NETZ
ENTWICKLUNGS
PLAN **STROM**

Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021

Entwurf der
Übertragungsnetzbetreiber

Impressum

50Hertz Transmission GmbH
Heidestraße 2
10557 Berlin

www.50hertz.com

Geschäftsführung:
Stefan Kapferer (Vorsitz),
Dr. Frank Golletz,
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. Klaus Kleinekorte

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

TenneT TSO GmbH
Bernecker Straße 70
95448 Bayreuth

www.tennet.eu

Geschäftsführer:
Otto Jager,
Tim Meyerjürgens,
Bernadus Voorhorst

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

TransnetBW GmbH
Pariser Platz
Osloer Straße 15–17
70173 Stuttgart

www.transnetbw.de

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

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

Redaktion
Dr. Tim Drees (50Hertz Transmission GmbH),
Thomas Wiede (Amprion GmbH),
Mario Meinecke (TenneT TSO GmbH),
Regina König (TransnetBW GmbH)

Autorenteam
50Hertz Transmission GmbH:
Dr. Paul Nahmmacher, Christian Paris, Martin Ruge, Sebastian Spieker
Amprion GmbH:
Thomas Anderski, Sebastian Bohlen, Robin Kaiser, Caroline Podewski
TenneT TSO GmbH:
Jürgen Apfelbeck, Timo Kahl, Fabian Lukas, Sven Schäfer
TransnetBW GmbH:
Paul-Steven Ganer, Max Muller, Daniel Stützle

Pressekontakt
Dr. Andreas Preuß, Ulrike Hörchens
E-Mail: info@netzentwicklungsplan.de
www.netzentwicklungsplan.de

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

Stand
Januar 2020

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis . . . 5
Tabellenverzeichnis . . . 7
Abkürzungsverzeichnis . . . 9

1 Der Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans Strom . . . 12
1.1 Herausforderungen des Szenariorahmenentwurfs . . . 12
1.2 Auftakt für Beteiligung . . . 14

2 Szenarienbeschreibung . . . 17
2.1 Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien . . . 17
2.2 Überblick über die Szenarien . . . 18
2.3 Sektorenkopplung/Elektrifizierung und Netzorientierung . . . 19
2.4 Kennzahlen der Szenarien . . . 21

3 Klimaschutz und energiepolitische Ziele . . . 23
3.1 Bestimmung einer Emissionsobergrenze zur Einhaltung von Klimaschutzzielen . . . 24
3.2 Methodik zur Einhaltung einer Emissionsobergrenze . . . 25

4 Die Rolle des Stromsektors zur Dekarbonisierung anderer Sektoren . . . 28
4.1 Mobilitätsinfrastruktur . . . 28
4.2 Wärmeinfrastruktur . . . 29
4.3 Gasinfrastruktur . . . 30

5 Stromverbrauch . . . 33
5.1 Eingangsüberlegungen und Begriffsdefinitionen . . . 33
5.2 Konventionelle Stromanwendungen . . . 33
5.2.1 Gegenwärtige konventionelle Stromnachfrage und regionale Verteilung . . . 34
5.2.2 Entwicklung der konventionellen Stromnachfrage bis 2040 . . . 36
5.2.3 Zeitlicher Verlauf der Stromnachfrage . . . 39
5.2.4 Demand-Side-Management . . . 40
5.3 Neue Stromanwendungen . . . 41
5.3.1 Neue Stromgroßverbraucher . . . 41
5.3.2 Elektromobilität . . . 43
5.3.3 Power-to-Heat . . . 46
5.3.4 Power-to-Gas . . . 50
5.4 Ergebnis der Stromnachfragemodellierung und Jahreshöchstlast bis 2040 . . . 53
5.4.1 Stromnachfrage bis 2040 . . . 53
5.4.2 Jahreshöchstlast bis 2040 . . . 54

6 Erneuerbare Energien . . . 57
6.1 Anlagenbestand . . . 57
6.2 Politischer Rahmen . . . 57
6.3 Zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien . . . 58
6.3.1 Windenergie offshore . . . 60
6.3.2 Windenergie onshore . . . 62
6.3.3 Photovoltaik . . . 63
6.3.4 Biomasse . . . 65
6.4 Zusammenfassung der installierten Leistung erneuerbarer Energien je Szenario . . . 65
6.5 Regionalisierung des Ausbaus erneuerbarer Energien an Land . . . 66
6.5.1 Regionalisierung Windenergie onshore . . . 67
6.5.2 Regionalisierung Photovoltaik . . . 71
6.5.3 Biomasse, Laufwasser und sonstige erneuerbare Energien . . . 75
6.6 Methode zur Berücksichtigung der Spitzenkappung . . . 75

Inhaltsverzeichnis

7 Konventionelle Kraftwerke und Speicher . . . 77
7.1 Eingangsüberlegungen . . . 77
7.2 Konventionelle Kraftwerkskapazitäten . . . 77
7.3 Versorgungssicherheit . . . 86
7.4 Einsatzrestriktionen von Kraftwerken . . . 87
7.5 Bundeslandaufteilung . . . 88

8 Europäischer Rahmen . . . 94
8.1 Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext . . . 94
8.2 Handelskapazitäten . . . 96
8.2.1 Sensitivität Nort Sea Wind Power Hub . . . 97

9 Brennstoff- und CO_2-Preise . . . 100

Anhang . . . 102

Literaturverzeichnis . . . 104

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Der Szenariorahmen – gemeinsame Grundlage für den NEP. 15
Abbildung 2: Gesamtablauf zur Umsetzung von Leitungsvorhaben. 15
Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien. 18
Abbildung 4: Angenommener CO_2-Emissionspfad des deutschen Kraftwerksparks bis 2050 (in Mio. t CO_2). 25
Abbildung 5: Möglichkeiten zur Elektrifizierung. 28
Abbildung 6: Fernwärmeerzeugung im „positiven Klimaschutzszenario“. 30
Abbildung 7: Gesamtablauf zur Ermittlung der Stromnachfrage. 33
Abbildung 8: Verlauf des Stromverbrauchs in Deutschland in 2012. 40
Abbildung 9: Zusätzlicher Stromverbrauch durch Stromgroßverbraucher. 42
Abbildung 10: Anzahl der batterieelektrischen Fahrzeuge pro Bundesland unterteilt in gewerbliche und private Flotte. 45
Abbildung 11: Anzahl der Haushaltswärmepumpen in den Szenarien. 48
Abbildung 12: Prognostizierter Wasserstoffbedarf im Industriesektor nach Bundesland in 2035. 51
Abbildung 13: EE-Anteil am Bruttostromverbrauch. 59
Abbildung 14: Installierte Leistung Windenergie offshore. 61
Abbildung 15: Installierte Leistung Windenergie onshore. 63
Abbildung 16: Installierte Leistung Photovoltaik. 64
Abbildung 17: Leistung PV nach Freifläche/Gebäude. 64
Abbildung 18: Installierte Leistung Biomasse. 65
Abbildung 19: Georeferenzierter Bestand Photovoltaik mit Identifikation verschiedener Anlagenkategorien. 71
Abbildung 20: Bestimmung der regionenspezifischen Ausbaudynamik für drei ausgewählte Gemeinden. 72
Abbildung 21: Konventionelle Kraftwerkskapazität nach Energieträger in den Szenarien. 78
Abbildung 22: Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazität in den Szenarien. 78
Abbildung 23: Entwicklung der Braunkohlekraftwerkskapazitäten. 79
Abbildung 24: Entwicklung der Steinkohlekraftwerkskapazitäten. 80
Abbildung 25: Entwicklung der Erdgaskraftwerkskapazitäten. 81
Abbildung 26: Entwicklung der Ölkraftwerkskapazitäten. 82
Abbildung 27: Entwicklung der Kuppelgaskapazitäten. 83
Abbildung 28: Entwicklung der sonstigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten. 83
Abbildung 29: Entwicklung der Abfallkraftwerkskapazitäten. 84
Abbildung 30: Entwicklung der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten. 84
Abbildung 31: Entwicklung konventioneller KWK-Anlagen < 10 MW. 86
Abbildung 32: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario A 2035. 89

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 33: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario B 2035. 90

Abbildung 34: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario C 2035. 91

Abbildung 35: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario B 2040. 92

Abbildung 36: Installierte Leistungen für erneuerbare und konventionelle Energieträger im Szenario National Trends des TYNDP 2020 (Stand November 2019). 95

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Szenariovariationen entlang der Dimensionen Sektorenkopplung/Elektrifizierung und Netzorientierung . . . 20
Tabelle 2: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien . . . 21
Tabelle 3: Sektorenscharfe CO_2-Reduktionsziele . . . 24
Tabelle 4: Nettostromverbrauch Deutschland 2012–2016 . . . 34
Tabelle 5: Nettostromverbrauch Bundesländer 2012–2016 . . . 35
Tabelle 6: Sektorale Landkreisregionalisierung anhand gewichteter Indikatoren . . . 36
Tabelle 7: Treiber und funktionale Zusammenhänge zur Projektion der konventionellen Stromnachfrage . . . 37
Tabelle 8: Entwicklung der Gesamtbevölkerung und Auswirkung auf den Stromverbrauch . . . 38
Tabelle 9: Stromverbrauch im GHD-Sektor . . . 38
Tabelle 10: Stromverbrauch im Industriesektor . . . 38
Tabelle 11: Stromverbrauch im Umwandlungsbereich . . . 39
Tabelle 12: Stromverbrauch im Verkehrssektor . . . 39
Tabelle 13: Angenommene Potenziale zur Abschaltung und Verschiebung der Stromnachfrage je Szenario . . . 41
Tabelle 14: Annahmen zur Entwicklung und Stromnachfrage von elektrisch angetriebenen Kraftfahrzeugen . . . 43
Tabelle 15: Annahmen zur Herleitung der Stromnachfrage einer Wärmepumpe . . . 46
Tabelle 16: Annahmen zur Entwicklung und Stromnachfrage von Haushaltswärmepumpen . . . 47
Tabelle 17: Annahmen zur Herleitung der elektrischen Leistung einer Wärmepumpe . . . 47
Tabelle 18: Annahmen zur Entwicklung und Stromnachfrage von Großwärmepumpen und Elektroheizern . . . 49
Tabelle 19: Prognostizierter Wasserstoffbedarf im Industriesektor . . . 50
Tabelle 20: Leistung von Power-to-Gas-Anlagen in den Szenarien . . . 52
Tabelle 21: Ergebnisse der Stromnachfragemodellierung . . . 54
Tabelle 22: Installierte Leistung erneuerbarer Energien zum 31.12.2018 . . . 57
Tabelle 23: Ausbauziele erneuerbarer Energien gemäß EEG und Klimaschutzprogramm 2030 . . . 58
Tabelle 24: Volllaststunden erneuerbarer Energien . . . 60
Tabelle 25: Installierte Erzeugungsleistung Windenergie offshore in Nord- und Ostsee . . . 62
Tabelle 26: Installierte Leistung und abgeschätze Erzeugungsmengen von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien . . . 66
Tabelle 27: Installierte Leistung Windenergie onshore in den Szenarien nach Bundesland . . . 68
Tabelle 28: Potenzial in ausgewiesenen Flächen unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Abstands zu Siedlungen . . . 70
Tabelle 29: Szenarioabhängiger Zubau von Gebäude-PV-Anlagen . . . 73
Tabelle 30: Freiflächen-PV-Anlagen Zubaumodellierung pro Bundesland . . . 73
Tabelle 31: Szenarioabhängiger Zubau von Freiflächen-PV-Anlagen . . . 74
Tabelle 32: Installierte Leistung PV nach Gebäude/Freifläche in den Szenarien nach Bundesland . . . 74

Tabellenverzeichnis

Tabelle 33: Laufwasser, Sonstige und Biomasse Leistungen pro Bundesland 75

Tabelle 34: Batteriespeicher je Szenario 85

Tabelle 35: Zusätzlich für den NEP 2035 (2021) berücksichtigte Interkonnektoren 97

Tabelle 36: Zusätzliche Interkonnektoren in der Sensitivität North Sea Wind Power Hub 98

Tabelle 37: Annahmen zu Brennstoff und CO_2-Zertifikatspreisen 100

Tabelle 38: Emissionsfaktoren nach Energieträgern 101

Tabelle 39: Übersicht zu den Rückmeldungen der Bundesländer zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Szenariorahmen des NEP 2035 (2021) 102

Tabelle 40: Rückmeldungen der Abfrage zu bundeslandspezifischen Angaben zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Szenariorahmen des NEP 2035 (2021) 103

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen Bundesländer

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

Abkürzungen Staaten

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

Weitere Abkürzungen

a	Jahre
Abs.	Absatz
AC	Alternating current / Wechselstrom
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone (Bereich außerhalb des Küstenmeers)
BAFA	Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle
BASt	Bundesanstalt für Straßenwesen
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CCR	Capacity Calculation Region
CCS	Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO_2)
CEP	Clean Energy for all Europeans Package der EU-Kommission
CLC	CORINE Landcover
CNE	Critical Network Elements
CNEC	Critical Network Element and Contingency
CWE	Central and Western-Europe: Belgien, Frankreich, Luxemburg/Deutschland, Niederland, Österreich
CO_2	Kohlenstoffdioxid
DC	Direct current / Gleichstrom
DSM	Demand Side Management, Nachfragesteuerung
e. V.	eingetragener Verein
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
el	elektrisch
E-LKW	elektrisch betriebene Lastkraftwagen
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnLAG	Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz)

Abkürzungsverzeichnis

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel
ENTSO-G	Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
E-PKW	elektrisch betriebene Personenkraftwagen
EU	Europäische Union
EUR/€	Euro
FBMC	Flow-Based Market Coupling/ Lastflussbasierte Kapzitätsberechnung
FEP	Flächenentwicklungsplan
FFH-Gebiet	Schutzgebiet gemäß Flora-Fauna-Habitat-Richtlinie
FNB Gas	Fernleitungsnetzbetreiber Gas
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Berlin
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GIS	Geoinformationssystem
GSK	Generation Shift Key
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GJ	Gigajoule
GuD	Gas- und Dampfturbine
GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000 MWh)
h	Stunden
HS	Hochspannung
IEA	International Energy Agency/ Internationale Energie Agentur, Paris
IFHT	Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen
JAZ	Jahresarbeitszahl
KapResV	Kapazitätsreserveverordnung
km	Kilometer
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)
kV	Kilovolt
KW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKAusV	Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen und für Innovative KWK-Systeme
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MaStR	Marktstammdatenregister
Mio.	Millionen
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW)
MWh	Megawattstunde (1 MWh = 1.000 kWh)
NEP	Netzentwicklungsplan
NECP	National Energy and Climate Plan
NSWPH	North Sea Wind Power Hub
NTC	Net Transfer Capacities/ bestmöglich abgeschätzte Grenze für den physikalischen Leistungsfluss zwischen zwei Regelzonen
ÖPNV	öffentlicher Personennahverkehr
PTDF	Power-Transfer-Distribution-Factors/ Angaben zur Änderung des Leistungsflusses auf einer Leitung aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen
PV	Photovoltaik
RAM	Remaining Available Margin/ vorgegebene Kapazitätswerte für eine Leitung bei Einsatz von FBMC
SPA	Special Protection Areas
t	Tonnen
th	thermisch
TSO	Transmission System Operator/ Übertragungsnetzbetreiber
TW	Terawatt (1.000 GW = 1 TW)
TWh	Terawattstunde (1.000 GWh = 1 TWh)
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan/ 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E
UCTE	Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V., Frankfurt/Main
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEO	World Energy Outlook der Internationalen Energie Agentur (IEA)
WSB	Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung"

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Klimaschutz
4 Rolle des Stromsektors
5 Stromverbrauch
6 Erneuerbare Energien
7 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
8 Europäischer Rahmen
9 Brennstoffpreise

1 Der Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans Strom

Für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb müssen zwei Grundprinzipien immer erfüllt sein: Es muss zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Strom bereitgestellt werden, wie gerade verbraucht wird, und der Strom muss von den Erzeugungseinheiten zu den Verbrauchern gelangen, ohne dabei Überlastungen im Netz zu verursachen. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW stehen in dieser Verantwortung und machen gemeinsam das deutsche Stromnetz zu einem der stabilsten und zuverlässigsten weltweit. Auch in der Phase des Umbaus der Energieversorgung leisten wir unseren Beitrag dazu, den hohen Grad an sicherer und verlässlicher Versorgung mit elektrischer Energie in Deutschland zu wahren. Parallel zum laufenden Betrieb planen und bauen wir das Übertragungsnetz der Zukunft, das dem Transport von dezentral, verbrauchsfern und zunehmend erneuerbar erzeugtem Strom, dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung, der zunehmenden Sektorenkopplung und der verstärkten europäischen Vernetzung gerecht wird. Mit unserer Arbeit leisten wir einen wichtigen Beitrag dazu, dass die Stromversorgung den Zielen der Versorgungssicherheit, der Wirtschaftlichkeit und der ökologischen Nachhaltigkeit dient.

Die Energiewende verändert die Anforderungen an die Stromnetze nachhaltig. Windparks an Land (onshore) und auf See (offshore), Photovoltaikanlagen, Biogasanlagen sowie zahlreiche weitere Formen regenerativer und dezentraler Stromerzeugung sind schon heute wesentliche Bestandteile der Energielandschaft. Ihre Bedeutung wird zukünftig – auch mit Blick auf die Erreichung der politisch gesetzten Klimaschutzziele und der damit einhergehenden stärkeren Elektrifizierung weiterer Sektoren – noch sehr viel stärker zunehmen. Da sich die geografische Verteilung der Stromerzeugung durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Abschaltung der Kern- und Kohlekraftwerke verändert, wird der Transportbedarf zunehmen, wobei vor allem die große Anzahl von Windenergieanlagen on- und offshore an den günstigen Erzeugungsstandorten im Norden bei gleichzeitig hohem Stromverbrauch im Süden und Westen einen Übertragungsbedarf von Nord nach Süd verursacht. Photovoltaikanlagen und Windparks sind darüber hinaus fluktuierende Erzeuger, deren Stromerzeugung von den Wetterverhältnissen abhängig ist. Diese Schwankungen müssen durch ausreichende Flexibilität von konventionellen Kraftwerken, durch Speichertechnologien, durch eine Flexibilisierung der Verbraucherlast einschließlich neuer Stromanwendungen sowie durch den grenzüberschreitenden Stromaustausch ausgeglichen werden. Dies erhöht ebenfalls die Herausforderung bei der Gewährleistung der Netzsicherheit und -stabilität.

Die ÜNB sind nach §12b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) dazu verpflichtet, alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan Strom (NEP) für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Der vorliegende Szenariorahmenentwurf ist nach §12a EnWG Startpunkt dieses Verfahrens. Nach einer öffentlichen Konsultation des Entwurfs und weiterer Prüfung und Bearbeitung wird die Bundesnetzagentur voraussichtlich im Sommer 2020 den Szenariorahmen genehmigen. Der genehmigte Szenariorahmen ist dann der verbindliche Ausgangspunkt für die Berechnungen des nächsten NEP. Nach der Bearbeitung der Zieljahre 2030 und 2035 im NEP 2030 (2017) sowie im NEP 2030 (2019) schlagen die ÜNB nun die Zieljahre 2035 (für die drei Zielszenarien) und 2040 (als Langfristausblick) für diesen Szenariorahmen und somit für den NEP 2035 (2021) vor.

1.1 Herausforderungen des Szenariorahmenentwurfs

Die Entwicklung der deutschen Energielandschaft ist von einer Vielzahl von Faktoren geprägt und kann auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen. Der Szenariorahmen zum NEP konkretisiert diese sich verändernde Energielandschaft und liefert damit die Grundlage für die Analysen zur weiteren Entwicklung des dazu passfähigen Übertragungsnetzes. Er trifft u. a. Annahmen zu den installierten Kraftwerkskapazitäten – erneuerbar wie konventionell – zum Stromverbrauch einschließlich neuer Stromanwendungen und Flexibilitätsinstrumenten, zu den Entwicklungen der Brennstoff- und CO_2-Preise sowie den Handelskapazitäten zwischen den europäischen Marktgebieten.

Die Herausforderung des Szenariorahmenentwurfs ist es, mögliche unterschiedliche Entwicklungsszenarien bestmöglich abzuschätzen. Die aktuellen politischen Debatten um einen beschleunigten Kohleausstieg, den Ausbau erneuerbarer Energien auf 65 % des Stromverbrauchs in 2030 und die Erreichung der Klimaschutzziele sind nur einige von zahlreichen Faktoren, die beobachtet und abgeschätzt werden müssen. Gemäß § 12a EnWG müssen die ÜNB „die Bandbreite

wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken". Entwicklungen müssen also hinreichend wahrscheinlich sowie durch entsprechende Ziele oder mindestens Willenserklärungen der Bundesregierung abgedeckt sein, um in den Szenariorahmenentwurf der ÜNB aufgenommen werden zu können.

Der aktuelle Szenariorahmenentwurf steht vor der besonderen Herausforderung, die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung bis 2035 und 2040 abschätzen zu müssen. Das aktuelle Klimaschutzprogramm arbeitet mit dem Zielhorizont 2030, sodass Konkretisierungen für die Folgejahre derzeit noch ausstehen. Die entworfenen Szenarien beschreiben mögliche Entwicklungspfade auf dem Weg zur Erreichung der gesetzlichen Zielstellungen, die sich aus dem Pariser Abkommen der UN-Klimakonferenz vom Dezember 2015 ergeben.

In den folgenden Kapiteln werden die Annahmen zu einzelnen Faktoren erläutert. Hervorzuheben sind

- **Szenariodimensionen:** Die zukünftige regionale Verteilung und das Einsatzverhalten von Stromerzeugern und -verbrauchern sowie die Intensität der Sektorenkopplung und der weiteren Elektrifizierung der Sektoren sind nach Ansicht der ÜNB mit Blick auf die Zieljahre 2035 und 2040 die zentralen Faktoren zur Beeinflussung des Netzentwicklungsbedarfs. Vor diesem Hintergrund haben sich die ÜNB entschlossen die Szenarien anhand der Dimensionen Netzorientierung und Sektorenkopplung/Elektrifizierung zu entwickeln. (Kapitel 2)

- **Stromverbrauch:** Die weitere Elektrifizierung anderer Sektoren und eine fortschreitende Sektorenkopplung als Folge der politisch-gesellschaftlichen Vorgaben zur Dekarbonisierung sind im vorliegenden Szenariorahmenentwurf von besonderem Interesse, da diese einen starken Einfluss auf die Höhe des anzunehmenden Stromverbrauchs haben. Gleichzeitig sind die Entwicklung und Verbreitung von Energieeffizienzmaßnahmen und -programmen zu berücksichtigen. Der vorliegende Szenariorahmenentwurf sieht in allen Szenarien einen im Vergleich zu heute steigenden Stromverbrauch vor. Dieser ergibt sich aus der weiteren Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor und aus der zunehmenden Nutzung von Power-to-X-Technologien. Darüber hinaus führen vor allem Dekarbonisierungsmaßnahmen im Industriesektor und die Digitalisierung zu einem steigenden Stromverbrauch. (Kapitel 5)

- **Stromerzeugung:** In allen Szenarien werden sowohl der Kernenergieausstieg bis Ende 2022 als auch der Kohleausstieg bis spätestens 2038 gemäß den von der Bundesregierung im September 2019 bestätigten Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (WSB-Kommission) berücksichtigt. Eine Prognose der regenerativen Erzeugung nach Art, Leistung und geografischer Verteilung wird vorgenommen, unterliegt aber ebenso politischen, technischen sowie wirtschaftlichen Unsicherheiten. Diese Unsicherheiten werden durch Szenariovariationen bzgl. der Menge und räumlichen Verteilung der Erneuerbare-Energien-Technologien adressiert. Allen Szenarien gemein ist eine im Vergleich zum letzten Szenariorahmen starke Steigerung der Einspeisungen aus Photovoltaikanlagen und Offshore-Windenergieanlagen. Auch Windenergie onshore wird zur Erreichung der Klimaschutzziele weiterhin eine wichtige Rolle spielen. (Kapitel 6/7)

- **Flexibilisierung und Speicherung:** Die verlustarme Speicherung von Strom ist eine der größten Herausforderungen der Energiewende. Durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien und ihre volatilen Einspeisung ist eine Flexibilisierung der Erzeuger- wie auch der Verbraucherseite zukünftig von großer Bedeutung. Im Szenariorahmenentwurf wird daher in allen Szenarien von einer deutlichen Flexibilisierung ausgegangen. Hierzu gehören beispielsweise eine Flexibilisierung der konventionellen Erzeugungsanlagen mit einer verstärkten Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung, der vermehrte Einsatz von Demand-Side-Management sowie ein intelligenter und flexibler Einsatz neuer Stromanwendungen, insbesondere der Power-to-X-Techologien. (Kapitel 5/7)

- **Europäische Marktintegration:** Erneuerbare Energien werden auch europaweit verstärkt ausgebaut. Der ebenfalls zunehmende grenzüberschreitende Stromaustausch trägt zur Versorgungssicherheit und zur besseren Integration von erneuerbaren Energien u. a. durch verstärkte europaweite Nutzung von Speichermöglichkeiten sowie durch den großräumigeren Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch bei. Die Nutzung dieser Ausgleichseffekte innerhalb Europas führt insgesamt zu niedrigeren Strompreisen als es in einer rein nationalen Betrachtung der Fall wäre. (Kapitel 8)

- **Klimaschutz:** Die zur Stromerzeugung eingesetzten Energieträger haben wesentlichen Einfluss auf den Beitrag des Stromsektors zum Erreichen der Klimaschutzziele. Zentrale Grundlage für diesen Szenariorahmenentwurf sind die Klimaschutzziele 2030 des Bundes-Klimaschutzgesetzes, das im November 2019 von Bundestag und Bundesrat verabschiedet worden ist, sowie das im Oktober 2019 von der Bundesregierung verabschiedete Klimaschutzprogramm 2030. Die Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 weisen auf eine weitere Elektrifizierung der Sektoren hin, die in den Annahmen zur Stromnachfrage berücksichtigt wurde. Für die Zieljahre 2035 und 2040 werden die bislang nur bis 2030 definierten sektoralen CO_2-Emissionsreduktionsziele für den deutschen Kraftwerkspark so fortgeschrieben, dass bis 2050 eine Treibhausgasneutralität erreichbar ist. (Kapitel 3)

1.2 Auftakt für Beteiligung

Bei der Erstellung des Szenariorahmensentwurfs setzen die ÜNB auf eine transparente und breite Daten- und Informationsgrundlage (vgl. Abbildung 1) sowie den Austausch mit vielfältigen Akteuren, um ihre Szenarioabschätzung zu validieren. Der Austausch mit Experten aus Politik, Wissenschaft, Wirtschaft, von Umwelt- und Wirtschaftsverbänden sowie Energieversorgern und Verteilnetzbetreibern bringt wertvolle Hinweise zur Festlegung der Rahmendaten und zur Plausibilisierung der getroffenen Annahmen.

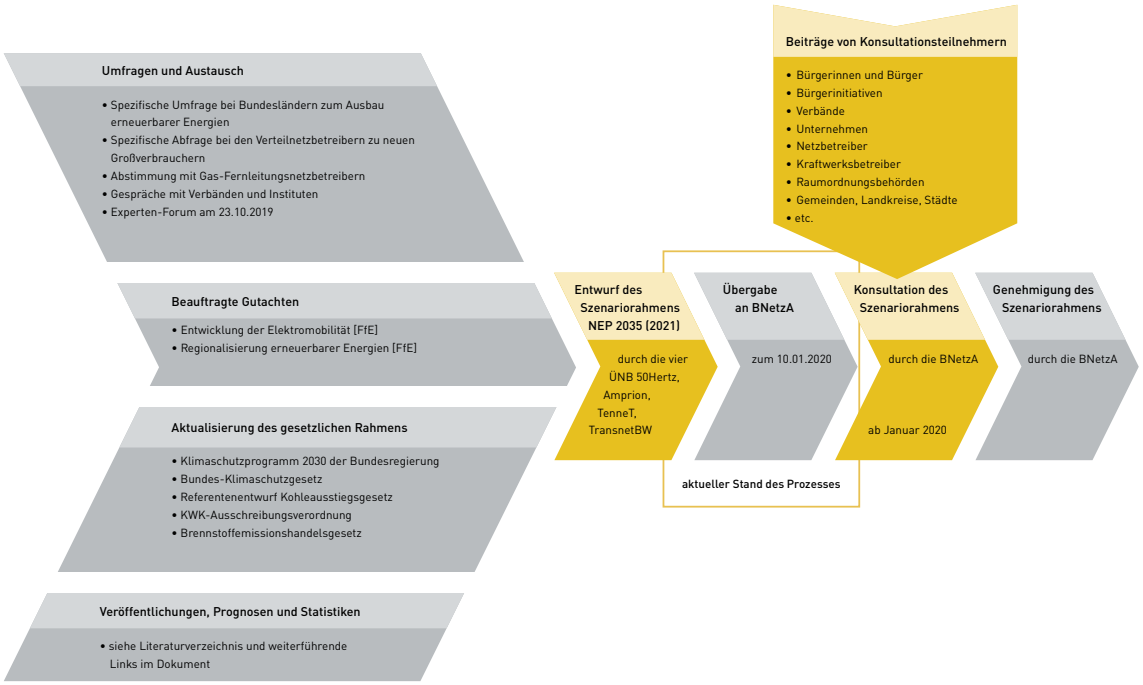
Am 23. Oktober 2019 diskutierten die Übertragungsnetzbetreiber in Berlin bei einem Experten-Forum zum Szenariorahmen gemeinsam mit etwa 60 Expertinnen und Experten die bisherigen Annahmen zum Szenariorahmenentwurf. Viele der vorgestellten Überlegungen stießen auf Zustimmung. Dazu gehörte die Idee, Netzorientierung als eine Dimension der Szenariogestaltung zu berücksichtigen und die Stromnachfrage aufgrund zunehmender Sektorenkopplung, beispielsweise durch Elektromobilität und veränderte Industrieprozesse, zu erhöhen. Stark diskutiert – jedoch ohne konkrete Schlussfolgerungen – wurde rund um das Thema Wasserstoff (und dabei insbesondere in Bezug auf die Betriebsweise von Power-to-Gas-Anlagen und ihren Effekt auf CO_2-Emissionen). Am Vormittag waren in einem Dialog zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern neben den Prognosen zum regionalen Ausbau der erneuerbaren Energien und der Entwicklung der Sektorenkopplung auch methodische Fragen zur Modellierung der Spitzenkappung diskutiert worden.

In den folgenden Themenkapiteln weisen die Übertragungsnetzbetreiber an einigen Stellen anonymisiert darauf hin, wenn sich die befragten Expertinnen und Experten zustimmend oder auch abweichend zu den entsprechenden Details geäußert haben.

Zur Validierung der verwendeten Rahmendaten greifen die Übertragungsnetzbetreiber wieder auf zahlreiche öffentliche Studien und Arbeiten zurück (z. B. Szenariorahmen 2020-2030 des NEP Gas, Scenario Main Report des Ten Year Network Development Plans 2020 (TYNDP 2020), Flächenentwicklungsplan 2019 des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie). Darüber hinaus wurde die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) mit zwei Gutachten zur Entwicklung der Elektromobilität und zur Regionalisierung von Stromerzeugungsanlagen erneuerbarer Energien beauftragt. Das Gutachten zur Elektromobilität wird im ersten Quartal 2020 auf der Internetseite des Netzentwicklungsplans[1] veröffentlicht. Die detaillierte Beschreibung der Regionalisierung erneuerbarer Energien wird als Begleitdokument zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplan 2035, Version 2021, mitveröffentlicht. Wie in den Vorjahren wurden die Ministerien der Bundesländer hinsichtlich der regionalen Ausbauziele für erneuerbare Energien befragt. Außerdem wurde erstmals eine Abfrage zu zukünftigen Großverbrauchern im Industrie- und Dienstleistungssektor durchgeführt.

1 https://www.netzentwicklungsplan.de/

Abbildung 1: Der Szenariorahmen – gemeinsame Grundlage für den NEP



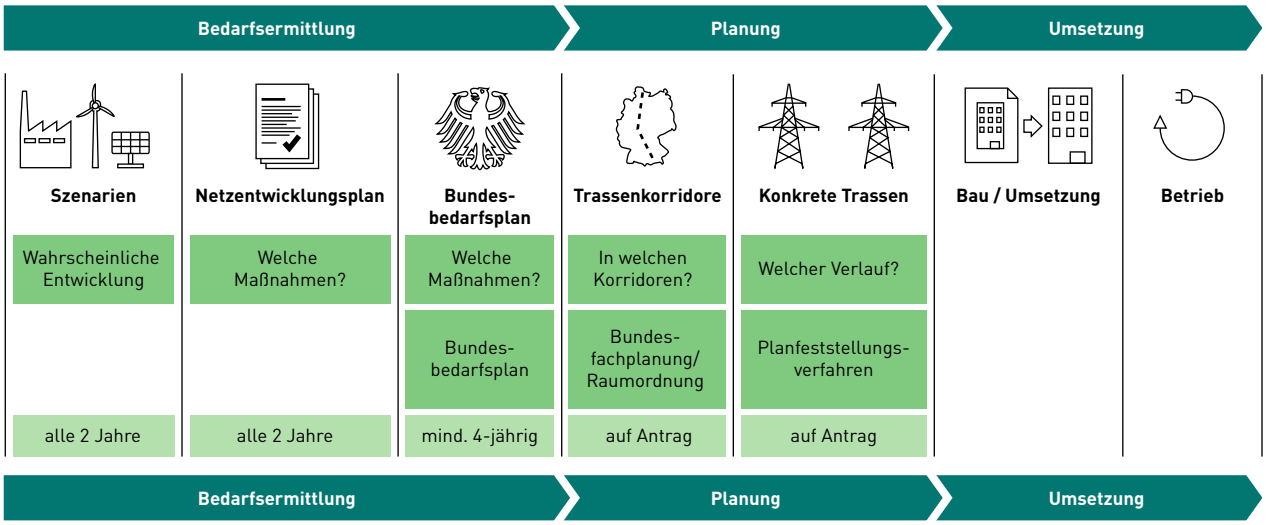
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Konsultation dieses Szenariorahmenentwurfs durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bietet eine weitere Gelegenheit, sich in den Erstellungsprozess des Szenariorahmens einzubringen sowie mögliche Veränderungen und Konkretisierungen in den energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung zu berücksichtigen. Das Ziel muss sein, dass der Szenariorahmen eine Entwicklung abbildet, die von einem Großteil der (Fach-)Öffentlichkeit als wahrscheinlich angesehen und damit als eine gute Planungsgrundlage der zukünftigen Netzentwicklung erachtet wird.

Im Rahmen der Konsultation durch die BNetzA würden die Übertragungsnetzbetreiber neben Stellungnahmen zur zukünftigen Rolle der unterschiedlichen Stromerzeugungstechnologien insbesondere Stellungnahmen zur Entwicklung der Stromnachfrage und den dahinterliegenden Treibern der Sektorenkopplung (Elektromobilität, Power-to-Gas, Power-to-Heat) begrüßen.

Die weiteren Schritte über den Netzentwicklungsplan bis zur Planung und Genehmigung der identifizierten Netzentwicklungsvorhaben bieten ebenfalls verschiedene Möglichkeiten, sich am Prozess zu beteiligen.

Abbildung 2: Gesamtablauf zur Umsetzung von Leitungsvorhaben



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Klimaschutz
4 Rolle des Stromsektors
5 Stromverbrauch
6 Erneuerbare Energien
7 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
8 Europäischer Rahmen
9 Brennstoffpreise

2 Szenarienbeschreibung

In diesem Szenariorahmenentwurf werden drei Szenarien und eine Sensitivität für das Jahr 2035 vorgestellt, welche die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklungen der zukünftigen Stromversorgung in Deutschland und Europa abbilden sollen. Darüber hinaus wird ein Szenariopfad fortgeschrieben, um eine mögliche Entwicklung bis 2040 abzubilden. Im Folgenden werden die Annahmen zur Entwicklung der Nachfrage, Erzeugung und Speicherung von Strom sowie der zukünftigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland detailliert beschrieben. Zur Berücksichtigung des europäischen Umfelds und der entsprechenden Entwicklungen erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in ein aktuelles europäisches Szenario des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2020.

2.1 Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien

Die Energiewende kann auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen. Für die Entwicklung in Deutschland liefert das am 9.10.2019 vorgestellte Klimaschutzprogramm der Bundesregierung hilfreiche Anhaltspunkte. Dort werden Maßnahmen beschrieben, mit denen die sektorenspezifischen Klimaschutzziele im Jahr 2030 erreicht werden sollen. Für die Energiewirtschaft spielt dabei die Umstellung auf eine zunehmende Nutzung erneuerbarer Energien eine übergeordnete Rolle. Da sich Emissionseinsparungen in der Stromerzeugung im Gegensatz zu anderen emissionsbehafteten Wirtschaftsprozessen vergleichsweise kostengünstig realisieren lassen, soll der Stromsektor zukünftig auch stärker zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren beitragen. Die weitere Entwicklung der Sektorenkopplung und insbesondere der Elektrifizierung hat weitgehende Auswirkungen auf die zukünftige Stromnachfrage und den Bedarf an Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energieträgern – und somit möglicherweise auch auf den Netzentwicklungsbedarf. Gleichzeitig ist ihre zukünftige Ausgestaltung mit großen Unsicherheiten verbunden, weshalb die Variation der Sektorenkopplung ein zentrales Unterscheidungsmerkmal zwischen den Szenarien für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2035, Version 2021 darstellen soll.

Neben der Höhe der zukünftigen Stromnachfrage bestimmt sich die zukünftige Beanspruchung des Stromnetzes insbesondere auch aus dem Einsatzverhalten und der regionalen Verteilung von Stromerzeugern und -verbrauchern. In diesem Szenariorahmenentwurf soll daher erstmals die Regionalisierungsmethodik einzelner Technologien szenariospezifisch variiert werden. Darüber hinaus werden in den Szenarien unterschiedliche Einsatzverhalten von neuen Stromanwendungen (insbesondere Power-to-Gas-Anlagen) angenommen. Je nach Ausgestaltung können die abgebildeten Szenariovariationen dabei auf eine Vermeidung von Engpässen im Verteil- oder Übertragungsnetz fokussiert sein. Bei einer Orientierung am Verteilnetz bezieht sich dies auf lokale Engpässe auf unterlagerten Spannungsebenen (im Szenariorahmenentwurf bei der Abbildung des Strombezugs von Elektroautos und Wärmepumpen berücksichtigt), während die Orientierung am Übertragungsnetz auf großräumige Engpässe abzielt (im Szenariorahmenentwurf z. B. bei der Regionalisierung von Windenergie- und Power-to-Gas-Anlagen berücksichtigt).

Daher haben sich die ÜNB entschieden, die Szenarien anhand der Dimensionen Sektorenkopplung/Elektrifizierung und Netzorientierung[2] auszugestalten. Diese unterscheiden sich deutlich von den in vergangenen Netzentwicklungsplänen gewählten Dimensionen. Bisher wurden die Szenarien zumeist an den Dimensionen „Transformationstempo“ (Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende) und „Innovationsgrad“ (technologische Ausprägung) unterschieden. Für die Zieljahre 2035 und 2040 wird jedoch angenommen, dass Transformations- sowie Innovationsgrad in allen Szenarien hoch sein müssen. Dies bedeutet unter anderem:

- In allen Szenarien wird der gleiche CO_2-Emissionsreduktionspfad abgebildet, welcher bis 2050 zu einer Reduktion der Kraftwerksemissionen in Deutschland um mehr als 95% im Vergleich zu 1990 führt. Die entsprechende Emissionsobergrenze ist in allen Szenarien bindend.

- In allen Szenarien wird ein stetiger Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien (EE) am Bruttostromverbrauch abgebildet, sodass dieser bis 2050 auf deutlich über 80% steigt.

2 Im öffentlichen Diskurs wird in ähnlichem Zusammenhang auch häufig der Begriff Netzdienlichkeit genutzt. Dieser impliziert, dass die Verortung einer Anlage oder dessen Einsatzverhalten ausnahmslos dem Netz dient und Engpässe vermeidet. Im Szenariorahmenentwurf wird stattdessen der Begriff der Netzorientierung verwendet. Damit werden allgemein Entwicklungen bzgl. der Verortung und der Betriebsweise von Anlagen bezeichnet, die dazu beitragen können, Netzengpässe im Verteil- oder Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu vermeiden ohne ausschließlich diesem Zweck zu dienen.

- Basierend auf dem EE-Ausbaupfad wird in allen Szenarien ein signifikanter Zubau bei Windenergie offshore, Windenergie onshore und Photovoltaik abgebildet.
- In allen Szenarien wird eine umfängliche Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks abgebildet.

Der Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien ist in folgender schematischer Darstellung zusammengefasst.

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.2 Überblick über die Szenarien

Im Folgenden werden die zentralen Charakteristiken jedes der im Szenariorahmenentwurf abgebildeten Szenarien kurz beschrieben. Die genannten Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind dabei lediglich als Richtgrößen zu verstehen, da sowohl Stromverbrauch als auch Stromerzeugung erst im Rahmen der Strommarktmodellierung im Netzentwicklungsplan abschließend bestimmt werden können.

Szenario A 2035

Szenario A beschreibt eine stetig voranschreitende Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern jedoch nur eine untergeordnete Rolle spielen. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch wird weiter deutlich ausgebaut, liegt mit ca. 73 % im Jahr 2035 aber am unteren Ende des in den Szenarien gezeigten Spektrums.

Der Stromsektor trägt mäßig zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren bei. Dies sorgt im Vergleich zu den anderen Szenarien für eine geringe Durchdringung mit Elektroautos, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen. Dennoch liegt die Bruttostromnachfrage wie in den anderen Szenarien über dem heutigen Niveau. Der Einsatz der neuen Stromanwendungen erfolgt größtenteils endkundenorientiert und unabhängig von der Situation am Strommarkt und der Netzauslastung. Übertragungsnetzorientierte Anreize zur regionalen Verteilung von Power-to-Gas-Anlagen und Onshore-Windenergieanlagen entfalten – sofern vorhanden – keine Wirkung.

Der Kohleausstieg ist im Jahr 2035 noch nicht vollständig abgeschlossen, sodass jeweils noch rund 3 GW Braun- und Steinkohlekraftwerke im Szenario enthalten sind.

Szenario B 2035 / B 2040

Szenario B beschreibt eine stetig voranschreitende Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine große Rolle spielen. Das Szenario B 2040 bildet aufgrund des weiteren Zeithorizonts eine stärkere Sektorenkopplung als B 2035 ab. Durch einen ambitionierten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erreichen diese in Szenario B einen Anteil am Bruttostromverbrauch von etwa 75 % in 2035 und etwa 82 % in 2040.

Der Stromsektor trägt im B-Szenariopfad signifikant zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren bei. Dies sorgt für eine erhöhte Durchdringung mit Elektroautos, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen. Neben diesen neuen Stromanwendungen führt auch die zunehmende Elektrifizierung von Industrieprozessen zu einem gegenüber heute deutlich steigenden Stromverbrauch.

