



NETZ  
ENTWICKLUNGS  
PLAN **STROM**



## SZENARIORAHMEN FÜR DEN NETZENTWICKLUNGSPLAN STROM 2030 (VERSION 2019)



ENTWURF DER  
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER

**50Hertz Transmission GmbH**

Heidestraße 2  
10557 Berlin

[www.50hertz.com](http://www.50hertz.com)

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

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

**Amprion GmbH**

Rheinlanddamm 24  
44139 Dortmund

[www.amprion.net](http://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](http://www.tennet.eu)

Geschäftsführer:  
Wilfried Breuer,  
Alexander Hartman

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

**TransnetBW GmbH**

Pariser Platz  
Osloer Straße 15–17  
70173 Stuttgart

[www.transnetbw.de](http://www.transnetbw.de)

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

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

**Redaktion**

Kerstin Maria Rippel (50Hertz Transmission GmbH),  
Thomas Wiede (Amprion GmbH),  
Mario Meinecke (TenneT TSO GmbH),  
Regina König (TransnetBW GmbH)

E-Mail: [info@netzentwicklungsplan.de](mailto:info@netzentwicklungsplan.de)  
[www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de)

**Gestaltung**

CB.e Clausecker | Bingel AG  
Agentur für Kommunikation  
[www.cbe.de](http://www.cbe.de)

**Stand**

Januar 2018

# INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis . . . . .	5
Tabellenverzeichnis . . . . .	7
Abkürzungsverzeichnis . . . . .	9
Einleitung . . . . .	11
<b>1 Der Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans Strom . . . . .</b>	<b>12</b>
1.1 Der Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans mit vielen Variablen . . . . .	13
1.2 Auftakt für Beteiligung . . . . .	15
<b>2 Szenarienbeschreibung . . . . .</b>	<b>18</b>
2.1 Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien . . . . .	18
2.2 Szenario A 2030 . . . . .	19
2.3 Szenario B 2030/B 2035 . . . . .	20
2.4 Szenario C 2030 . . . . .	22
2.5 Kennzahlen der Szenarien . . . . .	23
2.6 NEP-Mantelzahlen im Vergleich mit Prognosen anderer Studien . . . . .	24
<b>3 Klimaschutz und energiepolitische Ziele . . . . .</b>	<b>26</b>
3.1 Bestimmung einer Emissionsobergrenze zur Einhaltung von Klimaschutzzielen . . . . .	28
3.2 Methodik zur Einhaltung einer Emissionsobergrenze . . . . .	29
<b>4 Erneuerbare Energien . . . . .</b>	<b>30</b>
4.1 Anlagenbestand . . . . .	30
4.2 Gesetzlicher Rahmen . . . . .	30
4.3 Technisch-wirtschaftlicher Rahmen . . . . .	31
4.4 Ausgestaltung der Szenarien . . . . .	32
4.4.1 Wind onshore . . . . .	32
4.4.2 Wind offshore . . . . .	34
4.4.3 Photovoltaik . . . . .	35
4.4.4 Biomasse . . . . .	36
4.5 Beschreibung der Szenarien . . . . .	37
4.6 Regionalisierung des Ausbaus erneuerbarer Energien . . . . .	39
4.6.1 Windenergie onshore . . . . .	40
4.6.2 Photovoltaik . . . . .	47
4.6.3 Biomasse, Laufwasser und sonstige erneuerbare Energien . . . . .	51
4.7 Methode zur Berücksichtigung der Spitzenkappung . . . . .	52
<b>5 Stromverbrauch . . . . .</b>	<b>55</b>
5.1 Eingangsüberlegungen . . . . .	55
5.2 Begriffsdefinitionen . . . . .	55
5.3 Kurzer Überblick über wesentliche Kennzahlen . . . . .	56
5.4 Beschreibung der Methodik zur Modellierung der Stromnachfrage . . . . .	57
5.5 Festlegung des nationalen Stromverbrauchs für das Referenzjahr . . . . .	59
5.6 Regionalisierung des Stromverbrauchs . . . . .	59
5.7 Fortschreibung des Stromverbrauchs . . . . .	62
5.8 Annahmen zur Entwicklung der Treiber . . . . .	64
5.8.1 Bevölkerungsentwicklung . . . . .	64
5.8.2 Anzahl der (Privat-) Haushalte . . . . .	64
5.8.3 Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser . . . . .	65
5.8.4 Elektromobilität . . . . .	65
5.8.5 Wärmepumpen . . . . .	65



5.9	Energieeffizienzfaktoren . . . . .	66
5.10	Ergebnis der Stromnachfragemodellierung . . . . .	67
5.11	Abbildung des zeitlichen Verlaufs der Stromnachfrage . . . . .	68
5.12	Nachfrageprofile neuer Stromanwendungen . . . . .	70
5.13	Annahmen zur Jahreshöchstlast . . . . .	71
5.14	Ausgestaltung der Stromverbrauchsszenarien . . . . .	72
<b>6</b>	<b>Berücksichtigung von Power-to-X-Technologien . . . . .</b>	<b>73</b>
<b>7</b>	<b>Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen . . . . .</b>	<b>80</b>
7.1	Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien . . . . .	80
7.2	Lastmanagement – Nutzen aus Systemperspektive . . . . .	81
7.3	Lastmanagement klassischer Stromanwendungen . . . . .	82
7.4	Lastmanagement neuer Stromanwendungen . . . . .	84
7.5	Flexibilitätsoptionen – zentrale und dezentrale Speicher . . . . .	85
7.6	Flexibilitätsoptionen – Kraftwerkspark . . . . .	85
<b>8</b>	<b>Ermittlung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten . . . . .</b>	<b>86</b>
8.1	Eingangsüberlegungen . . . . .	86
8.2	Konventionelle Kraftwerkskapazitäten . . . . .	86
8.3	Bewertung der Versorgungssicherheit . . . . .	94
8.4	Einsatzrestriktionen (Must-Run und KWK) von Kraftwerken . . . . .	98
8.5	Flexibilisierung von Einsatzbedingungen in den Szenarien . . . . .	99
8.6	Regionalisierung thermischer und hydraulischer Kraftwerke . . . . .	102
<b>9</b>	<b>Europäischer Rahmen . . . . .</b>	<b>107</b>
9.1	Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext . . . . .	108
9.2	Handelskapazitäten . . . . .	110
<b>10</b>	<b>Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise . . . . .</b>	<b>111</b>
	Anhang . . . . .	115
	Literaturverzeichnis . . . . .	118



# ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Der Szenariorahmen – gemeinsame Grundlage für den NEP . . . . .	16
Abbildung 2: Gesamtablauf zur Umsetzung von Leitungsvorhaben . . . . .	17
Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien . . . . .	18
Abbildung 4: Schematische Darstellung für Szenario A 2030 . . . . .	19
Abbildung 5: Schematische Darstellung für Szenario B 2030 . . . . .	20
Abbildung 6: Schematische Darstellung für Szenario B 2035 . . . . .	21
Abbildung 7: Schematische Darstellung für Szenario C 2030 . . . . .	22
Abbildung 8: Windkraftwerke onshore: Prognostizierte Leistung in Deutschland . . . . .	24
Abbildung 9: PV-Anlagen: Prognostizierte Leistung in Deutschland . . . . .	25
Abbildung 10: Nettostromverbrauch: Prognostizierte Jahresarbeit in Deutschland . . . . .	25
Abbildung 11: Anlagenrückbau Wind onshore im Zeitverlauf . . . . .	34
Abbildung 12: Anlagenrückbau Photovoltaik im Zeitverlauf . . . . .	36
Abbildung 13: Flächenpotenzial nach Bundesland und Anlagentyp . . . . .	41
Abbildung 14: Schematische Darstellung des Repowering . . . . .	43
Abbildung 15: Darstellung der Drehfunkfeuer und Gebiete mit starker Hangneigung . . . . .	44
Abbildung 16: Klassifikation der Standorte und ausgewählte Referenzanlagen . . . . .	45
Abbildung 17: Uneingeschränkt und eingeschränkt nutzbare Flächen für Windenergie . . . . .	46
Abbildung 18: Georeferenzierter Bestand Photovoltaik mit Identifikation verschiedener Anlagenkategorien . . . . .	48
Abbildung 19: Bestimmung des Parameters Alpha für drei ausgewählte Gemeinden . . . . .	49
Abbildung 20: Langjähriges Mittel der Jahressummen der Globalstrahlung . . . . .	50
Abbildung 21: Wirkungsweise der Spitzenkappung an einem exemplarischen Netzknoten . . . . .	54
Abbildung 22: Exemplarischer Verlauf des Strombezugs in einer Woche . . . . .	55
Abbildung 23: Schematische Darstellung der Regionalisierung und der Fortschreibung der sektoralen Stromnachfrage . . . . .	57
Abbildung 24: Gesamtablauf zur Ermittlung der Stromnachfrage . . . . .	58
Abbildung 25: Schematische Darstellung der Netzgruppen in Deutschland . . . . .	67
Abbildung 26: Historischer zeitlicher Verlauf des Strombezugs in Deutschland in 2012 . . . . .	69
Abbildung 27: Schematische Darstellung der Auswirkungen einer Verschiebung der Stromnachfrage auf den Lastverlauf . . . . .	71
Abbildung 28: Möglichkeiten zur Sektorenkopplung . . . . .	73
Abbildung 29: Aggregierter Erdgasabsatz auf Landkreis-Ebene sowie dessen Entwicklung für 2030 und 2050 . . . . .	75
Abbildung 30: Theoretisches CO <sub>2</sub> -Potenzial durch Biomethananlagen . . . . .	76



Abbildung 31: Wasserstoff in der Industrie heute (links), Jahr 2030 (Mitte) sowie die Veränderung (rechts) . . . . .	77
Abbildung 32: Darstellung der PtX-Leistung auf Landkreis-Ebene für das Szenario B 2030 (Zubau und Bestandsanlagen) . . . . .	78
Abbildung 33: Übersicht Flexibilitätsoptionen im NEP 2030 (Version 2019) . . . . .	80
Abbildung 34: Szenario ohne Lastmanagement . . . . .	81
Abbildung 35: Szenario mit Lastmanagement . . . . .	81
Abbildung 36: Veränderung des Stromverbrauchs durch Lastabschaltung (links) und Lastverlagerung (rechts) . . . . .	83
Abbildung 37: Darstellung der konventionellen Kraftwerkskapazität nach Energieträger in den Szenarien . . . . .	87
Abbildung 38: Darstellung der Entwicklung der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität in den Szenarien . . . . .	87
Abbildung 39: Darstellung der Entwicklung der Braunkohlekraftwerkskapazitäten inkl. Sicherheitsbereitschaft . . . . .	88
Abbildung 40: Darstellung der Entwicklung der Steinkohlekraftwerkskapazitäten . . . . .	89
Abbildung 41: Darstellung der Entwicklung der Erdgaskraftwerkskapazitäten (inkl. Kuppelgas) . . . . .	91
Abbildung 42: Darstellung der Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten Öl . . . . .	91
Abbildung 43: Darstellung der Entwicklung der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten und sonstiger Speicher . . . . .	92
Abbildung 44: Darstellung der Entwicklung der sonstigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten . . . . .	93
Abbildung 45: Darstellung der Entwicklung der Abfallkraftwerkskapazitäten . . . . .	93
Abbildung 46: Fernwärmeerzeugung im „Business-As-Usual“-Szenario . . . . .	100
Abbildung 47: Fernwärmeerzeugung im „positiven Klimaschutzszenario“ . . . . .	101
Abbildung 48: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario A 2030 . . . . .	103
Abbildung 49: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario B 2030 . . . . .	104
Abbildung 50: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario C 2030 . . . . .	105
Abbildung 51: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario B 2035 . . . . .	106
Abbildung 52: Wichtige Kennziffern Deutschlands in Bezug auf Europa . . . . .	108
Abbildung 53: Resultierende installierte Leistungen für erneuerbare und konventionelle Energieträger im Szenario Sustainable Transition 2030 des TYNDP 2018 mit Stand Dezember 2017 . . . . .	109
Abbildung 54: Entwicklung der Rohstoffpreise . . . . .	113
Abbildung 55: Entwicklung der europäischen CO <sub>2</sub> -Zertifikatspreise . . . . .	113

# TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien . . . . .	23
Tabelle 2: Sektorenscharfe CO <sub>2</sub> -Reduktionsziele . . . . .	27
Tabelle 3: Gesamthafte CO <sub>2</sub> -Emissionen von Kraftwerken (Anlagenkonzept) . . . . .	28
Tabelle 4: Installierte Leistung erneuerbarer Energien gemäß EEG zum 31.12.2016 . . . . .	30
Tabelle 5: Ausbauziele erneuerbarer Energien gemäß EEG . . . . .	31
Tabelle 6: Volllaststunden erneuerbarer Energien . . . . .	31
Tabelle 7: Installierte Erzeugungsleistung Wind offshore . . . . .	35
Tabelle 8: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario A 2030 . . . . .	37
Tabelle 9: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario B 2030/2035 . . . . .	38
Tabelle 10: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario C 2030 . . . . .	39
Tabelle 11: Kategorisierung und Bewertung potenziell erschließbarer Standorte . . . . .	41
Tabelle 12: Installierte Leistung Windenergie onshore in den Szenarien nach Bundesland . . . . .	42
Tabelle 13: Szenarioabhängiger Zubau PV-Freiflächenanlagen . . . . .	47
Tabelle 14: Installierte Photovoltaik-Leistung in den Szenarien nach Bundesland . . . . .	51
Tabelle 15: Installierte Leistung Biomasse, Laufwasser und sonstige EE in den Szenarien nach Bundesland . . . . .	52
Tabelle 16: Übersicht über die Stromnachfrage in den Szenarien . . . . .	56
Tabelle 17: Übersicht über den Nettostromverbrauch 2012–2014 . . . . .	59
Tabelle 18: Nettostromverbrauch in den Bundesländern 2012–2014 . . . . .	60
Tabelle 19: Übersicht der modellierten Anwendungssektoren für elektrische Energie . . . . .	61
Tabelle 20: Sektorale Landkreisregionalisierung anhand gewichteter Indikatoren . . . . .	62
Tabelle 21: Treiber und funktionale Zusammenhänge zur Projektion der Stromnachfrage . . . . .	63
Tabelle 22: Entwicklung der Gesamtbevölkerung . . . . .	64
Tabelle 23: Annahmen zur Entwicklung und Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen . . . . .	65
Tabelle 24: Annahmen zur Entwicklung und Stromnachfrage von Wärmepumpen . . . . .	66
Tabelle 25: Angenommene Energieeffizienzrate je Sektor und Szenario in Prozent bis zum Zieljahr . . . . .	66
Tabelle 26: Ergebnisse der Stromnachfragemodellierung . . . . .	68
Tabelle 27: Jahreshöchstlast in den Szenarien . . . . .	71
Tabelle 28: Installierte Power-to-X-Leistung je Szenario . . . . .	74
Tabelle 29: Heutige technische Lastmanagement-Potenziale . . . . .	83
Tabelle 30: Potenziell verlagerbare Leistung Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen für flexiblen Anteil der Last von 25 %/50 %/75 % (Abschätzung) . . . . .	84



Tabelle 31: Potenziell verlagerbare Energiemenge Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen für flexiblen Anteil der Last von 25 %/50 %/75 % (Abschätzung) . . . . .84

Tabelle 32: Leistungsbilanz zum Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2030 (Version 2019) . . . . .96

Tabelle 33: Installierte Leistungen je Region in Szenario A 2030 . . . . .103

Tabelle 34: Installierte Leistungen je Region in Szenario B 2030 . . . . .104

Tabelle 35: Installierte Leistungen je Region in Szenario C 2030 . . . . .105

Tabelle 36: Installierte Leistungen je Region in Szenario B 2035 . . . . .106

Tabelle 37: Handelskapazitäten zwischen Deutschland und den benachbarten Marktgebieten . . . . .110

Tabelle 38: Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise Szenario A 2030 . . . . .112

Tabelle 39: Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 . . . . .112

Tabelle 40: Emissionsfaktoren der Primärenergieträger . . . . .114



# 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
AGEB	AG Energiebilanzen
BA	Bedarfsanalyse nach Reservekraftwerksverordnung ResKV
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BBSR	Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CEP	Clean Energy Package
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
DSM	Demand Side Management, Nachfrigesteuerung
e. V.	eingetragener Verein
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity/ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, Brüssel
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EU	Europäische Union
EUR/€	Euro
FfE	Forschungsanstalt für Energiewirtschaft e. V., München
FNB Gas	Fernleitungsnetzbetreiber Gas
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, Berlin
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GIS	Geoinformationssystem
GJ	Gigajoule

GW	Gigawatt (1 GW = 1.000 MW)	VNB	Verteilernetzbetreiber
GWh	Gigawattstunde (1 GWh = 1.000 MWh)	WEO	World Energy Outlook der Internationalen Energie Agentur (IEA)
h	Stunden	WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See
IEA	International Energy Agency/ Internationale Energie Agentur, Paris	WOR	Winter Outlook Report
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik		
KraftNAV	Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung)		
KWKAusV	KWK-Ausschreibungsverordnung		
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung		
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz		
LAK	Länderarbeitskreis Energiebilanzen		
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom		
MAF	Midterm Adequacy Forecast		
Mio.	Millionen		
MW	Megawatt (1 MW = 1.000 kW)		
MWh	Megawattstunde (1 MWh = 1.000 kWh)		
NAGV	Netzausbaugebietsverordnung		
NEP	Netzentwicklungsplan		
O-NEP	Offshore-Netzentwicklungsplan		
OSM	OpenStreetMap		
PtX	Power-to-X		
PtG	Power-to-Gas		
PV	Photovoltaik		
PVA	Photovoltaikanlagen		
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen		
t	Tonnen		
TWh	Terawattstunden		
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan/ 10-Jahres-Netzentwicklungsplan der ENTSO-E		
UBA	Umweltbundesamt		
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber		
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V., Frankfurt/Main		

# EINLEITUNG

Der vorliegende Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) skizziert die Energielandschaft in den Jahren 2030 bzw. 2035.

Dieser ist das Ergebnis eines breiten und intensiven Dialogprozesses mit verschiedensten Akteuren aus Gesellschaft, Politik und Wirtschaft, deren Rückmeldungen sorgfältig bewertet und bei der Erarbeitung dieses Szenariorahmen-Entwurfs berücksichtigt wurden. Darüber hinaus fließen die Ergebnisse und Erfahrungen der vorangegangenen Szenariorahmen-Entwürfe der ÜNB in das Dokument mit ein.

Während der Betrachtungszeitraum gegenüber dem vorangegangenen Szenariorahmen erstmals beibehalten wurde, haben die Übertragungsnetzbetreiber die Stakeholder-Einbindung intensiviert sowie an der kontinuierlichen Verbesserung der zugrundeliegenden Datenbasis und der Methodik gearbeitet. So wurde z. B. die Sektorenkopplung durch eine differenziertere Ausgestaltung und Regionalisierung von Power-to-X-Technologien detailliert abgebildet.

Darüber hinaus wurden die Herleitung des Stromverbrauchs einfacher und transparenter gestaltet sowie die CO<sub>2</sub>-Vorgaben mit dem Umweltbundesamt abgestimmt. Zudem sind die aktuellsten Entwicklungen, beispielsweise beim Zubau erneuerbarer Energien oder bei Gaskraftwerken, die aus dem genehmigten Szenariorahmen für den NEP Gas 2018–2028 übernommen wurden, in den vorliegenden Entwurf eingeflossen.



# 1 DER SZENARIORAHMEN ALS GRUNDLAGE DES NETZ-ENTWICKLUNGSPLANS STROM

Für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb müssen zwei Grundprinzipien immer erfüllt sein: Es muss zu jedem Zeitpunkt exakt so viel Strom erzeugt 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 erzeugter Energie, dem Ausstieg aus der Kernenergie, 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 gleichermaßen 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 Energieerzeugung 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. Vor allem Windenergieanlagen produzieren an den günstigsten Erzeugungsstandorten Strom – schwerpunktmäßig fernab der im Westen und Süden Deutschlands gelegenen Verbrauchszentren. Dies macht einen Transport über weitaus größere Entfernungen als bisher notwendig. Da sich die geografische Verteilung der Stromerzeugung verändert, wird der Transportbedarf zunehmen, wobei vor allem die große Anzahl von Windenergieanlagen im Norden einen Übertragungsbedarf von Nord nach Süd verursacht. Photovoltaikanlagen und Windparks sind darüber hinaus fluktuierende Erzeugungsanlagen, die wetterabhängig nicht zu jeder Zeit die gleiche Menge Strom produzieren. 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 haben seit 2011 den Auftrag, einen Netzentwicklungsplan (NEP) für den Ausbau der Übertragungsnetze zu erarbeiten. Der Entwurf des Szenariorahmens ist Startpunkt dieses Verfahrens. Mit den Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zum 01.01.2016 wurden die Regularien zur Erstellung der Netzentwicklungspläne grundlegend geändert. Der NEP wird seitdem im Zweijahresrhythmus erstellt. Zudem wurden die Betrachtungszeiträume des Szenariorahmens flexibilisiert. Vorgesehen sind mindestens drei Szenarien mit einem Betrachtungshorizont von mindestens zehn und höchstens 15 Jahren sowie mindestens ein Szenario mit einem Betrachtungshorizont von mindestens 15 und höchstens 20 Jahren. Diese Änderungen minimieren zeitliche Prozessüberschneidungen und ermöglichen den ÜNB mehr Flexibilität und eine bessere Abstimmung beispielsweise mit den Planungshorizonten gesetzlicher Zielvorgaben.

Der Betrachtungszeitraum des vorliegenden Szenariorahmens bleibt mit den Jahren 2030 bzw. 2035 gegenüber dem vorangegangenen Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2017) unverändert. Diese Vorgehensweise erlaubt eine Verzahnung mit dem europäischen Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), ermöglicht gleichzeitig aber auch vor dem Hintergrund der sich weiterentwickelnden politischen, regulatorischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen einen Vergleich der Netzentwicklungspläne 2030 (Version 2017) sowie 2030 (Version 2019). Dies gilt sowohl in Bezug auf die Veränderung bei den Eingangsparametern als auch in Bezug auf die Ergebnisse der anschließenden Marktmodellierung sowie der Netzanalysen.





## 1.1 Der Szenariorahmen als Grundlage des Netzentwicklungsplans mit vielen Variablen

Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom konkretisiert eine 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<sub>2</sub>-Preise sowie den Handelskapazitäten zwischen den europäischen Marktgebieten.

Die Entwicklung der deutschen Energielandschaft ist von einer Vielzahl von Faktoren geprägt und kann auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen. Die Transformationsgeschwindigkeit des Energiesystems und der Innovationsgrad der Erzeuger und Verbraucher sind dafür zwei Gradmesser. Sie dienen in den folgenden Kapiteln als Stützen für die Entwicklung in sich plausibler Szenarien.

Im Folgenden werden einige wichtige Einflussgrößen beschrieben und ausgewählte Aspekte hervorgehoben, auf die der vorliegende Entwurf des Szenariorahmens eingeht. Die folgenden Kapitel und begleitenden Dokumente beschreiben näher, auf welcher Basis die jeweiligen Annahmen getroffen wurden:

- **Stromverbrauch:** Die Höhe des zukünftigen Stromverbrauchs hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Dazu gehören die Entwicklung der Bevölkerung, der Gesamtwirtschaft und einzelner Industriezweige genauso wie die Marktentwicklung spezieller Technologien wie beispielsweise die Elektromobilität oder Wärmepumpen. Darüber hinaus spielt der Fortschritt von Energieeffizienzprogrammen eine wesentliche Rolle. Der vorliegende Szenariorahmen berücksichtigt auch regional-spezifische Faktoren.
- **Jahreshöchstlast:** Die Annahme zur Entwicklung der Jahreshöchstlast ist ein wichtiger Parameter für die zukünftige Netzplanung. Diese hängt beispielsweise von der Durchdringung und Betriebsweise neuer Stromanwendungen wie Elektromobilität und Wärmepumpen ab. Die Annahmen zur Flexibilisierung der Nachfrage, beispielsweise durch Photovoltaik-Batteriespeicher oder Demand-Side-Management (DSM), haben ebenfalls einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung der Jahreshöchstlast.
- **Flexibilisierung und Speicherung:** Das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch muss für eine sichere Stromversorgung zu jeder Zeit gewährleistet sein. Durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien und ihrer volatilen Einspeisung ist eine Flexibilisierung der Erzeuger- wie auch der Verbraucherseite zukünftig von großer Bedeutung. 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. Die verlustarme Speicherung von Energie ist auch heute noch eine der größten Herausforderungen der Energiewende. Großtechnisch realisiert sind heute vor allem Pumpspeicherkraftwerke. Die installierte Kapazität von Speichern, ihre Bewirtschaftung und die geografische Lage der Speicher sowie die Einsatzweise und Flexibilisierung der neuen Stromanwendungen wie Elektromobilität und Wärmepumpen beeinflussen den Netzausbaubedarf nicht unerheblich. Die einzelnen Szenarien berücksichtigen bereits unterschiedliche Bandbreiten der Verbreitung von dezentralen Speichern und einer Flexibilisierung der Nachfrage sowie der neuen Stromanwendungen.
- **Erzeugung:** Die Entwicklung der erneuerbaren Energien, insbesondere der Ausbau der Windenergie und der Photovoltaik, sowie die Rolle konventioneller Kraftwerke mit Energieträgern wie Erdgas und Kohle bestimmen die Art der Stromproduktion. Dabei haben das Dargebot der natürlichen Ressourcen und die Kosten der konventionellen Kraftwerke einen entscheidenden Einfluss auf die regionale Verteilung der Stromproduktion. Für die Entwicklung des Kraftwerksparks gibt es Prognosen, die im Szenariorahmen standortscharf berücksichtigt werden. In den Szenarien werden dabei der Kernenergieausstieg, die beschlossene Überführung von Braunkohlekraftwerken in eine Sicherheitsbereitschaft sowie insgesamt ein zu erwartender signifikanter Rückgang der Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken bis 2030 bzw. 2035 berücksichtigt. Eine Prognose der regenerativen Erzeugung nach Art, Leistung und geografischer Verteilung wird vorgenommen, unterliegt aber ebenso Unsicherheiten. Insbesondere kann der Einfluss politischer Entscheidungen auf die Erzeugungslandschaft im Szenariorahmen nur begrenzt antizipiert werden.



- **Versorgungssicherheit:** Die weitere Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist neben der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit der Energieversorgung das zentrale energiepolitische Ziel. Auch in diesem Entwurf des Szenariorahmens wird daher eine Bewertung der angenommenen Kraftwerkskapazitäten, der erneuerbaren Energien und der Rolle des Elektrizitätsbinnenmarktes im Hinblick auf Aspekte der Versorgungssicherheit vorgenommen.
- **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 im In- und Ausland zu niedrigeren Strompreisen als es in einer rein nationalen Betrachtung der Fall wäre.
- **Klimaschutz:** Die eingesetzten Energieträger haben wesentlichen Einfluss auf den Beitrag des Stromsektors zum Erreichen der Klimaschutzziele. Zentrale Grundlage für diesen Szenariorahmen sind die Klimaschutzziele 2030 des Klimaschutzplanes 2050, den die Bundesregierung im November 2016 auf Basis des Pariser Klimaschutzabkommens von 2015 beschlossen hat. Durch die angenommenen reduzierten Kohlekraftwerkskapazitäten in 2030 und 2035 sind die politischen Diskussionen über eine kurzfristige Verringerung der Kohleverstromung zur Erreichung der Klimaschutzziele für 2020 im Szenariorahmen vom Umfang sowie von seinen Auswirkungen her bereits abgebildet. Die Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate spielen eine bedeutende Rolle für die variablen Erzeugungskosten fossiler Kraftwerke und damit den Einsatz der Kraftwerke nach der Merit-Order. Der vorliegende Szenariorahmen beschreibt verschiedene Ansätze, wie eine Emissionsobergrenze für den Stromsektor bestimmt werden und die Einhaltung dieser Grenze in den Szenarien gelingen kann.
- **Gesetzliche Rahmenbedingungen:** Sowohl deutsche als auch zur Zeit geltende europäische gesetzliche Rahmenbedingungen werden im Szenariorahmen berücksichtigt. Dazu zählen beispielsweise das aktuelle Strommarktdesign, die Förderpolitik für erneuerbare Energien sowie Effizienz- und Klimaschutzziele. Das derzeit auf europäischer Ebene diskutierte Clean Energy Package (CEP) wird dagegen noch nicht mitberücksichtigt.

Die Herausforderung an den Szenariorahmen ist es, mögliche unterschiedliche Entwicklungsszenarien bestmöglich abzuschätzen. Die aktuellen politischen Debatten um die zukünftige Zusammensetzung der Bundesregierung, einen beschleunigten Kohleausstieg 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 Szenariorahmen aufgenommen werden zu können. Insofern sind die ÜNB nicht gänzlich frei in der Gestaltung des Szenariorahmens – und hier insbesondere in der Bandbreite der Ausprägungen einzelner Parameter in den Szenarien.

Der aktuelle Entwurf des Szenariorahmens steht vor der besonderen Herausforderung, eine Abschätzung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung bis 2030 und 2035 antizipieren zu müssen, die sich in Folge der Bundestagswahlen 2017 noch nicht konstituiert hat. Insofern sind mögliche Veränderungen in den energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung, die Auswirkungen auf diesen Entwurf des Szenariorahmens haben könnten, noch nicht vollständig absehbar. Um dieser Unsicherheit zu begegnen und einen robusten Szenariorahmen zu entwickeln, binden die Übertragungsnetzbetreiber frühzeitig eine Vielzahl von Akteuren aus Gesellschaft, Politik und Wirtschaft in den Entstehungsprozess ein.



## 1.2 Auftakt für Beteiligung

Der Szenariorahmen entsteht vor diesem Hintergrund unter mehrstufiger Beteiligung der Öffentlichkeit und fußt – wie in Abbildung 1 dargestellt – auf einer transparenten und breiten Daten- und Informationsgrundlage. Der Austausch mit Experten aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft wurde im Laufe der NEP-Historie immer weiter ausgebaut und ist für die Übertragungsnetzbetreiber sehr wertvoll, da aus ihm wichtige Hinweise zur Festlegung der Rahmendaten hervorgehen und zur Plausibilisierung der getroffenen Annahmen beitragen.

Wie in den Vorjahren wurden die Bundesländer u. a. hinsichtlich der regionalen Ausbauziele für erneuerbare Energien und die Verteilernetzbetreiber u. a. hinsichtlich der ihnen vorliegenden Anträge für den Anschluss erneuerbarer Energien und zum Thema Spitzenkappung befragt.

Darüber hinaus wurden erstmalig etwa 240 Stakeholder von Bund, Ländern, Verteilernetzbetreibern, Verbänden, Umwelt- und Wirtschaftsverbänden sowie Unternehmen mithilfe eines umfassenden Fragebogens um Einschätzung zur zukünftigen Entwicklung der Energielandschaft gebeten. Der Fragenbogen umfasste dabei über 40 Fragen zu den Themen konventionelle Erzeugung, erneuerbare Energien, Spitzenkappung, Klimaschutzziele, europäischer Rahmen, Stromnachfrage, neue Stromanwendungen, Power-to-X und Speicher. Aus den Rückläufen konnten zahlreiche Hinweise gewonnen und im Szenariorahmen berücksichtigt werden. Die Analyse der Fragebögen zeigte bei einzelnen Themengebieten ein recht heterogenes Bild bezüglich der Einschätzung einiger Stakeholder.

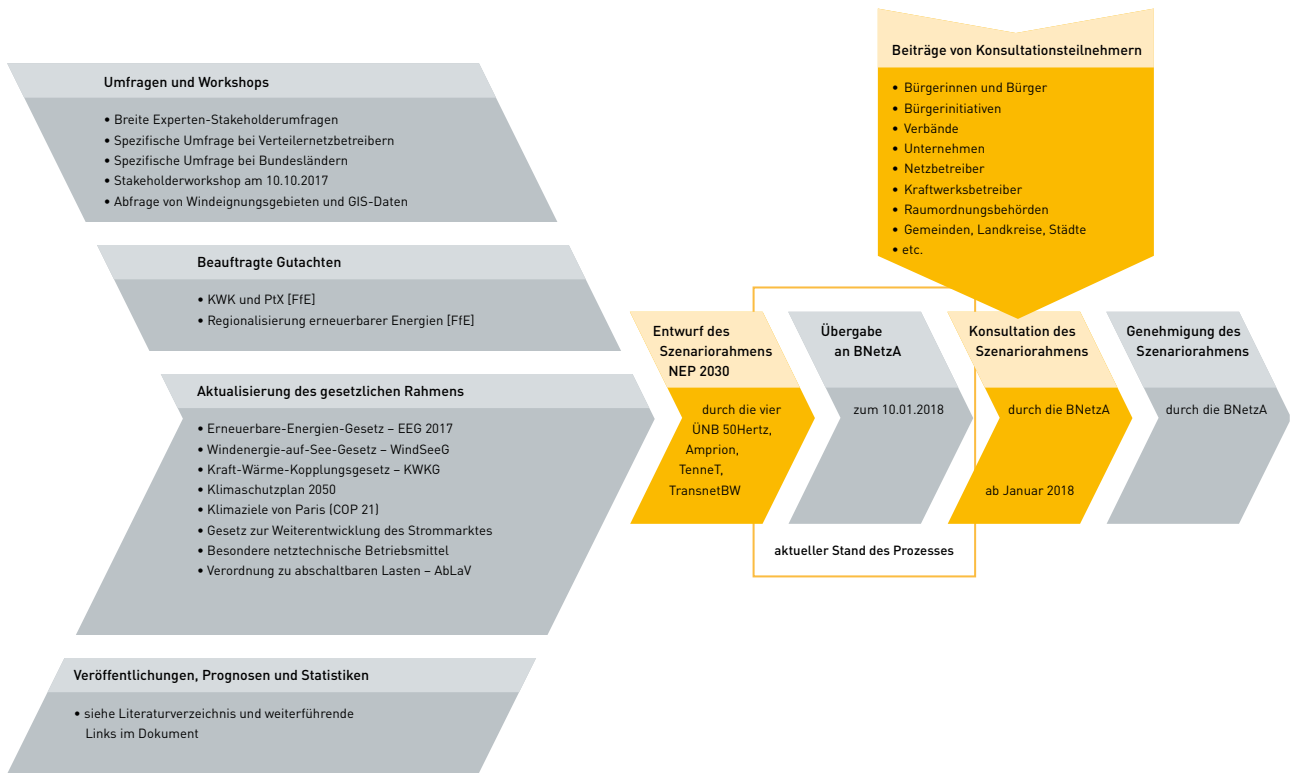
Am 10. Oktober 2017 diskutierten die Übertragungsnetzbetreiber in Berlin darüber hinaus gemeinsam mit etwa 60 Experten aus Politik, Verbänden und Unternehmen sowie Vertretern von Verteilernetzbetreibern Annahmen zum Szenariorahmen und die Auswertungsergebnisse der Befragungen. Am Vormittag stand zunächst ein bilateraler Austausch mit Vertretern der Verteilernetzbetreiber im Vordergrund. Bei diesem Austausch wurden schwerpunktmäßig die Prognosen zum regionalen Ausbau der erneuerbaren Energien, methodische Fragen zur Modellierung der Spitzenkappung bzw. Regionalisierung von erneuerbaren Energien und die Entwicklung der Sektorenkopplung sowie der neuen Stromanwendungen einschließlich Flexibilisierungsannahmen besprochen. Im zweiten Teil der Veranstaltung kam dann ein erweiterter Expertenkreis aus Politik, Wissenschaft, Wirtschafts- und Umweltverbänden sowie Energieversorgern zusammen und diskutierte über die zukünftige Entwicklung des Energiesystems.

In den folgenden Themenkapiteln weisen die Übertragungsnetzbetreiber an einigen Stellen anonymisiert darauf hin, sofern sich die befragten 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. Langfristszenarien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), TYNDP, World Energy Outlook der Internationalen Energie Agentur (WEO) 2017, BMWi-Verteilernetzstudie). Darüber hinaus wurde die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) mit zwei Gutachten zu den Flexibilitätspotenzialen von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und den regionalen Potenzialen von Power-to-X-Anwendungen beauftragt. Die Ableitung der CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenzen für den Kraftwerkspark aus dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung wurde mit dem Umweltbundesamt (UBA) abgestimmt.



