des biogenen Anteils der Abfallkraftwerke und der Speicherwasserkraftwerke.

Quelle: Veröffentlichung Zu- und Rückbau BNetzA, Auswertung MaSTR, Kraftwerksstrategie BMKW, Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 28: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern*

* Die Darstellung enthält zusätzlich zu den konventionellen Kraftwerken die Leistung des biogenen Anteils der Abfallkraftwerke und der Speicherwasserkraftwerke.

Quelle: Veröffentlichung Zu- und Rückbau BNetzA, Auswertung MaStR, Kraftwerksstrategie BMKW, Übertragungsnetzbetreiber

5.1.1 Gas- und Wasserstoffkraftwerke

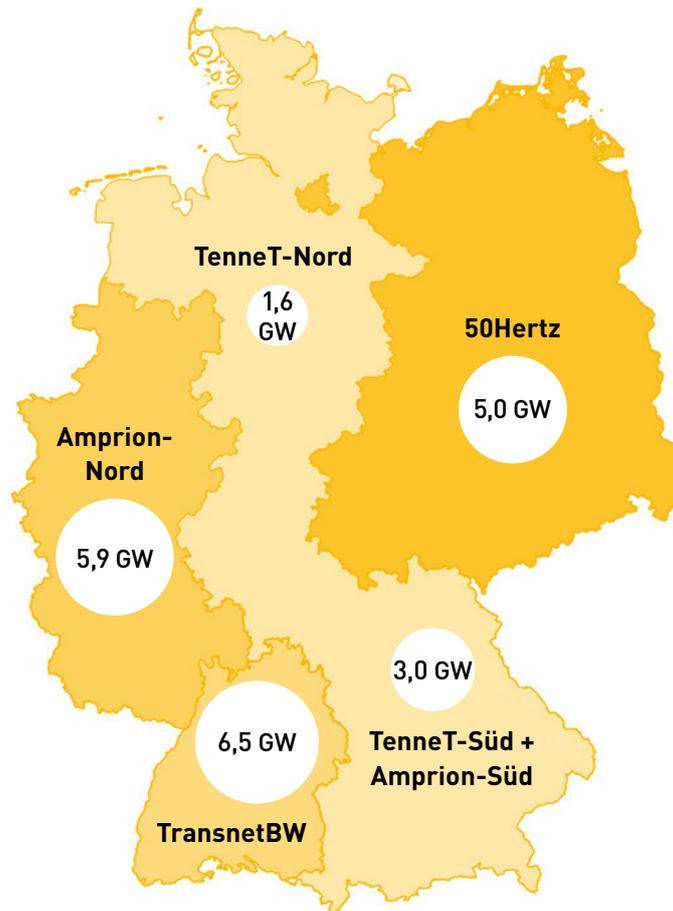
Der Bestand an Gaskraftwerken (ohne Berücksichtigung von KWK-Kleinkraftwerken) betrug Ende 2023 rund 27 GW. Abzüglich bekannter Außerbetriebnahmen und zuzüglich in Bau bzw. in Planung befindlicher Projekte erhöht sich die Gaskraftwerksleistung für die Jahre 2037 und 2045 auf 30 GW. Für bestehende Gaskraftwerke, die das Ende ihrer kalkulatorischen Lebensdauer erreichen, wird dabei angenommen, dass diese durch standortgleiche Anlagen ersetzt und dabei zu wasserstofffähigen Gaskraftwerken bzw. Wasserstoff-Kraftwerken umgebaut werden. Sowohl die installierte Leistung als auch die Technologie jeder Anlage bleiben erhalten. Auch die Festlegung, ob ein Kraftwerk als Anlage mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) Wärme in ein Fernwärmenetz einspeisen kann, bleibt durch den angenommenen Umbau unverändert.

Analysen der vier ÜNB, des aktuellen European Resource Adequacy Assessments (ERAA 2023)⁶³ der europäischen ÜNB (ENTSO-E) sowie das Versorgungssicherheitsmonitoring der BNetzA⁶⁴ weisen über diesen Bestand hinaus einen Mehrbedarf an gesicherter Leistung in Höhe von etwa 20 bis 25 GW aus. Für den NEP 2037/2045 (2025) soll dementsprechend in allen Szenarien ein weiterer Zubau an Kraftwerksleistung in Höhe von 22 GW angenommen werden. Diese beinhalten gemäß der Einigung zur Kraftwerksstrategie einen Zubau von 10 GW wasserstofffähiger Kraftwerksleistung, welche bis spätestens 2032 in Betrieb gehen soll. Darüber hinaus wird von den ÜNB angenommen, dass mittelfristig ein Bau von zusätzlich 12 GW Leistung aus dem Kapazitätsmechanismus erfolgen wird.

In der Kraftwerksstrategie wird beschrieben, dass die neuen Kraftwerke an „systemdienlichen“ Standorten entstehen sollen. Daher wird angenommen, dass die Verortung der in Summe 22 GW zusätzlichen Gaskraftwerke dem Ziel der Systemdienlichkeit obliegt. Zu diesem Zweck haben die ÜNB in einer Analyse eine systemdienliche Verteilung des Zubaus auf fünf Regionen vorgenommen. Hierbei werden die Faktoren Redispatch, Netzwiederaufbau, Fernwärme-Bereitstellung sowie lastnahe Verortung berücksichtigt. Die fünf betrachteten Regionen sowie die Verteilung des Zubaus sind der nachfolgenden Abbildung zu entnehmen.

63 ENTSO-E (2023): European Resource Adequacy Assessment, 2023 Edition: https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/report/ERAA_2023_v2_Executive_Report.pdf [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

64 Bundesnetzagentur (2023): Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität, Stand Januar 2023: <https://www.bundestag.de/resource/blob/963994/426254069988ea329bd588bd14c558a5/Ausschussdrucksache-20-25-281.pdf> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

Abbildung 29: Verortung des angenommenen Kraftwerkszubaues nach Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmechanismus

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Innerhalb einer Region wird die Kraftwerksleistung anhand der nachfolgend aufgeführten Kriterienreihenfolge regionalisiert bis das Kontingent ausgeschöpft ist. Die wesentliche Grundlage stellen hier die vorliegenden standortscharfen Anträge nach KraftNAV und GasNZV sowie die im Rahmen der Marktabfrage gemeldeten Kraftwerksplanungen dar.

- **Kriterium 1: Kraftwerke mit Anträgen nach KraftNAV und GasNZV**
Es liegen sowohl ein Antrag nach KraftNAV bei einem ÜNB als auch eine Anfrage nach §§ 38, 39 GasNZV bei einem FNB vor.
- **Kriterium 2: Kraftwerke mit Anträgen nur nach KraftNAV**
Es liegt ein Antrag nach KraftNAV bei einem ÜNB vor, aber keine Anfrage nach §§ 38, 39 GasNZV.
- **Kriterium 3: Kraftwerke mit Anträgen nur nach GasNZV**
Es liegt kein Antrag nach KraftNAV, aber eine Anfrage nach §§ 38, 39 GasNZV bei einem FNB vor.
- **Kriterium 4: Fortgeschrittener Projektstatus in Marktabfrage**
Den ÜNB und FNB liegen keine Anträge oder Anfragen vor. Es werden Meldungen aus der Marktabfrage zu potenziellen Neubauten mit fortgeschrittenem Projektstatus herangezogen.⁶⁵
- **Kriterium 5: Kein fortgeschrittener Projektstatus in Marktabfrage**
Den ÜNB und FNB liegen keine Anträge oder Anfragen vor. Es werden Meldungen aus der Marktabfrage zu potenziellen Neubauten mit dem Status „Projektidee“ herangezogen.¹⁸

Wenn eine standortscharfe Verteilung über diese fünf Kriterien in einer der betrachteten Regionen nicht ausreichend ist, wird die übrige Kraftwerksleistung innerhalb der Region lastnah regionalisiert.

⁶⁵ Umbauplanungen, die eine Umstellung des Brennstoffs von Erdgas auf Wasserstoff vorsehen, werden hier nicht berücksichtigt, da diese Projekte über den angenommenen standortgleichen Ersatz von Erdgaskraftwerken ohnehin berücksichtigt sind.

Für alle Szenarien und die Zeithorizonte 2037 und 2045 wird angenommen, dass die Summe der installierten Leistung von wasserstoff- und erdgasbefeuerten Kraftwerken ohne Berücksichtigung von KWK-Kleinkraftwerken 52 GW beträgt. Es werden für wasserstoff- und erdgasbetriebene Kraftwerke die gleichen Grenzkosten angenommen. Somit hat die Wahl des Brennstoffes keine Auswirkungen auf die Kraftwerkseinsatzoptimierung (s. Abschnitt 5.3 und Kapitel 7). Es wird angenommen, dass diese Kraftwerke im Jahr 2045 ausschließlich mit Wasserstoff betrieben werden.

KWK-fähige Kleinkraftwerke < 10 MW

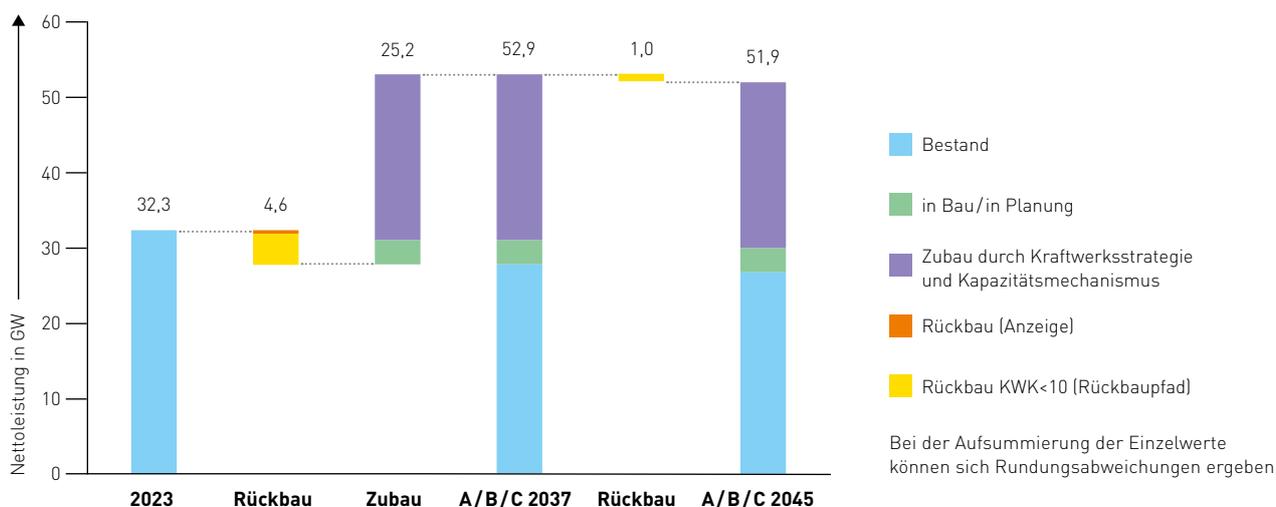
Neben den großen Kraftwerksblöcken besteht der thermische Kraftwerkspark auch aus dezentralen Kleinkraftwerken < 10 MW. In der Regel handelt es sich um KWK-Kraftwerke, die sowohl Strom als auch Wärme bereitstellen und Verbrauchende direkt oder über ein Nahwärmenetz mit Wärme versorgen. Im Marktstammdatenregister der BNetzA sind mit Stand 31.12.2023 über 74.000 dieser Kleinkraftwerke als in Betrieb aufgelistet, die in Summe eine installierte Leistung von knapp 5,1 GW aufweisen. Diese Kleinkraftwerke werden aktuell überwiegend mit Erdgas befeuert, wobei auch andere Brennstoffe wie Mineralölprodukte, Braun- und Steinkohle, nicht biogener Abfall oder andere Gase zum Einsatz kommen. KWK-fähige Biomasseanlagen werden hier nicht betrachtet, sondern werden als erneuerbare Energien in Abschnitt 4.3.5 behandelt. Es wird davon ausgegangen, dass bereits vor 2037 ein vollständiger Rückbau der nicht mit Erdgas oder Biomasse befeuerten KWK-Kleinkraftwerke erfolgt.

Ausgehend vom Bestand wird in allen Szenarien unter Berücksichtigung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG 2023) bis 2025 zunächst ein kontinuierlicher Zubau der gasbefeuerten KWK-Kleinkraftwerke angenommen. Dieser Zubau reduziert sich in den darauffolgenden Jahren linear, sodass ab 2030 kein weiterer Zubau mehr unterstellt wird. Da die Kraftwerke am Gasverteilnetz angeschlossen sind und in den Szenarien kein (flächendeckender) Aufbau eines Wasserstoffverteilnetzes angenommen wird, wird die Anzahl der gasbefeuerten Klein-KWK allmählich abnehmen und bis 2045 auf null sinken. Der Rückbau wird basierend auf einer technisch-ökonomischen Lebensdauer von 15 Jahren angenommen. Mit diesem beschriebenen Entwicklungspfad ergibt sich im Jahr 2037 in allen Szenarien eine installierte Leistung von knapp 1 GW gasbefeuerten KWK-Kleinkraftwerke. Die Regionalisierung der Anlagen soll sich dabei am aktuellen Bestand der erdgasbefeuerten KWK-fähigen Kleinkraftwerke orientieren.

Für die Jahre 2037 und 2045 wird eine installierte Gaskraftwerksleistung in Höhe von 52,9 GW und 51,9 GW, inklusive der beschriebenen KWK-Kleinkraftwerke, angenommen.



Abbildung 30: Erwartete Entwicklung der Leistung aus Gaskraftwerken



Quelle: Veröffentlichung Zu- und Rückbau BNetzA, Auswertung MaStR, Kraftwerksstrategie BMKW, Übertragungsnetzbetreiber

5.1.2 Weitere thermische Kraftwerke

Neben Erdgas kommen noch andere Energieträger im thermischen Kraftwerkspark zum Einsatz. Die klassischen Energieträger Braun- und Steinkohle oder Mineralöl finden in den Zeithorizonten 2037 und 2045 in Deutschland jedoch keine Berücksichtigung mehr. Neben vollständig mit biogenen Energieträgern betriebenen Anlagen werden weiterhin Abfallkraftwerke angenommen, die teilweise nicht-biogenen Abfall verbrennen. Es werden geplante und sich in Betrieb befindliche Kraftwerke berücksichtigt. Bei Abfallkraftwerken wird grundsätzlich von einem langfristigen Weiterbetrieb der Anlagen ausgegangen, da diese hauptsächlich zum Zweck der Abfallentsorgung eingesetzt und entsprechend auch weiterhin benötigt werden. Für die Jahre 2037 und 2045 wird jeweils eine installierte Leistung in Höhe von 1,9 GW angenommen.

Es wird angenommen, dass 50 % der Abfallmengen, die in Abfallkraftwerken verarbeitet werden, biogenen Ursprungs sind. Die Verbrennung dieses Anteils ist mit keinen Netto-CO₂-Emissionen verbunden und wird dementsprechend den erneuerbaren Energien zugerechnet. Die weiteren 50 % werden hingegen als nicht erneuerbare Energien deklariert. Voraussichtlich werden auch über 2045 hinaus CO₂-Emissionen durch die Verbrennung von Abfall entstehen. Diese nicht vermeidbaren Emissionen müssen über eine Abscheidung direkt am Kraftwerk und anschließende Speicherung bzw. Nutzung (Carbon Capture and Storage/Usage – CCS/CCU) oder über negative Emissionen an anderer Stelle, beispielsweise durch Direct Air Capture (s. Abschnitt 5.7), ausgeglichen werden.

5.2 Einsatzrestriktionen von thermischen Kraftwerken

Strommarktgetriebener Einsatz von Kraftwerken in der Marktmodellierung bedeutet, dass sich ihre Stromerzeugung unmittelbar an den Marktpreisen für elektrische Energie orientiert. Bei entsprechend niedrigen Marktpreisen findet abhängig von den technischen Eigenschaften des Kraftwerks⁶⁶ keine oder nur eine verminderte Erzeugung statt. Diese technischen Parameter können für alle Kraftwerke berücksichtigt werden.

⁶⁶ Hierzu zählen insbesondere Mindestbetriebs- und Stillstandszeiten sowie die technische Mindestlast eines Kraftwerks.

Neben der Erzeugung für die öffentliche Stromversorgung erfüllen viele Kraftwerke zusätzliche Versorgungsaufgaben, welche einem rein strommarktorientierten Betrieb entgegenstehen. Dazu gehören beispielsweise die Bereitstellung von Wärme für den Fern- und Nahwärmebedarf sowie die Bereitstellung von Wärme und Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- oder Kraftwerksprozesse. Gleichzeitig erfordert der wachsende Marktanteil fluktuierender erneuerbarer Energien eine stärkere Strommarktorientierung und Flexibilisierung der thermischen Kraftwerke. Entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 3.5 wird davon ausgegangen, dass in Fernwärmenetzen neben KWK-Anlagen zukünftig vermehrt alternative Technologien zur Wärmebereitstellung zur Verfügung stehen. Dies können beispielsweise (Groß-) Wärmepumpen sowie mit Gas, Holzpellets oder Strom betriebene Heizkessel sein. Wärmespeicher sorgen für eine weitere Flexibilität. Insgesamt führt dieser Technologiemix dazu, dass sich der Betrieb von KWK-Anlagen in öffentlichen Fernwärmenetzen und zur industriellen Versorgung mit Prozesswärme stark oder sogar vollständig am Strommarkt orientieren kann. Grundsätzlich ist die stündliche Einsatzentscheidung einer KWK-Anlage jedoch vor allem vom lokalen Technologiemix abhängig und von hoher Komplexität geprägt.

Die KWK-Anlagen sind somit nicht nur am Strommarkt aktiv, sondern nehmen auch am Wärmemarkt teil und unterliegen zusätzlich dem Einfluss der Wärmenachfrage. Im Modell wird ein zu deckender Wärmebedarf endogen vorgegeben. Das Strommarktmodell stellt dabei eine kostenminimierende Deckung des Wärmebedarfs über die genannten Technologien sicher. Dabei erlauben Wärmespeicher eine zeitlich begrenzte Entkopplung von Wärmeerzeugung und Bedarf. In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass KWK-Anlagen auch nach Umstellung ihres Brennstoffs von Erdgas auf Wasserstoff weiterhin für die Wärmeversorgung in Fernwärmenetzen zur Verfügung stehen. Ihr Einsatz ergibt sich im Rahmen einer endogenen Wärmemodellierung in der Marktsimulation.

5.3 CO₂-Emissionen

Das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) sieht eine sektorübergreifende Reduktion der Treibhausgase gegenüber 1990 um mindestens 65 % bis 2030 und um mindestens 88 % bis 2040 vor. Bis 2045 soll Deutschland treibhausgasneutral werden. Dem Stromsektor wird aufgrund der erwarteten Elektrifizierung anderer Sektoren eine tragende Rolle bei der Dekarbonisierung des Energiesystems zugeschrieben.

Infolge der vor 2037 angenommenen Beendigung der Kohleverstromung in Deutschland resultieren die nationalen CO₂-Emissionen im Stützjahr 2037 im Wesentlichen aus dem Betrieb von Gaskraftwerken. Die Einigung zur Kraftwerksstrategie sieht für alle Gaskraftwerke in Deutschland eine Brennstoffumstellung auf grünen Wasserstoff zwischen 2035 und 2040 vor, sodass für 2037 von einem anteiligen Einsatz von Erdgas auszugehen ist.