Die Szenarien zeichnen sich darüber hinaus durch eine erhöhte Netzorientierung aus. So berücksichtigt die Regionalisierung von Onshore-Windenergieanlagen neben Flächenpotenzialen auch die politischen Ausbauziele der Bundesländer, wodurch es im Vergleich zum A-Szenario zu einer breiteren Verteilung der Anlagen über Deutschland kommt. Der Einsatz von Elektroautos und Wärmepumpen erfolgt zu einem großen Anteil verteilnetzorientiert.

Der Kohleausstieg wird im Szenario B bereits bis 2035 vollzogen. Dabei können im Jahr 2035 durchaus noch Kohlekraftwerke in Betrieb sein, diese gehen jedoch im Laufe des Jahres außer Betrieb und werden daher für die Netzdimensionierung nicht berücksichtigt.

Szenario C 2035

Szenario C beschreibt eine stetig voranschreitende Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine entscheidende Rolle spielen. Mit einem Anteil von ca. 77 % am Bruttostromverbrauch erreichen die erneuerbaren Energien im C-Szenario den höchsten Wert der Szenarien für 2035.

Der Bruttostromverbrauch steigt deutlich auf über 700 TWh im Jahr 2035 an, da mehr und mehr Industrieprozesse elektrifiziert werden und die Durchdringung neuer Stromanwendungen bereits sehr hoch ist. Power-to-Gas-Anlagen werden vermehrt im Nordwesten Deutschlands installiert, da durch den Zubau von Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee zusätzliche Netzbelastungen im Übertragungsnetz zu erwarten sind. Gleichzeitig wird der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen im Nordwesten verlangsamt und vermehrt das Flächenpotenzial im Süden und Nordosten genutzt. Das Einsatzverhalten neuer Stromanwendungen orientiert sich neben dem Strommarkt zunehmend an der aktuellen Situation im Stromnetz, um einen zusätzlichen Netzentwicklungsbedarf möglichst gering zu halten.

Wie in Szenario B wird auch im Szenario C davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg bereits im Jahr 2035 abgeschlossen ist.

Für das Szenario C 2035 schlagen die ÜNB zusätzlich eine Sensitivitätsrechnung vor, in der die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs (NSWPH) auf den deutschen Netzentwicklungsbedarf untersucht werden. Nähere Erläuterungen dazu finden sich in Kapitel 6.3.1 und insbesondere in Kapitel 8.2.1.

2.3 Sektorenkopplung/Elektrifizierung und Netzorientierung

Die Grade an Sektorenkopplung / Elektrifizierung und Netzorientierung sind als die wesentlichen Dimensionen vorgestellt worden, in denen sich die Szenarien maßgeblich unterscheiden. Daneben gibt es weitere Unterschiede, die sich nicht eindeutig einer dieser beiden Dimensionen zuordnen lassen, die aber ebenfalls in den Szenariotrichter aufgenommen werden. Dazu gehören die Berücksichtigung des Kohleausstiegs und Unterschiede in den Anteilen der erneuerbaren Energien.

All diese Szenariovariationen sind nach Meinung der Übertragungsnetzbetreiber notwendig, um zum einen den Unsicherheiten bei der weiteren Entwicklung der Energielandschaft zu begegnen. Zum anderen sollen die für die Übertragungsnetze fundamentalen Auswirkungen der möglichen Veränderungen auf Stromnachfrage- und -angebotsseite untersucht werden, um eine nachhaltige Netzentwicklung gewährleisten zu können.

Zur besseren Übersicht werden die berücksichtigten Szenariovariationen entlang der Dimensionen Sektorenkopplung/Elektrifizierung und Netzorientierung hier zusammengefasst. Bei der Netzorientierung ist zusätzlich angegeben, ob sich die einzelnen Aspekte primär auf eine Vermeidung von Engpässen im Übertragungs- oder Verteilnetz beziehen.

Tabelle 1: Szenariovariationen entlang der Dimensionen Sektorenkopplung/Elektrifizierung und Netzorientierung

Szenariovariationen entlang der Dimension Sektorenkopplung/Elektrifizierung	Szenariovariationen entlang der Dimension Netzorientierung
› Höhe der konventionellen Stromnachfrage (Kap. 5.2)	Primär übertragungsnetzorientierte Szenariovariationen:
› Berücksichtigung von neuen Großverbrauchern (Kap. 5.3.1)	› Regionalisierung von Onshore-Windenergieanlagen (Kap. 6.5.1)
› Anzahl an elektrisch betriebenen PKW und LKW (Kap. 5.3.2)	› Regionalisierung von Photovoltaikanlagen (Kap. 6.5.2)
› Anzahl an Haushaltswärmepumpen (Kap. 5.3.3)	› Regionalisierung von Power-to-Gas-Anlagen (Kap. 5.3.4)
› Anzahl an Power-to-Gas-Anlagen (Kap. 5.3.4)	› Einsatzverhalten von Power-to-Gas-Anlagen (Kap. 5.3.4)
	Primär verteilnetzorientierte Szenariovariationen:
	› Einsatzverhalten von Haushaltswärmepumpen (Kap. 5.3.3)
	› Ladeverhalten von E-PKW (Kap. 5.3.2)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.4 Kennzahlen der Szenarien

Tabelle 2: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien

	Bestand 31.12.2018	NEP 2030 (2019) B 2035	Szenariorahmenentwurf NEP 2035 (2021)			
			A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Energieträger [GW]						
Kernenergie	9,5	0	0	0	0	0
Braunkohle	18,9	9	2,9	0	0	0
Steinkohle	21,8	8,1	3,2	0	0	0
Erdgas	25,4	36,9	33,8	34,2	34,2	34,2
Öl	2,6	0,9	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,3	11,8	9,8	9,8	9,8	9,8
sonstige konventionelle Erzeugung*	4,2	4,1	4,0	4,0	4,0	4,0
Summe konventionelle Erzeugung**	**91,6**	**70,8**	**55,0**	**49,3**	**49,3**	**49,2**
Windenergie onshore	52,2	90,8	84	90	98	95
Windenergie offshore	6	23,2	27,1	30	35	40
Photovoltaik	44,1	97,4	112	119	128	138
Biomasse	7,4	4,6	5,6	6,5	8,4	6,2
Wasserkraft***	5,2	5,1	5,2	5,2	5,2	5,2
sonstige regenerative Erzeugung****	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4
Summe regenerative Erzeugung	**116,3**	**222,4**	**235,3**	**252,1**	**276**	**285,8**
Summe Erzeugung	**207,9**	**293,2**	**290,3**	**301,4**	**325,3**	**335,0**
Stromverbrauch [TWh]						
Nettostromverbrauch (geschätzt)*****	526	531	582	614	673	644
Bruttostromverbrauch (geschätzt)*****	595	589	638	670	729	698
Treiber Sektorenkopplung						
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	0,2	8	8	12,1	17,1	16,1
Haushaltswärmepumpen [Anzahl in Mio.]	0,9	2,9	4	6	9	8
Power-to-Heat (Fernwärme/Industrie) [GW]	0,8	12,6	7,2	7,2	7,2	8,7
Power-to-Gas [GW]	<0,1	3	3	5	8	7,5
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]						
PV-Speicher	0,4	12,3	13,2	15,3	18,1	17,2
Großbatteriespeicher	0,2	3,4	3	3	3	3
DSM (Industrie und GHD)	1,5	5	4	5	8	7
Klimaschutz						
Vorgabe CO_2-Limit in Mio. t	–	127	122	122	122	65

Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.

* sonstige konv. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall
** ohne Reservekapazitäten
*** Speicherwasser, Laufwasser
**** sonstige regenerative Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall
***** Aufgrund der Vielzahl an flexiblen Verbrauchern ergibt sich der exakte Stromverbrauch erst aus der Strommarktmodellierung für den Netzentwicklungsplan, welche nicht Teil des Szenariorahmenentwurfs ist.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Klimaschutz
4 Rolle des Stromsektors
5 Stromverbrauch
6 Erneuerbare Energien
7 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
8 Europäischer Rahmen
9 Brennstoffpreise

3 Klimaschutz und energiepolitische Ziele

Die deutsche Klima- und Energiepolitik ist eingebettet in das internationale Abkommen von Paris vom 12.12.2015. Darin verpflichten sich alle Vertragsparteien die Auswirkungen des weltweiten Klimawandels so gering wie möglich zu halten. Die Erderwärmung soll im Vergleich zum vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 Grad und möglichst auf 1,5 Grad begrenzt werden.

Die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung werden im Wesentlichen durch folgende Gesetze und Handlungsempfehlungen definiert:

- Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12.12.2019
- Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 vom 09.10.2019
- Abschlussbericht zum Kohleausstieg der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vom 26.01.2019
- Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung vom 14.11.2016
- Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 (EEG) vom 08.07.2016
- Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2016 (KWKG) vom 21.12.2015
- 13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes von 06.08.2011
- Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung der Bundesregierung vom 28.09.2010

Das Bundes-Klimaschutzgesetz wurde im November 2019 vom Bundestag sowie vom Bundesrat beschlossen. Mit diesem Gesetz werden Emissionsminderungsziele bis 2030 gesetzlich festgeschrieben und erstmals in einem Gesetz auch das Ziel einer Treibhausgasneutralität bis 2050 erwähnt. Bislang lag das Ziel der Bundesregierung bei 80 bis 95 % CO_2-Reduktion bis 2050. Die im Klimaschutzgesetz auf Basis des Klimaschutzplans 2050 festgelegten sektorenspezifischen Treibhausgasemissionsziele bis 2030 sind in Tabelle 3 dargestellt. Während im Klimaschutzplan 2050 noch eine Bandbreite für die Emissionsmengen in 2030 angegeben war, sind die Ziele im Klimaschutzgesetz nun jeweils auf den unteren Wert der Bandbreiten festgelegt worden. Der Energiewirtschaft kommt mit einer Emissionsminderungsvorgabe von ca. 62 % gegenüber 1990 eine gewichtige Rolle zu. Für die Zeit nach 2030 soll die Bundesregierung nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz im Jahr 2025 jährlich absinkende Emissionsmengen festlegen, die dann den Pfad in Richtung Treibhausgasneutralität 2050 genauer beschreiben werden.

Tabelle 3: Sektorenscharfe CO_2-Reduktionsziele

Handlungsfeld	1990 (in Mio. Tonnen CO_2-Äq.)	2030 (in Mio. Tonnen CO_2-Äq.)	2030 (Minderung in % gegenüber 1990)
Energiewirtschaft	466	175	62 %
Gebäude	209	70	67 %
Verkehr	163	95	42 %
Industrie	283	140	51 %
Landwirtschaft	88	58	34 %
Teilsumme	**1.209**	**538**	**56 %**
Sonstige	39	5	87 %
Gesamtsumme	**1.248**	**543**	**56 %**

Quelle: Bundes-Klimaschutzgesetz, Klimaschutzplan 2050

Zur Erreichung der dargestellten Ziele werden im Klimaschutzprogramm 2030 verschiedene Maßnahmen festgelegt. Neben einer Steigerung der Energieeffizienz spielt dabei vor allem der Umstieg auf erneuerbare Energieträger eine wichtige Rolle. In den Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie erfolgt deren Nutzung dabei nur zum Teil direkt beispielsweise über Solarthermie oder biogene Kraftstoffe. Stattdessen greifen Technologien wie Wärmepumpen, Elektromobilität oder Power-to-Gas über die Nutzung von Strom indirekt auf erneuerbare Energieträger zurück. Da innerhalb des Stromsektors eine vergleichsweise emissionsfreie Energiegewinnung auf einfache und effiziente Weise erfolgen kann, kommt der Energiewirtschaft so eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung und beim Gelingen der Energiewende zu (vgl. Kapitel 4). Der Energiebedarf aus den anderen Sektoren und die Wechselwirkungen zwischen den Sektoren sind damit für die zukünftige Rolle und Dimensionierung des Stromsystems von entscheidender Bedeutung. Trotz der Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz ist in Zukunft insbesondere durch die Kopplung des Stromsektors mit anderen Sektoren von einem steigenden Strombedarf auszugehen (vgl. Kapitel 5).

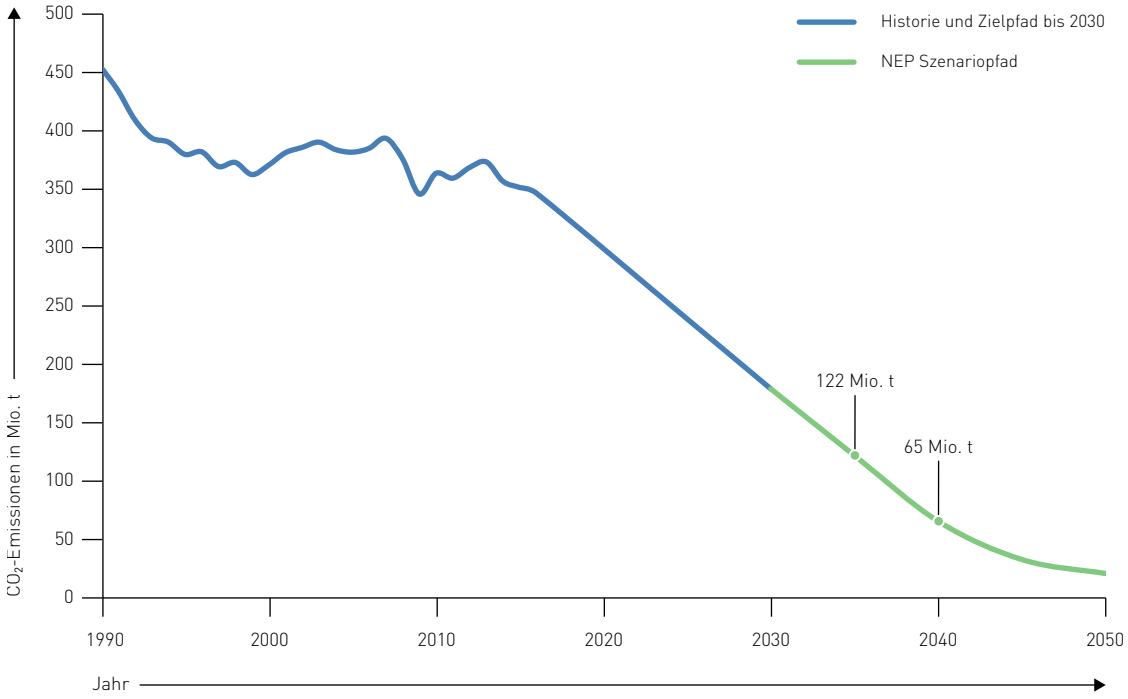
3.1 Bestimmung einer Emissionsobergrenze zur Einhaltung von Klimaschutzzielen

In der Strommarktmodellierung werden die CO_2-Emissionen aller stromerzeugenden Kraftwerke berücksichtigt. Diese sind nicht ausschließlich, allerdings größtenteils, dem Sektor Energiewirtschaft zuzuschreiben. Ein geringer Anteil ist dem Sektor Industrie zuzuordnen. Auf der anderen Seite sind Heizwerke der öffentlichen Fernwärmeversorgung Teil des Energiewirtschaftssektors, deren Emissionen im Modell jedoch unberücksichtigt bleiben. Aus den oben aufgeführten Emissionszielen des Bundes-Klimaschutzgesetzes muss folglich ein Zielwert für die maximalen Emissionen der im Netzentwicklungsplan (NEP) abgebildeten Kraftwerke abgeleitet werden.

Für den NEP 2030 (2019) wurde auf Basis der im Klimaschutzplan 2050 für den Sektor Energiewirtschaft angegebenen Bandbreite von 175-183 Mio. t CO_2 in 2030 mit dem Umweltbundesamt eine Bandbreite für den Kraftwerkspark von 180-188 Mio. t CO_2 abgestimmt. Für den vorliegenden Szenariorahmenentwurf wird aufgrund der Konkretisierung im Bundes-Klimaschutzgesetz die untere Grenze als bindend angenommen. Zur Ermittlung der Emissionsobergrenzen für die Zieljahre 2035 und 2040 ist darüber hinaus eine Annahme zur Fortschreibung notwendig, da für diese Jahre bislang keine sektorspezifischen Ziele existieren.

Schreibt man den Reduktionspfad zwischen 2015 (352,7 Mio. t CO_2)[3] und 2030 (180 Mio. t CO_2) linear fort, ergibt sich eine jährliche Emissionsminderung von etwa 11,5 Mio. t CO_2. Eine solche lineare Fortschreibung erscheint zum Erreichen einer nahezu oder vollständig dekarbonisierten Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 notwendig. Dies gilt insbesondere, da davon ausgegangen werden muss, dass die Reduktion der jährlichen Emissionen ab 2040 wesentlich aufwendiger wird und die Kurve der ausgestoßenen Emissionen im Zeitverlauf dann abflachen wird (Abbildung 4). Auf Basis dieser Überlegungen wird eine Emissionsobergrenze von 122 Mio. t CO_2 im Jahr 2035 und 65 Mio. t CO_2 im Jahr 2040 vorgeschlagen.

Abbildung 4: Angenommener CO_2-Emissionspfad des deutschen Krafwerksparks bis 2050 (in Mio. t CO_2)



Quelle: Öko-Institut (Historie), Übertragungsnetzbetreiber (Szenariopfad)

Mit der Höhe der Stromnachfrage variiert auch das Ambitionsniveau zur Einhaltung der Emissionsobergrenze. Bei einer zunehmenden Elektrifizierung der anderen Sektoren muss ein zunehmender Teil der Dekarbonisierungsanstrengungen dieser Sektoren vom Stromsektor übernommen werden.

3.2 Methodik zur Einhaltung einer Emissionsobergrenze

Mit der Gestaltung der Szenarien wird grundsätzlich angestrebt, die im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Emissionsobergrenzen für Deutschland einzuhalten. So wird etwa in zwei der drei Szenarien für das Jahr 2035 angenommen, dass der Kohleausstieg bereits vollständig vollzogen ist. In allen Szenarien wird von einem deutlichen Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgegangen, sodass ihr Anteil am Bruttostromverbrauch bei Fortschreibung bis 2050 auf 85 %-95 % ansteigen kann (vgl. Kapitel 6.3). Das Ziel der Bundesregierung, bis 2050 einen Anteil von mindestens 80 % zu erreichen, kann somit in allen abgebildeten Szenarien erreicht bzw. übertroffen werden.

Soll bis 2050 eine weitgehende Treibhausgasneutralität erreicht werden, muss jedoch langfristig auch die nicht aus erneuerbaren Energien gedeckte Stromnachfrage mit emissionsarmen Technologien (oder durch den Import von Strom) bedient werden. Dies könnte beispielsweise durch einen höheren Anteil an Biomethan oder an synthetischen Gasen (importiert oder aus deutschen Power-to-Gas-Anlagen) im Gasnetz oder auch durch die Nutzung von Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO_2 (Carbon Capture and Storage – CCS) erreicht werden. Für die Auswirkungen auf das Stromnetz sind diese Technologiefragen zunächst zweitrangig, da jeweils Gaskraftwerke zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

3 Öko-Insititut „Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO_2-Emissionen" https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Sektorale-Abgrenzung-deutscher-Treibhausgas-Emissionen-2018.pdf Stand: Juli 2018

Insbesondere im Szenario B 2040 erscheint die vorgegebene Emissionsobergrenze ohne die Berücksichtigung von Maßnahmen zur Reduktion der Emissionsintensität von Gaskraftwerken nur schwer einzuhalten zu sein. Für das Szenario B 2040 soll daher pauschal angenommen werden, dass der durchschnittliche Emissionsfaktor von in Gaskraftwerken genutzten Brennstoffen gegenüber dem von konventionellem Erdgas um 20 % reduziert ist. Alternativ könnte auch der Anteil der erneuerbaren Energien weiter erhöht werden, sodass bis 2050 ein Anteil am Bruttostromverbrauch von bis zu 100 % erreicht wird. Im Rahmen der Konsultation durch die BNetzA und der Genehmigung des Szenariorahmens würden die Übertragungsnetzbetreiber diesbezügliche Hinweise begrüßen.

Um die Einhaltung der oben angegebenen Emissionsobergrenzen darüber hinaus sicher gewährleisten zu können, sind im Rahmen der Strommarktmodellierung prinzipiell mehrere Ansätze denkbar. In den vergangenen Szenariorahmenentwürfen wurden dazu mehrere Methoden diskutiert, wobei im Rahmen der Konsultation und in der Genehmigung der Bundesnetzagentur stets eine Methodik favorisiert wurde, die nun auch für den NEP 2035 (2021) vorgeschlagen wird. Danach wird bei Nicht-Einhaltung der Emissionsobergrenze (und nur dann) im Marktmodell eine Erhöhung der CO_2-Preise in Deutschland vorgenommen, welche technologieneutral auf alle emittierenden Kraftwerksblöcke entsprechend ihrem individuellen CO_2-Ausstoß wirkt. Dadurch erfolgt keine Veränderung der installierten Leistungen gegenüber der jeweiligen Szenariovorgabe. Der CO_2-Preis wird so lange erhöht, bis die Emissionsobergrenze eingehalten wird. Die bestehende Methode stellt sowohl einen transparenten als auch diskriminierungsfreien und effizienten Ansatz dar. Sie entspricht dem Effekt einer zusätzlichen nationalen CO_2-Bepreisung, die bereits heute in mehreren europäischen Ländern ergänzend zum EU-Emissionshandel existiert.[4] Eine sich daraus möglicherweise ergebende Rückwirkung auf den EU-Emissionshandel wird im Rahmen der Strommarktmodellierung für den NEP nicht abgebildet.

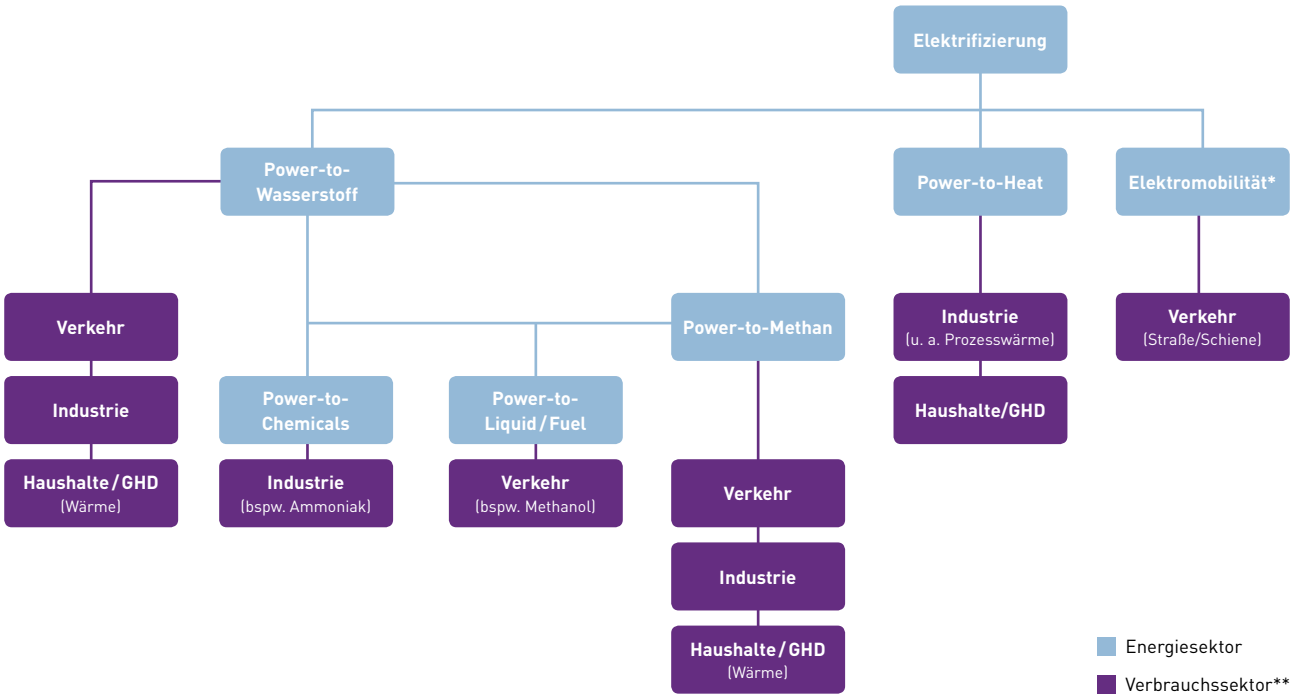
4 http://documents.worldbank.org/curated/en/191801559846379845/State-and-Trends-of-Carbon-Pricing-2019

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Klimaschutz
4 Rolle des Stromsektors
5 Stromverbrauch
6 Erneuerbare Energien
7 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
8 Europäischer Rahmen
9 Brennstoffpreise

4 Die Rolle des Stromsektors zur Dekarbonisierung anderer Sektoren

Im Vergleich zu anderen Sektoren ist die Integration erneuerbarer Energien im Stromsektor vergleichsweise kostengünstig zu erreichen. Dies zeigt sich unter anderem daran, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2018 bereits bei rund 38 % lag, während ihr Anteil am gesamten Endenergieverbrauch lediglich 17 % betrug. Ein wichtiger Baustein zur Erreichung der Klimaschutzziele ist daher der zunehmende Einsatz von Strom als Endenergieträger, da dadurch die Integration von erneuerbaren Energien in alle Sektoren ermöglicht wird. Dies kann einerseits mittels direkter Elektrifizierung (bspw. Elektromobilität) oder mittels sogenannter Power-to-X-Technologien – d.h. der Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieformen – erfolgen. Einen Überblick von Möglichkeiten der Elektrifizierung anderer Sektoren stellt Abbildung 5 dar. Die Elektrifizierung ist ein Aspekt der Sektorenkopplung. Als Sektorenkopplung wird allgemein die zunehmende Verknüpfung von Strom-, Wärme-, Gas- und Mobilitätsinfrastrukturen bezeichnet. In den folgenden Abschnitten wird auf die jeweiligen Schnittstellen einzeln eingegangen.

Abbildung 5: Möglichkeiten zur Elektrifizierung



* Der Begriff Elektromobilität bezieht sich im Folgenden nur auf die Elektrifizierung des Straßenverkehrs. Der Schienenverkehr wird im Rahmen der konventionellen Stromnachfrage berücksichtigt.
** Die dargestellten Verbrauchssektoren sind exemplarisch zu verstehen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.1 Mobilitätsinfrastruktur

Nach den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie ist der Verkehrssektor durch die höchsten CO_2-Emissionen der im Klimaschutzplan 2050 gelisteten Sektoren gekennzeichnet. Während in den anderen Sektoren seit 1990 bereits ein deutlicher Rückgang an Emissionen erzielt werden konnte, sind diese im Verkehrssektor leicht angestiegen. Um die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen, ist jedoch langfristig ein nahezu emissionsfreier Verkehrssektor notwendig. Aufgrund des begrenzten Biokraftstoffpotenzials werden strombasierte Technologien dazu einen wesentlichen Beitrag liefern müssen. Hierzu beinhaltet das Klimaschutzprogramm 2030 eine Reihe von Maßnahmen.

Diese können grob in zwei Kategorien unterteilt werden. Zum einen ist die Stärkung des schienengebundenen Personen- und Güterverkehrs, des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) sowie der Radwegeinfrastruktur zu nennen. Der zweite Block umfasst insbesondere Fördermaßnahmen zur Elektrifizierung des privaten und gewerblichen Fuhrparks sowie den Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur. Die von der Bundesregierung bis zum Jahr 2030 anvisierten Ziele für den Straßenverkehr liegen bei 7 bis 10 Mio. Elektrofahrzeugen sowie einer Million öffentlicher Ladepunkte. Zudem soll ein Drittel der Fahrleistung des Straßengüterverkehrs auf elektrische oder strombasierte Kraftstoffe umgestellt werden. Der zukünftige Stromverbrauch im Verkehrssektor ergibt sich also aus dem Schienenverkehr, dem ÖPNV, batterieelektrisch betriebenen PKW (E-PKW) sowie dem teilweise elektrifizierten LKW-Verkehr (E-LKW). Auch wenn die Anzahl elektrisch betriebener LKW deutlich unter der von elektrischen PKW liegen wird, kann der Strombedarf aufgrund des hohen Gewichts und der starken Auslastung bedeutend sein. Dagegen werden elektrisch angetriebene Busse und Carsharing-Angebote im Szenariorahmenentwurf bewusst nicht berücksichtigt, da ihr Stromverbrauch und ihre Wirkung auf die Übertragungsnetze voraussichtlich vernachlässigbar sein wird.[5]

Die für den Szenariorahmenentwurf herangezogenen Prognosewerte für den Strombedarf im Straßengüterverkehr basieren auf dem Konzept der Oberleitungs-Hybrid-LKW. Dabei beziehen die LKW den benötigten Strom auf entsprechend ausgebauten Strecken über Oberleitungen. Darüber hinaus existieren auch andere technologische Möglichkeiten, beispielsweise die Nutzung von Brennstoffzellen, der Einsatz von synthetischen Brennstoffen oder eine Verlagerung auf die Schiene. Auch diese Optionen können jedoch mit einem steigenden Stromverbrauch verbunden sein. Die im Szenariorahmenentwurf dargestellte Nutzung von E-LKW sollte daher pauschal als ein möglicher Beitrag zur Dekarbonisierung des Straßengüterverkehrs verstanden werden. Generell kann und soll die Technologiefrage zur Erreichung der Klimaziele im Verkehrssektor nicht im Szenariorahmenentwurf geklärt werden.

4.2 Wärmeinfrastruktur

Bereits seit Jahrzehnten trägt die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) dazu bei, Primärenergie effizient zu nutzen und CO_2-Emissionen einzusparen. Zur Erreichung der Klimaziele im Bereich der Wärmeversorgung werden darüber hinaus in den kommenden Jahren eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz (z. B. durch Gebäudesanierung) und ein weitreichender Wandel der Bereitstellungstechnologien hin zur Nutzung erneuerbarer Energien notwendig sein. Bei dieser Transformation des Wärmesektors spielen sogenannte Power-to-Heat-Technologien, welche Strom zur Wärmeerzeugung nutzen, eine bedeutende Rolle.

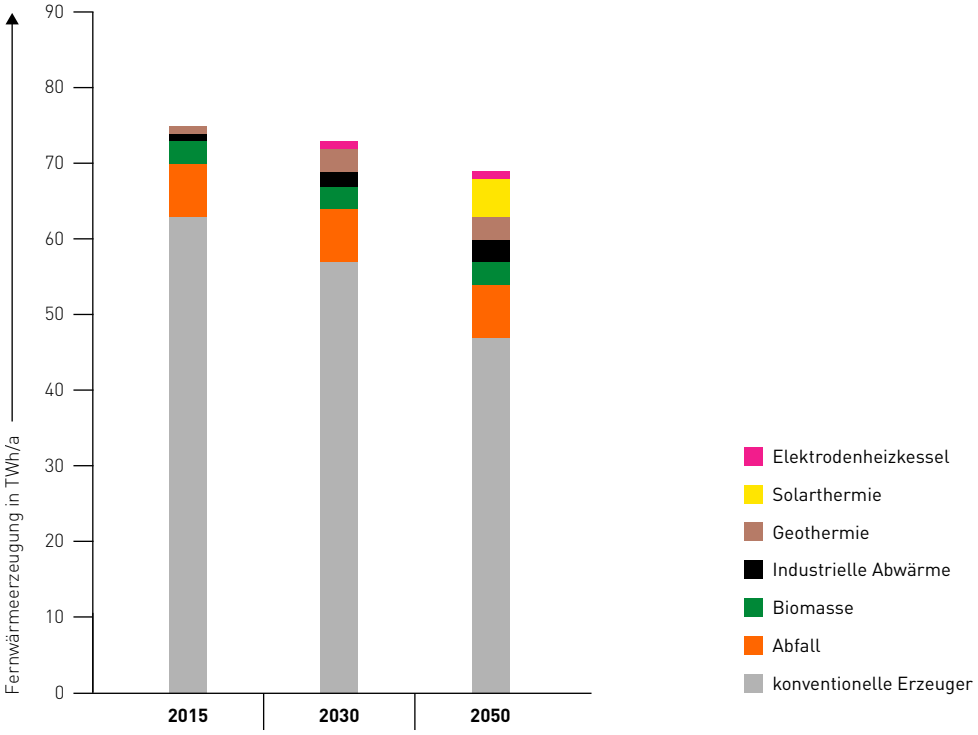
Zur Wärmebereitstellung im Gebäudesektor werden zunehmend Wärmepumpen eingesetzt. Diese nehmen unter Aufwendung von elektrischer Arbeit thermische Wärmeenergie aus der Umwelt (Luft, Wasser, Erde) auf und geben diese als Nutzwärme (z. B. in Form einer Heizung) ab. Auf den künftigen Strombedarf von Wärmepumpen in Wohngebäuden wird in Kapitel 5.3.3 eingegangen. Des Weiteren wird im Szenariorahmenentwurf von einem fortschreitenden Zubau dezentraler KWK-Anlagen zur Nahwärmeversorgung ausgegangen (vgl. Kapitel 7.2).

Im Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung und der industriellen Prozesswärme werden voraussichtlich ebenso weiterhin KWK-Anlagen zum Einsatz kommen. So soll die KWK-Förderung laut Klimaschutzprogramm 2030 weiter verlängert werden und wegfallende Kohle-KWK-Kraftwerke durch moderne KWK-Systeme ersetzt werden. Aus Abbildung 6 ist jedoch zu erkennen, dass konventionelle Erzeuger wie KWK-Anlagen zukünftig eine deutlich kleinere Rolle bei der Wärmeerzeugung einnehmen werden. Die Abbildung stellt die Veränderungen in der Fernwärmeversorgung bis 2050 für ein ambitioniertes Klimaschutzszenario dar.[6] Trotz Effizienzmaßnahmen wird davon ausgegangen, dass der über Fernwärmenetze zu deckende Wärmebedarf aufgrund der Verdichtung und Erweiterung der Netze in Zukunft steigen wird. Die Bereitstellung der Wärme erfolgt jedoch über einen zunehmend diversifizierten (und zum Teil auch strombasierten) Technologiemix.

5 Dies ist ein Ergebnis einer von FfE durchgeführten Begleitstudie Elektromobilität, welche im Laufe des 1. Quartals 2020 auch auf www.netzentwicklungsplan.de veröffentlicht werden soll.

6 FfE – Kurzstudie KWK, positives Klimaschutzszenario: www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2018

Abbildung 6: Fernwärmeerzeugung im „positiven Klimaschutzszenario“



Quelle: FfE – Kurzstudie KWK, positives Klimaschutzszenario

In der Vergangenheit orientierte sich der Betrieb von KWK-Anlagen vor allem an der Wärmenachfrage. Mit einem höheren Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird es in Zukunft jedoch öfter zu Situationen kommen, in denen eine Stromproduktion von konventionellen Kraftwerken nicht notwendig ist. Wärmespeicher und Power-to-Heat-Technologien können dabei helfen, den Einsatz von KWK-Anlagen entsprechend zu flexibilisieren und ihren Einsatz stärker am Strommarkt zu orientieren. In Stunden mit geringen Strompreisen kann dann Strom zur Wärmebereitstellung genutzt werden. In Stunden mit hohen Strompreisen werden KWK-Anlagen zur gekoppelten Produktion von Wärme und Strom genutzt. Wärmespeicher sorgen für eine weitere Flexibilisierung der Erzeugungsseite. Während für die öffentliche Fernwärmeversorgung Wasser als Speichermedium genutzt werden kann, erscheint für industrielle Anwendungen, aufgrund des höheren Temperaturniveaus, der Einsatz spezieller Hochtemperaturwärmespeicher wahrscheinlicher. Analog dazu wird im Szenariorahmenentwurf davon ausgegangen, dass im Bereich der Fernwärmeversorgung Großwärmepumpen zum Einsatz kommen, während zur Erzeugung industrieller Prozesswärme Elektrodenheizer genutzt werden. Die unterschiedlichen Technologien haben Einfluss auf den Einsatz der Wärmeerzeuger. Die Annahmen zur Nutzung der Power-to-Heat-Technologien werden in Kapitel 5.3.3 dargelegt.

4.3 Gasinfrastruktur

Power-to-Gas wird als eine Schlüsseltechnologie auf dem Weg zur Klimaneutralität angesehen. Bislang wird ein wesentlicher Teil des Energiebedarfs durch fossiles Erdgas gedeckt, dessen Nutzung mit CO_2-Emissionen verbunden ist. Power-to-Gas kann dabei helfen, diesen Energiebedarf emissionsarm über die strombasierte Erzeugung von Gasen (insbesondere Wasserstoff) mittels Elektrolyse zu bedienen. Der Nutzung von Power-to-Gas wird im Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030[7] ein hoher Stellenwert eingeräumt. Auch in der öffentlichen Wahrnehmung gewinnt die Technologie zunehmend an Bedeutung. Zudem arbeitet die Bundesregierung aktuell an einer nationalen Wasserstoffstrategie. Neben dem Import von synthetischen Gasen wird die inländische Erzeugung mittels Power-to-Gas-Anlagen wohl Teil dieser Strategie sein. Auch im vorliegenden Szenariorahmenentwurf des Netzentwicklungsplans Strom werden daher signifikante Mengen an Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland berücksichtigt. Auf einzelne Aspekte der Technologienutzung soll im Folgenden detaillierter eingegangen werden.

7 https://www.fnb-gas.de/media/2019_08_16_nep-gas-2020-2030_szenariorahmen_final.pdf

Sollen Power-to-Gas-Anlagen in Deutschland einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten, muss ihre Wasserstofferzeugung mit weniger CO_2-Emissionen verbunden sein als die heutige, konventionelle Wasserstofferzeugung aus Erdgas. Wird der Wasserstoff in Power-to-Gas-Anlagen vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt, wird häufig von „grünem" Wasserstoff gesprochen.

Grundsätzlich erscheint es wahrscheinlich, dass Betreiber von Power-to-Gas-Anlagen durch den Zukauf von Grünstromzertifikaten oder Herkunftsnachweisen den von ihnen genutzten Strom und damit auch den erzeugten Wasserstoff als „grün" deklarieren können. Dabei bleiben verschiedene systemische Effekte jedoch unbeachtet, auf die im Folgenden genauer eingegangen werden soll: Man kann zwischen einer kurzfristigen und einer langfristigen Perspektive unterscheiden. Kurzfristig bezeichnet dabei ein System mit festen installierten Leistungen, während in der langfristigen Betrachtung die installierten Leistungen von Power-to-Gas- und Stromerzeugungsanlagen veränderlich sind.

Aus einer kurzfristigen Perspektive sorgt die zusätzliche Stromnachfrage einer Power-to-Gas-Anlage dafür, dass zu dem entsprechenden Zeitpunkt mehr Strom produziert werden muss. Nur in Stunden mit einem Überschuss an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist diese zusätzliche Stromerzeugung nicht mit CO_2-Emissionen verbunden. Wird stattdessen ein konventionelles Kraftwerk in seiner Leistung hochgefahren, um die Stromnachfrage zu bedienen, ist die CO_2-Bilanz gegenüber einer konventionellen Wasserstofferzeugung mittels Dampfreformierung zu diesem Zeitpunkt mit Mehremissionen verbunden. Für das deutsche Marktgebiet ist zu erwarten, dass es im Jahr 2035 in weniger als 1.000 Stunden zu einem Überschuss an Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien kommt[8], in denen dann der Einsatz einer Power-to-Gas-Anlage nicht mit zusätzlichen Emissionen verbunden wäre. Lokal kann es aufgrund von Netzengpässen zu weiteren Stunden mit ansonsten ungenutzten Überschüssen kommen.

Aus einer langfristigen Perspektive sorgt die zusätzliche Stromnachfrage einer Power-to-Gas-Anlage jedoch auch dafür, dass der Jahresbruttostromverbrauch ansteigt und zur Erreichung der politisch gesetzten Ziele bezüglich des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (z.B. 65 % im Jahr 2030) entsprechend mehr Windenergie- und Photovoltaikanlagen installiert werden müssen. Unter der Prämisse, dass die Erreichung der politischen Ziele sichergestellt wird, induziert der zusätzliche Stromverbrauch von Power-to-Gas-Anlagen also einen stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien. Bei entsprechend ambitionierten Erneuerbaren-Zielen kann die Berücksichtigung dieses Effekts auch bei einer Power-to-Gas-Nutzung von über 1.000 Stunden im Jahr zu einer gegenüber der konventionellen Dampfreformierung emissionsärmeren CO_2-Bilanzierung der Wasserstofferzeugung führen.

In jedem Fall erscheint es sowohl aus ökologischen als auch aus ökonomischen Gründen sinnvoller, wenn der Einsatz von Power-to-Gas vorrangig in Stunden mit hoher Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und entsprechend niedrigen Strompreisen erfolgt.

8 Im Szenario B 2035 des NEP 2030 (2019) kam es in weniger als 1.000 Stunden zu marktbedingter Einsenkung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Klimaschutz
4 Rolle des Stromsektors
5 Stromverbrauch
6 Erneuerbare Energien
7 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
8 Europäischer Rahmen
9 Brennstoffpreise

5 Stromverbrauch

5.1 Eingangsüberlegungen und Begriffsdefinitionen

Für die zukünftige Stromnachfrage in Deutschland sind verschiedene Entwicklungspfade denkbar, welche durch unterschiedliche Szenarien abgebildet werden. Dabei sind neben der Entwicklung der konventionellen Stromnachfrage und Effizienzsteigerungen auch verbrauchssteigernde Einflussgrößen wie der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen, die zunehmende Integration von Elektromobilität, der Einsatz von Power-to-X-Technologien sowie neue industrielle Großverbraucher und die Digitalisierung zu berücksichtigen. Der regionalen Verteilung des Stromverbrauchs kommt insbesondere vor dem Hintergrund neuer Lastzentren (bspw. neuer Rechenzentren oder großskaliger Power-to-X-Anlagen) eine wichtige Rolle im Zuge der Stromnetzdimensionierung zu. Insgesamt wird in allen Szenarien ein gegenüber heute steigender Stromverbrauch angenommen. Im Rahmen der Diskussionen auf dem Experten-Forum zum Szenariorahmenentwurf wurde dies von den Stakeholdern als realistisch eingeschätzt und befürwortet.