Abbildung 1: Der Szenariorahmen – gemeinsame Grundlage für den NEP

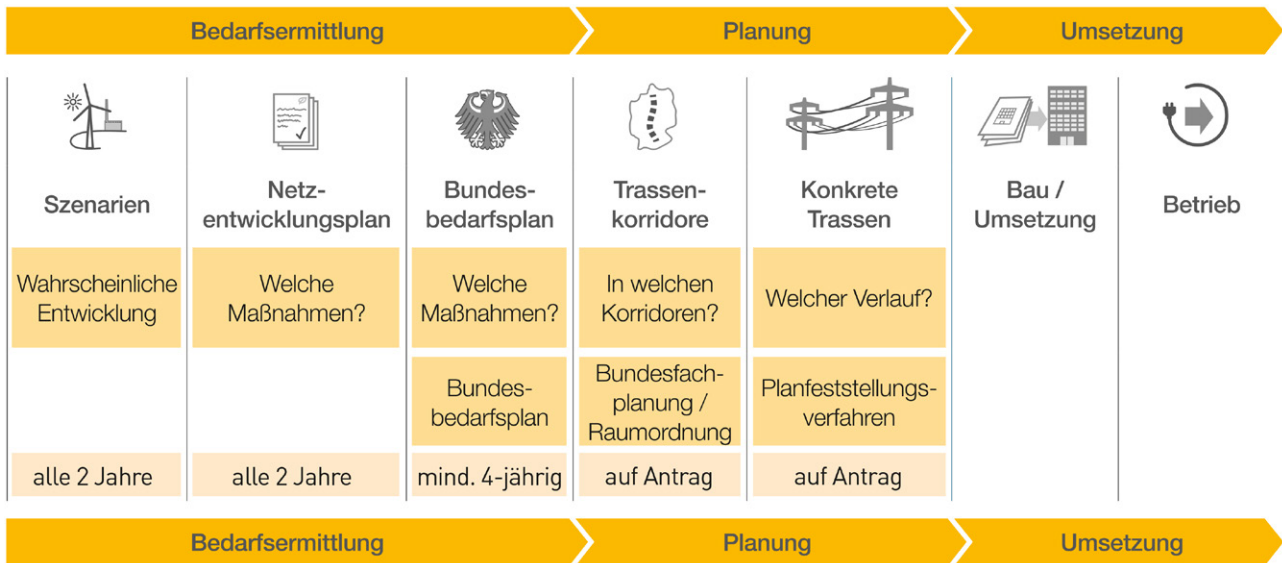


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Konsultation dieses Entwurfs des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bietet eine weitere Gelegenheit, sich in den Erstellungsprozess des Szenariorahmens einzubringen sowie mögliche Veränderungen 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 des zukünftigen Netzausbaus erachtet wird. 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

# 2 SZENARIENBESCHREIBUNG

Die Szenarien für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) basieren auf dem im Stakeholderdialog am 10.10.2017 vorgestellten Konzept zur Ermittlung eines konsistenten Szenariorahmens. Dieses Konzept wird im folgenden Kapitel erläutert.

In diesem Entwurf des Szenariorahmens werden drei Szenarien aufgeführt, welche wahrscheinliche Entwicklungen in den Bereichen erneuerbarer und konventioneller Erzeugung (inkl. Speichern), Stromverbrauch und Höchstlast sowie der energiepolitischen Rahmenbedingungen (u. a. Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise) abbilden. Zur Berücksichtigung des europäischen Umfelds und der entsprechenden Entwicklungen erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in ein aktuelles europäisches Szenario des TYNDP 2018. Darüber hinaus wird ein Szenario fortgeschrieben, um eine mögliche Entwicklung bis 2035 abzubilden.

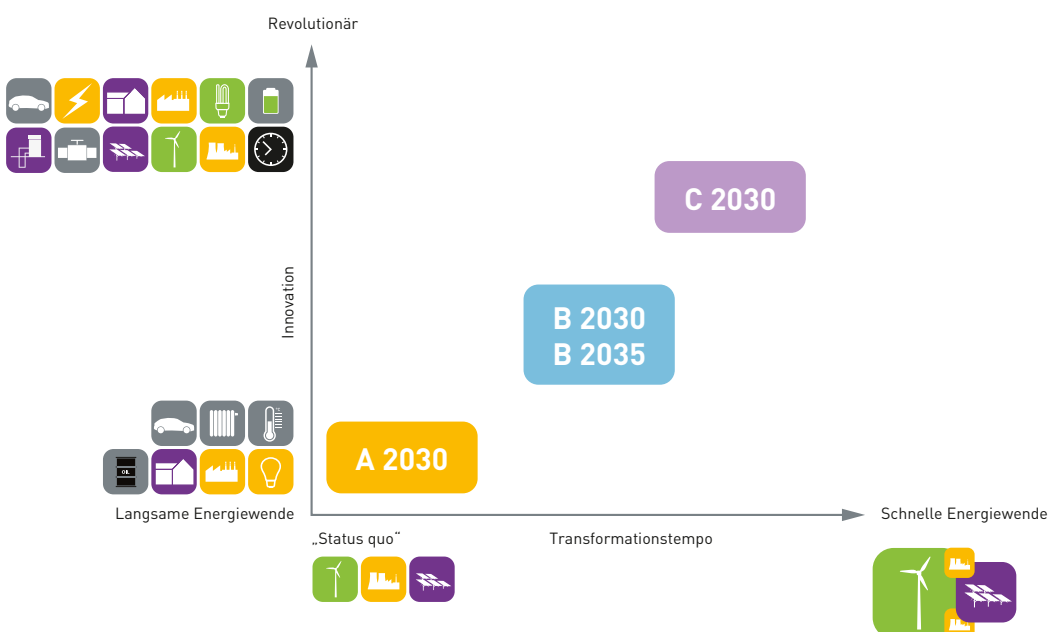
## 2.1 Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien

Die Energiewende kann auf unterschiedliche Art und Weise erfolgen. Die in diesem Szenariorahmen beschriebenen Pfade unterscheiden sich zum Beispiel in der Ausprägung der politischen Zielerreichung sowie der Ausprägung der Flexibilität der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs. Die grundsätzliche Prämisse ist, dass alle Szenarien die Transformation des Energiesektors (Energiewende) mit unterschiedlicher technologischer Ausprägung (Innovationsgrad) und Umsetzungsgeschwindigkeit (Transformationstempo) beschreiben. Innovation bezeichnet in diesem Zusammenhang den Einsatz neuer Technologien im Stromsektor zur Steigerung der Flexibilität und der Energie- sowie Emissionseffizienz unter dem Gesichtspunkt des Pariser Klimaschutzabkommens von 2015.

Das Transformationstempo beschreibt die Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende. Die Szenarien orientieren sich grundsätzlich an aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und energiepolitischen Zielen. In allen Szenarien werden etwa die gegenwärtigen Klimaschutzziele der Bundesregierung vorausgesetzt. Innerhalb des Szenariorahmens erfolgt eine Ausweisung von Indikatoren zur Einordnung der Szenarien bezüglich der Versorgungssicherheit in Deutschland.

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

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien



**2.2 Szenario A 2030**

Szenario A 2030 beschreibt eine Energiewende in eher mäßiger Geschwindigkeit mit teilweiser Einführung neuer Technologien bei einem eher geringen Innovationsgrad. Szenario A 2030 ist durch einen vergleichsweise moderaten Zubau von Wind onshore und Photovoltaik geprägt. Der Zubau erneuerbarer Energien ist in diesem Szenario relativ und absolut gesehen am geringsten.

In diesem Szenario ist der Anteil an dezentraler, verbrauchsnaher Stromerzeugung in dem Übertragungsnetz nachgelagerten Netzebenen eher gering. Prosumer-Modelle in Kombination mit Speichern spielen keine größere Rolle. Effizienzsteigerungen von bestehenden Stromanwendungen sind in einem eher geringen Ausmaß vorhanden. Eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in den Stromsektor ist kaum zu beobachten und für Lastmanagement ist im Vergleich der Szenarien ein geringes Potenzial vorhanden.

Weiterhin wird auch in Szenario A 2030 gegenüber heute von einem Rückgang der installierten Leistung des konventionellen Kraftwerksparks ausgegangen. Der Grad der Flexibilisierung des Stromsektors entspricht in etwa einer Fortschreibung auf dem heutigen Niveau.

Abbildung 4: Schematische Darstellung für Szenario A 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



### 2.3 Szenario B 2030/B 2035

Die Transformation des Energiesektors wird im Szenario B 2030/B 2035 durch eine Vielzahl unterschiedlicher Maßnahmen und Technologien vorangetrieben. Es wird sowohl ein verstärkter Ausbau von EE-Anlagen als auch eine zunehmende Nutzung der Elektromobilität angenommen. Zudem wird eine höhere Sektorenkopplung von Wärme- und Stromerzeugung angereizt, indem eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in Richtung Strom (z. B. Wärmepumpen) stattfindet. In Bezug auf die Verbrauchsflexibilisierung mittels Lastmanagement wird im Jahr 2030 ein relativ hohes Potential angenommen, welches bis 2035 weiterhin ansteigt. Die vermehrte Verbreitung von dezentralen Speichern im häuslichen Bereich in Kombination mit Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) führt zu zusätzlichen Flexibilisierungsoptionen.

Bei den konventionellen Kraftwerken ist u. a. in Folge des höheren Anteils erneuerbarer Energien ein weiterer Rückgang der installierten Leistung gegenüber dem Szenario A 2030 zu verzeichnen. Geeignete politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen führen dazu, dass alte und unflexible Anlagen zunehmend durch neuere flexiblere Anlagen ersetzt oder umgerüstet werden, so dass langfristig in 2035 auch wieder etwas höhere Kraftwerkskapazitäten zu beobachten sind.

Abbildung 5: Schematische Darstellung für Szenario B 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber





Abbildung 6: Schematische Darstellung für Szenario B 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



### 2.4 Szenario C 2030

Der Ausbau der erneuerbaren Energien bildet im Szenario C 2030 innerhalb der Szenarien den oberen Rand ab. Das Szenario C 2030 beschreibt eine beschleunigte Energiewende unter intensiver Nutzung neuer Technologien sowie Vernetzungen der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Im Szenario C 2030 wird ein Entwicklungspfad beschrieben, in dem die verbrauchsnahe Erzeugung durch PV-Anlagen einen größeren Beitrag zur Deckung des Strombedarfs leistet und dezentrale Kleinspeicher eine größere Rolle als in den anderen Szenarien spielen.

Auch in diesem Szenario ist eine deutliche Verschiebung von Mobilitätsanwendungen in Richtung Strom (E-Mobilität) zu beobachten. Jedoch wird in diesem Szenario ein noch größeres Potenzial an Lastflexibilisierung zur Verfügung stehen, sodass Verbraucher verstärkt ihren Stromverbrauch an der Erzeugung ausrichten werden. Insbesondere soll das Potenzial bestehender Flexibilitätsoptionen im Szenario C 2030 verstärkt genutzt werden, um die Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch möglichst sicher, kosteneffizient und umweltverträglich zu gewährleisten.

Im konventionellen Kraftwerkspark ist durch die zunehmende Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung im Bereich der KWK-Erzeugung eine deutliche Flexibilisierung der Anlagenfahrweise zu beobachten. Die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in den Sektoren Wärme und Mobilität unterstützt die Erreichung der sektorübergreifenden klimapolitischen Ziele.

Abbildung 7: Schematische Darstellung für Szenario C 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



### 2.5 Kennzahlen der Szenarien

In der folgenden Tabelle sind die in den Szenarien getroffenen Annahmen gesamthaft aufgeführt und mit der Genehmigung des Szenariorahmens NEP 2030 (Version 2017) verglichen.

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien

Energieträger [GW]	Bestand (31.12.2016)	Szenariorahmen-Genehmigung NEP 2030 (2017)				Szenariorahmen-Entwurf NEP 2030 (2019)			
		A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Kernenergie	10,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,7	11,5	9,5	9,3	9,3	11,5	9,5	9,3	9,3
Steinkohle	26,9	21,7	14,8	10,8	10,8	19,2	13,9	10,2	10,2
Erdgas	24,2	28,4	35,7	35,7	39,4	30,4	32,4	32,4	36,6
Kuppelgas	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Mineralöl	2,7	1,2	1,2	0,9	0,9	1,6	1,6	1,3	1,3
Pumpspeicher	8,9	11,9	11,9	11,9	13,0	9,3	9,6	11,0	11,3
sonstige konv. Erzeugung*	3,0	1,8	1,8	1,8	1,8	2,7	2,6	2,6	2,6
sonstige Speicher	0,1	-	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,1
Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
<b>Summe konv. Erzeugung</b>	<b>99,3</b>	<b>80,6</b>	<b>79,0</b>	<b>74,5</b>	<b>79,3</b>	<b>78,9</b>	<b>73,8</b>	<b>71,0</b>	<b>75,5</b>
Wind onshore	46,2	54,2	58,5	62,1	61,6	60,2	69,5	70,4	73,8
Wind offshore	4,1	14,3	15,0	15,0	19,0	14,3	15,0	17,3	19,0
Photovoltaik	40,5	58,7	66,3	76,8	75,3	57,3	68,3	72,8	71,3
Biomasse	7,3	5,5	6,2	7,0	6,0	6,2	6,2	6,2	5,5
Wasserkraft**	5,6	4,8	5,6	6,2	5,6	5,1	5,1	5,1	5,1
sonstige reg. Erzeugung	0,5	1,3	1,3	1,3	1,3	0,5	0,5	0,5	0,5
<b>Summe reg. Erzeugung</b>	<b>104,2</b>	<b>138,8</b>	<b>152,9</b>	<b>168,4</b>	<b>168,8</b>	<b>143,6</b>	<b>164,6</b>	<b>172,3</b>	<b>175,2</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>203,5</b>	<b>219,4</b>	<b>231,9</b>	<b>242,9</b>	<b>248,1</b>	<b>222,5</b>	<b>238,4</b>	<b>243,3</b>	<b>250,7</b>
<b>Nettostromverbrauch [TWh]</b>									
Nettostromverbrauch	530,4	517,0	547,0	577,0	547,0	536,0	552,0	576,0	556,0
<b>Treiber Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]</b>									
Wärmepumpen	0,7	1,1	2,6	4,1	2,9	1,25	2,5	5,0	3,2
Elektromobilität	0,2	1,0	3,0	6,0	4,5	1,0	6,0	10,0	8,0
<b>Jahreshöchstlast [GW]</b>		<b>Höchstlast als Vorgabe</b>				<b>Höchstlast als Ergebnis der Modellierung mit zusätzlicher Flexibilisierung</b>			
Inkl. VNB-Netzverluste ohne ÜNB-Verluste	84,9***	84,0	84,0	84,0	84,0	90,0	95,0	98,0	97,0
<b>Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]</b>									
Power-to-Gas	-	1,0	1,5	2,0	2,0	1,0	2,0	3,0	3,0
Power-to-Heat	-	-	-	-	-	3,3	3,3	3,3	3,3
PV-Speicher	-	3,0	4,5	6,0	5,0	2,7	4,7	6,1	6,0
DSM (Industrie und GHD)	-	2,0	4,0	6,0	5,0	2,0	4,0	6,0	5,0
<b>Marktmodellierung</b>									
Vorgabe CO <sub>2</sub> -Limit in Mio. t	-	-	165,0	165,0	137,0	Vorgabe Klimaschutzplan 2050 und COP21			

\* Angegebene Werte umfassen sonstige konventionelle und Abfallkraftwerke

\*\* Angegebene Werte umfassen Lauf- und Speicherwasser

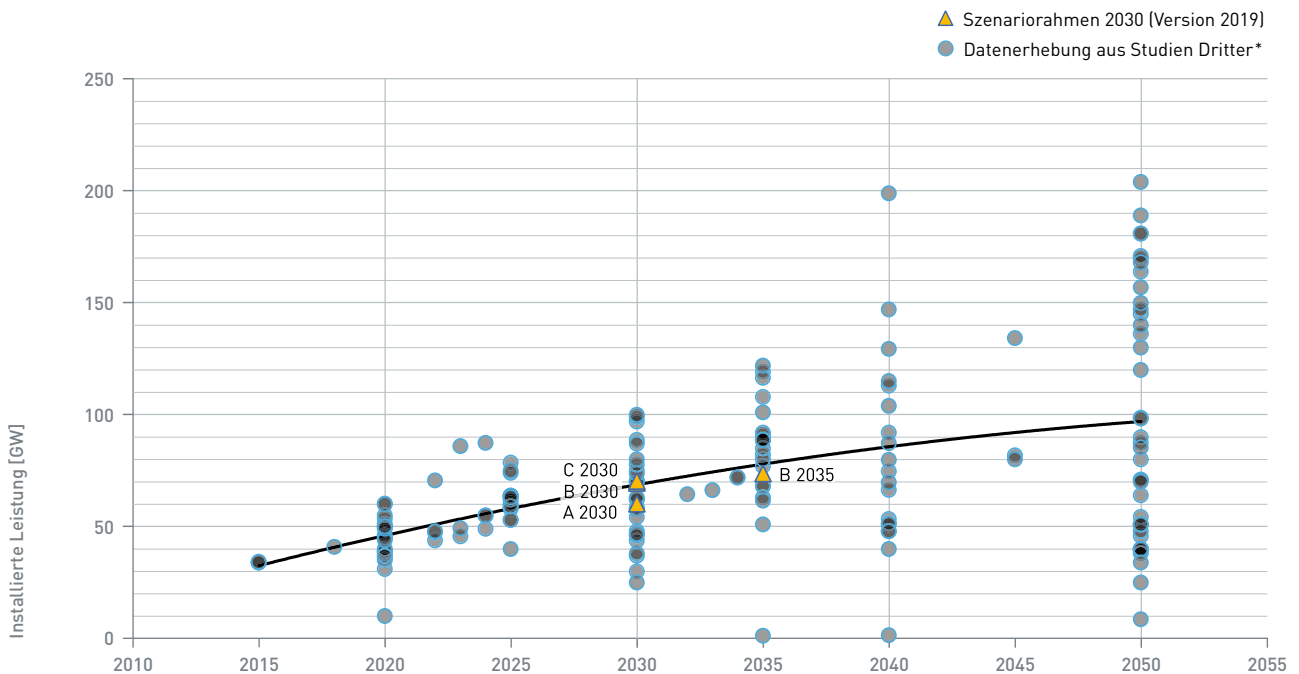
\*\*\* Referenz 2016 ist der Modellwert, der sich aus der Prognosemethodik und den verwendeten Lastprofilen als Ausgangswert ergibt.



### 2.6 NEP-Mantelzahlen im Vergleich mit Prognosen anderer Studien

Im Folgenden werden die NEP-Mantelzahlen für die prognostizierte Leistung von PV und Wind onshore sowie für den prognostizierten Nettostromverbrauch im Bezug zu den Ergebnissen anderer Studien aus den Jahren 2010 bis heute gesetzt. Damit soll gewissermaßen eine einfach nachvollziehbare Einordnung der Mantelzahlen ermöglicht werden. In den Diagrammen werden explizit keine Datenreihen mit den Titeln der anderen Studien beschriftet, um sie nicht zu werten. In den Studien wurden auch einzelne Szenarien unterschieden und diese als einzelne Datenpunkte abgebildet. So sind z. B. auch Szenarien enthalten (und auch in den Grafiken zu erkennen), die keine oder nur geringe installierte Leistungen von Wind onshore und PV annehmen. Alle in den Diagrammen aufgeführten Studien sind im Literaturverzeichnis vermerkt. Die Datenpunkte wurden mit einer Trendlinie versehen und die neuen Mantelzahlen für Wind onshore, PV und Nettostromverbrauch aus der Tabelle 1 hervorgehoben.

Abbildung 8: Windkraftwerke onshore: Prognostizierte Leistung in Deutschland

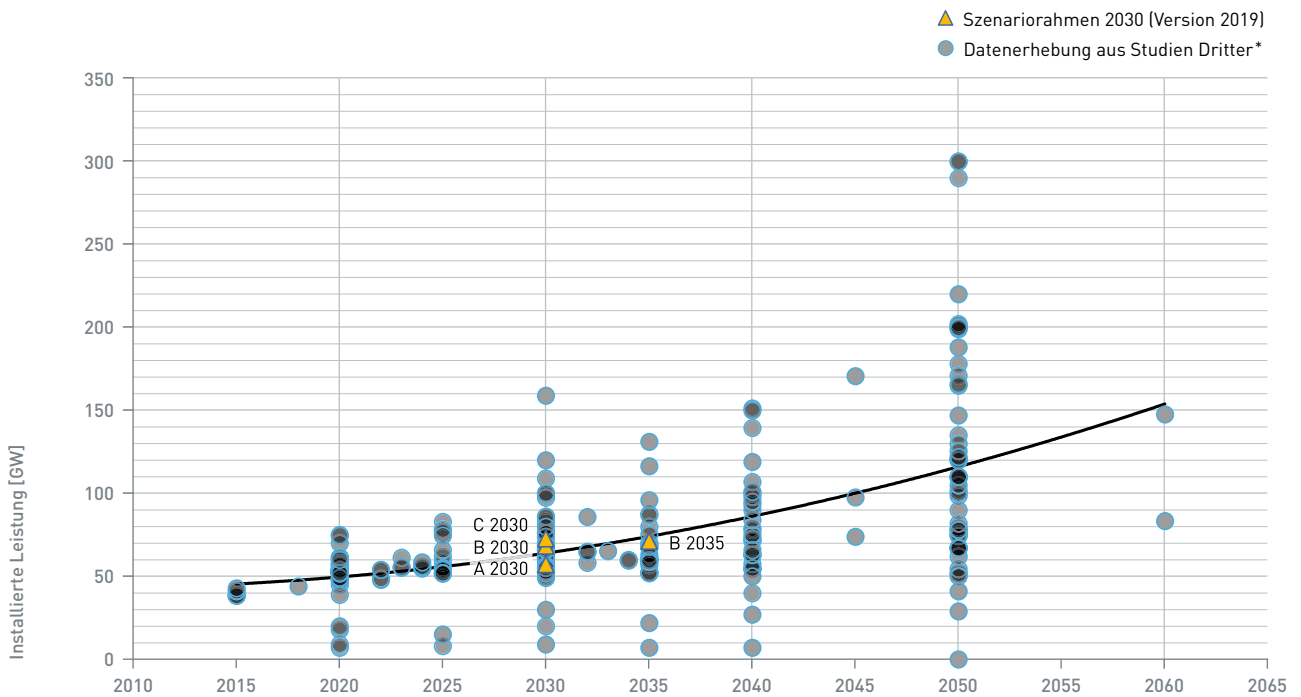


\*Dunklere Flächen entstehen durch die Überlagerung mehrerer Datenpunkte. Die Quellen dieser Datenpunkte sind dem Literaturverzeichnis zu entnehmen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



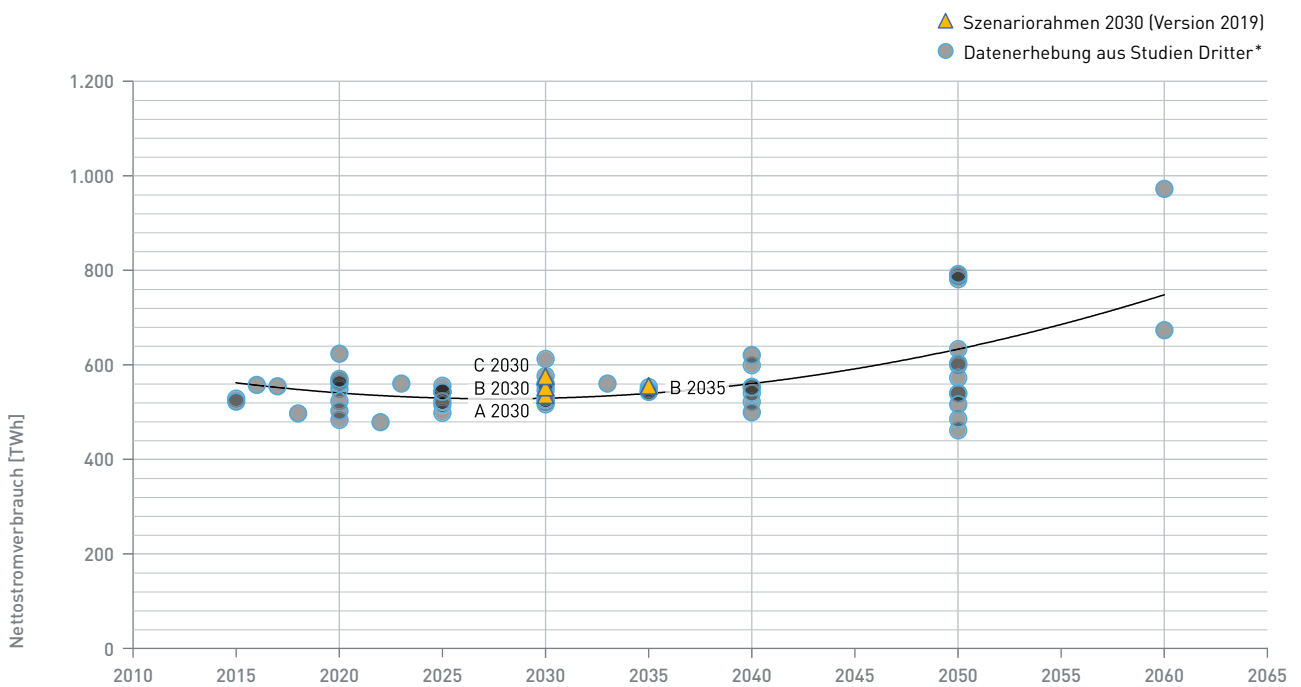
Abbildung 9: PV-Anlagen: Prognostizierte Leistung in Deutschland



\*Dunklere Flächen entstehen durch die Überlagerung mehrerer Datenpunkte. Die Quellen dieser Datenpunkte sind dem Literaturverzeichnis zu entnehmen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 10: Nettostromverbrauch: Prognostizierte Jahresarbeit in Deutschland



\*Dunklere Flächen entstehen durch die Überlagerung mehrerer Datenpunkte. Die Quellen dieser Datenpunkte sind dem Literaturverzeichnis zu entnehmen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

# 3 KLIMASCHUTZ UND ENERGIEPOLITISCHE ZIELE

Die mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung werden im Wesentlichen durch das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010 definiert. Ergänzt werden diese Ziele durch das sog. Energiepaket der Bundesregierung vom 06.06.2011 und gesetzlich verankerte Ziele. Darüber hinaus wurden diese Ziele im Aktionsprogramm Klimaschutz am 03.12.2014 seitens der Bundesregierung nochmals bekräftigt und im EEG 2014 für den Bereich Wind offshore modifiziert. Im am 01.01.2017 in Kraft getretenen KWKG wurden die neuen KWK-Ziele der Bundesregierung festgelegt.

Es handelt sich dabei um folgende energiepolitische Ziele, die im Rahmen der Genehmigung des NEP-Szenariorahmens von den Übertragungsnetzbetreibern im Netzentwicklungsplan berücksichtigt werden und die in der letzten Genehmigung wie folgt ausgeführt wurden:

- Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 bis 2020 um 40 %, bis 2030 um 55 %, bis 2040 um 70 % und bis 2050 um 80 bis 95 %
- Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch bis 2025 auf 40 bis 45 %, bis 2035 auf 55 bis 60 % und bis 2050 auf mindestens 80 %
- Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 %
- Steigerung der Offshore-Windleistung auf 15 GW im Jahr 2030
- Erhöhung der Strommenge aus Kraft-Wärme-Kopplung auf 120 TWh bis 2025
- Minderung des Stromverbrauchs gegenüber 2008 bis 2020 um 10 % und bis 2050 um 25 %
- Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis 2022

Im Koalitionsvertrag für die 18. Legislaturperiode wurde vereinbart, einen Klimaschutzplan 2050 vorzulegen, der das bestehende deutsche Klimaschutzziel 2050 und die vereinbarten Zwischenziele im Lichte der Ergebnisse der Klimakonferenz von Paris konkretisiert und mit Maßnahmen unterlegt. Das Bundeskabinett hat den Klimaschutzplan 2050 am 14. November 2016 verabschiedet.

Die nationalen Klimaschutzziele sind nun eingebettet in das internationale Pariser Abkommen von 2015. Hierin wird – zur Begrenzung der Erderwärmung auf deutlich unter 2°C – die Treibhausgasneutralität bis Ende des Jahrhunderts beschlossen. Die oben genannten Ziele sind als sektorenübergreifende Vorgaben zu verstehen. Im Klimaschutzplan 2050 erfolgt eine Konkretisierung durch die Definition mehrerer Handlungsfelder, die einen jeweils unterschiedlich großen Beitrag zur CO<sub>2</sub>-Einsparung leisten sollen. Die Minderungsziele für das Zieljahr 2030, aufgeschlüsselt auf die jeweiligen Handlungsfelder, sind in Tabelle 2 dargestellt. Der Energiewirtschaft kommt hierbei mit einer Emissionsminderungsvorgabe von 61–62 % gegenüber 1990 ein überproportionaler Anteil zu.



## 3 Klimaschutz und energiepolitische Ziele

Tabelle 2: Sektorenscharfe CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele

Handlungsfeld	1990 (in Mio. Tonnen CO <sub>2</sub> -Äq.)	2014 (in Mio. Tonnen CO <sub>2</sub> -Äq.)	2030 (in Mio. Tonnen CO <sub>2</sub> -Äq.)	2030 (Minderung in % gegenüber 1990)
Energiewirtschaft	466	358	175 – 183	62 – 61 %
Gebäude	209	119	70 – 72	67 – 66 %
Verkehr	163	160	95 – 98	42 – 40 %
Industrie	283	181	140 – 143	51 – 49 %
Landwirtschaft	88	72	58 – 61	34 – 31 %
<b>Teilsumme</b>	<b>1.209</b>	<b>890</b>	<b>538 – 557</b>	<b>56 – 54 %</b>
Sonstige	39	12	5	87 %
<b>Gesamtsumme</b>	<b>1.248</b>	<b>902</b>	<b>543 – 562</b>	<b>56 – 55 %</b>

Quelle: Klimaschutzplan 2050<sup>1</sup>

Wenn man nun das Energiekonzept und andere Vorgängerinitiativen mit dem verabschiedeten Klimaschutzplan 2050 vergleicht, wird ein wesentlicher Paradigmenwechsel sichtbar: Die CO<sub>2</sub>-Minderung wird sektorübergreifend verbindlich festgelegt. Während bisher einzelne Sektoren spezifisch die CO<sub>2</sub>-Minderung durch Einsparungen/Effizienz und den direkten Einsatz erneuerbarer Energien erbringen sollten, soll künftig durch Kopplung der Sektoren und eine Dekarbonisierung durch EE-Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr ein CO<sub>2</sub>-Minderungsziel erbracht werden.

Dabei kann man erkennen, dass es zwischen dem Klimaschutzplan 2050 und z. B. dem Grünbuch Energieeffizienz Unterschiede gibt: Wenn man von einem zusätzlichen Strombedarf durch die Sektorenkopplung ausgeht, ist eine Senkung des gesamten Bruttostromverbrauchs bis 2050 um 25 % nicht mehr möglich, es sei denn, man unterscheidet zwischen „herkömmlichem Stromverbrauch“ und „Koppelstromverbrauch“. Der durch die Sektorenkopplung entstehende höhere Stromverbrauch, insbesondere hervorgerufen durch neue Stromanwendungen wie Elektromobilität und Wärmepumpen, ist so auch in den Szenarien des Netzentwicklungsplans 2030 (Version 2019) in unterschiedlicher Ausprägung wiederzufinden.

Durch die Übernahme zusätzlicher Emissionen aus anderen Sektoren und ohne weitere Dekarbonisierung sind folglich erhöhte CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor zu erwarten. Vor diesem Hintergrund ist es sachgerecht, den durch neue Stromanwendungen entstehenden zusätzlichen Stromverbrauch und die daraus resultierenden Emissionen bei der Bestimmung der CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenze für die Stromerzeugung zu berücksichtigen. Die Übertragungsnetzbetreiber sehen es als ein Ergebnis des Konsultationsprozesses an, ob und in welcher Weise diese zusätzlichen Emissionen abgeschätzt und bei Bestimmung einer Emissionsobergrenze berücksichtigt werden sollen.

Mit den in Kapitel 10 beschriebenen Annahmen zu den CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen kann die Emissionsreduktion im Stromsektor in Europa nur indirekt abgebildet werden. Zur Berücksichtigung der höheren deutschen Minderungsziele sind folglich weitere Annahmen erforderlich. Im Zuge dessen soll nachfolgend eine Emissionsobergrenze für den deutschen Kraftwerkspark in den Zieljahren festgelegt werden. Anschließend werden mögliche Ansätze zur modellseitigen Implementierung dieser Ziele vorgestellt.

<sup>1</sup> [https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan\\_2050\\_bf.pdf](https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf)



### 3.1 Bestimmung einer Emissionsobergrenze zur Einhaltung von Klimaschutzziele

Im verwendeten Marktmodell werden neben dem Stromsektor auch Teile des Wärmesektors indirekt abgebildet, um Effekte gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung wie beispielsweise in KWK-Anlagen korrekt wiederzugeben. Aus den oben aufgeführten Emissionszielen des Klimaschutzplans muss folglich noch ein Zielwert für die Kraftwerksemissionen abgeleitet werden. Diese sind nicht Teil nur eines Sektors, allerdings größtenteils dem Sektor Energiewirtschaft zuzuschreiben. Ein geringerer Anteil ist dem Sektor Industrie zuzuordnen. Insgesamt ergibt sich laut UBA für den deutschen Kraftwerkspark so ein Emissionsziel von 180–188 Mio. t CO<sub>2</sub> für das Zieljahr 2030. Die detaillierten Emissionen der Vergangenheit, unterteilt auf einzelne Energieträger, sowie der Mittelwert der Gesamtemissionen für 2030 können der Tabelle 3 entnommen werden.

Tabelle 3: Gesamthafte CO<sub>2</sub>-Emissionen von Kraftwerken (Anlagenkonzept)\*

	1990	2014	2015	2030
Braunkohle	244,4	165,7	164,4	
Steinkohle	133,7	108,1	103,1	
Erdgas	32,9	38,9	38,5	
Mineralölprodukte	17,3	6,2	5,7	
sonstige Brennstoffe	26,6	41,5	41,5	
<b>Summe (ohne Biomasse und Rauchgasreinigung)</b>	<b>454,9</b>	<b>360,4</b>	<b>352,8</b>	<b>184,0**</b>

\* enthalten sind auch KWK-Anlagen kleiner 1 MW, Müllverbrennung und Gichtgase

\*\* Mittelwert der Gesamtemissionen des deutschen Kraftwerksparks für 2030 gemäß Klimaschutzplan 2050 nach Berechnungen des UBA

Quelle: Umweltbundesamt (Dezember 2017)

Die Mantelzahl für den CO<sub>2</sub>-Ausstoß wird somit durch die Vorgabe aus dem Klimaschutzplan bestimmt und beträgt für die Kraftwerke im Jahr 2030 im Mittel 184 Mio. t CO<sub>2</sub>. Dabei berücksichtigen die ÜNB im Strommarktmodell neben den durch Stromerzeugung verursachten Emissionen auch diejenigen zur Wärmeproduktion aus KWK-Anlagen. In bisherigen Netzentwicklungsplänen gab es keine kraftwerksscharfe Zielvorgabe. Deshalb musste bisher immer ein interpolierter Zielwert für den Stromsektor sowie ein Korrekturterm für die im Modell auf die KWK-Wärmeproduktion entfallenden Emissionen (mit finnischer Aufteilung) verwendet werden. Aufgrund des neuen Zielwerts für durch Kraftwerke gesamt-haft verursachte Emissionen kann diese Vorgehensweise entfallen. Der nunmehr mit dem UBA abgestimmte Mittelwert von 184 Mio. t. CO<sub>2</sub>-Emissionen für den deutschen Kraftwerkspark entspricht beinahe exakt dem errechneten Wert des letzten Netzentwicklungsplans für die Szenarien B 2030 und C 2030 (Stromsektor: 165 Mio. t CO<sub>2</sub>, berücksichtigter Anteil Wärmesektor: 21 Mio. t CO<sub>2</sub>).

Für das Jahr 2035 liegt derzeit noch kein abgestimmtes Emissionsziel der Bundesregierung vor. Geht man von der Erreichung des Zielwertes von 184 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 aus, ergibt sich im Vergleich zu 2015 alle fünf Jahre eine notwendige Reduktion um ca. 57 Mio. t CO<sub>2</sub> im Kraftwerksbereich. Die Fortschreibung dieses Wertes führt zu einem vorläufigen Zielwert von 127 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2035. Diesem Wert liegt allerdings die Annahme einer konstanten Emissionsminderung bis ins Zieljahr zugrunde. Denkbar wäre alternativ auch zunächst ein Verharren auf dem Zielwert von 2030 und späteres Absinken aufgrund politischer Interventionen.





### 3.2 Methodik zur Einhaltung einer Emissionsobergrenze

Um die im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Zielzahlen einzuhalten, sind modelltechnisch prinzipiell mehrere Ansätze denkbar. Die unterschiedlichen Methodiken werden hinsichtlich ihrer Eignung im folgenden Abschnitt eingehender diskutiert. Anders als in den vorherigen Netzentwicklungsplänen beabsichtigen die Übertragungsnetzbetreiber, die aus dem Klimaschutzplan 2050 abgeleitete CO<sub>2</sub>-Obergrenze für 2030 und 2035 in allen Szenarien des NEP 2030 (Version 2019) einzuhalten. Dieses Vorgehen wird von einer breiten Mehrheit der befragten Experten-Stakeholder befürwortet.

Folgende Methoden scheinen grundsätzlich zur Einhaltung einer Obergrenze umsetzbar:

- 1) Anpassung des Kraftwerksparks durch Herausnahme von emissionsintensiven Kraftwerken,
- 2) Verknappung der CO<sub>2</sub>-Zertifikate und dadurch künstliche Steigerung des nationalen CO<sub>2</sub>-Preises (indirekte Vorgabe einer CO<sub>2</sub>-Obergrenze),
- 3) Modellierung von Nachrüstungen, Umbau und Modernisierung von Kraftwerken, z. B. CO<sub>2</sub>-Abtrennung (CCS-Technologien) oder Brennstoffwechsel,
- 4) Emissionsbudgets für einzelne Kraftwerke (Betriebsstundenvorgabe, Einsatzrestriktionen).

Bei Umsetzung der ersten Option würde sich durch die (iterative) Herausnahme der emissionsintensivsten Kraftwerke, insbesondere Kohlekraftwerke, eine szenarioabhängige Änderung des Kraftwerksparks ergeben. Die Leistungsreduzierung würde so lange durchgeführt, bis die vorgegebene Emissionsobergrenze in der Marktsimulation eingehalten wird. Dieser Ansatz wäre als Fortsetzung bereits begonnener politischer Maßnahmen zur Einhaltung von Klimaschutzziele zu verstehen. Eine veränderte Bewertung der erzeugerseitigen Versorgungssicherheit wäre dabei zu erwarten, wobei die Konsequenzen daraus aktuell nicht abschätzbar sind.