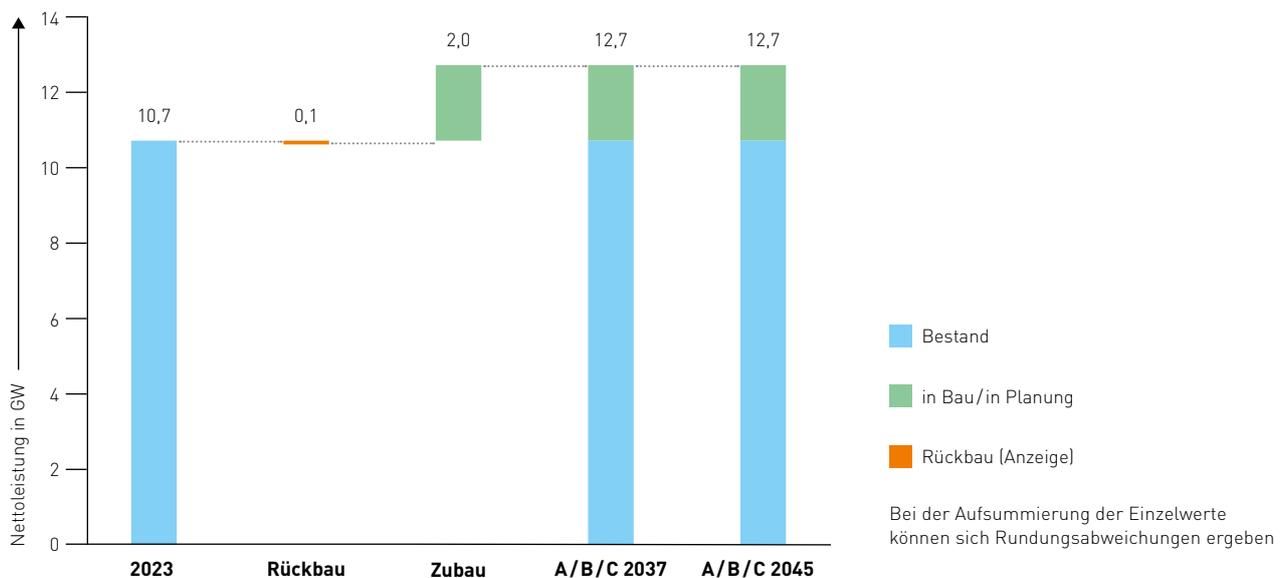
Eine konkrete CO₂-Emissionsobergrenze im Stromsektor wird für 2037 nicht angenommen, da sich eine solche aus den aktuellen gesetzlichen Vorgaben und politischen Zielen nicht ableiten lässt. Die CO₂-Emissionen im Stromsektor hängen letztlich vom angenommenen Anteil klimaneutraler Gase wie grünem Wasserstoff in Gaskraftwerken ab. Für 2045 wird angenommen, dass nur noch grüner Wasserstoff zur Stromerzeugung in Gaskraftwerken eingesetzt wird und sich daraus keine direkten CO₂-Emissionen ergeben. Restemissionen verbleiben auch über das Jahr 2045 hinaus durch die Verbrennung des nicht erneuerbaren Anteils von Abfall (s. Abschnitt 5.1.2).

5.4 Hydraulische Kraftwerke und Speicher

5.4.1 Hydraulische Kraftwerke

Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke im Allgemeinen erbringen einen wichtigen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien und zum Teil auch zur Bereitstellung gesicherter Leistung. Es wird angenommen, dass entsprechende Anreize zu einem Weiterbetrieb oder einer Betriebswiederaufnahme der heutigen Bestandsanlagen bestehen werden. Zudem werden alle bekannten in Bau oder in Planung befindlichen Anlagen berücksichtigt.

Abbildung 31: Entwicklung der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten



Quelle: Veröffentlichung Zu- und Rückbau BNetzA, Auswertung MaStR, Kraftwerksstrategie BMKW, Übertragungsnetzbetreiber

5.4.2 Batteriespeicher

Mit dem zunehmenden Anteil an fluktuierender Erzeugung im Stromsystem erhöht sich der Bedarf an Flexibilität für eine optimale Integration der erneuerbaren Energien. Aktuell sind eine Kostendegression der Batterie-Speichersysteme sowie die Weiterentwicklung neuer Speicherarten zu beobachten. Die genannten Aspekte dürften dafür sorgen, dass Batteriespeicher in Zukunft weiter an Relevanz gewinnen werden. Dies zeigt sich bei den Netzbetreibern konkret in zahlreichen Netzanschlussanträgen. Im Rahmen der Marktabfrage wurden im Frühjahr 2024 viele Planungen zu neuen Großbatteriespeichern an die ÜNB gemeldet.

Großbatteriespeicher

Die Datengrundlage für die Berücksichtigung von Großbatteriespeichern ergibt sich aus der konsolidierten Liste der neuen Stromgroßverbraucher (s. Abschnitt 3.2). Großbatteriespeicher mit dem konsolidierten Status „Idee und Vorplanung“ sollen in den Szenarien nicht berücksichtigt werden. In allen Szenarien vollumfänglich abgebildet werden sollen dagegen Großbatteriespeicher, die mindestens einen fortgeschrittenen Projektstatus aufweisen. Darüber hinaus empfehlen die ÜNB, alle weiteren Batteriespeicherprojekte mit dem Status „Planung“ in den Szenarien B und C vollständig und in Szenario A anteilig zur angesetzten Gesamtleistung zu berücksichtigen. Die sich ergebenden Leistungen für Großbatteriespeicherprojekte können Tabelle 29 entnommen werden.

Ein Großteil der gemeldeten Großbatteriespeicher ist mit einem Verhältnis von Speicherkapazität (Energie) zu Leistung von zwei Stunden geplant und soll bereits bis zum Jahr 2028 in Betrieb gehen. Durch die Erwartung von sinkenden Kosten für Batteriespeicherkapazität und marktgetriebenen Bedarf an Flexibilität wird angenommen, dass die Leistung ab 2037 nur geringfügig ansteigt, während Speicherkapazitäten der Großbatterien weiter ausgebaut werden. Das durchschnittliche Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung steigert sich bei Großbatteriespeichern bis 2045 auf vier Stunden und orientiert sich damit an den Annahmen aus dem TYNDP 2024. Für die räumliche Verteilung der Großbatteriespeicher wird die Annahme getroffen, dass diese verstärkt in der Nähe von Freiflächen-PV-Anlagen errichtet werden. Bestandsanlagen und die gemeldeten Projekte werden wie oben beschrieben in allen Szenarien standortscharf berücksichtigt.

Den Annahmen zur Leistungs- und Kapazitätsentwicklung liegen derzeit neben den vorliegenden Anschlussanfragen und der Marktabfrage keine vertiefenden Analysen der ÜNB zugrunde. Grundsätzlich ist die weitere Entwicklung des Zubaus an Großbatteriespeichern aus heutiger Perspektive mit Unsicherheiten behaftet. Neben der Entwicklung der Kosten ist diese auch von der Verfügbarkeit anderer Flexibilitäten abhängig. Hinzu kommt, dass mit einer zunehmenden Anzahl von Großbatteriespeicher Kannibalisierungseffekte auftreten, die die Wirtschaftlichkeit verringern und einen weiteren Zubau unattraktiv machen können. Die BMWK-Langfristszenarien gehen davon aus, dass der Bedarf an Großbatteriespeichern aus Gesamtsystem Sicht begrenzt ist und ein Zubau erst bei deutlich reduzierten Kosten relevant wird. Nicht im Fokus der Analyse der BMWK-Langfristszenarien ist, dass Großbatteriespeicher auch Systemdienstleistungen bereitstellen und zum Ausgleich von Prognosefehlern genutzt werden können. Es wird darauf hingewiesen, dass im Rahmen der BMWK-Langfristszenarien zusätzlich die Verfügbarkeit weiterer Flexibilitäten, insbesondere Interkonnektoren (s. Abschnitt 6.2), unterstellt wird, die in diesem Szenariorahmen weniger ausgeprägt sind. Diskussionen im Rahmen der SES haben demnach gezeigt, dass höhere Leistungen als in den BMWK-Langfristszenarien erwartet werden. Gerne nehmen die ÜNB Hinweise aus der Konsultation auf, die die Entwicklung von Großbatteriespeichern und die Berücksichtigung der entsprechenden Projektmeldungen im NEP Strom betreffen.

Kleinbatteriespeicher

Kleinbatteriespeicher grenzen sich in diesem Szenariorahmen insofern von Großbatteriespeichern ab, als dass sie in der Regel verbrauchsnahe in privaten Haushalten oder im GHD-Sektor errichtet werden und eine bestimmte Größenklasse (1 MW) nicht überschreiten. Sie sind heute schon weiter verbreitet als Großbatteriespeicher, da sie aktuell vorrangig zur Eigenverbrauchsoptimierung eingesetzt werden und in Kombination mit PV-Aufdachanlagen wirtschaftliche Anreize bieten.

Ausgehend vom Bestand wird ein weiterer Zubau der Kleinbatteriespeicher unterstellt. Deren Zubau und räumliche Verteilung orientieren sich ausschließlich an der Installation neuer PV-Aufdachanlagen. Bis zum Jahr 2037 werden PV-Aufdachanlagen mit Batteriespeichern zugebaut, welche zur Speicherung der Energie von etwa einer Stunde der Spitzenerzeugung der PV-Anlage in der Lage wären (1 kWh/kWp)⁶⁷. Anschließend wird bis 2045 deutlich mehr Speicherkapazität zugebaut, sodass das Verhältnis auf 1,3 kWh/kWp in den Szenarien A und B ansteigt. In Szenario C 2045 werden hingegen mehr PV-Aufdachanlagen als Kleinbatteriespeicher zugebaut, wodurch das Verhältnis unter 1 kWh/kWp fällt.

Es wird angenommen, dass das durchschnittliche Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung bei Kleinbatteriespeicher 2,5 kWh/kW beträgt. Die Kleinbatteriespeicher können bei maximaler Leistung also für maximal zweieinhalb Stunden Energie ein- bzw. ausspeichern, bis sie vollständig geladen bzw. entladen sind. Gerne können in der Konsultation zum Szenariorahmen Hinweise zu diesen Annahmen eingebracht werden.

Einsatzweise

Für Großbatteriespeicher sehen die ÜNB ausschließlich eine strommarktorientierte Betriebsweise vor. Ein solches Einsatzverhalten führt zu einer verbesserten Integration erneuerbarer Energien und erscheint vor diesem Hintergrund systemdienlich. Es kann jedoch in Abhängigkeit der Regionalisierung und der Wetterbedingungen auch zu einer höheren Belastung der Stromnetze führen. Die Einsatzweise der Kleinbatteriespeicher wird in den Szenarien entweder eigenverbrauchsminimierend oder verstärkt marktorientiert ausgerichtet angenommen. Weitere Erläuterungen dazu finden sich in Abschnitt 3.6.1.

Gerne können Hinweise zur zukünftigen Betriebsweise von Batteriespeichern in die Konsultation des Szenariorahmenentwurfs eingebracht werden.

⁶⁷ Rechenbeispiel: Bei einem durchschnittlichen Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung (E/P) des Speichers von 2,5 kWh/kW bedarf es 0,4 kW Speicherleistung pro 1,0 kWp PV-Leistung, um ein Verhältnis von 1 kWh/kWp zu erreichen.

Tabelle 29: Batteriespeicherleistung je Szenario

Batteriespeicherleistung [GW]	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Kleinbatteriespeicher	40	55	60	52	70	75
Großbatteriespeicher	18	32	36	21	36	44
davon Zubau nach Projektmeldungen	18	30	30	21	30	30
davon Zubau nach Regionalisierung	0	2	6	0	6	14
Summe	58	87	96	73	106	119

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 30: Batteriespeicherkapazität je Szenario⁶⁸

Batteriespeicherkapazität [GWh]	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Kleinbatteriespeicher	99	138	149	131	175	188
Großbatteriespeicher	36	64	72	84	143	175
davon Zubau nach Projektmeldungen	36	59	59	84	119	119
davon Zubau nach Regionalisierung	0	5	13	0	24	56
Summe	135	202	221	214	318	363

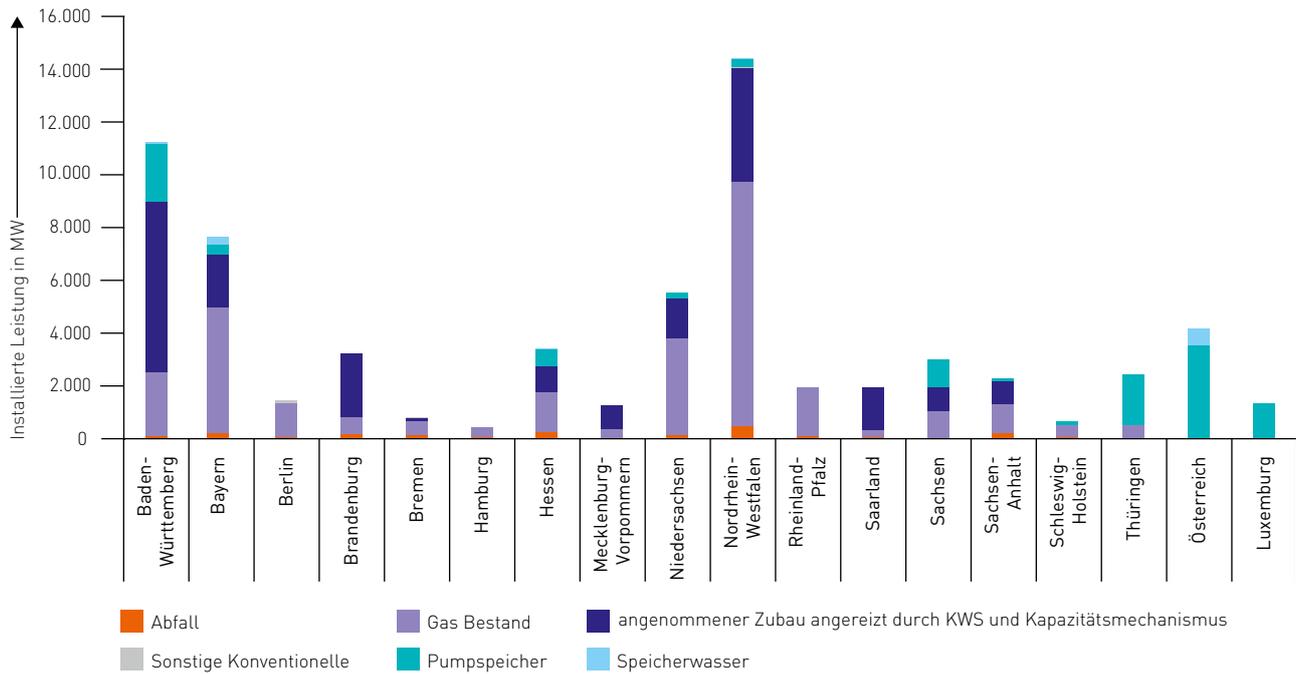
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.5 Bundeslandaufteilung

Die folgenden Abbildungen stellen die bundeslandspezifische Verteilung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten und Speicher je Szenario dar. KWK-fähige Kleinkraftwerke < 10 MW sind darin nicht berücksichtigt.

⁶⁸ Abweichungen im Verhältnis Batteriespeicherleistung zu Batteriespeicherkapazität können aufgrund von Rundungsabweichungen entstehen.

Abbildung 32: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten je Bundesland in A/B/C 2037/2045



Quelle: Veröffentlichung Zu- und Rückbau BNetzA, Auswertung MaStR, Kraftwerksstrategie BMKW, Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 31: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten je Bundesland in A/B/C 2037/2045

Installierte Leistung [MW]	Abfall	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas/Wasserstoff gesamt	Zubau*	Kernenergie	Mineralölprodukte	Sonstige	Pumpspeicher	Speicherwasser	Summe
Baden-Württemberg	106	0	0	8.865	6.476	0	0	0	2.180	40	11.191
Bayern	213	0	0	6.731	1.999	0	0	0	406	282	7.632
Berlin	36	0	0	1.294	0	0	0	76	0	0	1.406
Brandenburg	167	0	0	3.048	2.405	0	0	0	0	0	3.215
Bremen	111	0	0	641	78	0	0	18	0	0	770
Hamburg	53	0	0	352	0	0	0	0	0	0	405
Hessen	245	0	0	2.493	1.004	0	0	0	625	20	3.383
Mecklenburg-Vorpommern	19	0	0	1.210	878	0	0	0	0	0	1.229
Niedersachsen	123	0	0	5.193	1.522	0	0	0	200	0	5.516
Nordrhein-Westfalen	464	0	0	13.568	4.308	0	0	16	300	28	14.376
Rheinland-Pfalz	79	0	0	1.843	0	0	0	0	0	0	1.922
Saarland	28	0	0	1.890	1.611	0	0	0	0	0	1.918
Sachsen	16	0	0	1.906	870	0	0	0	1.045	0	2.967
Sachsen-Anhalt	187	0	0	1.972	848	0	0	0	80	0	2.239
Schleswig-Holstein	44	0	0	442	0	0	0	0	119	0	605
Thüringen	12	0	0	499	0	0	0	0	1.911	0	2.422
Österreich	0	0	0	0	0	0	0	0	3.519	639	4.158
Luxemburg	0	0	0	0	0	0	0	0	1.294	0	1.294
Summe	1.903	0	0	51.947	21.999	0	0	110	11.679	1.009	66.648

* in „Erdgas/Wasserstoff gesamt“ enthaltener Zubau durch Kraftwerksstrategie und Kapazitätsmechanismus

Quelle: Veröffentlichung Zu- und Rückbau BNetzA, Auswertung MaStR, Kraftwerksstrategie BMKW, Übertragungsnetzbetreiber

5.6 Betrachtung der Versorgungssicherheit

Mit dem geplanten Ausstieg aus der Kohleverstromung wird einer der Grundpfeiler der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland vollständig abgelöst. Im Zuge dieser Transformation ergeben sich große Herausforderungen bei der Wahrung der Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa. Der Gesetzgeber schreibt dazu in § 51 EnWG ein fortlaufendes Monitoring der Versorgungssicherheit in Deutschland durch die Bundesnetzagentur vor. Auf europäischer Ebene wird das Versorgungssicherheitsniveau regelmäßig von ENTSO-E unter anderem im Rahmen von Seasonal Outlooks⁶⁹ und dem European Resources Adequacy Assessment⁷⁰ (ERAA) untersucht. Der ERAA23 wurde im Dezember 2023 in erster Fassung veröffentlicht, basierend auf der im Clean Energy Package festgehaltenen Methodik, und ist im Mai 2024 von ACER⁷¹ bestätigt worden.

Die Ergebnisse dieser gesetzlichen Versorgungssicherheitsstudien sind bei der Annahme zum Zubau von wasserstofffähigen Gaskraftwerken berücksichtigt worden. Die Bewertung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit ist aber ausdrücklich nicht Untersuchungsgegenstand des NEP oder des Szenariorahmens. Es wird daher keine Analyse vorgenommen, welche Höhe an regelbarer Kraftwerksleistung oder welches Maß an Flexibilität von Stromverbrauchern oder Speichern langfristig zur Wahrung der Versorgungssicherheit in den betrachteten Stützjahren notwendig bzw. kostenoptimal ist. Die Einhaltung eines Versorgungssicherheitsstandards soll zukünftig der geplante Kapazitätsmechanismus gewährleisten.

Es kann in den vorliegenden Szenarien nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden, dass es in bestimmten Situationen in einem Marktgebiet zu einer Unterdeckung der Stromnachfrage kommt. Aus diesem Grund wird vorgeschlagen, wie im NEP 2037/2045 (2023) lastnahe Reserven anzunehmen, welche modellseitig Unterdeckungen vermeiden. Durch die lastnahe Verortung wird die Generierung eines zusätzlichen Netzausbaubedarfs vermieden. Die lastnahen Reserven werden dabei so parametrisiert, dass sie erst nach den explizit verorteten Kraftwerken und auch erst nach anderen Flexibilitäten (z. B. DSM) eingesetzt werden.

Damit es im Rahmen der Marktsimulationen nicht zu Verzerrungen in den Handelsbilanzen aufgrund unterschiedlicher Kriterien zur Dimensionierung der Reserven im In- und Ausland kommt, werden die beschriebenen lastnahen Reserven in jedem der betrachteten europäischen Länder angenommen. Die Maßstäbe für die Modellierung von Reserven sollen dafür in Deutschland und im Ausland vergleichbar sein – sowohl für die Bemessung der Kapazitäten als auch für die Grenzkosten der Erzeugung. Im Rahmen der CO₂-Bilanzierung werden für die lastnahen Reserven die Eigenschaften einer Gasturbine angenommen, weshalb die gleichen spezifischen Emissionen wie bei Gas-Marktkraftwerken entstehen.

69 ENTSO-E (2023) „ENTSO-E Winter Outlook 2023-2024“ <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

70 ENTSO-E (2023): „European Resource Adequacy Assessment - 2023 Edition“, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

71 The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

5.7 Technologien zur Emissionsreduzierung

Im Stromsektor fallen im Jahr 2045 beispielsweise bei der Abfallverbrennung weiterhin unvermeidbare Emissionen an. Um Treibhausgasneutralität zu erreichen, müssen diese an anderer Stelle durch „negative“ Emissionen ausgeglichen werden.

Eine Variante zur Emissionsreduzierung ist der Einsatz von „Carbon Capture and Storage“ (CCS) oder „Carbon Capture and Usage“ (CCU). Die Bundesregierung sieht deren Verwendung zum Erreichen von Klimaneutralität als notwendige Ergänzung zum Ausgleich von unvermeidbaren Restemissionen an. Die Eckpunkte der Carbon Management Strategie (CMS) zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes wurden am 29.05.2024 im Bundeskabinett beschlossen. Anwendungen von CCS/CCU im Zusammenhang mit gasförmigen Energieträgern, Biomasse oder Abfall sind nach der CMS möglich und förderfähig. Von der Förderung ausgeschlossen werden hingegen CCS/CCU-Anwendungen für fossil betriebene Kraftwerke. Im Szenariorahmen wird davon ausgegangen, dass das CCU/CCS-Verfahren vorzugsweise im Industriesektor zum Zuge kommt und keinen signifikanten Einfluss auf den Stromverbrauch haben. Für gasbetriebene Kraftwerke wird bis 2045 eine Umstellung auf Wasserstoff und somit kein Einsatz von Technologien zur Emissionsreduzierung angenommen. Neben CCS/CCU und natürlichen Senken kann CO₂ auch mittels „Direct Air Capture“ (DAC) aus der Umgebungsluft abgeschieden werden. Das dabei entnommene CO₂ kann anschließend gespeichert oder wiederverwendet werden, äquivalent zum Vorgehen bei CCS/CCU.