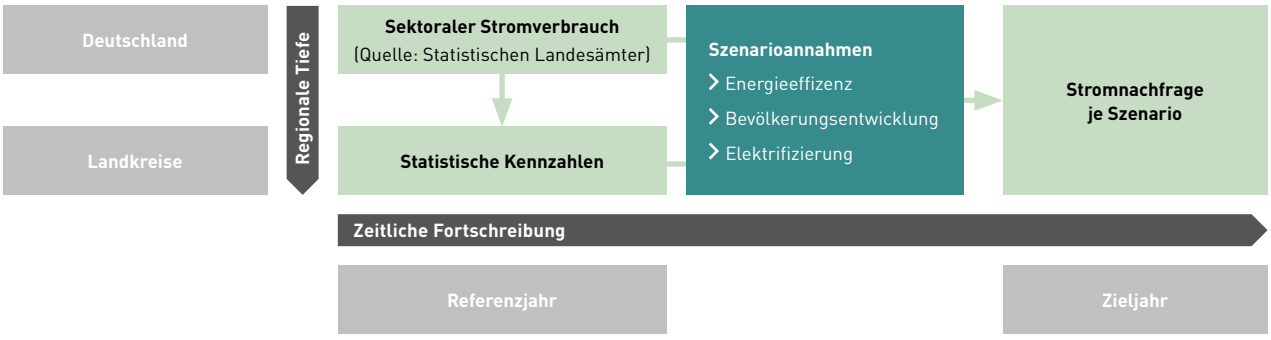
Für ein besseres Verständnis sollen zunächst die in diesem Kapitel genutzten Begriffe des Netto- und Bruttostromverbrauchs definiert und voneinander abgegrenzt werden. Der Nettostromverbrauch ermittelt sich aus dem Verbrauch in nachfolgenden Sektoren: verarbeitendes Gewerbe, private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Umwandlungsbereich[9] und Verkehr. Auch neue Stromanwendungen wie Power-to-Heat und Power-to-Gas sind im Nettostromverbrauch enthalten. Im Bruttostromverbrauch sind zusätzlich zum Nettostromverbrauch die Verluste der Übertragungs- und Verteilnetze, der Strombezug von Pumpspeichern sowie der Eigenbedarf konventioneller Kraftwerke enthalten. Darüber hinaus werden synonym die allgemeinen Begriffe „Stromverbrauch“ und „Stromnachfrage“ verwendet, wenn eine Abgrenzung zwischen brutto und netto nicht notwendig ist.

In den folgenden Abschnitten werden die Annahmen zur zukünftigen Höhe des Stromverbrauchs sowie dessen regionaler und zeitlicher Verteilung in den Jahren 2035 und 2040 detailliert beschrieben. Dabei werden die Entwicklung der konventionellen Stromnachfrage und die der neuen Stromanwendungen Elektromobilität, elektrische Wärmeerzeugung und Power-to-Gas getrennt erläutert. Zum Abschluss werden auf Basis dessen die szenariospezifischen Jahresmengen der gesamten Bruttostromnachfrage ermittelt und die Auswirkungen auf die Entwicklung der Jahreshöchstlast diskutiert.

5.2 Konventionelle Stromanwendungen

Die für den Szenariorahmenentwurf verwendete Methodik zur regionalen und zeitlichen Auflösung der konventionellen Stromnachfrage gleicht der des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030, Version 2019 und kann dem entsprechenden Genehmigungsdokument bzw. dem Szenariorahmenentwurf entnommen werden. Nachfolgend ist das Vorgehen kurz beschrieben.

Abbildung 7: Gesamtablauf zur Ermittlung der Stromnachfrage



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

9 Der Umwandlungsbereich beinhaltet den Einsatz von elektrischem Strom zur Gewinnung anderer Energieträger wie Erdöl, Erdgas, Braunkohle, Steinkohle und sonstiger Energieträger.

Wie in Abbildung 7 dargestellt, gliedert sich die Modellierung in mehrere Schritte. Für eine detaillierte Modellierung der Stromverbrauchsentwicklung ist eine räumliche Zielbezugsgröße erforderlich, die es ermöglicht, den regionalen Stromverbrauch möglichst exakt zu erfassen. Statistiken zur historischen Stromnachfrage werden dabei sowohl auf Bundesebene als auch für die einzelnen Bundesländer erfasst und veröffentlicht, eignen sich jedoch aufgrund der hohen räumlichen Aggregation nicht für das Untersuchungsziel. Als kleinste räumliche Ebene der Stromnachfragemodellierung wird daher die Landkreisebene verwendet.

Beginnend mit der Festlegung einer jährlichen Referenzenergiemenge je Stromnachfragesektor und Bundesland erfolgt eine räumliche Projektion unter Einbezug regionaler Strukturparameter auf Landkreise. Hiervon ausgehend werden sogenannte Indikatoren (d. h. regionale Kennzahlen mit wesentlichem Einfluss auf die nachgefragte Strommenge) identifiziert und deren Entwicklung bis hin zu den betrachteten Zeithorizonten 2035 / 2040 prognostiziert. Anhand der zugrunde gelegten Entwicklung der regionalen Indikatoren werden Szenarien für die zukünftige Stromnachfrage je Landkreis abgeleitet. Über eine Kombination mit regional aufgelösten Stromverbrauchsprofilen lässt sich eine zeitlich und räumlich aufgelöste Stromnachfrage ermitteln, welche ein Eingangsdatum der nachfolgenden Netzanalysen im Rahmen der Erstellung des NEP darstellt.

5.2.1 Gegenwärtige konventionelle Stromnachfrage und regionale Verteilung

Der Nettostromverbrauch, die sektorale Aufteilung sowie die regionale Verteilung des Stromverbrauchs auf Bundesländer werden entsprechend den veröffentlichten Energiebilanzen der statistischen Landesämter[10] angesetzt. Diese Datengrundlage bildet den historischen Nettostromverbrauch ab. In Tabelle 4 sind die entsprechenden Kenngrößen für den Zeitraum 2012-2016 zusammengetragen. Neuere Daten sind von den Landesämtern derzeit nicht verfügbar.

Tabelle 4: Nettostromverbrauch Deutschland 2012–2016

Angaben in TWh	2012	2013	2014	2015	2016
Nettostromverbrauch	525,4	523,2	518,0	516,1	513,1
davon verarbeitendes Gewerbe	226,3	224,3	228,8	224,9	225,4
davon Haushalte	131,5	130,9	126,8	129,3	126,1
davon Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher	139,9	139,9	135,8	134,9	135,3
davon Verkehr	12,9	13,0	12,5	12,1	12,8
davon Energieverbrauch im Umwandlungsbereich (ohne Kraftwerkseigenverbrauch)	14,8	15,1	14,1	14,9	13,6

Quelle: Länderarbeitskreis Energiebilanzen, Veröffentlichungen der Bundesländer

10 http://www.lak-energiebilanzen.de/

Tabelle 5 stellt den Nettostromverbrauch vergleichend für die Jahre 2012–2016 auf Bundeslandebene dar.

Tabelle 5: Nettostromverbrauch Bundesländer 2012–2016

Angaben in TWh	2012	2013	2014	2015	2016
Baden-Württemberg	68,7	69,7	66,6	66,7	66,9
Bayern	79,2	78,2	76,3	78,0	77,5
Berlin	11,3	11,6	13,4	13,4	13,4
Brandenburg	17,7	17,2	18,2	18,3	17,2
Bremen	4,9	5,0	5,1	4,8	4,8
Hamburg	13,3	13,1	13,0	12,9	13,0
Hessen	36,7	36,6	35,5	35,1	34,7
Mecklenburg-Vorpommern	7,0	6,8	6,8	7,0	6,7
Niedersachsen	53,3	54,5	52,4	51,9	51,1
Nordrhein-Westfalen	129,0	127,4	129,2	126,0	126,5
Rheinland-Pfalz	28,0	28,9	28,2	28,3	27,8
Saarland	9,9	8,2	8,1	8,0	8,1
Sachsen	22,6	22,3	22,6	22,7	22,7
Sachsen-Anhalt	16,7	16,3	15,9	16,2	17,2
Schleswig-Holstein	14,5	14,8	14,1	13,8	13,1
Thüringen	12,7	12,6	12,5	12,9	12,6
Summe Deutschland	**525,4**	**523,2**	**518,0**	**516,1**	**513,1**

Quelle: Länderarbeitskreis Energiebilanzen, Veröffentlichungen der Bundesländer

Basierend auf der sektorenspezifischen konventionellen Stromnachfrage je Bundesland wird mittels Indikatoren – d. h. regionalen Kennzahlen mit wesentlichem Einfluss auf die nachgefragte Strommenge – die sektorenspezifische Stromnachfrage je Landkreis ermittelt. 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 2030 (2019). Die Indikatoren umfassen u. a. regionale Angaben zu Bevölkerung, Anzahl und Struktur der Haushalte, Wohngebäude- und Wohnungsbestand. Die in die Modellierung eingeflossenen statistischen Indikatoren sowie die sektorenspezifisch gewählten Gewichtungen zur räumlichen Projektion der historischen Stromnachfrage sind in Tabelle 6 aufgeführt.

Tabelle 6: Sektorale Landkreisregionalisierung anhand gewichteter Indikatoren

Sektor / Stromanwendung	Indikatoren	Gewichtung
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

5.2.2 Entwicklung der konventionellen Stromnachfrage bis 2040

Die Entwicklung der konventionellen Stromnachfrage bis 2040 je Sektor erfolgt anhand stromnachfragerelevanter Treiber. Die Variation der angenommenen Treiberausprägung erlaubt es unterschiedliche Szenarien abzubilden. Tabelle 7 illustriert die funktionale Herleitung der Treiberentwicklung je Sektor zur Fortschreibung des Stromverbrauchs. Weiterhin ist jeweils eine textliche Beschreibung der Formeln in der Tabelle aufgeführt. Die Entwicklung der Treiber der Sektoren ist in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben. Der Energieeffizienzfaktor wird in den Sektoren Haushalte, GHD und verarbeitendes Gewerbe/Industrie jeweils mit 0,5 % pro Jahr abgeschätzt, was zu einer Effizienzsteigerung in den jeweiligen Sektoren von ca. 8 % bis 2035 und 10 % bis 2040 führt. Szenarienabhängig wird gleichzeitig aber auch von einer Laststeigerung in den Sektoren GHD und verarbeitendes Gewerbe ausgegangen, welche den Lastrückgang durch Effizienzgewinne teilweise kompensieren.

Tabelle 7: Treiber und funktionale Zusammenhänge zur Projektion der konventionellen Stromnachfrage

Anwendungssektor	Funktionale Beschreibung
Haushalte Fortschreibung anhand der Entwicklung der Bevölkerung im Landkreis unter Berücksichtigung der Energieeffizienz.	$HS_{Jahr,LK} = (1-\alpha) \cdot \left(HS_{Rz\,Jahr,LK} \cdot \frac{BV_{Jahr,LK}}{BV_{Rz\,Jahr,LK}} \right)$ BV – Bevölkerung HS – Nettostromverbrauch Haushaltssektor α – Energieeffizienzfaktor
Gewerbe, Handel, Dienstleistung Fortschreibung unter Berücksichtigung der Energieeffizienz und Laststeigerung durch Digitalisierung, Dekarbonisierung und neue GHD-Anwendungen	$GHD_{Jahr,LK} = (1-\alpha+\beta_{GHD}) \cdot GHD_{RzJahr,LK}$ GHD – Nettostromverbrauch GHD-Sektor α – Energieeffizienzfaktor β_{GHD} – Laststeigerungsfaktor GHD-Sektor
Verkehr Fortschreibung unter Berücksichtigung Laststeigerung durch Anstieg des Schienenverkehrs	$VK_{Jahr,LK} = (1+\beta_{Verkehr}) \cdot VK_{RzJahr,LK}$ VK – Nettostromverbrauch Verkehrssektor $\beta_{Verkehr}$ – Laststeigerungsfaktor Verkehrssektor
Verarbeitendes Gewerbe / Industrie Fortschreibung unter Berücksichtigung der Energieeffizienz und Laststeigerung durch Digitalisierung, Dekarbonisierung und neue Industrieanwendungen	$vGw_{Jahr,LK} = (1-\alpha+\beta_{vGw}) \cdot vGw_{RzJahr,LK}$ vGw – Nettostromverbrauch verarbeitendes Gewerbe/Industrie α – Energieeffizienzfaktor β_{vGw} – Laststeigerungsfaktor verarbeitendes Gewerbe/ Industrie
Umwandlungsbereich Fortschreibung anhand der Reduktion der Gewinnung von Kohle und dem Rückgang inländischer Erdgasförderung	$UmWa_{Jahr,LK} = (1-\gamma) \cdot UmWa_{RzJahr,LK}$ UmWa – Nettostromverbrauch Umwandlungsbereich γ – Reduktionsfaktor Umwandlungsbereich

Globale Kürzel: LK – Landkreis, Jahr – Zieljahr, RzJahr – Referenzjahr

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Haushalte

Ein zentraler Treiber für die Stromnachfrage im Haushaltssektor ist die zukünftige Entwicklung der Bevölkerung. Die in Tabelle 8 aufgeführte Prognose der Bevölkerungsentwicklung für Deutschland basiert auf der 14. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung des statistischen Bundesamtes von 2019.[11] Es werden szenariospezifische Bevölkerungsentwicklungen angenommen, sodass die Bevölkerung (und damit auch die Stromnachfrage von Haushalten) von Szenario A nach Szenario C ansteigt. Für das Szenario A wird entsprechend die Variante mit moderater Entwicklung bei niedrigem Wanderungssaldo (G2-L2-W1) genutzt. In den B-Szenarien wird auf die Variante mit moderater Bevölkerungsentwicklung und moderatem Wanderungssaldo (G2-L2-W2) zurückgegriffen. Im C-Pfad wird die Variante mit moderater Bevölkerungsentwicklung und hohem Wanderungssaldo (G2-L2-W3) verwendet. In Kombination mit der unterstellten Energieeffizienzsteigerung von 0,5 % pro Jahr ergeben sich die in Tabelle 8 dargestellten Werte auf Bundesebene im Haushaltssektor.

11 https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsvorausberechnung/Publikationen/Downloads-Vorausberechnung/bevoelkerung-deutschland-2060-5124202199014.pdf?__blob=publicationFile

Tabelle 8: Entwicklung der Gesamtbevölkerung und Auswirkung auf den Stromverbrauch

	Referenz 2016	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Gesamtbevölkerung [Mio.]	82,5	82,1	82,9	84,5	82,2
Stromverbrauch Haushalte [TWh]	126,1	115,8	116,8	119,0	113,0

Quelle: Statistisches Bundesamt, Übertragungsnetzbetreiber

Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Für elementare Treiber der Entwicklung des GHD-Sektors existieren keine belastbaren Prognosewerte. Insbesondere neue Großverbraucher im GHD- als auch im Industriesektor haben aber starke (punktuelle) Auswirkungen auf den Stromverbrauch und damit auch den Netzentwicklungsbedarf. Daher haben die Übertragungsnetzbetreiber für diesen Szenariorahmenentwurf erstmals eine Abfrage bei den unterlagerten Verteilnetzbetreibern zur Ermittlung des Energiebedarfs durch neue Großverbraucher (über 10MW Anschlussleistung) im GHD- und Industriesektor durchgeführt. Die Rückmeldungen auf diese Abfrage werden separat berücksichtigt und in Kapitel 5.3.1 näher beschrieben.

Zur Ermittlung des zukünftigen Strombedarfs im GHD-Sektor wird das heutige Nachfrageniveau unter Berücksichtigung einer Effizienzsteigerung fortgeschrieben. Gleichzeitig wird allerdings auch ein Mehrbedarf durch Digitalisierung, Dekarbonisierung und neue Verbraucher (die unter die 10MW-Schwelle fallen und dadurch in der durchgeführten Abfrage nicht erfasst wurden) angenommen. Für die Szenarien A und B ergibt sich hierdurch ein Rückgang gegenüber heutigem Niveau um 0,2 % pro Jahr. Im C-Szenario egalisieren sich Effizienzsteigerung und Lastzuwachs. Der daraus resultierende Bedarf in den jeweiligen Szenarien ist in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Stromverbrauch im GHD-Sektor

	Referenz 2016	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Gewerbe, Handel, Dienstleistung [TWh]	135,3	131,0	131,0	135,3	129,7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Industrie / verarbeitendes Gewerbe

Bei der Beschreibung des konventionellen Industriesektors finden an dieser Stelle die Nachfragemengen der neuen Großverbraucher keine Berücksichtigung, da diese analog zum GHD-Sektor im Kapitel 5.3.1 erfasst werden. Ebenfalls gleichen die Annahmen zur Ermittlung des zukünftigen Stromverbrauchs im Industriesektor denen des oben beschriebenen GHD-Sektors. Die resultierenden Werte sind in der Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Stromverbrauch im Industriesektor

	Referenz 2016	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Industrie / verarbeitendes Gewerbe [TWh]	225,4	218,3	218,3	225,4	216,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Umwandlungsbereich

Die Gewinnung von Kohle, Erdgas und Erdöl im Inland sowie der Stromverbrauch im Umwandlungsbereich werden in der methodischen Umsetzung als ein weiterer Stromnachfragesektor berücksichtigt. Eine Fortschreibung der Stromnachfrage dieses Sektors auf Landkreisebene erfolgt anteilig anhand der angenommenen Reduktion der Gewinnung von Kohle und dem Rückgang der inländischen Erdgasförderung und dem Rückgang der Produktion in der mineralölverarbeitenden Industrie bis zum Jahr 2035 bzw. 2040.

Tabelle 11: Stromverbrauch im Umwandlungsbereich

	Referenz 2016	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Umwandlungsbereich [TWh]	13,6	5,4	4,1	4,1	1,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Verkehrssektor (ohne Elektromobilität)

Der heutige Stromverbrauch im Sektor Verkehr umfasst hauptsächlich den elektrifizierten Schienenverkehr. Die Fortschreibung erfolgt unter Berücksichtigung eines unterstellten Zuwachses des elektrischen Bedarfs im Nah-, Fern-, und Güterverkehr. Dieser ist sowohl auf die Erweiterung und Verdichtung des elektrifizierten Netzes als auch auf dessen verstärkte Nutzung zurückzuführen (vgl. Klimaschutzprogramm 2030). Der Zuwachs wird in allen Szenarien als gleich unterstellt. Die angenommenen Zahlen sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Tabelle 12: Stromverbrauch im Verkehrssektor

	Referenz 2016	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Mehrstrombedarf [%]	-	25 %	25 %	25 %	33 %
Verkehr [TWh]	12,8	16,0	16,0	16,0	17,0

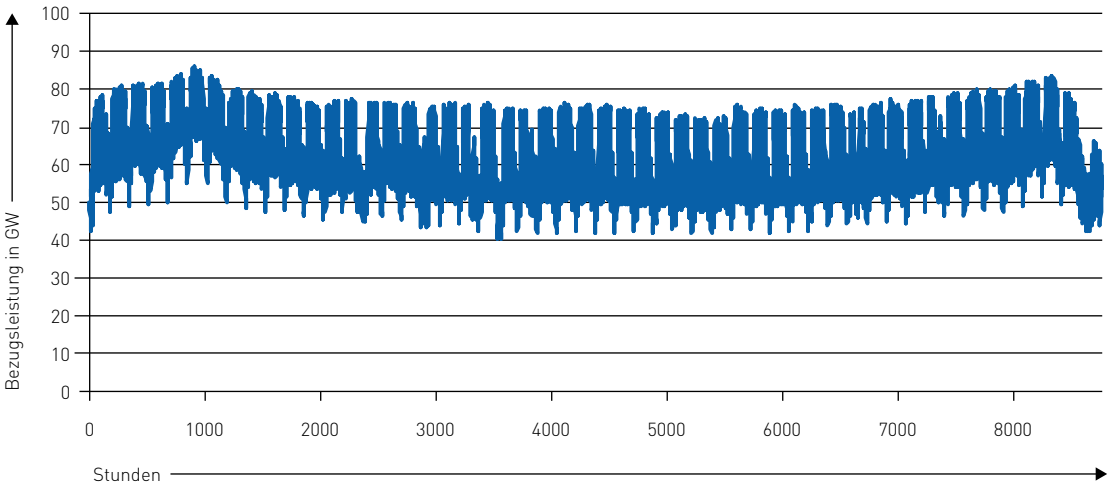
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5.2.3 Zeitlicher Verlauf der Stromnachfrage

Ausgehend von den für die Szenarien ermittelten Jahresenergiemengen der konventionellen Stromnachfrage stellt sich die Frage nach dem zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage. Der Strombezug der unterschiedlichen Verbrauchssektoren weist einen zeitlich schwankenden Verlauf auf, der sich am jeweiligen Verbrauchsverhalten orientiert. Für die Ermittlung des zeitlichen Verlaufs wird analog zur Berechnung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien das Wetterjahr 2012 zugrunde gelegt (vgl. Kapitel 6.4). Als Ausgangspunkt für den zeitlichen Verlauf wird entsprechend auf die zeitlich und räumlich aufgelösten Stromnachfrageprofile des Jahres 2012 zurückgegriffen (vgl. Abbildung 8), die den ÜNB im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung nach MaBiS[12] durch die Netzbetreiber für die jeweiligen Versorgungsgebiete gemeldet werden. Ausgangsgröße sind damit regional differenzierte, stündlich aufgelöste Lastprofile. Auf Grund der historisch betrachtet vergleichsweise geringen Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen im Jahr 2012 kann davon ausgegangen werden, dass die so ermittelten Lastprofile lediglich die Stromnachfrage konventioneller Stromanwendungen – d. h. der Nachfrage in den Sektoren Haushalte, GHD, Verkehr, verarbeitendes Gewerbe und Umwandlungsbereich – abbilden.

12 Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK06/BK6_81_GPKE_GeLi/Mitteilung_Nr_31/Anlagen/Konsolidierte_Lesefassung_MaBiS.pdf?__blob=publicationFile&v=2

Abbildung 8: Verlauf des Stromverbrauchs in Deutschland in 2012



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die szenario- und regionsspezifische stündliche Zeitreihe des konventionellen Stromverbrauchs ergibt sich aus der Skalierung der historischen Lastzeitreihen des Jahres 2012 mit der Veränderung des konventionellen Stromverbrauchs in dieser Region. Daraus resultiert für die Sektoren Haushalte, GHD, Verkehr und verarbeitendes Gewerbe, dass sich das jeweilige regionale Strombezugsverhalten im Vergleich zu 2012 zwar in der Höhe, jedoch nicht im zeitlichen Verlauf ändert.

$$E_{r,t\,(Jahr)} = E_{r,t\ (RzJahr)} \cdot \left(\frac{\sum_{t\,(Jahr)=1}^{8760} E_r}{\sum_{t\,(RzJahr)=1}^{8760} E_r} \right)$$

E	–	Stromverbrauch
r	–	Netzgruppe
$t\,(Jahr)$	–	Stunde des betrachteten Jahrs
$t\,(RzJahr)$	–	Stunde des Referenzjahrs (hier 2012)

5.2.4 Demand-Side-Management

Die Flexibilisierung der konventionellen Stromnachfrage in den Szenarien (vgl. Tabelle 13) erfolgt über sogenanntes Lastmanagement (auch Demand-Side-Management, DSM). Dies beschreibt die Veränderung des Nachfrageverhaltens von Stromkunden bzw. die Anpassung des Einsatzes der entsprechenden Stromanwendungen. Angestoßen wird Lastmanagement u. a. 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. Insgesamt kann durch Lastmanagement also eine Glättung der Residuallast (definiert als Systemlast abzüglich der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien) erreicht werden, welche durch konventionelle Kraftwerke oder Speicher gedeckt werden muss.

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

- Unter Lastabschaltung versteht man die temporäre Reduktion der Stromnachfrage, ohne dass diese Nachfrage zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt wird. Lastabschaltung findet dann statt, wenn die Einsparungen durch die Abschaltung höher ausfallen als die Opportunitätskosten, die durch den Verzicht auf die Bereitstellung der entsprechenden Energiedienstleistung auftreten.

- Lastverlagerung entspricht der zeitlichen Verschiebung der Stromnachfrage z. B. in Stunden niedrigerer Großhandelsstrompreise. Lastverlagerung findet üblicherweise dann statt, wenn die potentielle Kosteneinsparung durch die

Preisdifferenz zwischen zwei Stunden die mit der Lastverlagerung einhergehenden Kosten (z. B. durch Komforteinbußen oder Zusatzausgaben) übersteigt.

- 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.

Tabelle 13: Angenommene Potenziale zur Abschaltung und Verschiebung der Stromnachfrage je Szenario

Potenzial [GW]	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Lastabschaltung	1,8	2,5	5,0	4,5
Lastverschiebung	2,2	2,5	3,0	2,5
Summe	**4,0**	**5,0**	**8,0**	**7,0**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die räumliche Verteilung von DSM erfolgt anhand des Stromverbrauchs in den Sektoren Industrie sowie GHD auf Ebene der Landkreise. Im Industriesektor wird der als flexibel angenommene Teil der Stromnachfrage im Zusammenhang mit der Produktion von Aluminium (Primäralu), Chlor (Membran und Quecksilber), Papier (Holzstoff und Sekundärfaser), Stahl (Lichtbogenofen) und Zement (Mühlen) als abschaltbares Lastpotenzial berücksichtigt. Im GHD-Sektor werden die Stromnachfrage von Klimatisierungsanwendungen sowie Wärmeanwendungen als verschiebbares Lastpotenzial modelliert. Die Datengrundlage für die Regionalisierung der DSM-Potenziale stammt aus dem Begleitgutachten „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile"[13], das in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer- Institut für System- und Innovationsforschung im Rahmen des NEP 2030 (2017) erstellt wurde. Im Vergleich zum vorangegangenen Szenariorahmen wird davon ausgegangen, dass das dem Markt zur Verfügung stehende Lastmanagementpotenzial weiter ansteigt. Diese Annahme entspricht der von mehreren Stakeholdern auf dem Experten-Forum dargestellten zunehmenden Flexibilisierung insbesondere der gewerblichen Stromnachfrage.

5.3 Neue Stromanwendungen

Für die Abschätzung des Energiebedarfs von neuen Stromanwendungen wird insofern möglich auf politische Zielwerte oder Metastudien zurückgegriffen. Die Regionalisierung erfolgt anwendungsspezifisch über sinnvolle Treiber. Unter neuen Stromanwendungen werden hier die Elektromobilität, Power-to-Heat und Power-to-Gas Technologien sowie neue Großverbraucher (größer 10 MW) verstanden.

5.3.1 Neue Stromgroßverbraucher

Eine wichtige neue Eingangsgröße stellen in Planung befindliche Stromgroßverbraucher dar. Im Industriesektor handelt es sich hierbei etwa um geplante Batteriefabriken oder neue Anlagen in der Stahl- und Aluminiumindustrie sowie der chemischen Industrie. Eine herausragende Rolle wird im GHD-Sektor durch neue Rechenzentren eingenommen. Diese sollen in der Nähe bedeutender Internetknoten installiert werden und weisen hohe Anschlussleistungen und Stromverbräuche auf. Zu geplanten Rechenzentren liegt den Netzbetreibern eine sehr hohe Anzahl von Anschlussanfragen unterschiedlicher IT-Unternehmen vor.

Neue Großverbraucher können durch die angenommenen, allgemeinen Entwicklungen im GHD und Industriesektor (Kap. 5.2) nicht folgerichtig abgebildet bzw. berücksichtigt werden. Insbesondere die oben beschriebene Top-Down-Regionalisierung anhand sozioökonomischer Indikatoren im Bereich der Sektoren GHD und Industrie erscheint für die neuen Großverbraucher nicht sachgerecht. Um ein möglichst vollständiges Bild über alle in Planung befindlichen Großverbraucher zu erhalten, haben die ÜNB eine Abfrage bei ihren direkt unterlagerten Verteilnetzbetreibern und ÜNB-intern durchgeführt. Darin wurde um Angabe der aktuellen Anschlussanfragen für mögliche Großverbraucher größer 10 MW, der dahinter stehenden Projekte und ihren Eckdaten gebeten. Ergänzend wurde zum Teil auf bestehende Anfragen zu Kapazitätserhöhungen

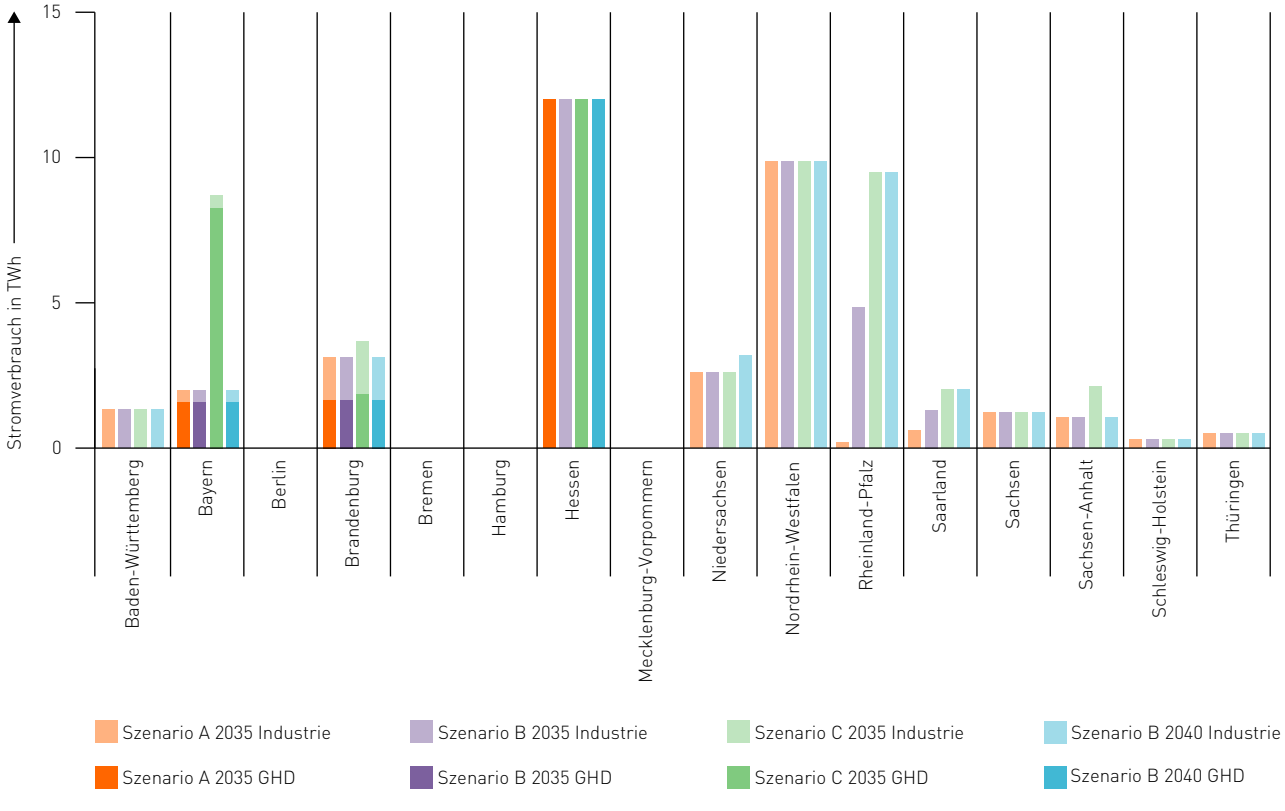
13 https://www.netzentwicklungsplan.de/de/entwicklung-der-regionalen-stromnachfrage-und-lastprofile-zum-netzentwicklungsplan-strom-zu-1

bei den ÜNB zurückgegriffen. Die Rückmeldungen zeigen in Summe eine hohe Anzahl an Anschlussanfragen mit teilweise sehr hohen Anschlussleistungen, die in den kommenden Jahren möglicherweise zu realisieren sind. Dabei ist zu beachten, dass eine Anschlussanfrage nicht gleichbedeutend mit einer tatsächlichen Realisierung ist. In Einzelfällen ist bekannt, dass die Verteilnetzbetreiber die ihnen vorliegenden Anschlussanfragen bereits mit einer Realisierungswahrscheinlichkeit versehen und die an die ÜNB gemeldete Nennlast so reduziert haben. Darüber hinaus ist insbesondere bei den Anschlussanfragen für neue Rechenzentren nicht klar, ob einige dieser Projekte in Konkurrenz zueinander stehen oder unabhängig voneinander zu betrachten sind. Dies erschwert insgesamt einen angemessenen Umgang mit den zur Verfügung gestellten Daten. Die ÜNB haben die Daten nach bestem Wissen plausibilisiert, um zum Beispiel Mehrfachmeldungen auszuschließen.

Die ÜNB haben sich dazu entschieden, die gemeldeten Großverbraucher in diesem Szenariorahmenentwurf zu berücksichtigen, wenn für diese eine oder mehrere konkrete Anschlussanfragen und ein Standort vorliegen. Verbraucher mit einer angegebenen Inbetriebnahme vor dem Jahr 2030 sind dann in allen Szenarien enthalten. Für geplante Inbetriebnahmen nach 2030 wird die Berücksichtigung zwischen den Szenarien variiert (vgl. Szenariodimension „Sektorenkopplung/Elektrifizierung"), sodass der Strombedarf für Großverbraucher von A 2035 nach C 2035 ansteigt. In Szenario C werden alle gemeldeten und plausibilisierten Großverbraucher mit geplanter Inbetriebnahme bis 2035 berücksichtigt. Dies schließt in Szenario C auch Voranfragen von Betreibern ein. Darüber hinaus werden nur Großverbraucher berücksichtigt, die den Bereichen Industrie oder GHD (z. B. Rechenzentren) zugeordnet werden können. Dies schließt von den Verteilnetzbetreibern teilweise angegebene allgemeine Lastzuwächse (z. B. durch Elektromobilität) aus. Der durch die neuen Großverbraucher induzierte Jahresstrombedarf wird dabei den erhaltenen Angaben entnommen. Insofern keine Angaben gemacht wurden, wird der Jahresstrombedarf der Großverbraucher anhand der jeweiligen Anschlussleistung und einem Faktor von 70 % (rund 6000 Volllaststunden) pauschal geschätzt. Diese Schätzung trifft jedoch noch keine Aussage über den zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage. Insgesamt ergibt sich mit dieser Vorgehensweise ein zusätzlicher Jahresstromverbrauch aus der Großverbraucherabfrage in Höhe von 35 bis 54 TWh.

Es wird darauf hingewiesen, dass es sich bei den Anschlussanfragen von Großverbrauchern grundsätzlich um vertrauliche Informationen des jeweiligen Kunden handelt. Daher können die detaillierten Ergebnisse der Abfrage an dieser Stelle nicht öffentlich zugänglich gemacht werden. In Abbildung 9 ist der angenommene zusätzliche Stromverbrauch nach Bundesland und Szenario aufgeschlüsselt:

Abbildung 9: Zusätzlicher Stromverbrauch durch Stromgroßverbraucher



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Grundsätzlich wird die Dimensionierung des zukünftigen Stromnetzes erheblich durch den Anschluss der Großverbraucher beeinflusst. Es können neue oder größere Lastzentren entstehen, die einen höheren Transportbedarf über die Stromnetze verursachen können. Gleichzeitig hängt die Realisierung der Projekte von vielfältigen Faktoren ab, was eine Prognose erschwert. Den ÜNB ist es ein wichtiges Anliegen, vor allem auf die Aktualität und die Bedeutung des Themas hinzuweisen und die Problemstellung so transparent wie möglich für die Konsultation des Szenariorahmenentwurfs aufzubereiten.

Die ÜNB empfehlen, eine vergleichbare Abfrage bei den Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern kurz vor Beginn der Berechnungen zu diesem Netzentwicklungsplan erneut durchzuführen. Hierdurch können eine validere Basis erreicht und weitere Stromgroßverbraucher, die aufgrund fehlender oder zurückgehaltener Informationen mit der aktuellen Abfrage nicht erfasst werden konnten, miteinbezogen werden.

5.3.2 Elektromobilität

Unter den Begriff Elektromobilität fallen für die Berücksichtigung im Netzentwicklungsplan – wie in Kapitel 4 diskutiert – neben batterieelektrisch betriebenen PKW (E-PKW) auch ein elektrifizierter LKW-Verkehr (E-LKW). Die E-PKW lassen sich weiter untergliedern in private und gewerblich genutzte Fahrzeuge. Nachfolgend soll zunächst auf die in den Szenarien angenommene Anzahl und Regionalisierung der Fahrzeuge eingegangen werden. Anschließend wird die Abbildung des zeitlichen Verlaufs erläutert.

Entwicklung und Regionalisierung

Die Anzahl der E-PKW und E-LKW wird szenarioabhängig variiert. Vom Szenario A 2035 – dem Szenario mit niedriger Elektrifizierung – wird die Anzahl an E-PKW und E-LKW bis zum Szenario C 2035 kontinuierlich erhöht. Die unterstellte Anzahl an Fahrzeugen sowie die zugehörige notwendige elektrische Energie sind in Tabelle 14 hinterlegt. Das Langfristszenario B 2040 ähnelt in der Anzahl und energetischen Nachfrage dem Szenario C 2035. Die Bundesregierung hat im Klimaschutzprogramm für das Jahr 2030 ein Ziel von 7-10 Mio. E-PKW festgelegt. Auf Basis dessen wird in den Szenarien des Netzentwicklungsplans für das Jahr 2035 ein Bereich von 8-17 Mio. E-PKW abgebildet. Die Anzahl an E-LKW orientiert sich an dem Ziel der Bundesregierung, dass bis 2030 ein Drittel der Fahrleistung im schweren Straßengüterverkehr elektrisch oder auf Basis strombasierter Kraftstoffe zurückgelegt werden soll. Für das Jahr 2016 betrug die Fahrleistung im schweren Straßengüterverkehr ca. 23,7 Mrd. Kilometer. Unter Annahme von 120.000 Fahrkilometer pro Jahr und Fahrzeug sowie dem im Klimaschutzprogramm formulierten Ziel ergibt sich in etwa eine Flotte von 65.000 Fahrzeugen. Für die Szenarien des Netzentwicklungsplans wird auf Basis dessen eine Bandbreite von 30.000 bis 90.000 E-LKW im Jahr 2035 und 80.000 im Jahr 2040 angenommen. Die große Stromnachfrage durch E-LKW – trotz ihrer im Vergleich zu E-PKW recht überschaubaren Anzahl – liegt an den deutlich größeren jährlich zurückgelegten Fahrstrecken sowie dem erhöhten Energieverbrauch pro Kilometer. Für die E-PKW wird eine Jahresfahrleistung von knapp 15.000 km sowie ein Verbrauch von ca. 20 kWh pro 100 km unterstellt. Für die E-LKW beträgt die zurückgelegte Wegestrecke an Oberleitungen jährlich 60.000 km. Der Verbrauch wird mit 151 kWh pro 100 km angenommen. Die Werte für E-LKW basieren auf der vergleichsweise effizienten Oberleitungs-Hybrid-Technologie und stellen damit eine untere Abschätzung dar.

Tabelle 14: Annahmen zur Entwicklung und Stromnachfrage von elektrisch angetriebenen Kraftfahrzeugen

		A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Anzahl [Mio.]	E-PKW	8	12	17	16
	E-LKW	0,03	0,06	0,09	0,08
Nettostromverbrauch [TWh]	E-PKW	24,1	36,2	51,2	48,2
	E-LKW	2,7	5,4	8,2	7,2

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Methodik zur Regionalisierung der Anwendungen im Bereich der Elektromobilität wurde im Vergleich zum NEP 2030 (2019) weiterentwickelt. Es folgt eine kurze Beschreibung der Methodik. Detaillierte Informationen sind einer Begleitstudie[14] nachzulesen, welche im Laufe des 1. Quartals 2020 veröffentlicht wird. Für E-PKW wird in der Regionalisierung zwischen privat und gewerblich genutzten Fahrzeugen unterschieden, da sich das Fahr- und Ladeverhalten beider Nutzungsgruppen grundsätzlich voneinander unterscheidet. So fallen die Tages- und Jahresfahrleistungen im gewerblichen Bereich deutlich höher aus. Auch ist das Fahrverhalten zwischen den einzelnen Wirtschaftszweigen sowie die Zusammensetzung der Fahrzeugflotte im gewerblichen Bereich sehr viel heterogener als im Privaten.

Die Regionalisierung der privat genutzten batterieelektrischen Fahrzeuge (E-PKW) basiert auf folgenden Parametern: Garagen, durchschnittlichen Pendeldistanzen pro Gemeinde, Photovoltaik-Leistung, durchschnittliche Wohnfläche und dem mittleren Einkommen. Das den Pendeldistanzen zu Grunde 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 2011[15] sowie der Regionaldatenbank der statistischen Landesämter entnommen. Die regionale Verteilung der E-PKW allein reicht allerdings noch nicht zur genauen Verortung der elektrischen Last. Hierfür wird zusätzlich eine Annahme zum Ladeort benötigt. Entsprechend dem „Masterplan Ladeinfrastruktur"[16] der Bundesregierung wird davon ausgegangen, dass lediglich 70 % der durch E-PKW entstehenden Last durch das Laden am Wohnort oder am Arbeitsplatz (also an den Punkten des Bestands) gedeckt wird. Die restlichen 30 % entstehen durch das Zurücklegen längerer Strecken und mehrtägiger Fahrten und fallen hauptsächlich an Schnellladepunkten entlang von 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 auch heute in der Zahl der Zapfsäulen unterscheiden.

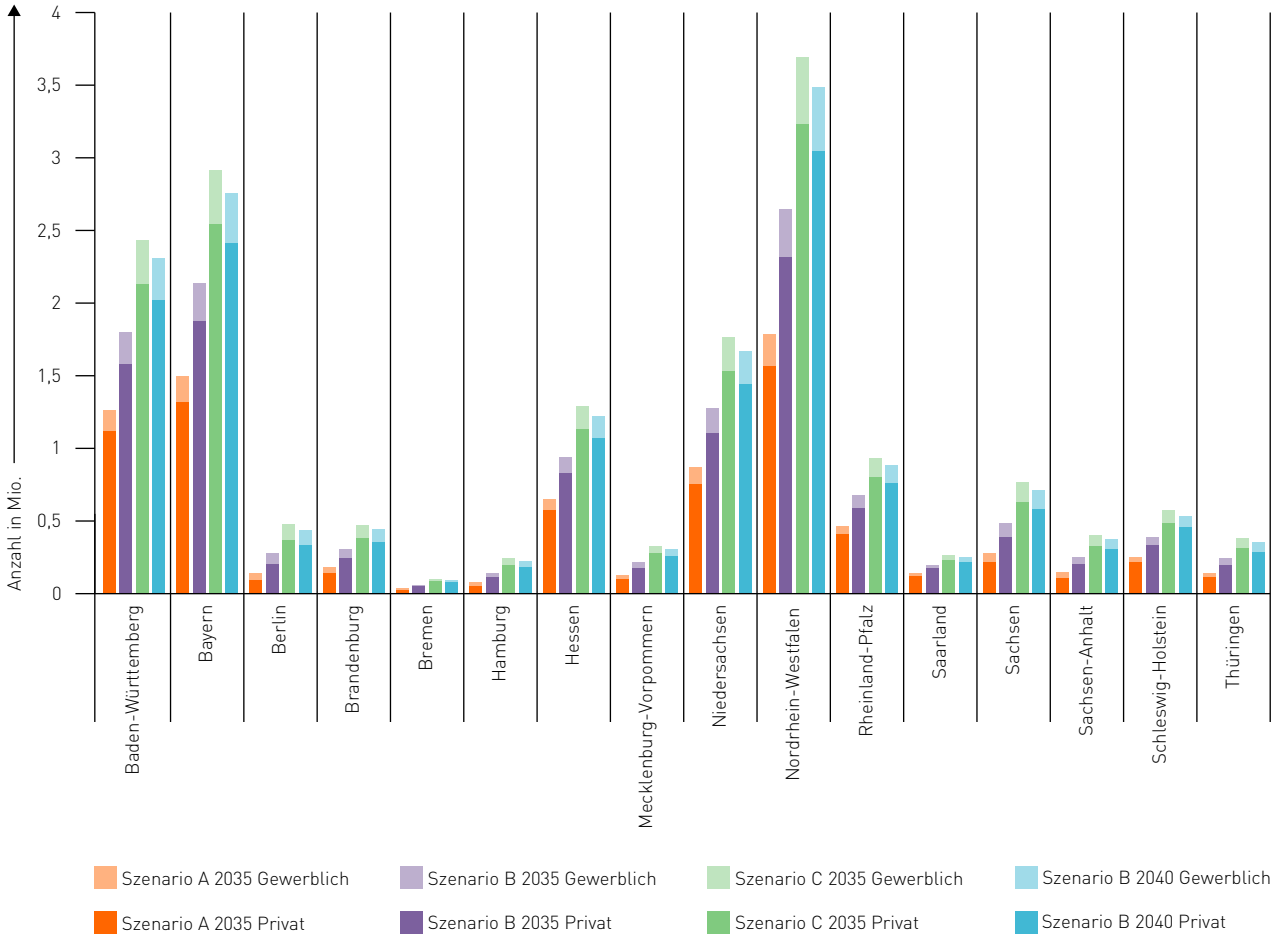
Die Regionalisierung der gewerblichen Fahrzeugflotte von PKW und leichten Nutzfahrzeugen erfolgt über einen zweistufigen Ansatz über den Fahrzeugbestand in den Wirtschaftszweigen nach Kraftfahrt-Bundesamt und die Beschäftigungszahlen in den Wirtschaftszweigen pro Landkreis. Das Ergebnis dieser Regionalisierung auf Bundeslandebene ist in Abbildung 10 dargestellt.