Im Gegensatz dazu stellt die zweite Option ein modelltechnisches Instrument ohne Abbildung von konkreten politischen Maßnahmen dar und wurde so bereits in den beiden vorhergehenden Netzentwicklungsplänen umgesetzt. Im Marktmodell würde eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Preise in Deutschland angenommen, welche technologieneutral auf alle emittierenden Kraftwerksblöcke entsprechend ihrem individuellen CO<sub>2</sub>-Ausstoß wirken. Die konkrete Preiserhöhung ist szenarioabhängig und wird so angesetzt, dass die jeweiligen CO<sub>2</sub>-Obergrenzen in Deutschland nahezu exakt eingehalten werden. Vorteil hierbei ist ein unveränderter Kraftwerkspark im Vergleich zu den angegebenen installierten Leistungen der jeweiligen Szenariovorgabe. Es würde keine Veränderung der installierten Leistungen gegenüber der jeweiligen Szenariovorgabe erfolgen. Allerdings würden sich die Grenzkosten der deutschen fossilen Kraftwerke im europäischen Vergleich durch angehobene CO<sub>2</sub>-Preise erhöhen. Die sich daraus ergebende mögliche Rückwirkung auf den EU-Emissionshandel wird nicht abgebildet. Dabei ist die Vorgabe einer jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsobergrenze für Deutschland in der Umsetzung und im Ergebnis gleichbedeutend mit einer Erhöhung von nationalen CO<sub>2</sub>-Preisen. Dies hängt damit zusammen, dass der Strommarkt in den Marktsimulationen unter einem vollständigen Wettbewerb abgebildet wird. Dieses Vorgehen hatten einige Stakeholder im Experten-Dialog als verzerrend kritisiert und beispielsweise die Erreichung der Klimaschutzvorgaben mittels eines geordneten Kohleausstiegs gefordert. Dies möchten sich die ÜNB aus Gründen der Neutralität jedoch nicht zu eigen machen.

Mit der dritten Option wäre weder eine Leistungsreduzierung noch eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Preise erforderlich. Die CO<sub>2</sub>-Minderung würde vor allem durch die Annahme technologischer Erneuerungen und den folglich verminderten spezifischen CO<sub>2</sub>-Ausstoß deutscher fossiler Kraftwerke erzielt. Es wären dabei allerdings zahlreiche Annahmen bezüglich technologischer Fortschritte und deren Umsetzbarkeit bzw. Wirtschaftlichkeit zu treffen, die den Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom übersteigen.

Die vierte Option zur Emissionsbegrenzung wurde im Herbst 2017 im politischen Raum diskutiert.

Die zweite Option stellt sowohl einen transparenten als auch diskriminierungsfreien und effizienten Ansatz dar. Daher empfehlen die ÜNB, die Einhaltung einer Emissionsobergrenze in der Marktsimulation des NEP 2030 (Version 2019) modelltechnisch über eine Erhöhung der nationalen CO<sub>2</sub>-Preise umzusetzen.

## 4 ERNEUERBARE ENERGIEN

Bei den erneuerbaren Energien wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom zwischen Anlagen des Typs Windenergie an Land (onshore) und auf See (offshore), Photovoltaik, Biomasse, Laufwasser sowie sonstigen erneuerbaren Energien (Geothermie, Klär-/Gruben-/Deponiegas) unterschieden. Für jede dieser Erzeugungstechnologien sind basierend auf dem zum Referenzstichtag 31.12.2016 in Betrieb befindlichen Anlagenbestand fundierte Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Zu- und Rückbaus zu treffen.

### 4.1 Anlagenbestand

Die Bestandsleistungen der erneuerbaren Energien werden den von den ÜNB geführten EEG-Anlagenstammdaten entnommen. 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 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. Speicherkraftwerke werden in der Kraftwerksliste separat erfasst. Die installierten Bestandsleistungen je Erzeugungstechnologie werden zum Referenzstichtag 31.12.2016 bestimmt (vgl. Tabelle 4).

Tabelle 4: Installierte Leistung erneuerbarer Energien gemäß EEG zum 31.12.2016

Erzeugungstechnologie	Installierte Leistung zum 31.12.2016 [GW]
Wind onshore	46,2
Wind offshore	4,1
Photovoltaik	40,5
Biomasse	7,3
Laufwasser	4,1
sonstige Erneuerbare	0,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

### 4.2 Gesetzlicher Rahmen

Wesentliche Einflussgrößen für die Entwicklung der installierten Leistung je Erzeugungstechnologie für die Zeithorizonte 2030 und 2035 sind die im EEG verankerten Rahmenbedingungen. Eine Änderung des EEG 2017 gegenüber der EEG-Novelle 2014 stellt für Anlagen des Typs Windenergie onshore und offshore sowie für Photovoltaik ( $\geq 750$  kW) und Biomasse ( $\geq 150$  kW) den Übergang von einer Preissteuerung hin zu einer Mengensteuerung mittels Ausschreibungen dar. Der Gesetzgeber beabsichtigt damit, den Ausbau der erneuerbaren Energien auf nationaler Ebene verbessert zu steuern und die Kosten der Förderung effizient begrenzen zu können.

Die für die erneuerbaren Energien in der Netzentwicklungsplanung Strom maßgeblichen langfristigen Ausbauziele sind § 1 EEG 2017 und die jährlichen Ausbaupfade § 4 EEG 2017 zu entnehmen (vgl. Tabelle 5). Die Ausbaupfade (brutto) werden im EEG 2017 nicht mit dem Anlagenrückbau verrechnet und orientieren sich für Windenergie an den jährlichen Ausschreibungsmengen. Über die Ausschreibungen hinaus können Windenergieanlagen, die bis Ende 2016 genehmigt wurden, noch bis zum 31.12.2018 nach dem alten EEG 2014 in Betrieb genommen werden. Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung ab 750 kW können sich an den Ausschreibungen mit einer jährlichen Ausschreibungsmenge von 600 MW beteiligen. Kleine und mittlere Anlagen haben bis zu einem Förderdeckel von 52 GW zunächst weiterhin einen Anspruch auf eine feste, degressiv verlaufende Vergütung.



Es ist zu erwarten, dass der Gesetzgeber auch zukünftig regelmäßig Nachsteuerungsbedarf erkennen und den rechtlichen Rahmen für die Förderung der erneuerbaren Energien entsprechend anpassen wird. Für diesen Entwurf des Szenariorahmens sind im Bereich erneuerbarer Energien die aktuell geltenden Regelungen des EEG 2017 maßgebend.

Tabelle 5: Ausbauziele erneuerbarer Energien gemäß EEG

Erzeugungstechnologie	Ausbauziele § 1 EEG	Ausbaupfad § 4 EEG
Wind onshore	Anteile der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch: - 40–45 % bis 2025 - 55–60 % bis 2035 - Mind. 80 % bis 2050	2017–2019: 2.800 MW/a (brutto) Ab 2020: 2.900 MW/a (brutto)
Wind offshore		2020: 6.500 MW 2030: 15.000 MW
Photovoltaik		Ab 2017: 2.500 MW/a (brutto)
Biomasse		2017–2019: 150 MW/a (brutto) 2020–2022: 200 MW/a (brutto)

Quelle: EEG

### 4.3 Technisch-wirtschaftlicher Rahmen

Die technisch-wirtschaftliche Entwicklung stellt in Wechselwirkung mit dem gesetzlichen Rahmen einen großen Einflussfaktor für die zukünftige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dar. Verbesserte technische Konzepte mit höheren Erträgen und größeren Anlagen können bei gleichzeitig sinkenden Gestehungs- und Betriebskosten für eine Dynamisierung der Entwicklung erneuerbarer Energien auch außerhalb des Förderrahmens sorgen. Die technisch-wirtschaftliche Entwicklung entscheidet über die Höhe der zum wirtschaftlichen Betrieb notwendigen Vergütungssätze und darüber, inwiefern neue Anlagen und Konzepte, z. B. in Verbindung mit Speichern, zukünftig auch ohne staatliche Förderung wirtschaftlich betreibbar sind. Kurz- bis mittelfristig ist davon auszugehen, dass viele Betreiber die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für einen Weiterbetrieb ihrer Anlagen nach Ende der Förderdauer prüfen werden.

In diesem Entwurf des Szenariorahmens wird angenommen, dass in Folge der technischen Entwicklung die erzielbaren Volllaststunden von neu errichteten Anlagen über denen von Bestandsanlagen liegen. Eine dahingehende Unterscheidung zwischen Neu- und Bestandsanlagen wird insbesondere bei Windenergie onshore orientiert am genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans 2030 (Version 2017) vorgenommen (vgl. Tabelle 6).

Tabelle 6: Volllaststunden erneuerbarer Energien

Erzeugungstechnologie	Annahme Volllaststunden (Bestand, IBN vor 31.12.2016)	Annahme Volllaststunden (Neuanlagen, IBN nach 31.12.2016)
Wind onshore	1.700	2.300
Wind offshore	4.300	4.300
Photovoltaik	920	950
Biomasse	6.200	5.000
Laufwasser	4.000	4.000
sonstige Erneuerbare	4.000	4.000

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



#### 4.4 Ausgestaltung der Szenarien

In den Szenarien wird ausgehend vom Bestand zum Stichtag 31.12.2016 ein Rahmen wahrscheinlicher Entwicklungen der erneuerbaren Energien aufgespannt. Alle Szenarien beschreiben einen möglichen Weg hin zu den politischen Langfristzielen. Die langfristigen Ziele werden zum einen mit einem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 80 % im Jahr 2050 beschrieben. Zum anderen kommt dem von der Bundesregierung im November 2016 verabschiedeten Klimaschutzplan 2050 bzw. dem Pariser Klimaschutzabkommen eine besondere Bedeutung zu. In diesem Szenariorahmen wird in den verschiedenen Szenarien eine unterschiedliche Geschwindigkeit bei der Integration erneuerbarer Energien in das Gesamtsystem bis zu den Jahren 2030 und 2035 unterstellt.

Als ein zentraler Orientierungspunkt für das Gelingen der Energiewende kann § 1 EEG 2017 aktuell als wesentliche Grundlage für die Ausgestaltung der Szenarien im Bereich erneuerbarer Energien herangezogen werden. Auf Basis der Zielanteile der Erzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 40 bis 45 % bis zum Jahr 2025 und 55 % bis 60 % bis zum Jahr 2035 wird eine entsprechende linear extrapolierte Bandbreite von 47,5 bis 52,5 % für das Jahr 2030 im Entwurf des Szenariorahmens angenommen. Da sowohl der Bruttostromverbrauch als auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erst in den Berechnungen des Netzentwicklungsplans detaillierter ermittelt werden können, werden diese Richtwerte im Rahmen der Szenariengestaltung zunächst anhand des technisch-wirtschaftlichen Rahmens und auf Basis von Erfahrungswerten (z. B. Netzverluste) abgeschätzt. So wird angenommen, dass sich die Differenz zwischen Brutto- und Nettostromverbrauch für alle Szenarien etwa auf dem heutigen Niveau von 70 TWh bewegt. In Zukunft steigende Netzverluste können durch einen sinkenden Eigenverbrauch konventioneller Kraftwerke ausgeglichen werden.

Eine Herausforderung bei der Szenariengestaltung besteht darin, die einzelnen Entwicklungen und Einflüsse und deren Kopplung untereinander in bestmöglicher Weise abzubilden und so eine sachgerechte Unterscheidung zwischen den Szenarien zu treffen. Auch im Rahmen des Stakeholderdialogs zu diesem Szenariorahmen 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 Pariser Klimaschutzabkommen und einen möglichen Kohleausstieg hingewiesen, der mit einer starken Forcierung des Ausbaus erneuerbarer Energien einhergehen könnte. Diese Forcierung könne auch deutlich über das aktuelle EEG 2017, auf dessen Basis dieser Szenariorahmen fußt, hinausgehen. Die Mehrheit der befragten Stakeholder befürwortete die Überschreitung des Zubaukorridors in mindestens einem Szenario.

##### 4.4.1 Wind onshore

In allen Szenarien wird im Bereich Windenergie onshore den nachfolgend beschriebenen Vorzieheffekten aus dem Übergang zum EEG 2017 Rechnung getragen. Zusätzlich zum Bestand 31.12.2016 ist bis Ende September 2017 laut Melderegister der Bundesnetzagentur eine Anlagenleistung von in Summe rund 3,9 GW außerhalb des Ausschreibungssystems in Betrieb genommen worden. Darüber hinaus bestehen Genehmigungen für Windenergieanlagen nach EEG 2014 in Höhe von rund 4,8 GW, die wahrscheinlich bis Ende 2018 ebenfalls außerhalb der in den Ausschreibungen bezuschlagten Volumina in Betrieb genommen und an das Stromnetz angeschlossen werden. Wird von einer 90-prozentigen Realisierung der in den Ausschreibungsrunden 2017 bezuschlagten Gesamtanlagenleistung von 2,8 GW ausgegangen, ist in Summe derzeit ein Zubau von 11,3 GW (brutto) für die Jahre 2017 und 2018 absehbar. Unter Berücksichtigung des Anlagenrückbaus mittels einer Weibull-Verteilung kann so näherungsweise ein Kurzfriststützpunkt berechnet werden.



Für den weiteren Zubau der Windenergie onshore wird ausgehend vom Kurzfriststützpunkt der in § 4 EEG 2017 vorgegebene Zubaukorridor (brutto) herangezogen. Im Szenario C 2030 wird ergänzend angenommen, dass der jährliche Zubau im Mittel etwa 100 MW über der jährlichen Ausschreibungsmenge liegt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass diese Menge von rund 100 MW außerhalb des aktuellen EEG-Rahmens errichtet wird. Hintergrund dieser Annahme sind die aktuellen Planungen des Gesetzgebers zu einer technologieübergreifenden Ausschreibung für Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen, für die zunächst in den Jahren 2018 und 2020 jeweils 400 MW vorgesehen sind<sup>2</sup>. Im Szenario A 2030 wird ab 2020 ein jährlicher Zubau mit einem 10-prozentigen Realisierungsabschlag auf die Ausschreibungsmenge angenommen, während in Szenario B 2030/B 2035 stets von einer vollständigen Realisierung der bezuschlagten Anlagen ausgegangen wird. Für die in den Ausschreibungsrunden bezuschlagten und realisierten Anlagen wird aufgrund von Pönalen grundsätzlich davon ausgegangen, dass diese im Zeitraum um die Betrachtungsjahre 2030 und 2035 eine durchschnittliche Realisierungsdauer von zwei Jahren aufweisen.

Durch den EEG-Zubaukorridor und die Vielzahl an Anlagen, die in den nächsten Jahren das Ende ihrer Förderdauer erreichen, kommt der Bewertung des Anlagenrückbaus eine entscheidende Rolle zu. Aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit eines Weiterbetriebs von Anlagen ist die Behandlung des Anlagenrückbaus ein Unterscheidungsmerkmal zwischen den Szenarien. In allen Szenarien wird der Rückbau von Bestandsanlagen im Zeitverlauf mittels einer Weibull-Verteilung näherungsweise abgeschätzt. Eine Weibull-Verteilung ist eine Wahrscheinlichkeitsverteilung, welche in der Literatur häufig zur Beschreibung der Lebensdauer technischer Systeme und Anlagen herangezogen wird. Sie dient hier dazu, den Rückbau von Bestandsanlagen ausgehend von ihren Inbetriebnahmejahren im Zeitverlauf zu glätten und um eine stochastische Komponente zu ergänzen. Die Verteilungsfunktion wird durch einen Formparameter  $k$  und einen Skalenparameter  $1/\lambda$  wie folgt beschrieben:

$$F(x) = 1 - e^{-(\lambda x)^k}$$

Hierbei dient der Skalenparameter  $1/\lambda$  der Einstellung der durchschnittlichen Lebensdauer, die jedoch im Allgemeinen nicht dem Parameter selbst entspricht. Der Formparameter  $k$  kann genutzt werden, um die Häufigkeit von Früh- oder Spätausfällen einzustellen.

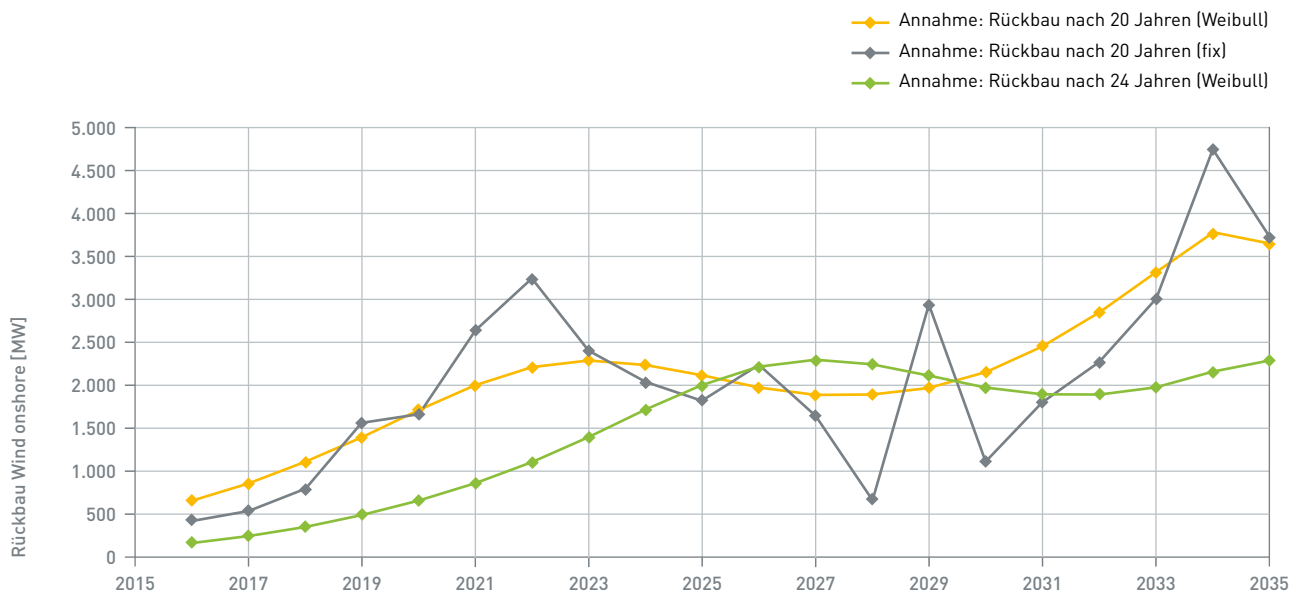
In diesem Entwurf des Szenariorahmens wird eine durchschnittliche Lebensdauer der Anlagen von 20 Jahren in A 2030 ( $1/\lambda=21$ ,  $k=10$ ) und von 24 Jahren ( $1/\lambda=25$ ,  $k=12$ ) in den Szenarien B 2030/B 2035 und C 2030 angenommen. Die Annahmen einer längeren durchschnittlichen Anlagenlebensdauer in den Szenarien B 2030/B 2035 und C 2030 decken sich mit den Rückmeldungen einiger Stakeholder, dass Anlagen zukünftig insbesondere in den Regionen über die Förderdauer hinaus betrieben werden, in denen ein Repowering von Anlagen außerhalb von Wind-Vorranggebieten kaum zu erwarten ist.

In Abbildung 11 ist der resultierende, angenommene Anlagenrückbau im Zeitverlauf gegenübergestellt.

<sup>2</sup> [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plattform-strommarkt-ag3-11-sitzung-praesentation-technologieuebergreifende-ausschreibungen-eeq-2017.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plattform-strommarkt-ag3-11-sitzung-praesentation-technologieuebergreifende-ausschreibungen-eeq-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2).



Abbildung 11: Anlagenrückbau Wind onshore im Zeitverlauf



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Kombination aus den Vorzieheffekten aus dem Übergang zum EEG 2017 sowie den veränderten Annahmen zum Rückbau führen dazu, dass die installierte Kapazität an Wind onshore im NEP 2030 (Version 2019) in allen Szenarien signifikant über den Vorgaben des genehmigten Szenariorahmens für den NEP 2030 (Version 2017) liegt. Dies deckt sich mit den Rückmeldungen zahlreicher Stakeholder (insbesondere Bundesländer und Verteilernetzbetreiber), dass die Zahlen für Wind onshore im NEP 2030 (Version 2017) deutlich zu niedrig gewesen seien.

#### 4.4.2 Wind offshore

Die Grundlage für die Prognose der installierten Erzeugungsleistungen aus Offshore-Windenergie im Entwurf des Szenariorahmens 2030 (Version 2019) ist der in § 4 Absatz 2 des EEG festgelegte Ausbaupfad.

Im Ausbaupfad ist für das Jahr 2020 eine installierte Erzeugungsleistung von insgesamt 6,5 GW in Nord- und Ostsee vorgesehen und für das Jahr 2030 eine weitere Steigerung auf 15 GW. Beginnend mit dem Jahr 2021 soll der Zubau kontinuierlich mit einer jährlichen Ausschreibung von 700 bis 900 MW erfolgen.

Der Zielwert von 15 GW wird für das Jahr 2030 unverändert aus dem EEG 2017 für das Szenario B 2030 übernommen. Bei der Regionalisierung des Zielwertes werden für die Nordsee 11,7 GW und für die Ostsee 3,3 GW angenommen.

Für das Szenario B 2035 wird über das Jahr 2030 hinaus ein kontinuierlicher jährlicher Ausbau von 800 MW im Durchschnitt angenommen. Damit ergibt sich eine installierte Erzeugungsleistung von 19 GW mit einer regionalen Aufteilung von 14,4 GW in der Nordsee und 4,6 GW in der Ostsee.

Das Szenario A 2030 geht von einer moderaten Entwicklung aus und bildet damit den Fall ab, dass der gesetzlich festgelegte Ausbaupfad nicht vollständig durch Offshore-Windparks erreicht wird. Zur Quantifizierung dieser Entwicklung wird eine im Vergleich zum Szenario B 2030 verzögerte Entwicklung mit einer Reduzierung um 0,7 GW auf in Summe 14,3 GW angenommen. Diese teilen sich auf in 3,1 GW in der Ostsee und 11,2 GW in der Nordsee.



Das Szenario C 2030 hingegen bildet den Fall ab, dass der derzeitige gesetzliche Ausbaupfad überarbeitet wird. Das Szenario trägt somit den Diskussionen bezüglich einer zügigeren Entwicklung von Offshore-Windparks Rechnung, die u. a. aufgrund der niedrigen Gebote im Rahmen der ersten Auktion von Wind offshore entstanden sind. Zur Quantifizierung dieser Entwicklung wird im Vergleich zum Szenario B 2030 eine um drei Jahre beschleunigte Entwicklung angenommen. Das führt zu einer moderaten Erhöhung um 2,3 GW auf in Summe 17,3 GW. Diese teilen sich auf in 3,8 GW in der Ostsee und 13,5 GW in der Nordsee.

Die zeitliche und räumliche Aufteilung der angenommenen installierten Erzeugungsleistung auf Nord- und Ostsee sowie die Regionalisierung auf die Bundesländer orientieren sich bisher an der regionalen Ausbauerwartung der Erzeugungsleistung des jeweiligen zur Anbindung von Offshore-Windparks verpflichteten Übertragungsnetzbetreibers. Der vom Gesetzgeber im Energiewirtschaftsgesetz und Windenergie-auf-See-Gesetz angelegte Regimewechsel vom Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) der Übertragungsnetzbetreiber zum Flächenentwicklungsplan des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie und deren zeitliche Überschneidung kann ggf. aufgrund unterschiedlicher Entwicklungskriterien einen Einfluss auf die räumliche Aufteilung zwischen Nord- und Ostsee haben.

Tabelle 7: Installierte Erzeugungsleistung Wind offshore

Installierte Erzeugungsleistung Wind offshore (GW)	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Niedersachsen (NI)	8,7	9,2	10,1	11,0
Schleswig-Holstein (SH)	2,5	2,5	3,4	3,4
Mecklenburg-Vorpommern (MV)	3,1	3,3	3,8	4,6
<b>Summe</b>	<b>14,3</b>	<b>15,0</b>	<b>17,3</b>	<b>19,0</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Regionalisierung nach Bundesländern für die Nordsee wurde auf Basis der Angaben im O-NEP 2030 (Version 2017) erstellt – einschließlich der Realisierung von SylWin2.

#### 4.4.3 Photovoltaik

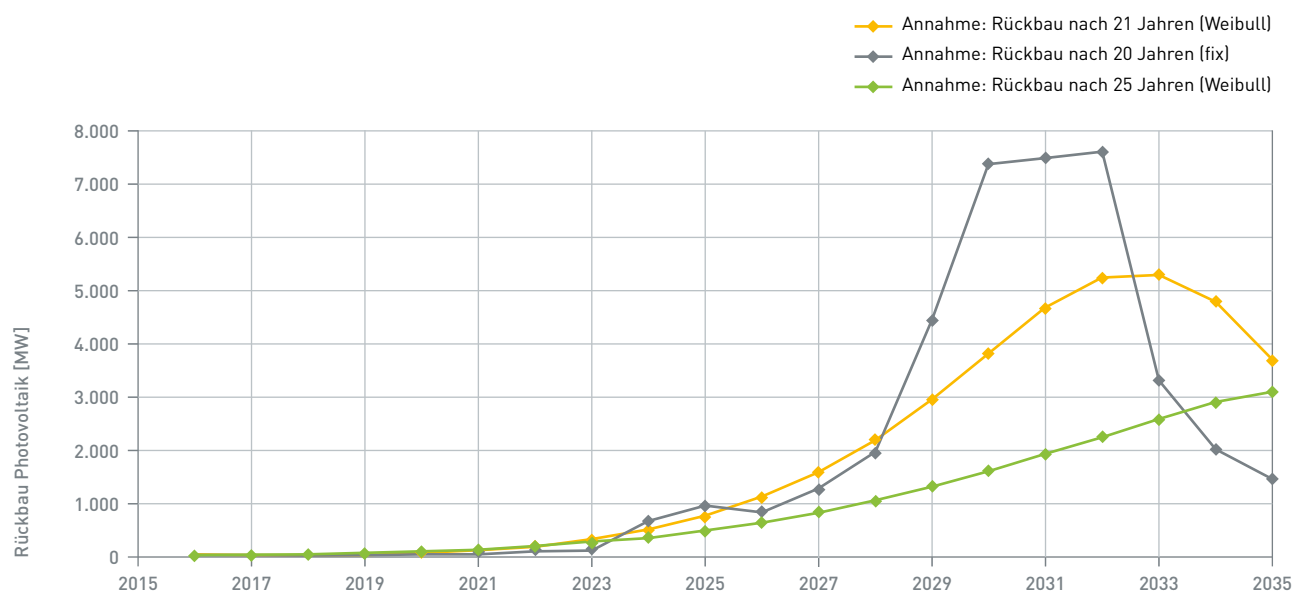
Der zukünftige Zubau von Photovoltaik in Deutschland wird nach EEG 2017 nur für Anlagen mit einer Leistung ab 750 kW über Ausschreibungsmengen in Höhe von 600 MW jährlich gesteuert. Für die übrigen Anlagen werden weiterhin degressiv verlaufende Fördersätze gezahlt, sodass davon auszugehen ist, dass der wesentliche Teil des Zubaus an Photovoltaik-Anlagen im Gegensatz zu Windenergieanlagen außerhalb der Ausschreibungen stattfinden wird. In § 4 EEG 2017 ist zur Orientierung ein jährlicher Brutto-Zubau von 2,5 GW angegeben. Dieser Wert findet auch in den Szenarien Berücksichtigung. Der Zubau der Photovoltaik wird dabei maßgeblich von der Entwicklung der Strompreise und Vergütungssätze sowie der Kosten für Module und Gesamtkonzepte, z. B. auch in Verbindung mit Speichern und zur Eigenbedarfsdeckung, abhängen. Diese Preis- und Kostenentwicklung ist jedoch insbesondere für weit entfernt liegende Zeithorizonte schwer zu prognostizieren. Zusätzliche Unsicherheit resultiert aus der aktuell fehlenden Regelung zur Förderung der Anlagen außerhalb der Ausschreibungen ab Erreichen einer installierten Summenleistung von 52 GW. Als Unterscheidungsmerkmal wird daher nach Erreichen der 52 GW-Grenze ein durchschnittlicher jährlicher Brutto-Zubau von 2 GW in A 2030, 2,5 GW in B 2030/B 2035 und 3 GW in C 2030 angenommen.



Zur Bewertung des Rückbaus von Photovoltaik-Anlagen wird eine Vorgehensweise wie im Bereich Windenergie onshore über eine Weibull-Verteilung gewählt. Bei Photovoltaik besteht die Besonderheit, dass historisch in einem verhältnismäßig kurzen Zeitraum zwischen 2009 und 2013 ein sehr hoher Zubau in Höhe von rund 30 GW zu verzeichnen war. Bei einer Förderdauer von 20 Jahren können sich im Zeitraum zwischen den Jahren 2030 und 2035 daher große Änderungen bis hin zu einem Netto-Rückbau der Photovoltaik ergeben. Ob die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für einen großflächigen Ersatz in diesem Zeitraum erfüllt sind, ist aktuell schwer abzuschätzen. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass insbesondere kleine Aufdachanlagen nach Förderende noch längere Zeit zur Eigenbedarfsdeckung weiterbetrieben werden, da kaum Anreize zu einer Demontage bestehen. Daher wird im Mittel im Vergleich zu Windenergie von einer leicht höheren Lebensdauer von Bestandsanlagen ausgegangen.

Angenommen wird in A 2030 eine durchschnittliche Lebensdauer von 21 Jahren ( $1/\lambda=22, k=11$ ), in B 2030/B 2035 und C 2030 von 25 Jahren bei einer stärkeren Glättung ( $1/\lambda=26, k=6$ ).

Abbildung 12: Anlagenrückbau Photovoltaik im Zeitverlauf



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

#### 4.4.4 Biomasse

Auch bei der Stromerzeugung aus Biomasse findet mit der Einführung des Ausschreibungssystems nach EEG 2017 ein Wandel von einer Preis- hin zu einer Mengensteuerung statt. Ab dem Jahr 2017 und bis in einschließlich 2019 werden nach § 4 EEG 2017 jährliche Bruttogesamtleistungen von 150 MW bzw. in den Jahren 2020 bis 2022 von 200 MW ausgeschrieben. Neben Neuanlagen mit einer installierten Leistung ab 150 kW können auch Bestandsanlagen mit einer verbleibenden Restförderdauer nach EEG 2014 von maximal acht Jahren teilnehmen, indem sie sich um eine zehnjährige Anschlussförderung bewerben. Da die Anlagen im Zuge der Anschlussförderung als neu in Betrieb genommen gelten, müssen diese die Auflagen einer flexibilisieren Fahrweise nach EEG 2017 erfüllen. Dies spiegelt sich in einer sinkenden durchschnittlichen Volllaststundenzahl für Neuanlagen gemäß Tabelle 6 wieder. Bei den bestehenden Anlagen, die keinen Zuschlag nach EEG 2017 erhalten, wird davon ausgegangen, dass ein Weiterbetrieb nach Ablauf der geltenden Förderung wirtschaftlich teilweise schwer darstellbar ist und es somit langfristig eher zu einem Rückgang der installierten Leistungen kommt. Ein moderater Rückgang erscheint insbesondere vor dem Hintergrund der Flächennutzungskonkurrenz des biogenen Brennstoffs als wahrscheinlich.





### 4.5 Beschreibung der Szenarien

#### Szenario A 2030

Das Szenario A 2030 bildet einen moderaten Zuwachs erneuerbarer Energien ab. Kurzfristig lassen sich im Bereich Windenergie onshore noch Vorzieheffekte aus dem Übergang zum EEG 2017 beobachten. Mittelfristig tritt eine wenig dynamische Entwicklung ein, im Zuge dessen rechtliche Hürden eher zunehmen und Potenziale ungenutzt bleiben. Die Preis- und Kostenentwicklung verläuft so, dass die Betreiber von Anlagen erneuerbarer Energien zunächst weiterhin auf Vergütungsmechanismen angewiesen sind. Dies führt dazu, dass ein Weiterbetrieb von Anlagen über die Förderdauer hinaus wenig attraktiv erscheint. Die in den Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen werden nur zu 90 % realisiert und die Förderung der Photovoltaik wird nach Erreichen des 52-GW-Deckels abgesenkt. Der Gesetzgeber wird in diesem Szenario zukünftig große Anstrengungen unternehmen müssen, um die gesteckten Langfristziele für das Jahr 2050 erreichen zu können. Für das Jahr 2030 wird ein Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von rund 50,5 % angenommen, der in der Mitte des politischen Ausbaukorridors liegt.

Tabelle 8: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario A 2030

Erzeugungstechnologie	Bestand 31.12.2016 [GW]	Durchschnittlicher Zubau (brutto, jährlich) [MW]	Durchschnittlicher Rückbau (brutto, jährlich) [MW]	Installiert A 2030 [GW]
Wind onshore	46,2	2020–2022: 2.520 MW Ab 2023: 2.610 MW	1.850 MW	60,2
Wind offshore	4,1	780 MW	–	14,3
Photovoltaik	40,5	2.500 MW 2.000 MW ab 52-GW-Deckel	980 MW	57,3
Biomasse	7,3	2017–2019: 150 MW 2020–2022: 200 MW	150 MW	6,2
Laufwasser	4,1	–	–	4,1
sonstige Erneuerbare	0,5	–	–	0,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

#### Szenario B 2030/B 2035

Das Szenario B 2030/B 2035 bildet eine moderate bis dynamische Entwicklung erneuerbarer Energien ab. Kurzfristig lassen sich im Bereich Windenergie onshore Vorzieheffekte aus dem Übergang zum EEG 2017 beobachten. Mittelfristig tritt eine dynamische Entwicklung ein, im Zuge dessen rechtliche Hürden eher abgebaut und Potenziale genutzt werden. Die Preis- und Kostenentwicklung verläuft so, dass Anlagen erneuerbarer Energien mittel- bis langfristig auch außerhalb der weiterbestehenden Vergütungsmechanismen wirtschaftlich betrieben werden können. Insbesondere ein Weiterbetrieb von Anlagen über die Förderdauer hinaus erscheint attraktiv. Die in den Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen werden allesamt realisiert. Aufgrund der dynamischen Preis- und Kostenentwicklung wird die Förderung der Photovoltaik nach Erreichen des 52-GW-Deckels leicht abgesenkt. An Stelle dessen treten erste Mechanismen, die Flexibilisierungspotenziale in Verbindung mit erneuerbaren Energien anreizen. Der Gesetzgeber wird in diesem Szenario zukünftig vor einige Herausforderungen gestellt. Die gesteckten Langfristziele für das Jahr 2050 erscheinen jedoch erreichbar. Für das Jahr 2030 wird ein Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von rund 54,3 % - und damit oberhalb des politischen Ausbaukorridors – angenommen, für 2035 von 59,2 %, was am oberen Rand des politischen Ausbaukorridors liegt.



Tabelle 9: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario B 2030/2035

Erzeugungstechnologie	Bestand 31.12.2016 [GW]	Durchschnittlicher Zubau (brutto, jährlich) [MW]	Durchschnittlicher Rückbau (brutto, jährlich) [MW]	Installiert B 2030 [GW]	Installiert B 2035 [GW]
Wind onshore	46,2	2020–2022: 2.800 MW Ab 2023: 2.900 MW	1.410 MW bis 2030	69,5	73,8
Wind offshore	4,1	840 MW Ab 2030: 800 MW	–	15,0	19,0
Photovoltaik	40,5	2.500 MW Ab 2030: 600 MW netto	615 MW bis 2030	68,3	71,3
Biomasse	7,3	2017–2019: 150 MW 2020–2022: 200 MW	150 MW	6,2	5,5
Laufwasser	4,1	–	–	4,1	4,1
sonstige Erneuerbare	0,5	–	–	0,5	0,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

### Szenario C 2030

Das Szenario C 2030 bildet eine sehr dynamische Entwicklung erneuerbarer Energien ab. Kurzfristig lassen sich im Bereich Windenergie onshore Vorzieheffekte aus dem Übergang zum EEG 2017 beobachten. Mittelfristig tritt eine sehr dynamische Entwicklung ein, im Zuge dessen rechtliche Hürden konsequent abgebaut und zahlreiche Potenziale genutzt werden. Die Preis- und Kostenentwicklung verläuft so, dass Anlagen erneuerbarer Energien bereits mittelfristig auch außerhalb der weiterbestehenden Vergütungsmechanismen deutlich wirtschaftlich betrieben werden können. Insbesondere ein Weiterbetrieb von Anlagen über die Förderdauer hinaus erscheint attraktiv. Die in den Ausschreibungen bezuschlagten Anlagen werden allesamt realisiert. Aufgrund der sehr dynamischen Preis- und Kostenentwicklung wird die Förderung der Photovoltaik nach Erreichen des 52-GW-Deckels abgesenkt. An Stelle dessen treten Mechanismen, die Flexibilisierungspotenziale in Verbindung mit erneuerbaren Energien stark anreizen. Der Gesetzgeber wird in diesem Szenario zukünftig noch punktuell nachsteuern müssen. Die gesteckten Langfristziele für das Jahr 2050 erscheinen gut erreichbar. Für das Jahr 2030 wird ein Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von rund 54,8 % – und damit ebenfalls oberhalb des politischen Ausbaukorridors – angenommen.



Tabelle 10: Kennzahlen der erneuerbaren Energien in Szenario C 2030

Erzeugungstechnologie	Bestand 31.12.2016 [GW]	Durchschnittlicher Zubau (brutto, jährlich) [MW]	Durchschnittlicher Rückbau (brutto, jährlich) [MW]	Installiert C 2030 [GW]
Wind onshore	46,2	2020-2022: 2.800 MW Ab 2023: 3.000 MW	1.410 MW	70,4
Wind offshore	4,1	1.020 MW	-	17,3
Photovoltaik	40,5	2.500 MW 3.000 MW ab 52-GW-Deckel	615 MW	72,8
Biomasse	7,3	2017-2019: 150 MW 2020-2022: 200 MW	150 MW	6,2
Laufwasser	4,1	-	-	4,1
sonstige Erneuerbare	0,5	-	-	0,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

#### 4.6 Regionalisierung des Ausbaus erneuerbarer Energien

Für die in Kapitel 4.5 ermittelten deutschlandweiten und technologiespezifischen Entwicklungspfade der erneuerbaren Energien in den Szenarien A 2030, B 2030, C 2030 sowie B 2035 sind in einem weiteren Schritt geeignete Annahmen zur räumlichen Verteilung der Anlagen (Regionalisierung) zu treffen.