Aufgrund uneindeutiger Studienlage und großer Unsicherheiten in Bezug auf die zukünftige Durchdringung, die Standorte und das Einsatzverhalten dieser Technologien, wird auf die Berücksichtigung der technischen Senken und ihre Auswirkungen auf das Stromsystem im Szenariorahmen verzichtet.

- 1 Einführung
- 2 Szenarienbeschreibung
- 3 Stromverbrauch
- 4 Erneuerbare Energien
- 5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
- 6 **Europäischer Rahmen**
- 7 Brennstoff- und CO₂-Preise



6 Europäischer Rahmen

Das 2021 verabschiedete Europäische Klimagesetz (European Climate Law)⁷² überführte die Ziele des Europäischen Green Deal in europäisches Recht. Alle Mitgliedsstaaten sollen bis spätestens 2050 Treibhausgasneutralität erreichen und mittelfristig die EU-weiten Treibhausgasemissionen bis 2030 um 55 % gegenüber 1990 reduzieren. Zusätzlich zu den Klimaschutzziele gibt es ein im November 2023 überarbeitetes Ziel, das festlegt, dass der Anteil an erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in allen Mitgliedsstaaten bis 2030 mindestens 42,5 % betragen soll.⁷³ Wobei Mitgliedsstaaten ermutigt werden, 45 % anzustreben. Eine zunehmende Stärkung des europäischen Strombinnenmarktes erleichtert dabei die Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien.

Das Stromversorgungssystem in Europa ist schon heute durch bestehende Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern des ENTSO-E Netzverbundes eng miteinander verknüpft. Hierdurch wird ein Stromhandel zwischen verschiedenen Marktgebieten ermöglicht. Durch einen integrierten Strombinnenmarkt soll innerhalb der Europäischen Union der Wettbewerb gestärkt werden, um so für alle Verbrauchende den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. Darüber hinaus können durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund entfernt liegende Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speichern, erschlossen werden. Zukünftig sollen die Übertragungskapazitäten, die dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stehen, daher deutlich ansteigen. Das EU-Legislativpaket „Clean Energy for all Europeans“⁷⁴ sieht unter anderem vor, dass spätestens ab dem 31.12.2025 mindestens 70 % der Leitungskapazität zwischen den europäischen Marktgebieten für den europäischen Handel genutzt werden kann. Als weitere Maßnahme zur verbesserten Systemintegration von erneuerbaren Energien und zur Stärkung des europäischen Strombinnenmarktes wurde bis 2030 ein Stromverbundziel⁷⁵ von 15 % festgelegt. Das bedeutet, dass die grenzüberschreitende Übertragungskapazität je Marktgebiet mindestens 15 % der inländisch installierten Stromerzeugungskapazitäten entsprechen soll.

Die Handelsaktivitäten zwischen den verschiedenen Marktgebieten beeinflussen die Übertragungsaufgabe des europäischen Verbundnetzes und stehen in Wechselwirkung mit der Stromerzeugung und dem Stromverbrauch in den einzelnen Marktgebieten. Aus diesem Grund spielen die dem Strombinnenmarkt zur Verfügung gestellten Austauschkapazitäten eine wichtige Rolle in der Netzausbauplanung. Deutschland hat hierbei eine zentrale Lage in Europa und zahlreiche Verbindungen zu den benachbarten Marktgebieten. Deshalb hängt der zukünftige Stromverbrauch sowie der Einsatz von Stromerzeugungsanlagen und damit auch die Transportaufgabe für das deutsche Übertragungsnetz insbesondere von den Entwicklungen im europäischen Ausland ab. Für die Dimensionierung eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes muss dies berücksichtigt werden, denn Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Stromflüsse zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten können einen Einfluss auf den innerdeutschen Netzausbaubedarf haben.

Demzufolge sind für den NEP, neben den Annahmen für das deutsche Stromsystem, die Entwicklungen der Last und der Erzeugungslandschaft im übrigen Europa relevant und finden Eingang in den Szenariorahmenentwurf. Um die Wechselwirkungen des europäischen Verbundnetzes zu berücksichtigen, werden in den Marktsimulationen und der Netzberechnung des NEP 2037/2045 (2025) die für die Auslegung des deutschen Stromnetzes relevante Marktgebiete des ENTSO-E Netzverbundes mit einbezogen. Dazu werden neben den Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in den jeweiligen europäischen Marktgebieten auch Annahmen zu den zukünftigen Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten getroffen.

6.1 Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext

Auf europäischer Ebene stellt der Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E das Pendant zum deutschen NEP dar. Deshalb ist der TYNDP für die Einbettung der nationalen Szenarien in den europäischen Kontext geeignet.

⁷² Europäische Kommission (2021): „European Climate Law“, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-climate-law_en (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

⁷³ Europäische Kommission (2023): „Renewable energy targets“, https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

⁷⁴ Europäische Kommission (2019): „Clean energy for all Europeans package“, https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

⁷⁵ Europäische Kommission (2017): „Electricity interconnection targets“, https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Für die Erstellung der europäischen Eingangsdaten für den NEP 2037/2045 (2025) kann dabei auf die Szenariodaten des TYNDP 2024 zurückgegriffen werden. Die Informationen über die Szenarien des TYNDP 2024 finden sich im „Scenarios Storyline Report“⁷⁶, der im Juli 2023 veröffentlicht wurde. Im Mai 2024 wurde zudem der „Draft Scenario Report“ des TYNDP 2024⁷⁷ von ENTSO-E veröffentlicht, der weitere Informationen über die Storylines, die Umsetzung und die konkreten Zahlen zu den Szenarien enthält. Im Folgenden wird kurz auf die einzelnen Szenarien und die angestrebte Nutzung im NEP 2037/2045 (2025) eingegangen. Details zu den Szenarien und deren Mantelzahlen können dem Bericht von ENTSO-E entnommen werden.

Der TYNDP 2024 bildet, wie bereits der TYNDP 2022, die Entwicklung des zukünftigen europäischen Energiesystems anhand von drei Szenarien ab. Das Szenario „National Trends +“ (NT+) spiegelt die Erwartungshaltung der europäischen Staaten in Bezug auf ihre nationalen energiepolitischen Entwicklungen wider und ist mit Fokus auf die Stützjahre 2030 und 2040 erstellt worden. Die beiden Szenarien „Global Ambition“ (GA) und „Distributed Energy“ (DE) zeigen ausgehend von NT+ für 2030 abweichende Entwicklungspfade für die Stützjahre 2040 und 2050. Im Folgenden wird das Szenario-design des TYNDP 2024 kurz beschrieben.

National Trends +

Das Szenario NT+ spiegelt die aktuellen energiepolitischen Entwicklungen und Ziele in den einzelnen europäischen Staaten wider. Es basiert ausschließlich auf einer Datenmeldung der für das Übertragungsnetz beziehungsweise Fernleitungsnetz zuständigen europäischen Strom- und Gasnetzbetreiber. Die nationalen Energie- und Klimapläne (National Energy and Climate Plans – NECPs)⁷⁸ sind dabei explizit berücksichtigt. In diesen übersetzen die Mitgliedsstaaten der EU die europaweiten Energie- und Klimaschutzziele auf nationale Ziele für den Zeitraum 2021 bis 2030. Das „2030 Climate & Energy Framework“⁷⁹ der EU ist damit in den NT+ Szenarien abgebildet. Im Vergleich zum Szenario „National Trends“ (NT) früherer TYNDPs betrachtet das neue Szenario NT+ nicht nur die Energieträger Gas und Strom, sondern das gesamte Energiesystem und stellt methodisch die Erreichung der EU-Energie- und Klimaschutzziele sicher.

Die beiden anderen Szenarien GA und DE nehmen das Szenario NT+ für 2030 als Ausgangspunkt und schreiben darauf basierend zwei verschiedene Entwicklungspfade des europäischen Energiesystems fort. Dabei stellen diese Entwicklungspfade die Einhaltung der europäischen Energie- und Klimaschutzziele sicher, setzen aber gleichzeitig den Fokus auf unterschiedliche gesellschaftliche Entwicklungen und Technologien. Methodisch basieren beide Szenarien auf einem Investitionsmodell, das unter Berücksichtigung technologiespezifischer Ausbaupotenziale ein kostenoptimales Energieangebot zur Deckung der gesamteuropäischen Nachfrage ausweist.

Global Ambition

Das Szenario GA basiert auf einer global stark vernetzten Wirtschaft und setzt verstärkt Anreize zur Gestaltung der Energiewende auf internationaler und europäischer Ebene. Die Erzeugung von Strom ist durch groß skalierbare EE-Anlagen geprägt und sieht auch eine verstärkte Nutzung von Kernenergie vor. Diese wird durch eine Verlängerung der Lebensdauer sowie den Neubau von Kernkraftwerken in einzelnen Ländern erreicht. Eine kohlenstoffarme Energieversorgung wird darüber hinaus durch einen großen Anteil an Importen sowie die Nutzung des „Carbon Capture and Storage“ (CCS) Verfahrens sichergestellt. Das Szenario nimmt im Vergleich zu Szenario DE einen geringeren Grad der direkten Elektrifizierung an. Insbesondere im Verkehrs- und Wärmesektor resultiert daraus die Nutzung eines breiteren Spektrums an Technologien und Energieträgern. Der damit einhergehende geringere Stromverbrauch wird durch die Erzeugung von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen teilweise wieder ausgeglichen. Im Vergleich zu Szenario DE unterstützen mehr steuerbare Erzeugungskapazitäten die Versorgungssicherheit des Systems, wodurch weniger Bedarf an lastseitiger Flexibilität vorhanden ist.

76 ENTSO-E (2023): „TYNDP 2024 Scenario Storyline Report - Version July 2023“, https://2024.entsoe-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2023/07/ENTSOs_TYNDP_2024_Scenarios_Storyline_Report_2023-07.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

77 ENTSO-E (2024): „TYNDP 2024 Draft Scenario Report - Version May 2024“, <https://2024.entsoe-tyndp-scenarios.eu/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

78 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2020): „Nationaler Energie- und Klimaplan (NECP)“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

79 Europäische Kommission (2020): „2030 climate targets“, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-targets_en (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Distributed Energy

Im Szenario DE liegt der Fokus auf dem Einsatz von dezentralen Technologien. Ziel ist es, im Gegensatz zu Szenario GA, eine stärkere Autonomie Europas und somit eine geringe Abhängigkeit vom globalen Handel zu erreichen. Dies gilt besonders für den Import von Energie und strategisch wichtigen Gütern. Die Umsetzung erfolgt durch einen starken Ausbau der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien, der durch lokale Initiativen von Gemeinden und Kommunen angetrieben wird. Daher wird ein Fokus auf Photovoltaik im Zusammenspiel mit Kleinbatteriespeichern und auf die Stromerzeugung zum Eigenverbrauch („Prosumer“) gelegt. Es erfolgt eine starke Transformation hin zu strombasierten Technologien wie Wärmepumpen und batteriebetriebenen Fahrzeugen. Dabei ist die Digitalisierung der Treiber für ein energiebewusstes Konsumierendenverhalten. Dies ermöglicht gemeinsam mit einem Ausbau der Kreislaufwirtschaft Einsparungen im Energieverbrauch. Zur Integration der hohen Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien ergibt sich ein erhöhter Flexibilitätsbedarf. Dieser wird durch Batteriespeicher, Demand Side Management sowie durch eine stärkere Vernetzung und Kopplung des Strom- und Gassektors gedeckt. Die Abschaltung von Kernkraftwerken geht einher mit einer geringen Neubaurate, wodurch der Beitrag der Kernenergie zur Stromerzeugung nennenswert abnimmt. Ein geringfügiger Einsatz von CCS wird berücksichtigt.

Für die Abbildung des europäischen Auslands im NEP 2037/2045 (2025) empfehlen die ÜNB, das TYNDP-Szenario NT+ in allen Szenarien zugrunde zu legen. Dieses Szenario bildet aus Sicht der ÜNB einen passenden Rahmen, um die für Deutschland angenommenen Entwicklungspfade mit der Entwicklung des europäischen Auslands zu harmonisieren. Das Szenario NT+ erhebt den Anspruch, die energiepolitischen Entwicklungen und Ziele der europäischen Länder in geeigneter Form abzubilden und dabei die Erfüllung der gesamteuropäischen Energie- und Klimaschutzziele sicherzustellen. Damit würde die im Rahmen der Konsultation zum ersten Entwurf des NEP 2037/2045 (2023) teilweise geäußerte Kritik an der Verwendung des DE-Szenarios aufgegriffen. Ein Szenario wie DE oder GA, das auf einer gesamtheitlichen Investitionsoptimierung basiert, kann dazu führen, dass getroffene Ausbauentscheidungen zwar europaweit kostenoptimal sind, aber für die einzelnen Länder politisch und gesellschaftlich weniger den zu erwartenden Entwicklungen entsprechen. Diese Abweichungen können sich unterschiedlich stark in den Handelsflüssen von und nach Deutschland und ebenso in den Leistungsflüssen innerhalb Deutschlands bemerkbar machen, je nachdem wie stark die jeweiligen Länder mit Deutschland vernetzt sind. Daher ist aus Sicht der ÜNB die Verwendung des NT+ Szenarios zu bevorzugen, um sicherzustellen, dass die Auslegung des deutschen Stromsystems basierend auf den individuell angestrebten nationalen Entwicklungspfaden der jeweiligen europäischen Länder erfolgt. Durch die Verwendung eines einheitlichen Szenarios für das europäische Ausland sind zudem die Auswirkungen der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland zwischen den Szenarien deutlicher zu erkennen.

Zur Abbildung des Jahres 2037 im NEP 2037/2045 (2025) sollen die Kennzahlen des TYNDP 2024 der Stützjahre 2030 und 2040 linear interpoliert werden. Da es für 2045 kein offizielles NT+ Szenario gibt, wird für 2045 auf die Datenmeldung der europäischen TSOs zurückgegriffen, die im Kontext der Erstellung des NT+ Szenarios erhoben wurde. Teile dieser Daten werden von ENTSO-E zur Ausarbeitung der DE- und GA-Szenarien herangezogen.



6.2 Handelskapazitäten

Um den europäischen Stromhandel abzubilden, bedarf es sowohl der Kenntnisse der elektrischen Verbindungen im europäischen Verbundsystem zwischen Marktgebieten (Interkonnektoren) als auch der Festlegung einer Methode zur Bestimmung der verfügbaren Austauschkapazität für den Handel.

Methode zur Ermittlung von Austauschkapazitäten

Grundsätzlich wird empfohlen, im NEP 2037/2045 (2025) sowohl das Flow-Based-Verfahren (Flow-Based Market Coupling – FBMC) als auch das NTC-Verfahren (Net Transfer Capacities) anzuwenden. Für die sachgerechte Anwendung von Flow-Based Market Coupling ist eine detaillierte Kenntnis über die Topologie des zukünftigen europäischen Stromnetzes zwingend notwendig. Daher schlagen die ÜNB vor, das Flow-Based-Verfahren ausschließlich für das Stützjahr 2037 anzuwenden. Für das Betrachtungsjahr 2045, das auf nationaler wie europäischer Ebene mit großen Unsicherheiten behaftet ist, sowie für Verbindungen zwischen Marktgebieten außerhalb der Flow-Based-Region, soll das NTC-Verfahren genutzt werden.

Beim NTC-Verfahren wird richtungsbezogen eine handelbare Stromleistung zwischen zwei Marktgebieten bestimmt und in der Regel im Rahmen der Modellierung auf einen konstanten Wert begrenzt. In der auf den Szenariorahmen folgenden Strommarktsimulationen darf die durch den NTC jeweils vorgegebene Austauschkapazität dann zu keinem Zeitpunkt überschritten werden. Die Berechnung von NTC-Werten basiert auf etablierten Verfahren, bei der die maximale Übertragungsaufgabe zwischen zwei Marktgebieten unter Einhaltung eines Netzsicherheitsstandards untersucht wird.

FBMC kommt heute bereits innerhalb der gesamten Core-Region⁸⁰ zum Einsatz. An den restlichen Grenzen der Region Continental Europe (ehemals UCTE) wird zunächst weiterhin das NTC-Verfahren genutzt. Der wesentliche Unterschied von FBMC zur Verwendung von NTCs besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sogenannten kritischen Zweigen (Critical Network Elements – CNEs) vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden Netzbetriebsmittel definiert, die durch den Handel besonders stark beeinflusst werden. Die aus dem Stromhandel resultierenden Leistungsflüsse dürfen auf kritischen Zweigen die zur Verfügung stehenden Kapazitätswerte (Remaining Available Margin – RAM) nicht übersteigen. Bei der Bestimmung der RAM wird berücksichtigt, dass spätestens ab 31.12.2025 je Leitung 70% der Übertragungskapazität dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden muss. Im Sinne eines bedarfsgerechten Netzausbaus werden im NEP 2037/2045 (2025) als kritische Zweige keine Leitungen innerhalb der Marktgebiete, sondern ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) berücksichtigt.

Zusätzlich zur RAM der kritischen Zweige muss die Auswirkung des handelsseitigen Austauschs von Strom zwischen Marktgebieten auf die betrachteten kritischen Zweige berücksichtigt werden. Dieser Zusammenhang wird durch die sogenannten zonalen Power-Transfer-Distribution-Factors (zonale PTDF) beschrieben. Beträgt bspw. die Differenz der zonalen PTDF-Werte zweier Marktgebiete in betrachteter Handelsrichtung 0,3, so bedeutet dies, dass ein Austausch von 100 MW zwischen diesen Marktgebieten zu einem zusätzlichen Leistungsfluss von 30 MW auf dem betrachteten kritischen Zweig führt.

Zur Bestimmung der zonalen PTDFs werden zwei Eingangsgrößen benötigt: die nodalen PTDFs und die Generation Shift Keys (GSKs). Die nodalen PTDFs geben an, wie sich der Leistungsfluss auf einem kritischen Zweig aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen ändert. Die GSKs stellen eine lineare Abschätzung dar, wie sich der Kraftwerkeinsatz und damit die knotenscharfen Netzeinspeisungen im jeweiligen Marktgebiet infolge einer Änderung der Handelsbilanz ändern. Die GSK können grundsätzlich davon abhängen, welche Stromerzeuger in der jeweiligen Situation ins Netz einspeisen. Für den NEP wird angenommen, dass die GSK konstant und unabhängig von Technologien sind. Zusätzlich werden bei der Erstellung der GSKs die Verfügbarkeiten der Kraftwerke berücksichtigt. Die nodalen PTDFs hingegen werden im Wesentlichen durch die Netztopologie und Leitungswiderstände beeinflusst. Damit werden sie insbesondere durch neue Interkonnektoren und durch internen Netzausbau (s. Tabelle 32) beeinflusst.

⁸⁰ Core-Region: Belgien, Frankreich, Kroatien, Luxemburg/Deutschland, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn.

Um sicherzustellen, dass das (n-1)-Kriterium⁸¹ erfüllt ist, werden für jeden kritischen Zweig (CNE) die jeweils kritischsten Ausfälle (Contingency) ausgewählt. Die Kombination aus kritischem Zweig und kritischem Ausfall wird als Critical Network Element and Contingency (CNEC) bezeichnet. Die resultierende Flow-Based-Domain besteht aus mehreren CNECs mit den dazugehörigen zonalen PTDFs und RAM-Werten. Demzufolge enthalten die Flow-Based-Domains für jede Stunde die Information, wie sich der grenzüberschreitende Stromhandel auf einzelnen CNECs auswirkt (zonale PTDFs) und wie viel Kapazität (RAM) auf diesen zur Verfügung steht. Anders gesagt: Die Flow-Based-Domains beschreiben in Form von linearen Restriktionen die Gesamtheit aller theoretisch möglichen grenzüberschreitenden Austausche, bei denen die auf den Interkonnektoren zur Verfügung stehende Übertragungskapazität in kritischen Ausfallsituationen nicht überschritten wird. Es erfolgt keine Zuweisung von Handelskapazitäten zu einzelnen Marktgebietsgrenzen. Im Unterschied zum NTC-Verfahren wird im Markt in Abhängigkeit zur jeweiligen Stromangebots- und Nachfragesituation entschieden, wie die zur Verfügung stehende Kapazität der Leitungen koordiniert für den Handel zwischen den verschiedenen Marktgebieten genutzt werden soll.