14 www.netzentwicklungsplan.de

15 https://www.zensus2011.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Aufsaetze_Archiv/2016_12_NRW_Zensus_Vielfalt.pdf

16 https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile

Abbildung 10: Anzahl der batterieelektrischen Fahrzeuge pro Bundesland unterteilt in gewerbliche und private Flotte



Quelle: FfE

Zur Abschätzung der Anzahl an E-LKW pro Landkreis werden Zähldaten der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) für LKW herangezogen.

Abbildung des zeitlichen Verlaufs

Bei den privat genutzten E-PKW wird auch hinsichtlich der Lastgangmodellierung zwischen den Varianten „Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz“ und „Laden an Schnellladesäulen im öffentlichen Raum“ unterschieden. Einfluss auf das Ladeprofil haben der Regionstyp (urban, ländlich) sowie Zeiteffekte (Wochentag, Feiertag etc.).

Für die Abbildung der Ladevorgänge am Wohnort oder am Arbeitsplatz wird auf die Verkehrserhebung „Mobilität in Deutschland 2017“[17] des infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft aus dem Jahr 2019 als Datenbasis zurückgegriffen. Neben zeitlich hochaufgelösten Informationen zum Verkehrsverhalten enthält die Erhebung zu jedem erfassten Tagesfahrprofil neben weiteren Informationen u.a. auch den BBSR-Regionsgrundtyp, welcher die Berücksichtigung regionaler Unterschiede im Verkehrsverhalten ermöglicht. Anschließend werden diese Eintagesfahrprofile zu Jahresfahrprofilen verknüpft.[18] Unter Berücksichtigung technischer und systemischer Parameter von Fahrzeugen und verfügbarer Ladeinfrastruktur werden jährliche Ladelastgänge von E-PKW für jeden Raumtyp und jede zuvor definierte Temperaturzone erstellt. Entsprechend der Zuordnung von Raumtypen und Temperaturzonen zu Landkreisen und der zuvor abgeleiteten Zahl von E-PKW werden so die regionsspezifischen Ladelastgänge pro Landkreis ermittelt. Zur Ermittlung der Lastgänge resultierend aus Ladevorgängen an Ladesäulen im öffentlichen Raum werden den oben beschriebenen Regionalisierungspunkten entsprechend Zählstellendaten der Bundesanstalt für Straßenwesen (BASt) an angrenzenden Autobahnen zugeordnet. Anhand des PKW-Fernverkehrsaufkommens werden pro Landkreis nachfolgend die Ladeprofile abgeleitet.

17 http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf

18 Methodik siehe https://www.ffe.de/attachments/article/694/IEWT-Vortrag_Ladesteuerung_von_Elektrofahrzeugen.pdf

Zur Abbildung der gewerblich genutzten Fahrzeugflotte wird auf die Verkehrserhebung „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010“[19] als Datenbasis zurückgegriffen. Aus den darin enthaltenen Tagesfahrprofilen werden wie im Bereich der privat genutzten Fahrzeuge zusammenhängende Jahresfahrprofile je Wirtschaftszweig erstellt. Anschließend werden daraus unter Annahme von Ladeverfügbarkeiten zusammenhängende Lastgänge synthetisiert. Im Gegensatz zum Vorgehen beim Privatverkehr wird in diesem Fall jedoch davon ausgegangen, dass die Ladevorgänge nur auf dem Betriebsgelände und nicht an öffentlichen (Schnell-) Ladesäulen durchgeführt werden können.

Zur Ermittlung von Lastgängen für E-LKW werden erneut Zählstellendaten der Bundesanstalt für Straßenwesen verwendet. Diese werden allerdings nicht den Tankstellen, sondern direkt den Landkreisen zugeordnet.

Bei zunehmender Durchdringungen von Elektrofahrzeugen wird das Thema Lademanagement einen immer höheren Stellenwert einnehmen, insbesondere um eine übermäßige Belastung der Verteilnetze zu verhindern. Der Grad an Verteilnetzorientierung ist von Szenario A zu Szenario C ansteigend, wobei in allen Szenarien von einer im Vergleich zur konventionellen Stromnachfrage deutlich höheren Steuerbarkeit auszugehen ist. Für den Netzentwicklungsplan soll die Verteilnetzorientierung von Ladevorgängen so abgebildet werden, dass die gemeinsame Lastspitze von konventioneller Haushaltsstromnachfrage, Wärmepumpen und Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge reduziert wird.

5.3.3 Power-to-Heat

Unter Power-to-Heat-Technologien werden nachfolgend Haushaltswärmepumpen, Großwärmepumpen und Elektroheizer verstanden (vgl. auch Kapitel 4). Analog zum Kapitel der Elektromobilität erfolgt zunächst die Beschreibung der Entwicklung und Regionalisierung. Nachgelagert werden die Annahmen zur zeitlichen Abbildung erläutert.

Haushaltswärmepumpen

Zur Abschätzung des Stromverbrauchs durch Haushaltswärmepumpen verwenden die ÜNB folgende Annahmen: Gemäß dena-Gebäudereport 2016[20] beträgt der durchschnittliche Heizwärmebedarf für Wohngebäude, die mit einer Wärmepumpe betrieben werden, zwischen 67 kWh_{th}/m^2a für Einfamilienhäuser und 80 kWh_{th}/m^2a für Mehrfamilienhäuser. Die durchschnittliche Wohnfläche je Wohneinheit beträgt in Ein-und Zweifamilienhäusern laut dena-Gebäudereport 2016 rund 117 m², wobei der Trend in Neubauten zu größeren Wohnflächen geht. Unter Berücksichtigung der oben genannten Werte ergibt sich somit ein Heizwärmebedarf von 7.800-9.400 kWh_{th}/a. Hierbei wird angenommen, dass die Wärmepumpe die einzige Wärmequelle in dem jeweiligen Gebäude darstellt. Setzt man eine Jahresarbeitszahl (JAZ) der Wärmepumpen von 3 an, ergibt sich ein elektrischer Bedarf von 2.600 bis 3.100 kWh_{el}/a. Der tatsächliche Stromverbrauch hängt vom verwendeten Wetterjahr und dem daraus resultierenden Wärmebedarf der Haushalte ab.

Tabelle 15: Annahmen zur Herleitung der Stromnachfrage einer Wärmepumpe

	Kennzahlen
Wohnfläche	117 m^2
Energetischer Gebäudestandard	EnEV 2002
Spezifischer Heizwärmebedarf	67 bis 80 kWh_{th}/m^2a
Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe	3
Ermittelter elektrischer Bedarf	2600 bis 3100 kWh_{el}/a
Angesetzter elektrischer Bedarf	3000 kWh_{el}/a

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bei der Anzahl der Haushaltswärmepumpen orientieren sich die ÜNB an der Studie „Wärmewende 2030“ von Agora Energiewende.[21] Die szenariospezifischen Annahmen und der daraus resultierende Stromverbrauch sind in Tabelle 16 angegeben.

19 https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/kid-2010.pdf?__blob=publicationFile

20 https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/8162_dena-Gebaeudereport.pdf

21 https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf

Tabelle 16: Annahmen zur Entwicklung und Stromnachfrage von Haushaltswärmepumpen

	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Anzahl [Mio.]	4	6	9	8
Nettostromverbrauch [TWh]	12	18	27	24

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Exkurs elektrische Leistung

Zur Abschätzung der benötigten elektrischen Leistung der Wärmepumpen verwenden die ÜNB folgende Annahmen: Anhand des oben genannten Heizwärmebedarfs von 67 – 80 kWh_{th}/m^2a ist davon auszugehen, dass Häuser, in denen Wärmepumpen eingesetzt werden, mindestens dem Gebäudestandard nach EnEV 2002 entsprechen. Für diese werden in der Literatur spezifische Heizlasten von 40 – 60 W_{th}/m^2 angegeben. Somit ergibt sich eine Heizlast von 4,7 – 7,0 kW_{th} bei Auslegungstemperatur, die sich in Deutschland zwischen -12 bis -16 °C bewegt. Weiterhin gehen die ÜNB davon aus, dass die Wärmepumpen mit vergünstigtem Heizstromtarif betrieben werden und somit für bis zu 6 Stunden am Tag nicht betrieben werden können bzw. dürfen. Dies führt zu einer Erhöhung der benötigten thermischen Heizleistung auf 6,3 – 9,4 kW_{th}. Unter Berücksichtigung einer Leistungszahl bei Auslegungstemperatur (-15°C) von 1,7, ergibt sich somit eine benötigte elektrische Leistung von 3,7 – 5,5 kW_{el} zur Deckung des Heizwärmebedarfs. Für die Bereitstellung von Warmwasser wird ein Leistungsaufschlag von 1 kW_{el} angenommen. Somit ergibt sich eine benötigte elektrische Leistung von 4,7 – 6,5 kW_{el}. Da zu erwarten ist, dass der Wärmebedarf zukünftig weiter sinkt, sehen die ÜNB 5 kW_{el} als geeignete Größenordnung an. Sollen zusätzliche Flexibilitäten durch Wärmepumpen nutzbar gemacht werden, ist eine höhere Leistung der Wärmepumpen notwendig.

Tabelle 17: Annahmen zur Herleitung der elektrischen Leistung einer Wärmepumpe

	Kennzahlen
Wohnfläche	117 m^2
Energetischer Gebäudestandard	EnEV 2002
Spezifischer Heizlast bei Auslegungstemperatur	40 bis 60 W_{th}/m^2
Auslegungstemperatur	-15°C
Leistungszahl bei Auslegungstemperatur	1,7
Ermittelte elektrische Leistung	3,7 – 5,5 kW_{el}
Leistungsaufschlag für Bereitstellung Warmwasser	1 kW_{el}
Resultierende elektrische Leistung	4,7 – 6,5 kW_{el}

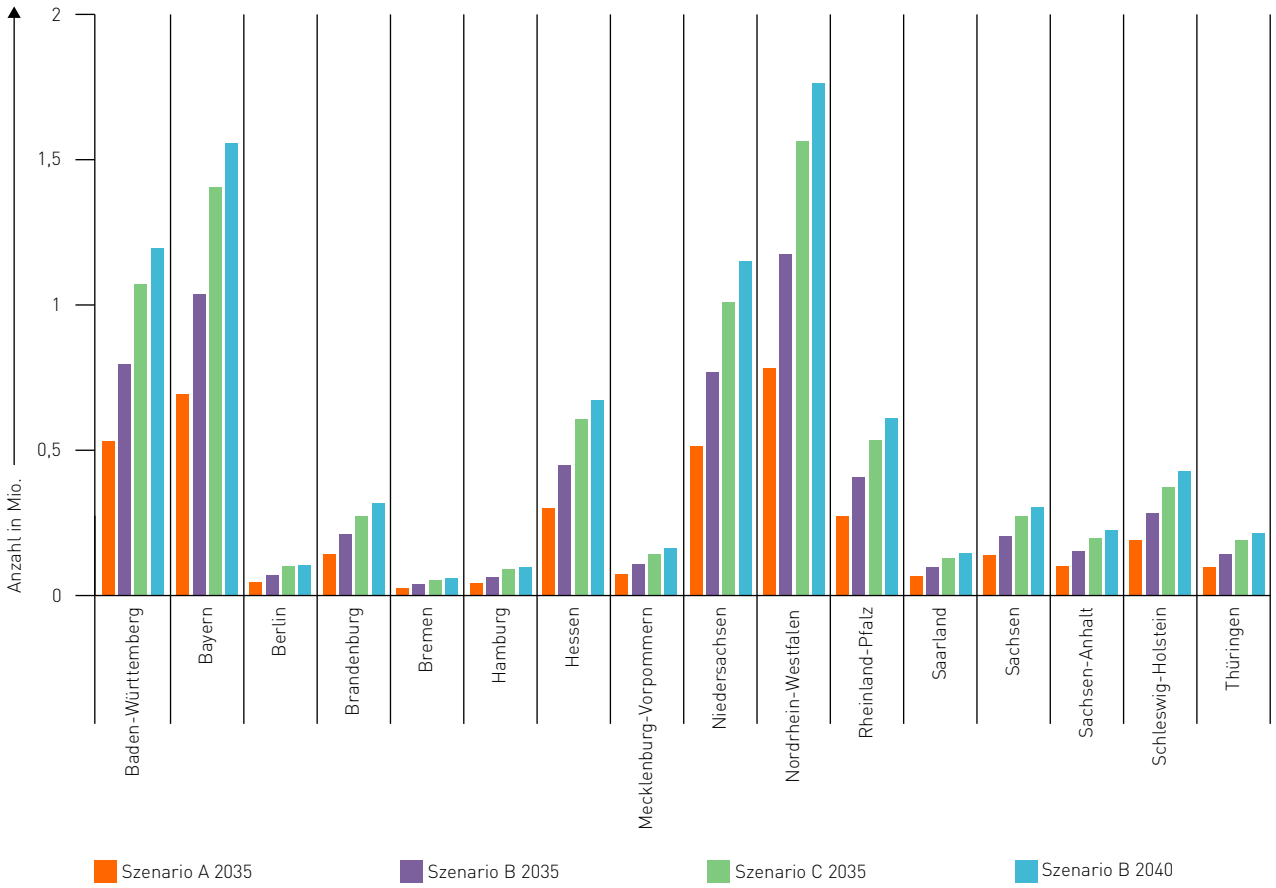
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Regionalisierung der Haushaltswärmepumpen auf Landkreisebene erfolgt auf Basis der Fortschreibung des Ein- und Zweifamilienhäuserbestands. Der Zusammenhang ist in folgender Gleichung dargestellt. Abbildung 11 zeigt die sich daraus ergebende szenariospezifische Verteilung der Haushaltswärmepumpen auf Bundesländer.

$$WP_{Jahr,LK} = WP_{Jahr,ges} \cdot \frac{EZFH_{LK}}{\sum_{LK} EZFH_{LK}}$$

WP	–	Anzahl Wärmepumpen
EZFH	–	Ein- und Zweifamilienhäuser
WP_{ges}	–	Mantelzahl Wärmepumpen

Abbildung 11: Anzahl der Haushaltswärmepumpen in den Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Eine relevante Kennzahl bei Haushaltswärmepumpen ist die Gleichzeitigkeit der Stromnachfrage, welche den Anteil derjenigen Stromnutzer an der Gesamtanzahl aller potenziellen Nutzer beschreibt, der zu einem bestimmten Zeitpunkt zeitgleich Energie aus den Stromnetzen bezieht. Höhere Gleichzeitigkeiten erfordern dabei grundsätzlich eine Auslegung der Stromnetze auf höhere Bezugsleistungen. Die Abbildung der tages- und jahreszeitabhängigen Schwankungen im Bezug der Haushaltswärmepumpen erfolgt durch die Verwendung eines Standardbezugsprofils. Der Grad an Flexibilität im Strombezug zur Entlastung der Verteilnetze wird analog zum Ladeverhalten der E-PKW szenarioabhängig variiert und steigt von Szenario A nach Szenario C an. Die Flexibilität führt zu einer Verschiebung der Lastspitzen von Hochlastphasen (insbesondere abends) hin zu weniger lastintensiven Zeitpunkten und kann für Haushaltswärmepumpen durch Wärmespeicher realisiert werden. Es wird in allen Szenarien von einer im Vergleich zur konventionellen Stromnachfrage deutlich höheren Steuerbarkeit ausgegangen.

Power-to-Heat in Industrie und Fernwärmeversorgung

Auch in der öffentlichen Fernwärmeversorgung und bei der Wärmeerzeugung für industrielle Prozesse wird von einer zunehmenden Elektrifizierung ausgegangen. Im Gegensatz zur Nutzung in Haushalten wird dabei jedoch angenommen, dass neben den elektrischen Wärmeerzeugern jeweils noch mindestens ein alternativer Wärmeerzeuger im Wärmenetz verfügbar ist (z.B. Gaskessel oder KWK-Anlage), sodass sich der Einsatz der elektrischen Wärmeerzeuger unmittelbar am Strommarkt orientieren kann. In den folgenden Erläuterungen wird zwischen Großwärmepumpen der öffentlichen Fernwärmeversorgung und Elektroheizern für Industrieprozesse unterschieden.

Bereits heute sind in Deutschland ca. 750 MW Elektroheizer in Betrieb. Für den zukünftigen Zubau wird angenommen, dass darüber hinaus weitere 500 MW im Netzausbaugebiet installiert werden (vgl. §13 EnWG Abs. 6a). Des Weiteren wird angenommen, dass Elektroheizer zur Flexibilisierung von Industrie-KWK-Anlagen installiert werden. Hier sind aufgrund des hohen Temperaturniveaus Elektroheizer dem Einsatz von Wärmepumpen vorzuziehen. Auf Basis der Wärmeleistung von KWK-Anlagen im Industriesektor wird in allen Szenarien von ca. 1,8 GW Elektroheizern zur industriellen Prozesswärmeerzeugung ausgegangen. Insgesamt ergibt sich damit eine Gesamtmenge von 3,1 GW Elektroheizern in den Szenarien.

Großwärmepumpen zeichnen sich im Niedertemperaturbereich gegenüber Elektroheizern durch eine deutlich höhere Effizienz aus. Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass im Bereich der öffentlichen Fernwärmeversorgung vorrangig Großwärmepumpen installiert werden. Gegenüber Haushaltswärmepumpen ist die Leistungszahl mit ca. 1,8 aufgrund des höheren Temperaturniveaus in Fernwärmenetzen deutlich geringer. Die Annahmen zu Gesamtleistung und Regionalisierung von Großwärmepumpen an KWK-Anlagen der öffentlichen Fernwärmeversorgung erfolgt auf Basis des ambitionierten Klimaschutzszenarios der Kurzstudie „Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung“ von FfE.[22] Dieses Szenario passt am besten zu der Prämisse, dass die flexible und systemdienliche Fahrweise von KWK-Anlagen ein erklärtes Ziel der Bundesregierung ist und daher in allen NEP-Szenarien von einer deutlichen Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks ausgegangen wird. Die installierte Leistung von Großwärmepumpen beträgt danach 4,1 GW in allen Szenarien für das Jahr 2035 und 5,6 GW für das Jahr 2040.

Tabelle 18: Annahmen zur Entwicklung und Stromnachfrage von Großwärmepumpen und Elektroheizern

		A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Installierte Leistung [GW]	**Großwärmepumpen**	4,1	4,1	4,1	5,6
	Elektroheizer	3,1	3,1	3,1	3,1
Nettostromverbrauch [TWh]	**Großwärmepumpen**	9,8	9,8	9,8	13,4
	Elektroheizer	2,4	2,4	2,4	2,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Einsatz von Elektroheizern und Großwärmepumpen richtet sich neben der Wärmenachfrage insbesondere nach dem Strompreis. Während bei höheren Strompreisen KWK-Anlagen zur Wärmebereitstellung genutzt werden, kommen die elektrischen Wärmeerzeuger vor allem bei niedrigen Strompreisen zum Einsatz. Aufgrund der höheren Effizienz von Großwärmepumpen kann ihr Betrieb im Vergleich zu Elektroheizern dabei bereits bei höheren Strompreisen wirtschaftlich sein. Zur Abschätzung der Bruttostromnachfrage wird auf Basis der voraussichtlichen Strompreisverteilung in den Jahren 2035 und 2040 für Großwärmepumpen von ca. 2.400 Volllaststunden und für Elektroheizer von ca. 800 Volllaststunden ausgegangen.

22 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/2018-01/FfE-Gutachten_Flexibilisierung%20der%20KWK_November%202017.pdf

5.3.4 Power-to-Gas

Bei Power-to-Gas erfolgt eine differenzierte Betrachtung von Power-to-Methan und Power-to-Wasserstoff. Letzteres wird in den Szenarien als maßgeblichere der beiden Technologien angenommen. Da synthetisch erzeugtes Methan stoffgleich zu fossilem Erdgas ist, kann es zwar grundsätzlich unmittelbar in die bestehende Erdgas-Infrastruktur integriert und in erdgasbasierten Endanwendungen genutzt werden. Zur Erzeugung von synthetischem Methan wird jedoch zusätzlich zur Elektrolyse eine lokale CO_2-Quelle benötigt. Darüber hinaus ist aufgrund des deutlich geringeren Wirkungsgrades durch den zusätzlichen Prozessschritt der Methanisierung ein wirtschaftlicher Betrieb schwerer darstellbar als bei Power-to-Wasserstoff-Anlagen.

Wasserstoff kann sowohl stofflich als auch energetisch vielseitig genutzt werden. Der absehbar größte Bedarf an stofflicher Nutzung von Wasserstoff existiert in der chemischen Industrie. Hier wird Wasserstoff verwendet, um Basischemikalien herzustellen. Das betrifft beispielsweise die Ammoniak- und Methanol-Synthese, die über die Hinzugabe von Wasserstoff gesteuert wird. Darüber hinaus kann Wasserstoff in Raffinerien zur Herstellung von Benzin und Diesel genutzt werden (Hydrocracken). Neben der chemischen Industrie wird zukünftig auch in der Stahlerzeugung ein hoher Bedarf an Wasserstoff erwartet. Hintergrund ist die Substitution von Koks als Reduktionsmittel bei der Veredlung von Eisen. Hierfür ließe sich auch Wasserstoff nutzen, was mit einer erheblichen Reduzierung der Emissionen verbunden wäre. Neben der stofflichen Nutzung von Wasserstoff bietet auch die energetische Nutzung ein hohes Potenzial zur Realisierung von Emissionsreduktionen, beispielsweise über die Nutzung von Brennstoffzellenautos, aber auch im Schienen-, Schiffs- und Flugverkehr. Um kurzfristig fossiles Erdgas zu substituieren, kann Wasserstoff auch in geringen Anteilen in die bestehende Erdgas-Infrastruktur eingeleitet werden.

Für den vorliegenden Szenariorahmenentwurf wird insbesondere der zukünftige Wasserstoffbedarf im Industriesektor betrachtet. In den Sektoren Gebäude und Verkehr steht der Einsatz von Wasserstoff in Konkurrenz zu einer direkten Elektrifizierung, welche tendenziell mit höheren Wirkungsgraden verbunden ist und im Netzentwicklungsplan über die Abbildung von Elektromobilität und Power-to-Heat-Anwendungen Berücksichtigung findet. Die folgende Tabelle zeigt den für den Szenariorahmenentwurf des Netzentwicklungsplans Gas ermittelten Wasserstoffbedarf im Industriesektor. Darauf aufbauend zeigt Abbildung 12 den interpolierten Bedarf je Bundesland für das Jahr 2035.

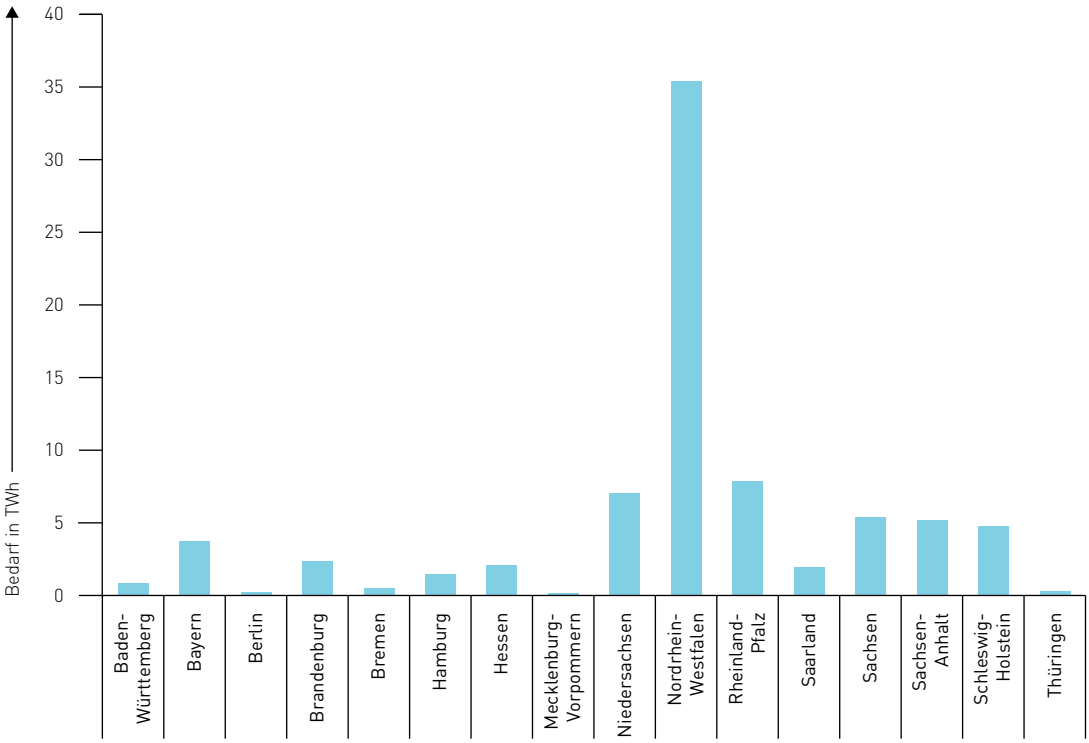
Tabelle 19: Prognostizierter Wasserstoffbedarf im Industriesektor

Wasserstoffbedarf im Industriesektor [TWh]			
2017	**2030**	**2040**	**2050**
69	77	80	110

Quelle: FfE, Szenariorahmenentwurf NEP Gas 2020-2030[23]

23 https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_2020_1_sr_konsultation_de.pdf

Abbildung 12: Prognostizierter Wasserstoffbedarf im Industriesektor nach Bundesland in 2035



Quelle: FfE, Szenariorahmenentwurf NEP Gas 2020-2030

Die oben gezeigten Energiemengen stellen den gesamten Wasserstoffbedarf im Industriesektor dar. Wie dieser Bedarf in Zukunft gedeckt wird, ist unter anderem auch von politischen Entscheidungen abhängig. Für den vorliegenden Szenariorahmenentwurf konnte die Wasserstoffstrategie der Bundesregierung noch nicht berücksichtigt werden. Ob Wasserstoff in Zukunft zu großen Teilen importiert oder dezentral zur Eigenversorgung erzeugt wird, kann dabei große Auswirkungen auf den Netzentwicklungsbedarf haben. Unabhängig davon, ob es in Zukunft ein überregionales Wasserstoffnetz in Deutschland geben wird, ist jedoch davon auszugehen, dass zumindest ein Teil der Wasserstoffversorgung durch Power-to-Gas-Anlagen erfolgen wird, welche unmittelbar an den Industriestandorten stehen. Während diese industrienahen – und damit eher erzeugungsfernen – Anlagen tendenziell zu einem höheren Transportbedarf im Übertragungsnetz führen, werden im Szenario C 2035 zusätzliche netzorienterte Anlagen berücksichtigt, die dabei helfen können Netzengpässe zu vermeiden.

Eine Basis der mindestens anzunehmen Anlagen bilden in allen Szenarien die Power-to-Gas-Projekte, die sich bereits in Betrieb oder im Bau befinden, sowie solche, für die den ÜNB konkrete Planungen bekannt sind. Außerdem werden die „Grüngas"-Projekte des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas[24] berücksichtigt, sofern diese schon über konkrete Standorte und Leistungsangaben verfügen. Damit werden auch die genannten, geplanten Großelektrolyseure in der Stahlindustrie berücksichtigt.

In Szenario A 2035 werden darüber hinaus eher konservative Annahmen zu installierten Power-to-Wasserstoff-Kapazitäten zugrunde gelegt, da hier, wie im Szenariodesign beschrieben, die Sektorenkopplung am wenigsten stark ausgeprägt ist. Insgesamt werden in dem Szenario 2,5 GW an Power-to-Wasserstoff-Anlagen angenommen. In den Szenarien B 2035 und C 2035 wird dagegen von einer installierten Leistung von jeweils 4,5 GW an Industriestandorten ausgegangen. In Szenario B 2040 steigt dieser Wert auf 7 GW. Dabei wird die Leistung, die über die bekannten Projekte hinausgeht, jeweils auf Grundlage der landkreisscharfen Prognose[25] zum zukünftigen Wasserstoffbedarf in der Industrie regionalisiert. In Szenario C 2035 wird darüber hinaus angenommen, dass es weitere Anreize für Power-to-Wasserstoff-Anlagen gibt, die primär netzorientiert verortet werden. Sie sollen helfen, Überlastungen im Übertragungsnetz zu vermeiden und die Integration erneuerbarer Energien zu steigern. Hierfür sind im Szenario C 2035 weitere 3 GW vorgesehen, die auf Standorte mit hoher Einspeiseleistung aus Windenergieanlagen (onshore und offshore) vornehmlich in den Bundesländern

24 vgl. Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 S. 31 sowie https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/nep-datenbank/

25 Vgl. Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2020-2030 https://www.fnb-gas.de/media/2019_08_16_nep-gas-2020-2030_szenariorahmen_final.pdf

Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Hamburg und Bremen verteilt werden. Aufgrund des hohen Windenergie-Zubaus in der Nordsee ist hier zukünftig mit einer besonders hohen Netzbelastung zu rechnen.

Für Power-to-Methan wird in allen Szenarien von einer installierten Leistung von 0,5 GW ausgegangen. Die Regionalisierung erfolgt hierbei wie im Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) auf Basis des Bestands von Biomethananlagen (aufgrund der dort vorhandenen CO_2-Quelle und Gasinfrastruktur) mit einem Schwerpunkt auf Norddeutschland.

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die in den Szenarien abgebildete Leistung aller Power-to-Gas-Anlagen. Die Bandbreite von 3-8 GW in 2035 ist im Einklang mit der Genehmigung der BNetzA für den Szenariorahmen des NEP Gas 2020-2030.[26] Dort werden 2,8 GW für das Jahr 2030 angenommen.

Tabelle 20: Leistung von Power-to-Gas-Anlagen in den Szenarien

	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Power-to-Wasserstoff [GW]	2,5	4,5	7,5	7
davon bekannte Planungen und weitere Anlagen an Industriestandorten mit Wasserstoffbedarf [GW]	2,5	4,5	4,5	7
davon netzorientierte Anlagen [GW]	0	0	3	0
Power-to-Methan [GW]	0,5	0,5	0,5	0,5
Summe [GW]	**3,0**	**5,0**	**8,0**	**7,5**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Betriebsweise von Power-to-Gas-Anlagen

Für die oben beschriebenen Anwendungsbereiche von Power-to-Gas-Anlagen werden für die Marktsimulation im Netzentwicklungsplan unterschiedliche Betriebsweisen abgebildet.

Der größte Teil der Anlagen erzeugt Wasserstoff für den lokalen Bedarf an Industriestandorten. Es wird davon ausgegangen, dass vor Ort keine alternativen Technologien zur Wasserstofferzeugung vorhanden sind. Die Anlagen werden entsprechend stark genutzt, da stets genug Wasserstoff für die nachgelagerten chemischen Industrieprozesse zur Verfügung stehen muss. Auch aufgrund der hohen Investitionskosten von Power-to-Gas-Anlagen erscheint eine Auslegung der Anlagen auf hohe Volllaststunden wahrscheinlich. Entsprechend der in Kapitel 4 aufgeführten Überlegungen wird der Einsatz mit Hilfe eines Speichers jedoch entsprechend flexibel gestaltet, sodass die schwerpunktmäßige Nutzung in Stunden mit hoher Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und entsprechend niedrigen Strompreisen erfolgt. Insgesamt wird bei diesen Anlagen von etwa 3.500 Volllaststunden im Jahr ausgegangen.

Die Power-to-Wasserstoff-Anlagen, die darüber hinaus im Szenario C im Netzausbaugebiet verortet werden, versorgen nicht unmittelbar eine lokale Industrie. Der erzeugte Wasserstoff wird stattdessen in das allgemeine Gasnetz eingespeist. Aus diesem Grund orientieren sich diese Anlagen stärker an den Opportunitätskosten der konventionellen Gasnutzung und werden marktbasiert nur in Stunden mit sehr geringen Strompreisen eingesetzt. Darüber hinaus können sie auch zur Behebung von Netzengpässen eingesetzt werden. Beide Einsatzweisen werden erst im Rahmen der Marktsimulation und Netzanalysen bestimmt und können für den Szenariorahmenentwurf daher nur abgeschätzt werden. Zur Bestimmung des Bruttostromverbrauchs wird davon ausgegangen, dass der Einsatz dieser Power-to-Wasserstoff-Anlagen mit ca. 1.500 Volllaststunden in Summe deutlich unter dem der industriellen Power-to-Gas-Anlagen liegt.

Power-to-Gas-Anlagen zur Erzeugung von synthetischem Methan produzieren ebenfalls in Konkurrenz zum herkömmlichen Erdgasangebot und werden daher nur bei sehr niedrigen Strompreisen eingesetzt. Ihre Nutzung im Jahresverlauf ist Ergebnis der Marktsimulation und kann für den Szenariorahmenentwurf nur abgeschätzt werden. Basierend auf dem Einsatz der Power-to-Methan-Anlagen im Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) wird für die Bestimmung des Brut-

26 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2020/NEP_Gas2020_Bestaetigung_BNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=2

tostromverbrauchers von 1.000 Volllaststunden ausgegangen.

Zur Verdeutlichung der Einsatzweise auf Basis von Opportunitätskosten sei hier anhand von Power-to-Methan-Anlagen ein Rechenbeispiel gegeben:

> Für das Beispiel wird von einem Marktpreis für fossiles Erdgas von 26 €/MWh ausgegangen (vgl. Kapitel 9). Zusätzlichen fallen bei der Nutzung des Erdgases aufgrund der CO_2-Emissionen Kosten von etwa 10€/MWh an. Für den Endanwender ist daher der Einsatz von fossilem Erdgas mit Kosten von 36 €/MWh verbunden. Das Methan einer Power-to-Methan-Anlage kann dagegen ohne zusätzliche CO_2-Kosten genutzt werden, da im Szenariorahmenentwurf angenommen wird, dass der im Methan gebundene Kohlenstoff nicht aus fossilen Quellen stammt, sondern einer Biomethananlage entnommen wird. Die Power-to-Methan-Anlage kann also immer dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn ein niedriger Strompreis dafür sorgt, dass das Methan für weniger als 36 €/MWh produziert werden kann. Unter Annahme eines Wirkungsgrads von 60 % ist dies nur bei Strompreisen unter 21,6 €/MWh der Fall.

5.4 Ergebnis der Stromnachfragemodellierung und Jahreshöchstlast bis 2040

Als Ergebnis aller im Kapitel Stromverbrauch beschriebener beschriebenen Annahmen und Modellierungen ergeben sich für Deutschland folgende Stromverbräuche und Jahreshöchstlasten.

5.4.1 Stromnachfrage bis 2040

Die nachfolgende Tabelle 21 zeigt die nationale Stromnachfrage der einzelnen Szenarien des NEP. Die Stromnachfrage umfasst neben den konventionellen Stromanwendungen auch neue Stromanwendungen im Zusammenhang mit Elektromobilität, Wärmeerzeugung und Power-to-Gas. Der Anstieg des Stromverbrauchs dieser neuen Stromanwendungen kompensiert den Rückgang des Stromverbrauchs der konventionellen Stromanwendungen in den Szenarien unterschiedlich stark und führt im Vergleich zur Referenz insgesamt zu einer Verbrauchssteigerung. Die Aggregation der Nettostromnachfrage und eine Abschätzung der resultierenden Bruttostromnachfrage sind ebenfalls aufgeführt.

Tabelle 21: Ergebnisse der Stromnachfragemodellierung

Angaben in TWh		Referenz 2016	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
konventionelle Stromanwendungen	verarbeitendes Gewerbe	225,4**	218,3	218,3	225,4	216,1
	Haushalte	126,1**	115,8	116,8	119,0	113,0
	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher	135,3**	131,0	131,0	135,3	129,7
	Verkehr	12,8**	16,0	16,0	16,0	17,0
	Energieverbrauch im Umwandlungsbereich (ohne Kraftwerkseigenverbrauch)	13,6**	5,4	4,1	4,1	1,4
Neue Stromanwendungen	neue industrielle Großverbraucher	-	34,8	40,2	53,8	46,1
	Elektrofahrzeuge	-	26,8	41,6	59,4	55,5
	Haushaltswärmepumpen	-	12	18	27	24
	Großwärmepumpen und Elektrodenheizer	-	12,3	12,3	12,3	15,9
	Power-to-Gas	-	9,3	16,3	20,8	25,0
Nettostromnachfrage		**513,1**	**581,6**	**614,5**	**673,0**	**643,6**
Netzverluste VNB		17,6*	17,6	17,6	17,6	17,6
Netzverluste ÜNB		8,4*	20,3	20,3	20,3	20,3
Kraftwerkseigenverbrauch		33,62**	6	6	6	4
Pumpspeicherbezug		12,5*	12	12	12	12
Bruttostromnachfrage		**585,2****	**637,5**	**670,4**	**728,9**	**697,5**

Hinweis: Alle Nachfragemengen der neuen Stromanwendungen, wie auch Verluste in Verteil- und Übertragungsnetz sowie Kraftwerkseigenbedarf und Pumpspeicherbezug sind unmittelbar abhängig vom Markteinsatz und demnach modellendogene Größen, die an dieser Stelle nur überschlägig abgeschätzt werden können. Die Abschätzung orientiert sich an den Ergebnissen des NEP 2030 (2019).

* Monitoringbericht 2017 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts

** Energiebilanzen 2016 der statistischen Landesämter

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Netzverluste der VNB und der ÜNB sowie der Pumpspeicherbezug sind in den Energiebilanzen 2016 der statistischen Landesämter[27] nicht separat ausgewiesen. Aus diesem Grund wird in diesem Fall der Monitoringbericht 2017 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts[28] herangezogen.

5.4.2 Jahreshöchstlast bis 2040

Aus der Aggregation aller sektoralen Stromnachfrageprofile ergibt sich je Szenario der zeitliche Verlauf der Gesamtstromnachfrage und die nationale Jahreshöchstlast, d. h. der maximal während eines Jahres auftretende Strombezug.

Die in den Szenarien angenommenen Effizienzsteigerungen und Lastmanagementprozesse haben einen senkenden Einfluss auf die Jahreshöchstlast. Dagegen wirkt die angenommene Elektrifizierung, d. h. die zunehmende Nutzung von Strom als Ersatz für andere Energieträger, erhöhend auf die Jahreshöchstlast. Insbesondere Haushaltswärmepumpen,

27 http://www.lak-energiebilanzen.de/

28 https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2017.pdf

die vor allem in Kälteperioden mit ohnehin hoher Last einen erhöhten Strombedarf haben, haben tendenziell einen großen Einfluss auf die Jahreshöchstlast. Gleiches gilt für neue Stromgroßverbraucher wie Rechenzentren, die im Jahresverlauf einen konstant hohen Strombedarf aufweisen. Die Stromnachfrage der Elektromobilität beträgt dagegen in der Regel nur einen Bruchteil der aggregierten Leistung von Elektrofahrzeugen. Für großskalige Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen wird ein weitgehend strommarkorientierter Betrieb angenommen, der dazu führt, dass Knappheitssituationen durch diese Anlagen nicht weiter verschärft werden sollten.

Insgesamt ist in allen Szenarien eine deutliche Steigerung der Jahreshöchstlast gegenüber dem heutigen Niveau zu erwarten. Bereits im NEP 2030 (2019) konnte eine signifikante Steigung der Spitzenlast auf bis zu 100 GW beobachtet werden. Es ist zu erwarten, dass sich dieser Trend fortsetzt und trotz zunehmender Lastflexibilität weiter verstärken kann. Die Höhe der Jahreshöchstlast ist eine kritische Größe für die Versorgungssicherheit und hat damit erhebliche Auswirkungen auf die Dimensionierung des Stromsystems. Dies gilt sowohl in Bezug auf die Auslegung der Stromnetze als auch in Bezug auf die Notwendigkeit gesicherter Stromerzeugungskapazitäten. Der Netzentwicklungsplan konzentriert sich dabei auf die Aspekte der Netzdimensionierung.

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Klimaschutz
4 Rolle des Stromsektors
5 Stromverbrauch
6 Erneuerbare Energien
7 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
8 Europäischer Rahmen
9 Brennstoffpreise

6 Erneuerbare Energien

Bei den erneuerbaren Energien (EE) wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom (NEP) zwischen Anlagen des Typs Windenergie an Land (onshore) und auf See (offshore), Photovoltaik auf Dachflächen, Freiflächenphotovoltaik, Biomasse, Laufwasser sowie sonstigen erneuerbaren Energien (Geothermie, Klär-/Gruben-/Deponiegas) unterschieden. Für jede dieser Erzeugungstechnologien sind basierend auf dem zum Referenzstichtag 31.12.2018 in Betrieb befindlichen Anlagenbestand fundierte Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Nettozubaus zu treffen.

6.1 Anlagenbestand

Die Bestandsleistungen der erneuerbaren Energien werden auf Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) geführten EEG-Anlagenstammdaten ermittelt. Eine Ausnahme bildet die Wasserkraft, da nur ein Teil der Wasserkraftanlagen in Deutschland nach dem EEG vergütet und entsprechend in den EEG-Anlagenstammdaten erfasst wird. Eine Quelle für die übrigen Wasserkraftwerke bildet die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (BNetzA). Enthalten sind hier auch grenznahe Wasserkraftanlagen, welche vollständig oder teilweise in das deutsche Stromnetz einspeisen. Im Folgenden werden nur die in das deutsche Stromnetz einspeisenden Laufwasserkraftwerke betrachtet. Speicherwasserkraftwerke werden in der Kraftwerksliste separat erfasst. Die installierten Bestandsleistungen je Erzeugungstechnologie werden zum Referenzstichtag 31.12.2018 bestimmt (vgl. Tabelle 22).