Die ÜNB haben gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) bereits im Rahmen des NEP 2025 und des NEP 2030 (Version 2017) eine Methodik zur Regionalisierung der bundesweiten Ausbaupfade für Windenergieanlagen onshore, Photovoltaikanlagen, Biomasseanlagen, Wasserkraftanlagen und Anlagen zur Nutzung sonstiger erneuerbarer Energien entwickelt und angewandt. Diese Methodik wird auch im Zuge des vorliegenden Entwurfes des Szenariorahmens zum NEP 2030 (Version 2019) weiterentwickelt und an die aktuellen Randbedingungen angepasst.

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

- Abbildung des Anlagenbestands
- Potenzial- und Ertragsanalyse
- (Modellgestützte) Zubaumodellierung

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.



#### 4.6.1 Windenergie onshore

Grundsätzlich erfolgt die Regionalisierung von Windenergieanlagen onshore szenarienübergreifend mit einheitlichen Parametern nach einem Top-Down-Verfahren. Zunächst wird für jedes Szenario eine Allokation der installierten Leistung in Deutschland auf die 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 Standortmindest-ertrags berücksichtigt. Ausgewiesene Vorrangflächen werden prioritär erschlossen, für Gebiete mit geringerer Eignung (z. B. Schutzgebiete) wird eine Bewertung durchgeführt.

##### 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:

- aktueller Anlagenbestand mit Referenz 31.12.2016
- Zubau an Windenergieanlagen seit 01.01.2017 gemäß Melderegister BNetzA
- noch nicht realisierte Windenergieanlagen mit einem Genehmigungsdatum bis 31.12.2016 und Meldedatum bis 31.01.2017 (Melderegister der BNetzA<sup>3</sup>)
- 90 % der bezuschlagten Windenergieanlagen aus den Ausschreibungsrunden in 2017 nach EEG 2017
- bewertetes Restpotenzial (Modellergebnis)
- langfristige Ausbauziele der Bundesländer (Zielwerte für die Jahre 2030 und 2035)

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. Dezember 2016 (1), den seit 1. Januar 2017 errichteten Anlagen (2), den im Jahr 2016 nach EEG 2014 genehmigten, jedoch noch nicht realisierten Windenergieanlagen (3) sowie aus 90 % der nach EEG 2017 und in den Ausschreibungsrunden 2017 bezuschlagten Anlagenleistung<sup>4</sup> (4). 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 (5) auf die Bundesländer verteilt. Das bewertete Restpotenzial ergibt sich aus einer Kategorisierung und Bewertung der noch potenziell erschließbaren Standorte eines Bundeslandes anhand Tabelle 11. Die von den Bundesländern an die ÜNB gemeldeten Ausbauziele für die Jahre 2030 und 2035 (6) dienen dabei jeweils als obere Grenze für die installierte Windenergieleistung in einem Bundesland, d. h. bei Erreichen des Ausbauziels wird der verbliebene Netto-Restzubau auf die übrigen Bundesländer verteilt.

<sup>3</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF\\_Registerdaten/2017\\_09\\_Veroeff\\_RegDaten.xlsx?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF_Registerdaten/2017_09_Veroeff_RegDaten.xlsx?__blob=publicationFile&v=2).

<sup>4</sup> Angenommen wird, dass aufgrund der 2017 erstmals durchgeführten Ausschreibungen nicht alle Anlagen innerhalb der maximalen Umsetzungsfrist nach EEG 2017 realisiert werden.



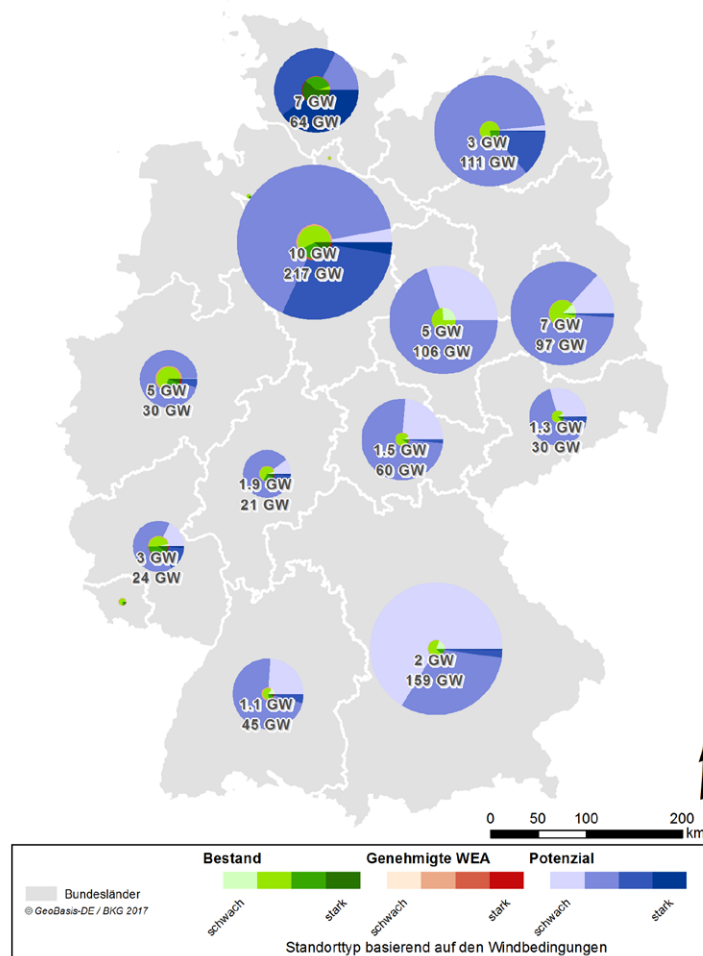
Tabelle 11: Kategorisierung und Bewertung potenziell erschließbarer Standorte

Standortkategorie	Bewertung
uneingeschränkt nutzbarer Standort	100 %
weiche Restriktionen	25 %
harte Restriktionen	0 %
Ausschlussfläche	0 %
Waldgebiet	100 % (aber geringere Leistungsdichte)

Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Die Definition der Standortkategorien und der einzuhaltenden Abstände folgt /BFI-06 16/. Zu den Ausschlussflächen zählen unter anderem Naturschutzgebiete, Nationalparks, Biosphärenreservate, Wohngebiete und Verkehrswege. Harte Restriktionen sind unter anderem FFH- und SPA-Gebiete sowie Flughäfen bzw. Flugplätze. Zu den weichen Restriktionen zählen unter anderem Naturparks. Die anzusetzende Bewertung der Standortkategorien kann ein Ergebnis des Konsultationsprozesses sein. Die höhere Bewertung von ausgewiesenen Vorrangflächen ist zu diskutieren.

Abbildung 13: Flächenpotenzial nach Bundesland und Anlagentyp



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.



Die resultierenden installierten Leistungen für Windenergie onshore nach Bundesland sind in Tabelle 12 dargestellt.

Tabelle 12: Installierte Leistung Windenergie onshore in den Szenarien nach Bundesland

Installiert [GW]	Bestand 31.12.2016	Kurzfriststützpunkt	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035	Bewertetes Restpotenzial	Bundesland-Ausbauziel 2030	Bundesland-Ausbauziel 2035
Baden-Württemberg	1,7	2,3	2,5	3,1	3,3	3,4	43,2	8,6	8,6
Bayern	2,2	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	1,9	2,6	2,6
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Brandenburg	6,4	8,0	8,3	8,9	8,9	10,0	88,9	8,9	10,0
Bremen	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2
Hamburg	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1
Hessen	1,5	2,2	2,3	2,6	2,7	2,7	18,5	4,5	5,6
Mecklenburg-Vorpommern	3,0	3,6	4,0	5,5	5,5	6,0	107,7	5,5	6,0
Niedersachsen	9,2	12,2	13,0	15,7	15,7	17,3	205,0	15,7	17,4
Nordrhein-Westfalen	4,7	6,4	6,5	6,9	7,0	7,0	23,5	10,5	12,0
Rheinland-Pfalz	3,1	3,7	3,8	4,1	4,2	4,2	19,9	7,8	7,8
Saarland	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	0,6	0,6
Sachsen	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	28,6	1,1	1,1
Sachsen-Anhalt	4,9	5,3	5,7	6,7	6,7	6,6	100,8	6,7	6,6
Schleswig-Holstein	6,3	7,1	7,3	8,2	8,5	8,5	57,0	12,0	12,0
Thüringen	1,4	1,8	2,1	3,0	3,2	3,3	58,4	4,4	5,4
<b>Summe</b>	<b>46,2</b>	<b>57,5</b>	<b>60,2</b>	<b>69,5</b>	<b>70,4</b>	<b>73,8</b>	<b>753,3</b>	<b>89,2</b>	<b>96,0</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Folgenden werden die methodischen Schritte der kleinräumigen Bestands- und Potenzialanalyse sowie die Zubau-Modellierung für Windenergieanlagen onshore detaillierter beleuchtet.

### Anlagenbestand

Zur räumlichen Abbildung des Anlagenbestands an Windenergieanlagen onshore werden unter anderem OpenStreet-Map-Datensätze, aufbereitete und plausibilisierte Anlagenregister der ÜNB und der Bundesnetzagentur sowie weitere verfügbare Daten der Bundesländer und regionalen Planungsämter herangezogen und zusammengeführt.

#### Anmerkung:

Die folgenden Abschnitte erläutern die kleinräumige Regionalisierung. Die Modelle und Datensätze werden zur Zeit überarbeitet und aktualisiert. Die Darstellungen zeigen zum Teil noch Ergebnisse aus vorangegangenen Analysen.

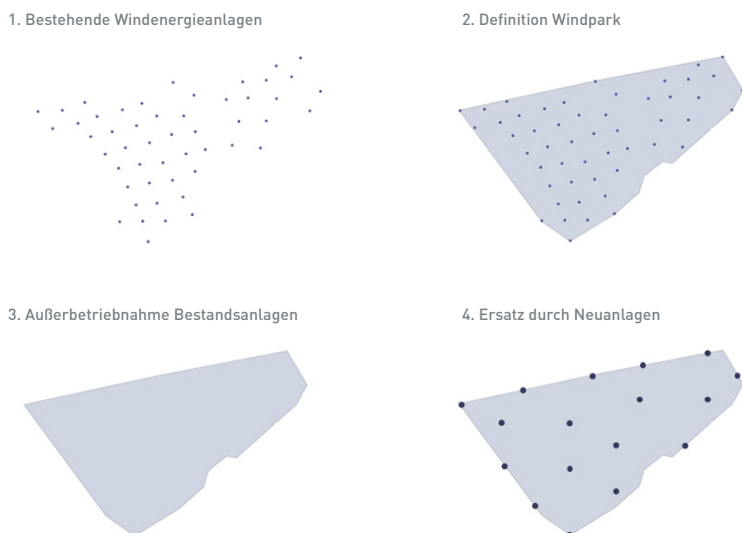


### Potenzialanalyse

Im Rahmen der Potenzialanalyse werden verschiedene Kriterien identifiziert, die das regionale Zubaupotenzial der Windenergie bestimmen.

- **Ausgewiesene Flächen:** Die von den zuständigen Behörden und regionalen Planungsämtern zur Verfügung gestellten Daten zu Windvorrang- und -eignungsflächen sowie zu Windvorbehaltsgebieten werden berücksichtigt. Die ÜNB streben im Zuge der Konsultationsprozesse nochmalig eine Aktualisierung der Datengrundlage in Abstimmung mit den Planungsämtern an.
- **Rückbau:** Im Rahmen eines Rückbaumodells wird der Rückbau in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahrs, der Standortgüte und weiterer Standorteigenschaften (z. B. Lage in Windeignungsgebiet oder Abstand zu Siedlungen) anlagenscharf abgebildet. Die exakte Umsetzung der Rückbaumodellierung ist zur Zeit noch Gegenstand einer Voranalyse. Die durch den Rückbau frei werdenden Flächen werden zu den ausgewiesenen Flächen hinzugenommen und dem Modell übergeben. Dieses plant ein Repowering basierend auf neuen Windenergieanlagen-Typen. Die Umsetzung dieser Repoweringmaßnahmen ist nicht Bestandteil der Potenzialanalyse.

Abbildung 14: Schematische Darstellung des Repowering



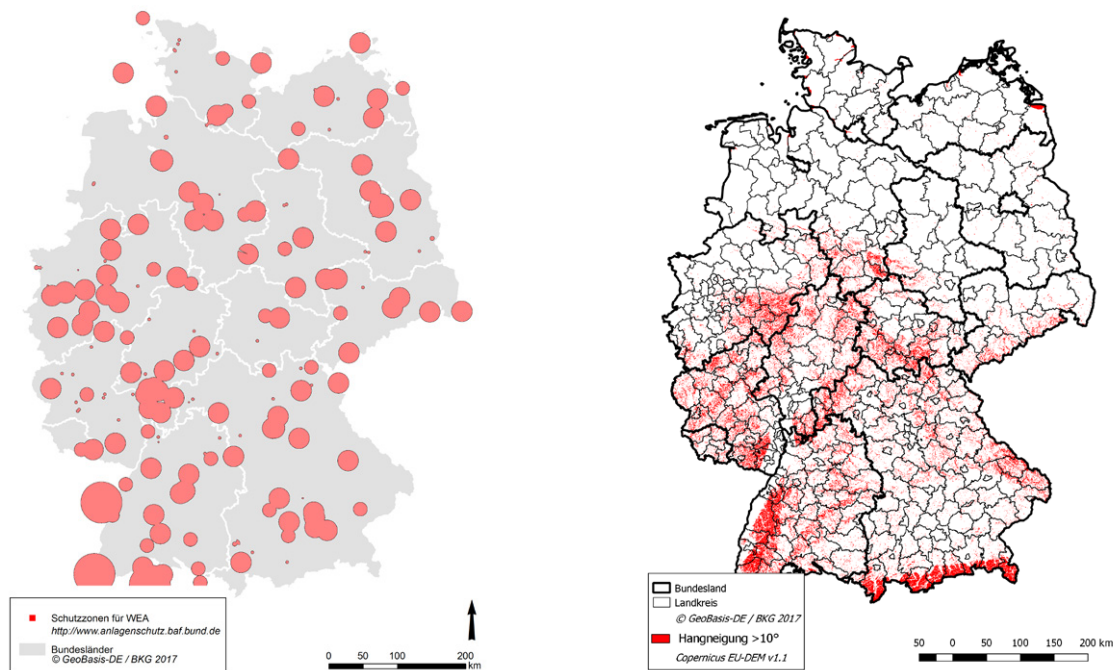
Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

- **Verfügbare Flächen:** Als verfügbare Fläche wird jede nicht grundsätzlich auszuschließende Fläche definiert. Ausschlussflächen sind etwa durch Schutzgebiete, Siedlungen und Verkehrswege gegeben, zu denen im Rahmen der Regionalisierung des Zubaus ein definierter Mindestabstand eingehalten wird. Auch von den Auswirkungen von Drehfunkfeuern und geltenden Abstandsregelungen wie der 10 H-Regelung betroffene Flächen werden grundsätzlich als Ausschlussflächen gekennzeichnet. Darüber hinaus werden Gebiete mit eingeschränkter Nutzbarkeit, etwa Waldgebiete und Naturparks, definiert. Hierzu gehören auch Standorte mit einer starken Hangneigung. Dabei wird – basierend auf den Ergebnissen einer Bestandsanalyse – angenommen, dass Standorte mit einer Hangneigung von mehr als 10° bei einer Gitterweite von 35 m (DGM 200)<sup>5</sup> nicht erschlossen werden.

<sup>5</sup> <http://land.copernicus.eu/pan-european/satellite-derived-products/eu-dem/eu-dem-v1.1>.



Abbildung 15: Darstellung der Drehfunkfeuer und Gebiete mit starker Hangneigung



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

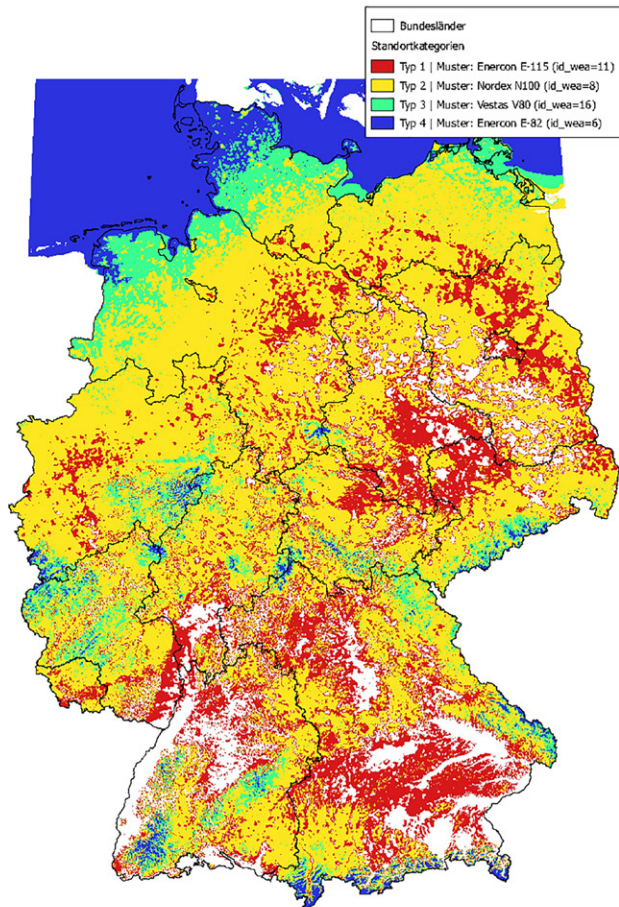
- Potenzieller Ertrag:** Die Standorte der Potenzialanalyse werden zusätzlich durch Berücksichtigung der potenziellen Volllaststunden und Vorgabe eines minimalen Ertrags weiter eingeschränkt. Die Grenzwerte werden nach /IWES-02 11/ für Starkwindanlagen bei 1.330 h in 80 m Höhe bzw. für Schwachwindanlagen bei 940 h in 80 m Höhe angesetzt. Im Rahmen der laufenden Überarbeitung erfolgt eine Differenzierung nach vier Windhäufigkeiten. Die Windhäufigkeit beeinflusst den Anlagentypen, darüber das Verhältnis zwischen Rotordurchmesser und Leistung und somit den Flächenverbrauch. In Abhängigkeit des potenziellen Ertrags wird die Errichtung einer Stark- oder Schwachwind-Anlage (insgesamt vier Anlagentypen) angenommen (vgl. Abbildung 16). Die Leistungsdichten der Windparks unterscheiden sich mit dem Anlagentyp (vgl. FfE)<sup>6</sup>. In Waldgebieten werden zudem größere Abstände zwischen den Windenergieanlagen angenommen, womit die Leistungsdichte auf etwa 40 % sinkt.

<sup>6</sup> <https://www.ffe.de/attachments/article/726/ET%20Beitrag%20Potenzielle%20Leistungsdichte%20und%20Stromerzeugung%20von%20Windparks.pdf>.





Abbildung 16: Klassifikation der Standorte und ausgewählte Referenzanlagen



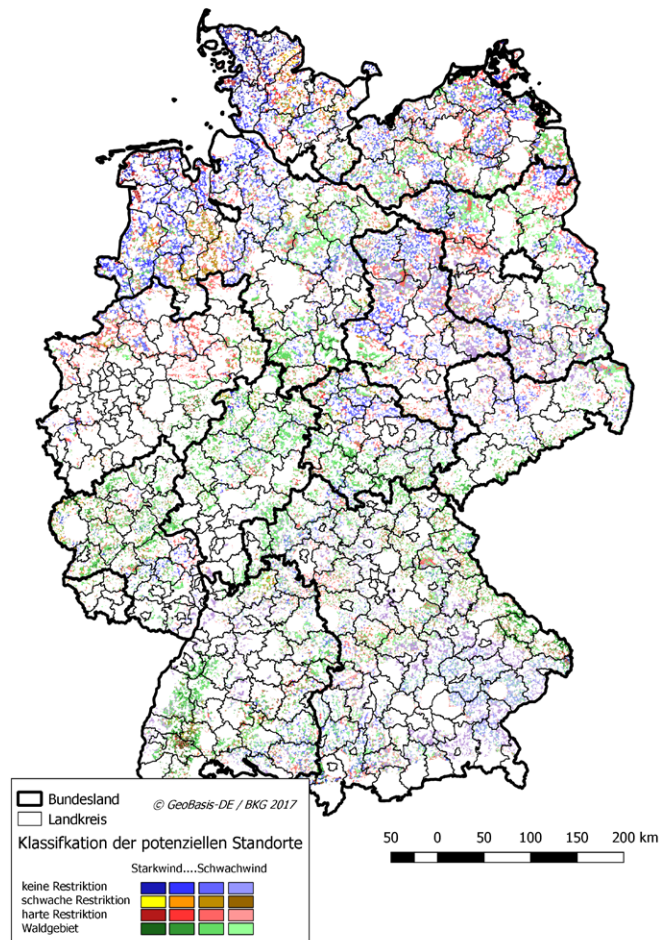
Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

### Zubaumodellierung

Im Anschluss an die Festlegung der Kurzfriststützpunkte und installierten Leistung je Szenario und Bundesland kann die regionale Verteilung der zuzubauenden Anlagen innerhalb der Bundesländer in den „ausgewiesenen Flächen“ und in den „verfügbaren Flächen“ erfolgen. Da die „ausgewiesenen Flächen“ sämtliche Erkenntnisse der Regionalplanung beinhalten, erfolgt der Zubau zunächst in diesen Gebieten. Sollte das Potenzial in „ausgewiesenen Flächen“ kleiner sein als die vorgegebene Leistung des Bundeslandes, müssen zusätzliche Standorte in den „verfügbaren Flächen“ ausgewählt werden. Die Standorte in den „verfügbaren Flächen“ werden in Anlehnung an /IWES-02 11/ klassifiziert. Aus der Bewertung der einzelnen Standorte ergibt sich eine Erschließungsquote, d.h. eine Wahrscheinlichkeit dafür, dass eine Windenergieanlage an einem Standort zugebaut wird.



Abbildung 17: Uneingeschränkt und eingeschränkt nutzbare Flächen für Windenergie



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

Wie in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen ist zu erwarten, dass der größte Teil des Zubaus in bereits heute ausgewiesenen Flächen realisiert werden kann. Die Analyse der „verfügbaren Flächen“ wird somit nur in einzelnen Bundesländern eine Relevanz für die kleinräumige Verteilung haben. In den meisten Bundesländern ergibt sich die regionale Verteilung aus der Mantelzahl nach Tabelle 12 und den „ausgewiesenen Flächen“.

Obwohl die kleinräumige Verteilung des Zubaus innerhalb der Bundesländer ebenso Unsicherheiten unterliegt, erfolgt die kleinräumige Zubaumodellierung in allen Szenarien nach einheitlichen Parametern und Kriterien. Diese Vorgehensweise wird bedingt durch den Rahmen des Netzentwicklungsplans, der eine sinnvolle Reduzierung der Komplexität und Variantenvielfalt erfordert. Es kann festgestellt werden, dass bei einer Betrachtung der Gesamtsystemzusammenhänge und einer Aggregation der Leistungen auf die Netzknoten der Höchstspannungsebene, der Einfluss einer geänderten kleinräumigen Verteilung im Vergleich begrenzt ist.



**Beteiligung der Verteilernetzbetreiber**

Der überwiegende Teil der Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie ist gegenwärtig und auch zukünftig absehbar in den nachgelagerten Verteilernetzebenen angeschlossen. Im Vorfeld der Erstellung des hier vorliegenden Szenario-rahmenentwurfs haben die ÜNB eine Datenabfrage bei den diekt nachgelagerten Verteilernetzbetreibern durchgeführt, u. a. um eine Einschätzung der erwarteten Entwicklung des EE-Zubaus in den Netzgebieten der VNB zu erhalten. Eine aggregierte Übersicht der Leistungsanteile, zu denen die Verteilernetzbetreiber Rückmeldung gegeben haben, ist im Anhang (Tabelle A1) enthalten. Darüber hinaus hatten die ÜNB die Gelegenheit, u. a. die Methodik zur Regionalisierung gemeinsam mit den VNB zu diskutieren. Kritisch gesehen wurde seitens einiger VNB die Top-Down-Herangehensweise der ÜNB, d. h. der kleinräumigen Regionalisierung ausgehend von einer nationalen Mantelzahlvorgabe. Vielmehr sei es angebracht, die installierten Leistungen Wind onshore Bottom-Up, d. h. aus den Einzelmeldungen der VNB abzuleiten. Die ÜNB sehen dies im Rahmen des NEP insofern als praktisch nicht umsetzbar an, dass die Einhaltung der nationalen Ausbaukorridore nach EEG 2017 hierdurch nicht zwingend eingehalten werden kann. Mangels einer Synchronisierung der individuellen Prognosezahlen kann dies zu einer erheblichen Überschätzung oder Unterschätzung des Windenergieausbaus führen. Auf Grund der bindenden Wirkung der bundespolitischen Ziele und Randbedingungen nach EEG einerseits sowie der Maßgabe eines auf einheitlichen Kriterien basierenden Regionalisierungsansatzes andererseits haben sich die ÜNB entschlossen, den in diesem Kapitel dargestellten Ansatz zu verwenden.

**4.6.2 Photovoltaik**

Wie auch bei der Windenergie erfolgt die Regionalisierung von Photovoltaikanlagen (PVA) ebenfalls deutschlandweit und szenarienübergreifend nach einheitlichen Kriterien. Da die Treiber für den räumlich aufgelösten Zubau an PVA verhältnismäßig eindeutig identifizierbar sind und der Anlagenzubau im Gegensatz zu Windenergie onshore nur einer verhältnismäßig geringen Steuerungswirkung durch die Bundesländer unterliegt, wird auf die Einführung einer Zwischenebene der Regionalisierung (z. B. auf Bundeslandebene) verzichtet. Unter den aktuell geltenden Rahmenbedingungen ist der Zubau von PVA auf Freiflächen vor allem vom Ertrag eines Standortes sowie Faktoren wie Grundstückspreisen abhängig. Dagegen wird der Zubau von Anlagen auf Gebäuden insbesondere vom regionalen Potenzial an Gebäudeflächen bestimmt. Aufgrund ihrer unterschiedlichen Charakteristik wird in der folgenden Modellbeschreibung zwischen PVA auf Gebäuden und auf Freiflächen unterschieden. Es wird dabei angenommen, dass zwischen heute und 2030 szenarioabhängig jährlich 400–600 MW und nach 2030 jährlich 150 MW Freiflächeanlagen errichtet werden.

Tabelle 13: Szenarioabhängiger Zubau PV-Freiflächenanlagen

Szenarien	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Jährlicher Zubau	400 MW	500 MW	600 MW	bis 2030 500 MW ab 2030 150 MW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

**Abbildung des Anlagenbestands**

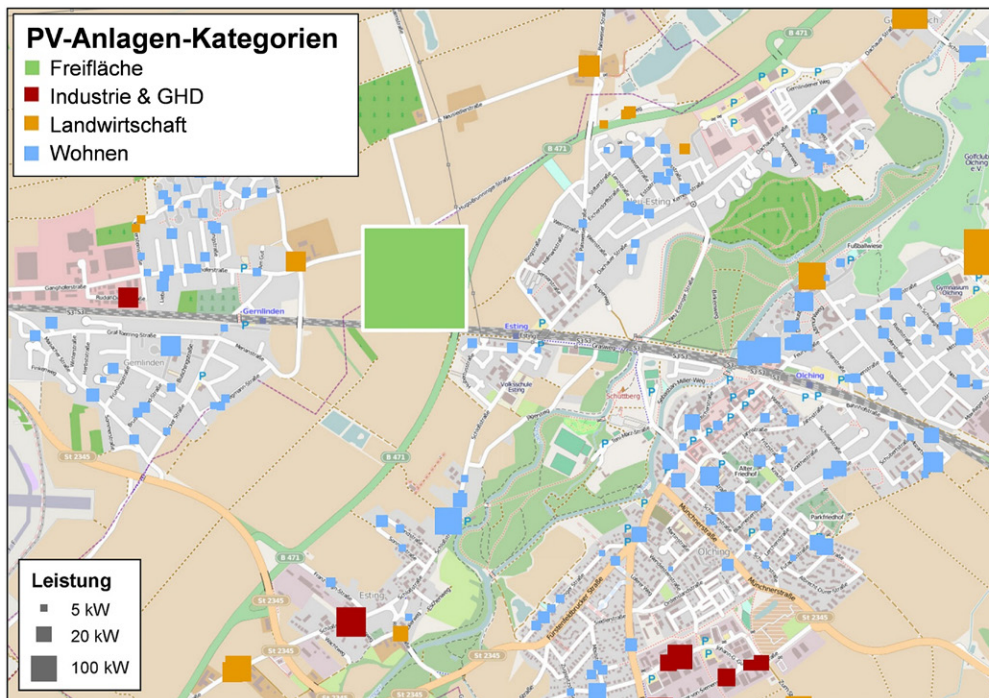
Zur räumlichen Abbildung des aktuellen Bestands an Photovoltaikanlagen (PVA) wird das Marktstammdatenregister der BNetzA, angereichert durch die historischen Anlagenregister der Übertragungsnetzbetreiber und weiteren Informationen, in einer Datenbank zusammengeführt. Jede Photovoltaikanlage wird georeferenziert und basierend auf der Flächennutzung (DLM bzw. OSM) einer der folgenden Anlagenkategorien zugeordnet (vgl. Abbildung 18):

- PVA auf Wohngebäuden
- PVA auf gewerblichen Gebäuden (Industrie und GHD)
- PVA auf landwirtschaftlich genutzten Gebäuden
- Freiflächen-PVA



Freiflächenanlagen werden dabei durch die Vergütungskategorie der Bewegungsdaten identifiziert.

Abbildung 18: Georeferenzierter Bestand Photovoltaik mit Identifikation verschiedener Anlagenkategorien



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

### Potenzialanalyse

Die Berechnung des Potenzials für jede der oben genannten Kategorien 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
- Parametrisierung der siedlungstypischen Verschattung
- Analyse von Dachaufbauten

Das Flächenpotenzial für den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen wird anhand von räumlichen Analysen für jede Gemeinde ermittelt. Dabei zeigt sich, dass das Potenzial den bisherigen Ausbau um ein Vielfaches übersteigt. Daher wird das Potenzial für PV-Freiflächenanlagen aufgrund der aktuell gültigen förderpolitischen Rahmenbedingungen auf die Nutzung von Flächen entlang von Verkehrswegen begrenzt.





**Zubaumodellierung Aufdachanlagen**

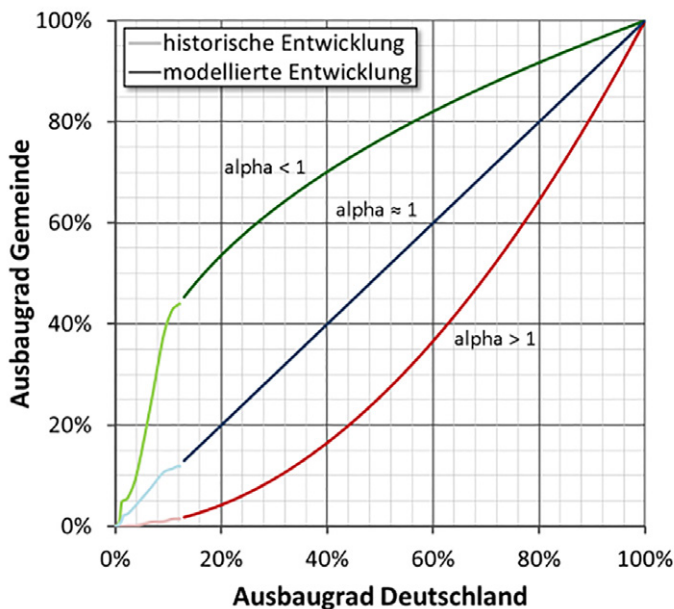
Die Modellierung des zu erwartenden regionalen Ausbaus der PV-Anlagen auf Gebäuden erfolgt über eine asymmetrische Sigmoidfunktion je Gemeinde. Dabei werden die Entwicklung des historischen Ausbaus sowie das regionale Potenzial als Eingangsparameter herangezogen (Bottom-Up-Ansatz). Über eine Faltung der resultierenden Ausbaukurven je Gemeinde kann in einem optimierten Verfahren die Erreichung der bundesweiten Mantelzahlen je Szenario sichergestellt werden.

Grundsätzlich unterscheiden sich die Gemeinden teils deutlich in ihrer aktuellen Ausbaudynamik. Mittels eines funktionalen Zusammenhangs aus dem Ausbaugrad in Deutschland und dem Ausbaugrad einer Gemeinde wird ein gemeinde-spezifischer Parameter (Alpha) entwickelt, der die aktuelle regionenspezifische Ausbaudynamik wiedergibt. Dieses Prinzip ist in Formel und Abbildung 19 dargestellt.

$$\frac{PV(GE)}{Pot(GE)} = \left( \frac{PV(DE)}{Pot(DE)} \right)^{\alpha(GE)}$$

- PV(GE) Installierte Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden in der Gemeinde
- Pot(GE) Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen in der Gemeinde
- PV(DE) Installierte Leistung der PV-Anlagen auf Gebäuden in Deutschland
- Pot(DE) Dachflächenpotenzial für PV-Anlagen in Deutschland
- $\alpha(GE)$  Gemeindegenspezifischer Parameter zur Beschreibung der Ausbaudynamik

Abbildung 19: Bestimmung des Parameters Alpha für drei ausgewählte Gemeinden



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.



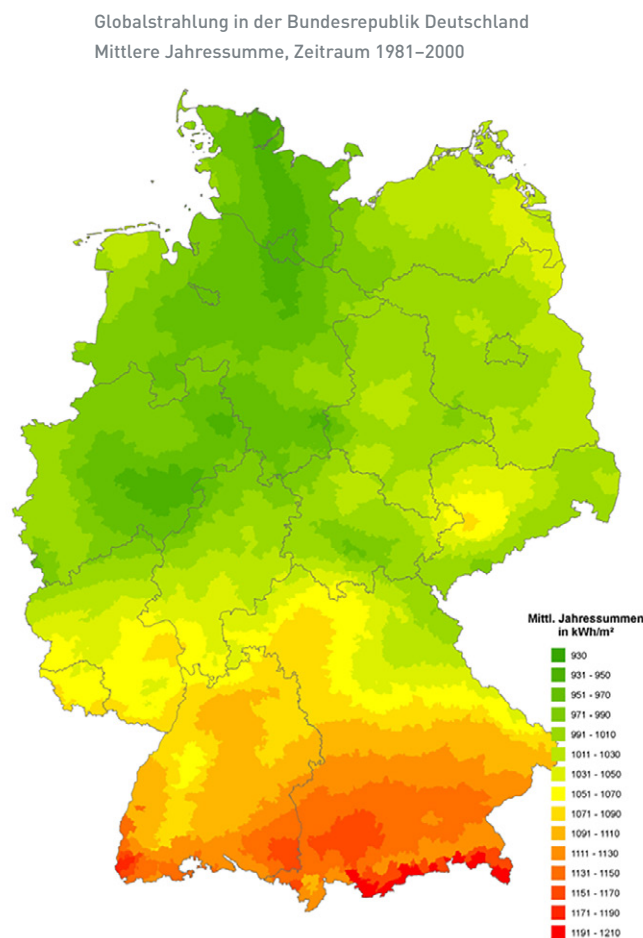
**Ausblick:**

Aktuell erfolgt eine Validierung des Modells. Zusätzlich ist eine Erweiterung um eine Meta-Modellebene geplant. Hier werden basierend auf den Ergebnissen unterschiedlicher Modellansätze neue Datensätze generiert.

**Zubaumodellierung Freiflächenanlagen**

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden für Freiflächen-PVA wird eine Regionalisierung der installierten Leistungen auf Bundeslandebene bestimmt. Für die kleinräumige Verteilung wird ein gemeindscharfer Freiflächenindex gebildet, der sich aus den verfügbaren Flächen und einer Ertragsbewertung („Ertragsindex“) basierend auf Auswertungen des Deutschen Wetterdienstes zusammensetzt. Hierbei ist es möglich, den Ertrag von Standorten über einen Gewichtungsfaktor stärker einfließen zu lassen. Insgesamt wird die regionale Verteilung des bundesweiten Zubaus an Freiflächen-PVA wie im NEP 2030 (Version 2017) am Ertrag der Standorte orientiert. Zudem erfolgt die Erfassung des Flächenpotenzials für Freiflächen über Geodaten über eine Flächennutzungsstatistik. Die Potenzialflächen liegen entlang von Verkehrswegen sowie in einzelnen Bundesländern in gewissen landwirtschaftlichen Gebieten und werden über eine GIS-Analyse bestimmt.

Abbildung 20: Langjähriges Mittel der Jahressummen der Globalstrahlung



Quelle: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen, Zeitraum 1981–2000. Hamburg: Deutscher Wetterdienst (DWD), 2004



Die anhand der beschriebenen Methodik ermittelten und auf Bundesländer aggregierten installierten Leistungen der Photovoltaik sind in Tabelle 14 aufgeführt.