Berücksichtigung von Interkonnektoren

Sowohl die FBMC- als auch die NTC-Modellierung setzt die genaue Kenntnis der zwischen zwei Marktgebieten bestehenden Interkonnektoren voraus. Im NEP 2037/2045 (2025) sollen für die Verbindungen von und zum deutschen Marktgebiet alle bereits heute in Betrieb oder in Bau befindlichen, alle in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen sowie alle von der BNetzA im NEP 2037/2045 (2023) bestätigten Interkonnektoren einbezogen werden. Bei der Berücksichtigung neuer Interkonnektoren wird eine Konsistenz zum TYNDP 2024 angestrebt. Im Rahmen des TYNDP wird gemeinsam mit allen europäischen ÜNB die grenzüberschreitende Vernetzung im europäischen Verbundsystem stetig weiterentwickelt und durch konkrete Vorhaben hinterlegt. Projekte außerhalb des TYNDP werden nicht angenommen.

In den Szenarien A und B sollen unter Berücksichtigung obiger Auflistung keine zusätzlichen Interkonnektoren von und nach Deutschland angenommen werden. In Szenario C sollen dagegen die in Tabelle 32 aufgeführten Interkonnektoren und hybriden Interkonnektoren mit einer Verbindung nach Deutschland neu aufgenommen werden. Über diesen Ansatz soll der in Szenario C erhöhte Bedarf an Flexibilität adressiert werden. Das europäische Stromsystem wird dadurch befähigt, höhere Spitzen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs aufzunehmen und weiträumig auszugleichen. Gleichzeitig wird über dieses Vorgehen sichergestellt, dass kein Vorhaben gegenüber einem anderen vor- oder nachrangig behandelt wird. Es werden keine Aussagen zur Realisierungswahrscheinlichkeit einzelner Projekte getroffen. Da alle gelisteten Interkonnektoren eine geplante Inbetriebnahme bis Ende 2037 haben, wird für Deutschland keine Unterscheidung zwischen den Zeithorizonten 2037 und 2045 vorgenommen.

In Summe befinden sich die ermittelten NTC-Austauschkapazitäten von und nach Deutschland in den Szenarien A und B bei rund 48 GW und in Szenario C bei rund 65 GW. Damit liegen die Werte in Szenario C zwar über denen des NEP 2037/2025 (2023), jedoch deutlich unter den im Rahmen der BMWK-Langfristszenarien ausgewiesenen Stromaustauschkapazitäten in Höhe von rund 80 GW in T45-Strom*. In allen Szenarien wird das für 2030 formulierte EU-Stromverbundziel in Höhe von 15% der installierten Erzeugungsleistung unterschritten. Die BNetzA gab dazu in ihrer Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2037/2045 (2023) an, dass die vollständige Berücksichtigung dieses Stromverbundziele in der Konsultation negativ bewertet wurde, da dieses Ziel nicht für treibhausgasneutrale Szenarien mit hohen erneuerbaren Erzeugungsleistungen gedacht ist. Generell gilt, dass der Nutzen eines Interkonnektorprojekts höher sein muss als dessen Kosten. Aus diesem Grund empfehlen die ÜNB, die im TYNDP ausgewiesenen Ausbauprojekte als einzige Grundlage für die deutschen Interkonnektorprojekte zu verwenden. Außerdem wird darauf verwiesen, dass die Optimierung der BMWK-Langfristszenarien und sonstiger Energiesystemstudien auf anderen Szenariodaten und unterschiedlichen Modellansätzen basieren. Gleichzeitig nehmen die ÜNB die Erkenntnisse aus diesen Studien gerne auf, um die europäische Vernetzung gemeinsam mit allen europäischen ÜNB weiter und mit Nachdruck voranzutreiben.

81 Das (n-1)-Kriterium besagt, dass die Netzsicherheit bei einem Ausfall eines Betriebsmittels gewährleistet sein muss. Siehe „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes“ für weitere Informationen. Übertragungsnetzbetreiber (2015): „Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 2. Entwurf“, <https://www.netzentwicklungsplan.de/grundsätze-für-die-planung-des-deutschen-uebertragungsnetzes-zu-kapitel-411-0> [Zuletzt abgerufen: 13.06.2024].

Die Bewertung der in Tabelle 32 gelisteten Projekte soll im Rahmen des NEP 2037/2045 (2025) analog zum vorangegangenen NEP anhand einer volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse in Szenario B erfolgen, jedoch unter Anwendung eines PINT-Ansatzes („Put IN one at a time“). Hierbei werden die Interkonnektoren in der Basisrechnung des Szenarios nicht berücksichtigt. Im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse wird anschließend jeweils ein Interkonnektor dem Markt- und Netzmodell hinzugefügt und einer Bewertung unterzogen.

Bei Projekten, die bereits im letzten NEP 2037/2045 (2023) bestätigt wurden, bei denen sich jedoch die Übertragungskapazität des Projekts erhöht hat (z. B. Second Interkonnektor nach Belgien, TYNDP-ID 225), wird die Kosten-Nutzen-Analyse unter Anwendung des T00T-Ansatzes („Take Out One at the Time“) in Szenario B durchgeführt. Hierbei wird die Basisrechnung unter Berücksichtigung des Projekts gerechnet. Im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse wird das Projekt anschließend aus dem Markt- und Netzmodell entfernt und so die Bewertung erstellt.

Tabelle 32: Zusätzlich für den NEP 2037/2045 (2025) berücksichtigte Interkonnektoren auf Basis der Bestätigung des NEP 2037/2045 (2023)

TYNDP-ID	Beschreibung	Von	Nach	Verbindungstyp	Kapazität in MW*	Geplante IBN
1192	Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I	UK	DE	HGÜ	Hybrid	2033
1193	Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase II**	UK	DE	HGÜ	Hybrid	2035
1200	Hybrid Interconnector Norway-Sørvest F Windfarm-Continent	NO	DE	HGÜ	Hybrid	2035
1211	Baltic WindConnector	EE	DE	HGÜ	Hybrid	2037
1213	Offshore Hybrid Interconnector	NL	DE	HGÜ	Hybrid	2035
1214	Hybrid Interconnector	DK	DE	HGÜ	Hybrid	2036
1215	Xlinks	MA	DE	HGÜ	2x1800	2032 bis 2034
1231	Green Aegean	GR	DE	HGÜ	3000	2036

* Die Handelskapazität von hybriden Interkonnektoren ist vom jeweiligen Konzept abhängig und wird in den nachfolgenden Beschreibungen näher erläutert.

** Projekt 1193 stellt keinen expliziten Interkonnektor dar, sondern ist eine Erweiterung von Projekt 1192. Die Bewertung erfolgt daher ausschließlich in Kombination mit Projekt 1192.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

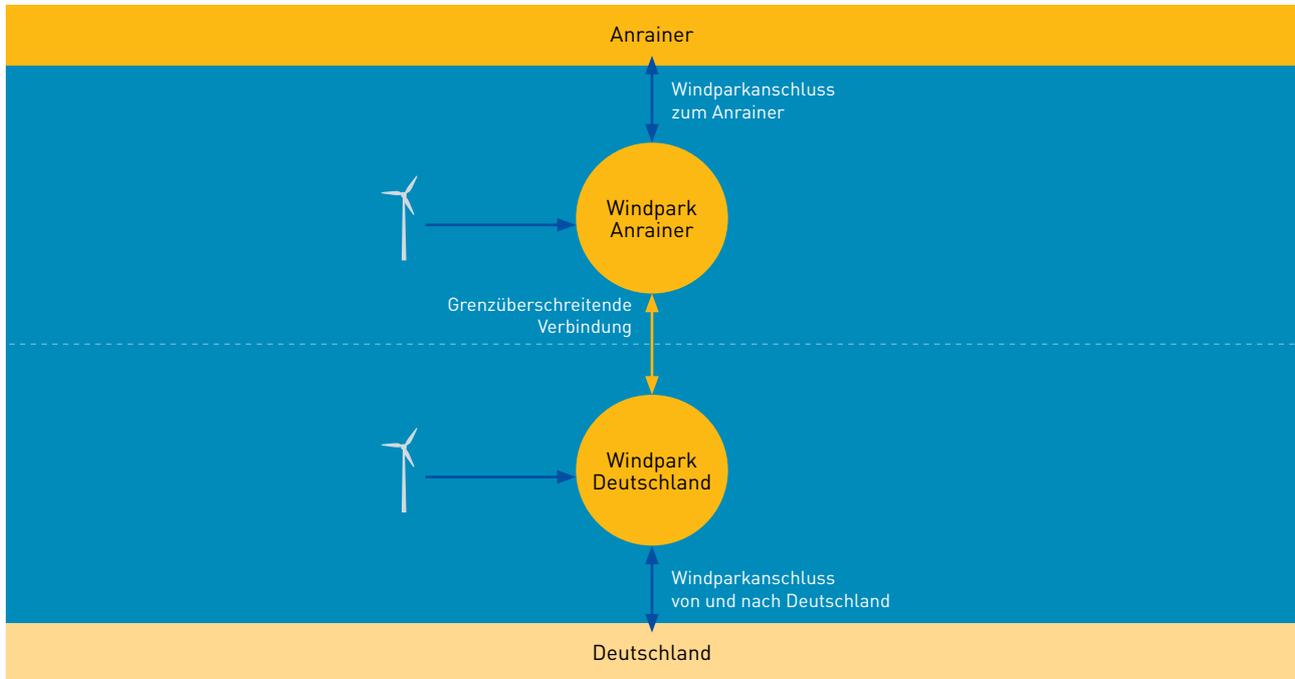
Zur Abbildung der übrigen Handelskapazitäten werden NTCs basierend auf Daten europäischer Studien zugrunde gelegt. Für 2037 werden die NTC-Werte aus dem European Resource Adequacy Assessment (ERAA) berücksichtigt, ergänzt um die Interkonnektoren gemäß TYNDP 2024. Der Entwurf des europäischen Projekt-Portfolio⁸² mit den zu berücksichtigenden Ausbauprojekten des TYNDP 2024 wurde bereits von ENTSO-E veröffentlicht und stellt die Basis dar. Darüber hinaus sollen nach Möglichkeit analog zum NEP 2037/2045 (2023) für 2045 und für nichtdeutsche Grenzen die Ergebnisse der „Identification of System Needs“ Studie (IoSN) des TYNDP 2024 berücksichtigt werden, sofern diese die Handelskapazitäten nach der vorangegangenen Methodik überschreiten. Die Ergebnisse der IoSN-Studie werden Ende 2024 erwartet.

82 ENTSO-E (2024): „Draft TYNDP 2024 Project Portfolio“, <https://tyndp.entsoe.eu/news/176-pan-european-electricity-transmission-projects-and-33-storage-projects-will-be-assessed-in-tyndp-2024> [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

Beschreibung der Konfiguration neuer hybrider Interkonnektoren

Mehrere hybride Interkonnektoren werden aktuell in Machbarkeitsstudien untersucht und bewertet und erfüllen im Kern zwei Funktionen. Erstens, mindestens ein Offshore-Windpark wird integriert und zweitens, der grenzüberschreitende Handel wird ermöglicht. Es ist also die Kombination eines Interkonnektors und Windparkanschlusses.

Abbildung 33: Beispieldarstellung hybrider Interkonnektoren



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abhängigkeit der technischen Entwicklungen und des volkswirtschaftlichen Nutzens sind unterschiedliche Konfigurationen möglich. Anders als in der Beispieldarstellung (s. Abbildung 33) dargestellt, können mehr oder weniger als zwei Windparks in einem hybriden Interkonnektor integriert sein oder weitere grenzüberschreitende Verbindungen enthalten sein.

Hybride Interkonnektoren nutzen häufig bereits geplante Infrastruktur und können damit vor allem den Bedarf neuer Kabelsysteme respektive Kabelkosten senken, da die Distanzen zwischen Windparks auf See geringer sind als zwischen den Küsten der Länder beim Bau eines vergleichbaren reinen Interkonnektors.

Begleitend zum letzten NEP wurde eine Studie⁸³ durchgeführt, um den volkswirtschaftlichen Nutzen hybrider Interkonnektoren für Deutschland zu untersuchen. Das Ergebnis der Studie war, dass mehrere hybride Interkonnektoren von und nach Deutschland mit einem volkswirtschaftlichen Nutzen identifiziert wurden. Die ganzheitliche Planung des Offshore- und Onshore-Netzes ermöglicht eine effiziente Integration der Offshore-Windenergie in das deutsche Onshore-Netz und unterstützt gleichzeitig die Handelsflüsse über die hybriden Interkonnektoren. Zudem hat der Offshore Network Development Plan (ONDP) der ENTSO-E einen Bedarf an hybriden Interkonnektoren von und nach Deutschland festgestellt.

In Form des zweiten Expert Paper „Offshore TSO Collaboration“⁸⁴ haben neun Länder die progressive Entwicklung von Offshore-Windenergie in der Nordsee bekräftigt und sich darauf verständigt, auf die Entwicklung von hybriden Interkonnektoren zu setzen. Drei der nachfolgend beschriebenen deutschen Projekte (P1200, P1213, P1214) sind Teil eines möglichen initialen Offshore-Netzes in der Nordsee. Diese Verbindungen wurden auch durch den ONDP als Projektkandidaten ermittelt, die nun im TYNDP 2024 auf ihre Wirtschaftlichkeit geprüft werden.

83 IAEW - RWTH Aachen (2023): „Nationale und Internationale Offshore-Vernetzung“, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/Studie_Offshore-Vernetzung_2023_1.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

84 TenneT et al. (2024): „Offshore TSO Collaboration“, <https://www.tennet.eu/offshore-tso-collaboration> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

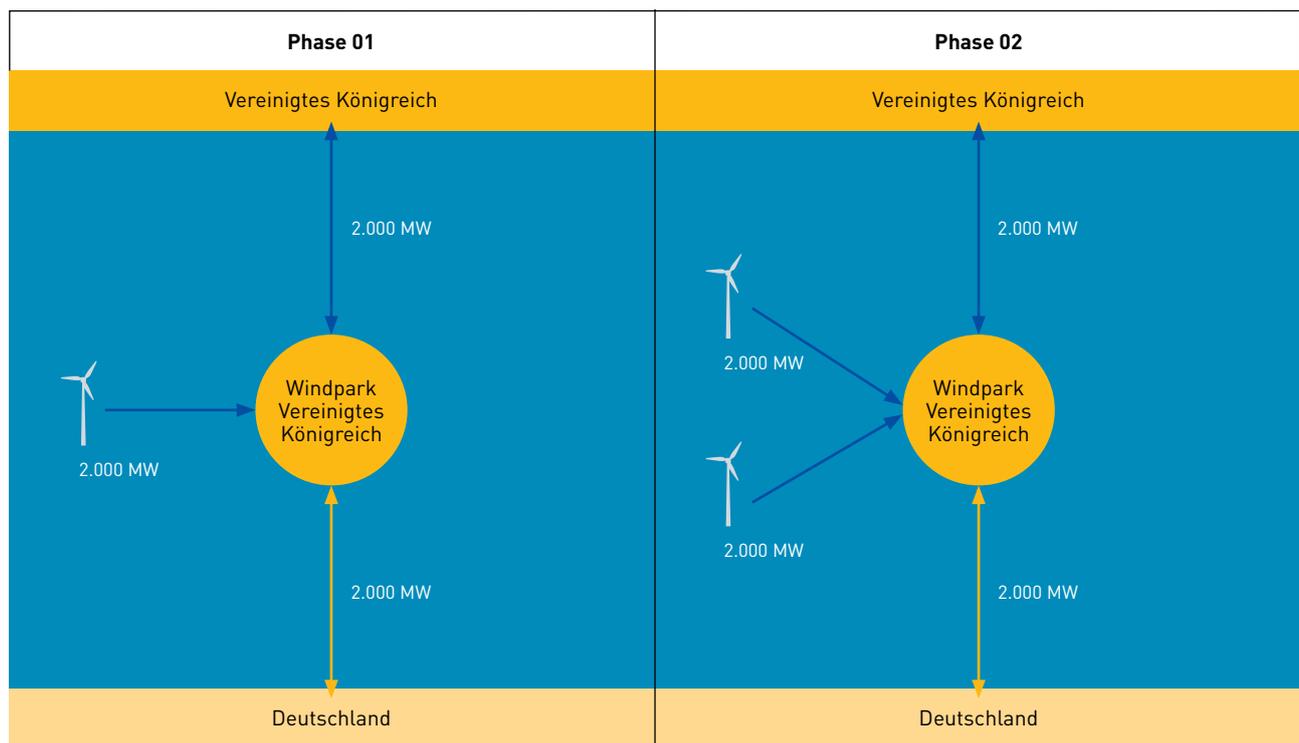
Mit Bornholm Energy Island wurde bereits im letzten NEP ein solcher hybrider Interkonnektor berücksichtigt. Im TYNDP 2024 wurden fünf zusätzliche deutsche hybride Interkonnektoren vorgeschlagen, die nachfolgend skizziert werden. Deren konkrete Konfigurationen sind zum derzeitigen Stand als ungewiss zu bewerten.

P1192/1193 | UK-DE (Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I/II)

Beim Hybrid Interconnector Scotland-Germany handelt es sich um einen hybriden Interkonnektor, der in zwei Teilprojekte gegliedert wird. Im ersten Teilprojekt mit geplanter Inbetriebnahme im Jahr 2033 wird ein 2 GW Windpark in britischen Gewässern per Offshore-Konverter (Multiterminal) angebunden und jeweils über eine 2 GW Leitung Richtung Deutschland sowie Schottland an Land geführt, wo sich jeweils ein Onshore-Konverter befindet. Der britische Windpark wird ein eigenes Marktgebiet bilden. Bei den Konvertern handelt es sich um ein starres zweipoliges Design mit einer Nennleistung von jeweils 2 GW und einem Betrieb bei +/- 525 kV. Die Strecke des Unterseekabels beträgt circa 800 km, wobei die endgültige Länge erst ermittelt werden kann, sobald der Standort der Offshore-Plattform festgelegt und die Onshore- und Unterwasserkabelführung bestätigt wurde.

Im zweiten Teilprojekt mit geplanter Inbetriebnahme in 2035 wird ein weiterer britischer Windpark von 2 GW über einen zusätzlichen Offshore-Konverter an das bestehende System angebunden. Hierdurch erhöht sich die Einspeiseleistung um 2 GW, sodass in der Offshore-Marktzone insgesamt 4 GW Offshore-Windenergie angeschlossen sind. Bei diesem hybriden Interkonnektor handelt es sich um ein Third Party Projekt, das nicht durch einen der vier deutschen ÜNB untersucht und geplant wird, sondern durch WindGrid NV.

Abbildung 34: P1192 und P1193 Hybrid Interconnector Scotland-Germany Phase I/II (UK-DE)



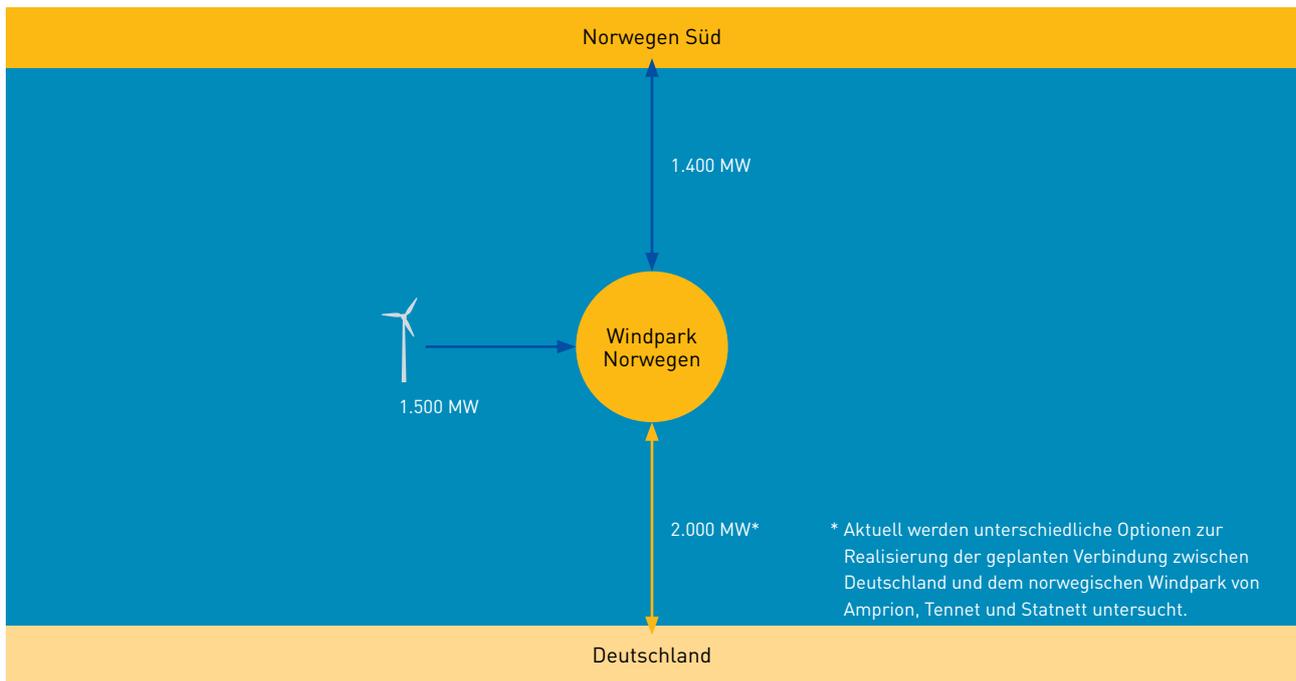
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



P1200 | NO-DE (Hybrid Interconnector Norway-Sørvest F Windfarm-Continent)

Derzeit werden mehrere Varianten für einen deutsch-norwegischen hybriden Interkonnektor untersucht. Der nach Norwegen radial angebundene norwegische Windpark im Gebiet Sørvest F mit 1,5 GW installierter Erzeugungskapazität soll bis zum Jahre 2035 nach Deutschland, Dänemark oder Belgien vernetzt werden. Nach Deutschland werden hier einerseits die Offshore-Offshore Verbindung eines norwegischen Windparks mit einem deutschen Windpark geprüft und andererseits die Offshore-Onshore Verbindung eines norwegischen Windparks ans deutsche Festland. Die Übertragungsleistung ans deutsche Festland wird jeweils 2 GW und die Verbindung an das norwegische Festland 1,4 GW betragen. Als Anschlusspunkte auf dem deutschen Festland werden mehrere Optionen geprüft. Der norwegische Windpark wird nach der Vernetzung voraussichtlich ein eigenes Marktgebiet.