Tabelle 22: Installierte Leistung erneuerbarer Energien zum 31.12.2018

Erzeugungstechnologie	Installierte Leistung zum 31.12.2018 [GW]
Windenergie onshore	52,2
Windenergie offshore	6,0
Photovoltaik	44,1
Biomasse	7,4
Laufwasser	3,9
Sonstige Erneuerbare	0,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Kraftwerksliste BNetzA

6.2 Politischer Rahmen

Eine wesentliche Einflussgröße für die bis 2035 und 2040 anzunehmende Entwicklung der erneuerbaren Energien sind die im Bundes-Klimaschutzgesetz verankerten Ziele zur Treibhausgasminderung. Der Sektor Energiewirtschaft ist durch die größte Emissionsminderung aller Sektoren gegenüber 1990 gekennzeichnet, weist gleichzeitig jedoch für das Jahr 2018 mit 311 Mio. t CO_2 weiterhin den größten Anteil an CO_2-Emissionen aus. Um diese Emissionen weiter zu reduzieren, ist ein ambitionierter Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien notwendig.

Die für den Szenariorahmenentwurf maßgeblichen langfristigen Ausbauziele für erneuerbare Energien sind durch § 1 EEG 2017 und das aktuelle Klimaschutzprogramm 2030 definiert. Dabei gibt das EEG mit einem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 80 % das langfristige Ziel bis 2050 vor. Das Klimaschutzprogramm 2030 nennt einen Zielanteil von 65 % bis 2030 und geht damit über das aktuell im EEG für 2030 bzw. 2035 genannte Ziel hinaus. Zusätzlich wird im Klimaschutzprogramm 2030 ein Ausbaupfad für die verschiedenen erneuerbaren Technologien bis 2030 konkretisiert. Der aufgeführte Ausbau für Windenergie offshore bis 2030 beträgt 20 GW und entspricht damit dem Szenario A 2030 im NEP 2030 (2019), ist gleichzeitig aber an Abstimmungen mit den Ländern der betroffenen Küstenregionen gekoppelt. Dem gegenüber sieht das Klimaschutzprogramm 2030 für Windenergie onshore ein im Vergleich zu den letzten fünf Jahren reduzierten Ausbau vor, während der Ausbau der Photovoltaik-Anlagen weiter verstärkt

wird. Bei Photovoltaik soll ein forcierter Ausbau durch eine Aufhebung des Förderdeckels von 52 GW erreicht werden, sodass kleine und mittlere Anlagen weiterhin Anspruch auf eine feste, degressive Vergütung haben. Ausgenommen hiervon sind größere Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung ab 750 kW, die sich an den Ausschreibungen mit einer jährlichen Ausschreibungsmenge von 600 MW beteiligen können.

Es ist zu erwarten, dass der Gesetzgeber auch zukünftig regelmäßig Nachsteuerungsbedarf erkennt und den gesetzlichen Rahmen für die Förderung der erneuerbaren Energien entsprechend anpassen wird. Für den vorliegenden Szenariorahmenentwurf bilden die in Tabelle 23 zusammengefassten Regelungen des EEG 2017 und die Ziele des Klimaschutzprogramms 2030 dennoch eine wichtige Orientierungsgrundlage für die Szenariobildung.

Tabelle 23: Ausbauziele erneuerbarer Energien gemäß EEG und Klimaschutzprogramm 2030

Erzeugungstechnologie	Technologiespezifische Ausbauziele Klimaschutzprogramm 2030	Ausbauziele § 1 EEG und Klimaschutzprogramm 2030
Windenergie onshore	2030: 67.000 MW - 71.000 MW	Anteile der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch: › 65 % bis 2030 › mind. 80 % bis 2050
Windenergie offshore	2030: 20.000 MW	
Photovoltaik	2030: 98.000 MW	
Biomasse	2030: 8.400 MW	

Quelle: EEG und Klimaschutzprogramm 2030

6.3 Zukünftige Entwicklung der erneuerbaren Energien

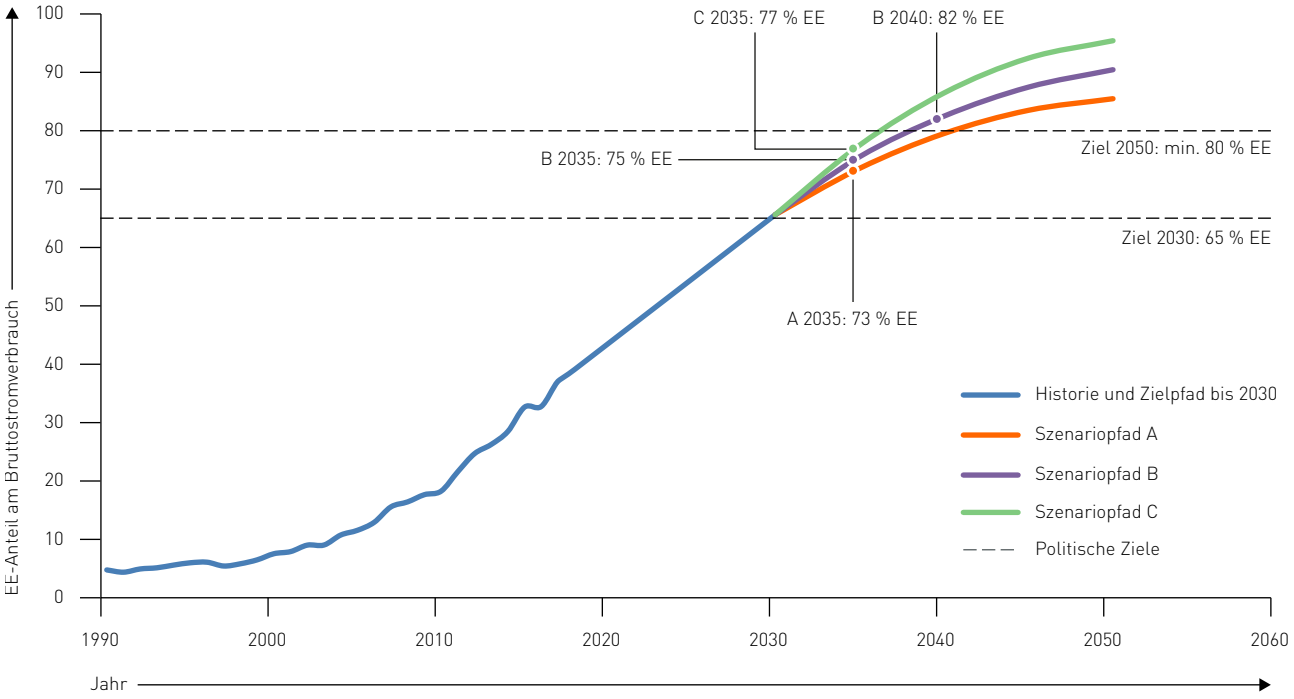
In den Szenarien wird ausgehend vom Bestand zum Stichtag 31.12.2018 ein Rahmen wahrscheinlicher Entwicklungen der erneuerbaren Energien aufgespannt. Alle Szenarien beschreiben einen möglichen Weg hin zu den beschriebenen politischen Langfristzielen bis 2050. Um diese Ziele erreichen zu können, wird in allen Szenarien eine ambitionierte Fortführung des Ausbaus erneuerbarer Energien bis zu den Jahren 2035 und 2040 unterstellt.

Auf Basis der Zielanteile der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 65 % bis zum Jahr 2030 und mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 wird eine Bandbreite der Entwicklung nach 2030 angenommen. Die drei Szenariopfade bilden dabei eine Entwicklung des Anteils auf 85 %, 90 % bzw. 95 % in 2050 ab.[29] Daraus ergeben sich – wie der Abbildung 13 zu entnehmen ist – für das Jahr 2035 Anteile von 73 bis 77 % und etwa 82 % in 2040. Grundlage hierfür ist das S-Kurven-Konzept, welches dem Ausbaupfad der erneuerbaren Energien langfristig technische und wirtschaftliche Restriktionen auferlegt. Dadurch ist ein linearer Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch zeitlich limitiert und geht in eine degressive Entwicklung über.

Aufgrund der Abhängigkeit vom Bruttostromverbrauch, welcher zwischen den Szenarien stark variiert, weisen die Erzeugungsleistungen der erneuerbaren Energien ebenfalls deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien auf. Insgesamt ist die Variation der Stromnachfrage ein größerer Treiber für die Leistungsunterschiede als die Variation der EE-Anteile.

29 Zur Erreichung der Emissionsminderungsziele kann unter Umständen auch ein Anteil von 100 % in 2050 notwendig sein. Siehe dazu Kapitel 3.2.

Abbildung 13: EE-Anteil am Bruttostromverbrauch



Quelle : Übertragungsnetzbetreiber

Da sowohl der Bruttostromverbrauch als auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erst in der Marktsimulation des Netzentwicklungsplans detailliert ermittelt werden können, werden diese Richtwerte im Rahmen der Szenarioengestaltung zunächst geschätzt. Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden die installierten Leistungen sowie die in Tabelle 24 dargestellten Volllaststunden zugrunde gelegt. Der Bruttostromverbrauch wird auf Basis von Tabelle 21 (Kapitel 5) bestimmt.

Im Bereich Windenergie onshore wird gegenüber dem NEP 2030 (2019) eine Erhöhung der Volllaststundenzahl von 2.300 auf 2.400 h/a angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass die Windenergieanlagen im Bestand bis zu den Jahren 2035 und 2040 fast vollständig durch moderne, ertragsreichere Anlagentypen ersetzt werden. Je nach Regionalisierung in den Szenarien können sich hier jedoch später Abweichungen ergeben.

Für Windenergie offshore wird dagegen im Vergleich zum NEP 2030 (2019) eine Reduzierung der Volllaststunden von 4.300 auf 4.000 angenommen. Die Reduzierung der Volllaststunden für Windenergie offshore basiert auf einer aktuellen Auswertung der Volllaststunden von Bestandsanlagen. Ergebnis dieser Auswertung ist, dass in Betrieb befindliche Offshore-Windparks im Durchschnitt eine Volllaststundenzahl von weit unterhalb der bisher angenommenen 4.300 h/a aufweisen. Unter Berücksichtigung einer möglichen Steigerung der jährlichen Volllaststunden zukünftiger Windenergieanlagen durch technologische Weiterentwicklungen und unter Berücksichtigung des steigenden Anteils von zukünftigen Anlagen am gesamten Bestand, gehen die Übertragungsnetzbetreiber von einer leichten Steigerung der Volllaststunden bis 2035 bzw. 2040 auf etwa 4.000 Volllaststunden pro Jahr aus. Die ÜNB weisen in diesem Zusammenhang allerdings darauf hin, dass die Anzahl der Volllaststunden u.a. maßgeblich von den tatsächlichen Windverhältnissen sowie von gegenseitigen Verschattungseffekten der Offshore-Windparks abhängt. Eine genaue Prognose der Volllaststunden für die Jahre 2035 und 2040 ist daher ohne Kenntnis über die tatsächlichen Windverhältnisse sowie der zukünftigen Ausgestaltung der Windpark-Layouts und der räumlichen Lage neuer Vorranggebiete für Windenergie offshore nicht möglich.

Die Volllaststunden von Biomasse liegen auf dem gleichen Niveau wie im NEP 2030 (Version 2019) und damit tendenziell unter der heutigen Auslastung von Biomasse-Kraftwerken. Die im Vergleich zu heute reduzierten Volllaststunden resultieren aus einem veränderten Förderrahmen und zunehmenden Flexibilisierungsanforderungen, welche bei einer Auslegung auf sehr hohe Volllaststunden nicht realisiert werden können. Von mehreren Stakeholdern kam darüber hinaus der Hinweis, dass durch die gegenüber dem letzten NEP erhöhten installierten Leistungen die Nutzungskonkurrenz der Biomasse verschärft wird und deswegen eigentlich von noch geringeren Volllaststunden auszugehen sei.

Tabelle 24: Volllaststunden erneuerbarer Energien

Erzeugungstechnologie	Annahme Volllaststunden in 2035/2040
Windenergie onshore	2.400
Windenergie offshore	4.000
Photovoltaik	950
Biomasse	5.400
Laufwasser	4.000
Sonstige Erneuerbare	4.000

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Eine Herausforderung bei der Szenariengestaltung besteht darin, die einzelnen Entwicklungen und Einflüsse sowie deren Kopplung untereinander in bestmöglicher Weise abzubilden und so eine sachgerechte Unterscheidung zwischen den Szenarien zu treffen. Auch im Rahmen des Experten-Forums zu diesem Szenariorahmenentwurf wurde deutlich, dass die Entwicklungspfade der erneuerbaren Energien teils von sehr komplexen Faktoren abhängen, die wiederum vom Gesetzgeber beeinflusst werden können. In der Diskussion wurde häufig auf das <1,5°C-Ziel des Pariser Klimaschutzabkommen hingewiesen, welches einen ambitionierten Ausbau aller EE-Technologien erfordere. Weitere Beiträge thematisierten die Erforderlichkeit eines stärkeren Ausbaus erneuerbarer Energien infolge von Erhöhungen der Stromnachfrage durch die Umstellung von Industrieprozessen im Rahmen der CO_2-Emissionsminderungsziele.

6.3.1 Windenergie offshore

Als Grundlage zur Ausgestaltung der Szenarien dient der im Klimaschutzprogramm 2030 genannte Offshore-Zielwert für das Jahr 2030 von insgesamt 20 GW in Nord- und Ostsee. Dieser liegt damit deutlich (d.h. 5 GW) über dem bisher im EEG 2017 und im Windenergie-auf-See-Gesetz verankerten Ausbauziel für die Windenergie offshore in Höhe von 15 GW für das Jahr 2030. Die Regionalisierung der Offshore-Erzeugungsleistung auf Nord- und Ostsee konzentriert sich ab dem Jahr 2030 aufgrund des stark überwiegenden Anteils von für Offshore-Windenergieanlagen geeigneten Flächen in der deutschen Nordsee mehrheitlich dort (siehe dazu informatorisches Langfristszenario im Anhang des Flächenentwicklungsplans 2019 des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie[30] (BSH)).

Gemäß des informatorischen Langfristszenarios des Flächenentwicklungsplans 2019 (FEP 2019) des BSH beträgt die geplante Offshore-Erzeugungsleistung auf den für Offshore-Windenergieanlagen festgelegten Flächen in der Ostsee und der Nordsee (bis einschließlich Zone 3) nach aktuellem Stand etwa 27,1 GW. Diese Leistung findet im Szenario A 2035 Anwendung und wird gemäß der informatorischen Darstellung im FEP 2019 auf Nord- und Ostsee aufgeteilt, wobei das Gebiet O-6 im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern für die Ostsee berücksichtigt wird. Ausgehend von 20 GW Offshore-Erzeugungsleistung in 2030 gemäß Klimaschutzprogramm 2030 und einer linearen Fortschreibung bis 27,1 GW in 2035 ergibt sich somit ein jährlicher Zubau von ca. 1,4 GW.

Für die Szenarien B 2035 und B 2040 wird aufbauend auf dem Offshore-Zielwert des Klimaschutzprogramms 2030 ein jährlicher Zubau von 2 GW Offshore-Erzeugungsleistung unterstellt. Dies entspricht der Fertigstellung von einem 2-GW-DC-Offshore-Netzanbindungssystem mit einer Übertragungsspannung von 525 kV pro Jahr. Dadurch ergibt sich für das Zieljahr 2035 eine Offshore-Erzeugungsleistung von 30 GW und für das Zieljahr 2040 entsprechend eine Offshore-Erzeugungsleistung von 40 GW. Die ermittelten Offshore-Erzeugungsleistungen für 2035 und 2040 werden wiederum, mit verstärktem Fokus auf die Nordsee, nach Nord- und Ostsee regional aufgeteilt. Neben der Fläche O-6 im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern wird dabei ein zusätzliches Potenzial von ca. 1.200 MW bzw. ca. 2.400 MW zur Erschließung in der Ostsee nach 2030 in den Szenarien B 2035 bzw. B 2040 berücksichtigt. Der restliche Zubau zur Erreichung der szenariospezifischen Offshore-Zielwerte wird in der Nordsee angenommen.

30 https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/FEP/Flaechenentwicklungsplan_2019.html

Das Szenario C 2035 geht von einer starken Elektrifizierung aller Sektoren und infolgedessen von einer Erhöhung der Stromnachfrage aus. In Kombination mit dem Ziel einer sektorenübergreifenden CO_2-Emissionsminderung resultiert dies in einem stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien und damit auch der Windenergie offshore. Dementsprechend wird die jährliche Zubaurate der Offshore-Erzeugungsleistung gegenüber dem Szenario B 2035 von 2 GW auf 3 GW im Szenario C 2035 erhöht. Ausgehend von 20 GW Offshore-Erzeugungsleistung in 2030 gemäß Klimaschutzprogramm 2030 ergibt sich somit eine gesamte Offshore-Erzeugungsleistung von 35 GW in 2035. Diese wird zwischen Nord- und Ostsee wiederum mit verstärktem Fokus auf die Nordsee regional aufgeteilt. Der angenommene Zubau der Offshore-Windenergie in der Ostsee erfolgt analog zu Szenario B 2035 zzgl. eines weiteren Potenzials in der Ostsee von ca. 600 MW. Der restliche Zubau zur Erreichung des szenariospezifischen Offshore-Zielwerts wird in der Nordsee angenommen. Insbesondere der Offshore-Zubau von über 10 GW in der Nordsee zwischen den Jahren 2030 und 2035 in Szenario C 2035 ist sehr ambitioniert und birgt wesentliche Herausforderungen für die Umsetzung der Offshore-Projekte und für den landseitigen Netzausbau zum Abtransport des offshore-erzeugten Stromes.

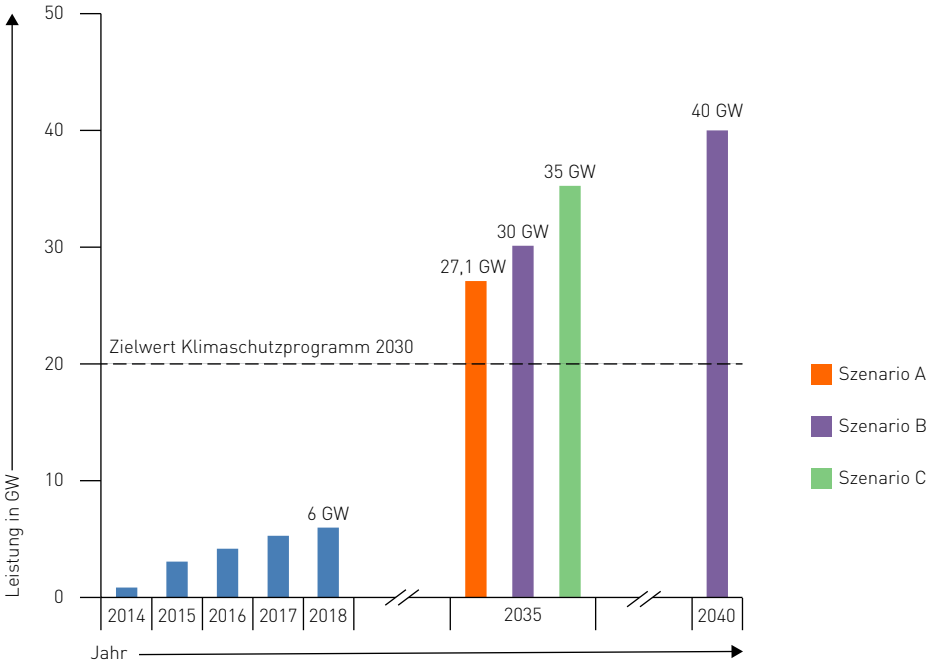
Die Umsetzung der Offshore-Zielwerte der Szenarien B 2035 und B 2040 sowie C 2035 und deren Regionalisierung sind abhängig von der Ausgestaltung bzw. Festlegung neuer zukünftiger Vorrang- und Vorbehaltsgebiete für Windenergie offshore im Küstenmeer und der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Zum Beispiel läuft derzeit bis Mitte 2021 das Verfahren zur Fortschreibung der Raumordnungspläne der AWZ Nord- und Ostsee durch das BSH.

Für die Sensitivität C 2035 North Sea Wind Power Hub wird keine zusätzliche installierte Offshore-Erzeugungsleistung unterstellt. Die Sensitivität wird darüber hinaus keinen Einfluss auf die Regionalisierung zwischen Nord- und Ostsee haben. Es wird angenommen, dass ein Teil der Offshore-Windenergieanlagen an einem Sammelpunkt (Hub) und nicht an herkömmlichen Konverterplattformen angeschlossen ist. Nähere Erläuterungen dazu finden sich in Kapitel 8.2.

Studien (bspw. Fraunhofer IWES[31]) zur Ermittlung des gesamten Potenzials für die Offshore-Windenergie in der Nord- und Ostsee belegen die prinzipielle Machbarkeit der in den Szenarien B 2035 und C 2035 angenommenen szenariospezifischen Erzeugungsleistungen der Windenergie offshore, die deutlich über die im aktuellen FEP 2019 ausgewiesenen Leistungen hinausgehen.

Zur Einordnung der unterschiedlichen Ausbaupfade der Windenergie offshore in den Szenarien ab dem Jahr 2030 sind diese in der Abbildung 14 visualisiert.

Abbildung 14: Installierte Leistung Windenergie offshore



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

31 https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Studie_Energiewirtschaftliche%20Bedeutung%20Offshore%20Wind.pdf

Die zeitliche und räumliche Aufteilung der installierten Offshore-Erzeugungsleistung auf Nord- und Ostsee orientiert sich, soweit möglich, an den Festlegungen des FEP 2019 sowie an Überlegungen der ÜNB, da der aktuelle FEP 2019 die Offshore-Erzeugungsleistungen über das Szenario A 2035 hinaus flächenmäßig nicht ausweist. Eine entsprechende Überarbeitung des FEP ist damit sowohl für die Erreichung der 20 GW Offshore-Erzeugungsleistung in 2030 gemäß Klimaschutzprogramm 2030, als auch für die Betrachtung der Zieljahre dieses Szenariorahmenentwurfs in Kombination mit den Ergebnissen der Fortschreibung der Raumordnungspläne der Ausschließlichen Wirtschaftszonen in Nord- und Ostsee notwendig.

Tabelle 25: Installierte Erzeugungsleistung Windenergie offshore in Nord- und Ostsee

	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Nordsee [GW]	24,1	25,8	30,2	34,6
Ostsee [GW]	3,0	4,2	4,8	5,4
Summe [GW]	**27,1**	**30,0**	**35,0**	**40,0**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

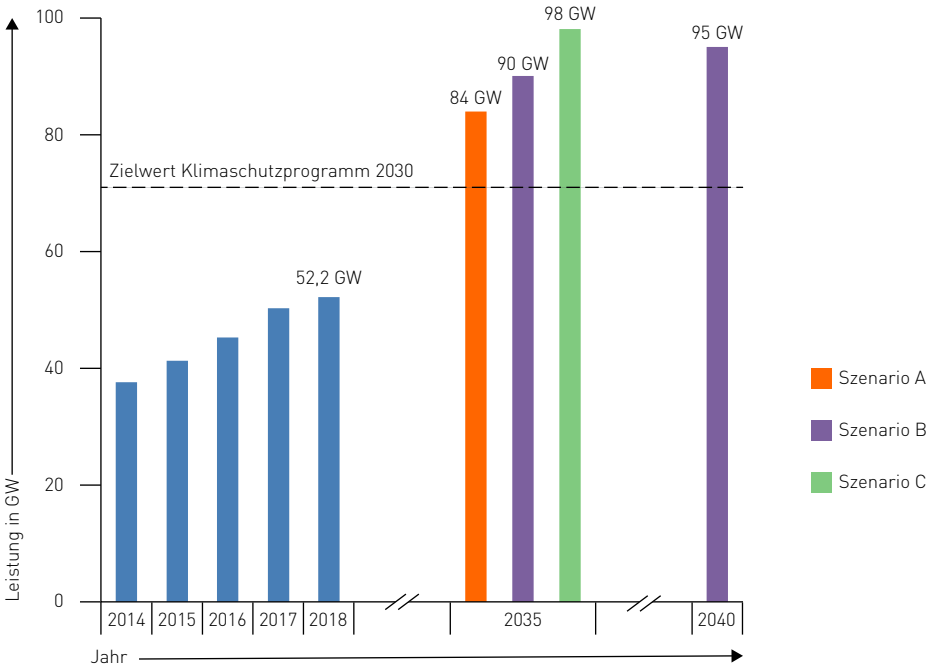
6.3.2 Windenergie onshore

Der Energieträger Windenergie onshore stellt aktuell die erneuerbare Energiequelle mit der größten installierten Leistung in Deutschland dar (Tabelle 22). Nach dem Klimaschutzprogramm 2030 wird der Windenergie onshore eine wichtige, aber im Verhältnis zu anderen erneuerbaren Technologien abgeschwächte Bedeutung zur Erfüllung der nationalen Klimaschutzziele bis 2030 beigemessen. Damit nehmen die politischen Entscheidungsträger eine teilweise Fortführung des aktuell verlangsamten Ausbaus an, der sich zuletzt in den unterzeichneten Ausschreibungen widerspiegelte. Damit werden im Klimaschutzprogramm 2030 die verringerte gesellschaftliche Akzeptanz und bestehende rechtliche Hürden, u. a. im Genehmigungsprozess berücksichtigt. Ein weiterer Ausbau der Windenergie onshore ist dennoch unabdinglich für die Erreichung der Klimaschutzziele.

Die verschiedenen Ausbaupfade dieses Szenariorahmenentwurfs sind in der folgenden Abbildung 15 visualisiert. Bezüglich des Klimaschutzprogramms 2030 wurde das Maximum des angegebenen Leistungsbereiches ausgewählt. Gemäß den Rückmeldungen vieler Stakeholder im Rahmen des Experten-Forums sollte der Ausbaupfad für Windenergie onshore oberhalb des technologiespezifischen Ausbaupfads im Klimaschutzprogramm 2030 liegen. Dem sind die ÜNB gefolgt. Für das Szenario A 2035 ergibt sich ausgehend vom Bestand zum 31.12.2018 eine durchschnittliche jährliche Nettozubaurate von 1,9 GW, für das Szenario B 2035/2040 von 1,9 GW bis 2,2 GW und für das Szenario C 2035 von 2,7 GW. Dabei muss erwähnt werden, dass der Zubau im B-Szenario gemäß dem Szenariodesign auf Basis des S-Kurven-Konzepts von 2035 auf 2040 im Vergleich zum Zubau bis 2035 abflacht. Die von Szenario A zu Szenario C steigende Nettozubaurate trägt der steigenden Elektrifizierung der Sektoren (und damit einer steigenden Stromnachfrage) Rechnung, liegt jedoch unterhalb des durchschnittlichen Nettozubaus der letzten 5 Jahre.

Es ist zu beachten, dass der notwendige Bruttozubau aufgrund eines zu erwartenden Anlagenrückbaus deutlich vom Nettozubau abweichen kann.

Abbildung 15: Installierte Leistung Windenergie onshore



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

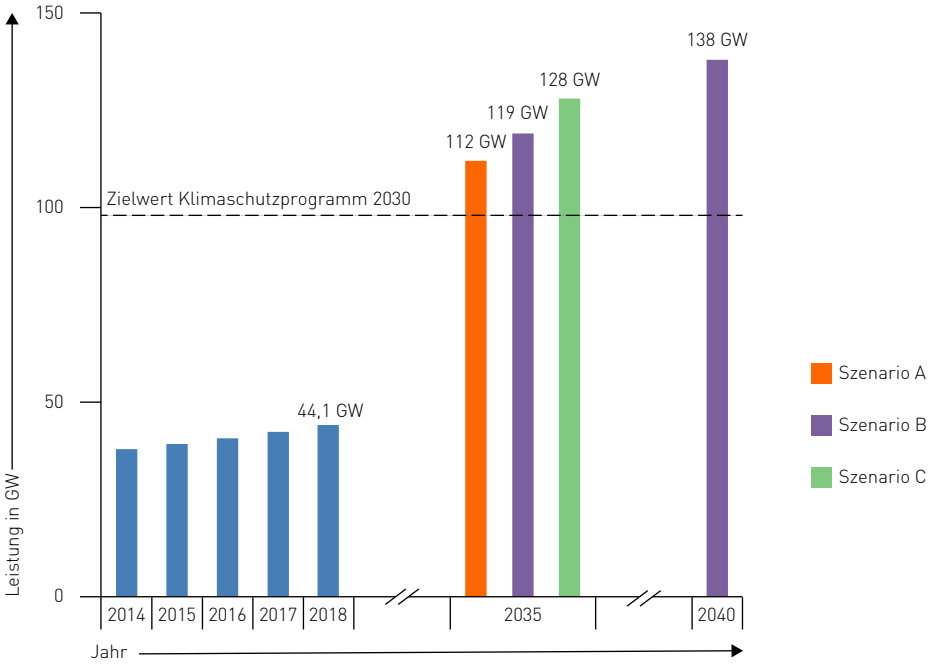
6.3.3 Photovoltaik

Für die Prognose des zukünftigen Zubaus von Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) in Deutschland werden im Klimaschutzprogramm 2030 zwei wesentliche Eckpunkte genannt: Zum einen werden durch die Aufhebung des PV-Förderdeckels von 52 GW potentielle Hindernisse beim Zubau von Anlagen kleiner 750 kW aus dem Weg geräumt, sodass bei diesen Anlagentypen weiterhin eine Förderung unterstellt werden kann. Zum anderen bietet das Klimaschutzprogramm 2030 mit einer installierten PV-Erzeugungsleistung von 98 GW bis zum Jahr 2030 einen ambitionierten Zielwert für den PV-Anlagenzubau.

Der Zubau der Photovoltaik wird maßgeblich von der Entwicklung der Strompreise und Vergütungssätze sowie der Kosten für Module und Gesamtkonzepte, z. B. in Verbindung mit Speichern zur Eigenbedarfsdeckung, abhängen. Im Bereich der Freiflächenphotovoltaik können durch die Flächennutzungskonkurrenz auch die gesellschaftliche Akzeptanz und genehmigungsrechtliche Hindernisse eine größere Rolle spielen.

Die angenommene installierte Leistung an Photovoltaik orientiert sich in den Szenarien am Elektrifizierungsgrad und der Stromnachfrage. Dem entsprechend wird von Szenario A zu Szenario C ein Zuwachs der durchschnittlichen Nettozubauraten angenommen. Für das Szenario A 2035 ergibt sich ausgehend vom Bestand zum 31.12.2018 eine durchschnittliche jährliche Nettozubaurate von 4 GW, für das Szenario B 2035/2040 von 4,3 GW bis 4,4 GW und für das Szenario C 2035 von 4,9 GW. Auch hier wird auf Grundlage des S-Kurven-Konzepts im B Szenario der Zubau von 2035 bis 2040 im Vergleich zum Zubau bis 2035 weniger stark vollzogen. Damit lassen sich die entsprechenden Ausbaupfade der Szenarien in den Zielbereich des Klimaschutzprogramms 2030 einordnen, welches die Bedeutung der PV-Technologie im Vergleich zum durchschnittlichen Nettozubau der vergangenen 5 Jahre anhebt (Abbildung 16).

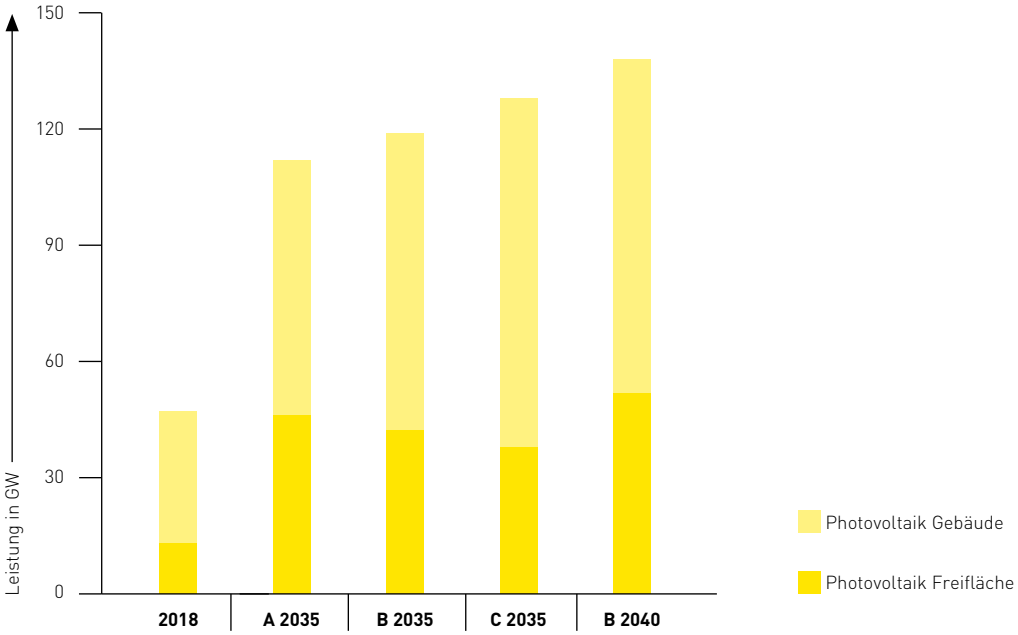
Abbildung 16: Installierte Leistung Photovoltaik



Quelle: Übetragungsnetzbetrieber

Bei der Photovoltaik ist eine Annahme hinsichtlich der Verteilung des Zubaus auf die Kategorien Freifläche und Gebäude zu treffen. Aufgrund der Nähe zum Verbraucher ist durch den Zubau von Gebäude-PV-Anlagen im Vergleich zu Freiflächen-PV-Anlagen ein geringerer überregionaler Transportbedarf zu erwarten. Daher wird in den Szenarien, die mit einer höheren Netzorientierung dimensioniert werden, ein im Vergleich größerer Zubau an Gebäude-PV-Anlagen unterstellt. In Szenario A 2035 wird der Zubau hälftig auf Gebäude-PV-Anlagen und Freiflächen-PV-Anlagen aufgeteilt, während in Szenario B 2035 / 2040 das Verhältnis auf 60 % bzw. 50 % und in Szenario C 2035 auf 70 % zu Gunsten der Gebäude-PV-Anlagen ausgelegt wird (vgl. Abbildung 17 sowie Tabelle 29 und Tabelle 32 in Kapitel 6.5.2). Dabei berücksichtigen die unterschiedlichen Verhältnisse im Szenario B den zeitlichen Unterschied und das verbleibende Potenzial für Gebäude-PV-Anlagen.

Abbildung 17: Leistung PV nach Freifläche/Gebäude

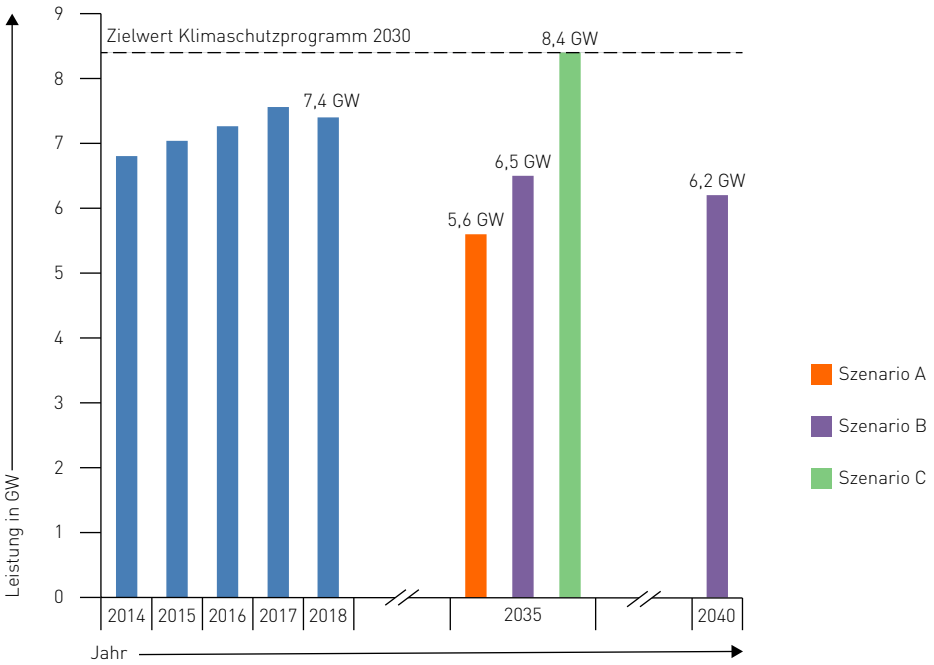


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, FfE

6.3.4 Biomasse

Für Biomasse- und Biogasanlagen ist im Klimaschutzprogramm 2030 ein Ziel von 8,4 GW Erzeugungsleistung für 2030 angegeben. Dieser Pfad scheint in Anbetracht des aktuell geltenden Förderrahmens ambitioniert. Zudem wird ein Weiterbetrieb von bestehenden Anlagen nach Ablauf der EEG-Förderung für viele Anlagen wirtschaftlich schwieriger darstellbar sein, insbesondere wenn im Zuge des weiteren Fortschreitens der Energiewende eine höhere Flexibilisierung von Stromerzeugern 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 direkt zur Dekarbonisierung in anderen Sektoren (z.B. zur Bereitstellung von Prozesswärme) genutzt werden, wo ihre Nutzung zum Teil mit höheren Wirkungsgraden verbunden ist. Auch im Rahmen des Experten-Forums äußerten mehrere Stakeholder aufgrund der hohen Nutzungskonkurrenz eine kritische Einschätzung zur zukünftigen Nutzung von Biomasse im Stromsektor. Für den Szenariorahmenentwurf wird daher angenommen, dass das Ziel des Klimaschutzprogramms 2030 lediglich in Szenario C 2035 erreicht wird. In diesem Szenario wird ausgehend vom Bestand zum 31.12.2018 mit einem durchschnittlichen jährlichen Nettozubau von 60 MW gerechnet. Für das Szenario A 2035 wird ein jährlicher Nettorückbau von 110 MW angenommen, während in Szenario B 2035 / 2040 von einem jährlichen Nettorückbau von rund 50 MW ausgegangen wird.

Abbildung 18: Installierte Leistung Biomasse



Quelle: Übetragungsnetzbetreiber

6.4 Zusammenfassung der installierten Leistung erneuerbarer Energien je Szenario

Die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Annahmen und die Herleitung der Anteile der erneuerbaren Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch sind in den folgenden Tabellen je Szenario zusammengefasst. Höhe und zeitlicher Verlauf der Jahresstromerzeugung hängen neben der Regionalisierung der Stromerzeugungsanlagen (vgl. Kapitel 6.5) auch vom zugrunde gelegten Wetterjahr ab. Für die Ermittlung der Zeitreihen soll wie in den NEP 2030 (Versionen 2017 und 2019) das Wetterjahr 2012 genutzt werden. Dieses ist insbesondere aufgrund seiner im Jahresvergleich durchschnittlichen Windeinspeisung sehr gut für eine repräsentative Abbildung der Wetterverhältnisse in Deutschland und Europa geeignet.

Tabelle 26: Installierte Leistung und abgeschätze Erzeugungsmengen von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien

	A 2035		B 2035		C 2035		B 2040	
	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh	GW	TWh
Windenergie offshore	27,1	108,4	30,0	120,0	35,0	140,0	40,0	160,0
Windenergie onshore	84,0	201,6	90,0	216,0	98,0	235,2	95,0	228,0
Photovoltaik	112,0	106,4	119,0	113,1	128,0	121,6	138,0	131,1
Biomasse	5,6	30,2	6,5	35,1	8,4	45,4	6,2	33,5
Laufwasser	3,9	15,6	3,9	15,6	3,9	15,6	3,9	15,6
Sonstige	0,5	2,0	0,5	2,0	0,5	2,0	0,5	2,0
Abfall (erneuerbarer Anteil)*	0,9	6,7	0,9	6,7	0,9	6,7	0,9	6,7
Speicherwasser	1,3	3,1	1,3	3,1	1,3	3,1	1,3	3,1
Abschätzung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch								
Summe der abgeschätzten Stromerzeugung [TWh]	474,1		511,6		569,6		580,0	
Pauschaler Abschlag für Spitzenkappung und marktseitige EE-Einsenkung [TWh]	-8		-8		-8		-8	
Bruttostromnachfrage [TWh]	637,5		670,4		728,9		697,5	
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	73 %		75 %		77 %		82 %	

* 50 % der Gesamtleistung und Energiemenge von Abfallkraftwerken
Hinweis: Sämtliche Energiemengen stellen lediglich eine Abschätzung im Rahmen der Szenariobildung dar. Die Energiemengen im Netzentwicklungsplan sind u.a. abhängig von der detaillierten Regionalisierung der Stromerzeugungsanlagen und ihrem Einsatz in der Marktsimulation.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.5 Regionalisierung des Ausbaus erneuerbarer Energien an Land

Für die in Kapitel 6.3 ermittelten deutschlandweiten und technologiespezifischen Entwicklungspfade der erneuerbaren Energien in den Szenarien A 2035, B 2035, C 2035 sowie B 2040 sind in einem weiteren Schritt geeignete Annahmen zur räumlichen Verteilung der Anlagen (Regionalisierung) zu treffen. Im Folgenden wird sich auf die Windenergie onshore und Photovoltaik fokussiert, da die Regionalisierung der Windenergie offshore im Kapitel 6.3.1 beschrieben wurde.

Die ÜNB haben gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) bereits im Rahmen des NEP 2030 (Version 2017 und 2019) eine Methodik zur Regionalisierung für Windenergieanlagen onshore, Photovoltaikanlagen auf Gebäuden, Freiflächenphotovoltaik, Biomasseanlagen, Wasserkraftanlagen und Anlagen zur Nutzung sonstiger erneuerbarer Energien entwickelt und angewandt. In dem vorliegenden Szenariorahmenentwurf wird nun erstmals die Regionalisierungsmethodik für Onshore-Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen zwischen den Szenarien variiert, um unterschiedliche Grade einer netzorientierten Entwicklung abzubilden.

Die Regionalisierung der erneuerbaren Energien gliedert sich in der Regel für alle betrachteten Technologien in folgende Schritte:

- Abbildung des Anlagenbestands[32]
- Potenzial- und Ertragsanalyse
- (Modellgestützte) Zubaumodellierung

32 Bei einigen der nachfolgenden Aufführungen wird zusätzlich zum Anlagenbestand zum 31.12.2018 teilweise bereits der Zubau im Jahr 2019 berücksichtigt.

Für Technologien, bei denen kein Zubau erwartet wird, entfallen die Potenzialanalyse und die Zubaumodellierung. Hierfür werden technologiespezifische Rückbauverfahren entwickelt.