Tabelle 14: Installierte Photovoltaik-Leistung in den Szenarien nach Bundesland

Installierte Leistung [GW]	Bestand 31.07.2017	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Baden-Württemberg	5,3	7,1	8,5	9,0	8,9
Bayern	11,8	15,3	17,4	18,3	18,0
Berlin	0,1	0,2	0,4	0,4	0,4
Brandenburg	3,2	5,0	5,7	6,2	6,0
Bremen	<0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hamburg	<0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Hessen	1,9	2,7	3,4	3,7	3,6
Mecklenburg-Vorpommern	1,6	2,6	3,0	3,3	3,2
Niedersachsen	3,7	5,0	6,2	6,6	6,5
Nordrhein-Westfalen	4,6	6,4	8,2	8,8	8,6
Rheinland-Pfalz	2,0	2,9	3,5	3,7	3,7
Saarland	0,4	0,8	1,0	1,1	1,1
Sachsen	1,7	2,2	2,6	2,7	2,7
Sachsen-Anhalt	2,1	2,9	3,3	3,6	3,5
Schleswig-Holstein	1,7	2,4	2,8	3,0	3,0
Thüringen	0,6	1,6	1,9	2,0	2,0
<b>Summe</b>	<b>40,8</b>	<b>57,3</b>	<b>68,3</b>	<b>72,8</b>	<b>71,3</b>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

#### 4.6.3 Biomasse, Laufwasser und sonstige erneuerbare Energien

Für Laufwasser und sonstige erneuerbare Energien wird eine Regionalisierung entsprechend des aktuellen Anlagenbestands angenommen.

Für Biomasse wird in allen Szenarien ein Netto-Rückbau angenommen. Um diesen adäquat abbilden zu können, erfolgt zunächst eine Analyse der bereits außer Betrieb genommenen Anlagen. Hieraus und einer Abschätzung zur technischen Lebensdauer der Anlagen werden die Kriterien für den Rückbau von Biomasse-Anlagen abgeleitet.

Die anhand der beschriebenen Methodik ermittelten und auf Bundesländer aggregierten installierten Leistungen sind in Tabelle 15 aufgeführt.



Tabelle 15: Installierte Leistung Biomasse, Laufwasser und sonstige EE in den Szenarien nach Bundesland

Installierte Leistung [GW]	Laufwasser – alle Szenarien	Sonstige Erneuerbare – alle Szenarien	Biomasse – A 2030	Biomasse – B 2030	Biomasse C 2030	Biomasse – B 2035
Baden-Württemberg	1,0*	0,0	0,6	0,6	0,6	0,5
Bayern	2,4	0,1	1,3	1,3	1,3	1,2
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,2	0,0	0,4	0,4	0,4	0,3
Bremen	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Hessen	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
Mecklenburg-Vorpommern	0,1	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3
Niedersachsen	0,0	0,0	1,2	1,2	1,2	1,1
Nordrhein-Westfalen	0,0	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,1
Saarland	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen	0,0	0,0	0,3	0,3	0,3	0,2
Sachsen-Anhalt	0,0	0,0	0,4	0,4	0,4	0,3
Schleswig-Holstein	0,1	0,0	0,4	0,4	0,4	0,4
Thüringen	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2
<b>Summe</b>	<b>4,1</b>	<b>0,5</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>6,2</b>	<b>5,5</b>

\*enthält 0,1 GW Laufwasserkraftwerke, die netztechnisch in Baden-Württemberg angeschlossen sind, geografisch aber in der Schweiz verortet sind.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

#### 4.7 Methode zur Berücksichtigung der Spitzenkappung

Spitzenkappung beschreibt die Berücksichtigung der Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen (PV) in der Netzplanung, um Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Die gesetzliche Einführung dieses Planungsansatzes erfolgte im Rahmen des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes. Demnach erhalten Verteilernetzbetreiber (VNB) 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 i. V. m. § 1 EEG 2014 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 Netzentwicklungsplans verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG bei der Netzplanung anzuwenden.

In diesem Zusammenhang haben die ÜNB den Umgang mit der Spitzenkappung in den Verteilernetzen abgefragt und die bisherige Umsetzung im Netzentwicklungsplan gemeinsam mit den VNB diskutiert. Es wurde deutlich, dass der Umgang mit der Spitzenkappung für den überwiegenden Teil der VNB weiterhin unklar ist. Es wurde festgehalten, dass das Instrument der Spitzenkappung auf Verteilernetzebene derzeit maximal an vereinzelt Netzknotenpunkten sowie in Pilotprojekten zum Einsatz kommt und ein flächendeckender Einsatz nicht absehbar ist. Dem entsprechend sehen die VNB die aktuelle Umsetzung der Spitzenkappung in den Netzentwicklungsplänen als kritisch an. Dem Netzentwicklungsplan liegt bislang eine flächendeckende Spitzenkappung nach der Systematik der BMWi-Verteilernetzstudie<sup>7</sup> zugrunde. Damit geht der Netzentwicklungsplan nach allgemeiner Einschätzung bisher über die Planungen der VNB und die Regelungen nach § 11 Abs. 2 EnWG hinaus. Die Reduzierung der Einspeisespitzen durch Spitzenkappung im Netzentwicklungsplan liegt im Allgemeinen höher als durch die VNB angenommen.

<sup>7</sup> Studie "Moderne Verteilernetze für Deutschland", veröffentlicht September 2014, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html>.





Eine Konsistenz zwischen den Planungen der ÜNB und VNB besteht bei der Spitzenkappung derzeit folglich nicht. Auch im Hinblick auf den folgenden Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) offenbaren sich weiterhin Hindernisse, die ein Bottom-Up-Vorgehen ausgehend von den Meldungen der VNB bei der Spitzenkappung schwierig erscheinen lassen. Zum einen wird von vielen VNB der zukünftige Einsatz der Spitzenkappung als unklar beschrieben und damit für Langfrist-szenarien nicht ausgeschlossen. Zum anderen sind die Auswirkungen einer punktuellen Spitzenkappung, wie sie nach einer FNN-Anwendungsregel angegeben wird, für die Höchstspannungsebene und insbesondere zeitreihenbasiert kaum quantifizierbar. In Anbetracht dieser Unsicherheiten ist aus Sicht der ÜNB eine Vorgehensweise bei der Spitzenkappung zu wählen, die einerseits wissenschaftlich fundiert ist, andererseits vor allem eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz erwarten lässt. Daher erscheint weiterhin ein Ansatz auf Basis der BMWi-Verteilernetzstudie legitim, der eine vergleichsweise hohe Reduzierung der Einspeisespitzen abschätzt und dabei über die Regelungen nach § 11 Abs. 2 EnWG hinausgeht. Dieses Vorgehen wird erneut für alle Szenarien des Netzentwicklungsplans vorgeschlagen. Ausdrücklich ist dabei darauf hinzuweisen, dass mit dieser Vorgehensweise für den Netzentwicklungsplan nicht den Planungen der VNB vorgegriffen werden soll. Die ÜNB sind ausdrücklich offen für andere Vorgehensweisen, die sich im Rahmen der Konsultation des Szenariorahmens ergeben.

Für den Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) wird folglich vorgeschlagen, die Spitzenkappung auf Verteilernetzebene wie im Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2017) auf Basis der in der BMWi-Verteilernetzstudie angewandten Systematik abzubilden. In der Studie wurden eine Vielzahl von Verteilernetzen unterschiedlicher Spannungsebenen, Netztopologien und Versorgungsaufgaben simuliert und untersucht, inwiefern die Berücksichtigung von Spitzenkappung bei der Netzdimensionierung des Verteilernetzes sinnvoll sein könnte. In der Übertragungsnetzplanung wird dann in den jeweiligen Verteilernetzen die Abregelung von Einspeisespitzen der dort angeschlossenen erneuerbaren Energien angenommen. Es wird angestrebt, die ermittelten regionalen Spitzenkappungsfaktoren mit den Verteilernetzbetreibern zukünftig auszutauschen und zu diskutieren.

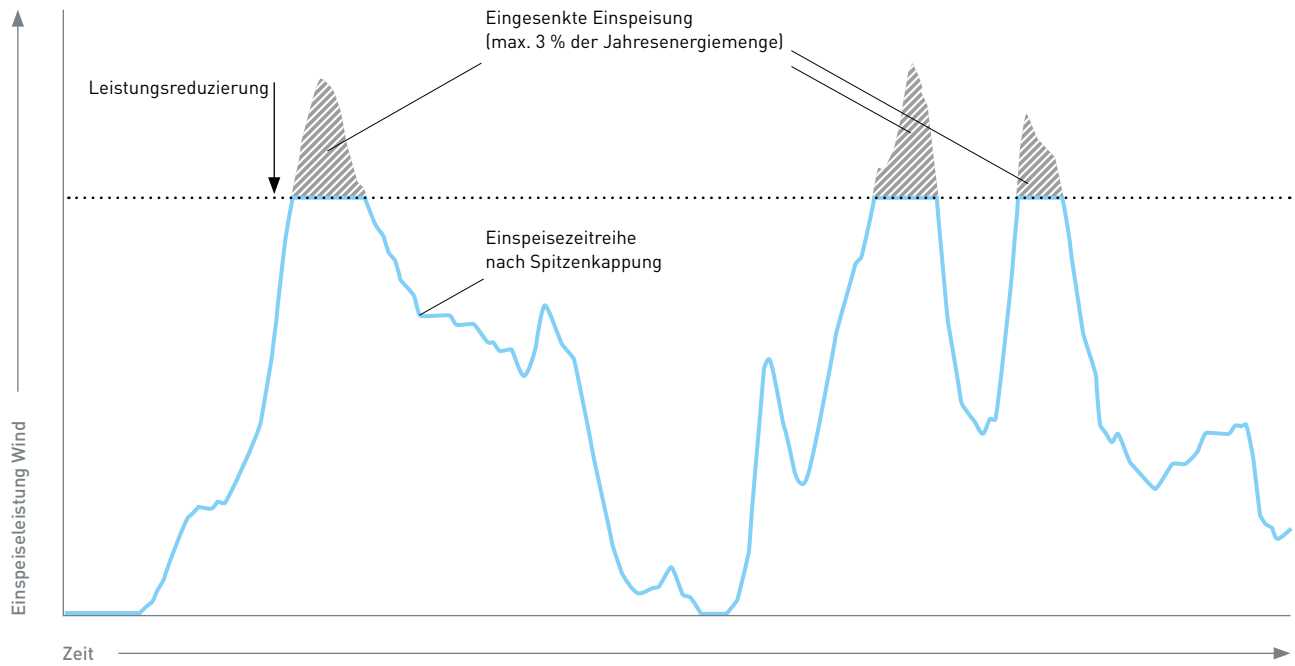
Im Allgemeinen kann angenommen werden, dass sich Netzregionen, denen hohe Spitzenkappungsfaktoren zugeordnet werden, grundsätzlich für den zukünftigen netzdienlichen Einsatz von zuschaltbaren Lasten bzw. Power-to-X-Anwendungen eignen, sofern weitere Randbedingungen wie Wärmenachfrage, industrielle Abnehmer oder eine entsprechende Gasnetzinfrastruktur vorliegen. In der Folge kann die elektrische Energie, die durch Spitzenkappung modelltechnisch aus dem System genommen wird, auch implizit diesen Anwendungen und damit einem weitergehenden Nutzen zugeordnet werden. Erste konkrete Ansätze hierzu finden sich beispielsweise in der Verordnung zur Netzausbauregion (NAGV) bzw. weitergehend § 13 Abs. 6a EnWG („Nutzen statt Abregeln im Netzausbaubereich“). Hier wird den ÜNB zeitlich befristet bis zum 31.12.2023 und unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit eröffnet, innerhalb des Netzausbaubereichs zuschaltbare Lasten in Höhe von bis zu 2 GW zur Vermeidung und Beseitigung temporär bestehender Netzengpässe im Übertragungsnetz zu kontrahieren<sup>8</sup>. Hiervon abzugrenzen ist der marktgetriebene Einsatz von Power-to-X-Anwendungen, welcher neben einer generellen Beschreibung ausgewählter Power-to-X-Technologien in Kapitel 6 näher beleuchtet wird.

Die maximale Einspeisung angeschlossener Anlagen und damit die mögliche Rückspeisung ins Übertragungsnetz sind insbesondere nach Anwendung der Spitzenkappungsfaktoren geringer als deren installierte Leistung. In der Netzplanung wird eine Reduzierung der prognostizierten Jahreseinspeisemenge von maximal 3 % je Anlage berücksichtigt. Direkt am Höchstspannungsnetz angeschlossene Windparks werden hingegen pauschal um 3 % der Jahresenergiemenge eingesenkt. Bei Anwendung der Spitzenkappung kann die maximale Einspeisung in einzelnen Stunden des Jahres um bis zu 30 % geringer als die installierte Leistung der EE-Anlagen angenommen werden. Das Prinzip der Spitzenkappung ist für eine Einspeiselinie der Windenergie an einem Netzknoten in Abbildung 21 exemplarisch dargestellt.

<sup>8</sup> [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8-GZ/2017/2017\\_0001bis0999/2017\\_0001bis0999/BK8-17-0009/BK8-17-0009-A\\_Festlegung\\_Verfahrensregulierung.html?nn=708190](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK8-GZ/2017/2017_0001bis0999/2017_0001bis0999/BK8-17-0009/BK8-17-0009-A_Festlegung_Verfahrensregulierung.html?nn=708190).



Abbildung 21: Wirkungsweise der Spitzenkappung an einem exemplarischen Netzknoten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

# 5 STROMVERBRAUCH

## 5.1 Eingangsüberlegungen

Wie auch im Bereich der konventionellen und erneuerbaren Erzeugung sind verschiedene Entwicklungspfade für die zukünftige Stromnachfrage in Deutschland denkbar, welche sich in Form unterschiedlicher Szenarien abbilden lassen. Dabei sind sowohl verbrauchssteigernde Einflussgrößen, wie der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen oder die zunehmende Integration von Elektromobilität, als auch verbrauchssenkende Faktoren wie Effizienzsteigerungen bei stromgetriebenen Anwendungen geeignet zu berücksichtigen. Neben der deutschlandweiten spielt daneben insbesondere auch die regionale Stromnachfrageentwicklung eine wichtige Rolle im Zuge der Stromnetzdimensionierung.

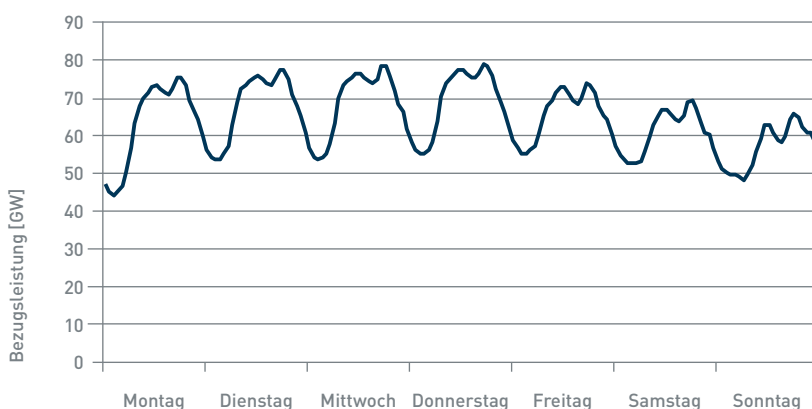
In der Stakeholderumfrage wurde fast einstimmig von einem steigenden Stromverbrauch ausgegangen.

## 5.2 Begriffsdefinitionen

Für ein besseres Verständnis sollen zunächst die in diesem Kapitel genannten Begriffe definiert werden. Unter dem Begriff Stromverbrauch wird im Folgenden der Nettostromverbrauch verstanden, welcher sowohl die endenergetische Stromnachfrage aller aus dem öffentlichen Netz versorgten Anwendungssektoren als auch den durch Eigenversorgung (z. B. Industriekraftwerke) gedeckten Bedarf umfasst. Der Stromverbrauch lässt sich dabei grundsätzlich anhand der Kenngrößen Jahresenergiemenge und Jahreshöchstlast, d. h. dem maximal auftretenden Bezug von elektrischer Leistung innerhalb eines Jahres, charakterisieren. Hiervon abzugrenzen ist die Bruttostromnachfrage, welche zusätzlich zur Nettostromnachfrage die physikalisch bedingten Übertragungsverluste im Stromnetz, den Strombezug von Pumpspeichern sowie den Eigenbedarf konventioneller Kraftwerke umfasst.

Weiterhin weist die Nachfrage elektrischer Energie zeitliche Schwankungen auf, welche das individuelle Nutzungsverhalten der Stromnachfrager widerspiegeln. Dieses wiederum wird durch zahlreiche weitere Einflussfaktoren wie der Außentemperatur, dem jeweiligen Wochentag oder auch den Produktionszeiten der Industriebetriebe bestimmt. So lassen sich innerhalb eines Tages oder einer Woche deutliche Unterschiede in der Höhe des Strombezugs, wie exemplarisch in Abbildung 22 dargestellt, erkennen.

Abbildung 22: Exemplarischer Verlauf des Strombezugs in einer Woche



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



### 5.3 Kurzer Überblick über wesentliche Kennzahlen

In der folgenden Tabelle sind überblicksartig charakteristische Kennzahlen zur Einordnung der Szenarien dargestellt. Der Nettostromverbrauch steigt bezogen auf das Ausgangsjahr 2014 in allen Szenarien unterschiedlich stark an. Der Anstieg ist vor allem auf neue Stromanwendungen zurückzuführen, deren zunehmender Einsatz nicht vollständig durch Effizienzsteigerungen im Bereich klassischer Stromanwendungen ausgeglichen wird. Die Höchstlast bis zum Jahr 2030 sowie 2035 liegt in allen Szenarien auf einem höheren Niveau als im Ausgangsjahr 2014. Der Anstieg der Nettostromnachfrage überträgt sich dabei nicht im selben Ausmaß auf die Entwicklung der residualen Höchstlast. Eine wesentliche Rolle kommt hierbei der zukünftigen Nutzung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen und dem Grad der flexiblen (ggf. gesteuerten) Einsatzweise zu.

Die Entwicklungen sowohl von der Höhe als auch von der Leistung des künftigen Stromverbrauchs unterliegen vielfältigen Einflussgrößen und Unsicherheiten. Im Rahmen des vorliegenden Entwurfs des Szenariorahmens sind diese Ergebnisse eines vereinfachten Modellierungsansatzes. Der Untersuchung liegen dabei konsistente Annahmen zugrunde.

Tabelle 16: Übersicht über die Stromnachfrage in den Szenarien

<b>Nettostromverbrauch [TWh]</b>	<b>2014</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
Nettostromverbrauch inkl. VNB-Netzverluste	531,2	535,7	552,2	575,5	556,1
Nettostromverbrauch exkl. VNB-Netzverluste	513,7	518,2	534,7	558,0	538,6
Davon Elektrofahrzeuge	~ 0,1	2,5	15,0	25,0	20,0
Davon Wärmepumpen	~ 6,0	12,5	25,0	50,0	32,0
Reduktion des konventionellen Stromverbrauchs durch Effizienzsteigerung	-	4,9	12,1	23,9	15,7
Reduktion des konventionellen Stromverbrauchs durch Effizienzsteigerung in Prozent	-	1,0 %	2,5 %	5,0 %	3,3 %

<b>Höchstlasten [GW]</b>	<b>2014</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
Höchstlast mit Lastverlagerung inkl. VNB-Netzverluste	86,1	90,0	95,0	98,0	97,0
Höchstlast mit Lastverlagerung exkl. VNB-Netzverluste	83,0	87,0	91,8	94,6	93,8

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



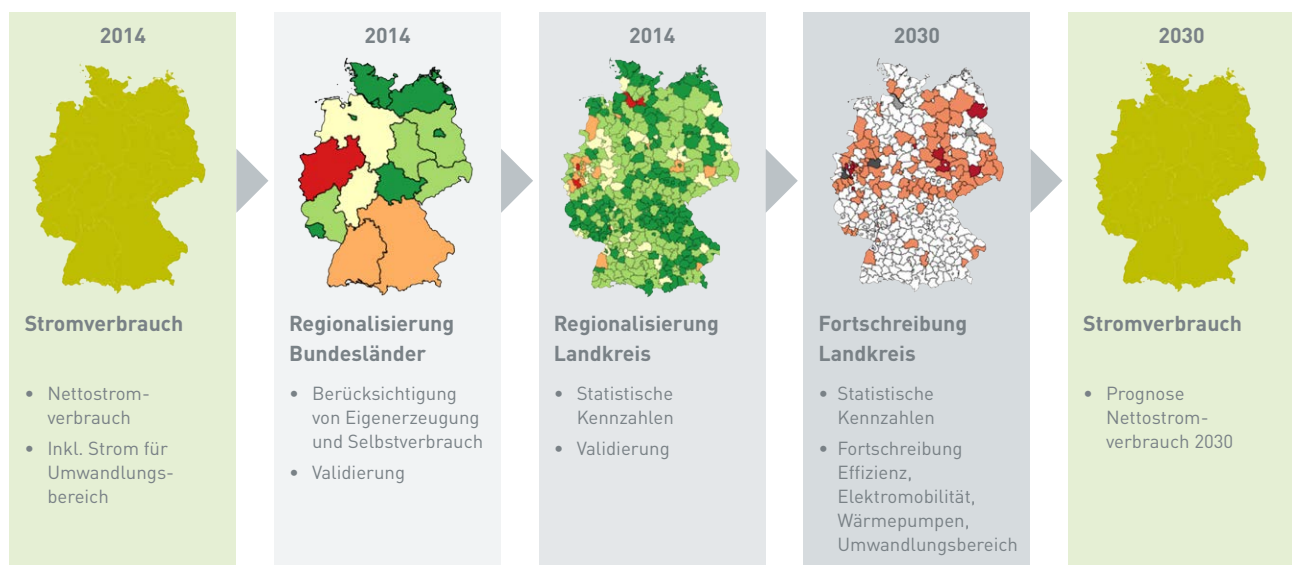
### 5.4 Beschreibung der Methodik zur Modellierung der Stromnachfrage

Im NEP 2030 (Version 2017) wurde erstmals ein sehr umfassendes, aber insgesamt komplexes Modell zur Stromverbrauchsprognose angewandt, um die sich abzeichnenden Entwicklungen im Bereich der Stromnachfrage abzubilden. Im Rahmen des vorab geführten Stakeholderdialogs zum vorliegenden Entwurf des Szenario Rahmens wurde an die ÜNB die Bitte nach einer insgesamt einfacher nachvollziehbaren Methodik zur Abbildung des Stromverbrauchs herangetragen. Die im Folgenden dargestellte Methodik beruht daher auf dem Grundgedanken, einen weiterhin sachgerechten und gleichzeitig möglichst transparent nachvollziehbaren Modellierungsansatz unter Einbezug der wesentlichen Treiber der Stromnachfrage zu wählen.

Insbesondere werden überall dort, wo dies möglich ist, öffentliche Datenquellen verwendet. So sind z. B. die verwendeten Daten zur jährlichen Stromnachfrage auf den Internetseiten der AG Energiebilanzen sowie der statistischen Landes- und Bundesämter einsehbar und frei verfügbar.

Grundsätzlich weist die Stromnachfrage neben dem Jahresverbrauch (Menge der Stromnachfrage) eine räumliche (Ort der Stromnachfrage) und zeitliche Dimension (Zeitpunkt der Stromnachfrage) auf. Insofern sind im Rahmen der Modellierung alle drei Fragestellungen gleichermaßen zu adressieren. In Abbildung 23 ist der Gesamtablauf zur Ermittlung der Stromnachfrage und die kombinierte Betrachtung von Regionalisierung und der Fortschreibung der Stromnachfrage dargestellt.

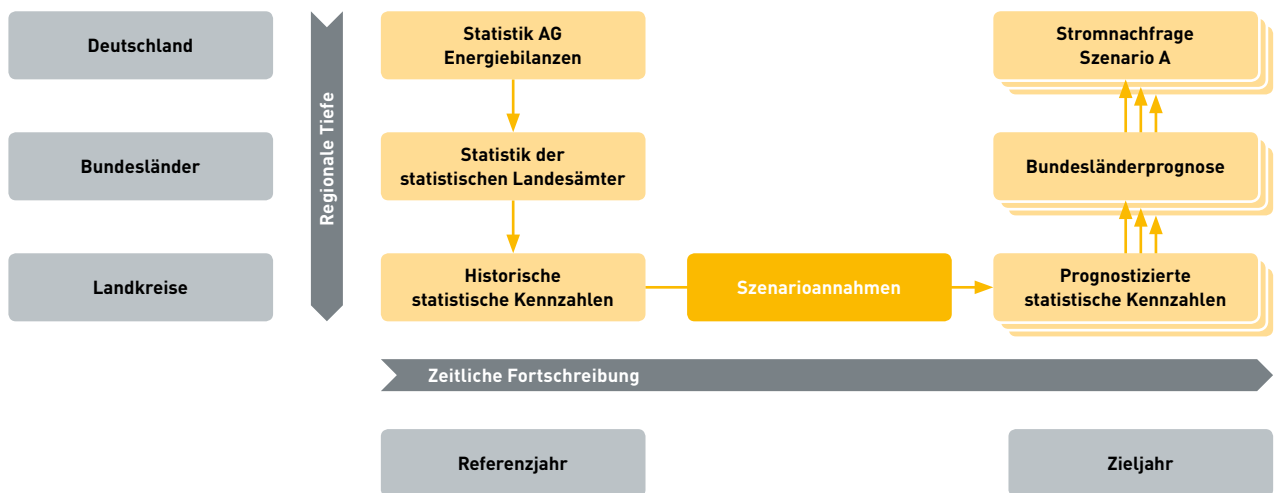
Abbildung 23: Schematische Darstellung der Regionalisierung und der Fortschreibung der sektoralen Stromnachfrage



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 24: Gesamtablauf zur Ermittlung der Stromnachfrage



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Ausgehend von diesen Fragestellungen 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 dem Stromnetz zuzuordnen. Statistiken zur historischen Stromnachfrage werden dabei sowohl für Gesamtdeutschland als auch auf Bundeslandebene 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. Mangels originärer Datenquellen zum Stromverhaltensverhalten in dieser räumlichen Auflösung sind weitere modelltechnische Annahmen zu treffen.

Beginnend mit der Festlegung einer jährlichen Referenzenergiemenge je Stromnachfragesektor für das geografische Gebiet Deutschlands (Kapitel 5.5) erfolgt eine räumliche Projektion auf Bundesländer sowie unter Einbezug regionaler Strukturparameter weiter auf Landkreise (Kapitel 5.6). 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 2030/2035 prognostiziert (Kapitel 5.8 und 5.9). Anhand der zugrunde gelegten Entwicklung der regionalen Indikatoren werden Szenarien für die zukünftige Stromnachfrage je Landkreis abgeleitet (Kapitel 5.10).

Über eine Kombination mit regional aufgelösten Stromverbrauchsprofilen lässt sich eine zeitlich und räumlich aufgelöste Nettostromnachfrage ermitteln (Kapitel 5.11), welche unter Berücksichtigung weiterer Annahmen zum Einsatz neuer Stromanwendungen (Kapitel 5.12) das Eingangsdatum der nachfolgenden Netzanalysen bildet.

In Abbildung 24 ist das Vorgehen der Regionalisierung und der Fortschreibung der sektoralen Stromnachfrage anhand eines exemplarischen Beispiels dargestellt.



### 5.5 Festlegung des nationalen Stromverbrauchs für das Referenzjahr

Als Ausgangspunkt der nachfolgenden Stromverbrauchsprognose sind zunächst geeignete Referenzkennzahlen der jährlich nachgefragten elektrischen Energiemenge für das Betrachtungsgebiet Deutschland festzulegen. Auf Grund der vollständig verfügbaren Datengrundlage und Konsistenz zu den aktuellsten verfügbaren Bundeslandstatistiken des Länderarbeitskreises Energiebilanzen (LAK) wird auf entsprechende Stromnachfragedaten des Jahres 2014 zurückgegriffen, welche aus einer nach Anwendungssektoren aufgeschlüsselten Erhebung der AG Energiebilanzen (AGEB) stammen<sup>9</sup>.

Der Nettostromverbrauch ermittelt sich hiernach aus dem Endenergieverbrauch sowie dem Energieverbrauch für elektrischen Strom im Umwandlungsbereich. Der Endenergieverbrauch gibt dabei Auskunft über die unmittelbare Verwendung von elektrischem Strom zur Erzeugung von Nutzenergie wie zum Beispiel Licht, Wärme, Kälte und mechanische Arbeit. Der Energieverbrauch im Umwandlungsbereich beinhaltet demgegenüber den Einsatz von elektrischem Strom zur Gewinnung anderer Energieträger wie Erdöl, Erdgas, Braunkohle und Steinkohle. Tabelle 17 stellt die nach Sektoren bzw. Anwendungen differenzierten Kenngrößen nach Erhebung der AGEB im Vergleich der Jahre 2012–2014 dar.

Tabelle 17: Übersicht über den Nettostromverbrauch 2012–2014

Angaben in TWh	2012	2013	2014
<b>Nettostromverbrauch (ohne VNB-Verluste)</b>	<b>537,0</b>	<b>537,4</b>	<b>525,9</b>
<b>Endenergieverbrauch</b>	<b>523,3</b>	<b>523,2</b>	<b>512,8</b>
davon verarbeitendes Gewerbe/Industrie	226,2	224,3	228,8
davon Verkehr	12,1	12,0	11,6
davon Haushalte	137,0	136,0	129,7
davon Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher	148,0	151,0	142,8
Energieverbrauch im Umwandlungsbereich	13,7	14,1	13,1
davon Kokereien	0,3	0,3	0,3
davon Steinkohlenzechen/-brikettfabriken	1,3	1,1	1,0
davon Braunkohlengruben/-brikettfabriken	4,8	4,9	4,9
davon Erdöl- und Erdgasgewinnung	0,7	0,6	0,6
davon Mineralölverarbeitung	6,6	7,2	6,2

Quelle: <http://www.ag-energiebilanzen.de/7-0-Bilanzen-1990-2015.html>, abgerufen am 05.12.2017

### 5.6 Regionalisierung des Stromverbrauchs

Die räumliche Verortung des sektoralen Nettostromverbrauchs in Deutschland erfolgt in einem ersten Schritt auf Bundeslandebene. Hierzu werden die veröffentlichten „Energie- und CO<sub>2</sub>-Bilanzen“ der Bundesländer herangezogen, die im jährlichen Rhythmus durch die jeweiligen Landesämter veröffentlicht und grundsätzlich nach derselben Methodik wie die nationale Energiebilanz erstellt werden<sup>10</sup>. Dieser Schritt dient einerseits dazu, eine Konsistenz der Modellierung zu den Angaben der jeweiligen Bundesländer herzustellen. Andererseits kann durch die regionale Zwischenebene die räumliche Prognoseunsicherheit reduziert werden, die durch den Mangel an originären Stromnachfragedaten auf Landkreisebene begründet ist.

<sup>9</sup> AGEB: „Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland“.

<sup>10</sup> <http://www.lak-energiebilanzen.de/laenderbilanzen>.



Tabelle 18 stellt die zugehörigen Kennzahlen der jährlichen Stromnachfrage vergleichend für die Jahre 2012–2014 dar.

Tabelle 18: Nettostromverbrauch in den Bundesländern 2012–2014

Energiemenge [TWh]	2012	2013	2014
Baden-Württemberg	68,5	69,4	66,4
Bayern	79,4	78,5	76,6
Berlin	11,3	11,6	13,4
Brandenburg	17,6	17,1	18,1
Bremen	4,8	5,0	5,0
Hamburg	13,3	13,0	12,9
Hessen	36,6	36,5	34,7
Mecklenburg-Vorpommern	6,8	6,8	6,8
Niedersachsen	53,1	54,3	52,2
Nordrhein-Westfalen	128,7	127,1	128,8
Rheinland-Pfalz	27,9	28,8	28,1
Saarland	9,9	8,2	8,1
Sachsen	20,1	19,8	20,0
Sachsen-Anhalt	16,8	16,4	16,0
Schleswig-Holstein	12,9	14,7	14,0
Thüringen	12,6	12,5	12,5
<b>Summe Deutschland</b>	<b>520,4</b>	<b>519,8</b>	<b>513,7</b>

Quelle: Länderarbeitskreis Energiebilanzen, Veröffentlichungen der Bundesländer

In Übereinstimmung mit der nationalen Energiebilanz werden die aktuellsten verfügbaren Daten für das Jahr 2014 als Datengrundlage der Stromverbrauchsmodellierung verwendet. Abweichungen zwischen den Bilanzen auf nationaler und Bundeslandebene sind durch eine rückwirkende Aktualisierung der Zahlen durch das Bundesland Bayern während der Erstellung des Entwurfs des Szenariorahmens begründet. Diese basieren auf einer Umstellung der zugrunde liegenden Erfassungsmethodik und können nach Aufnahme in das Methodikhandbuch des LAK zukünftig auch von anderen Bundesländern angewandt werden.

Basierend auf der Ermittlung der bundeslandspezifischen jährlichen Stromnachfrage je Sektor erfolgt eine weitergehende räumliche Detaillierung auf Landkreisebene. Die Projektion des sektoralen Referenznettostromverbrauchs der Bundesländer auf Landkreise wird anhand statistischer Kennzahlen umgesetzt, die für den jeweiligen Anwendungsbereich geeignete Indikatoren in Bezug auf die Stromnachfrage in den Landkreisen darstellen. Die Kennzahlen umfassen u. a. regionale Angaben zu Bevölkerung, Anzahl und Struktur der Haushalte, Wohngebäude- und Wohnungsbestand, Anzahl der Erwerbstätigen, Bruttowertschöpfung sowie die durchschnittliche Fahrleistung im Nahverkehr.





Um die regionalen Unterschiede im Stromverbrauchsverhalten abzubilden, wird im Rahmen der Stromnachfragemodellierung vereinfacht zwischen den folgenden volkswirtschaftlichen Sektoren bzw. Stromanwendungen nach Tabelle 19 differenziert.

Tabelle 19: Übersicht der modellierten Anwendungssektoren für elektrische Energie

Klassifizierung	Anwendungssektor	Beschreibung
Klassische Stromanwendungen	Haushalte	Stromnachfrage der (privaten) Haushalte
	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD)	Stromnachfrage in öffentlichen und privaten Einrichtungen des Handels und Dienstleistungsbereichs
	Verkehr	Stromnachfrage des elektrifizierten Schienenverkehrs
	verarbeitendes Gewerbe/Industrie	Stromeinsatz zur Herstellung, Veredelung, Montage oder Reparatur von Erzeugnissen und Produkten
	Umwandlungsbereich (Gewinnung von Kohle, Erdgas, Erdöl)	Stromeinsatz zur Gewinnung/Umwandlung/Verarbeitung anderer Energieträger
Neue Stromanwendungen	Elektromobilität	Stromnachfrage elektrisch angetriebener PKW
	Wärmepumpen	Stromnachfrage elektrisch betriebener Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Sektoren Haushalte, GHD, Verkehr, verarbeitendes Gewerbe/Industrie und Umwandlungsbereich werden in den nachfolgenden Erläuterungen vereinfacht als klassische Anwendungssektoren bezeichnet, während Elektromobilität und Wärmepumpen zu den neuen Stromanwendungen gezählt werden.

Die Auswahl der relevanten statistischen Kennzahlen je Sektor und deren Gewichtung wurde im Rahmen einer umfangreichen Validierung durch die Übertragungsnetzbetreiber angepasst. Grundsätzlich besteht hierbei die Herausforderung, dass es keine dedizierten Veröffentlichungen zur Stromnachfrage je Landkreis gibt und diese folglich nur modelltechnisch abgeschätzt werden kann.

Als Vergleichsgröße für die Validierung wurde daher auf Daten zur historischen Stromnachfrage zurückgegriffen, die den ÜNB im Rahmen von Abrechnungsprozessen zeitlich aufgelöst und flächendeckend für die Versorgungsgebiete der nachgelagerten Verteilernetzbetreiber vorliegen<sup>11</sup>. Die zugrunde liegenden Angaben zur entnommenen Jahresarbeit je Netzebene unterliegen darüber hinaus den Veröffentlichungspflichten nach § 27 Abs. 2 StromNEV und sind für einzelne Jahre entsprechend auf den jeweiligen Internetseiten der Verteilernetzbetreiber einsehbar. Zur Validierung wurde aus Vergleichbarkeitsgründen nur die historische Jahresstromnachfrage solcher Verteilernetzgebiete herangezogen, deren räumliche Abgrenzung deckungsgleich zur Landkreisebene ist. Die Validierung wurde weiterhin auf die klassischen Stromanwendungen beschränkt, unter der Annahme, dass der Anteil neuer Stromanwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen) im betrachteten Referenzjahr 2014 vernachlässigbar ist.

<sup>11</sup> Daten aus MaBiS (Marktregeln für die Bilanzkreisabrechnung Strom).



Die auf Basis der vorgenommenen Validierungen letztlich in die Modellierung eingeflossenen statistischen Kennzahlen sowie die sektorspezifisch gewählten Gewichtungen<sup>12</sup> zur räumlichen Projektion der historischen Referenzstromnachfrage des Jahres 2014 sind in Tabelle 20 aufgeführt.

Tabelle 20: 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, des Bergbaus sowie der Gewinnung von Steinen und Erden	100 %
Umwandlungsbereich	Anzahl der Betriebe im Umwandlungsbereich	100 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für die so ermittelten Gewichtungen wird im Folgenden angenommen, dass diese auch für zukünftige Zeithorizonte in konstanter Höhe angesetzt werden können.

### 5.7 Fortschreibung des Stromverbrauchs

Zielstellung dieses Modellierungsschritts ist die Fortschreibung der stromnachfragerlevanten Treiber je Landkreis, um hierüber die erwartete jährliche Stromnachfrage für die betrachteten Zeithorizonte 2030 bzw. 2035 abzuleiten. Die Variation der angenommenen Treiberausprägung erlaubt es hierbei grundsätzlich, unterschiedliche Szenarien abzubilden.

Tabelle 21 illustriert die funktionale Herleitung der Treiberentwicklung je Sektor zur Fortschreibung des Stromverbrauchs. Weiterhin ist jeweils eine textliche Beschreibung der Formeln in der Tabelle aufgeführt.