Abbildung 35: P1200 Hybrider Interkonnektor (NO-DE)



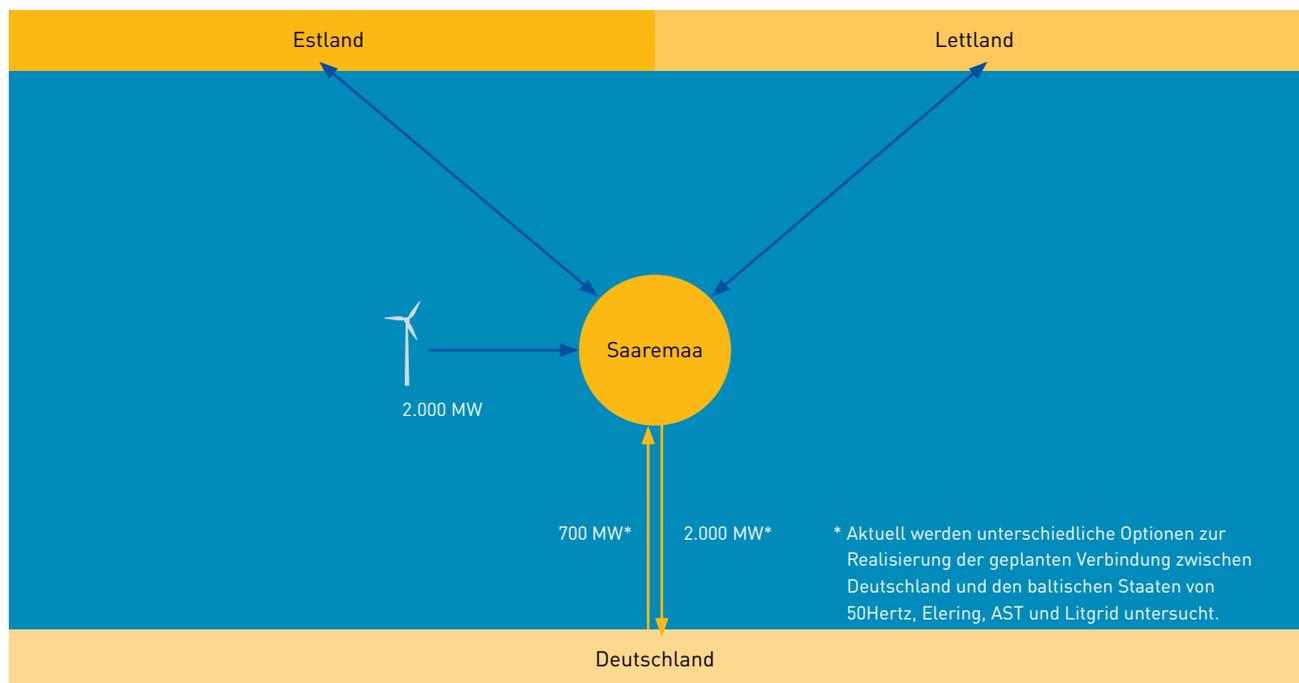
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



P1211 | EE-DE (Baltic WindConnector)

50Hertz, der estnische ÜNB Elering und der lettische ÜNB Augstsprieguma tīkls (AST) beabsichtigen die gemeinsame Errichtung der hybriden Offshore-Verbindungsleitung Baltic WindConnector (BWC). Der BWC ist ein geplanter hybrider Interkonnektor zwischen Deutschland, Estland und Lettland, der neben der Bereitstellung zusätzlicher grenzüberschreitender Handelskapazitäten Offshore-Winderzeugungsleistung von 2 GW in Baltischen Gewässern integrieren soll. Es soll ein zusätzliches Marktgebiet in Estland geben.

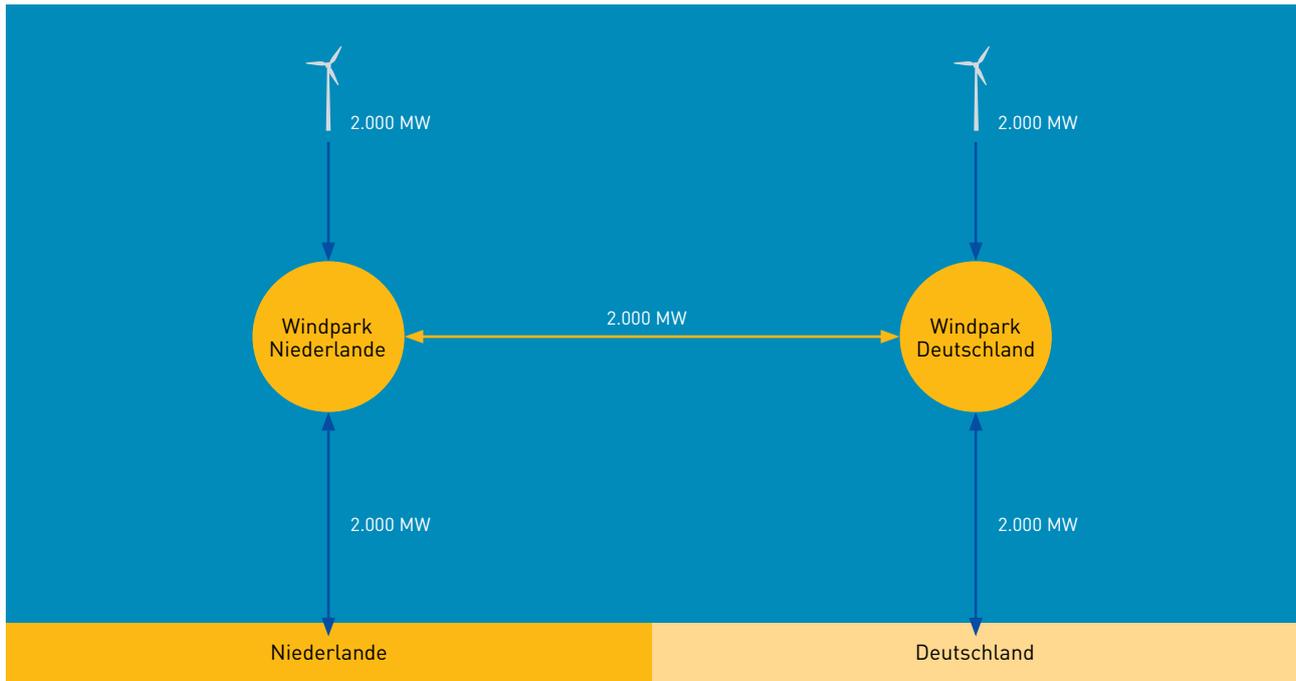
Im Rahmen der technischen Lösung sollen jeweils ein Konverter auf Saaremaa sowie ein Konverter in Mecklenburg-Vorpommern errichtet und via Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) angebunden werden. Die Übertragungskapazität von Deutschland nach Estland beträgt 700 MW und von Estland nach Deutschland 2.000 MW und berücksichtigt die maximale Regelreserve der Baltischen Staaten (700 MW).

Abbildung 36: P1211 Baltic WindConnector (EE-DE)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

P1213 | NL-DE (Offshore Hybrid Interconnector)

Ziel dieses Projekts ist es, eine hybride Verbindung zwischen Deutschland und den Niederlanden genauer zu untersuchen, um die Erreichung der ehrgeizigen Offshore-Ausbauziele beider Länder zu unterstützen. Im TYNDP 2024 wird eine Offshore-Verbindung von circa 30 km Kabellänge (2 GW, 525 kV) zwischen einem niederländischen Windpark in Zone 6/7 und einem sich in der Nähe befindlichem deutschen Windpark mit Inbetriebnahme in 2035 berechnet. TenneT TSO GmbH und TenneT TSO BV prüfen derzeit unterschiedliche Varianten, sodass weitere Details der Konfiguration noch nicht feststehen. Die Windparks bilden jeweils ein eigenes Marktgebiet.

Abbildung 37: P1213 Offshore Hybrid Interconnector (NL-DE)

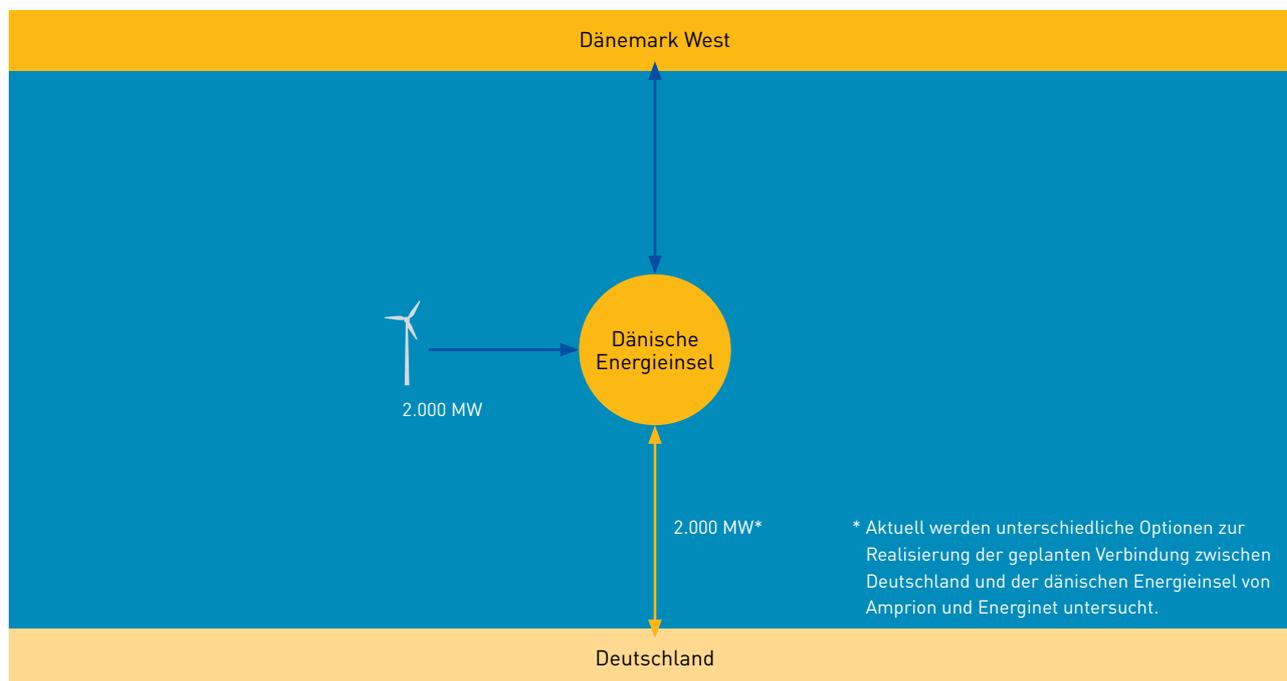
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

P1214 | DK-DE (Hybrid Interconnector)

Aktuell werden mehrere Konfigurationen für einen hybriden Interkonnektor zwischen deutschen Offshore-Anschlüssen und der dänischen Energieinsel in der Nordsee untersucht. Durch das hybride Projekt sollen 2 GW zusätzliche Offshore-Erzeugung in den Energiemarkt integriert werden. Dazu soll bis 2036 eine 2 GW-Verbindung zwischen deutschen und dänischen Windparks errichtet werden.

Ziel des Projekts ist es, die zusätzliche 2 GW Offshore-Erzeugung der dänischen Energieinsel schnellstmöglich und vollständig nutzbar zu machen. Um dieses zu erreichen, werden beispielsweise Optionen geprüft wie die nationale Vernetzung deutscher Windparks, zusätzliche Anschlüsse ans deutsche Festland und sektorkoppelnde Elemente wie Elektrolyse auf der dänischen Energieinsel.

Abbildung 38: P1214 Hybrid Interconnector (DK-DE)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Beschreibung neuer Interkonnektoren

P1215 | MA-DE (Xlinks)

Xlinks ist ein geplantes HGÜ-System bestehend aus zwei Kabelsystemen mit jeweils 1,8 GW Übertragungskapazität, das erneuerbaren Strom von Marokko entlang der atlantischen Küste bis zur deutschen Nordseeküste transportieren soll. Jedes Kabelsystem wird an eine Onshore VSC-Konverterstation angeschlossen. Die Inbetriebnahme des ersten Systems ist für das Jahr 2032 geplant und das zweite in den Jahren 2033/34.

Die marokkanische Seite verfügt über eine Erzeugungskapazität von 14 GW, die aus Sonne und Wind gespeist und mit einem 8,6 GWh Batteriespeicher ergänzt wird. Das Ziel ist es, mit der Übertragungsleistung von 3,6 GW durchschnittlich mehr als 20 Stunden am Tag auf eine stabile und zuverlässige Weise Strom zu liefern. Im Moment befindet sich das Projekt in der Prüfung der Machbarkeit. Die endgültige Investitionsentscheidung wird für Q4 2026/Q1 2027 angestrebt.

Bei diesem Interkonnektor handelt es sich um ein Third Party Projekt, das im Gegensatz zu den anderen Projekten nicht durch einen der vier deutschen ÜNB untersucht und geplant wird, sondern durch die gegründeten Gesellschaften Xlinks Ltd und Xlinks Germany GmbH.

P1231 | GR-DE (Green Agean)

Das Projekt besteht aus einer neuen HGÜ-Verbindung mit 3.000 MW inklusive See- und Landkabel zwischen dem griechischen und dem deutschen Übertragungssystem.

Die Übertragungsstrecke wird in einem Umspannwerk in Nordgriechenland beginnen und über die Adria in Slowenien anlanden und über Österreich nach Süddeutschland führen. Die neue Verbindungsleitung zielt darauf ab, die Energieinfrastruktur in Europa zu stärken und die Dekarbonisierung voranzutreiben, indem sie Griechenland mit Deutschland verbindet. Diese Verbindung ermöglicht die volle Nutzung der saisonalen Komplementarität zwischen Solarenergie im Süden und Windenergie im Norden. So werden kosteneffizient erneuerbare Energien bereitgestellt. Die prognostizierte Kabellänge beläuft sich auf etwa 1.300 km.

Bei diesem Interkonnektor handelt es sich um ein Third Party Projekt, das im Gegensatz zu den anderen Projekten nicht durch einen der vier deutschen ÜNB untersucht und geplant wird, sondern durch den griechischen ÜNB IPTO.

- 1 Einführung
- 2 Szenarienbeschreibung
- 3 Stromverbrauch
- 4 Erneuerbare Energien
- 5 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
- 6 Europäischer Rahmen
- 7 Brennstoff- und CO₂-Preise



7 Brennstoff- und CO₂-Preise

Im Rahmen der Marktsimulation sind zur Bestimmung des stundenscharfen Kraftwerkseinsatzes im europäischen Strommarkt modelllexogene Festlegungen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie zu Emissionsfaktoren erforderlich. Anhand dieser Annahmen und unter Berücksichtigung technologiespezifischer Wirkungsgrade können die variablen Kosten der Kraftwerke berechnet werden. Die variablen Kosten stellen im Rahmen der Marktsimulation eine wesentliche Grundlage zur Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes dar. Das Ziel der Marktsimulation ist es, für jede Stunde eines Szenariojahres die Einspeise- und Verbrauchssituationen bei minimalen variablen Kosten aller modellierten Marktgebiete zu ermitteln. Im Folgenden werden die Annahmen zur Entwicklung der europaweit geltenden Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate sowie die den Brennstoffen jeweils zugrunde liegenden Emissionsfaktoren beschrieben.

Die Projektion der Preise für fossile Energieträger soll auf den Analysen des World Energy Outlooks (WEO) 2023 der Internationalen Energieagentur (IEA)⁸⁵ fußen. Der im Oktober 2023 veröffentlichte Bericht des WEO enthält Brennstoff- und CO₂-Preise für drei unterschiedliche energiepolitische Entwicklungspfade. Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen werden in der Strommarktmodellierung einheitlich für ganz Europa verwendet: „Stated Policies Scenario“, „Announced Pledges“ und „Net Zero Emissions by 2050“. Das „Stated Policies Scenario“ beschreibt die aktuell bereits gefassten Maßnahmen und Gesetze zur Begrenzung des Temperaturanstiegs auf 1,5 °C im Vergleich zur vorindustriellen Zeit. Die Klimaschutzziele werden im „Stated Policies Scenario“ jedoch nicht erreicht. Im „Announced Pledges“-Szenario sind zusätzlich die bereits erfolgten Zusagen der Regierungen für Klimaschutzmaßnahmen enthalten, was ein verzögertes Erreichen der globalen Netto-Null-Emissionen erwarten lässt. Das ambitionierteste Szenario, das auf dem Pfad der weltweiten Klimaschutzziele im Jahr 2100 liegt und globale Netto-Null-Emissionen mit hoher Sicherheit erreicht, stellt das „Net Zero Emissions by 2050“ (NZE) dar. Da mit diesem Szenario eine Passfähigkeit im Hinblick auf die Erreichung von Treibhausgasneutralität in Deutschland gegeben scheint, empfehlen die ÜNB, dieses für die Preisannahmen zugrunde zu legen. Brennstoff- und CO₂-Preise werden damit aus einer Quelle konsistent übernommen und sind damit untereinander passfähig.

Anhand einer linearen Interpolation für die Stützjahre der Szenarien werden die für den Szenariorahmenentwurf relevanten Preise für das Jahr 2037 und 2045 ermittelt. Die folgende Tabelle 33 stellt entsprechend die für die Szenarien vorgeschlagenen Werte dar. Die Brennstoffpreise für Braunkohle und Kernenergie werden nicht im WEO erfasst und beruhen auf den Scenario Building Guidelines des TYNDP 2022⁸⁶. Diese Preise sind für alle Zeithorizonte konstant und liegen für Braunkohle bei 6,5 EUR/MWh und für Kernenergie bei 1,7 EUR/MWh. Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Preisen werden in der Strommarktmodellierung einheitlich für ganz Europa verwendet.

Tabelle 33: Annahmen zu Brennstoffpreisen für den NEP 2037/2045 (2025) auf Basis des World Energy Outlooks 2023

	Einheit*	2030 (WEO 2023 NZE)	2037 (lineare Interpolation)	2040 (WEO 2023 NZE)	2045 (lineare Interpolation)	2050 (WEO 2023 NZE)
			A, B, C 2037		A, B, C 2045	
Rohöl	[EUR/MWh]	24,9	21,3	19,8	17,3	14,8
Erdgas	[EUR/MWh]	15,5	15,2	15,1	14,9	14,7
Steinkohle	[EUR/MWh]	6,6	6,1	5,8	5,4	5,0

* Aufgrund der Angaben des WEO 2023 in USD (2022) wurde der durchschnittliche Wechselkurs des Jahres 2022 von 1 USD = 0,95 EUR angesetzt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis des WEO 2023

⁸⁵ International Energy Agency (2023): „World Energy Outlook 2023“, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

⁸⁶ ENTSO-E (2022): „TYNDP 2022 Scenario Report – Version April 2022“, https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP_2022_Scenario_Building_Guidelines_Version_April_2022.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

7 Brennstoffpreise

Für den kommenden NEP 2037/2045 (2025) wird analog zum Vorgehen bei den Brennstoffpreisen vorgeschlagen, die prognostizierten CO₂-Preise des NZE-Szenarios des WEO heranzuziehen (s. Tabelle 34). Mit der Verwendung einer Quelle für die Annahmen zur Preisentwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise wird insgesamt ein hohes Maß an Konsistenz in der Szenarioerstellung hergestellt. Die ÜNB haben sich aufgrund der aktuell stark steigenden Preisentwicklung der CO₂-Zertifikate gegen die CO₂-Preisprognosen des TYNDP 2022 und für die höheren Werte des NZE-Szenarios des WEO 2023 entschieden.