Basierend auf diesen Schritten kann der zukünftige regionale Ausbau für unterschiedliche Szenarien beschrieben werden. Im Folgenden werden die Eckpunkte des Vorgehens differenziert nach Erzeugungstechnologien erläutert.

6.5.1 Regionalisierung Windenergie onshore

Zur Regionalisierung von Windenergieanlagen onshore wird zunächst für jedes Szenario eine Allokation der installierten Leistung auf Ebene der Bundesländer vorgenommen. Davon ausgehend wird innerhalb der Bundesländer unter Nutzung eines auf Planungsansätzen von Windparks basierenden Modells ein anlagenscharfer Zubau modelliert. Dabei werden ausgewiesene und verfügbare Flächen für Windenergieanlagen sowie das Kriterium eines Standortmindestertrags berücksichtigt. Ausgewiesene Vorrangflächen werden prioritär erschlossen, für Gebiete mit geringerer Eignung (z. B. Schutzgebiete) wird eine Bewertung durchgeführt. Darüber hinaus erfolgt eine Variation des Zubaus abhängig vom Grad der Netzorientierung pro Szenario.

Allokation auf Bundeslandebene

Für jedes Szenario wird vorgelagert eine Allokation der deutschlandweiten installierten Leistung auf Bundeslandebene vorgenommen. Durch dieses Vorgehen sollen die Ausbauziele von Bund und Ländern mit regionenspezifischen Informationen verbessert in Einklang gebracht und in der Modellierung angemessen berücksichtigt werden. Zur Bestimmung der installierten Leistung je Bundesland werden zunächst folgende Daten für jedes Bundesland ermittelt:

(1) aktueller Anlagenbestand mit Referenz 31.12.2018[33]

(2) 90 % der bezuschlagten Windenergieanlagen aus den Ausschreibungsrunden in 2017, 2018, 2019 nach EEG 2017

(3) bewertetes Restpotenzial (Modellergebnis)

(4) langfristige Ausbauziele der Bundesländer (Zielwerte für das Jahr 2040)[34]

Für jedes Bundesland wird zunächst ein Kurzfriststützpunkt definiert, der den bereits heute absehbaren, kurzfristigen Zubau der Windenergie repräsentieren soll. Der Kurzfriststützpunkt der Bundesländer ergibt sich dabei aus dem jeweiligen Anlagenbestand zum 31.12.2018 (1) sowie aus 90 % der nach EEG 2017 in den Ausschreibungsrunden 2017, 2018 und 2019 bezuschlagten Anlagenleistung[35] (2). Entsprechend wird der Kurzfriststützpunkt nicht zwischen den Szenarien unterschieden. Der 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.

Der Netto-Restzubau wird anteilig nach dem bewerteten Restpotenzial (3) auf die Bundesländer verteilt. Hierbei wird der Zubau abhängig vom Grad der Netzorientierung zwischen den Szenarien variiert. Für das Szenario A 2035 (geringe Netzorientierung) erfolgt die Erhöhung der Windenergie onshore ohne Berücksichtigung von Ausbauzielen pro Bundesland ausschließlich nach bewertetem Restpotenzial. Bei den Szenarien B 2035 und B 2040 (mittlerer Grad an Netzorientierung) stellen die von den Bundesländern an die ÜNB gemeldeten Ausbauziele (4), analog zum NEP 2030 (2019), eine weiche Begrenzung für den Zubau von Windenergieanlagen in einem Bundesland dar. Wird ein Ausbauziel in einem Bundesland erreicht, wird das bewertete Restpotenzial in diesem Bundesland um 95 % abgewertet. Dadurch wird nach Erreichen eines Bundesland-Ausbauziels der Restzubau zwar vermehrt auf die übrigen Bundesländer verteilt, gleichzeitig kommt er in den betreffenden Bundesländern jedoch nicht vollständig zum Erliegen. Dies gilt insbesondere dann nicht, wenn weiterhin ein hohes Potenzial vorhanden ist. Eine stärkere Restriktion des Zubaus erfolgt im Szenario C 2035 (hoher Grad an Netzorientierung). Hier wird das Bundeslandziel für die nördlichen Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen und Bremen als feste Obergrenze herangezogen. Dadurch erfolgt im Szenario C ein höherer Netto-Restzubau in den verbleibenden Bundesländern, in denen das Stromnetz nicht in vergleichbarem Ausmaß zusätzlich durch den Ausbau der Offshore-Windenergie belastet wird.

33 https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF_Registerdaten/2017_09_Veroeff_RegDaten.xlsx?blob=publicationFile&v=2

34 Eine detaillierte Darstellung der Bundesländerziele befindet sich im Anhang.

35 Angenommen wird, dass aufgrund der 2017 erstmals durchgeführten Ausschreibungen nicht alle Anlagen innerhalb der maximalen Umsetzungsfrist nach EEG 2017 realisiert werden.

Die resultierenden installierten Leistungen für Windenergie onshore nach Bundesland sind in Tabelle 27 dargestellt.

Tabelle 27: Installierte Leistung Windenergie onshore in den Szenarien nach Bundesland

Leistung [GW]	Bestand**	Kurzfrist-stützpunkt	Bewertetes Restpotenzial	Bundesland-Ausbauziel 2040	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Baden-Württemberg	1,6	1,8	11,8	5,2	2,6	3,7	5,4	4,6
Bayern	2,5	2,7	1,5*	3,4	2,8	2,9	3,2	3,0
Berlin	<0,1	<0,1	0,0	0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
Brandenburg	7,5	8,9	39,5	11,9	11,6	12,2	12,6	12,4
Bremen	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Hamburg	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hessen	2,3	2,6	2,3	4,9	2,8	3,0	3,4	3,2
Mecklenburg-Vorpommern	3,6	4,1	39,7	5,8	6,9	6,1	6,5	6,3
Nieder-sachsen	11,5	12,5	95,6	21,1	19,2	21,8	21,1	22,2
Nordrhein-Westfalen	5,9	6,8	9,7	12,0	7,5	8,4	10,2	9,1
Rheinland-Pfalz	3,8	4,1	7,8	11,0	4,6	5,3	6,8	5,9
Saarland	0,5	0,5	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Sachsen	1,4	1,4	12,3	1,4	2,3	1,5	1,6	1,6
Sachsen-Anhalt	5,4	5,7	37,1	6,4	8,3	6,7	7,0	6,8
Schleswig-Holstein	7,2	7,7	51,8	12,0	11,3	12,4	12,0	12,6
Thüringen	1,7	1,9	18,7	7,0	3,2	5,0	7,3	6,4
Deutschland	**55,3**	**61,1**	**327,7**	**103,1**	**84,0**	**90,0**	**98,0**	**95,0**

* Wert berücksichtigt die 10H-Abstandsregelung in Bayern

** Basierend auf den Geodaten des FfE

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, FfE

Im Folgenden werden die methodischen Schritte der kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie die Zubaumodellierung für Windenergieanlagen onshore vorgestellt. Eine detaillierte Diskussion ist Gegenstand des Begleitdokuments zur Regionalisierung des NEP 2030 (2019)[36].

Anlagenbestand

Ziel ist die Erfassung aller Standorte von Windenergieanlagen inklusive der technischen Eigenschaften wie Nabenhöhe, Rotordurchmesser oder elektrische Leistung. Die Datenbasis bilden das Marktstammdatenregister (MaStR)[37], das Anlagenregister der ÜNB[38], Geodaten der Bundesländer und OpenStreetMap-Daten. Es erfolgt eine Plausibilisierung mit der Statistik zum Windenergieausbau an Land des Deutschen WindGuards[39].

36 https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/FfE_Begleitstudie_Regionalisierung_EE-Ausbau_%282018%29_aktualisiert.pdf

37 https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR

38 https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten

39 https://www.windguard.de/windenergiestatistik.html

Potenzialanalyse

Die Potenzialanalyse basiert unter anderem auf den bereits ausgewiesenen bzw. im Entwurf befindlichen Flächen für Windenergieanlagen in den Raumordnungsregionen sowie den Ergebnissen einer deutschlandweiten Weißflächenanalyse. Grundlage dieser Weißflächenanalyse sind die in der Studie „Potenziale für Erneuerbare Energien" der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben[40] dargestellten Abstands- und Ausschlusskriterien.

Zu den Ausschlussflächen zählen unter anderem Naturschutzgebiete, Nationalparks, Biosphärenreservate, Wohngebiete und Verkehrswege. Harte Restriktionen sind unter anderem FFH- und SPA-Gebiete[41] sowie Flughäfen bzw. Flugplätze. Zu den weichen Restriktionen zählen unter anderem Naturparks. Flächen mit harten Restriktionen werden mit 10 %, Flächen mit weichen Restriktionen mit 50 % bewertet. Flächen ohne Restriktionen oder ausgewiesene Vorrangflächen werden dagegen mit 100 % bewertet. Die Ergebnisse der Weißenflächenanalyse sind als „bewertetes Restpotenzial" in Tabelle 27 zu finden. Darin wird das Fortbestehen der 10H-Regelung in Bayern unterstellt. Die von der 10H-Regelung betroffenen Flächen gelten als Ausschlussflächen.

Auf den für Windenergieanlagen nutzbaren Flächen werden szenariospezifisch konkrete, standortbasierte Windparks angenommen. Für jede Region wird das Leistungspotenzial für Windenergieanlagen differenziert nach Flächenkategorie (bzw. Restriktion) und Windhäufigkeit (bzw. Anlagentyp) angegeben. Durch den Rückbau älterer Windenergieanlagen freiwerdende Flächen werden dem Modell als potenzielle Standorte für neue Windenergieanlagen zur Verfügung gestellt. Die aktuell und regional gültigen Abstandsregelungen sind dabei ein Ausschlusskriterium für die Weiternutzung von bestehenden Standorten.

Das Potenzial in ausgewiesenen Flächen der Raumplanung reduziert sich unter der Annahme eines im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 festgelegten Mindestabstands von 1.000 m zur nächsten Siedlung. Nachfolgend ist das Potenzial in allen von der Raumplanung ausgewiesenen bzw. im Entwurf befindlichen Flächen dargestellt. Nach Berücksichtigung eines zusätzlichen Mindestabstands zu größeren und kleineren Siedlungen reduziert sich das Potenzial um 17 bis 26 % von 89,7 GW auf 74,3 bzw. 66,3 GW.

In einer weiteren Betrachtung werden basierend auf den Vorgaben aus dem Klimaschutzprogramm 2030 die Abstände nur für solche Flächenpläne angewendet, die vor dem 1.1.2015 rechtskräftig geworden sind. Da die meisten Flächen in neueren Plänen ausgewiesen werden, beträgt das Potenzial unter diesen Annahmen noch 85,2 GW.

40 https://erneuerbare-energien.bundesimmobilien.de/1780826/potenziale-fur-erneuerbare-energien.pdf

41 Fauna-Flora-Habitate und besondere Schutzgebiete für gefährdete Pflanzen- und Tierarten (Special Protection Areas)

Tabelle 28: Potenzial in ausgewiesenen Flächen unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Abstands zu Siedlungen

Leistung [GW]	Bestand*	...davon in ausgewiesenen Flächen	Potenzial in ausgewiesenen Flächen	...mit 1.000 m Abstand zur nächsten Siedlung (größere)	...mit 1.000 m Abstand zur nächsten Siedlung (auch kleinere)	...unter Berücksichtigung des Zeitpunkts der Genehmigung
Baden-Württemberg	1,6	0,7	2,3	2,0	1,8	2,1
Bayern	2,5	1,2	4,7	4,2	3,2	4,4
Berlin	<0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	7,5	5,5	10,4	8,6	7,6	10,3
Bremen	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1
Hessen	2,3	1,3	7,2	6,8	6,6	7,2
Mecklenburg-Vorpommern	3,6	1,4	5,4	4,7	4,2	5,0
Niedersachsen	11,5	6,3	15,9	12,6	11,5	14,5
Nordrhein-Westfalen	5,9	2,8	12,3	9,7	9,0	11,1
Rheinland-Pfalz	3,8	2,5	6,3	5,5	4,2	6,1
Saarland	0,5	0,4	1,3	0,9	0,9	1,0
Sachsen	1,4	0,7	1,8	0,8	0,5	1,7
Sachsen-Anhalt	5,4	2,4	2,7	2,4	2,2	2,5
Schleswig-Holstein	7,2	6,0	16,7	14,0	12,6	16,7
Thüringen	1,7	1,1	2,3	2,0	1,9	2,2
Deutschland	**55,3**	**32,4**	**89,7**	**74,3**	**66,3**	**85,2**

* Basierend auf den Geodaten des FfE

Quelle: FfE

Zubau

Der Kurzfriststützpunkt wird durch die bereits genehmigten bzw. errichteten Windenergieanlagen zu 61,1 GW bestimmt. Der weitere Zubau erfolgt zunächst innerhalb der „ausgewiesenen Flächen" unter Berücksichtigung des Zeitpunkts der Genehmigung (vgl. Tabelle 28) und anschließend in den „verfügbaren Flächen". Die Erschließungswahrscheinlichkeit für die einzelnen Standorte in den „verfügbaren Flächen" wird aus der Flächenrestriktion und dem potenziellen Ertrag der Windenergieanlagen bestimmt.

In den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen erfolgte der größte Teil des Zubaus in bereits heute ausgewiesenen Flächen. Wie die Potenzialanalyse zeigt, wird dies unter den getroffenen Annahmen auch weiterhin der Fall sein.

Beteiligung der Verteilnetzbetreiber

Der überwiegende Teil der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien ist gegenwärtig und auch zukünftig absehbar in den nachgelagerten Verteilnetzebenen angeschlossen. Zuletzt wurde von der BNetzA im Rahmen des Genehmigungsverfahrens für den Szenariorahmen NEP 2030 (2019) eine Datenabfrage bei den direkt nachgelagerten Verteilnetzbe-

treibern (VNB) durchgeführt, um u.a. eine Einschätzung der erwarteten Entwicklung des EE-Zubaus in den Netzgebieten der VNB zu erhalten. Die ÜNB begrüßen eine erneute Datenabfrage und werden sie auch bei der Erstellung des NEP 2035 (2021) gerne wieder berücksichtigen.

6.5.2 Regionalisierung Photovoltaik

Photovoltaikanlagen werden nach zwei Kategorien differenziert betrachtet:

- Gebäude-Photovoltaik (meist Dachflächen)
- Freiflächen-Photovoltaik

Für beide Kategorien erfolgt – analog zu den Windenergieanlagen – zunächst eine Allokation auf Bundeslandebene. Dadurch werden u.a. die bundeslandspezifischen Rahmenbedingungen (bspw. bezüglich der Öffnung von benachteiligten landwirtschaftlichen Flächen) sowie die regional unterschiedliche Verteilung des Anlagenbestands und der Zuschläge der Ausschreibungsrunden abgebildet.

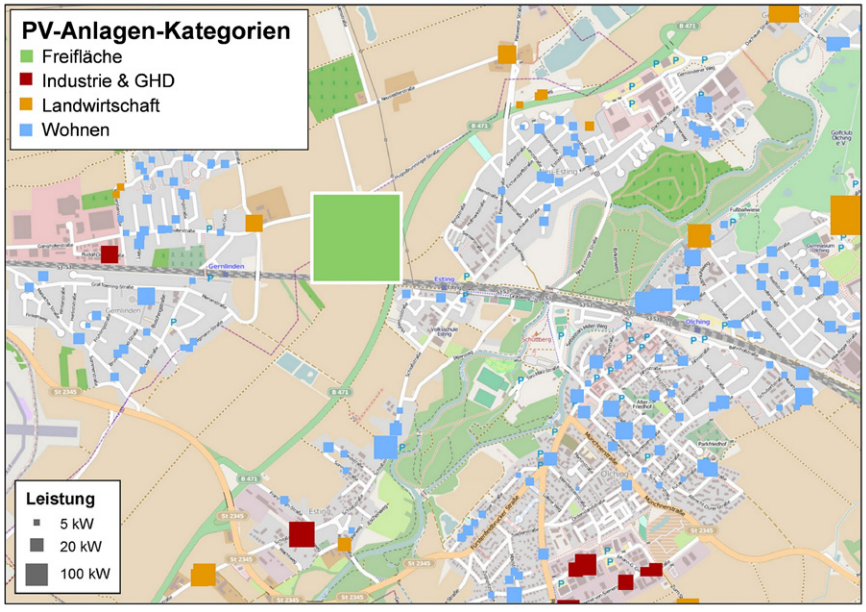
Abbildung des Anlagenbestands

Für die regionale Verortung wird der Bestand an PV-Anlagen dem MaStR und mit den Anlagenregistern der Übertragungsnetzbetreiber abgeglichen sowie um weitere Sachdaten wie den Bewegungsdaten oder der Spannungsebene erweitert. Die vollständigen Adressen der Gebäude-Photovoltaikanlagen werden georeferenziert. Die Verschneidung mit der Flächennutzung über ein digitales Landschaftsmodell ermöglicht einen Rückschluss auf den Gebäudetyp

- Photovoltaikanlagen auf Wohngebäuden
- Photovoltaikanlagen auf gewerblichen Gebäuden (Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD))
- Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlich genutzten Gebäuden
- Freiflächen-Photovoltaikanlagen

Eine entsprechende Identifikation ist in Abbildung 19 beispielhaft visualisiert. Die resultierenden Angaben je Bundesland sind in Tabelle 32 aufgeführt.

Abbildung 19: Georeferenzierter Bestand Photovoltaik mit Identifikation verschiedener Anlagenkategorien



Quelle: FfE

Potenzialanalyse

Die Berechnung des Potenzials für Gebäude-PV nach Gebäudetyp erfolgt auf Basis folgender Untersuchungen:

- Auswertung von Daten der Statistischen Landesämter zur Gebäudestruktur und Wohnfläche
- Auswertung der Flächennutzung nach OpenStreetMap und CORINE Landcover (CLC)
- Klassifizierung nach Siedlungstyp
- Auswertung ausgewählter Solardachkataster
- Parametrierung der siedlungstypischen Verschattung
- Analyse von Dachaufbauten

Das Potenzial für Freiflächen-Photovoltaikanlagen wird anhand von räumlichen Analysen für jede Gemeinde ermittelt, u.a.:

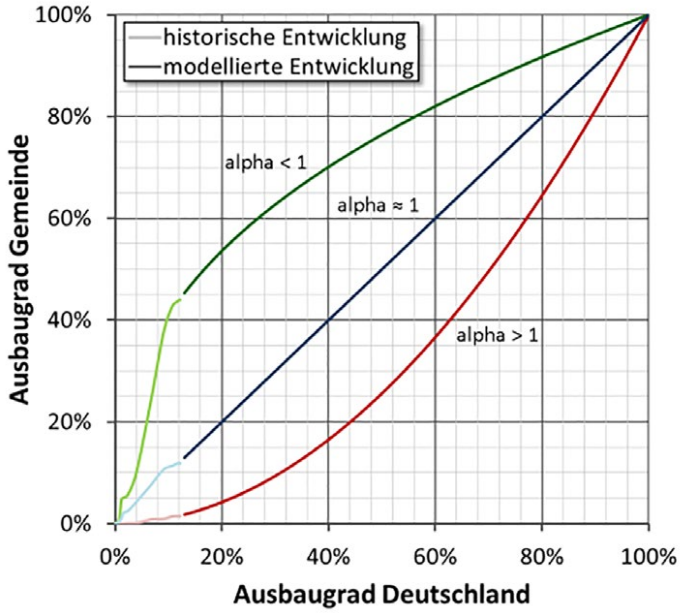
- Auswertung von Daten zu landwirtschaftlich benachteiligten Flächen der Bundesländer
- GIS-Analyse pro Bundesland zur Bestimmung von Verkehrswegen

Dabei zeigt sich, dass das Potenzial den bisherigen Ausbau um ein Vielfaches übersteigt.

Zubau von Gebäude-Photovoltaik

Der Zubau dieser PV-Anlagen wird auf der Gemeindeebene modelliert. Für jede Gemeinde wird der aktuelle Ausbaugrad als Verhältnis von Bestand zu Potenzial bestimmt. Die weitere Entwicklung berücksichtigt die historische Entwicklung und das verbliebene Dachflächen-Potenzial. Somit stagniert in Gemeinden mit einem sehr hohen Ausbaugrad der weitere Zubau. Dahingegen steigt der Zubau in Gemeinden mit einem sehr geringen Ausbaugrad langfristig an. Abbildung 20 beschreibt die Abhängigkeit vom Ausbaugrad einer Gemeinde gegenüber dem Ausbaugrad in Deutschland, wobei die regionenspezifische Ausbaudynamik über den Parameter alpha wiedergegeben wird.

Abbildung 20: Bestimmung der regionenspezifischen Ausbaudynamik für drei ausgewählte Gemeinden



Quelle: FfE

In Tabelle 29 sind der Anteil der Gebäude-PV-Anlagen am Zubau und die entsprechenden durchschnittlichen Nettozubauraten dargestellt. Die Variation des Anteils am Zubau ergibt sich aus dem Grad der Netzorientierung der Szenarien (vgl. Kapitel 6.3.3).

Tabelle 29: Szenarioabhängiger Zubau von Gebäude-PV-Anlagen

Szenarien	A 2035	B 2035	C 2035	B 20240	
Anteil Gebäude-PV-Anlagen am Zubau im Zieljahr	50 %	60 %	70 %	2035 2040	60 % 50 %
Jährlicher durchschnittlicher Nettozubau	2,0 GW	2,6 GW	3,5 GW	bis 2035 ab 2035	2,6 GW 1,9 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zubau von Freiflächenanlagen

Das Potenzial für Freiflächenanlagen entlang von Verkehrswegen ist deutlich geringer als das Potenzial in benachteiligten landwirtschaftlichen Gebieten. Dennoch werden derzeit mehr PV-Anlagen entlang von Verkehrswegen errichtet als auf landwirtschaftlichen Flächen. Darum erfolgt zunächst eine weitere Differenzierung der Mantelzahlen nach „Verkehrswege“ und „Landwirtschaft“. Anhand dieser Aufteilung wird der Zubau von Freiflächen-PV-Anlagen zu zwei Drittel entlang der Verkehrswege und zu ein Drittel auf den benachteiligten landwirtschaftlichen Flächen für alle Szenarien gleich vollzogen.

Tabelle 30: Freiflächen-PV-Anlagen Zubaumodellierung pro Bundesland

Region	Bestand* [GW]	Potenzial Verkehrswege [GW]	Potenzial Landwirtschaft [GW]	Regionalisierungsfaktor Zubau
Baden-Württemberg	0,5	11,4	170,9	11%
Bayern	3,2	25,2	449,6	35%
Berlin	0,0	0,4	0,0	0%
Brandenburg	2,7	8,3	0,0	11%
Bremen	0,0	0,3	0,0	0%
Hamburg	0,0	0,4	0,0	0%
Hessen	0,3	6,7	98,9	6%
Mecklenburg-Vorpommern	1,1	8,0	0,0	5%
Niedersachsen	0,6	22,3	0,0	4%
Nordrhein-Westfalen	0,3	12,0	0,0	2%
Rheinland-Pfalz	0,6	6,8	109,8	8%
Saarland	0,1	1,1	5,1	1%
Sachsen	0,9	8,6	0,0	4%
Sachsen-Anhalt	1,5	11,2	0,0	7%
Schleswig-Holstein	0,6	7,7	0,0	3%
Thüringen	0,7	8,4	0,0	3%
Deutschland	**13,0**	**138,8**	**834,2**	**100 %**

* Basierend auf den Geodaten des FfE

Quelle: FfE

Dann erfolgt auf Basis des Anlagenbestands, der aktuellen Ergebnisse der Ausschreibungsrunden und den verfügbaren Flächen eine Verteilung des Zubaus auf die Bundesländer. Die kleinräumige Verteilung erfolgt analog. Zusätzlich wird das langjährige Mittel der Globalstrahlung verwendet, um ertragreichere Standorte zu begünstigen.

Der Anteil von Freiflächen-Photovoltaikanlagen am gesamten PV-Anlagenzubau ergibt sich gemäß dem Grad der Netzorientierung des jeweiligen Szenarios (vgl. Kapitel 6.3.3). Dieser ist mit den dazugehörigen durchschnittlichen jährlichen Nettozubauraten in Tabelle 31 aufgeführt.

Tabelle 31: Szenarioabhängiger Zubau von Freiflächen-PV-Anlagen

	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040	
Anteil Freiflächen-PV-Anlagen am Zubau im Zieljahr	50 %	40 %	30 %	2035 2040	40 % 50 %
Jährlicher durchschnittlicher Nettozubau	2,0 GW	1,8 GW	1,5 GW	bis 2035 ab 2035	1,8 GW 1,9 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Zur Übersicht sind die anhand der beschriebenen Methodik ermittelten und auf Bundesländer aggregierten installierten Leistungen der Photovoltaik in Tabelle 32 aufgeführt.

Tabelle 32: Installierte Leistung PV nach Gebäude/Freifläche in den Szenarien nach Bundesland

Leistung [GW]	Bestand*		A 2035		B 2035		C 2035		B 2040	
	Gebäude	Freifläche	Gebäude	Freifläche	Gebäude	Freifläche	Gebäude	Freifläche	Gebäude	Freifläche
Baden-Württemberg	5,5	0,5	10,5	3,8	12,2	3,4	14,1	2,9	13,6	4,4
Bayern	9,8	3,2	16,1	14,6	17,8	13,3	19,7	11,7	19,2	16,6
Berlin	0,1	0,0	0,4	0,0	0,5	0,0	0,7	0,0	0,7	0,0
Brandenburg	1,1	2,7	2,4	6,4	2,9	6,0	3,5	5,5	3,3	7,1
Bremen	<0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0
Hamburg	<0,1	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,4	0,0	0,3	0,0
Hessen	1,8	0,3	4,0	2,3	4,8	2,0	5,9	1,7	5,5	2,6
Mecklenburg-Vorpommern	0,8	1,1	1,5	3,1	1,8	2,9	2,0	2,7	2,0	3,4
Niedersachsen	3,5	0,6	7,1	1,9	8,3	1,8	10,0	1,6	9,5	2,2
Nordrhein-Westfalen	5,0	0,3	10,6	1,0	12,7	0,9	15,4	0,8	14,6	1,1
Rheinland-Pfalz	1,7	0,6	3,7	3,0	4,4	2,7	5,3	2,3	5,0	3,4
Saarland	0,3	0,1	0,8	0,4	1,0	0,4	1,3	0,3	1,2	0,4
Sachsen	1,1	0,9	2,4	2,3	2,9	2,1	3,5	1,9	3,3	2,5
Sachsen-Anhalt	1,1	1,5	2,2	3,8	2,5	3,6	3,0	3,3	2,8	4,2
Schleswig-Holstein	1,2	0,6	2,1	1,6	2,5	1,5	2,9	1,4	2,8	1,8
Thüringen	0,9	0,7	1,7	1,8	2,0	1,7	2,3	1,5	2,2	2,0
Deutschland	**34,2**	**13,0**	**65,8**	**46,2**	**76,6**	**42,3**	**90,3**	**37,7**	**86,1**	**51,8**

* Basierend auf den Geodaten des FfE

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, FfE

6.5.3 Biomasse, Laufwasser und sonstige erneuerbare Energien

Für Laufwasser, Biomasse und sonstige erneuerbare Energien wird eine Regionalisierung entsprechend des aktuellen Anlagenbestands angenommen. In Tabelle 33 sind die auf Bundesländer aggregierten installierten Leistungen aufgeführt.

Tabelle 33: Laufwasser, Sonstige und Biomasse Leistungen pro Bundesland

Leistung [GW]	Laufwasser - alle Szenarien	Sonstige Erneuerbare - alle Szenarien	Biomasse A 2035	Biomasse B 2035	Biomasse C 2035	Biomasse B 2040
Baden-Württemberg	0,9	0,0	0,6	0,7	0,8	0,6
Bayern	2,3	0,1	1,2	1,4	1,7	1,3
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,0	0,0	0,3	0,4	0,5	0,4
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Hessen	0,1	0,0	0,2	0,2	0,3	0,2
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,3	0,3	0,4	0,3
Niedersachsen	0,1	0,0	1,1	1,2	1,6	1,2
Nordrhein-Westfalen	0,2	0,2	0,6	0,7	0,9	0,7
Rheinland-Pfalz	0,2	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2
Saarland	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen	0,1	0,0	0,2	0,3	0,4	0,3
Sachsen-Anhalt	0,0	0,0	0,3	0,4	0,5	0,4
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,3	0,4	0,5	0,4
Thüringen	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3	0,2
Deutschland	**3,9**	**0,5**	**5,6**	**6,5**	**8,4**	**6,2**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

6.6 Methode zur Berücksichtigung der Spitzenkappung

Spitzenkappung beschreibt die Berücksichtigung der Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen 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.

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen vor, die im NEP 2030 (2019) vorgestellte Methodik zur Spitzenkappung wieder zu verwenden. Die Übertragungsnetzbetreiber sind jedoch ausdrücklich für andere Vorgehensweisen offen und weisen auf die Möglichkeit hin, diese im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmenentwurfs einzubringen.

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Klimaschutz
4 Rolle des Stromsektors
5 Stromverbrauch
6 Erneuerbare Energien
7 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
8 Europäischer Rahmen
9 Brennstoffpreise

7 Konventionelle Kraftwerke und Speicher

7.1 Eingangsüberlegungen

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

- Alle Angaben beziehen sich auf Anlagen auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland sowie zusätzlich auf grenznahe Anlagen, die in der Regelzone der deutschen Übertragungsnetzbetreiber liegen und in das deutsche Stromnetz einspeisen.
- Es wird der gesamte Kraftwerkspark erfasst, unabhängig davon, ob Kraftwerke in industrielle, andere private oder öffentliche Netze einspeisen.
- Die angegebenen Kraftwerksleistungen sind Nettonennleistungen aller zum jeweiligen Zeitpunkt am Strommarkt agierenden Kraftwerke 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 inkludiert.

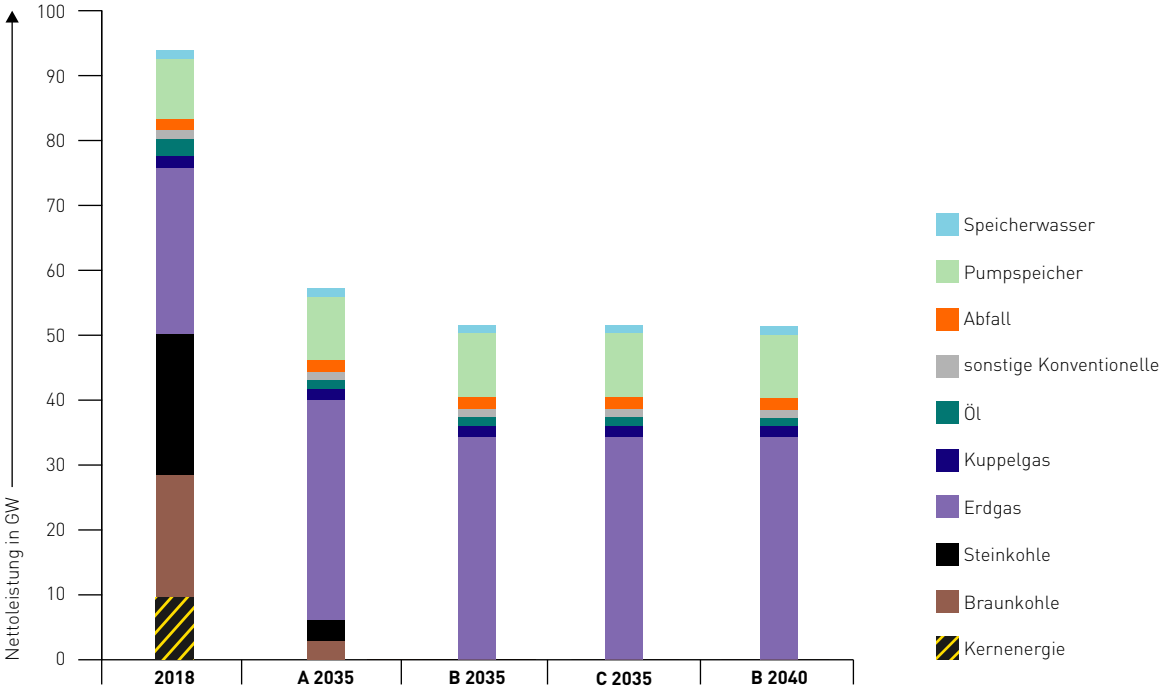
Im ersten Schritt erfolgt eine Bestandsaufnahme der in Betrieb, in Bau und in Planung befindlichen sowie der vorläufig stillgelegten Kraftwerke mit Stand 6.8.2019.

7.2 Konventionelle Kraftwerkskapazitäten

Datengrundlage für die Parametrierung des konventionellen Kraftwerksparks im vorliegenden Szenariorahmenentwurf sind die internen Bestands-, Zubau- und Rückbaulisten der Bundesnetzagentur (BNetzA) mit Stand 6.8.2019, das Kraftwerksregister nach Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) des VDE FNN sowie die Kraftwerksliste des Szenariorahmenentwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030[42]. Die Annahmen zur Stilllegung von Kraftwerken basieren auf bekannten Stilllegungsanzeigen und pauschalen Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer. Darüber hinaus werden auch der gesetzlich festgelegte Kernenergieausstieg bis 2022 und die von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" empfohlene Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens 2038 berücksichtigt.

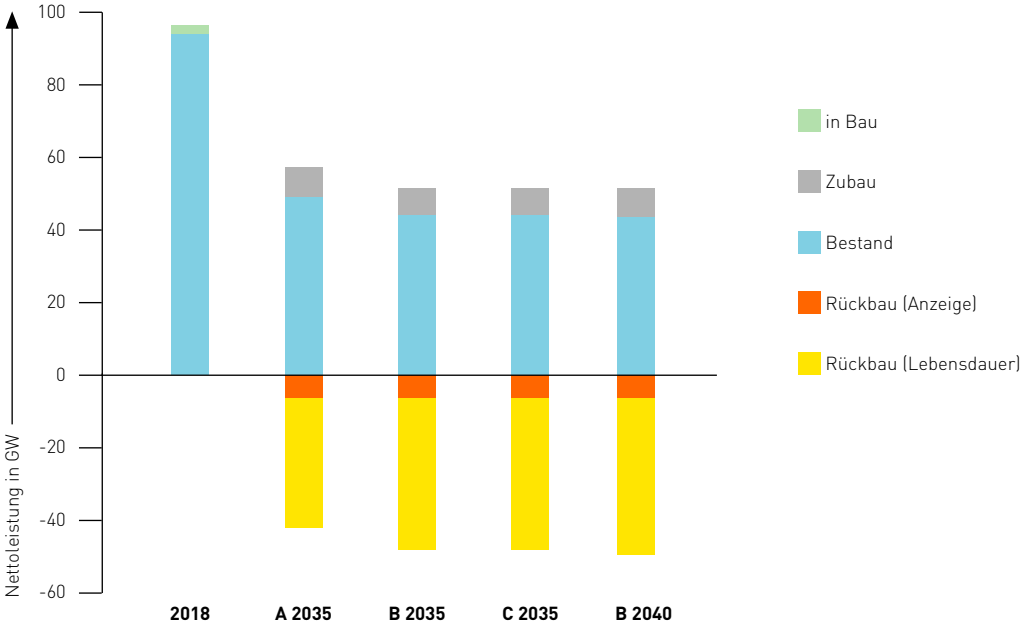
42 https://www.fnb-gas.de/media/2019_08_16_nep-gas-2020-2030_szenariorahmen_final.pdf

Abbildung 21: Konventionelle Kraftwerkskapazität nach Energieträger in den Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 22: Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazität in den Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bei Betrachtung des gesamten konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland ist im Vergleich zu heute in allen Szenarien ein Rückgang der installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten erkennbar (vgl. Abbildungen 21 und 22). Die Entwicklung ist durch die im Folgenden erläuterten Annahmen und Kriterien zur Bestimmung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten je Energieträger determiniert.

Braun- und Steinkohlekraftwerkskapazitäten

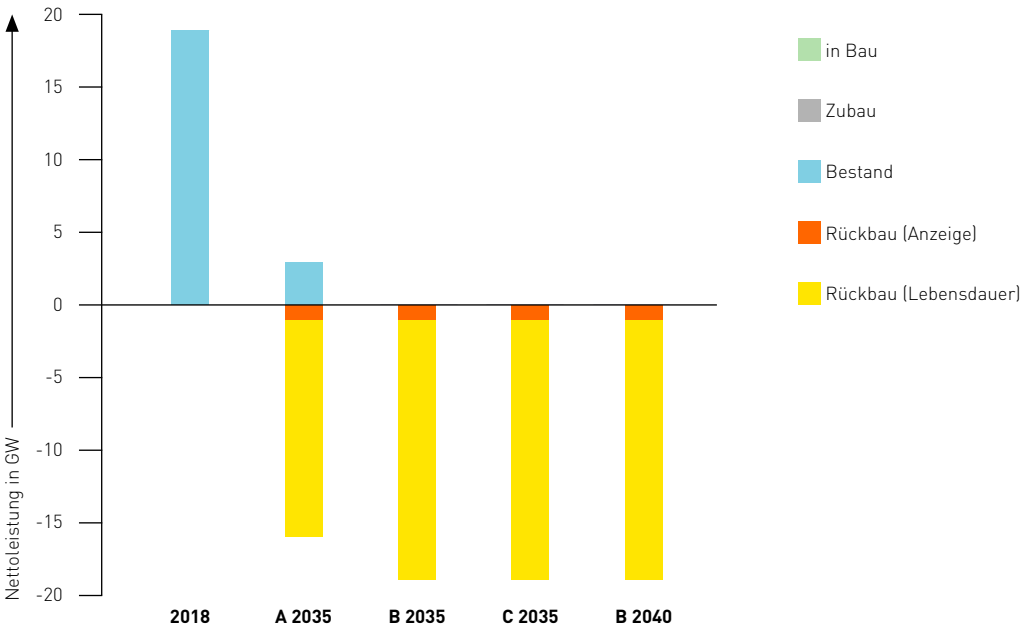
Die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" hat ihren Abschlussbericht[43] am 26.1.2019 veröffentlicht. Darin wird ein Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 und frühestens bis 2035 empfohlen. Die weitgehende Umsetzung der Empfehlungen erfolgt über das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung („Kohleausstiegsgesetz"), das sich aktuell im Referentenentwurf befindet.

Die Empfehlung der Kommission, keine neuen Kohlekraftwerke mehr in Betrieb zu nehmen, wird in allen Szenarien umgesetzt. In den Szenarien B und C wird angenommen, dass der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2035 bereits vollständig vollzogen ist. Dabei können im Jahr 2035 noch durchaus Kohlekraftwerke in Betrieb sein, diese gehen jedoch im Laufe des Jahres außer Betrieb und werden daher nicht für die Netzdimensionierung berücksichtigt.

Ausschließlich in Szenario A wird angenommen, dass ein linearer Stilllegungspfad zwischen den Jahren 2030 und 2038 realisiert wird. Da für das Jahr 2030 eine installierte Leistung von 9 GW an Braunkohlekraftwerken und 8 GW an Steinkohlekraftwerken empfohlen werden, ergibt sich für das Jahr 2035 eine verbleibende Leistung von jeweils etwa 3 GW an Braun- bzw. Steinkohlekraftwerken. Unter Berücksichtigung einer altersgereihten blockscharfen Stilllegung resultiert dies in einer Braunkohlekraftwerksleistung von rund 2,9 GW und einer Steinkohlekraftwerksleistung von 3,2 GW in A 2035. Im Bereich Steinkohle wird in A 2035 von der altersgereihten Stilllegung insofern abgewichen, als dass einer von zwei Blöcken des Kraftwerks Moorburg in Hamburg außer Betrieb angenommen wird und dafür Block RDK 8 in Baden-Württemberg am Netz verbleibt.

Der Rückgang der installierten Leistungen von Braun- bzw. Steinkohlekraftwerken im Vergleich zum Referenzjahr 2018 ist in Abbildung 23 bzw. 24 dargestellt. Mit diesen Annahmen – insbesondere dem bereits vollständig vollzogenen Kohleausstieg in den Szenarien B und C – ist der Szenariorahmenentwurf progressiver als die Empfehlung der eingesetzten Kommission. Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) kann durch die Abstufung zwischen den Szenarien die Nachhaltigkeit der Ergebnisse des Netzentwicklungsplans (NEP) gewährleistet werden.

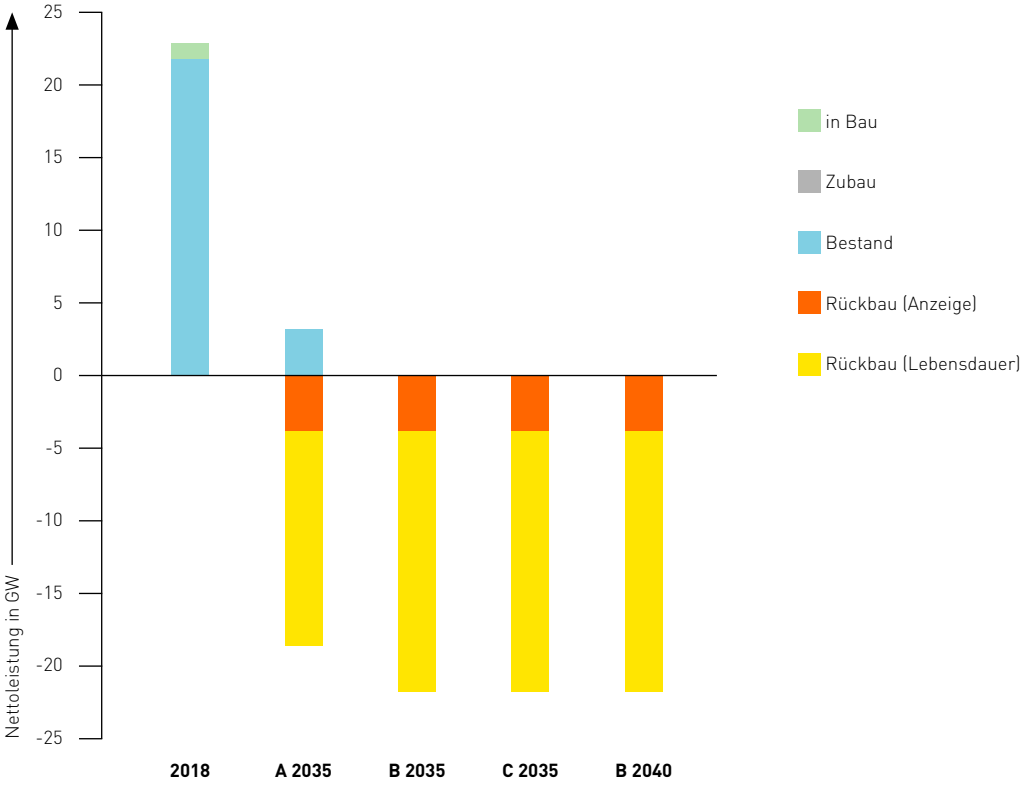
Abbildung 23: Entwicklung der Braunkohlekraftwerkskapazitäten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

43 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile

Abbildung 24: Entwicklung der Steinkohlekraftwerkskapazitäten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Erdgaskraftwerkskapazitäten

Für bestehende Erdgaskraftwerke wird in allen Szenarien eine technisch-wirtschaftliche Lebensdauer von 45 Jahren angenommen. Darüber hinaus werden angezeigte Stilllegungen sowie die im Szenariorahmenentwurf für den NEP Gas 2020-2030 abgebildeten Neubauprojekte berücksichtigt. Eine Berücksichtigung von Neubauprojekten erfolgt anhand der vorliegenden Kapazitätsreservierungsanträge oder Kapazitätsausbauansprüche nach § 38 oder § 39 GasNZV und analog zu den im Szenariorahmenentwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030[44] genannten und am 5.12.2019 durch die Bundesnetzagentur genehmigten Kriterien.