<sup>12</sup> Hierbei handelt es sich lediglich um Schätzgrößen.



Tabelle 21: Treiber und funktionale Zusammenhänge zur Projektion der Stromnachfrage

Anwendungssektor	Funktionale Beschreibung
<p><b>Haushalte</b></p> <p>Fortschreibung anhand der Entwicklung der Bevölkerung und der Anzahl der Haushalte im Landkreis unter Berücksichtigung der Energieeffizienz</p>	$HS_{Jahr,LK} = (1 - \alpha_{HH}) \cdot \left( HS_{RzJahr,LK} \cdot \frac{BV_{Jahr,LK}}{BV_{RzJahr,LK}} \cdot \frac{PH_{Jahr,LK}}{PH_{RzJahr,LK}} \right)$ <p>BV – Bevölkerung                      HS – Nettostromverbrauch Haushaltssektor                      PH – Anzahl (Privat-)Haushalte  <math>\alpha_{HH}</math> – Energieeffizienzfaktor Haushaltssektor</p>
<p><b>Gewerbe, Handel, Dienstleistung</b></p> <p>Fortschreibung anhand der Entwicklung der Bevölkerung unter Berücksichtigung der Energieeffizienz</p>	$GHD_{Jahr,LK} = (1 - \alpha_{GHD}) \cdot \left( GHD_{RzJahr,LK} \cdot \frac{BV_{Jahr,LK}}{BV_{RzJahr,LK}} \right)$ <p>BV – Bevölkerung                      GHD – Nettostromverbrauch GHD-Sektor  <math>\alpha_{GHD}</math> – Energieeffizienzfaktor GHD-Sektor</p>
<p><b>Verkehr</b></p> <p>Fortschreibung anhand der Entwicklung der Bevölkerung im Landkreis</p>	$VK_{Jahr,LK} = VK_{RzJahr,LK} \cdot \frac{BV_{Jahr,LK}}{BV_{RzJahr,LK}}$ <p>BV – Bevölkerung                      VK – Nettostromverbrauch Verkehrssektor</p>
<p><b>verarbeitendes Gewerbe / Industrie</b></p> <p>Konstante Stromnachfrage unter Berücksichtigung von Energieeffizienzsteigerungen</p>	$vGw_{Jahr,LK} = (1 - \alpha_{IND}) \cdot vGw_{RzJahr,LK}$ <p>vGw – Nettostromverbrauch verarbeitendes Gewerbe  <math>\alpha_{IND}</math> – Energieeffizienzfaktor (verarbeitendes Gewerbe / Industrie)</p>
<p><b>Umwandlungsbereich</b></p> <p>Fortschreibung anhand der Reduktion der installierten Leistung von Braunkohlekraftwerken</p>	$UmWa_{Jahr,LK} = UmWa_{RzJahr,LK} \cdot BK_{KW}$ <p>UmWa – Nettostromverbrauch Umwandlungsbereich                      BK<sub>KW</sub> – Anteil Braunkohle</p>
<p><b>Elektromobilität</b></p> <p>Fortschreibung der landkreisbezogenen PKW-Anzahl proportional anhand der Bevölkerungsentwicklung im Landkreis</p> <p>Ableitung der Anzahl elektrisch betriebener PKW je Landkreis aus dem Anteil der PKW im Landkreis an der Gesamtzahl aller PKW in Deutschland im Referenzjahr</p>	<p>Ermittlung der Anzahl der PKW:</p> $PKW_{Jahr,LK} = PKW_{RzJahr,LK} \cdot \frac{BV_{Jahr,LK}}{BV_{RzJahr,LK}}$ <p>Ermittlung der Anzahl der eMob:</p> $eMob_{Jahr,LK} = eMob_{ges} \cdot \frac{PKW_{Jahr,LK}}{\sum_{LK} PKW_{Jahr,LK}}$ <p>eMob – Anzahl Elektrofahrzeuge                      PKW – Anzahl PKW                      BV – Bevölkerung</p>
<p><b>Wärmepumpen</b></p> <p>Ableitung der Wärmepumpenanzahl je Landkreis anhand des jeweiligen Anteils der Ein- und Zweifamilienhäuser an der Gesamtzahl</p>	$WP_{Jahr,LK} = WP_{ges} \cdot \frac{EZFH_{Jahr,LK}}{\sum_{LK} EZFH_{Jahr,LK}}$ <p>WP – Anzahl Wärmepumpen                      EZFH – Ein- und Zweifamilienhäuser                      WP<sub>ges</sub> – Mantelzahl Wärmepumpen</p>

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Für die Stromnachfrage des verarbeitenden Gewerbes bzw. der Industrie (z. B. Chemieparks) wurde abweichend keine Fortschreibung des Stromverbrauchs modelliert. Die erwartete Zunahme des Stromverbrauchs im verarbeitenden Gewerbe im Zuge der zunehmenden Automatisierung, Robotik etc., in Verbindung mit einer rückläufigen Entwicklung der Erwerbstätigen gemäß Raumordnungsprognose, lässt keine sachgerechte Prognose der Stromnachfrage im verarbeitenden Gewerbe auf Basis geeigneter Kenndaten zu. Aus diesem Grund wird eine konstante Stromnachfrage des verarbeitenden Gewerbes in Höhe des Jahres 2014 angenommen, welche um die erwarteten Effizienzgewinne der Industrie reduziert wird.

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 der Bodenschätze bis zum Jahr 2030 bzw. 2035.

### 5.8 Annahmen zur Entwicklung der Treiber

Nach Festlegung der verwendeten Kennzahlen je Anwendungssektor wird im Folgenden auf die angenommene Entwicklung der Landkreisindikatoren eingegangen.

#### 5.8.1 Bevölkerungsentwicklung

Ein wesentlicher Treiber für die regionale Stromnachfrage mit Einfluss auf alle betrachteten volkswirtschaftlichen Sektoren ist die zukünftige Entwicklung der Bevölkerungszahl. Die in Tabelle 22 aufgeführte Prognose der Bevölkerungsentwicklung für Deutschland basiert auf Prognosedaten der Raumordnungsprognose 2035 nach Zensus des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung und wird für alle Szenarien in gleicher Höhe angesetzt.

Tabelle 22: Entwicklung der Gesamtbevölkerung

Anzahl [Millionen]	Referenz 2014	2020	2030	2035
Gesamtbevölkerung	80,9	80,8	79,3	78,2
Veränderung ggü. 2014 (Index)	100,0	99,9	98,0	96,7

Quelle: Daten des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) und statistisches Bundesamt

#### 5.8.2 Anzahl der (Privat-) Haushalte

Neben der Bevölkerung besitzt die Anzahl der Haushalte je Landkreis Einfluss auf die Nachfrage elektrischer Energie. So kann davon ausgegangen werden, dass eine geringere Anzahl von Haushalten zu einem Rückgang der Stromnachfrage und eine höhere Anzahl zu einem Anstieg führt.

Die verwendete Anzahl an Haushalten je Landkreis wird für alle Szenarien gemäß den Angaben des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) angenommen. Diese variiert regional. Genaue Angaben finden sich auf der Internetseite des BBSR ([www.bbsr.bund.de](http://www.bbsr.bund.de)).



### 5.8.3 Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser

Zur Ermittlung des Ausgangswertes der Ein- und Zweifamilienhäuser wurde der Wohngebäude- und Wohnungsbestand der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder aus der Regionaldatenbank<sup>13</sup> ausgewertet. Es wird weiterhin angenommen, dass der Anteil der Ein- und Zweifamilienhäuser an der Gesamtzahl der Haushalte je Landkreis über den Zeitraum der Fortschreibung konstant bleibt. Eine Fortschreibung des Treibers kann somit anhand einer festen landkreis-spezifischen Kopplung an die zuvor genannten Haushalte vorgenommen werden.

### 5.8.4 Elektromobilität

Der Begriff Elektromobilität beschreibt im Kontext des Entwurfs zum Szenariorahmen die Nutzung elektrisch angetriebener PKW. Im Gegensatz zu konventionellen, fossil betriebenen PKW dient hierbei Strom als Energieträger, welcher in elektrochemischen Speichern mitgeführt wird. Um die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen, ist ein nahezu emissionsfreier Verkehrssektor notwendig, bei dem Stromanwendungen aufgrund des begrenzten Biokraftstoffpotenzials einen wesentlichen Beitrag liefern werden.

Im Szenario A 2030 wird angenommen, dass es in einem geringen Ausmaß zur Nutzung von Elektromobilität kommt und die Zielgröße von einer Million Elektroautos für das Jahr 2020 erst im Jahr 2030 erreicht wird.

Im Szenario B 2030/B 2035 wird unterstellt, dass elektisch angetriebene PKW aufgrund politischer Weichenstellungen, der flächendeckenden Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten und einer Weiterentwicklung der Produktpalette der Hersteller von Elektroautos zu einem wichtigen Fortbewegungsmittel entsprechend des aktuellen Ziels der Bundesregierung werden.

Im Szenario C 2030 wird davon ausgegangen, dass eine höhere Präferenz zugunsten neuer Technologien und eines zunehmenden energie- und klimapolitischen Bewusstseins vorhanden ist. Aus diesem Grund wird im Szenario C 2030 ein starker Anstieg der Anzahl elektrisch angetriebener PKW angenommen. Des Weiteren wird eine stärkere Kostendegression von Batteriespeichern unterstellt, welche die Integration von Elektroautos zusätzlich fördert. Die angenommene Bestandsentwicklung der Elektroautos in den Szenarien ist in Tabelle 23 dargestellt.

Tabelle 23: Annahmen zur Entwicklung und Stromnachfrage von elektisch angetriebenen PKW

Elektromobilität	Referenz 2016	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Anzahl [Mio]	~ 0,1	1,0	6,0	10,0	8,0
Nettostromverbrauch [TWh]	~ 0,3	2,5	15,0	25,0	20,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

### 5.8.5 Wärmepumpen

Wärmepumpen nehmen unter Aufwendung von Arbeit thermische Wärmeenergie aus der Umgebungsluft auf und geben diese als Nutzwärme (z. B. in Form einer Heizung) ab. Die betrachteten elektrischen Wärmepumpen wirken sich im Betrieb auf den Strombezug aus. Der Einsatz kann dabei ungesteuert oder intelligent, d. h. über ein Lastmanagement, erfolgen.

<sup>13</sup> <https://www.regionalstatistik.de>.



Im Szenario A 2030 wird lediglich von einer geringen Verschiebung von Wärmeeinwendungen in den Stromsektor ausgegangen. In Szenario B 2030/B 2035 fällt diese Verschiebung deutlich stärker aus und nimmt im Szenario C 2030 noch einmal zu – mit der Folge eines dementsprechend höheren Nettostromverbrauchs. Die angenommene Entwicklung der Anzahl an elektrischen Wärmepumpen, der installierten Leistung, der resultierenden Stromnachfrage durch den Einsatz der Wärmepumpen sowie der Anteil der flexibel einsetzbaren Wärmepumpen am Bestand ist für die drei Szenarien in Tabelle 24 dargestellt.

Tabelle 24: Annahmen zur Entwicklung und Stromnachfrage von Wärmepumpen

Wärmepumpen	Referenz 2016	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2035
Anzahl [Mio.]	ca. 0,7	1,25	2,5	5,0	3,2
Nettostromverbrauch [TWh]	ca. 7,0	12,5	25,0	50,0	32,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

### 5.9 Energieeffizienzfaktoren

Vor dem Hintergrund ambitionierter Klimaziele und hiermit verbunden Anstrengungen zur Einsparung elektrischer Energie kann von einem zunehmend effizienten Einsatz im Bereich der klassischen Anwendungen nach Tabelle 25 ausgegangen werden. Energieeinsparungen können dabei grundsätzlich durch eine technologische Weiterentwicklung der Stromanwendungen (z. B. energieeffizientere Kühlschränke) oder ein geändertes Nutzungsverhalten getrieben sein. Die Energieeffizienzannahmen beruhen einerseits auf unterschiedlichen Studien zum Thema Energieeffizienz im Stromsektor und andererseits der Wahrung der Konsistenz der Szenarienspreizung mit wenig Energieeffizienz in Szenario A 2030 und einer verstärkten Reduktion des Stromverbrauchs in Szenario C 2030. Die Effizienzsteigerung wird in Form sogenannter Effizienzfaktoren für jeden Nachfragesektor gemäß Tabelle 25 abgebildet, die den Rückgang der Stromnachfrage zwischen dem Referenzjahr 2014 und dem jeweiligen Zielszenario beschreiben.

Für den Bereich Verkehr<sup>14</sup> wird hingegen keine Energieeffizienz modelliert. Da der Sektor im Wesentlichen den elektrifizierten Schienenverkehr umfasst, wird angenommen, dass sich der Zuwachs elektrifizierter Fahrwege (z. B. Bahnstrecken) einerseits und Effizienzeinsparungen andererseits in der Höhe gegenseitig kompensieren.

Tabelle 25: Angenommene Energieeffizienzrate je Sektor und Szenario in Prozent bis zum Zieljahr

Sektor / Abnahme in % bis Zieljahr	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2035
Haushalte	1,0	2,5	5,0	3,3
GHD	1,0	2,5	5,0	3,3
verarbeitendes Gewerbe/Industrie	1,0	2,5	5,0	3,3
Verkehr	0,0	0,0	0,0	0,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

<sup>14</sup> Elektrofahrzeuge sind separat ausgewiesen.



### 5.10 Ergebnis der Stromnachfragemodellierung

Ergebnis dieses Modellierungsschritts sind für alle betrachteten Szenarien Jahresenergiemengen der Stromnachfrage je Landkreis und Anwendungssektor. Um die Ergebnisse der Stromnachfragemodellierung in die Netzberechnungen der Übertragungsnetzbetreiber einfließen lassen zu können, werden diese abschließend sogenannten Netzgruppen zugeordnet. Die Netzgruppen entsprechen dabei netztechnisch (d. h. elektrisch) abgrenzbaren Gebieten in der Verteilernetzebene, welche ein räumliches Aggregat der Landkreise darstellen und sich im Zuge der späteren Netzmodellierung dem Übertragungsnetz zuordnen lassen (siehe Darstellung in Abbildung 25).

Abbildung 25: Schematische Darstellung der Netzgruppen in Deutschland



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Unter Anwendung der beschriebenen Modellierungsmethodik und Berücksichtigung der genannten Parameter lassen sich die in die Tabelle 26 aufgeführten szenariospezifischen Nettostromverbräuche ermitteln. Beim Nettostromverbrauch wird die aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2017) bereits bekannte Szenariospreizung, mit einem konservativen Szenario A 2030, einem progressiverem Szenario B 2030/B 2035 und einem innovativen Szenario C 2030 fortgeführt.



Tabelle 26: Ergebnisse der Stromnachfragemodellierung

Angaben in TWh	Referenz 2014	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2035
Nettostromnachfrage inkl. VNB-Netzverluste		535,7	552,2	575,5	556,1
Nettostromnachfrage exkl. VNB-Netzverluste	513,7	518,2	534,7	558,0	538,6
<b>Hiervon</b>					
Haushalte	126,6	126,0	124,2	121,1	120,8
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	132,8	130,1	128,1	124,9	125,3
verarbeitendes Gewerbe/Industrie	229,7	227,6	224,2	218,6	222,4
Umwandlungsbereich	12,1	7,3	6,1	6,1	6,1
Verkehr	12,5	12,3	12,3	12,3	12,1
Elektromobilität	-	2,5	15,0	25,0	20,0
Wärmepumpen	-	12,5	25,0	50,0	32,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

### 5.11 Abbildung des zeitlichen Verlaufs der Stromnachfrage

Ausgehend von den ermittelten Jahresenergiemengen stellt sich die Frage nach dem zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage. Wie in Kapitel 5.2 dargestellt weist der Strombezug der unterschiedlichen Verbrauchssektoren einen zeitlich schwankenden Verlauf auf, der sich am jeweiligen Verbrauchsverhalten orientiert.

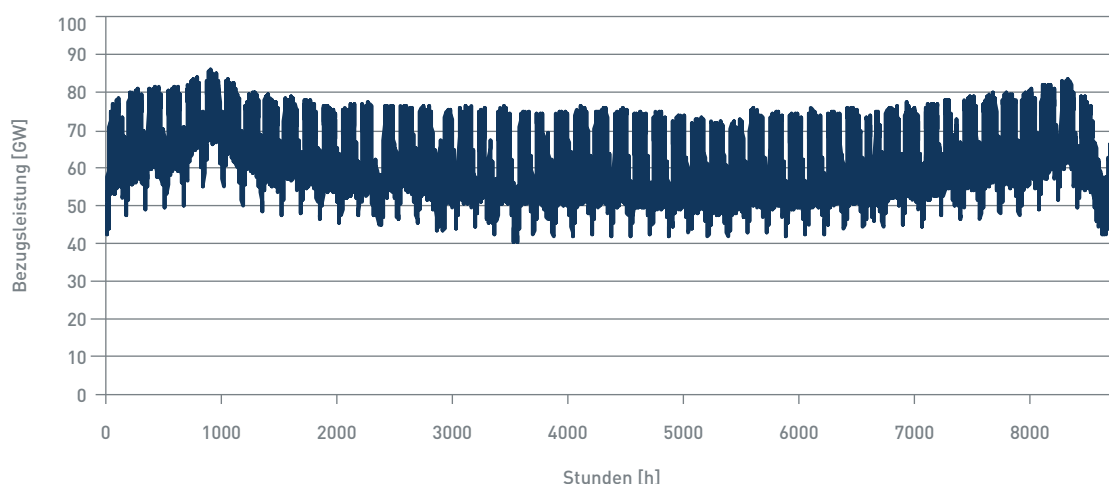
Als Ausgangspunkt für den zeitlichen Verlauf wird in Übereinstimmung mit dem gewählten Wetterjahr auf zeitlich und räumlich aufgelöste Stromnachfrageprofile des Jahres 2012 zurückgegriffen, die den ÜNB im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung nach MaBiS<sup>15</sup> durch die VNB für die jeweiligen Versorgungsgebiete gemeldet werden. Um die historischen Profile dem Übertragungsnetz zuordnen und letztendlich in der Netzberechnung verwenden zu können, werden diese in einem weiteren Schritt zu den bereits im vorherigen Abschnitt erwähnten Netzgruppen aggregiert. Ausgangsgröße sind damit regional differenzierte, stündlich aufgelöste Lastprofile je Netzgruppe, die sämtliche im Rahmen von MaBiS erfassten Stromnachfrageanteile umfassen. Abbildung 26 zeigt das stündliche Stromnachfrageprofil des Jahres 2012 in aggregierter Darstellung für Deutschland.

<sup>15</sup> Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom, [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer6/BK6\\_91\\_Bilanzkreisabrechnung/bilanzkreisabrechnung-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer6/BK6_91_Bilanzkreisabrechnung/bilanzkreisabrechnung-node.html).





Abbildung 26: Historischer zeitlicher Verlauf des Strombezugs in Deutschland in 2012



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 klassischer Stromanwendungen – d. h. der Nachfrage in den Sektoren Haushalte, GHD, Verkehr, verarbeitendes Gewerbe/ Industrie und Umwandlungsbereich – abbilden. Für die Stromnachfrage von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen wird daher auf standardisierte Nachfrageprofile zurückgegriffen, die bereits im vorangegangenen NEP 2030 (Version 2017) angewendet wurden<sup>16</sup> und als Ausgangsgröße für die folgenden Modellierungsschritte dienen.

Nachfolgend werden die in Kapitel 5.10 ermittelten jährlichen Energiemengen je Szenario mit den Lastprofilen der Netzgruppen zusammengeführt. Für die Sektoren Haushalte, GHD, Verkehr und verarbeitendes Gewerbe/Industrie wird dabei angenommen, dass sich das jeweilige regionale Strombezugsverhalten im Vergleich zu 2012 zwar in der Höhe, jedoch nicht dem zeitlichen Verlauf ändert. Die Höhe der Stromnachfrage resultiert demzufolge aus einer netzgruppenweisen Verrechnung der regionalen Lastprofile mit den Energiemengen der Zieljahre 2030 bzw. 2035. Analog werden die Lastprofile der Anwendungssektoren Elektromobilität und Wärmepumpen anhand der regionalen jährlichen Nachfragemengen und entsprechenden standardisierten Profilen abgeleitet. Speziell das Stromnachfrageverhalten der neuen Anwendungen erfordert weitergehende Betrachtungen, welche nachfolgend beschrieben werden.

<sup>16</sup> Zurückgegriffen wird auf energienormierte Standardlastprofile aus der gemeinsamen Studie mit dem Fraunhofer ISI.



### 5.12 Nachfrageprofile neuer Stromanwendungen

Vor dem Hintergrund des erwarteten Zuwachses insbesondere an elektrisch angetriebenen Fahrzeugen und Wärmepumpen und den hieraus resultierenden Herausforderungen für die dafür notwendige elektrische Übertragungsinfrastruktur kommt der Prognose des zukünftigen Strombezugsverhaltens in diesen beiden Sektoren eine entscheidende Rolle zu.

Eine relevante Kennzahl ist hierbei 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.

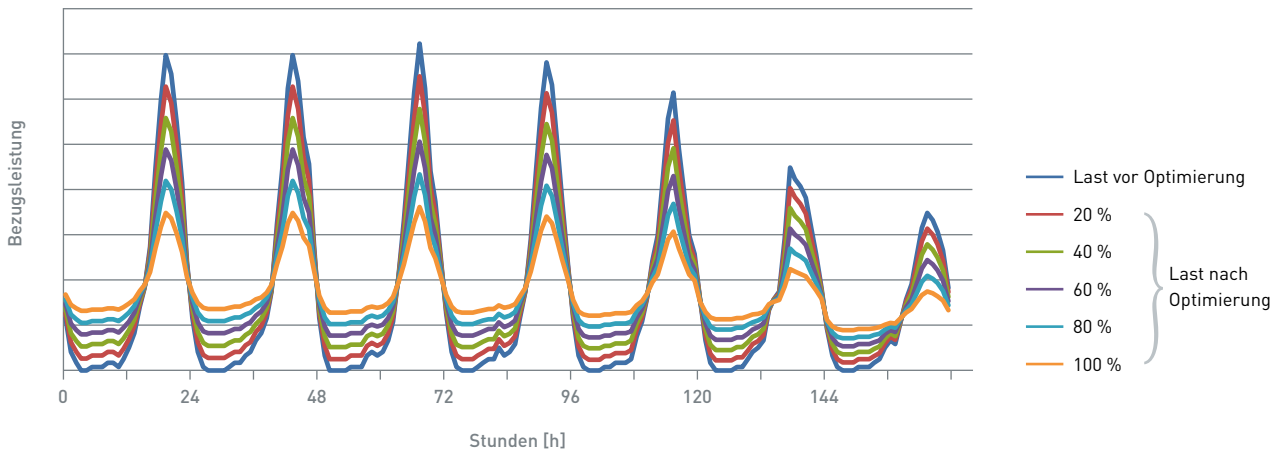
In Abhängigkeit der jeweiligen Anwendung kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass der theoretische maximale Strombezug – entsprechend einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 100 % - auf Grund des heterogenen Nutzungsverhaltens der einzelnen Stromanwender oder auch steuernd eingreifender Maßnahmen in der Praxis nicht beobachtet wird. Bezogen auf das Beispiel der Elektromobilität ist es wahrscheinlich, dass PKW zwar vorrangig, jedoch nicht ausschließlich in den frühen Abendstunden („nach dem letzten Weg“) geladen werden. Keinen Strom beziehen so zum Beispiel zum betrachteten Zeitpunkt bereits geladene oder in Nutzung befindliche Fahrzeuge. Darüber hinaus wird in den vorliegenden Szenarien unterstellt, dass sowohl Wärmepumpen als auch Elektrofahrzeuge mittels gezieltem Lastmanagement zur Steigerung der nachfrageseitigen Flexibilität im Elektrizitätssystem beitragen können.

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen vor, für den Netzentwicklungsplan Strom ein vereinfachtes und hiermit verbunden transparent nachvollziehbares Verfahren anzuwenden. Ausgangspunkt ist dabei stets das unveränderte Standardbezugsprofil für den Anwendungssektor Elektromobilität bzw. den Einsatz der Wärmepumpen. Grundsätzliches Ziel des Verfahrens ist die Verschiebung der Stromnachfrage von Stunden sehr hohen Strombezugs in Stunden mit geringer Nachfrage, wodurch insgesamt eine Glättung des Lastprofils sowie eine Verringerung der maximal auftretenden Bezugsleistungen erreicht wird. Prämisse ist dabei, dass sich die insgesamt nachgefragte Energiemenge innerhalb eines definierten Zeitraums (z. B. eines Tages) gegenüber dem Ausgangsprofil nicht verändert – d. h. nur zeitlich begrenzt verschiebbar ist - und der Grad der verschiebbaren (flexiblen) Last zwischen den Wochentagen und Jahreszeiten variiert. So kann für das Laden von Elektrofahrzeugen zum Beispiel eine höhere Verschiebbarkeit an Wochenenden bzw. arbeitsfreien Tagen oder für Wärmepumpen eine geringe Flexibilität bei kalten Umgebungstemperaturen im Winter angenommen werden.

Einstellungsgrößen in diesem vereinfachten Modellansatz sind somit der grundsätzlich verschiebbare Anteil der gesamten Stromnachfrage des Sektors sowie der je Wochentag und Monat als flexibel angenommene Anteil der Last. Je höher der flexibel angenommene Lastanteil, desto größer ist die innerhalb eines definierten Zeitraums verschobene Energiemenge und stärker ausgeprägt die Vergleichmäßigung des ursprünglichen Lastprofils. Abbildung 27 veranschaulicht die Auswirkungen unterschiedlicher Flexibilisierungsannahmen auf das zugrunde liegende Bezugsprofil.



Abbildung 27: Schematische Darstellung der Auswirkungen einer Verschiebung der Stromnachfrage auf den Lastverlauf



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Eine genaue Quantifizierung der zukünftig zu erwartenden Gleichzeitigkeitsfaktoren ist mangels ausreichender Praxiserfahrungen zum derzeitigen Zeitpunkt nur schwer möglich und Gegenstand aktueller Untersuchungen in Forschung und Wirtschaft. Inwiefern zudem zukünftig ein gesteuerter Einsatz dieser Anwendungen erfolgt oder sinnvoll ist, kann im Rahmen dieses Szenariorahmenentwurfs nicht abschließend beantwortet werden. Der entsprechende technologische, marktliche, ordnungsrechtliche und/oder regulatorische Rahmen für ein entsprechend flexibles Nutzerverhalten ist durch die Marktakteure sowie insbesondere die Politik erst noch zu schaffen. Hier können aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber weitere Studien oder Rückmeldungen seitens der Stakeholder einen wertvollen Beitrag liefern.

### 5.13 Annahmen zur Jahreshöchstlast

Aus der Aggregation aller sektoralen Stromnachfrageprofile lässt sich je Szenario der zeitliche Verlauf der Gesamtnettostromnachfrage und die nationale Jahreshöchstlast, d. h. der maximal während eines Jahres auftretende Strombezug, bestimmen. Die resultierenden Höchstlasten in den Szenarien sind in Tabelle 27 dargestellt.

Tabelle 27: Jahreshöchstlast in den Szenarien

Jahreshöchstlast [GW]	Referenz 2014	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2035
Absolute (theoretische) Höchstlast ohne Lastmanagement neuer Stromanwendungen und ohne Netzverluste im Verteilernetz	86,1	87,3	97,3	111,6	101,5
Lastmanagement E-Fahrzeuge		-0,2	-2,1	-3,5	-2,8
Lastmanagement Wärmepumpen		-0,1	-3,4	-7,4	-4,9
Höchstlast mit Lastmanagement ohne Netzverluste	83,0	87,0	91,8	94,6*	93,8
Höchstlast mit Lastmanagement inkl. Netzverlusten im Verteilernetz**	86,1	90,0	95,0	98,0	97,0

\* Annahme des vollen Einsatzes von DSM in Höhe von 6,1 GW.

\*\* Die Höchstlast inkl. Netzverlusten in den Verteilernetzen entspricht dabei der residualen Jahreshöchstlast unter der Annahme, dass während einer Dunkelflaute keine Einspeisung von fluktuierenden erneuerbaren Energien erfolgt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Die Höchstlast bis zum Jahr 2030 sowie 2035 liegt in allen Szenarien auf einem höheren Niveau als im Ausgangsjahr 2014. Darüber hinaus liegt die Höchstlast inkl. Netzverlusten im Verteilernetz selbst unter Berücksichtigung von Lastmanagement bei E-Mobilität und Wärmepumpen in allen Szenarien deutlich oberhalb der Höchstlast von 84 GW im genehmigten Szenariorahmen für den NEP 2030 (Version 2017). Dies entspricht auch den Erwartungen der Stakeholder aus dem Expertendialog der ÜNB.

Der große Unterschied zwischen der angenommenen Lastflexibilität insbesondere zwischen den Szenarien A 2030 und B 2030 ergibt sich aus dem deutlichen Anstieg an E-Mobilität und Wärmepumpen (siehe Tabellen 23 und 24). Beim Szenario C 2030 wird ergänzend angenommen, dass zur Reduktion der Höchstlast zusätzlich das volle DSM-Potenzial eingesetzt wird (siehe Kapitel 7).

#### 5.14 Ausgestaltung der Stromverbrauchsszenarien

Im Szenario A 2030 wird angenommen, dass es zukünftig lediglich moderate Effizienzsteigerungen in den Bereichen Industrie, GHD und Privathaushalte geben wird und es nur in geringem Umfang zu einer Nutzung neuer Anwendungen (z. B. Wärmepumpen, Elektromobilität) kommt. Eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in den Stromsektor ist nur in geringem Umfang zu beobachten, Batteriespeicher für Photovoltaikanlagen spielen nur eine untergeordnete Rolle und für Demand-Side-Management ist nur ein geringes Potenzial vorhanden. Aufgrund der im Vergleich zu heute reduzierten Nachfrage nach Braunkohle geht der Stromverbrauch im Umwandlungssektor um 40 % zurück.

Szenario B 2030/B 2035 ist durch eine Entwicklung charakterisiert, bei der wie in Tabelle 25 dargestellt in größerem Umfang Effizienzsteigerungen beim Stromverbrauch zu beobachten sind. Auf der anderen Seite existieren vermehrt Anreize für eine zunehmende Verbreitung von Elektromobilität und eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in den Stromsektor. Dadurch kommt es zu einer Erhöhung des Stromverbrauchs. Batteriespeicher für Photovoltaikanlagen sind verbreitet und einer Verbrauchsflexibilisierung in Form von Demand-Side-Management wird ein hohes Potenzial beigemessen. Aufgrund der Reduktion der Braunkohleleistung halbiert sich der Stromverbrauch im Umwandlungsbereich.

Szenario C 2030 beschreibt eine Entwicklung, welche durch eine beschleunigte Energiewende hin zu einem klimafreundlichen, smarten und flexiblen Stromverbrauch gekennzeichnet ist. Neben einer hohen Energieeffizienz wird von einer hohen Verbreitung von Wärmepumpen und einem hohen Anteil an Elektromobilität ausgegangen. Aufgrund der Reduktion der Braunkohleleistung halbiert sich der Stromverbrauch im Umwandlungsbereich. Zusätzlich werden weitere Lastflexibilisierungspotenziale erschlossen. Tabelle 26 gibt eine Übersicht über die Rahmenparameter der Szenarien zu den Annahmen der Entwicklung des Stromverbrauchs. In diese Annahmen sind auch Rückmeldungen aus dem Stakeholderprozess eingeflossen.

Die Annahmen zur Höhe der Verteilernetzverluste sind im Kapitel 4 aufgeführt und werden in allen Szenarien in Höhe von 17,5 TWh<sup>17</sup> angesetzt. Die Netzverluste im Höchstspannungsnetz ergeben sich erst im Rahmen der Netzberechnungen und sind dementsprechend nicht in den Angaben enthalten.

---

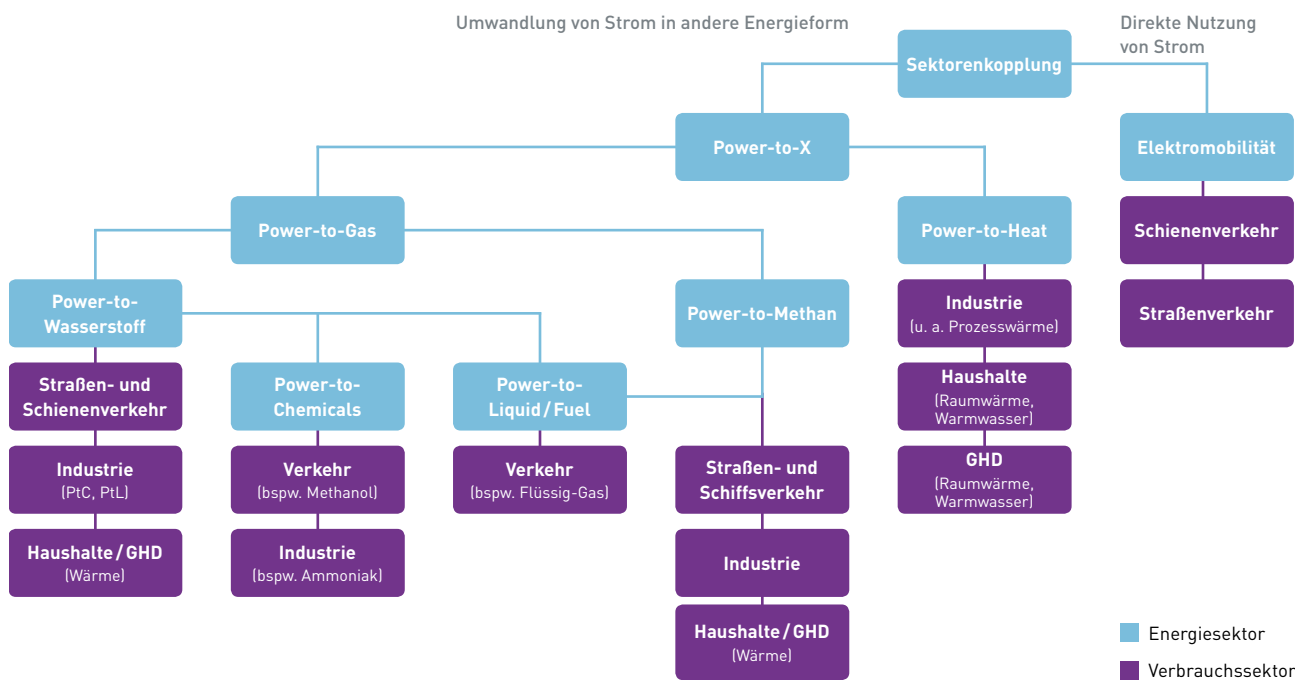
<sup>17</sup> In den Monitoringberichten der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamtes ([https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring\\_Berichte\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html)) sind die VNB-Netzverluste aufgeführt, die in dieser Größenordnung liegen, z. B. im Monitoringbericht 2015.

# 6 BERÜCKSICHTIGUNG VON POWER-TO-X-TECHNOLOGIEN

## Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien

Die politischen Ziele sehen eine nahezu vollständige Dekarbonisierung in Deutschland vor: die Treibhausgasemissionen sollen bis zum Jahr 2050 im Vergleich zu 1990 um 80 % bis 95 % reduziert werden. Ein wichtiger Baustein zur Erreichung dieser Ziele ist die Integration von erneuerbarer Energie in alle Verbrauchssektoren über die Sektorenkopplung. Dies kann einerseits mittels direkter Elektrifizierung, bspw. des Verkehrssektors (siehe Kapitel 5), oder mittels sogenannter Power-to-X-Technologien (PtX) – d. h. der Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieformen – erfolgen. Einen Überblick aller Möglichkeiten der Sektorenkopplung gibt Abbildung 28. Die dargestellten Verbrauchssektoren sind exemplarisch zu verstehen.

Abbildung 28: Möglichkeiten zur Sektorenkopplung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Betrachtungsschwerpunkt im Szenariorahmen liegt auf den PtX-Optionen Power-to-Heat (PtH), Power-to-Wasserstoff und Power-to-Methan. Weitere existierende Ansätze, wie Power-to-Liquid/Fuel oder Power-to-Chemicals, werden aufgrund der voraussichtlich niedrigen Gesamtleistung bis zu den Jahren 2030 und 2035 nicht berücksichtigt. Die Elektromobilität sowie der Einsatz von Wärmepumpen in privaten Haushalten als Bestandteile der Sektorenkopplung werden in Kapitel 5 näher erläutert. Eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen PtX-Technologien kann dem Begleitdokument der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. unter [www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2018](http://www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2018) entnommen werden.



**Mantelzahlen der Power-to-X-Technologien für Deutschland im Überblick**

Der Ermittlung der installierten PtX-Leistung in den Szenarien gemäß Tabelle 28 liegen folgende grundsätzliche Untersuchungen, die im Auftrag der vier Übertragungsnetzbetreiber von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. durchgeführt wurden, zugrunde:

1. Bestimmung des theoretischen Substitutionspotenzials von PtX-Produkten,
2. Analyse des EE-Erzeugungspotenzials sowie des zu erwartenden Stromverbrauchs zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland bei unterschiedlicher Abdeckung des energetischen und nicht-energetischen Stromverbrauchs und
3. Analyse des Kostensenkungspotenzials von PtX-Technologien.

Aus Sicht der Ressourceneffizienz und möglicherweise beschränkter EE-Potenziale gilt bei der Untersuchung von PtX in den Szenarien die Prämisse, Strom in erster Linie möglichst effizient – und somit direkt elektrisch – zu verwenden. Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise zur Ermittlung der PtX-Leistungen der Szenarien kann ebenfalls dem Begleitdokument der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. unter [www.netzentwicklungsplan.de/begleit-dokumente/2018](http://www.netzentwicklungsplan.de/begleit-dokumente/2018) entnommen werden.