Tabelle 34: Annahmen zu CO₂-Preisen für den NEP 2037/2045 (2025) auf Basis des World Energy Outlooks 2023

	Einheit	2030	2037	2040	2045	2050
		WEO 2023 NZE	(lineare Interpolation)	WEO 2023 NZE	(lineare Interpolation)	WEO 2023 NZE
			A, B, C 2037		A, B, C 2045	
CO ₂ -Zertifikate	[EUR/t]*	133,0	176,2	194,7	216,1	237,4

* Aufgrund der Angaben des WEO 2023 in USD (2022) wurde der durchschnittliche Wechselkurs des Jahres 2022 von 1 USD = 0,95 EUR angesetzt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis des WEO 2023

Für die CO₂-Emissionsfaktoren werden auf Basis des „Nationalen Inventarberichts zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2021“ des Umweltbundesamtes⁸⁷ folgende Werte zugrunde gelegt.

Tabelle 35: Emissionsfaktoren nach Energieträgern

Primärenergieträger	CO ₂ -Emissionsfaktor [t CO ₂ /MWh _{th}]
Abfall*	0,165
Braunkohle	0,393
Erdgas	0,201
Wasserstoff**	0,000
Kernenergie	0,000
Mineralölprodukte	0,286
Steinkohle	0,377

* Annahme Abfall: 50 % biogener Anteil

** Annahme von CO₂-frei erzeugtem Wasserstoff

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Umweltbundesamt, Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2021

Zukünftig werden zur Stromerzeugung in Gaskraftwerken neben Erdgas vermehrt auch Wasserstoff oder andere klimaneutrale Gase eingesetzt. Während die Kosten der Nutzung von Erdgas insbesondere von dessen Brennstoffpreis und dem CO₂-Zertifikatspreis abhängen, ist bei klimaneutralen Gasen nur der jeweilige Brennstoffpreis relevant. Dieser liegt heute noch deutlich über den Gesamtkosten von Erdgas. Für den NEP 2037/2045 (2025) wird jedoch analog zum NEP 2037/2045 (2023) davon ausgegangen, dass die Gesamtkosten von Erdgas und Wasserstoff im Jahr 2037 auf einem ähnlichen Niveau liegen. In der Marktsimulation ist das Einsatzverhalten von Kraftwerken somit unabhängig davon, ob in diesen Kraftwerken Erdgas, Wasserstoff oder ein Gas-Gemisch eingesetzt wird. Für 2045 wird davon ausgegangen, dass in Deutschland keine CO₂-emittierenden Brennstoffe mehr eingesetzt werden.

⁸⁷ Umweltbundesamt (2023): „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2023: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2021“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/28_2023_cc_berichterstattung_unter_der_klimarahmenkonvention.pdf [Zuletzt abgerufen: 31.05.2024].

Anhang



Anhang

A.1 Hintergrundinformation zum Systemstabilitätsbericht

Die Systemauslegung hinsichtlich Systemstabilität erfolgt im Rahmen des Systemstabilitätsberichts nach § 12i EnWG. Wesentliche Eingangsgrößen wie Prognosedaten, Zeitreihen und Netzmodelle dafür kommen aus dem Netzentwicklungsplan. Für den Systemstabilitätsbericht 2027 entsprechen die im Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2037/2045 (2025) beschriebenen Szenarien einem t+10 (2037) und t+18 (2045) Szenario. Zur Sicherstellung eines stabilen Systembetriebs im gesamten Transformationspfad ist es aus heutiger Perspektive nicht ausreichend, Systembedarfe lediglich für Prognosehorizonte t+10 und größer zu identifizieren und entsprechende Maßnahmen abzuleiten. Daher sind zusätzliche Prognosezeithorizonte, insbesondere Zeitpunkte kleiner t+10 Jahre notwendig. Mit Hilfe von Stützjahren soll einerseits abgesichert werden, ab wann bekannte Bedarfe zu decken sind und andererseits geprüft werden, ob zusätzliche (Zwischen-)Bedarfe im Transformationspfad bestehen. Um planerisch auf die Deckung möglicher Systembedarfe hinsichtlich Systemstabilität einwirken zu können (z. B. in Form von Umrüstungen von Kraftwerken und ÜNB-Assets), ist für den Systemstabilitätsbericht 2027 konkret ein Stützjahr t+5 (2032) notwendig. Dieses Stützjahr soll aus den in diesem Entwurf beschriebenen Szenarien und den Szenarien der Systemanalysen abgeleitet werden.

A.2 Hintergrundinformationen zur Regionalisierung Gebäudewärme⁸⁸

Drei Szenarien geben die Rahmenbedingungen für deutschlandweite Projektionen der Gebäudewärmenachfrage bis ins Jahr 2045 vor. Diese werden mit den FfE-Gebäudesektormodellen PriHM (Private Haushalte) und TerM (Gewerbe-Handel-Dienstleistung) berechnet [1,2].

Ausgangspunkt der Modellierung ist der Status quo der Gebäudewärmenachfrage im Jahr 2019 laut AGEB-Anwendungsbilanzen [3,4]. Zur detaillierteren Aufschlüsselung der erneuerbaren Energieträger wird zusätzlich auf die „Satellitenbilanz erneuerbare Energien 2019“ [5] zurückgegriffen. Um neben den Heiztechnologien Ölkessel, Kohleöfen, Gasheizkessel, Biomassekessel, Fernwärme und Wasserstoffheizkessel auch zwischen Wärmepumpen, Stromdirektheizungen und Nachtspeicherheizungen differenzieren zu können, werden Ergebnisse aus Lastprofilanalysen aus dem Projekt „eXtremOs“ [6] herangezogen sowie eine Jahresarbeitszahl von 3,0 angenommen. Die resultierende Raumwärme- und Warmwassernachfrage nach Energieträger und Heiztechnologie dienen den FfE-Gebäudesektormodellen als Eingangsdaten.

In den Modellen PriHM und TerM [1, 2] beeinflussen drei Maßnahmenbündel die Verbrauchsänderung bis ins Zieljahr 2045. Diese umfassen die Fortschreibung des Energiebedarfs, Effizienzmaßnahmen sowie die Transformation von mit fossilen Brennstoffen betriebenen Wärmeerzeugern. Als Grundlage für die Bedarfsfortschreibung dienen Prognosen für das Wachstum der Bevölkerung sowie der Wohn- bzw. Nettogrundflächen pro Kopf bzw. Erwerbsperson, bei welcher der Neubau berücksichtigt wird [7–11]. Umgesetzte Effizienzmaßnahmen sind die szenarioabhängige energetische Sanierung der Gebäudehüllen, die sich auf die Raumwärmebedarfe auswirkt, sowie der Tausch von Bestandteilen der Trinkwasseraufbereitung mit Auswirkungen auf deren Energiebedarf [12]. Das Maßnahmenbündel Transformation zielt insbesondere auf den Heizungstausch ab. Der Heizungstausch wird in zwei Schritten modelliert. In einem ersten Schritt wird durch einen exogen vorgegebenen Fernwärmeausbau der entsprechende Anteil an Bestandskesseln verdrängt. Im zweiten Schritt wird der Heizwärmebedarf (Nutzenergie), der durch konventionelle Heizkessel bereitgestellt wird, sukzessive durch klimaneutrale Heiztechnologien ersetzt. Aus der Umsetzung dieser drei Maßnahmenbündel resultiert die jährliche Entwicklung der Raumwärme- und Warmwassernachfrage nach Heiztechnologie.

⁸⁸ Es wird darauf hingewiesen, dass diese Informationen auf dem aktuellen Arbeitsstand der Begleitstudie „Regionalisierung Gebäudewärme“ der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) aufsetzen. Der zugehörige Endbericht wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025) veröffentlicht.

Für die Grobregionalisierung der Mantelzahlen auf Bundeslandebene erfolgt zunächst die Abbildung des Status quo in 2019. Hierzu werden Statistiken je Bundesland zum gesamten Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen [14] herangezogen und anhand von Regionalisierungsergebnissen aus dem Projekt „Bayernplan Energie 2040“ [15] nach Sektor (private Haushalte, GHD) und Anwendung (Raumwärme, Warmwasser) unterteilt. Als Indikator für die Heizsystem-Verteilung je Bundesland wird für die Fernwärme auf das Gutachten zum Netzentwicklungsplan 2023 „Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland“ [16] und für die anderen Technologien auf die Studie „Wie heizt Deutschland 2023?“ [17] zurückgegriffen. Die Regionalisierung zukünftiger Jahre basiert auf dem Wärmebedarf im Startjahr und den szenariospezifischen Entwicklungen von Sanierung und Transformation. Berücksichtigt wird auch die Wohnflächenentwicklung je Bundesland nach [7] und [18]. Die regionale Entwicklung der Fernwärme basiert auf [16]. Für fossile Technologien sowie Biomasse- und Stromdirektheizungen orientiert sich die Regionalisierung an den Anteilen im Startjahr. Für Wärmepumpen und Wasserstoffdirektheizungen wird im Rahmen der Grobregionalisierung keine bundeslandspezifische Gewichtung vorgenommen.

Im Zuge der Detailregionalisierung auf Gemeindeebene ist geplant, den Gesamtwärmebedarf je Region bottom-up mit dem FfE-Einzelgebäudemodell zu ermitteln. Es basiert auf Gebäudegrundrissen aus dem OpenStreetMap-Projekt [19] kombiniert mit weiteren frei verfügbaren Daten zu Gebäudehöhe und Baualter und daraus abgeschätzten Wärmebedarfen je Einzelgebäude. Gebäudetypen werden mithilfe von Machine-Learning-Algorithmen bestimmt. Wie auch für die Bundesländer wird die regionale Wohnflächenentwicklung berücksichtigt. Der Heizsystem-Mix je Gemeinde im Startjahr basiert auf Informationen des Zensus 2022, sofern die Daten rechtzeitig veröffentlicht werden (geplant ist im Sommer 2024). Andernfalls werden verschiedene statistische Datenquellen z. B. zu Gasheizungen, Fernwärme und Wärmepumpen kombiniert, um einen Heizsystem-Mix je Gemeinde im Startjahr abzuschätzen. Für zukünftige Jahre werden fossile Technologien, Biomasse- und Stromdirektheizungen voraussichtlich wie in der Grobregionalisierung über die Startjahr-Anteile regionalisiert. Anders als bei der Grobregionalisierung erfolgt die Verteilung von Wasserstoffheizungen unter Berücksichtigung prognostizierter Wasserstoffinfrastruktur (Wasserstoff-Kernnetz) und die Verteilung der Wärmepumpen unter Berücksichtigung der kleinräumigen Wärmepumpenpotenziale nach [13]. Die Fernwärme wird über kleinräumige Wärmenetzpotenziale aus dem FfE-Projekt „Values Wärme“ regionalisiert. Über einen vereinfachten Ansatz werden die Gemeinde-Ergebnisse auf die Ebene der Postleitzahlen heruntergebrochen.

- [1] Fiedler, Claudia et al.: Modelling transformation pathways for EU27+3 final energy demand using temporally and spatially resolved sector models. In: Conference Proceedings Current and Future Challenges to Energy Security; 5th AIEE Energy Symposium, virtual conference, December 2020. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2020.
- [2] Engwerth, Veronika et al.: Modeling Transformation Pathways of European Final Energy Consumption in the Transport and Buildings Sector Using Country Clustering. In: Energy Technol. 2024.
- [3] RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung: Erstellung der Anwendungsbilanzen 2019 für den Sektor der Privaten Haushalte und den Verkehrssektor in Deutschland. Endbericht – Mai 2021. Forschungsprojekt im Auftrag der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V., 2021.
- [4] Fraunhofer ISI: Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2021 bis 2023 für die Sektoren Industrie und GHD. Studie für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V. (AGEB), 2023.
- [5] Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2019: <https://ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2017.html>; Berlin: AG Energiebilanzen e. V. (AGEB), 2021.
- [6] Guminski, Andrej et al.: eXtremOS Summary Report - Modeling Kit and Scenarios for Pathways Towards a Climate Neutral Europe. Munich: FfE, 2021
- [7] Projektionsbericht 2021 für Deutschland. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU), 2021.
- [8] Bautätigkeit und Wohnungen - Bestand an Wohnungen - 31.12.2020. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021.

- [9] Forschungsbericht 526/3 - Aktualisierte BMAS-Prognose „Digitalisierte Arbeitswelt“.
Berlin: Bundesministerium für Arbeit und Soziales (BMAS), 2021.
- [10] Hörner, Michael: Forschungsdatenbank Nichtwohngebäude - Teilbericht Strukturdaten:
Stand und Dynamik der energetischen Modernisierung von Gebäudehülle und haustechnischen Anlagen
im Bestand der Nichtwohngebäude. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU), 2022.
- [11] Langfristige Renovierungsstrategie der Bundesregierung - Gemäß Artikel 2a der Richtlinie 2018/844/EU
des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die
Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Energy performance of buildings directive, EPBD 2018).
Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2020.
- [12] Kleinertz, Britta; Dufter, Christa; Greif, Simon; Conrad, Jochen: Energieeinsparpotenziale durch die Optimierung
bestehender Trinkwassersysteme - Betrachtung von Mietwohnungen und Einfamilienhäusern mit zentralem und
dezentralem System. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017.
- [13] Greif, Simon; Limmer, Timo: Wärmepumpen-Ampel – Räumlich hochaufgelöstes Potenzial für den Einsatz von Wärme-
pumpen in Deutschland zur Erreichung der Klimaziele. In <https://www.ffe.de/projekte/waermepumpen-ampel/>.
(Zuletzt abgerufen am 13.05.2024); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2022.
- [14] Länderarbeitskreis Energiebilanzen: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen. In <https://www.lak-energiebilanzen.de/energiebilanzen/>. (Zuletzt abgerufen am 13.05.2024); Bremen: Statistisches Landesamt Bremen, 2024.
- [15] Kigle, Stephan et al.: Bayernplan Energie 2040 - Wege zur Treibhausgasneutralität - Abschlussbericht.
München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2023.
- [16] Schmid, Tobias; Ferstl, Joachim: Wärmenetze - Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger
in Deutschland. München: FfE, 2022.
- [17] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. : „Wie heizt Deutschland?“ (2023) -
Studie zum Heizungsmarkt. November 2023. Korrigierte Fassung vom 28.11.2023, 2023.
- [18] Bevölkerung Deutschlands bis 2060 - 13. koordinierte Bevölkerungsvorausberechnung.
Wiesbaden: Statistisches Bundesamt (Destatis), 2015.
- [19] OpenStreetMap und Mitwirkende: OpenStreet-Map – Deutschland. Daten mit Open-Database-Lizenz veröffentlicht
unter: <http://www.openstreetmap.org>. (Zuletzt abgerufen am 24.01.2024); Cambridge: OpenStreetMap Foundation,
2022.



A.3 Hintergrundinformationen Offshore-Windenergie: Offshore Vernetzung

Offshore-Vernetzung

Die ÜNB haben im NEP 2037/2045 (2023) zum ersten Mal zwei nationale Maßnahmen zur Offshore-Vernetzung eingebracht. Die BNetzA hatte weitere Offshore-Vernetzungsvarianten untersucht und im Rahmen des NEP 2037/2045 (2023) am 01.03.2024 zwei Maßnahmen der Offshore-Vernetzung in einer anteilig geänderten Konfiguration bestätigt. Grundsätzlich wird zwischen einer nationalen und internationalen Offshore-Vernetzung unterschieden.

Nationale Offshore-Vernetzung

Bei der nationalen Offshore-Vernetzung handelt es sich um die Verbindung zwischen zwei seeseitigen Konverterstationen von Offshore-Netzanbindungssystemen (ONAS), wodurch eine seeseitige Übertragungskapazität zwischen den zwei landseitigen Netzverknüpfungspunkten der ONAS geschaffen wird. Diese zusätzliche Übertragungskapazität kann als flexibler Bypass zur Entlastung des landseitigen Übertragungsnetzes genutzt werden, womit Redispatch-Eingriffe im Übertragungsnetz minimiert werden. Aus diesem Grund hat sich dieses Instrument der Netzplanung als sinnvolle Ergänzung zur regulären landseitigen DC-Infrastrukturplanung etabliert und wird daher auch im NEP 2037/2045 (2025) als wirksame Offshore-Netzausbaumaßnahme berücksichtigt.

Internationale Offshore-Vernetzung

Bei der internationalen Offshore-Vernetzung werden die seeseitigen Konverterstationen von ONAS, die zum einen in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und zum anderen in der AWZ der Nord- und Ostsee-Anrainerstaaten liegen, miteinander verbunden. Damit können zusätzliche Handelskapazitäten erschlossen und in Folge der deutsche sowie europäische volkswirtschaftlichen Nutzen erhöht werden. Diese Art der Vernetzung bzw. die daraus entstehenden Projekte sind sogenannte hybride Interkonnektoren. Mehrere solcher hybriden Interkonnektoren werden aktuell in Machbarkeitsstudien untersucht und bewertet (s. Kapitel 6).

Die hybriden Interkonnektoren erfüllen im Kern drei Funktionen:

1. Integration mindestens eines Offshore-Windparks (OWP)
2. Schaffung von (zusätzlicher) Handelskapazität
3. Reduzierung der DC-Systemanzahl im Küstenmeer und an Land

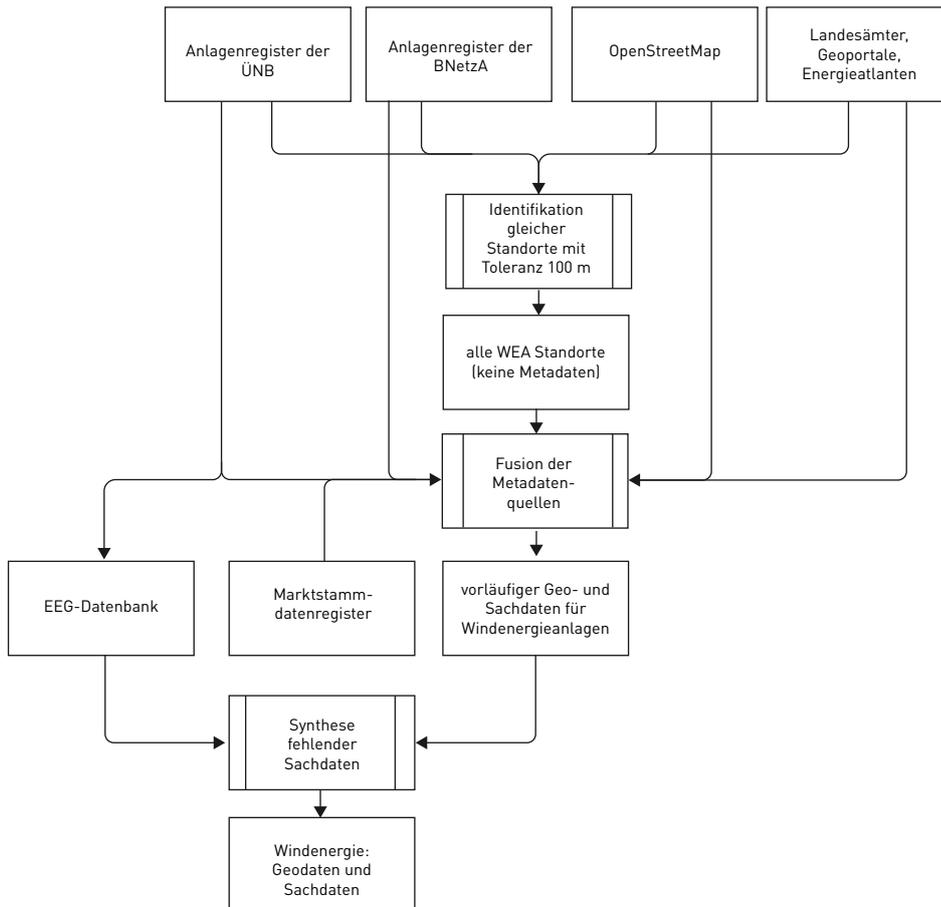
Es handelt sich also um die Kombination aus einem Interkonnektor und dem Anschluss von OWP. In Abhängigkeit der technischen Entwicklungen und der volkswirtschaftlichen Bedarfe sind dabei unterschiedliche Konfigurationen möglich. So können in einem hybriden Interkonnektor mehrere OWP oder auch weitere grenzüberschreitende Verbindungen integriert sein. Dabei kann auf bereits geplante Infrastruktur aufgesetzt werden, um damit vor allem den Bedarf neuer DC-Kabelsysteme bzw. Investitionskosten zu minimieren. Denn die Distanzen bzw. Kabellängen zwischen OWP, welche als Start- und Endpunkte für hybride Interkonnektoren dienen, sind deutlich geringer als die Kabellängen beim Bau eines vergleichbaren regulären Interkonnektors von Küste zu Küste. Entscheidend ist hierbei jedoch, die Verfügbarkeit von DC-Leistungsschaltern und der grundsätzlichen Multi-Vendor-/Multi-Terminal-Fähigkeit von DC-Systemen zu berücksichtigen. Auf Basis des zu antizipierenden Zeitraums, bis diese technischen Entwicklungen kommerziell etabliert sind, muss die Komplexität von größeren DC-Multi-Terminal-Systemen realistisch bewertet und mit entsprechenden Rückfallebenen ausgestattet werden.