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass in Regionen mit einem hohen regionalen Wärmebedarf auch zukünftig Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Deckung dieser Nachfrage zum Einsatz kommen werden (vgl. Kapitel 4.2). Laut Klimaschutzprogramm 2030 sollen auch Kohle-KWK-Kraftwerke perspektivisch durch moderne KWK-Systeme ersetzt werden, die mit einer flexiblen, systemdienlichen Fahrweise die Integration erneuerbarer Energien unterstützen sollen. Daher und vor dem Hintergrund der KWK-Ziele[45] im KWKG, wird in allen Szenarien angenommen, dass KWK-Anlagen unabhängig vom bisher genutzten Energieträger am Ende ihrer Laufzeit standortgleich ersetzt werden.

Der Ersatz erfolgt grundsätzlich als Blockheizkraftwerk (BHKW) mit dem Energieträger Erdgas und einer Stromkennzahl von 0,5. Tendenziell sinkt damit das Verhältnis von Strom- zu Wärmeauskopplung und somit auch die installierte elektrische Leistung der Anlagen. Diese Annahme basiert auf Ausführungen der BNetzA in der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2030 (2019) und berücksichtigt, dass bei der Auslegung von KWK-Anlagen in Zukunft ein Schwerpunkt auf die wärmeseitige Leistung gelegt wird. Die Leistung der Anlagen wird so dimensioniert, dass die prognostizierte Wärmenachfrage im Fernwärmenetz unter Berücksichtigung zusätzlicher Technologien weiterhin gedeckt werden kann. Hierfür erfolgt für jedes Fernwärmenetz eine Analyse der Jahreswärmenachfrage und Wärmehöchstlasten für das Jahr 2035 bzw. 2040, abzüglich der Wärmeerzeugung nicht strommarktorientierter Quellen wie Geo- und Solarthermie oder industrieller Abwärme. Schließlich wird angenommen, dass KWK-Anlagen in einem Fernwärmenetz mindestens 80 % dieser Wärmehöchstlast decken können müssen. Wenn bestehende Anlagen diesen Wert bereits überschreiten, erfolgt

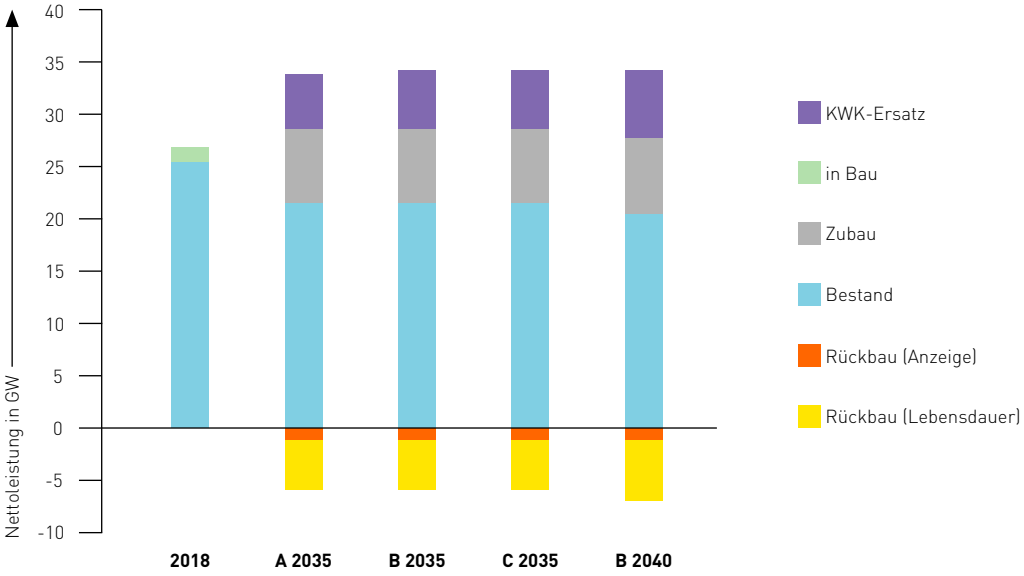
44 https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/szenariorahmen/szenariorahmen-2020

45 110 TWh für 2020; 120 TWh 2025.

kein Ersatz. Die ÜNB begrüßen Hinweise zur zukünftigen Bereitstellung von Wärme in Fernwärmenetzen und zur Auslegung von KWK-Anlagen im Rahmen der Konsultation.

Aufgrund der obigen Annahmen zu Ersatzneubauten und Modernisierungen wird der Bestand an Erdgaskraftwerkskapazitäten weitgehend erhalten. Bis zu den Jahren 2035 und 2040 ist unter Berücksichtigung der KWK-Anlagen kleiner 10 MW (siehe unten) sogar mit einem Zuwachs an Erdgaskapazitäten zu rechnen. Das Resultat dieser Annahmen ist in Abbildung 25 grafisch aufbereitet.

Abbildung 25: Entwicklung der Erdgaskraftwerkskapazitäten

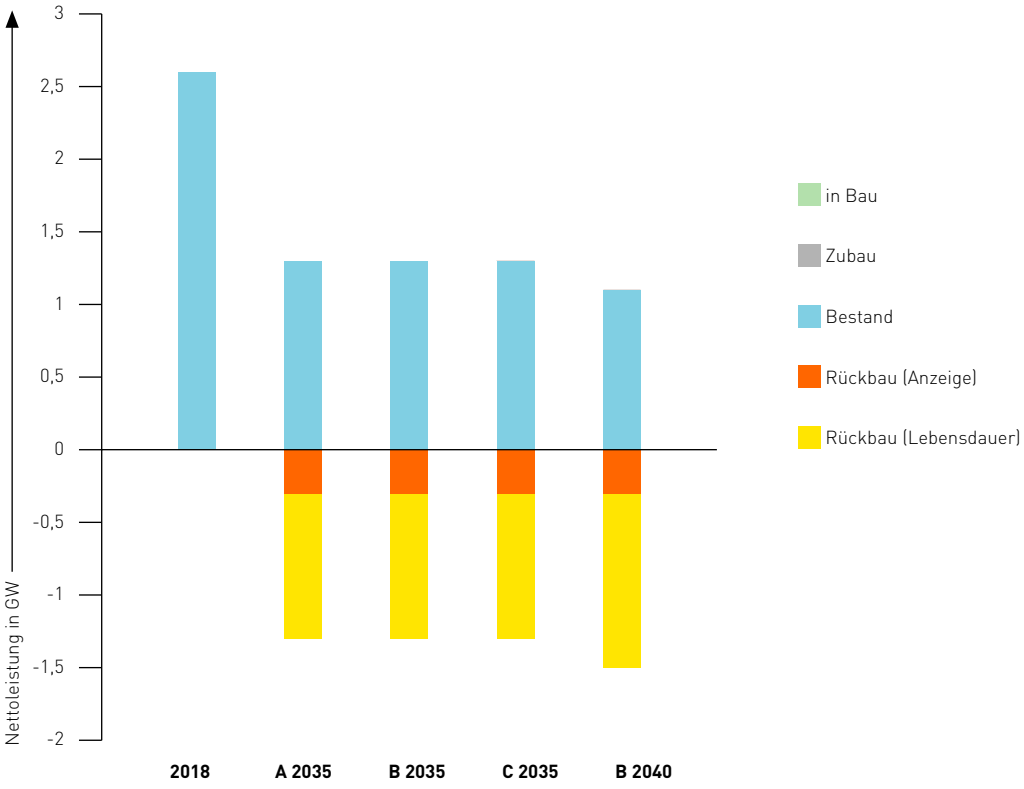


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Mineralölkraftwerkskapazitäten

Insofern keine Stilllegung angezeigt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von Ölkraftwerken in allen Szenarien nach einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren. Neue Kraftwerkskapazitäten sind nach Informationen der ÜNB weder in Bau noch in Planung.

Abbildung 26: Entwicklung der Ölkraftwerkskapazitäten



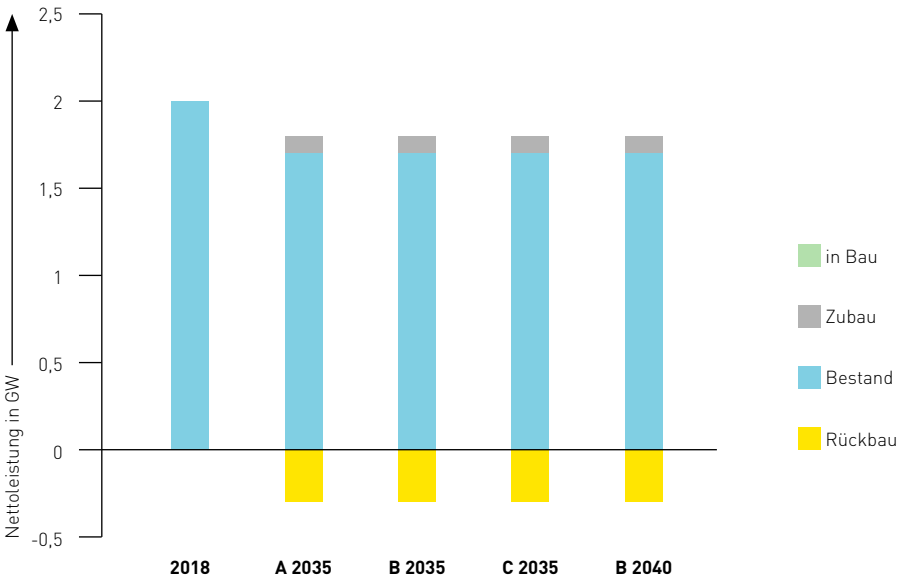
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kuppelgaskraftwerkskapazitäten

Als Kuppelgase werden Prozessgase bezeichnet, die als Nebenprodukt bei der Erzeugung von Grundstoffen entstehen. Dazu gehören insbesondere Kokerei-, Gicht- und Konvertergase. Diese fallen im Rahmen der Stahlerzeugung über das Hochofenverfahren bzw. bei der Erzeugung des dafür notwendigen Koks an. Kuppelgase können zur Stromerzeugung genutzt werden, was jedoch mit hohen CO_2-Emissionen verbunden ist.

Durch eine Umstellung der Stahlerzeugung auf ein wasserstoffbasiertes Verfahren lassen sich signifikante CO_2-Emissionseinsparungen erzielen. Statt einer Stromerzeugung entsteht an den entsprechenden Standorten dann ein zusätzlicher Strombedarf zur Wärme- und Wasserstofferzeugung. Es wird vorgeschlagen, konkrete Planungen in der Stahlindustrie zur Umstellung auf ein wasserstoffbasiertes Verfahren (z. B. in Salzgitter) zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 5.3.4). Kuppelgaskraftwerke würden an diesen Standorten entfallen. Insofern keine anderweitigen Planungen bekannt sind, wird für die Szenarien angenommen, dass die heute in Betrieb befindlichen Kuppelgaskraftwerke bis 2040 weiterbetrieben werden. Die ÜNB bitten um Hinweise im Rahmen der Konsultation, ob eine solche Umstellung und damit verbundene Außerbetriebnahme von Kuppelgaskraftwerken auch für die übrigen Standorte in einem oder mehreren Szenarien berücksichtigt werden soll.

Abbildung 27: Entwicklung der Kuppelgaskapazitäten

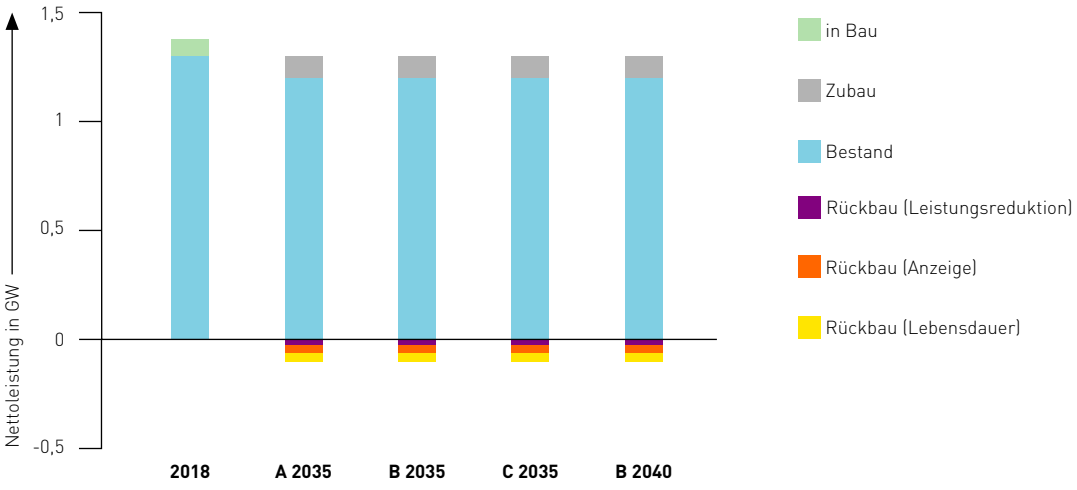


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Sonstige konventionelle Kraftwerkskapazitäten

Als sonstige konventionelle Kraftwerke werden Kraftwerke ohne eindeutige Zuordnung eines Energieträgers eingeordnet. Insofern keine Stilllegung angezeigt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von sonstigen konventionellen Kraftwerken nach einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren. Teilstilllegungen werden als Rückbau (Leistungsreduktion) berücksichtigt. Sonstige konventionelle Kraftwerke mit KWK-Eigenschaft werden baugleich ersetzt. In Bau und in Planung befindliche sonstige konventionelle Kraftwerke werden ab dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme in allen Szenarien berücksichtigt.

Abbildung 28: Entwicklung der sonstigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten



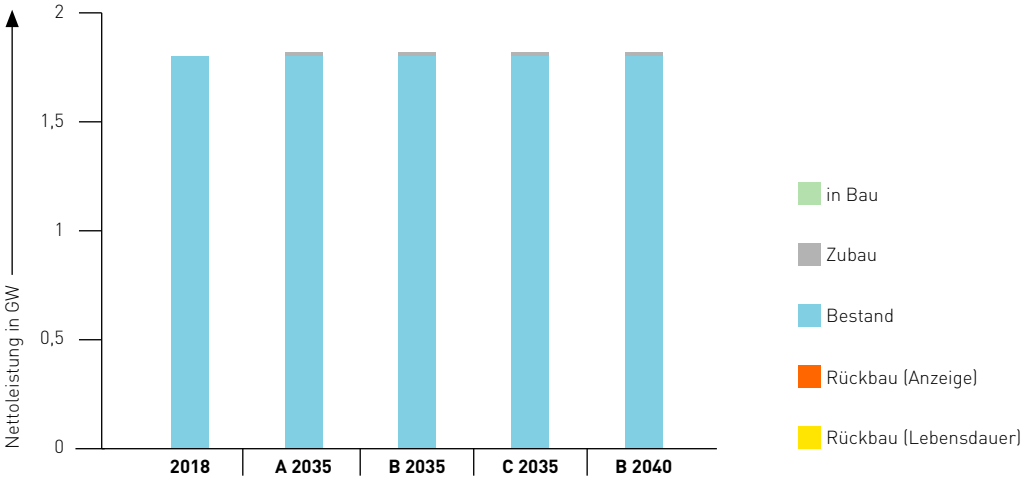
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abfallkraftwerkskapazitäten

In allen Szenarien wird von einem unbeschränkten Weiterbetrieb der Anlagen mit dem Energieträger Abfall ausgegangen. Es wird angenommen, dass Abfallkraftwerke hauptsächlich zum Zweck der Abfallentsorgung eingesetzt werden. In allen Szenarien werden in Bau und in Planung befindliche Abfallkraftwerke ab dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme berücksichtigt. Die Kapazitäten von Abfallkraftwerken werden in der Kraftwerksliste erfasst. Aufgrund der Annahme,

dass 50 % des Abfalls biogenen Ursprungs ist, wird die Hälfte der Leistung von Abfallkraftwerken jedoch bilanziell zu den erneuerbaren Energien gezählt. Dies wird über einen entsprechend geringeren Emissionsfaktor berücksichtigt (vgl. Kapitel 9).

Abbildung 29: Entwicklung der Abfallkraftwerkskapazitäten



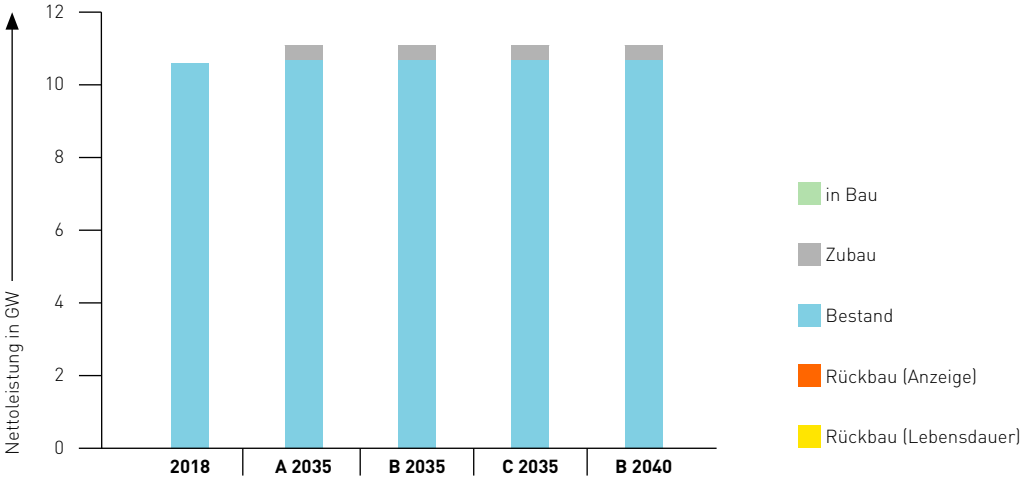
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Hydraulische Kraftwerke

In allen Szenarien wird von einem unbeschränkten Weiterbetrieb von Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerken ausgegangen. Pumpspeicher und Speicher im Allgemeinen erbringen in einem zunehmend durch fluktuierende Erzeugung geprägten Energiesystem einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität. Es wird angenommen, dass entsprechende Anreize zu einem Weiterbetrieb oder einer Betriebswiederaufnahme der heutigen Bestandsanlagen bestehen werden.

Des Weiteren werden in allen Szenarien bereits in Bau befindliche Anlagen ab dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme berücksichtigt. Um den momentan zu beobachtenden rückläufigen Trend bei der Umsetzung neuer Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke abzubilden, werden geplante Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke dabei nur berücksichtigt, wenn eine Anschlusszusage nach § 9 KraftNAV vorliegt oder ein Anschlussbegehren nach § 9 KraftNAV gestellt wurde. Darüber hinaus wird kein weiterer Zubau an hydraulischen Speichern innerhalb der deutschen Regelzone angenommen.

Abbildung 30: Entwicklung der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Sonstige Speicher

In allen Szenarien werden in Betrieb, in Bau oder in Planung befindliche Großbatteriespeicher ab dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme berücksichtigt. Darüber hinaus wird ein moderater Zubau an Großbatteriespeicher angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass Großbatteriespeicher zukünftig hauptsächlich am Regelleistungsmarkt agieren und sich der durch konventionelle Kraftwerke abzudeckende Regelleistungsbedarf entsprechend verringert.

Daneben wird ein Zuwachs an dezentralen Kleinspeichern im Bereich privater Haushalte unterstellt. Dieser resultiert im Wesentlichen aus einer zunehmenden Wirtschaftlichkeit des gekoppelten Betriebes von Batteriespeichern und Gebäude-PV-Anlagen. Es wird davon ausgegangen, dass in allen Szenarien 20 % der installierten Leistung der Gebäude-PV-Anlagen als installierte Leistung dezentraler PV-Batteriespeicher zur Verfügung steht. Hinsichtlich des Einsatzverhaltens wird angenommen, dass die PV-Batteriespeicher jeweils den Strombezug der privaten Haushalte aus dem öffentlichen Netz minimieren („Eigenbedarfsoptimierung“).

Hinweise zur zukünftig wahrscheinlichen Einsatzweise von Großbatterien und PV-Batteriespeichern werden im Rahmen der Konsultation dieses Szenariorahmenentwurfs gerne aufgenommen.

Tabelle 34: Batteriespeicher je Szenario

	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
PV-Batteriespeicher [GW]	13,2	15,3	18,1	17,2
Großbatteriespeicher [GW]	3	3	3	3

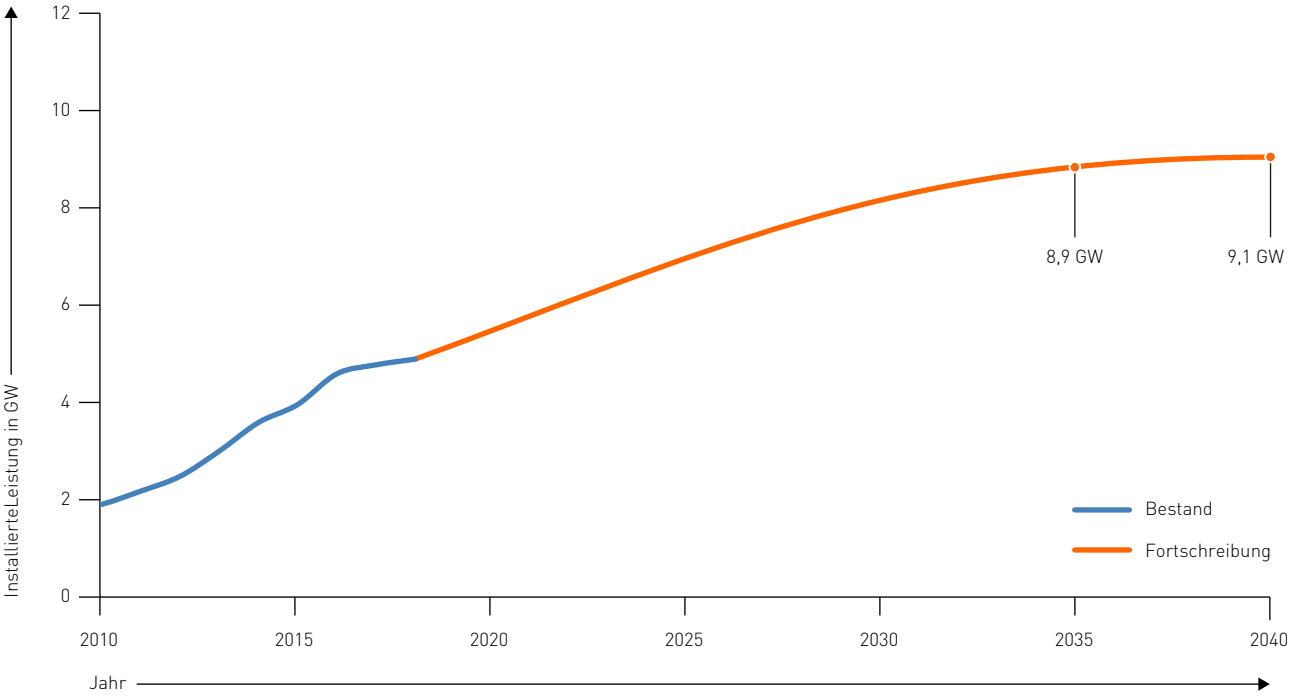
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

KWK-fähige Kleinkraftwerke mit einer elektrischen Leistung unter 10 MW

In allen Szenarien wird ein Zubau von KWK-fähigen Kleinkraftwerken mit konventionellem Energieträger und einer elektrischen Leistung unterhalb von 10 MW unterstellt. Eine der Randbedingungen für den Zubau kleiner KWK-Anlagen sind dabei die Bestimmungen des Kraft-Wärmekopplungs-Gesetz (KWKG). Hier ist im Zuge der Novelle des KWKG 2017 die KWK-Ausschreibungsverordnung in Kraft getreten. Seit Dezember 2017 sind damit Ausschreibungen für die Förderung von KWK-Anlagen zwischen 1 MW und 50 MW sowie für sogenannte innovative KWK-Systeme vorgesehen. Für den Zeitraum 2018 bis 2021 beträgt das Ausschreibungsvolumen nach § 3 KWKAusV 150 MW für KWK-Anlagen (Anlagenleistung 1 MW bis 50 MW) und 50 MW für innovative KWK-Systeme (Anlagenleistung 1 MW bis 10 MW), wobei der Anteil der innovativen KWK-Systeme in den Folgejahren langsam ansteigen soll. Anlagen außerhalb des Ausschreibungssegments können allerdings unverändert eine Förderung nach KWKG in Anspruch nehmen, was die mittelfristige Prognose entsprechend erschwert. Die langfristige Entwicklung der KWK-fähigen Kleinkraftwerke ist insgesamt stark von den Förderbedingungen abhängig und daher mit größerer Unsicherheit behaftet.

Es wird vorgeschlagen, die installierte Leistung der konventionellen KWK-Anlagen kleiner 10 MW wie in vorangegangenen Szenariorahmen auf Basis von Bestandsdaten und einer Analyse des historischen Zubaus abzuschätzen. So wurden nach Informationen des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) im Zeitraum 2009 bis 2018 pro Jahr im Mittel knapp über 300 MW an KWK-fähigen Kleinkraftwerken in der Leistungsklasse bis 10 MW errichtet, davon etwa die Hälfte im Leistungsbereich unter 1 MW.

Abbildung 31: Entwicklung konventioneller KWK-Anlagen < 10 MW



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im vorliegenden Szenariorahmenentwurf wird bis zum Jahr 2025 ein vergleichbarer Zubau angenommen, der an die oben genannte Entwicklung sowie die regionalen Potenziale im Bereich der KWK-fähigen Kleinkraftwerke anknüpft. Ab dem Jahr 2026 wird ein jährlich um 20 MW reduzierter Zubau der KWK-fähigen Kleinkraftwerke unterstellt, sodass ab dem Jahr 2040 kein Zubau mehr erfolgt. Damit wird angenommen, dass der Zubau nicht unbegrenzt erfolgt und die Zubaurate langfristig degressiv verläuft. Die Regionalisierung der Anlagen orientiert sich weiterhin an den Bestandsdaten des BAFA. Ausgehend von einem Bestand konventioneller KWK-Anlagen kleiner 10 MW von rund 4,9 GW (Stand: 31.12.2018) ergibt sich unter den Annahmen eine installierte Leistung von rund 8,9 GW im Jahr 2035 und rund 9,1 GW im Jahr 2040. Es wird angenommen, dass der Zubau ausschließlich mit dem Energieträger Erdgas erfolgt und ab dem Jahr 2035 keine Kohle mehr als Energieträger eingesetzt wird. Die installierte Leistung der konventionellen KWK-Anlagen kleiner 10 MW ist in obigen Grafiken und Tabellen je Energieträger stets inkludiert. Kleine KWK-Anlagen mit einem erneuerbaren Energieträger, z. B. Biomasse, sind in den Werten für die erneuerbaren Energien inkludiert.

7.3 Versorgungssicherheit

Mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung und dem bereits seit 2011 gesetzlich verankerten Kernenergieausstieg werden in den kommenden Jahren zwei 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. Dabei wird beispielsweise intensiv darüber debattiert, ob sich Deutschland in allen auftretenden Situationen selbst versorgen können muss und inwiefern Importe aus dem Ausland in kritischen Situationen (z. B. einer kalten Dunkelflaute) als gesichert gelten können oder ob umgekehrt ein Bedarf für Exporte bestehen kann. Der Gesetzgeber schreibt in § 51 EnWG dazu ein fortlaufendes Monitoring der Versorgungssicherheit in Deutschland durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) vor. Auf europäischer Ebene wird das Versorgungssicherheitsniveau regelmäßig von ENTSO-E unter anderem im Rahmen von Seasonal Outlooks[46] und dem Mid-Term Adequacy Forecast[47] untersucht. Letzterer soll im Zuge des Clean Energy Package (siehe dazu auch Kapitel 8) zukünftig zu einem umfangreicheren European Resource Adequacy Assessment weiterentwickelt werden.

46 https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/

47 https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/

Die Aufgabe des Netzentwicklungsplans und seines Szenariorahmens ist es nicht, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit und die Existenz notwendiger Investitionsanreize im Zeitverlauf zu bewerten. Es wird wie in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen ein Kriterienkatalog angenommen, nach dem der Erzeugungspark und seine Standorte je Szenario plausibel entwickelt werden. Hierbei liegt der Fokus auf der Erreichung der langfristigen energie- und klimapolitischen Ziele. Damit wird implizit das Eingreifen des Gesetzgebers unterstellt, falls es in einem Zeitraum beispielsweise zu einem fehlenden Anreiz für notwendige Investitionen und einem damit einhergehenden Defizit an gesicherter Leistung kommt.

Bei der Dimensionierung der Szenarien kann nicht grundsätzlich ausgeschlossen werden, dass es in bestimmten Situationen in einem Marktgebiet zu einer Unterdeckung der Stromnachfrage kommen kann. Für diesen Fall werden modellseitig lastnahe Reserven (z. B. Gasturbinen) angenommen, die ausschließlich bei einer Unterdeckung eingesetzt werden können. Mit diesem Vorgehen wird verhindert, dass durch derartige Sondersituationen ein Netzausbaubedarf generiert werden kann. Das Einsatzverhalten dieser Reserve wird dabei so parametriert, dass Lastmanagementpotenziale (DSM) zuerst eingesetzt werden. Im Rahmen der CO_2-Bilanzierung würden für die lastnahen Reserven die Eigenschaften einer Gasturbine angenommen.

7.4 Einsatzrestriktionen von Kraftwerken

Wenn Kraftwerke in der Marktmodellierung strommarktgetrieben eingesetzt werden, bedeutet dies, dass sich ihre Produktion unmittelbar an den Marktpreisen für elektrische Energie orientiert. Bei entsprechend niedrigen Marktpreisen findet abhängig von den technischen Eigenschaften des Kraftwerks[48] keine oder nur eine verminderte Erzeugung statt. Neben der Stromerzeugung für die öffentliche Stromversorgung erfüllen viele Kraftwerke jedoch zusätzliche Versorgungsaufgaben, welche einem rein strommarktorientierten Betrieb entgegenstehen. Dies umfasst 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 zunehmende Anteil dargebotsabhängiger Energieträger an der Stromversorgung eine stärkere Strommarktorientierung und Flexibilisierung des Einsatzes konventioneller Kraftwerke. Die entsprechenden Annahmen und daraus resultierenden Einsatzrestriktionen für die Marktsimulation werden im Folgenden genauer erläutert.

Kraft-Wärme-Kopplung

Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 4.2 wird davon ausgegangen, dass in Fernwärmenetzen neben KWK-Anlagen stets weitere Technologien zur Wärmebereitstellung zur Verfügung stehen. Dies können beispielsweise (Groß-)Wärmepumpen sowie mit Erdgas, Holzpellets oder Strom betriebene Heizkessel sein. Wärmespeicher (zum Teil auch zur langfristigen Speicherung) 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 stark vom lokalen Technologiemix abhängig und von hoher Komplexität geprägt. Dies zeigte sich auch in der Diskussion auf dem Experten-Forum. Im Rahmen des NEP erfolgt eine Abbildung der Wärmeseite, die sich insbesondere auf die Auswirkungen auf Stromangebot und -nachfrage konzentriert. In Folge der Flexibilisierung der KWK-Anlagen, die szenarienübergreifend angenommen wird, wird eine Ausweisung der KWK-Stromproduktion im NEP nur sehr eingeschränkt möglich sein.

Aufgrund des Zusatznutzens und der erhöhten Wirtschaftlichkeit, die sich aus der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme ergibt, wird angenommen, dass KWK-Anlagen gegenüber vergleichbaren konventionellen Kraftwerken ohne KWK-Eigenschaft bevorzugt zur Stromproduktion eingesetzt werden.

Bei KWK-fähigen Kleinkraftwerken wird davon ausgegangen, dass nur ein Teil dieser Anlagen strommarktorientiert betrieben wird. Diese Anlagen werden häufig zur Eigenstrom- und Wärmeversorgung eingesetzt und sind daher oft nicht darauf ausgelegt, überhaupt Preissignale zu empfangen.

48 Hierzu zählen insbesondere Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten sowie die technische Mindestlast eines Kraftwerks.

Abfall- und Kuppelgaskraftwerke

Diese Kraftwerke verwerten Abfallprodukte, für welche keine andere Verwendung vorgesehen ist. In begrenztem Maße lassen sich Abfall und Kuppelgase jedoch lagern oder speichern, weswegen zwar ein kontinuierlicher Betrieb, darüber hinaus jedoch eine Flexibilität der Stromerzeugung unterstellt wird.

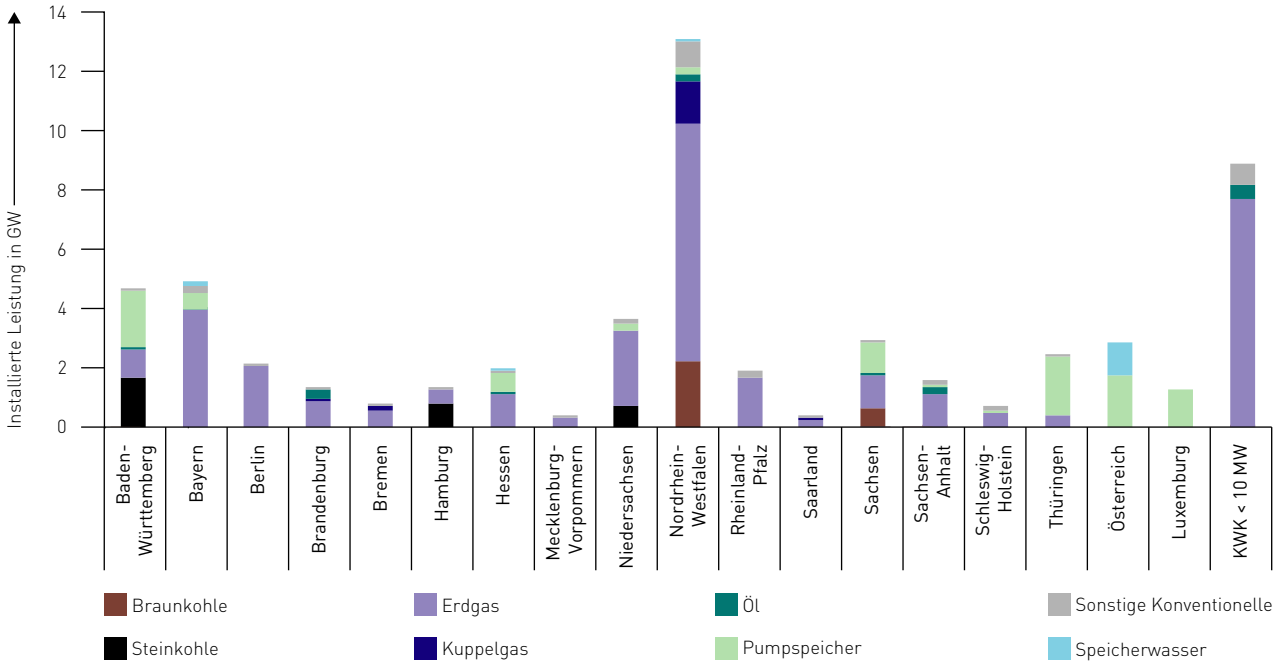
Industriekraftwerke

In dieser Kategorie enthalten sind Erzeugungsanlagen, die an Industriestandorten von den dort ansässigen Industrieunternehmen oder in deren Auftrag betrieben werden. Durch die lokale Eigenstromproduktion können Entgelte und Umlagen eingespart werden, was den Betrieb der Anlagen grundsätzlich wirtschaftlicher gegenüber Kraftwerken der öffentlichen Versorgung macht. Darüber hinaus werden diese Anlagen häufig auch zur Bereitstellung von Wärme für industrielle Prozesse genutzt. Beides führt dazu, dass sich der Einsatz dieser Kraftwerke heute nur selten am Strommarkt orientiert. Aufgrund der oben beschriebenen Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Wärmeerzeugung sowie der zunehmenden Zahl an Stunden mit sehr geringen Strompreisen wird jedoch auch für Industriekraftwerke angenommen, dass sich diese zunehmend am Strommarkt orientieren und zu Zeitpunkten negativer Strompreise nicht in das öffentliche Netz einspeisen.

7.5 Bundeslandaufteilung

Die folgenden Abbildungen stellen die bundeslandspezifische Verteilung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten je Szenario dar.