Tabelle 28: Installierte Power-to-X-Leistung je Szenario<sup>18</sup>

Power-to-X-Leistung [GW]	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2035
Power-to-Heat	3,3	3,3	3,3	3,3
Power-to-Methan	0,2	0,4	0,6	0,6
Power-to-Wasserstoff	0,8	1,6	2,4	2,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die in Tabelle 28 dargestellten Mantelzahlen der PtX-Technologien stellen einen Vorschlag der ÜNB zur Berücksichtigung in der Marktsimulation für den NEP 2030 (Version 2019) dar. Dabei unterscheiden die ÜNB nun erstmalig zwischen den einzelnen Power-to-X-Technologien und weisen diese einzeln aus. Zudem wurden die Mantelzahlen für PtX, auch aufgrund der Rückmeldungen einiger Stakeholder, gegenüber dem NEP 2030 (Version 2017) leicht erhöht. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für weitere Hinweise zur Berücksichtigung und Art der Modellierung von PtX-Anwendungen aus der Konsultation des Szenariorahmens jedoch weiterhin offen. Auch erbitten die ÜNB im Rahmen der Konsultation Hinweise bezüglich der Verteilung der Leistungsanteile unter den einzelnen PtX-Technologien.

**Power-to-Heat - Mantelzahlen und Betriebsweise**

Als maßgebliches Instrument für den zu erwartenden großtechnischen PtH-Leistungszubau wird § 13 Abs. 6a EnWG gesehen. Die darin veranschlagten 2 GW in den Netzausbaugebieten dienen zur Reduzierung der EE-Abregelung und sind aufgrund der geringen spezifischen Kosten in den Fernwärmenetzen integriert. Neben diesem Zubau von 2 GW werden noch Bestandsanlagen und geplante Projekte in Höhe von rund 1,3 GW berücksichtigt. Diese PtH-Anlagen können ihre Wirtschaftlichkeit durch momentan verfügbare alternative Einnahmequellen (bspw. Erlöse an Regelleistungsmärkten) erhöhen. Es wird jedoch angenommen, dass diese zusätzlichen Einnahmequellen für PtH-Anlagen zukünftig nicht mehr im heutigen Ausmaß für PtH-Anlagen zur Verfügung stehen werden. Weiteres theoretisches Zubau-Potenzial für PtH-Anlagen in Fernwärmenetzen wäre aufgrund des bestehenden Wärmebedarfs zwar gegeben, allerdings besteht aus wirtschaftlicher Sicht aus den oben genannten Gründen kein Anreiz mehr als die 2 GW nach § 13 Abs. 6a EnWG zu zubauen.

<sup>18</sup> Um perspektivisch den gesamten Bedarf an „grünen“ Brennstoffen in Deutschland zu decken, ist eine deutlich höhere Leistung an PtX zu installieren. Die Zahlen reichen hier in anderen Studien (bspw. bis zu 250 GW in „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland“ (frontier economics, IAEW, 4Management, EMCEL; September 2017) bis hin zu mehreren 100 GW. Diese Leistung ist aus Kostengründen und Ressourceneffizienz aber nicht gezwungenermaßen in Deutschland zu installieren.



In Abgrenzung dazu wird der Stromverbrauch von Wärmepumpen in Privathaushalten in Kapitel 5 beschrieben.

Bis zum Jahr 2023 werden die PtH-Anlagen entsprechend § 13 Abs. 6a EnWG zur Vermeidung von EE-Abregelung eingesetzt. Im Szenariorahmen des NEP 2030 (Version 2019) wird vorgeschlagen, die PtH-Anlagen strompreisoptimiert einzusetzen. Als Opportunität kann vereinfachend der Wärmepreis angesetzt werden, der sich bei Betrieb eines erdgasgefeuerten Heizkessels ergeben würde.

Theoretisches Potenzial zum Einsatz von PtH-Anlagen für industrielle Anwendungen und Prozesswärme ist zwar gegeben, aufgrund signifikant rückläufiger Regelleistungspreise ergibt sich unter den aktuellen Rahmenbedingungen allerdings keine Erwartung der Wirtschaftlichkeit für industrielle PtH-Anwendungen. Folglich wird im NEP 2030 (Version 2019) nur der Beitrag von PtH zur Fernwärme-Versorgung berücksichtigt.

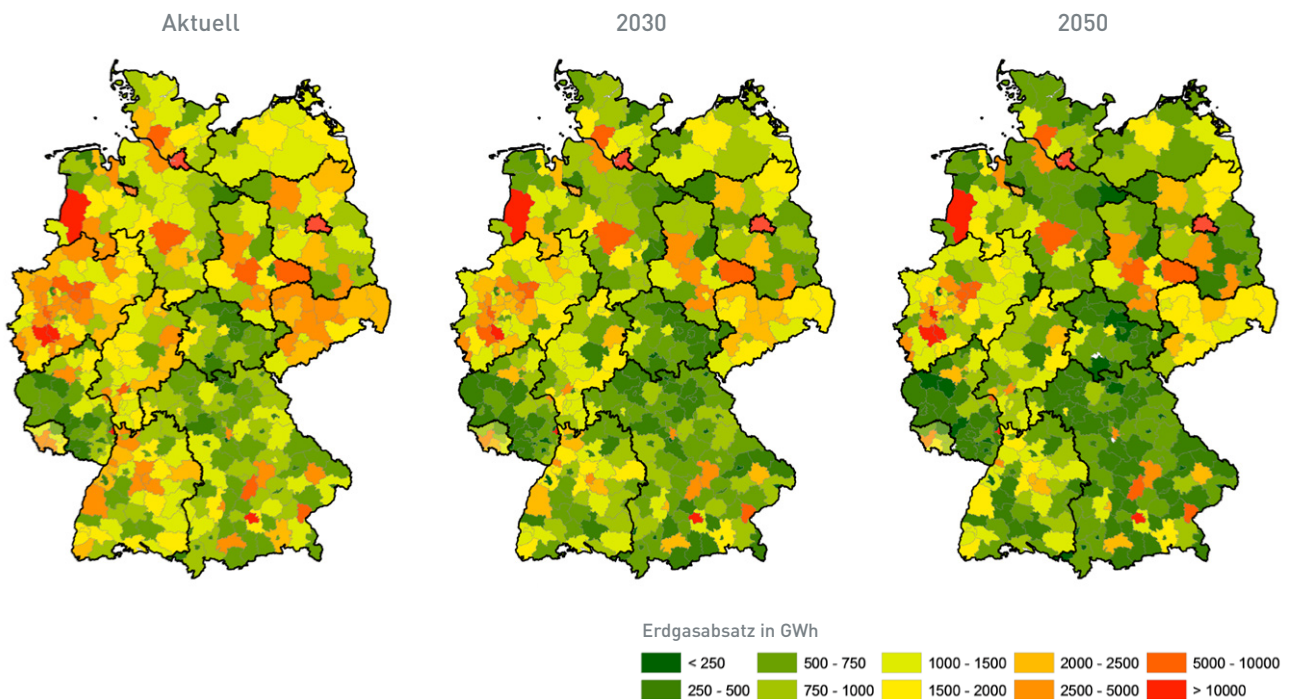
**Power-to-Gas - Mantelzahlen und Betriebsweise**

Bei Power-to-Gas (PtG) erfolgt eine differenzierte Betrachtung von Power-to-Methan und Power-to-Wasserstoff.

**Power-to-Methan**

Die Bestimmung des theoretischen Substitutionspotenzials von Power-to-Methan basiert auf der Quantifizierung und Regionalisierung des heutigen und zukünftigen Erdgasabsatzes sowie des CO<sub>2</sub>-Potenzials durch Biomethananlagen in Deutschland (siehe Abbildung 29).

Abbildung 29: Aggregierter Erdgasabsatz auf Landkreis-Ebene sowie dessen Entwicklung für 2030 und 2050



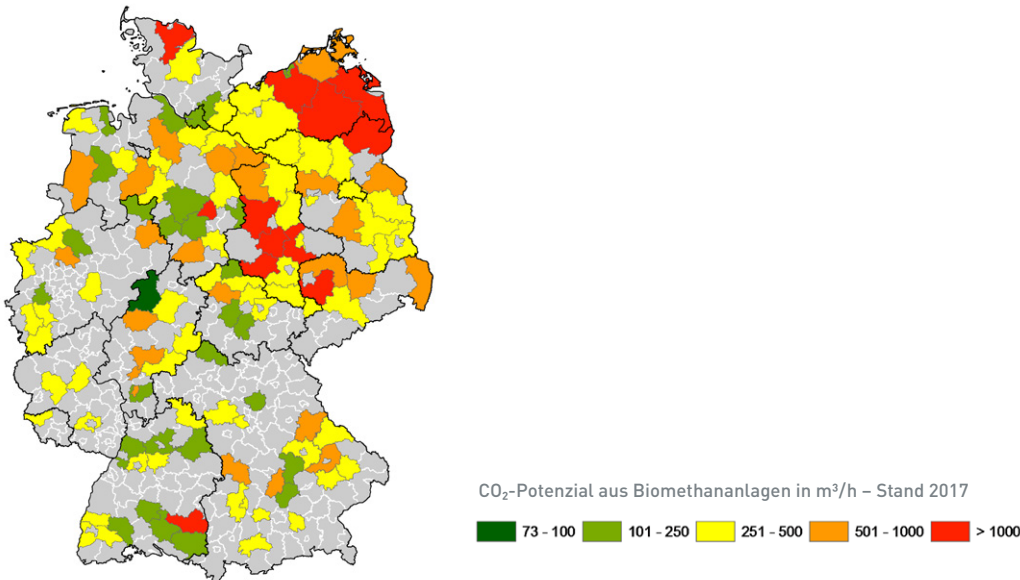
Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.





Für Methanisierungsanlagen, die keinen betrieblichen Einschränkungen durch eine minimale Produktionsmenge unterliegen, wird vorgeschlagen, dass sich deren Fahrweise marktgetrieben am Börsenstrompreis orientiert. Als Opportunität ist der Preis konventionellen Erdgases gegenüberzustellen. Es wird dabei angenommen, dass stets eine ausreichende regionale CO<sub>2</sub>-Verfügbarkeit vorliegt (siehe Abbildung 30).

Abbildung 30: Theoretisches CO<sub>2</sub>-Potenzial durch Biomethananlagen



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

### Power-to-Wasserstoff

Die Bestimmung des theoretischen Substitutionspotenzials von Power-to-Wasserstoff erfolgt über eine Analyse des heutigen und zukünftigen Wasserstoffbedarfes der Industrie sowie der Mobilität. Die Sektoren Haushalt und GHD werden aufgrund des zu vernachlässigenden Potenzials bis ins Jahr 2030 an dieser Stelle nicht betrachtet. Des Weiteren kann Wasserstoff, unter Einhaltung der maximalen Grenzen des Wasserstoffanteils, in das Gasnetz zugespeist werden.

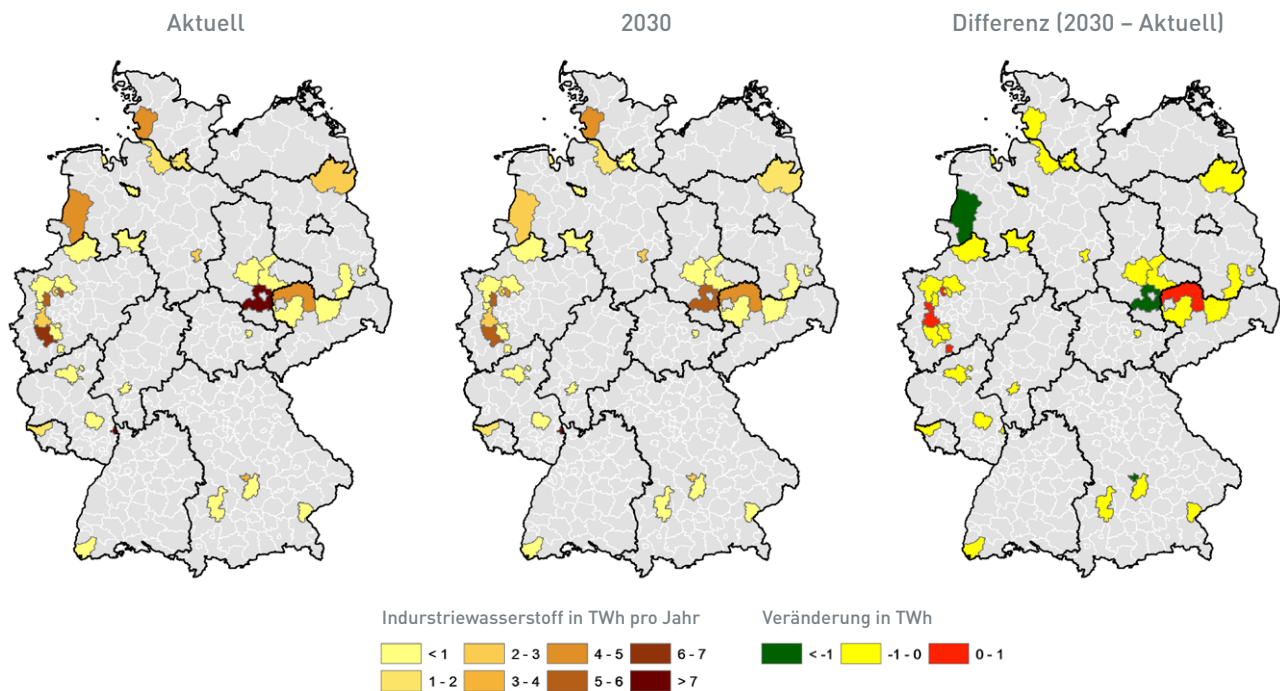
Wasserstoff wird heute vor allem für die Herstellung von Ammoniak und Methanol sowie in Raffinerieprozessen benötigt. Mehr als 40 % des heutigen Wasserstoffbedarfes in der Industrie werden über Dampfreformierung unter Einsatz von konventionellem Erdgas sowie Naphtha hergestellt.<sup>19</sup> Dieser industrielle Wasserstoffbedarf kann zukünftig durch Wasserstoff aus Elektrolyse-Verfahren (Power-to-Wasserstoff) substituiert werden. Die Entwicklung des Wasserstoffbedarfes in der Industrie (siehe Abbildung 31) zeigt, dass trotz Rückgang des Wasserstoffabsatzes in Raffinerieprozessen infolge des zukünftig verminderten Mineralölverbrauchs, auch in 2030 große Mengen an Wasserstoff in industriellen Prozessen benötigt werden.

<sup>19</sup> Der restliche Wasserstoffbedarf in der Industrie wird über anfallende Nebenprodukte (Wasserstoff) aus industriellen Prozessen gedeckt.





Abbildung 31: Wasserstoff in der Industrie heute (links), Jahr 2030 (Mitte) sowie die Veränderung (rechts)



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

Da die Power-to-Wasserstoff-Anlagen an Industriestandorten für deren zuverlässige Wasserstoff-Versorgung vorgesehen sind, ist davon auszugehen, dass diese Anlagen mit einer sehr hohen Auslastung betrieben werden (bspw. bis zu 7.000 Stunden im Jahr). Es wird seitens der Übertragungsnetzbetreiber darauf hingewiesen, dass bei einer derart hohen Anzahl an marktgetriebenen Volllaststunden die ausschließliche Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien nur bilanziell (bspw. über den Erwerb von speziellen Zertifikation) sichergestellt werden kann. Auf die Möglichkeiten des netzdienlichen Einsatzes von PtG-Anlagen wird in Kapitel 4.7 näher eingegangen.

Die Abschätzung der Entwicklung der Wasserstoffmobilität ist mit vergleichsweise großen Unsicherheiten behaftet. Diese Unsicherheit ist insbesondere auf die Abhängigkeit von der parallelen technologischen Entwicklung der Elektromobilität zurückzuführen (Kosten der Zellfertigung, Reichweite etc.). Für das Jahr 2030 ergibt sich aus verschiedenen Studien ein gemittelter jährlicher Wasserstoffbedarf von ca. 10 TWh H<sub>2</sub> (entspricht einer Menge von ca. 300.000 t Wasserstoff). Aufgrund des vergleichsweise geringen Energiebedarfs im Vergleich zum Wasserstoffbedarf der Industrie und der großen Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung, ist eine belastbare Aussage, insbesondere über die örtliche Verteilung der Wasserstoff-Mobilität, nur schwer zu treffen. Aus diesem Grund wird der Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität nicht näher betrachtet und angenommen, dass der dazugehörige Wasserstoffbedarf aus anderen Quellen (bspw. Importe) gedeckt werden kann.

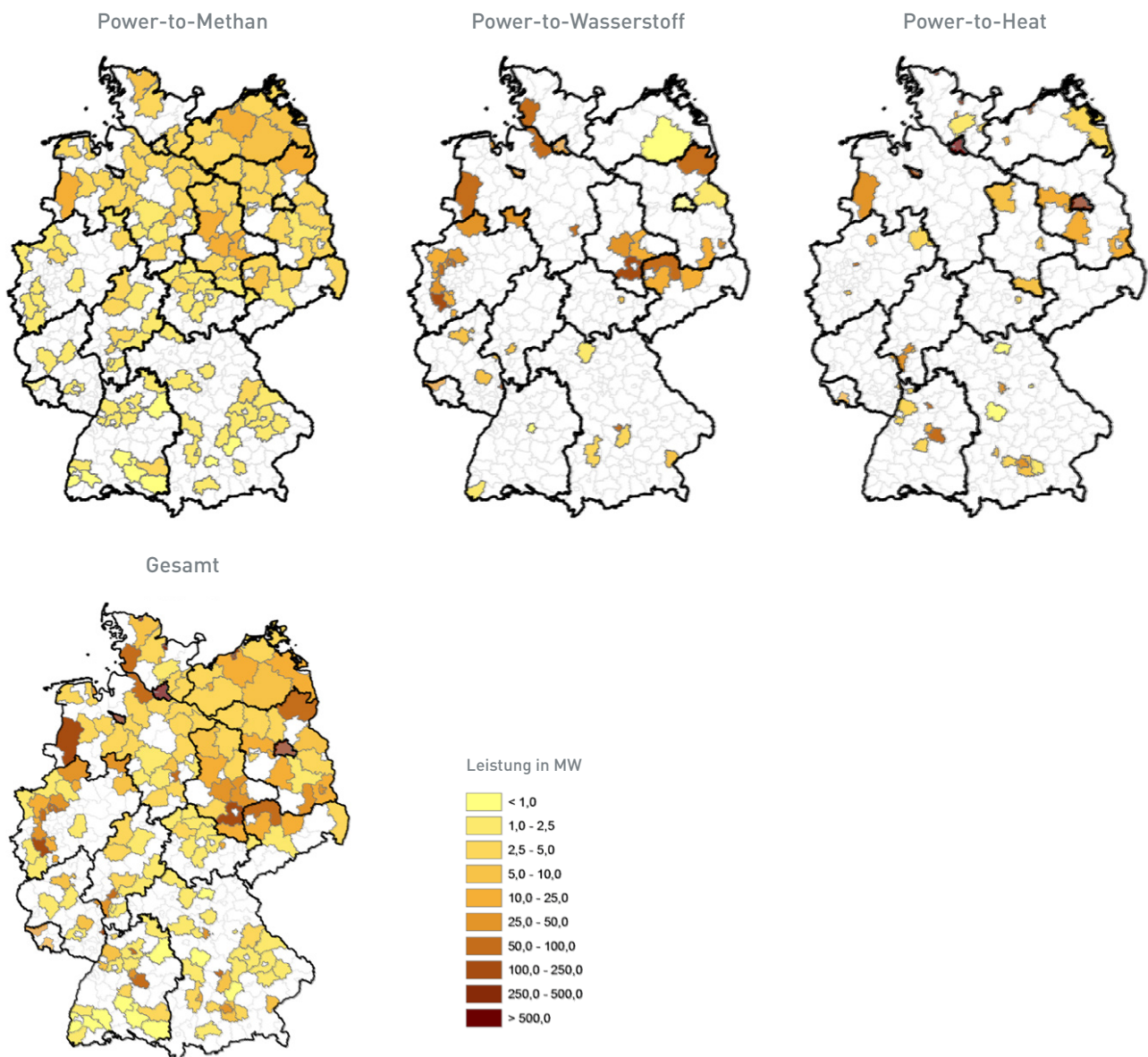
### Regionalisierung der Power-to-X-Leistungen

Auf Basis der installierten PtX-Leistungen aus Tabelle 28 erfolgt, je PtX-Technologie, eine Regionalisierung auf Landkreis-Ebene. Für PtG erfolgt die Annahme, dass 80 % der elektrischen Elektrolyseleistung für die reine Herstellung von Wasserstoff genutzt werden. Bei den verbleibenden 20 % erfolgt die Weiterverarbeitung zu Methan. Diese Aufteilung für die Jahre 2030 und 2035 lässt sich u. a. durch die geringeren Investitionskosten und den höheren Wirkungsgrad der Elektrolyseure sowie durch die Integration von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in Industrieprozessen begründen.



Der Fokus bei PtG auf die nördlichen Standorte begründet sich neben dem Substitutionspotenzial mit dem möglichen Mehrwert für das Energiesystem in Deutschland (Netz- bzw. Systemdienlichkeit). Aufgrund der Verortung der heutigen Biomethananlagen als CO<sub>2</sub>-Quellen sind in relativ vielen Landkreisen (B 2030: 127 Landkreise) Power-to-Methan-Anlagen zu finden, jedoch mit einer geringen installierten elektrischen Leistung (B 2030: max. Leistung innerhalb eines Landkreises beträgt ca. 19 MW). Im Vergleich hierzu sind bei Power-to-Wasserstoff-Anlagen aufgrund der lokalen Bindung an Industriestandorte mit 41 Landkreisen deutlich weniger Regionen betroffen, dafür aber mit deutlich höheren installierten Leistungen (B 2030: max. Leistung innerhalb eines Landkreises beträgt ca. 131 MW). Die identifizierten Standorte decken sich sehr gut mit den Cluster-Regionen des dena-Potenzialatlas<sup>20</sup>.

Abbildung 32: Darstellung der PtX-Leistung auf Landkreis-Ebene für das Szenario B 2030 (Zubau und Bestandsanlagen)



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

20 [http://www.powertogas.info/fileadmin/content/Downloads\\_PtG\\_neu/Potenzialatlas/dena\\_Potenzialatlas\\_PowerToGas\\_2016-07-01.pdf](http://www.powertogas.info/fileadmin/content/Downloads_PtG_neu/Potenzialatlas/dena_Potenzialatlas_PowerToGas_2016-07-01.pdf).



Die räumliche Verteilung der Power-to-Heat-Anlagen erstreckt sich über ganz Deutschland mit Schwerpunkt in den Fernwärmenetzen innerhalb der Netzausbauggebiete. Wesentliche Anteile entfallen auf die Städte Hamburg (1.100 MW) und Berlin (440 MW). Die Verteilung des Zubaus von PtH erfolgt nach den jeweiligen Anteilen des Fernwärmeabsatzes am gesamten Fernwärmeabsatz im Netzausbauggebiet. Somit ist sichergestellt, dass die PtH-Anlagen in kleinen Fernwärmenetzen nicht überdimensioniert werden.

# 7 BERÜCKSICHTIGUNG VON FLEXIBILITÄTSOPTIONEN

## 7.1 Leitgedanke zur Ausgestaltung der Szenarien

Infolge des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien wird der Bedarf an flexiblen Erzeugungsanlagen und Verbrauchern deutlich zunehmen. Durch diese Flexibilitätsoptionen kann das Stromsystem insgesamt flexibler und effizienter auf die volatile Einspeisung insbesondere aus Windenergie und Photovoltaik reagieren. Bei der Erstellung des Szenariorahmens zum NEP 2030 (Version 2019) werden verschiedene Flexibilitätsoptionen analysiert und in die Betrachtungen mit einbezogen. Hierzu zählen im Wesentlichen das Lastmanagement klassischer Stromanwendungen, das Lastmanagement neuer Stromanwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen), dezentrale und zentrale Speicher sowie die (zeitliche) Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung im Bereich der konventionellen Erzeugung. Die jeweiligen qualitativen Ausprägungen dieser Flexibilitätsoptionen stellen sich in den Szenarien wie folgt dar:

Abbildung 33: Übersicht Flexibilitätsoptionen im NEP 2030 (Version 2019)

Flexibilitätsoption		A	B	C	
zentrale Speicher (PSW)	keine				viel
dez. Speicher (Prosumer)	keine				viel
Flexibilität in konv. KW	keine				viel
Zeitliche Entkopplung der Strom und Wärmeerzeugung durch Wärmespeicher und Spitzenlastkessel zur Deckung der Wärmenachfrage					
Flexibilität im Verbrauch	keine				viel
Lastmanagement bestehender Stromanwendungen, Lastenmanagement neuer Stromanwendungen (Wärmepumpen, E-Mobilität)					

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Potenzial bestehender Flexibilitätsoptionen wird in den Szenarien genutzt, um die Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch möglichst sicher, kosteneffizient und umweltverträglich zu gewährleisten. Die Flexibilisierung durch den Einsatz von zentralen Speichern (z. B. Pumpspeicher) und dezentralen Speichern (z. B. Batteriespeicher im Hausbereich) variiert in den unterschiedlichen Szenarien. Eine Flexibilisierung im Bereich der konventionellen Kraftwerke kann durch technische Neuerungen erfolgen, die in der Modellierung durch Anpassung von technischen Parametern und Einsatzbedingungen abgebildet werden. Hier werden in den Szenarien eine zunehmende Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung und eine damit verbundene stärker strommarktgetriebene Erzeugung angenommen. Eine Flexibilisierung im Bereich der Verbraucherlast erfolgt durch Lastmanagement von klassischen Stromanwendungen sowie bei neuen Stromanwendungen im Bereich der Wärmepumpen und der Elektromobilität. In den nachfolgenden Abschnitten werden die einzelnen Flexibilitätsoptionen näher erläutert und Ansätze zur methodischen Umsetzung aufgezeigt.

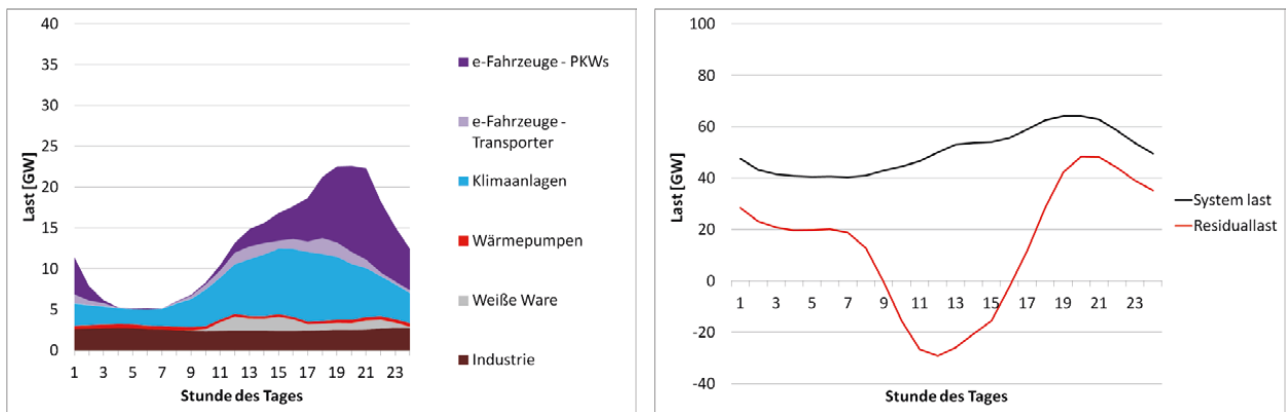


### 7.2 Lastmanagement – Nutzen aus Systemperspektive

Lastmanagement beschreibt die Veränderung des Stromnachfrageverhaltens von Stromkunden bzw. die Anpassung des Einsatzes der entsprechenden Stromanwendungen. Angestoßen wird Lastmanagement u. a. durch zeitlich variable Tarife oder Anreizzahlungen und dient dem Stromkunden zur Reduktion seiner Strombezugskosten. Zudem kann Lastmanagement beim übergeordneten Einsatz im Stromversorgungssystem zur Vermeidung von Lastspitzen, zur verbesserten Auslastung von Grundlastkraftwerken 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 gedeckt werden muss (siehe auch Tabelle 27).

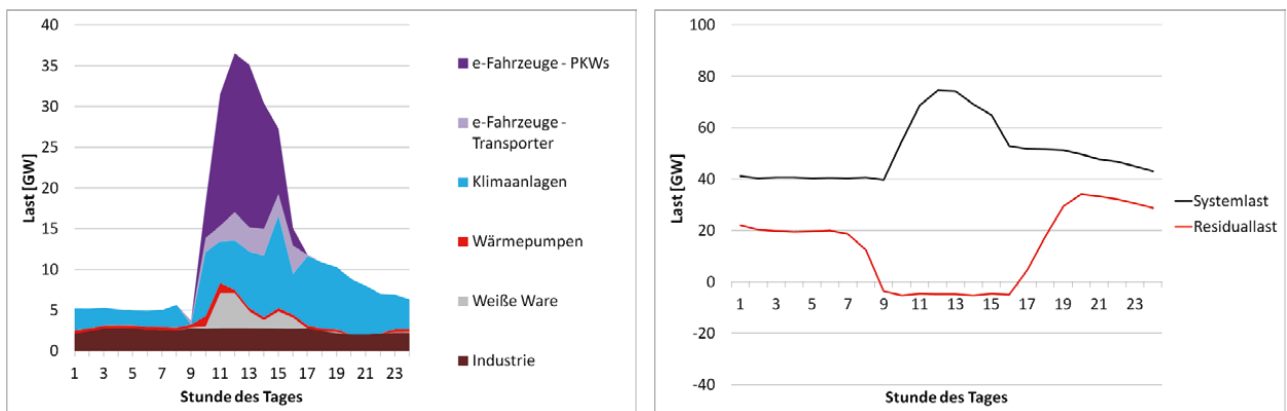
Die folgenden Abbildungen illustrieren den Lastverlauf der für Lastmanagement geeigneten Anwendungen anhand eines zukünftig exemplarischen Sommertages mit hohem Anteil erneuerbarer Energien und Lastmanagementpotenzialen im Bereich neuer Anwendungen. In den Mittagsstunden ergibt sich ein deutlicher Überschuss an erneuerbarem (Solar-) Strom, welcher eine negative Residuallast zur Folge hat. Daher werden in diesen Stunden auch die Großhandelspreise vergleichsweise niedrig ausfallen und damit eine Verlagerung der Last in die Mittagsstunden anreizen. Ergebnis des Lastmanagements ist eine deutliche Glättung der Residuallast, welche gleichzeitig aber einen Anstieg der Tagesspitzenlast zur Folge haben kann.

Abbildung 34: Szenario ohne Lastmanagement



Quelle: Fraunhofer ISI

Abbildung 35: Szenario mit Lastmanagement



Quelle: Fraunhofer ISI



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.

Für Lastmanagement kommen sowohl klassische als auch neue Stromanwendungen in Frage.

### 7.3 Lastmanagement klassischer Stromanwendungen

Die klassischen Stromanwendungen, die für die Lastabschaltung in Betracht kommen, umfassen Industrieprozesse, welche eine hohe kontinuierliche Auslastung aufweisen und folglich temporär ihren Strombezug reduzieren, ohne diesen zu einem späteren Zeitpunkt nachholen zu können. Zu diesen Industrieprozessen zählen primär Elektrolyseprozesse bei der Herstellung von Primäraluminium, -kupfer und -zink, Herstellungsverfahren in der Chlor-, Papier- und Zementproduktion sowie Lichtbogenöfen in der Stahlherstellung. Diese Prozesse können üblicherweise für vier bis teilweise 16 Stunden abgeschaltet oder im Teillastbetrieb gefahren werden. Die technischen Potenziale der Lastabschaltung bei klassischen Stromanwendungen belaufen sich heutzutage auf ca. 3 GW. Daraus ergeben sich mindestens 12 GWh abschaltbare Energie.

Für die Lastverlagerung kommen potentiell sowohl Industrieprozesse als auch Anwendungen des Haushalts- und GHD-Sektors in Frage. Industrielle und GHD-Prozesse umfassen Kühlprozesse in der Nahrungsmittelindustrie sowie Anlagen zur Lüftung und Klimatisierung. Die verlagerbaren Leistungen im Industrie- und GHD-Sektor belaufen sich heutzutage auf ca. 1,5 GW, die verlagerbaren Energiemengen auf ca. 3 GWh.

Klassische Anwendungen des Haushaltssektors, die für Lastverlagerung geeignet sind, sind einerseits elektrische Heizgeräte (Nachtspeicherheizungen, Direktheizungen, Umwälzpumpen, Boiler), Klimaanlage, Geräte der weißen Ware (Waschmaschine, Trockner, Spülmaschine) sowie Kühl- und Gefriergeräte. Die Verlagerungsdauer insbesondere von Umwälzpumpen, Klimaanlage und Kühlgeräten liegt dabei teilweise bei nicht mehr als einer Stunde, da nur so lange Last verlagert werden kann wie sich die Betriebstemperatur der jeweiligen Anwendung (Raumtemperatur, Temperatur im Kühlraum) innerhalb der vorgegeben tolerablen Schranken befindet. Auf Grund der großen Verbreitung der genannten Anwendungen, beläuft sich die potenziell verlagerbare Leistung heute auf ca. 35 GW und die verlagerbare Energiemenge auf ca. 140 GWh. Im Gegensatz zu den industriellen Potenzialen sind diese allerdings, größtenteils auf Grund der mangelnden Infrastruktur (mit Ausnahme der Nachtspeicherheizungen), heute noch nicht wirtschaftlich nutzbar.



Die heutigen technischen Lastmanagementpotenziale werden in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 29: Heutige technische Lastmanagement-Potenziale

Lastmanagement-Potenzial	Lastabschaltung im Industriesektor	Lastverlagerung im Industrie- und GHD-Sektor	Lastverlagerung im Haushaltssektor
Leistung [GW]	ca. 3	1,5	35
Potenzial [GWh]	ca. 12	3	140

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung von Lastabschaltung und -verlagerung kann in den späteren Marktsimulationen wie beim Kraftwerkseinsatz über eine kostenminimierende Modellierung erfolgen. Die Nutzung bzw. der Abruf von Lastmanagementpotenzialen führen zu Veränderungen des Stromverbrauchs und der Höchstlast, wie exemplarisch dargestellt in der nachfolgenden Abbildung 36.

- Eine Lastabschaltung führt stets zu einer Reduzierung des Stromverbrauchs und kann darüber hinaus zu einer Reduktion der Jahreshöchstlast führen. Hierbei können unterschiedliche Potenziale mit unterschiedlichen Abrufpreisen berücksichtigt werden.
- Eine Lastverlagerung führt zu keiner Reduzierung des Stromverbrauchs, sondern lediglich zu einer zeitlichen Verschiebung und kann damit ebenso zu einer Reduktion der Höchstlast führen. Dabei wird neben Abrufpreisen auch die maximal verschiebbare Dauer berücksichtigt.

Darüber hinaus können Kombinationen aus abschaltbaren und verschiebbaren Lasten abgebildet werden.

Abbildung 36: Veränderung des Stromverbrauchs durch Lastabschaltung (links) und Lastverlagerung (rechts)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Grundsätzlich erfolgt in den Szenarien die Abbildung von Lastmanagement im Bereich klassischer Anwendungen in unterschiedlichen Ausprägungen, wobei in Szenario C 2030 von einem vergleichsweise hohen Potenzial abschaltbarer und verlagerbarer Lasten ausgegangen wird.





### 7.4 Lastmanagement neuer Stromanwendungen

Neue Stromanwendungen, die für Lastmanagement geeignet sind, umfassen primär Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Hierbei ist von wesentlicher Bedeutung, inwieweit Ladeinfrastruktur auch im öffentlichen Raum sowie am Arbeitsplatz zur Verfügung steht. Darüber hinaus hat die Zusammensetzung des Elektrofahrzeugbestands (d. h. die Verteilung auf reine Elektro- sowie Plug-In-Hybridfahrzeuge) einen wesentlichen Einfluss auf das Lastverlagerungspotenzial der Elektrofahrzeuge.

Bei Wärmepumpen ist insbesondere das Vorhandensein eines Wärmespeichers für die zeitliche Entkopplung von Stromnachfrage und Bereitstellung der Nutzwärme von wesentlicher Bedeutung.

Während das Lastverlagerungspotenzial von Elektrofahrzeugen praktisch das gesamte Jahr und auch im Wochenverlauf verhältnismäßig kontinuierlich zur Verfügung steht, ist das Verlagerungspotenzial von Wärmepumpen auf die Übergangsjahreszeiten beschränkt. Letzteres Phänomen lässt sich damit erklären, dass die Wärmefachfrage im Sommer stark zurückgeht und im Winter so hoch ausfällt, dass die Wärmepumpen fast ununterbrochen betrieben werden und somit nur ein sehr geringes Flexibilitätspotenzial aufweisen.

Die folgenden Tabellen 30 und 31 enthalten eine Auflistung der potenziell verlagerbaren Leistungen und jährlichen Energiemengen für die verschiedenen Szenarien. Dabei wird für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen ein flexibler Anteil der Last beispielhaft in Höhe von 25 % / 50 % / 75 % angenommen. Es ist zu beachten, dass diese Werte starken saisonalen Schwankungen, insbesondere bei Wärmepumpen, und generellen tagesabhängigen Schwankungen unterliegen und folglich nicht im gesamten Jahresverlauf als Flexibilitätspotenzial zur Verfügung stehen. Die abgebildeten Werte stellen daher ein theoretisches Potenzial dar, welches aufgrund der oben genannten Einschränkungen je nach Tages- und Jahreszeit nicht vollumfänglich genutzt werden kann. In der Modellierung der Flexibilität des Stromverbrauchs von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen werden daher zusätzlich tages- und monatsabhängige Verfügbarkeiten des flexiblen Lastanteils der Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen hinterlegt. Diese führen dazu, dass die tatsächlichen Leistungen und Energiemengen der Lastverlagerung unterhalb der in den Tabellen 30 und 31 dargestellten maximalen Potenziale liegen.