Begleitend zum letzten NEP 2037/2045 (2023) wurde eine von den ÜNB beauftragte Studie durchgeführt, um den volkswirtschaftlichen Nutzen hybrider Interkonnektoren für Deutschland zu untersuchen. Die Studie hat mehrere hybride Interkonnektoren mit einem volkswirtschaftlichen Nutzen nach Deutschland identifiziert. Auch der europäische Offshore Network Development Plan (ONDP) des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) hat einen Bedarf an hybriden Interkonnektoren nach Deutschland identifiziert.

A.4 Hintergrundinformationen Onshore-Windenergie: Bestands- und Potenzialanalyse sowie Zubaumodellierung⁸⁹

Eine wichtige Datengrundlage für die Regionalisierung des Ausbaus von Windenergieanlagen (WEA) bildet der georeferenzierte Bestand an bestehenden und genehmigten Anlagen auf Basis einer Zusammenführung der Informationen aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur (MaStR) mit weiteren Datenquellen (s. Abbildung 39) sowie einer Flächenkulisse für den Ausbau von WEA.

Abbildung 39: Zusammenführung der verschiedenen Geodatenquellen zu Windenergieanlagen



Letztere stellt das Flächenpotenzial dar. Dieses umfasst sowohl die bestehenden Windeignungsgebiete (WEG) als auch die potenziell geeigneten Flächen, die durch eine deutschlandweite Weißflächenanalyse anhand verschiedener Ausschluss- und Restriktionskriterien ermittelt wurden (s. Tabelle 38). Das Flächenpotenzial beinhaltet zudem Flächen für das Repowering, die auf Basis des Anlagenbestands unter Berücksichtigung aktueller Siedlungsabstände berechnet wurden. Zur Bestimmung der erzielbaren Leistung werden die ermittelten Flächen mit Hilfe des Wind-Szenario-Tools (WiSTI) mit standorttypischen WEA beplant. Die Auswahl der standorttypischen WEA erfolgt dabei je Landkreis auf Basis der Stromgestehungskosten der zukünftigen Anlagen (s. Tabelle 36).

⁸⁹ Es wird darauf hingewiesen, dass diese Informationen auf dem aktuellen Arbeitsstand der Begleitstudie „Regionalisierung Erneuerbarer Energien und Batteriespeicher“ der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE) aufsetzen. Der zugehörige Endbericht wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025) veröffentlicht.

Tabelle 36: Zukünftige Windenergieanlagen

Rotordurchmesser [m]	Leistungsdichte [W/m²]	Nabenhöhe [m]
160	275	120, 140, 166
130	300	105, 125, 140
116	350	100, 120, 135

Aus der Wahl der standorttypischen WEA ergibt sich ein unterschiedlicher Flächenbedarf, da die Abstände der WEA zueinander durch den 5-fachen Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung und den 3-fachen Rotordurchmesser in Nebenwindrichtung bestimmt werden. Aufgrund einer höheren Oberflächenrauigkeit in Waldgebieten ist dort der Abstand jeweils um den Faktor 1,5 größer. Das Leistungspotenzial nach Bundesland ist in Tabelle 40 dargestellt.

Die Regionalisierung der Bundeslandmantelzahlen auf die nach Flächenart kategorisierten Einzelstandorte erfolgt aufbauend auf den Bestandsanlagen, die ihre Nutzungsdauer noch nicht überschritten haben, gemäß der in Tabelle 37 dargestellten Priorisierung.

Tabelle 37: Flächenpriorisierung

Prioritätsklasse	Anlagen	Gewichtung
1	bestehend/genehmigt/geplant	100 %
2	in Repoweringfläche innerhalb WEG	100 %
3	in WEG	100 %
4	in Repoweringfläche außerhalb WEG	100 %
5	in Fläche der Restriktionskategorie 0	50 %
5	in Fläche der Restriktionskategorie 1	25 %
5	in Fläche der Restriktionskategorie 2	10 %
5	in Fläche der Restriktionskategorie 3	5 %
5	in Fläche der Restriktionskategorie 4	1 %

Innerhalb jeder Prioritätsklasse ≤ 4 erfolgt der Zubau anlagenscharf und die Zubaureihenfolge der einzelnen WEA wird durch deren Volllaststunden (VLS) bestimmt. In der Praxis werden nicht nur die windstärksten Standorte erschlossen. Daher werden die VLS bis zu +/- 500 h/a zufällig variiert. Das Repowering wird durchgeführt, sobald 80 % der WEA innerhalb einer Repoweringfläche eine Nutzungsdauer von 22 Jahren überschritten haben. Der Zubau der installierten Leistung in der Prioritätsklasse 5 erfolgt nicht anlagenscharf, sondern wird auf die WEA dieser Prioritätsklasse verteilt. Die Leistung der Flächen der Prioritätsklasse 5 wird zudem gewichtet, sodass mit zunehmenden Restriktionen weniger wahrscheinlich Anlagen auf diesen Flächen errichtet werden. Sollten durch die Gewichtung in einem Bundesland die Mantelzahlen nicht erreicht werden, wird die Gewichtung beginnend bei der niedrigsten Restriktionskategorie erhöht.

A.5 Hintergrundinformationen Photovoltaik: Bestands- und Potenzialanalyse und Zubaumodellierung⁹⁰

Aufgrund der unterschiedlichen Flächenkulissen erfolgt die Regionalisierung von Freiflächen- und Aufdach-PV nach getrennten Modellen. Es werden daher nach Anlagentypen differenzierte Potenzialflächen sowie ein nach Anlagentypen differenzierter Anlagenbestand benötigt. Die Datengrundlage für den Anlagenbestand bildet das MaStR. Die Ausweisung des Anlagentyps erfolgt dort jedoch nicht vollständig, weshalb eine Unterscheidung anhand zusätzlicher Informationen wie Standort, Vergütungskategorie und Name der Anlage vorgenommen wird. Im Folgenden werden die Modelle zur Regionalisierung des Zubaus für die Anlagentypen Freiflächen- und Aufdach-PV vorgestellt. Die Annahme bezüglich der Leistungsdichte für Aufdach-PV ist 200 W/m² und für Freiflächen-PV ist 1 MW/ha.

Aufdach-PV

Für die Regionalisierung des Ausbaus der Aufdach-PV sind, neben Informationen zum regionalen Bestand, auch die regionalen Dachflächenpotenziale eine wichtige Voraussetzung. Das Dachflächenpotenzial wird basierend auf den Untersuchungsergebnissen der Analyse eines hochauflösten städtischen Solardachkatasters, Gebäudepolygonen sowie Datensätzen zur räumlichen Beschreibung der Einwohnerzahl- und Bebauungsdichte abgeleitet^{91,92}. Das Ergebnis ist ein Raster, das das Dachflächenpotenzial in einer räumlichen Auflösung von 100 x 100 m ausweist und auf PLZ-Ebene aggregiert werden kann. Das Flächen- und Leistungspotenzial je Bundesland ist in Tabelle 41 und in Tabelle 42 dargestellt.

Die Regionalisierung des Zubaus von Aufdach-PV basiert auf der Kombination von zwei Ansätzen. Für beide Ansätze wird je Jahr und Postleitzahlgebiet ein Regionalisierungsindikator berechnet.

1. Der Regionalisierungsindikator I_{hist} basiert auf der Entwicklung des Zubaus zurückliegender Jahre
2. Der Regionalisierungsindikator I_{pot} basiert auf dem Dachflächenpotenzial

Durch die Kombination beider Ansätze wird sowohl die Zubaudynamik im Postleitzahlgebiet im Vergleich zur Zubaudynamik im zugehörigen Bundesland als auch das vorhandene Dachflächenpotenzial berücksichtigt. Für den Ansatz zur Abbildung der Zubaudynamik wird zunächst für jedes Postleitzahlgebiet, ausgehend vom Startjahr, für alle Folgejahre bis 2037 bzw. 2045 der gewichtete durchschnittliche Zubau ($Z_{\text{PLZ},\text{Jahr}}$) der letzten 6 Jahre ($Z_{\text{PLZ},\text{Jahr}-i}$) iterativ berechnet. Dabei wird der Zubau der weiter zurückliegenden Jahre geringer gewichtet.

$$Z_{\text{PLZ},\text{Jahr}} = Z_{\text{PLZ},\text{Jahr}-1} * 0,25 + Z_{\text{PLZ},\text{Jahr}-2} * 0,25 + Z_{\text{PLZ},\text{Jahr}-3} * 0,25 + Z_{\text{PLZ},\text{Jahr}-4} * 0,1 + Z_{\text{PLZ},\text{Jahr}-5} * 0,1 + Z_{\text{PLZ},\text{Jahr}-6} * 0,05$$

Für den Ansatz zur Regionalisierung anhand des verbleibenden Dachflächenpotenzials wird in einem ersten Schritt der Anteil p_{PLZ} des Dachflächenpotenzials im Postleitzahlgebiet Pot_{PLZ} am Dachflächenpotenzial im jeweiligen Bundesland- Pot_{BLD} berechnet:

$$p_{\text{PLZ}} = \frac{\text{Pot}_{\text{PLZ}}}{\text{Pot}_{\text{BLD}}}$$

Um den Zubau in Postleitzahlgebieten mit geringem verbleibendem Potenzial gegen null konvergieren zu lassen, wird je Postleitzahlgebiet der jeweils resultierende Wert beider Ansätze anschließend in jedem Jahr mit dem nicht erschlossenen Anteil des Dachflächenpotenzials in dem Gebiet multipliziert und bei Überschreitung des Potenzials auf null gesetzt.

⁹⁰ Es wird darauf hingewiesen, dass diese Informationen auf dem aktuellen Arbeitsstand der Begleitstudie „Regionalisierung Erneuerbarer Energien und Batteriespeicher“ der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) aufsetzen. Der zugehörige Endbericht wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025) veröffentlicht.

⁹¹ Jetter, Fabian; Bosch, Stephan: Energiewende auf dem Dach - Siedlungsstrukturelle Informationen als Grundlage zur Berechnung des Solarpotenzials auf Wohngebäuden. In: Kartographische Nachrichten. Bonn: Gesellschaft für Kartographie und Geomatik (DGfK e.V.), 2016.

⁹² Senft, Felix: A method for assessing the global technical photovoltaic roof-top potential based on open geo data. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Europa Universität Flensburg, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: Flensburg, 2021.

Anhand der berechneten Indikatoren werden im Anschluss die Mantelzahlen je Bundesland und Jahr auf die einzelnen Postleitzahlgebiete des jeweiligen Bundeslandes regionalisiert. Dabei werden 80 % der Mantelzahl anhand von I_{hist} und 20 % anhand von I_{pot} regionalisiert.

$$I_{hist,PLZ,Jahr} = \frac{Z_{PLZ,Jahr} * \max(0,1 - p_{erschlossen,PLZ,Jahr})}{Z_{BL,Jahr} * \max(0,1 - p_{erschlossen,BL,Jahr})}$$

$$I_{pot,PLZ,Jahr} = \frac{p_{PLZ,Jahr} * \max(0,1 - p_{erschlossen,PLZ,Jahr})}{p_{BL,Jahr} * \max(0,1 - p_{erschlossen,BL,Jahr})}$$

Freiflächen-PV

Der Zubau von Freiflächen-PV wird auf landwirtschaftlichen Flächen modelliert. Aufgrund mangelnder flächendeckender Datenverfügbarkeit können Konversionsflächen und Deponien nicht berücksichtigt werden. Um das raumverträgliche Potenzial abzuschätzen, wird eine Flächenanalyse mittels GIS-Anwendung durchgeführt und dieses hinsichtlich des Raumwiderstands differenziert ausgewiesen. Der Raumwiderstand bestimmt in der Bauplanung allgemein die Machbarkeit von Infrastrukturmaßnahmen. Die Bewertung der Flächen basiert auf einem Kriterienkatalog⁹³. Um zusätzliche Praxisnähe zu gewährleisten, werden die Ergebnisse aus Interviews mit PV-Anlagenprojektierern berücksichtigt und im Einzelfall von der Bewertung des Kriterienkataloges abgewichen. Gebiete mit einem sehr hohen Raumwiderstand werden als Ausschlussgebiete betrachtet. Dazu zählen beispielsweise Naturschutzgebiete und Kernzonen von Biosphärenreservaten. Landwirtschaftliche Flächen ohne identifizierten Raumwiderstand werden zusätzlich in die Kategorie Randstreifen untergliedert, sofern sich diese in 200 m bzw. 500 m Abstand zu einer Autobahn oder Schienenstrecke befinden. Innerhalb des Randstreifens von 200 m sind Freiflächenanlagen baurechtlich privilegiert, d. h. für diese ist nach BauGB⁹⁴ kein Bebauungsplan notwendig. Innerhalb von 500 m entlang von Autobahnen und Schienenwegen befinden sich die Anlagen in der EEG-Flächenkulisse für Ausschreibungen⁹⁵. Ein Überblick über die Flächenkriterien, die zur Erhebung der Freiflächenpotenziale berücksichtigt wurden, sowie deren Bewertung nach Raumwiderstand ist in Tabelle 42 dargestellt. Je Postleitzahlgebiet wird anschließend die Gesamtpotenzialfläche berechnet. Hierbei wird angenommen, dass das Potenzial von Flächen mit geringerem Raumwiderstand zu einem höheren Anteil für die Errichtung von Freiflächen-PV genutzt wird. Die Gesamtpotenzialfläche je Postleitzahlgebiet Pot_{ges} wird bestimmt, indem die Flächen Pot_i der einzelnen Widerstandsklassen i mit den entsprechenden Gewichtungsfaktoren multipliziert und aufsummiert werden. Je höher das Subskript, desto höher ist hierbei der Raumwiderstand.

$$Pot_{ges} = Pot_1 + Pot_2 * 0,5 + Pot_3 * 0,25 + Pot_4 * 0,125 + Pot_5 * 0,0625 + Pot_6 * 0,03125$$

Das gewichtete Flächenpotenzial ist in Tabelle 43 dargestellt. Es wird angenommen, dass Flächen mit bestehenden Anlagen auch nach Ende der Nutzungsdauer der Anlagen weiter genutzt werden, da diese Flächen bereits infrastrukturell erschlossen sind und ihre Eignung bewiesen haben. Die laut MaStR in Planung befindlichen Freiflächen werden beim Zubau ebenso berücksichtigt, wie die den ÜNB gemeldeten Anlagen, die an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden sollen. Der weitere Zubau in den Postleitzahlgebieten wird je Bundesland proportional zu Pot_{ges} regionalisiert.

⁹³ Büchs, Sebastian: Steuerung von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen in Unterfranken - Planungshilfe für Städte, Gemeinden und Projektträger. Würzburg: Regierung von Unterfranken, 2021.

⁹⁴ Baugesetzbuch (BauGB). Ausgefertigt am 23.06.1960, Version vom 28.07.2023; Berlin: Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch das Bundesministerium der Justiz, 2023.

⁹⁵ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023). Ausgefertigt am 21.07.2014, Version vom 26.07.2023; Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2023.

Tabelle 38: Berücksichtigte Kriterien sowie zugehörige Restriktionen und Ausschlusszonen für Windenergieanlagen an Land

85 m Puffer berücksichtigen den durchschnittlichen Rotordurchmesser.

x = Diese Klasse ist für diese Kriterien nicht relevant.

Themenfeld	Beschreibung	Puffer um die Geometrien in m (übrige Zonen = keine Restriktion)				
		Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4	Ausschluss
Wasserwirtschaft	Wasserschutzgebiete	x	x	x	x	85
Natur- und Landschaftsschutz	Alpenplan, Zone C	x	x	x	x	85
Natur- und Landschaftsschutz	DLM250: Gewässer	x	x	x	x	85
Artenschutz	RAMSAR-Gebiete Deutschlands	485	385	285	185	85
Natur- und Landschaftsschutz	Naturschutzgebiete Deutschlands	285	235	185	135	85
Natur- und Landschaftsschutz	Zonierung der Biosphärenreservate Deutschlands	x	x	x	x	85
Natur- und Landschaftsschutz	Landschaftsschutzgebiete Deutschlands	285	85	x	x	x
Natur- und Landschaftsschutz	Nationalparke Deutschlands	485	385	285	185	85
Natur- und Landschaftsschutz	Naturparke Deutschlands	x	85	x	x	x
Natur- und Landschaftsschutz	FFH-Gebiete Deutschlands, Natura 2000	1.085	x	385	85	x
Artenschutz	Vogelschutzgebiete Deutschlands (SPA), Natura 2000	1.085	x	385	85	x
Natur- und Landschaftsschutz	Nationale Naturmonumente Deutschlands	285	235	185	135	85
Infrastruktur	Seismische Messstationen (GRSN) - Ausschlussgebiete	x	x	x	x	0
Infrastruktur	Seismische Messstationen (GRSN) - Restriktionsgebiete	x	x	0	x	x
Militärische Belange	Schutzgebiete Sonstiges Recht (Militärische Flächen)	x	x	x	x	85
Sonstige	Hafenbecken	x	x	x	x	85
Natur- und Landschaftsschutz	Stehendes Gewässer (Binnenseen)	185	165	145	125	105
Natur- und Landschaftsschutz	Gewässerachse	x	x	x	x	135
Siedlungsgebiet	Ortslagen	1.085	x	835	x	735
Siedlungsgebiet	Industrie- und Gewerbegebiete	585	535	485	435	385

Themenfeld	Beschreibung	Puffer um die Geometrien in m (übrige Zonen = keine Restriktion)				
		Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3	Klasse 4	Ausschluss
Siedlungsgebiet	Sport und Freizeit	785	735	685	635	585
Siedlungsgebiet	Friedhöfe	485	435	385	335	285
Siedlungsgebiet	Kliniken	1.035	985	935	885	835
Natur- und Landschaftsschutz	Grünland	x	85	x	x	x
Natur- und Landschaftsschutz	Wald	285	135	85	x	x
Natur- und Landschaftsschutz	Feuchtgebiete	x	x	x	x	85
Siedlungsgebiet	Offenland außerhalb landwirtschaftlicher Nutzflächen	x	85	x	x	x
Verkehr	Bundesautobahnen	350	325	300	275	250
Siedlungsgebiet	Siedlungen nach OSM	1.085	x	835	x	735
Infrastruktur	DWD Radarstationen	5.085	x	x	x	x
Natur- und Landschaftsschutz	Grünes Band Deutschland	x	x	85	x	x
Artenschutz	Important Bird Area (IBA)	x	385	x	0	x
Infrastruktur	Bauwerk am Gewässer	x	x	x	x	85
Sonstige	Fläche Besonderer Funktionaler Prägung	685	635	585	535	500
Verkehr	Funkfeuer	10.085	8.085	6.085	4.085	3.085
Verkehr	Sonstige Straßen	275	250	225	200	175
Verkehr	Flughäfen	x	x	x	x	3.085
Verkehr	Flugplätze	x	x	x	x	1.845
Infrastruktur	Hoch-/Höchstspannungsleitung	x	x	250	x	185
Sonstige	Bundesgrenze	x	x	x	x	85
Natur- und Landschaftsschutz	Flussauen	x	x	85	x	x
Verkehr	Gleisanlagen und Schienenwege	x	x	x	x	150

Tabelle 39: Windenergie Onshore: Flächenpotenzial je Bundesland

Flächenpotenzial [km ²]	gesamt	erschlossen	Restpotenzial					
	WEG gesamt	WEG erschlossen	WEG Restpotenzial	keine Restriktion	Restriktion Kategorie 1	Restriktion Kategorie 2	Restriktion Kategorie 3	Restriktion Kategorie 4
Baden-Württemberg	368	105	263	71	349	326	4.275	3.828
Bayern	464	128	336	106	447	409	8.631	3.501
Berlin	0	0	0	0	0	0	264	71
Brandenburg	610	432	178	195	648	496	6.533	3.744
Bremen	3	2	0	0	0	0	66	39
Hamburg	1	1	0	0	0	15	106	15
Hessen	496	130	365	33	140	303	3.838	2.622
Mecklenburg-Vorpommern	193	112	80	79	407	171	2.109	3.180
Niedersachsen	502	376	125	196	535	552	4.986	1.474
Nordrhein-Westfalen	430	191	238	146	212	493	2.965	1.526
Rheinland-Pfalz	330	180	150	43	114	218	1.822	1.847
Saarland	48	27	21	0	0	24	475	212
Sachsen	64	45	19	171	358	316	2.914	1.178
Sachsen-Anhalt	215	186	28	666	925	693	5.428	1.791
Schleswig-Holstein	373	265	107	32	126	79	428	792
Thüringen	137	75	62	309	519	350	2.889	1.443
Deutschland	4.240	2.262	1.977	2.047	4.780	4.445	47.729	27.263