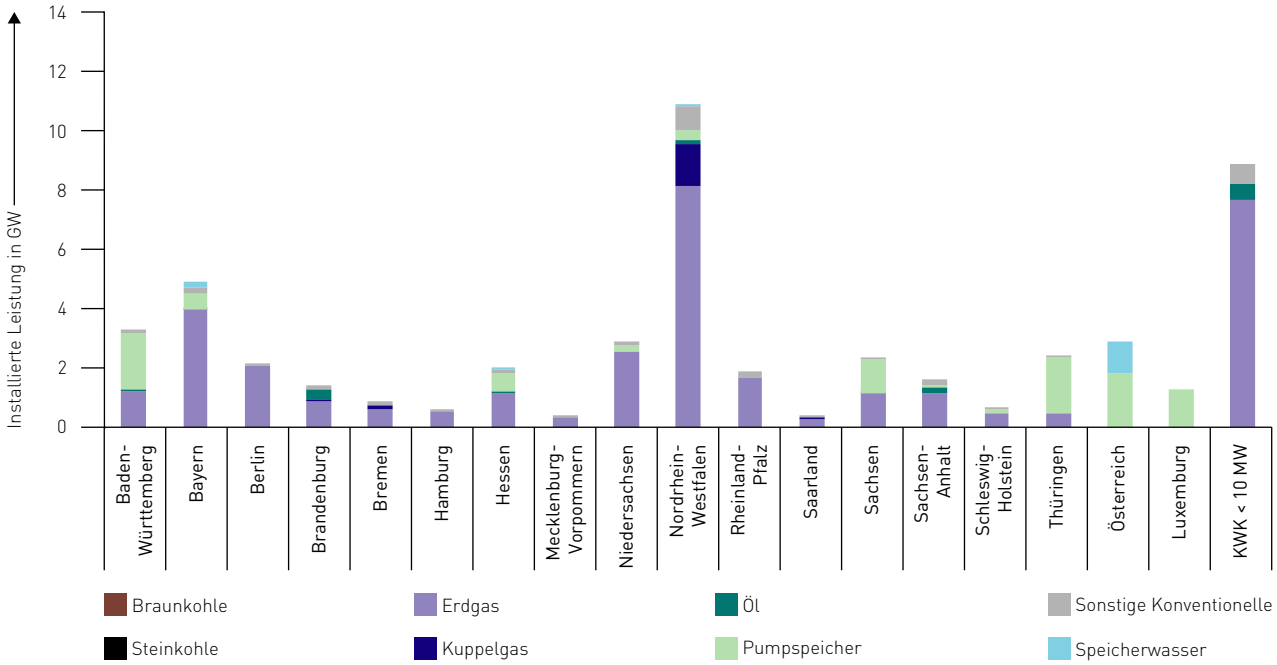
Abbildung 32: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario A 2035



Installierte Leistung [MW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Pump-speicher	Sonstige Konventi-nelle	Speicher-wasser
Baden-Württemberg	0	1.677	944	0	70	1.889	121	0
Bayern	0	0	3.947	0	1	543	243	170
Berlin	0	0	2.088	0	0	0	36	0
Brandenburg	0	0	854	101	306	0	141	0
Bremen	0	0	567	160	0	0	109	0
Hamburg	0	800	509	0	0	0	24	0
Hessen	0	0	1.162	0	25	623	140	20
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	357	0	0	0	17	0
Niedersachsen	0	731	2.559	0	0	220	125	0
Nordrhein-Westfalen	2.210	0	8034	1.437	162	303	833	15
Rheinland-Pfalz	0	0	1.698	0	0	0	206	0
Saarland	0	0	226	85	0	0	70	0
Sachsen	640	0	1.150	0	17	1.085	16	0
Sachsen-Anhalt	18	0	1124	0	213	80	183	0
Schleswig-Holstein	0	0	494	0	0	119	97	0
Thüringen	0	0	453	0	0	1.911	12	0
Österreich	0	0	0	0	0	1.776	0	1.093
Luxemburg	0	0	0	0	0	1.291	0	0
KWK < 10 MW	22	0	7.656	0	507	0	703	0
Summe	**2.890**	**3.208**	**33.821**	**1.783**	**1.299**	**9.840**	**3.075**	**1.297**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

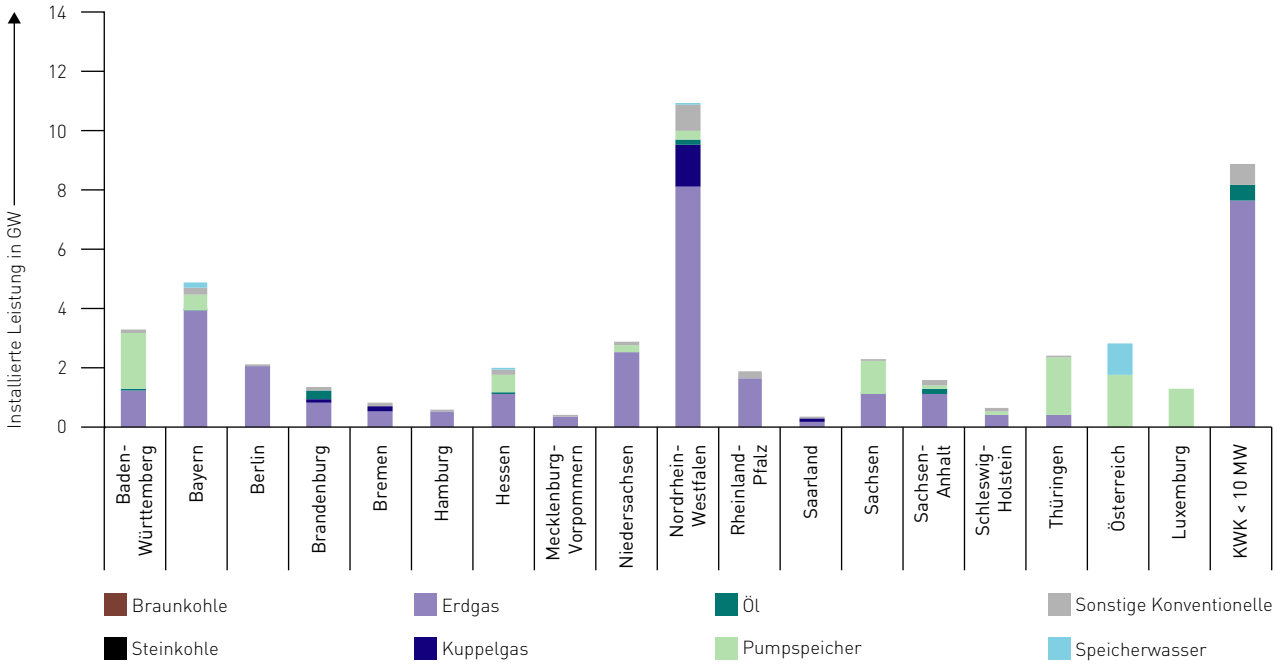
Abbildung 33: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario B 2035



Installierte Leistung [MW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Pump-speicher	Sonstige Konventio-nelle	Speicher-wasser
Baden-Württemberg	0	0	1.229	0	70	1.889	121	0
Bayern	0	0	3.947	0	1	543	243	170
Berlin	0	0	2.088	0	0	0	36	0
Brandenburg	0	0	854	101	306	0	141	0
Bremen	0	0	567	160	0	0	109	0
Hamburg	0	0	558	0	0	0	24	0
Hessen	0	0	1.162	0	25	623	140	20
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	357	0	0	0	17	0
Niedersachsen	0	0	2.559	0	0	220	125	0
Nordrhein-Westfalen	0	0	8.117	1.437	162	303	833	15
Rheinland-Pfalz	0	0	1.698	0	0	0	206	0
Saarland	0	0	226	85	0	0	70	0
Sachsen	0	0	1.150	0	17	1.085	16	0
Sachsen-Anhalt	0	0	1.129	0	213	80	183	0
Schleswig-Holstein	0	0	459	0	0	119	97	0
Thüringen	0	0	453	0	0	1.911	12	0
Österreich	0	0	0	0	0	1.776	0	1.093
Luxemburg	0	0	0	0	0	1.291	0	0
KWK < 10 MW	0	0	7.678	0	507	0	703	0
Summe	**0**	**0**	**34.231**	**1.783**	**1.299**	**9.840**	**3.075**	**1.297**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

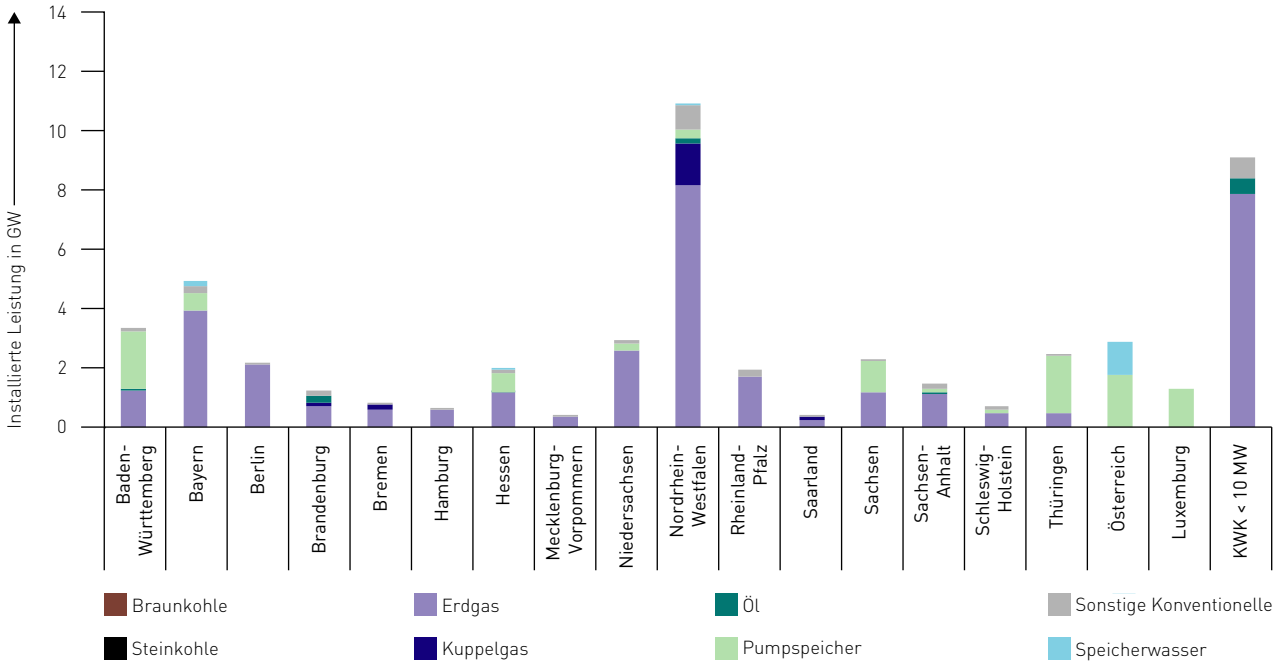
Abbildung 34: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario C 2035



Installierte Leistung [MW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Pump-speicher	Sonstige Konventio-nelle	Speicher-wasser
Baden-Württemberg	0	0	1.229	0	70	1.889	121	0
Bayern	0	0	3.947	0	1	543	243	170
Berlin	0	0	2.088	0	0	0	36	0
Brandenburg	0	0	854	101	306	0	141	0
Bremen	0	0	567	160	0	0	109	0
Hamburg	0	0	558	0	0	0	24	0
Hessen	0	0	1.162	0	25	623	140	20
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	357	0	0	0	17	0
Niedersachsen	0	0	2.559	0	0	220	125	0
Nordrhein-Westfalen	0	0	8.117	1.437	162	303	833	15
Rheinland-Pfalz	0	0	1.698	0	0	0	206	0
Saarland	0	0	226	85	0	0	70	0
Sachsen	0	0	1.150	0	17	1.085	16	0
Sachsen-Anhalt	0	0	1.129	0	213	80	183	0
Schleswig-Holstein	0	0	459	0	0	119	97	0
Thüringen	0	0	453	0	0	1.911	12	0
Österreich	0	0	0	0	0	1.776	0	1.093
Luxemburg	0	0	0	0	0	1.291	0	0
KWK < 10 MW	0	0	7.678	0	507	0	703	0
Summe	**0**	**0**	**34.231**	**1.783**	**1.299**	**9.840**	**3.075**	**1.297**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 35: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario B 2040



Installierte Leistung [MW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Pump-speicher	Sonstige Konventio-nelle	Speicher-wasser
Baden-Württemberg	0	0	1.229	0	70	1.889	121	0
Bayern	0	0	3.947	0	0	543	243	170
Berlin	0	0	2.088	0	0	0	36	0
Brandenburg	0	0	694	101	271	0	141	0
Bremen	0	0	567	160	0	0	109	0
Hamburg	0	0	558	0	0	0	24	0
Hessen	0	0	1.162	0	25	623	140	20
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	357	0	0	0	17	0
Niedersachsen	0	0	2.559	0	0	220	125	0
Nordrhein-Westfalen	0	0	8.117	1.437	162	303	833	15
Rheinland-Pfalz	0	0	1.698	0	0	0	206	0
Saarland	0	0	226	85	0	0	70	0
Sachsen	0	0	1.150	0	0	1.085	16	0
Sachsen-Anhalt	0	0	1.082	0	93	80	183	0
Schleswig-Holstein	0	0	459	0	0	119	97	0
Thüringen	0	0	453	0	0	1.911	12	0
Österreich	0	0	0	0	0	1.776	0	1.093
Luxemburg	0	0	0	0	0	1.291	0	0
KWK < 10 MW	0	0	7.878	0	507	0	703	0
Summe	**0**	**0**	**34.224**	**1.783**	**1.127**	**9.840**	**3.075**	**1.297**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Klimaschutz
4 Rolle des Stromsektors
5 Stromverbrauch
6 Erneuerbare Energien
7 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
8 Europäischer Rahmen
9 Brennstoffpreise

8 Europäischer Rahmen

Das Stromversorgungsystem in Europa ist schon heute durch bestehende Übertragungskapazitäten zwischen den einzelnen Ländern des ENTSO-E-Netzverbundes eng miteinander verknüpft. Hierdurch wird ein Stromhandel zwischen einzelnen Marktgebieten ermöglicht. Durch einen möglichst freien Strombinnenmarkt soll innerhalb der Europäischen Union der Wettbewerb noch weiter gestärkt werden, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. Darüber hinaus können durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund auch weiter entfernt liegende Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speichern, erschlossen werden. Zukünftig sollen die dem grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten daher deutlich ansteigen. Das EU-Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer (Clean Energy for all Europeans Package)"[49] sieht unter anderem vor, dass spätestens ab 31.12.2025 mindestens 70 % der Leitungskapazität für den Handel zwischen den europäischen Marktgebieten genutzt werden kann. Als weitere Maßnahme zur verbesserten Systemintegration von erneuerbaren Energien und zur Stärkung des europäischen Strombinnenmarktes wird bis 2030 ein Stromverbundziel von 15 % angestrebt (grenzüberschreitende Übertragungskapazität bezogen auf die installierte Erzeugungsleistung je Marktgebiet).

Die dem Binnenmarkt zur Verfügung gestellten Austauschkapazitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten spielen eine wichtige Rolle, da durch Handelsaktivitäten die Übertragungsaufgabe des europäischen Verbundnetzes sowie der Kraftwerkseinsatz in den einzelnen Marktgebieten wesentlich beeinflusst wird. Der zukünftige Einsatz der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland – und damit auch die Transportaufgabe für das Übertragungsnetz – wird somit aufgrund der zentralen Lage innerhalb Europas und der gut ausgebauten Verbindungen zu den Anrainerstaaten von den Entwicklungen in den Nachbarländern abhängig sein. Für die Dimensionierung eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes in Deutschland können Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung sein.

Demzufolge sind für den Netzentwicklungsplan (NEP) neben den Annahmen für das deutsche Erzeugungssystem auch die Entwicklungen der Last und der Erzeugungslandschaft im übrigen Europa relevant und finden somit Eingang in den Szenariorahmenentwurf. Um sämtliche Wechselwirkungen des europäischen Verbundnetzes berücksichtigen zu können, werden in den Marktsimulationen des NEP 2035 (2021) alle Marktgebiete des ENTSO-E-Netzverbundes mit einbezogen. Dazu werden neben den nationalen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen auch Annahmen zu den zukünftigen Handelskapazitäten zwischen den europäischen Marktgebieten getroffen.

8.1 Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext

Auf europäischer Ebene stellt der Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP) von ENTSO-E das Pendant zum nationalen Netzentwicklungsplan dar. Der TYNDP eignet sich daher sehr gut für die Einbettung der nationalen Szenarien in den europäischen Kontext. Für die Erstellung der europäischen Eingangsdaten für den NEP 2035 (2021) kann dabei auf die Szenariodaten des TYNDP 2020 zurückgegriffen werden. Der Scenario Main Report des TYNDP 2020[50] wurde im November 2019 zur Konsultation veröffentlicht.

Der TYNDP 2020 enthält jeweils drei Szenarien für die Zeithorizonte 2030 und 2040: National Trends, Global Ambition sowie Distributed Energy. Das Szenario National Trends ist dabei das einzige Szenario des TYNDP 2020, welches auf Basis von Datenmeldungen der europäischen ÜNB erstellt wurde. Es spiegelt am besten die energiepolitischen Entwicklungen in den einzelnen europäischen Staaten wider. Beispielsweise wurden die nationalen Energie- und Klimapläne[51] (National Energy and Climate Plans - NECPs) explizit berücksichtigt. In diesen übersetzen die Mitgliedsstaaten der EU die europaweiten Energie- und Klimaschutzziele auf nationale Ziele. Das 2030 Climate & Energy Framework[52] sowie die 2050 Long-Term Strategie[53] der EU sind damit in den National Trends Szenarien abgebildet.

49 https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans

50 https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/

51 Für den NECP von Deutschland siehe hier: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/necp.html

52 https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en

53 https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en

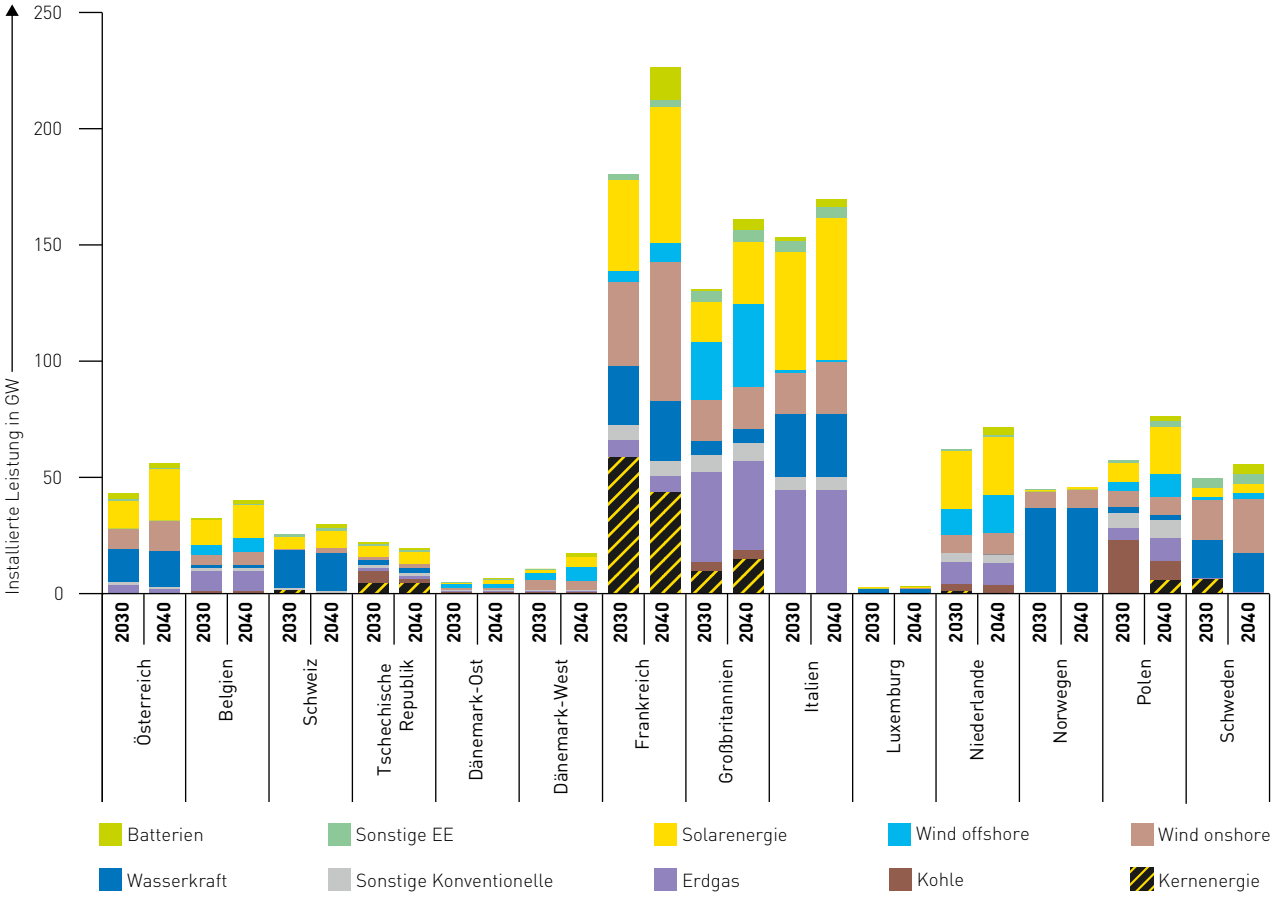
Die beiden weiteren 2030/2040-Szenarien des TYNDP 2020 (Global Ambition und Distributed Energy) sind mit einem Top-Down-Ansatz von ENTSO-E und ENTSO-G erstellt worden. In ihnen soll das 1,5°C-Ziel des Paris-Abkommens unter der Annahme zwei grundsätzlich verschiedener Entwicklungspfade erreicht werden:

- Das Szenario Global Ambition ist durch zentralisierte Erzeugungsstrukturen und einen starken überregionalen Handel gekennzeichnet. Die Nutzung von Offshore-Windenergie und der Import von synthetischen Gasen sind hier besonders stark ausgeprägt.

- Das Szenario Distributed Energy bildet dagegen eine dezentrale Erzeugungsstruktur ab. Photovoltaik und die Stromerzeugung zum Eigenverbrauch („Prosumer") sind hier besonders stark ausgeprägt.

Für die Abbildung des europäischen Auslands im NEP 2035 (2021) schlagen die ÜNB vor, das Szenario National Trends in allen Szenarien zu verwenden, da dieses Szenario aus Sicht der ÜNB die wahrscheinlichste Entwicklung der europäischen Energiewirtschaft widerspiegelt. Durch die Verwendung eines Szenarios für die Entwicklungen im Ausland sind zudem die Auswirkungen der Unterschiede in den deutschen Szenarien deutlicher zu erkennen. Zur Abbildung des Jahres 2035 im NEP 2035 (2021) wird vorgeschlagen, die Werte des TYNDP 2020 der Zieljahre 2030 und 2040 linear zu interpolieren. In Abbildung 36 sind die installierten Leistungen je Energieträger und Land für die Jahre 2030 und 2040 gemäß dem Szenario National Trends mit Stand vom November 2019 dargestellt. Daneben werden Zeitreihen für die Stromnachfrage und die Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen in anderen europäischen Ländern diesem Szenario entnommen.

Abbildung 36: Installierte Leistungen für erneuerbare und konventionelle Energieträger im Szenario National Trends des TYNDP 2020 (Stand November 2019)



Quelle: ENTSO-E

8.2 Handelskapazitäten

Im NEP 2030 (2019) haben die Übertragungsnetzbetreiber erstmals das Flow-Based-Verfahren zur Ermittlung der dem Handel zur Verfügung stehenden Austauschkapazitäten angewendet. Auch im NEP 2035 (2021) werden die ÜNB dieses Verfahren anwenden.

Das Flow-Based-Verfahren (Flow-Based-Market-Coupling – FBMC) wird heute bereits an den Grenzen der CWE-Region[54] angewendet und soll in den nächsten Jahren in der gesamten Core-Region[55] zum Einsatz kommen. 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 (Net Transfer Capacities) besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sogenannten kritischen Zweigen (Critical Network Elements - CNEs) vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Netzbetriebsmittel definiert, die durch den Handel besonders stark belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse dürfen auf kritischen Zweigen die zur Verfügung stehenden Kapazitätswerte (Remaining Available Margin – RAM) nicht übersteigen. Bei der Bestimmung der Kapazitätswerte (RAM) wird berücksichtigt, dass zukünftig je Leitung mindestens 70 % der Übertragungskapazität dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden muss. Im Sinne eines bedarfsgerechten Netzausbaus werden im NEP 2035 (2021) als kritische Zweige keine Leitungen innerhalb der Marktgebiete, sondern ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) berücksichtigt.

Neben den verfügbaren Kapazitäten (RAM) der kritischen Zweige muss zusätzlich ermittelt werden, wie sich der handelsseitige Austausch von Strom zwischen zwei Marktgebieten auf die Leistungsflüsse auf den betrachteten Leitungen auswirkt. Dieser Zusammenhang wird durch die sog. zonalen Power-Transfer-Distribution-Factors (zonale PTDFs) 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 Power-Transfer-Distribution-Factors (nodale PTDFs), welche angeben, wie sich der Leistungsfluss auf einem kritischen Zweig aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen ändert, sowie der Generation Shift Key (GSK), welcher eine lineare Abschätzung darstellt, wie sich die knotenscharfen Netzeinspeisungen infolge einer Änderung der Handelsbilanz eines Marktgebietes ändern. Neue Interkonnektoren (vgl. Tabelle 35) haben damit über eine Änderung der Netztopologie einen wesentlichen Einfluss auf die PTDFs.

Die GSKs sind grundsätzlich davon abhängig, welche Kraftwerke in der jeweiligen Situation ins Netz einspeisen. Sie können daher in jeder Stunde, insbesondere bei einem steigenden Anteil von erneuerbaren Energien, unterschiedlich sein. Zusätzlich werden bei der Erstellung der GSKs u. a. die Verfügbarkeit der Kraftwerke berücksichtigt.

Um sicherzustellen, dass das (n-1)-Kriterium erfüllt ist, wird für jeden kritischen Zweig (CNE) zusätzlich die Lastflusssensitivität bei kritischen Ausfällen (Contingency) bestimmt. Die so je kritischem Zweig und kritischer Ausfallsituation (Critical Network Element and Contingency – CNEC) ermittelten zonalen PTDFs und Kapazitäten (RAM) bilden die sog. Flow-Based-Domains. Die Flow-Based-Domains enthalten somit für jede Stunde die Information, wie sich der grenzüberschreitende Stromhandel auf den Leistungsfluss auf einzelnen CNECs auswirkt und in welcher Höhe Kapazität (RAM) auf den jeweiligen CNECs 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 auch in kritischen Ausfallsituationen nicht überschritten wird. Es erfolgt keine Zuweisung von Handelskapazitäten zu einzelnen Marktgebietsgrenzen. Im Unterschied zum NTC-Verfahren kann somit der Markt flexibel entsprechend der jeweiligen Stromangebots- und Nachfragesituation entscheiden, wie die insgesamt zur Verfügung stehende Übertragungskapazität für den Handel zwischen den verschiedenen Marktgebieten genutzt werden soll.

54 CWE-Region: Belgien, Frankreich, Luxemburg/Deutschland, Niederlande und Österreich

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

Die Anwendung von FBMC ermöglicht somit, dass in der Flow-Based-Region (Capacity Calculation Region – CCR) die grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten optimal, entsprechend der Erfordernisse des Marktes, genutzt werden können. So können Erzeugungsschwankungen erneuerbarer Energien besser marktgebietsübergreifend ausgeglichen sowie Preisunterschiede zwischen den Marktgebieten reduziert werden.

Zur Abbildung von FBMC im NEP ist eine detaillierte Kenntnis über die jeweiligen Interkonnektoren zwischen zwei Marktgebieten notwendig. Im Rahmen des TYNDP finden stets umfangreiche Abstimmungen zwischen allen europäischen Übertragungsnetzbetreibern zu den Interkonnektoren, die dem europäischen Energiebinnenmarkt zur Verfügung stehen, statt. Grundsätzlich ist in Bezug auf diese Kapazitäten eine vollständige Konsistenz zwischen dem TYNDP 2020 und dem NEP 2035 (2021) anzustreben. Der Umfang des europäischen Referenznetzes bzw. der zu berücksichtigen europäischen Ausbauvorhaben des TYNDP 2020 wird voraussichtlich von ENTSO-E im ersten Quartal 2020 veröffentlicht.

Die ÜNB nehmen für Deutschland in allen Szenarien des NEP 2035 (2021) folgende Interkonnektoren, zusätzlich zu den bereits heute in Betrieb bzw. in Bau befindlichen, als in Betrieb an.

Tabelle 35: Zusätzlich für den NEP 2035 (2021) berücksichtigte Interkonnektoren

TYNDP- ID	NEP 2030 (2019) Referenz	Beschreibung (Start- und Endpunkte z.T. vorläufig)	Von	Nach	AC / DC	Geplante IBN
313	P67	Isar/Altheim/Ottenhofen – St. Peter	DE	AT	AC	2022
183	P25	Klixbüll – Endrup	DE	DK	AC	2023
309	P328	NeuConnect	DE	GB	DC	2023
47	P74	Vöhringen – Westtirol	DE	AT	AC	2026
228	P176	Eichstetten – Muhlbach	DE	FR	AC	2025
328	P406	Aach – Bofferdange	DE	LU	AC	2025
176	P221 M460	HansaPowerBridge	DE	SE	DC	2026
244	P170	Uchtelfangen – Vigy	DE	FR	AC	2028
187	P112	Pleinting – St. Peter	DE	AT	AC	2028
225	P313	Second Interconnector	DE	BE	DC	2035
231	P204	Tiengen – Beznau	DE	CH	AC	2030
229	P213	GerPol PowerBridge II	DE	PL	AC	2035
267	P221 M461a	HansaPowerBridge 2	DE	SE	DC	2035
-	-	Emden – Eemshaven	DE	NL	AC	2035

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

8.2.1 Sensitivität Nort Sea Wind Power Hub

Für das Szenario C 2035 schlagen die ÜNB eine Sensitivitätsrechnung vor, in der die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs (NSWPH) auf den deutschen Netzentwicklungsbedarf untersucht werden. Der NSWPH ist ein gemeinsames Projekt von TenneT, Energinet.dk, Gasunie und dem Port of Rotterdam. In diesem Projekt sollen ein oder mehrere Sammelpunkte für Windenergie offshore, sogenannte Hubs, in der Nordsee entstehen. Die Hubs sollen somit die offshoreseitigen Konverterplattformen herkömmlicher Offshore-Netzanschlusssysteme ersetzen. Im Gegensatz zu einem herkömmlichen Offshore-Netzanschluss sollen ausgehend von einem Hub zusätzlich Anschlussverbindungen an mehrere Länder entstehen. Die Verbindungen können in Zeiten, in denen nicht die volle Windleistung einspeist, auch für den europäischen Stromhandel genutzt werden.

Das Projekt ist als Projekt von pan-europäischem Interesse im TYNDP 2018 aufgeführt[56]. Eine weitere Beschreibung befindet sich im Regional Investment Plan North Sea[57]. Analog zur Abbildung im TYNDP wird in dieser Sensitivität angenommen, dass 12 GW an Offshore-Windenergieanlagen an einem Sammelpunkt (Hub) und nicht an herkömmlichen Plattformen angeschlossen sind. Von den 12 GW Offshore-Windleistung werden 6 GW Deutschland (Nordsee), 4 GW den Niederlanden und 2 GW Dänemark (Nordsee) zugeordnet. Die in Szenario C 2035 angenommene installierte Offshore-Leistung dieser Länder verändert sich durch diese Annahme nicht. In der Sensitivität kommen drei Anschlussverbindungen mit jeweils 2 GW nach Deutschland, zwei Anschlussverbindungen mit jeweils 2 GW zu den Niederlanden und eine Anschlussverbindung mit 2 GW nach Dänemark (West) hinzu.

Tabelle 36: Zusätzliche Interkonnektoren in der Sensitivität North Sea Wind Power Hub

TYNDP- ID	NEP 2030 (2019) Referenz	Beschreibung (Start- und Endpunkte z.T. vorläufig)	Von	Nach	AC / DC	Geplante IBN
335	-	North Sea Wind Power Hub (NSWPH)	NSWPH	DE	DC	2035
			NSWPH	NL	DC	2035
			NSWPH	DKW	DC	2035

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

56 https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/335

57 https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rgip_NS_Full.pdf im Kapitel 5.3.6 auf Seite 56.

1 Einführung
2 Szenarienbeschreibung
3 Klimaschutz
4 Rolle des Stromsektors
5 Stromverbrauch
6 Erneuerbare Energien
7 Konventionelle Kraftwerke und Speicher
8 Europäischer Rahmen
9 Brennstoffpreise

9 Brennstoff- und CO_2-Preise

Im Rahmen der Marktsimulation ist zur Bestimmung des stundenscharfen Kraftwerkseinsatzes im europäischen Strommarkt eine modellexogene Festlegung der variablen Kosten der Kraftwerke erforderlich. Diese variablen Kosten, zu denen im Wesentlichen die Brennstoff- und Emissionspreise zählen, werden dem Strommarktmodell vorgegeben, um in einem Simulationslauf einen kostenminimalen, stündlichen Kraftwerkseinsatz für Europa zu bestimmen. Im Folgenden werden die Annahmen zur Entwicklung der europaweit geltenden Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate beschrieben. Weiterhin werden die Emissionsfaktoren der jeweiligen fossilen Brennstoffe genannt.

Die Projektion der Preise für fossile Energieträger und Emissionszertifikate lehnt sich im Wesentlichen an das Szenario National Trends des TYNDP 2020[58] an. In Kapitel 8 sind der TYNDP 2020 und die darin abgebildeten Szenarien genauer erläutert. Das Szenario National Trends bildet die langfristigen Energie- und Klimaziele der Europäischen Union sowie der einzelnen Mitgliedsstaaten ab. Für dieses Szenario werden Brennstoff- und CO_2-Preise für die Jahre 2030 und 2040 ausgewiesen. Darauf aufbauend werden anhand einer linearen Interpolation die für den Szenariorahmenentwurf zusätzlich relevanten Preise für das Jahr 2035 ermittelt. Die folgende Tabelle stellt entsprechend die für die Szenarien vorgeschlagenen Werte dar.

Tabelle 37: Annahmen zu Brennstoff und CO_2-Zertifikatspreisen

	Einheit	2030 (TYNDP 2020 "National Trends")	2035 (lineare Interpolation)	2040 (TYNDP 2020 "National Trends")
			NEP Szenario A/B/C 2035	NEP Szenario B 2040
CO_2-Zertifikate	[EUR/t]	27	51	75
Rohöl	[EUR/MWh]	73,8	76,9	79,9
Erdgas	[EUR/MWh]	24,9	25,6	26,3
Steinkohle	[EUR/MWh]	15,5	20,2	24,9
Braunkohle	[EUR/MWh]	4	4	4
Kernenergie	[EUR/MWh]	1,7	1,7	1,7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis TYNDP 2020

In der Vergangenheit wurden für die Marktmodellierung im Netzentwicklungsplan zumeist die Preisprognosen vom World Energy Outlook (WEO)[59] der International Energy Agency herangezogen. Für den kommenden NEP 2035 (2021) wird nun vorgeschlagen, die gleiche Quelle für die Annahmen zur Preisentwicklung und zum ausländischen Erzeugungspark heranzuziehen. Dadurch wird insgesamt ein höheres Maß an Konsistenz in der Szenariobildung hergestellt. Vergleicht man die Preisannahmen des WEO 2019-Szenarios Stated Policies mit denen des TYNDP 2020-Szenarios National Trends, fällt auf, dass die Preisannahmen für CO_2 sowie Steinkohle und Öl im WEO deutlich unter denen des TYNDP liegen, während die Annahmen zu Erdgas sich nur geringfügig unterscheiden. Dadurch ist die Nutzung emissionsintensiver Energieträger im TYNDP im Vergleich unwirtschaftlicher.

Für die CO_2-Emissionsfaktoren werden analog zum Neztentwicklungsplan (NEP) 2030, Version 2019 die in Tabelle 38 dargestellten Werte zugrunde gelegt. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben wird für das Szenario B 2040 darüber hinaus angenommen, dass der durchschnittliche Emissionsfaktor von in Gaskraftwerken genutzten Brennstoffen im Jahr 2040 gegenüber dem von konventionellem Erdgas um 20 % reduziert ist.

58 https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/

59 https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019

Tabelle 38: Emissionsfaktoren nach Energieträgern

Primärenergieträger	CO_2 Emissionsfaktor [t CO_2 / MWh_{th}]
Abfall*	0,144
Braunkohle	0,404
Erdgas	0,201
Kernenergie	0,000
Kuppelgas**	0,743
Mineralölprodukte	0,280
Ölschiefer	0,360
Steinkohle	0,337

* Annahme Abfall: 50 % biogener Anteil

** Annahme Kuppelgas: 25 % Kokereigas, 75 % Gicht- und Konvertergas

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Umweltbundesamt, CO_2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe, Juni 2016, Auszug der brennstoffbezogenen CO_2-Emissionsfaktoren

Anhang

Meldungen der Bundesländer

Wie bei der Erstellung vorangegangener Szenariorahmenentwürfe wurden die Bundesländer im September/Oktober 2019 gebeten ihre Bundeslandangaben zu erwarteten installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu aktualisieren.

Im Einzelnen wurden folgende Werte abgefragt:

Prognosezahlen über die zu erwartenden installierten Leistungen von Erzeugungsanlagen in den Jahren 2020/2025/2030/2035/2040/2050, Potenzialstudien, Abschätzungen, Nachweise und bundeslandspezifische Regelungen zu

- Windenergie an Land (onshore)
- Windenergie auf See (offshore, nur falls zutreffend)
- Photovoltaik
- Biomasse
- Laufwasser (ohne Speicher und Pumpspeicher)
- Sonstige erneuerbare Energien (z. B. Geothermie, Deponie- / Klär- / Grubengas) Ein Überblick über die Ergebnisse ist in den folgenden Tabellen aufgeführt.

Tabelle 39: Übersicht zu den Rückmeldungen der Bundesländer zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Szenariorahmen des NEP 2035 (2021)

Aktuelle Rückmeldung	Angaben in der Rückmeldung
Baden-Württemberg	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2040, 2050
Bayern	Rückmeldung für 2025 und Fortschreibung bis 2040
Berlin	Rückmeldung für 2035, 2050 für Photovoltaik, ansonsten Verwendung der Zahlen aus NEP 2030 (2019)
Brandenburg	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2050, Berücksichtigung der politischen Ziele aus Koalitionsvertrag
Bremen	Rückmeldung für 2020 und Fortschreibung bis 2040
Hamburg	Rückmeldung ohne Zieljahr, Verwendung der Rückmeldung für alle Zieljahre
Hessen	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2035 und Fortschreibung bis 2040
Mecklenburg-Vorpommern	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2035 und Fortschreibung bis 2040
Niedersachsen	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2035, 2040
Nordrhein-Westfalen	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2040, 2050
Rheinland-Pfalz	Rückmeldung für 2020, 2030, 2035, 2040
Saarland	Rückmeldung für 2020, 2030 ,2035, 2050
Sachsen	Rückmeldung für 2022 und Fortschreibung bis 2040
Sachsen-Anhalt	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2050
Schleswig-Holstein	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030 und Fortschreibung bis 2040
Thüringen	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2035, 2040

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die im Rahmen der Aufstellung des Szenariorahmens bei den ÜNB eingegangen Meldungen der Bundesländer bzw. die interpolierten und abgeleiteten Werte hinsichtlich der installierten Leistungen von erneuerbaren Energieträgern sind in der folgenden Tabelle für die Zeithorizonte 2035 und 2040 dargestellt.

Tabelle 40: Rückmeldungen der Abfrage zu bundeslandspezifischen Angaben zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Szenariorahmen des NEP 2035 (2021)

Leistung [GW]	Windenergie onshore		Photovoltaik		Biomasse		Laufwasser		Sonstige		Windenergie offshore	
	2035	2040	2035	2040	2035	2040	2035	2040	2035	2040	2035	2040
Baden-Württemberg	4,6	5,2	11,2	12,6	0,5	0,4	0,9	0,9	0,0	0,1		
Bayern	3,4	3,4	15,9	15,9	1,2	1,3	2,3	2,3	k.A.	k.A.		
Berlin	0,1	0,1	2,1	3,4	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.		
Brandenburg	11,2	11,9	5,8	5,9	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0		
Bremen	0,2	0,2	0,0	0,0	k.A.	k.A.	0,0	0,0	k.A.	k.A.		
Hamburg	0,1	0,1	0,0	0,0	k.A.	k.A.	0,0	0,0	0,0	0,0		
Hessen	5,4	5,4	5,3	5,3	0,3	0,3	0,1	0,1	k.A.	k.A.		
Mecklenburg-Vorpommern	5,8	5,8	4,6	4,6	0,1	0,0	k.A.	k.A.	0,0	0,0	3,9	4,0
Niedersachsen	19,1	21,1	9,2	10,8	1,1	1,0	0,1	0,1	0,1	0,1	k.A.	k.A.
Nordrhein-Westfalen	12,0	12,0	13,0	18,0	0,9	0,9	0,2	0,2	0,4	0,4	2,0	6,0
Rheinland-Pfalz	9,3	11,0	6,3	7,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0		
Saarland	1,1	1,3	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Sachsen	1,1	1,1	2,1	2,1	0,3	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0		
Sachsen-Anhalt	6,6	6,4	3,3	3,7	0,5	0,6	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.		
Schleswig-Holstein	12,0	12,0	2,9	2,9	0,4	0,4	0,0	0,0	0,2	0,2	k.A.	k.A.
Thüringen	5,4	7,0	4,0	9,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2019). Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019: https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019 (7.1.2020)

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2019). Anlagenstammdatenregister: https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten (7.1.2020)

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2019). Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee: https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/FEP/Flaechenentwicklungsplan_2019.html (7.1.2020)

Bundesanstalt für Immobilienaufgaben. Potenziale für Erneuerbare Energien, Forschungsprojekt zur Eignung von Flächen für Windkraft- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen: https://erneuerbare-energien.bundesimmobilien.de/1780826/potenziale-fur-erneuerbare-energien.pdf (7.1.2020)

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2012). Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland 2010: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/kid-2010.pdf (7.1.2020)

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2015). Räumlich differenzierte Flächen: Potenziale für Erneuerbare Energien in Deutschland: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/ministerien/BMVI/BMVI-Online/2015/DL_BMVI_Online_08_15.pdf (7.1.2020)

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2019). Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung: https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile (7.1.2020)

Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (2019): Mobilität in Deutschland – MiD, Ergebnisbericht: http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2017_Ergebnisbericht.pdf (7.1.2020)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014). Moderne Verteilernetze für Deutschland: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.pdf (7.1.2020)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017). Langfrist- und Klimaszenarien: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html (7.1.2020)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019). Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile (7.1.2020)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019). Entwurf des nationalen Energie- und Klimaplans: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwurf-des-integrierten-nationalen-energie-und-klimaplans.pdf (7.1.2020)

Bundesnetzagentur (2011). Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS): https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK06/BK6_81_GPKE_GeLi/Mitteilung_Nr_31/Anlagen/Konsolidierte_Lesefassung_MaBiS.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (7.1.2020)

Bundesnetzagentur, Bundeskartellamt (2017). Monitoringbericht 2017: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2017.pdf (7.1.2020)

Bundesnetzagentur (2017). Veröffentlichung der Registerdaten August 2014 bis September 2017: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF_Registerdaten/2017_09_Veroeff_RegDaten.xlsx?blob=publicationFile&v=2 (7.1.2020)

Bundesnetzagentur (2019). Krafwerksliste: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html (7.1.2020)

Bundesnetzagentur (2019). Marktstammdatenregister (MaStR): https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR (7.1.2020)

Bundesregierung (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung: https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975238/439778/794fd0c40425acd7f46afacbe62600f6/2017-11-14-beschluss-kabinett-umwelt-data.pdf?download=1 (7.1.2020)

Bundesregierung (2016). Klimaschutzplan 2050 – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung: https://www.bmu.de/publikation/klimaschutzplan-2050/ (7.1.2020)

Bundesregierung (2019). Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050: https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1 (7.1.2020)

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2016). Gebäudereport – Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand: https://www.dena.de/fileadmin/user_upload/8162_dena-Gebaeudereport.pdf (7.1.2020)

Deutsche Windguard GmbH (2019). Windenergiestatistik: Windenergie-Ausbau in Deutschland: https://www.windguard.de/windenergiestatistik.html (7.1.2020)

ENTSO-E (2017). Regional Investment Plan 2017 North Sea: https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/rgip_NS_Full.pdf (7.1.2020)

ENTSO-E (2018). Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2018: https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018 (7.1.2020)

ENTSO-E (2019). TYNDP 2020 Scenario Report: https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/ (7.1.2020)

ENTSO-E (2019). Mid Term Adequacy Forecast 2019: https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/ (7.1.2020)

European Commission (2018). 2030 climate and energy framework: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en (7.1.2020)

European Commission (2018). 2050 long term strategy: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en (7.1.2020)

European Commission (2019). Clean Energy Package for all Europeans: https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans (7.1.2020)

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V (2017). Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen: https://www.ffe.de/attachments/article/694/IEWT-Vortrag_Ladesteuerung_von_Elektrofahrzeugen.pdf (7.1.2020)

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V (2017). Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung – Studie im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/2018-01/FfE-Gutachten_Flexibilisierung%20der%20KWK_November%202017.pdf (7.1.2020)

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V (2018). Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien – Begleitdokument zum NEP 2030 (2019): https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/FfE_Begleitstudie_Regionalisierung_EE-Ausbau_%282018%29_aktualisiert.pdf (7.1.2020)

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V (2019). Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland – Studie im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenariorahmenentwurf des NEP 2035 (2021): https://www.netzentwicklungsplan.de/ (7.1.2020)

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V (2019). Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien – Studie im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenariorahmenentwurf des NEP 2035 (2021): https://www.netzentwicklungsplan.de/ (7.1.2020)

Fraunhofer ISI (2016). Netzentwicklungsplan Strom – Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile, Begleitgutachten: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/ISI_Begleitgutachten_Entwicklung_Stromnachfrage_Lastprofile_%282016%29.pdf (7.1.2020)

Fraunhofer IWES/IBP (2017). Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. Studie im Auftrag von Agora Energiewende: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf (7.1.2020)

Fraunhofer IWES (2017). Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Studie im Auftrag der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE: https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Studie_Energiewirtschaftliche%20Bedeutung%20Offshore%20Wind.pdf (7.1.2020)

International Energy Agency (2019). World Energy Outlook 2019: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019 (7.1.2020)

Länderarbeitskreis-Energiebilanzen (2019). Energiebilanzen der statistischen Landesämter: http://www.lak-energiebilanzen.de/ (7.1.2020)

Öko-Insititut e.V. (2018). Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO_2-Emissionen: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Sektorale-Abgrenzung-deutscher-Treibhausgas-Emissionen-2018.pdf (7.1.2020)

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2011). Zensus 2011: Vielfältiges Deutschland: https://www.zensus2011.de/SharedDocs/Downloads/DE/Publikationen/Aufsaetze_Archiv/2016_12_NRW_Zensus_Vielfalt.pdf (7.1.2020)

Statistisches Bundesamt (2019). Bevölkerung Deutschlands bis 2060 – Ergebnisse der 14. Koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Bevoelkerung/Bevoelkerungsvorausberechnung/Publikationen/Downloads-Vorausberechnung/bevoelkerung-deutschland-2060-5124202199014.pdf?__blob=publicationFile (7.1.2020)

The World Bank (2019). State and Trends of Carbon Pricing 2019: http://documents.worldbank.org/curated/en/191801559846379845/State-and-Trends-of-Carbon-Pricing-2019 (7.1.2020)

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2019). Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030: https://www.fnb-gas.de/media/2019_08_16_nep-gas-2020-2030_szenariorahmen_final.pdf (7.1.2020)

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2019). Konsultationsdokument Szenariorahmen NEP Gas 2020-2030: https://www.fnb-gas.de/media/fnb_gas_2020_1_sr_konsultation_de.pdf (7.1.2020)

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (2019). NEP-Datenbank: https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/nep-datenbank/ (7.1.2020)

Hinweis zu den Gesetzestexten: Das Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz stellt in einem gemeinsamen Projekt mit der juris GmbH für interessierte Bürgerinnen und Bürger nahezu das gesamte aktuelle Bundesrecht kostenlos im Internet bereit. Die Gesetze und Rechtsverordnungen können in ihrer jeweils geltenden Fassung abgerufen werden. Sie werden durch die Dokumentationsstelle im Bundesamt für Justiz fortlaufend konsolidiert.

Die in diesem Dokument verwendeten Gesetzestexte können unter https://www.gesetze-im-internet.de/index.html mit dem jeweils aktuellen Stand abgerufen werden.