Tabelle 40: Windenergie Onshore: Leistungspotenzial je Bundesland

Leistungs- potenzial (MW)	Bestand		Restpotenzial					
	Bestand	geplant	WEG	keine Restriktion	Restriktion Kategorie 1	Restriktion Kategorie 2	Restriktion Kategorie 3	Restriktion Kategorie 4
Baden- Württemberg	1.719	277	15.851	4.774	22.352	23.826	173.030	161.898
Bayern	2.667	183	23.518	9.262	33.594	30.536	380.083	149.710
Berlin	17	0	0	0	0	44	693	682
Brandenburg	8.499	672	9.998	12.552	29.003	23.607	175.996	117.981
Bremen	213	7	24	0	0	0	40	504
Hamburg	124	0	16	0	0	64	272	40
Hessen	2.392	191	16.863	2.856	10.787	12.289	94.711	75.989
Mecklenburg- Vorpommern	3.584	343	4.177	3.451	15.288	5.937	48.274	82.747
Niedersachsen	12.309	755	8.709	12.364	32.478	31.060	193.955	61.907
Nordrhein- Westfalen	6.801	697	11.216	7.760	10.351	23.756	70.903	24.448
Rheinland-Pfalz	3.932	339	10.302	3.843	9.613	15.594	75.452	79.907
Saarland	542	41	1.771	0	33	1.364	8.415	2.552
Sachsen	1.349	49	1.737	5.107	12.853	9.041	72.142	34.110
Sachsen-Anhalt	5.488	213	2.585	41.558	48.521	39.567	158.543	34.980
Schleswig- Holstein	7.246	218	5.797	2.039	7.043	4.855	21.203	17.838
Thüringen	1.803	154	4.312	18.337	32.186	14.938	114.257	51.920
Deutschland	58.685	4.137	116.877	123.903	264.102	236.478	1.587.970	897.212



Tabelle 41: Dachflächenpotenzial je Bundesland

	km²	GW
Baden-Württemberg	287,2	57,4
Bayern	412,2	82,4
Berlin	38,5	7,7
Brandenburg	83,9	16,8
Bremen	14,1	2,8
Hamburg	26,9	5,4
Hessen	146,8	29,4
Mecklenburg-Vorpommern	59,9	12,0
Niedersachsen	254,3	50,9
Nordrhein-Westfalen	431,2	86,2
Rheinland-Pfalz	113,6	22,7
Saarland	28,3	5,7
Sachsen	113,8	22,8
Sachsen-Anhalt	68,0	13,4
Schleswig-Holstein	82,4	16,5
Thüringen	59,4	11,9
Deutschland	2.219,4	443,9



Tabelle 42: Landwirtschaftliche Flächen mit Bewertung hinsichtlich des Raumwiderstands gegenüber FF-PVA

Raumwiderstand	Flächenkategorie	Kürzel	Bewertung	
kein	Bestehende Freiflächenanlage	Pot ₀	0 %	
gering	Landwirtschaftliche Fläche ohne identifizierten Raumwiderstand	200-m-Randstreifen	Pot ₁	100 %
		500-m-Randstreifen	Pot ₂	100 %
		benachteiligtes Gebiet	Pot ₂	50 %
			Pot ₃	25 %
mittel	Biosphärenreservat (Entwicklungszone) Trinkwasserschutzgebiet (Zone 3) Heilquellenschutzgebiet (qualitativ III) Heilquellenschutzgebiet (quantitativ A)	200-m-Randstreifen	Pot ₄	12,5 %
		500-m-Randstreifen	Pot ₄	12,5 %
		benachteiligtes Gebiet	Pot ₅	6,25 %
			Pot ₆	3,125 %
hoch	IFFH-Gebiet SPA-Gebiet Biosphärenreservat (Pflegezone) Trinkwasserschutzgebiet (Zone 2) Heilquellenschutzgebiet (qualitativ II) Überschwemmungs-/Vorranggebiet Hochwasserschutz Landschaftsschutzgebiet		0 %	
sehr hoch	Siedlungsfläche Wald Gewässer Naturschutzgebiet Naturdenkmal Nationalpark Biosphärenreservat (Kernzone)		0 %	



Tabelle 43: Bewertetes Potenzial Freiflächen-PV auf Landwirtschaftlichen Flächen

Potenzial	Fläche [ha]								Leistung [GW]*	
	gering				mittel				gesamt	gesamt
Kategorie	200-m-Randstreifen	500-m-Randstreifen	benachteiligtes Gebiet	Landwirtschaftliche Flächen	200-m-Randstreifen	500-m-Randstreifen	benachteiligtes Gebiet	Landwirtschaftliche Flächen	gesamt	gesamt
Baden-Württemberg	34.824	58.533	209.179	91.834	82	132	1.160	225	395.970	396
Bayern	86.397	134.197	484.472	235.459	246	394	2.146	183	943.493	943
Berlin	232	308	192	210	0	0	0	0	943	1
Brandenburg	28.691	43.528	218.563	39.003	323	524	1.894	198	332.723	333
Bremen	6	16	54	3	1	3	5	0	87	0
Hamburg	24	12	0	28	2	5	0	11	83	0
Hessen	19.753	30.420	90.625	35.224	922	1.488	4.855	2.418	185.705	186
Mecklenburg-Vorpommern	55.895	86.274	308.134	172.342	1.916	3.080	9.085	6.370	643.095	643
Niedersachsen	57.849	87.258	343.577	133.769	965	1.594	4.834	2.064	631.911	632
Nordrhein-Westfalen	29.746	43.597	44.156	97.959	1.193	1.885	1.407	32.30	223.172	223
Rheinland-Pfalz	17.059	28.131	134.916	31.293	65	111	160	79	211.814	212
Saarland	1.858	3.549	4.792	5.682	57	85	93	427	1.6543	17
Sachsen	28.992	46.345	77.818	78.186	259	403	495	591	233.089	233
Sachsen-Anhalt	35.502	53.639	46.811	131.920	217	351	1435	696	270.572	271
Schleswig-Holstein	26.696	39.865	133.200	94.488	164	287	617	391	295.707	296
Thüringen	25.261	39.464	84.180	67.214	443	787	4.027	1.021	222.398	222
Deutschland	448.786	695.135	2.180.669	1.214.614	6.854	11.129	32.212	17.905	4.607.305	4.607

* Leistungsdichte: 1 MW/ha

Literaturverzeichnis

- AGEB (2023): „Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland“, https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/10/awt_2022_deutsch.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Bundesinstitut für Bevölkerungsforschung (2024): „Bevölkerungsstand in Deutschland (1950-2070)“, <https://www.bib.bund.de/DE/Fakten/Fakt/B02-Bevoelkerungsstand-1950-Vorausberechnung.html> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2021): „Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee vom 19. August 2021“, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Raumordnungsplan_2021/_Anlagen/Downloads/Raumordnungsplan_2021.pdf;jsessionid=466434C31BBBEF7E5DE2F7A5C5EFFE0E.live21322?_blob=publicationFile&v=10, (Zuletzt abgerufen: 14.06.2024).
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2022): „Entwurf Flächenentwicklungsplan“, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2022_2/220701_FEP_Entwurf.pdf?_blob=publicationFile&v=3, (Zuletzt abgerufen: 14.06.2024).
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2023): „Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee“, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Flaechenentwicklungsplan_2023.pdf?_blob=publicationFile&v=1, (Zuletzt abgerufen: 14.06.2024).
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2024): „Vorentwurf Flächenentwicklungsplan“, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads/Vorentwurf_FEP.pdf?_blob=publicationFile&v=1, (Zuletzt abgerufen: 14.06.2024).
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2024): „Entwurf Flächenentwicklungsplan“, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads/Entwurf_FEP/Entwurf_FEP.pdf?_blob=publicationFile&v=3, (Zuletzt abgerufen: 14.06.2024).
- Bundesanstalt für Straßenwesen (2022): „Datensatz zu Automatischen Zählstellen auf Autobahnen und Bundesstraßen - Abruf der Daten vom Online-Portal“, https://www.bast.de/BASt_2017/DE/Verkehrstechnik/Fachthemen/v2-verkehrszaehlung/zaehl_node.html (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): „Bericht des Bund-Länder-Kooperationsausschusses 2023, Stand Oktober 2023“, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/EEG-Kooperationsausschuss/2023/bericht-bund-laender-kooperationsausschuss-2023.pdf?_blob=publicationFile&v=10 (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): „Fortschreibung Nationale Wasserstoffstrategie“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.pdf> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): „Photovoltaik-Strategie“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaik-strategie-2023.pdf> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): „Zwischenbericht der Systementwicklungsstrategie“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231122-zwischenbericht-der-systementwicklungsstrategie.pdf> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): „Erneuerbare Energien“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): „Gemeinsame Pressemitteilung: Einigung zur Kraftwerksstrategie“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-einigung-zur-kraftwerksstrategie.html> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): „Gemeinsame Pressemitteilung: G7-Staaten beschließen Kohleausstieg bis Mitte der 2030er- Jahre und setzen sich für globales Plastikabkommen bis Ende 2024 ein“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/04/20240430-g7-staaten-kohleausstieg-mitte-2030er-jahre.html> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024): „Gesetz zur Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung und zur Kernnetz-Finanzierung im Deutschen Bundestag beschlossen“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/04/20240412-gesetz-zur-wasserstoff-netzentwicklungsplanung.html> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): „Die Nationale Wasserstoffstrategie“, https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=11 (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): „Nationaler Energie- und Klimaplan (NECP)“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Bundesnetzagentur (2023): „Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität, Stand: Januar 2023“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/versorgungssicherheit-strom-bericht-2022.pdf> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Bundesnetzagentur (2024): „Marktstammdatenregister, Stand vom 31.05.2024“, <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Bundesnetzagentur (2024): „Veröffentlichung Zu- und Rückbau, Stand vom 15. April 2024“, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/start.html> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2023): „Monitoringbericht 2023“, <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Bundesrat (2024): „Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften“, https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2024/0201-0300/265-24.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

Bundesregierung (2019): „Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung“, <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Bundesregierung (2023): „Masterplan Ladeinfrastruktur II der Bundesregierung“, <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur-2.pdf> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Burges, K. & Kippelt, S. (2021): „Grid-related challenges of high-power and megawatt charging stations for battery-electric long-haul trucks“, https://www.transportenvironment.org/uploads/files/2022_01_TE_grid_integration_long_haul_truck_charging_study_final.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle (2024): „Synthesebericht zum Sechsten IPCC-Sachstandsbericht (AR6)“, https://www.de-ipcc.de/media/content/Hauptaussagen_AR6-SYR.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

Deutscher Bundestag (2024): „Grünes Licht für Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes“
Deutscher Bundestag - Grünes Licht für Novelle des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
<https://www.bundestag.de/presse/hib/kurzmeldungen-1006352> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

Deutschlandweite Abfrage von Infrastrukturbedarfen für das Strom- und Wasserstoffnetz - Gemeinsame Marktabfrage der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber zur Erfassung von Wasserstoffherzeugung (inkl. Elektrolyseure), -einspeisung, -speicherung und -verwendung sowie Großverbrauchern Strom, <https://infrastrukturbedarf-abfrage-nep.de/> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

ENTSO-E (2022): „TYNDP 2022 Scenario Report – Version April 2022“, https://2022.entsoe.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP_2022_Scenario_Building_Guidelines_Version_April_2022.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

ENTSO-E (2023): „European Resource Adequacy Assessment - 2023 Edition“, <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

ENTSO-E (2023): „TYNDP 2024 Scenario Storyline Report - Version July 2023“, https://2024.entsoe.eu/wp-content/uploads/2023/07/ENTSOs_TYNDP_2024_Scenarios_Storyline_Report_2023-07.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).

- ENTSO-E (2024): „Draft TYNDP 2024 Project Portfolio“, <https://tyndp.entsoe.eu/news/176-pan-european-electricity-transmission-projects-and-33-storage-projects-will-be-assessed-in-tyndp-2024> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- ENTSO-E (2024) „ENTSO-E Winter Outlook 2023-2024“ <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024)
- ENTSO-E (2024): „Offshore Network Development Plans - European offshore network transmission infrastructure needs - Version January 2024“, https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/ONDP2024/web_entso-e_ONDP_PanEU_240226.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- ENTSO-E (2024): „TYNDP 2024 Draft Scenario Report - Version May 2024“, <https://2024.entsoe-tyndp-scenarios.eu/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Europäische Kommission (2017): „Electricity interconnection targets“, https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/electricity-interconnection-targets_en (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Europäische Kommission (2019): „Clean energy for all Europeans package“, https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Europäische Kommission (2020): „2030 climate targets“, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-targets_en (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Europäische Kommission (2020): „Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa“, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/fs_20_1296 (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Europäische Kommission (2021): „European Climate Law“, https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-climate-law_en (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Europäische Kommission (2023): „Renewable energy targets“, https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Europäisches Parlament (2023): „EU-Verkaufsverbot für neue Benzin- und Dieselfahrzeuge ab 2035“, <https://www.europarl.europa.eu/topics/de/article/20221019STO44572/verkaufsverbot-fur-neue-benzin-und-dieselfahrzeuge-ab-2035-was-bedeutet-das> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Europäisches Parlament (2024): „Energie aus erneuerbaren Quellen“, <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/70/energie-aus-erneuerbaren-quellen> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Europäisches Parlament (2024): „Energiepolitik - Allgemeine Grundsätze“, <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/68/energiepolitik-allgemeine-grundsätze> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mit Guidehouse (2022): „Regionale Lastmanagementpotenziale: Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland“, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE_0.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2015): „Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas“, https://www.bdew.de/media/documents/201507_Weiterentwicklung-SLP-Gas.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2019): „Kurzstudie Elektromobilität - Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans“, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht_1.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2022): „Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/Studie_Stromverbrauchsmod_Dekarb_FfE.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2022): „Wärmepumpen-Ampel - Räumlich hochaufgelöstes Potenzial für den Einsatz von Wärmepumpen in Deutschland zur Erreichung der Klimaziele“, <https://www.ffe.de/projekte/waermepumpen-ampel/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2024): „Erneuerbare Energien und Batteriespeicher: Regionalisierung des Ausbaus für Netzplanungsprozesse“, noch nicht veröffentlicht

- Forschungsstelle für Energiewirtschaft (2024): „Regionalisierung Gebäudewärme: Projektion und Regionalisierung von Technologien zur Bereitstellung von Gebäudewärme in Deutschland“, noch nicht veröffentlicht
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE (2024): „Kurzstudie: Ladeprofile von elektrischen Fahrzeugen“, noch nicht veröffentlicht
- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec, ifeu, TU Berlin (2024): „Langfristszenarien 3: Wissenschaftliche Analysen zur Dekarbonisierung Deutschlands“, <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (2024): „Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 16 bis 21“, https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads/Adhoc_Analyse_Ertragsmodellg.pdf?_blob=publicationFile&v=1 (Zuletzt abgerufen: 14.06.2024).
- Gesetze im Internet (2023): „Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. November 2017 (BGBl. I S. 3634), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 394) geändert worden ist“, <https://www.gesetze-im-internet.de/bbaug/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Gesetze im Internet (2024): „Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist, § 4 Ausbaupfad“, https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_4.html (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Gesetze im Internet (2024): „Windenergie-auf-See-Gesetz vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), das zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist“, <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Gesetze im Internet (2024): „Windenergieflächenbedarfsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1353), das zuletzt durch Artikel 12 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist“, <https://www.gesetze-im-internet.de/windbg/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Guidehouse (2022): „Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030“, <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/analyse-der-flaechenverfuegbarkeit-fur-windenergie-an-land-post-2030.pdf> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- IAEW - RWTH Aachen (2023): „Nationale und Internationale Offshore-Vernetzung“, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/Studie_Offshore-Vernetzung_2023_1.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- infas, DLR, IVT und infas 360 (2018): „Mobilität in Deutschland“, <https://www.mobilitaet-in-deutschland.de/archive/publikationen2017.html> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- International Energy Agency (2023): „World Energy Outlook 2023“, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- IWU (2022): „Typologie der Nichtwohngebäude in Deutschland - Methodik, Anwendung und Ausblick“, https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/2022_IWU_HoernerEtBischof_WorkingPaper_Typologie-der-Nichtwohngebaeude-Deutschlands.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Jetter, F. & Bosch, S. (2016): „Energiewende auf dem Dach - Siedlungsstrukturelle Informationen als Grundlage zur Berechnung des Solarpotenzials auf Wohngebäuden“, Kartographische Nachrichten, Gesellschaft für Kartographie und Geomatik (DGfK e.V.), Bonn
- Nationaler Wasserstoffrat (2024): „Wasserstoff-Importstrategie: NWR kommentiert die Erarbeitung einer Wasserstoff-Importstrategie der Bundesregierung“, <https://www.wasserstoffrat.de/aktuelles/pressemitteilung-vom-07022024> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).
- Übertragungsnetzbetreiber (2015): „Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 2. Entwurf“ <https://www.netzentwicklungsplan.de/grundsaeetze-fuer-die-planung-des-deutschen-uebertragungsnetzes-zu-kapitel-411-0> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).
- Übertragungsnetzbetreiber (2024): „Fachgespräch zum Szenariorahmenentwurf für den NEP Strom 2037/2045 (2025)“, <https://www.netzentwicklungsplan.de/nachrichten/fachgespraech-zum-szenariorahmenentwurf-fuer-den-netzentwicklungsplan-strom-20372045> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).

- Regierung von Unterfranken (2021): „Steuerung von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen in Unterfranken - Planungshilfe für Städte, Gemeinden und Projektträger“, https://www.regierung.unterfranken.bayern.de/mam/aufgaben/bereich2/ruf-24_planungshilfe_ff-pva.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Senft, F. (2021): „A method for assessing the global technical photovoltaic roof-top potential based on open geo data“, Masterarbeit, Europa Universität Flensburg in Zusammenarbeit mit Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Flensburg
- SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP (2021): „Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Koalitionsvertrag 2021–2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), Bündnis 90/Die Grünen und den Freien Demokraten (FDP)“, https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag/Koalitionsvertrag_2021-2025.pdf (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).
- Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2011): „Vielfältiges Deutschland: Zensus 2011“, <https://www.zensus2011.de/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Statistisches Landesamt Bremen (2024): „Energiebilanzen der Länder - Länderarbeitskreis Energiebilanzen“, <https://www.lak-energiebilanzen.de/energiebilanzen/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- TenneT et al. (2024): „Offshore TSO Collaboration“, <https://www.tennet.eu/offshore-tso-collaboration> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Übertragungsnetzbetreiber (2022): „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes, Stand Juli 2022“, https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/Grundsatz%CC%88tze%20fu%CC%88r%20die%20Ausbauplanung%20des%20deutschen%20U%CC%88bertragungsnetzes_0.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Übertragungsnetzbetreiber (2023): „Mittelfristprognose 2024–2028“, <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2024-2028> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Umweltbundesamt (2021): „Projektionsbericht 2021 für Deutschland“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/projektionsbericht_2021_uba_website.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Umweltbundesamt (2023): „Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2023: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2021“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/28_2023_cc_berichterstattung_unter_der_klimarahmenkonvention.pdf (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Umweltbundesamt (2024): „Emissionen ausgewählter Treibhausgase in Deutschland nach Kategorien in Tsd. t Kohlendioxid-Äquivalenten“, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#treibhausgas-emissionen-nach-kategorien> (Zuletzt abgerufen: 13.06.2024).
- Umweltbundesamt (2024): „Entwicklung des Stromverbrauchs“, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Umweltbundesamt (2024): „Indikator: Anteil Erneuerbare am Bruttoendenergieverbrauch“, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umweltindikatoren/indikator-erneuerbare-energien> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Umweltbundesamt (2024): „Treibhausgas-Emissionen nach Kategorien“, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#treibhausgas-emissionen-nach-kategorien> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Umweltbundesamt (2024): „Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat). Stand: März 2024“, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/agee_stat-zeitreihen_zur_entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_deu_uba.xlsx (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2023): „Wasserstoff-Kernnetz“, <https://fnb-gas.de/wasserstoffnetz-wasserstoff-kernnetz/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).
- WVI, IVT, DLR und KBA (2012): „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010 (KiD 2010)“, <https://daten.clearingstelle-verkehr.de/240/> (Zuletzt abgerufen: 31.05.2024).