Tabelle 30: Potenziell verlagerbare Leistung Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen für flexiblen Anteil der Last von 25 % / 50 % / 75 % (Abschätzung)

Potenziell verlagerbare Leistung [GW]	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2035
Elektrofahrzeuge	0,4/0,7/1,0	2,1/4,2/6,3	3,5/7,0/10,5	2,8/5,6/8,4
Wärmepumpen	1,6/3,3/4,9	3,3/6,5/9,8	6,5/13,0/19,5	4,2/8,3/12,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 31: Potenziell verlagerbare Energiemenge Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen für flexiblen Anteil der Last von 25 % / 50 % / 75 % (Abschätzung)

Potenziell verlagerbare Energiemenge [TWh]	Szenario A 2030	Szenario B 2030	Szenario C 2030	Szenario B 2035
Elektrofahrzeuge	0,6/1,3/1,9	3,8/7,5/11,3	6,3/12,5/18,8	5,0/10,0/15,0
Wärmepumpen	3,1/6,3/9,4	6,3/12,5/18,8	12,5/25,0/37,5	8,0/16,0/24,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber





Die Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen der neuen Stromanwendung erfolgt in der Ermittlung des Stromverbrauchs und der dazu gehörigen Lastprofile. Sie werden in den Marktsimulationen daher als Vorgabe im Lastprofil abgebildet.

### 7.5 Flexibilitätsoptionen – zentrale und dezentrale Speicher

Zentrale und dezentrale Speicher können einen wichtigen Beitrag zur Integration der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien in das Stromerzeugungssystem liefern. Im Hinblick auf die zentralen Speicher wird in allen Szenarien von einem Weiterbetrieb der hydraulischen Speicher- und Pumpspeicherkapazitäten und einer Inbetriebnahme neuer Anlagen ausgegangen (vgl. Kapitel 8). Beide Technologien stellen zusätzliche Flexibilitätsoptionen im Stromerzeugungssystem dar.

Die Verbreitung von dezentralen Speichern (z. B. Batteriespeicher im Hausbereich) wird im Wesentlichen von einer zunehmenden Wirtschaftlichkeit durch einen gekoppelten Betrieb mit PV-Aufdachanlagen im Bereich privater Haushalte getrieben. Dies wurde auch von einer Vielzahl der befragten Experten-Stakeholder so gesehen. Daher wird der Fokus in der Modellierung auf die Nutzung dezentraler Speicher zur Maximierung der PV-Eigenversorgung privater Haushalte gelegt. Mit dieser Eingrenzung lässt sich die installierte Leistung der dezentralen Batteriespeicher in Abhängigkeit vom Zubau der PV-Aufdachanlagen geeignet abschätzen. Es wird davon ausgegangen, dass die Verbreitung von stationären Batteriespeichern in allen drei Szenarien an die jeweils angenommene Verbreitung von PV-Aufdachanlagen gekoppelt ist.

Zentrale Speicher können sowohl rein strommarktgetrieben als auch als Reserve für Systemdienstleistungen eingesetzt werden. Der Einsatz dieser Anlagen wird im Rahmen der Marktsimulationen kostenminimierend bestimmt. Dezentrale Speicher können dagegen implizit bei der Ermittlung des Stromverbrauchs und der Lastprofile über eine vorgelagerte Maximierung des Eigenverbrauchs des erzeugten Stroms aus PV-Anlagen in privaten Haushalten berücksichtigt werden.

### 7.6 Flexibilitätsoptionen – Kraftwerkspark

In den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 wird eine zunehmende Flexibilisierung der Kraftwerke angenommen. Dazu gehört u. a. der zunehmende Einsatz von Wärmespeichern und Spitzenlastkesseln zur Deckung der Wärmenachfrage, sodass KWK-Anlagen in Zeiten niedriger Strompreise deutlich vermindert in das Stromnetz einspeisen (vgl. Kapitel 8.4). Im Szenario C 2030 wird von einer vollständigen (zeitlichen) Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung ausgegangen, sodass alle Kraftwerke größer 10 MW ausschließlich strommarktgetrieben eingesetzt werden. Dagegen wird im Szenario A 2030 von der heutigen technischen Konfiguration der Anlagen ausgegangen. Eine Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung über das heutige Maß hinaus wird daher nur in den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 angenommen (vgl. Kapitel 8).

# 8 ERMITTLUNG DER KONVENTIONELLEN KRAFTWERKSKAPAZITÄTEN

## 8.1 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 Anlagen, die in das deutsche Stromnetz einspeisen.
- Die angegebenen Kraftwerksleistungen sind Nettonennleistungen aller zum jeweiligen Zeitpunkt betriebsbereiten Kraftwerke ohne Berücksichtigung des individuellen Leistungs- und Energiebedarfs zum Betrieb der Kraftwerke oder Heizkraftwerke.
- Es wird der gesamte Kraftwerkspark erfasst, unabhängig davon, ob die Kraftwerke in industrielle, andere private oder öffentliche Netze einspeisen.

Im ersten Schritt erfolgt eine Bestandsaufnahme der in Betrieb, in Bau sowie in Planung befindlichen Kraftwerke zum Referenzdatum 31.12.2016.

## 8.2 Konventionelle Kraftwerkskapazitäten

Wesentliche Quellen für den konventionellen Kraftwerkspark im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens sind die aktuellen Bestands-, Zubau- und Rückbaulisten (Stand: 07.11.2017) der Bundesnetzagentur (BNetzA) für konventionelle Kraftwerke, das Kraftwerksanschlussregister nach Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) des VDE FNN (Stand: 30.09.2015)<sup>21</sup>. Außerdem wurden, wie im Szenariorahmen der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas), die zum Stichtag 19.06.2017 bei den FNB Gas vorliegenden Kapazitätsreservierungs- und -ausbauanträge für Erdgaskraftwerke nach § 38 und § 39 der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) berücksichtigt. Der Szenariorahmen der FNB Gas wurde von der BNetzA am 12.12.2017 genehmigt und geht als Grundlage mit in die Ermittlung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten ein.

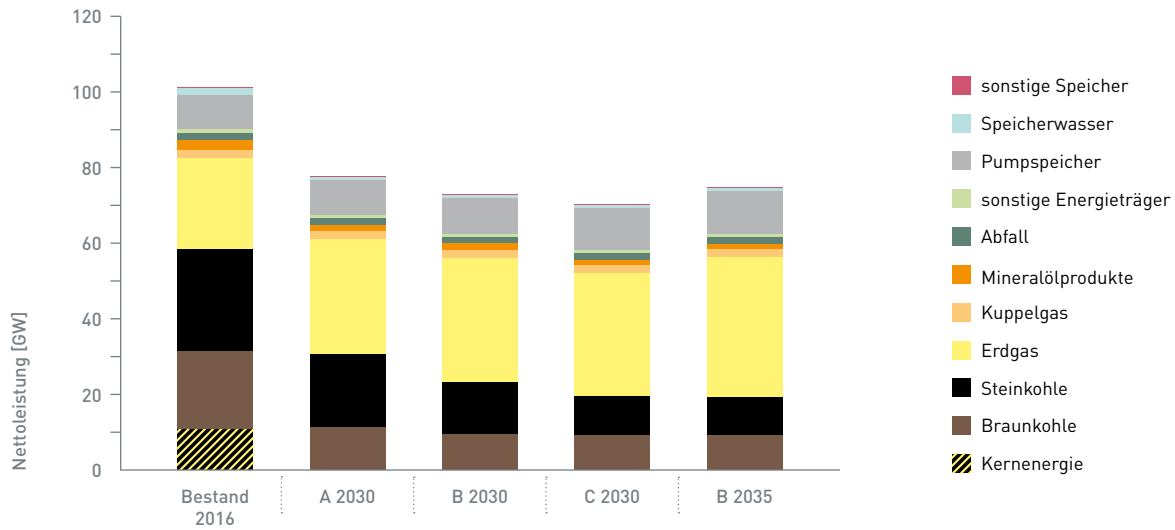
Die Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten berücksichtigt szenario- und energieträgerabhängig den angezeigten Zubau neuer Anlagen. Der Rückbau gemäß Stilllegungsanzeigen oder nach Erreichen der szenario- und energieträgerabhängigen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer wird ebenso einbezogen. Die gesetzlich verankerte Stilllegung aller Kernkraftwerke (Nettonennleistung: 10,8 GW, Stand 31.12.2016) in Deutschland bis zum 31.12.2022 wird ebenfalls abgebildet. Weiterhin ist die Stilllegung von insgesamt 2,7 GW an Braunkohlekapazitäten, die gemäß § 13g EnWG bis zum Jahr 2019 zunächst schrittweise für jeweils vier Jahre in eine Sicherheitsbereitschaft überführt und anschließend stillgelegt werden sollen, in allen Szenarien berücksichtigt.

---

<sup>21</sup> Die Anschlussanträge bei den ÜNB wurden mit aktuellerem Stand berücksichtigt. Dieser ist auf den jeweiligen Internetseiten veröffentlicht.

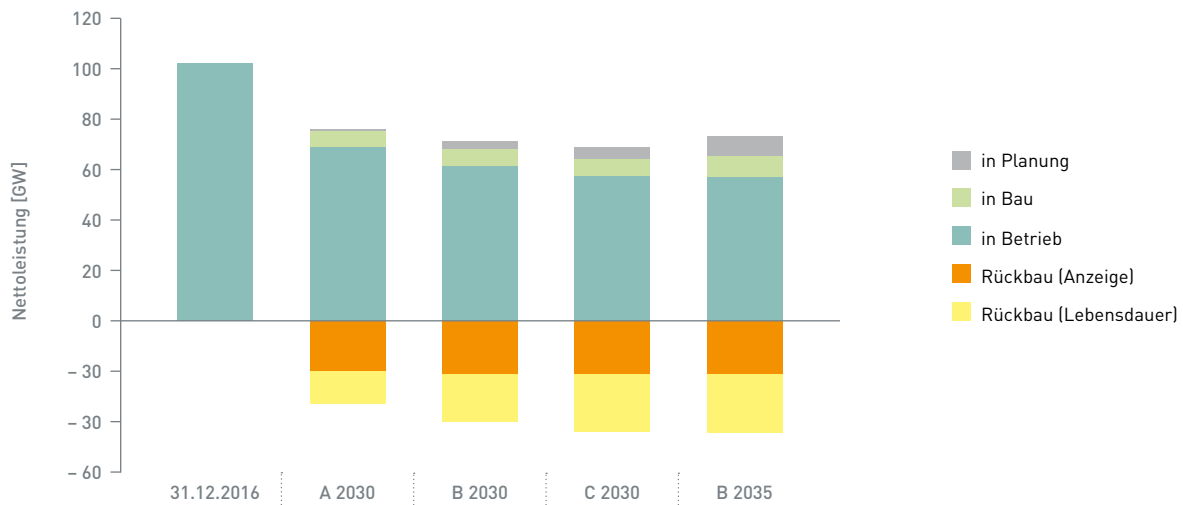


Abbildung 37: Darstellung der konventionellen Kraftwerkskapazität nach Energieträger in den Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 38: Darstellung der Entwicklung der gesamten konventionellen Kraftwerkskapazität in den Szenarien



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber; positive Werte = Bestand im Zielszenario, negative Werte = Rückbau gegenüber 31.12.2016

Bei Betrachtung des gesamten konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland ist im Vergleich zum Referenzdatum 31.12.2016 in allen Szenarien ein Rückgang der installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten erkennbar. Die Annahmen zur Reduzierung können neben dem Kernenergieausstieg auch auf die sich zukünftig verändernden wirtschaftlichen und klimapolitischen Rahmenbedingungen für den Betrieb konventioneller Kraftwerke zurückgeführt werden. Dennoch ist anzumerken, dass die Dimensionierung des thermischen Kraftwerksparks im vorliegenden Szenariorahmen aus Sicht der ÜNB am oberen Rand erfolgt ist. Die Entwicklung ist durch die im Folgenden erläuterten Annahmen und Kriterien zur Bestimmung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten – differenziert nach Energieträger – determiniert.

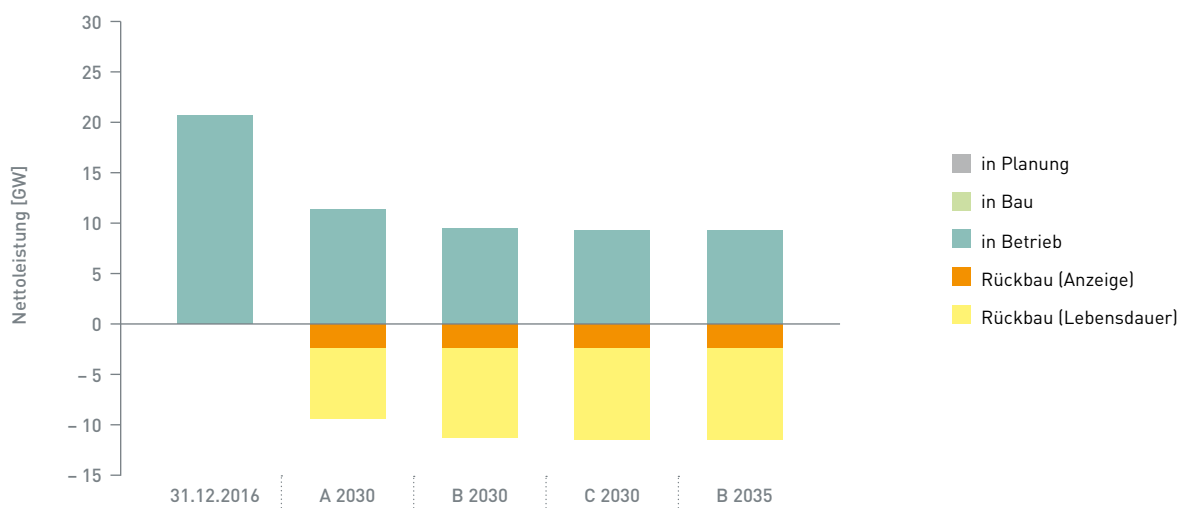


### Braunkohlekraftwerkskapazitäten

In Anlehnung an den durch die BNetzA genehmigten Szenariorahmen des NEP 2030 (Version 2017), der dazugehörigen Kraftwerksliste und vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Diskussion um einen möglichen Kohleausstieg, wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass kein Zubau von Braunkohlekraftwerken mehr stattfindet.

Eine Außerbetriebnahme von Braunkohlekraftwerken erfolgt, sofern kein konkretes Stilllegungsdatum aus dem Kraftwerksmonitoring der BNetzA bekannt ist, nach einer angenommenen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 50 Jahren (A 2030), 45 Jahren (B 2030, B 2035) bzw. 40 Jahren (C 2030). Diese szenarioabhängige Unterscheidung resultiert aus der Annahme, dass sich die politisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Braunkohlekraftwerken von Szenario A bis Szenario C erschweren und damit dem politisch diskutierten Ausstieg aus der Kohle Rechnung getragen wird. Die Stilllegung derjenigen Braunkohleblöcke, welche gemäß § 13g EnWG bis Ende 2019 für jeweils vier Jahre in eine Sicherheitsbereitschaft überführt und anschließend stillgelegt werden sollen, ist unabhängig davon in allen Szenarien berücksichtigt. Die Leistung der entsprechenden Kraftwerksblöcke ist in der Kategorie „Rückbau (Anzeige)“ in Abbildung 39 enthalten.

Abbildung 39: Darstellung der Entwicklung der Braunkohlekraftwerkskapazitäten inkl. Sicherheitsbereitschaft



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

### Steinkohlekraftwerkskapazitäten

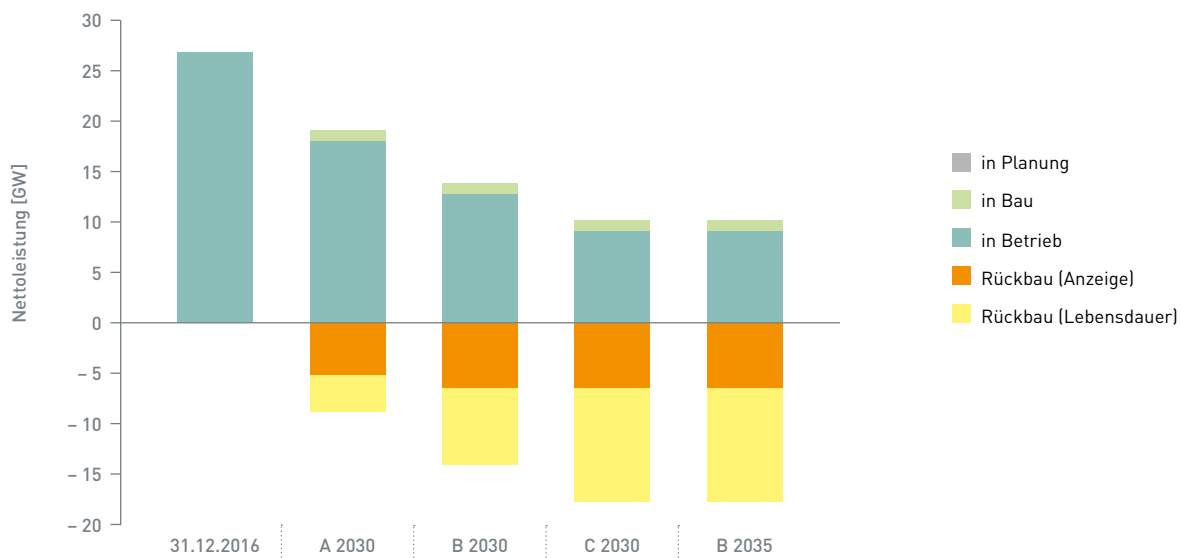
In Bau befindliche Steinkohlekraftwerke werden in allen Szenarien ab dem Jahr der im Kraftwerksmonitoring der BNetzA angegebenen Inbetriebnahme berücksichtigt. Ein Zubau in Planung befindlicher Steinkohlekraftwerke wird aufgrund der aktuellen politischen Diskussionen und unsicherer Rahmenbedingungen für die Kraftwerksbetreiber<sup>22</sup> nicht angenommen.

Sofern kein konkretes Stilllegungsdatum aus dem Kraftwerksmonitoring der BNetzA bekannt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von Steinkohlekraftwerken nach einer angenommenen technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 50 Jahren (A 2030), 45 Jahren (B 2030, B 2035) bzw. 40 Jahren (C 2030). Dies folgt ebenso aus der Annahme, dass die Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb von Kohlekraftwerken von Szenario A bis Szenario C zunehmend erschwert werden. Die momentanen Diskussionen um einen Kohleausstieg werden somit in der unterschiedlichen Ausgestaltung der Szenarien berücksichtigt.

22 Gemäß aktueller Zubauliste der Bundesnetzagentur befindet sich lediglich ein einziges Steinkohlekraftwerk in Planung.



Abbildung 40: Darstellung der Entwicklung der Steinkohlekraftwerkskapazitäten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

### Erdgaskraftwerkskapazitäten

Zur Bestimmung der installierten Leistung von Erdgaskraftwerken werden in allen Szenarien in Bau befindliche Erdgaskraftwerke ab dem Jahr der im Kraftwerksmonitoring angegebenen Inbetriebnahme berücksichtigt.

Die Annahmen zum Zu- und Rückbau von Erdgaskraftwerken werden wie folgt getroffen: In Szenario A 2030 wird kein Zubau geplanter Erdgaskraftwerke angenommen. In den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 erfolgt ein Zubau von in Planung befindlichen Erdgaskraftwerken, analog zu den Kriterien im Entwurf des Szenariorahmens NEP Gas 2028<sup>23</sup>, nur dann, wenn diese einen gültigen Antrag nach § 38 oder § 39 GasNZV bei den Ferngasnetzbetreibern gestellt haben. Für eine Berücksichtigung von Planungskraftwerken muss der Kapazitätsreservierungsantrag gemäß § 38 oder § 39 jeweils nach dem 19.06.2016<sup>24</sup> eingegangen sein, um veraltete Anträge auszuschließen. Zusätzlich werden im Langfristszenario B 2035 auch solche Erdgaskraftwerksprojekte berücksichtigt, bei denen eine Anschlusszusage nach § 9 KraftNAV vorliegt.

Weiterhin kann davon ausgegangen werden, dass in Regionen mit einem hohen regionalen Wärmebedarf auch zukünftig Kraftwerke zur Deckung dieser Nachfrage zum Einsatz kommen werden. Daher und vor dem Hintergrund der KWK-Ziele<sup>25</sup> im KWKG wird prinzipiell angenommen, dass Erdgaskraftwerke mit KWK-Eigenschaft am Ende ihrer Laufzeit in allen Szenarien leistungs- und standortgleich weiterbetrieben werden. Um zusätzlich keinen Rückgang der Industrie in Deutschland zu unterstellen, werden Industriekraftwerke mit KWK-Eigenschaft sowie Kuppelgaskraftwerke leistungs- und standortgleich ersetzt. Hierbei wurde auf Wahrung der Konsistenz zum Szenariorahmen NEP Gas 2028 geachtet. Die Bundesnetzagentur hat am 12. Dezember 2017 den Szenariorahmen für den NEP Gas 2018–2028 genehmigt. Der Szenariorahmen wurde von den FNB Gas erarbeitet und bildet die Grundlage für den nationalen NEP Gas 2018–2028, den die FNB Gas der Bundesnetzagentur zum 1. April 2018 vorlegen müssen.

Sofern kein konkretes Stilllegungsdatum aus dem Kraftwerksmonitoring der BNetzA bekannt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von Erdgaskraftwerken in allen Szenarien nach einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren. Hier liegt die Annahme zugrunde, dass sich die Rahmenbedingungen für den Weiterbetrieb von Erdgaskraftwerken zwischen den Szenarien nicht verschlechtern.

23 <https://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2018/nep-2018.html>.

24 Annahme analog zum Entwurf zum Szenariorahmen Gas-NEP 2028. Anträge welche älter als ein Jahr sind, werden dort nicht berücksichtigt.

25 110 TWh für 2020; 120 TWh 2025.



Im Entwurf der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP Gas 2028 stellten die FNB Gas die Unsicherheiten bei der Berücksichtigung der Erdgas-Planungskraftwerke Altbach, Gundelfingen, Gundremmingen, Heilbronn, Leipheim und Zolling dar. Die FNB Gas sahen diese Kraftwerksprojekte in Konkurrenz zueinander als Neubau für sogenannte besondere netztechnische Betriebsmittel gemäß § 11 Abs. 3 EnWG vom 22.07.2017 an. Da der von der BNetzA ausgewiesene Bedarf hierfür lediglich 1,2 GW beträgt, werden die zuvor genannten Planungskraftwerke im Szenariorahmen des NEP Gas 2028 mit einer Gesamtleistung von 1,2 GW berücksichtigt.

Die ÜNB haben die Annahmen aus dem am 12.12.2017 genehmigten Szenariorahmen NEP Gas in den Mantelzahlen des vorliegenden Szenariorahmens übernommen und erwarten aus der Konsultation zum Szenariorahmen des NEP 2030 (Version 2019) weitere Hinweise zur Dimensionierung des Kraftwerksparks.

Zusätzlich haben die FNB Gas in ihrem Entwurf des Szenariorahmens zum NEP Gas angenommen, dass im Jahr 2028 weiterhin Gaskraftwerke im Süden Deutschlands als systemrelevant eingestuft werden und damit aus dem Gasnetz versorgt werden müssen. Durch die Berücksichtigung dieser Gaskraftwerke aus dem genehmigten Szenariorahmen des NEP Gas im aktuellen Szenariorahmen des NEP Strom ergeben sich Abweichungen zur bisherigen Methodik. Es werden durch die FNB Gas auch Gaskraftwerke als systemrelevant eingestuft, deren Betreiber bereits Anzeigen zur endgültigen Stilllegung gestellt haben oder Gaskraftwerke, die unter der Annahme der technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer im NEP Strom nicht berücksichtigt würden.

Um eine Konsistenz zwischen den Netzentwicklungsplänen Strom und Gas herzustellen, haben die ÜNB die Annahmen der FNB Gas zunächst übernommen. Gleichzeitig wird vorgeschlagen, diejenigen Kraftwerke, die nur aufgrund ihrer Kennzeichnung als „systemrelevant“ in den Szenarien für 2030 und 2035 enthalten sind, nicht in den Strommarktsimulationen zu modellieren. Stattdessen sollen diese Kraftwerke als eine Reserve betrachtet werden, die im Bedarfsfall auch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit (System Adequacy) erbringen kann. In der Kraftwerksliste sind diese Kraftwerke entsprechend gekennzeichnet.

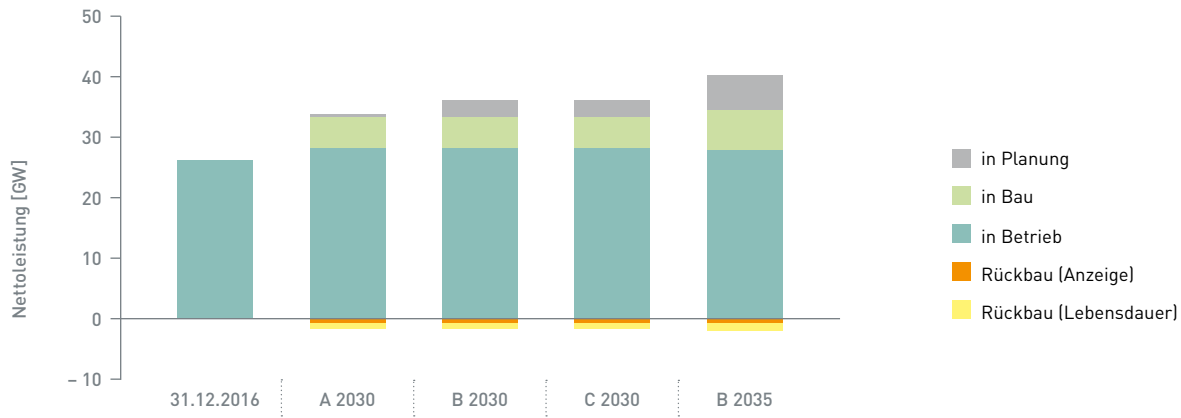
Gemäß den Klimaschutzzielen des Landes Berlins<sup>26</sup> soll der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bis zum Jahr 2030 um 60 % gegenüber 1990 gesenkt werden. Dies soll zu einem großen Teil durch den kompletten Verzicht von Kohle und den verstärkten Einsatz von Erdgas-KWK erreicht werden. Der durch die oben beschriebenen Kriterien für die verschiedenen Szenarien resultierende Kraftwerkspark in Berlin stellt eine mögliche regionale Entwicklung der Zukunft zur Erreichung der Klimaschutzziele des Landes Berlins dar, hierbei werden allerdings einige bereits bekannte Planungskraftwerke nicht berücksichtigt. Die Entwicklung des Kraftwerksparks in Berlin ist stark abhängig von der weiteren Entwicklung und Flexibilisierung des Wärmebedarfs des Großraum Berlins bis 2030 und auch darüber hinaus, so dass Power-To-Heat-Anlagen (siehe Kapitel 6) und/oder der Umbau und die Modernisierung des zugehörigen passfähigen KWK-Kraftwerksparks nur gesamtheitlich geplant werden können. Somit erscheinen auch andere Standorte und andere Entwicklungen beispielsweise durch den Einsatz von zusätzlichen Power-to-Heat-Anlagen sowie weiterer dezentraler und zentraler KWK-Anlagen möglich. Auf Grund der Besonderheiten von Berlin (Bevölkerungsdichte, Fernwärmebedarf, weiterer Ausbau und Nutzung der vorhandenen Strom- und Fernwärmeinfrastruktur) sind die anstehenden Investitionsentscheidungen nur schwer mit den oben genannten Kriterien zu fassen.

Aufgrund der obigen Annahmen wird der Bestand an Erdgaskraftwerkskapazitäten weitestgehend durch angenommene Ersatzneubauten und Weiterbetrieb/Modernisierung erhalten. Anders als bei den Kraftwerken mit Primärenergieträger Kohle wird sogar perspektivisch ein Zubau an Erdgaskraftwerken angenommen. Das Resultat dieser Annahmen ist in der folgenden Abbildung grafisch aufbereitet.

<sup>26</sup> <http://www.berlin.de/senuvk/klimaschutz>.



Abbildung 41: Darstellung der Entwicklung der Erdgaskraftwerkskapazitäten (inkl. Kuppelgas)

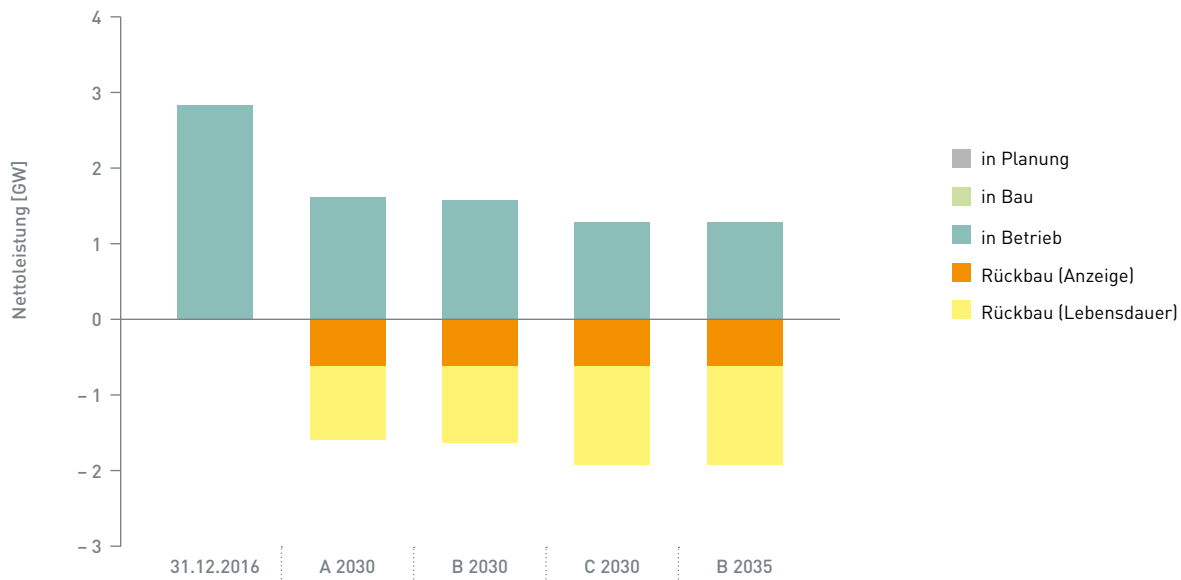


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

### Mineralölkraftwerkskapazitäten

Sofern kein konkretes Stilllegungsdatum aus dem Kraftwerksmonitoring der BNetzA bekannt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von Ölkraftwerken nach einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren (A 2030), 40 Jahren (B 2030, B 2035) bzw. 35 Jahren (C 2030). Neue Kraftwerkskapazitäten sind nach Informationen der ÜNB weder in Bau noch in Planung.

Abbildung 42: Darstellung der Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten Öl



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



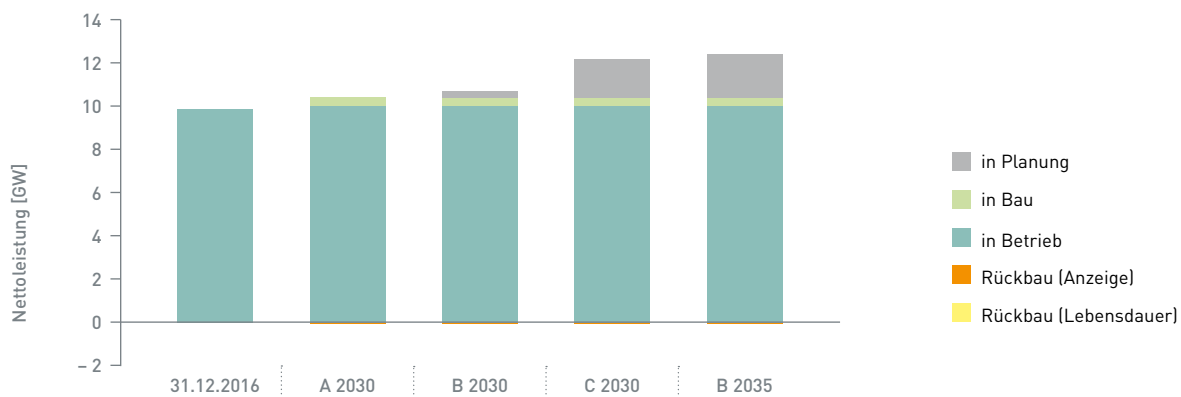
### Hydraulische Kraftwerke und sonstige Speicher

In allen Szenarien wird angenommen, dass im betrachteten Zeithorizont keine Außerbetriebnahme von Pumpspeichern und Speicherwasserkraftwerken aufgrund einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer oder einer vorläufigen Stilllegungsanzeige stattfindet. Dies lässt sich dadurch begründen, dass Speicher und Pumpspeicher in einem zunehmend durch erneuerbare Energien geprägten Energiesystem mittelfristig einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität erbringen können und angenommen wird, dass zukünftig entsprechende wirtschaftliche Anreize zum Weiterbetrieb heutiger Bestandsanlagen bestehen.

Des Weiteren werden in allen Szenarien aktuell 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 im Szenario A 2030 keine geplanten Projekte aufgenommen. Im Szenario B 2030 werden geplante Pumpspeicher und Speicherwasserkraftwerke berücksichtigt, für die eine Anschlusszusage nach § 9 KraftNAV vorliegt. In den Szenarien B 2035 und C 2030 werden geplante Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke aufgenommen, für die lediglich ein Anschlussbegehren nach § 9 KraftNAV gestellt wurde oder bereits eine Anschlusszusage vorliegt. Darüber hinaus wird kein weiterer Zubau an hydraulischen Speichern in Deutschland angenommen. Dies deckt sich mit dem Hinweis zahlreicher Stakeholder, welche die Realisierungswahrscheinlichkeit weiterer Planungsprojekte u. a. aufgrund der damit verbundenen Umweltauswirkungen und Akzeptanzproblemen aktuell als gering einschätzen.

Zusätzlich werden in allen Szenarien erstmals bereits in Betrieb, in Bau und in Planung befindliche Batteriespeicher ab dem Jahr der geplanten Inbetriebnahme berücksichtigt. Eine eigene Prognose über den weiteren Zubau von größeren Batteriespeichern (größer 1 MW) außerhalb der derzeit bekannten Planungen erfolgt nicht. Hier erhoffen sich die ÜNBs zusätzliche Hinweise aus der Konsultation. Die Außerbetriebnahme von Batteriespeichern aufgrund einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer wird nicht angenommen.

Abbildung 43: Darstellung der Entwicklung der hydraulischen Kraftwerkskapazitäten und sonstiger Speicher



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



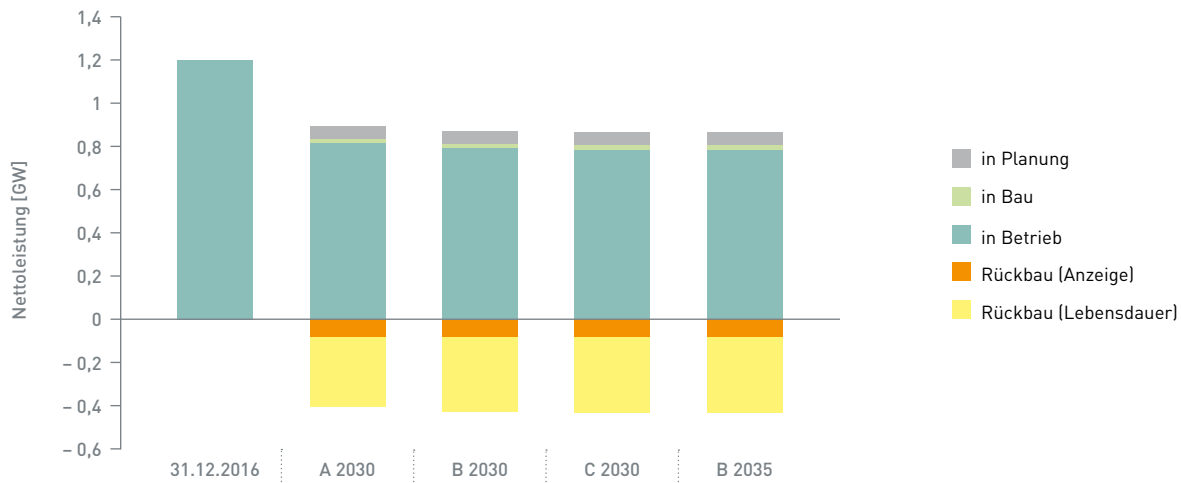


**Sonstige konventionelle Kraftwerkskapazitäten**

Sofern kein konkretes Stilllegungsdatum aus dem Kraftwerksmonitoring der BNetzA bekannt ist, erfolgt die Außerbetriebnahme von sonstigen konventionellen Kraftwerke – d. h. Kraftwerke ohne eindeutige Zuordnung eines Hauptenergieträgers – nach einer technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer von 45 Jahren (A 2030), 40 Jahren (B 2030, B 2035) bzw. 35 Jahren (C 2030). In Bau und in Planung befindliche sonstige konventionelle Kraftwerke werden ab dem Jahr der im Kraftwerksmonitoring der BNetzA angegebenen Inbetriebnahme in allen Szenarien berücksichtigt.

Im Vergleich zum Entwurf des Szenariorahmens der ÜNB für den NEP 2030 (Version 2017) reduziert sich die installierte Leistung der sonstigen konventionellen Energieträger durch die explizite Berücksichtigung von industriellen Kuppelgas-Kraftwerken unter Erdgaskraftwerkskapazitäten.

Abbildung 44: Darstellung der Entwicklung der sonstigen konventionellen Kraftwerkskapazitäten

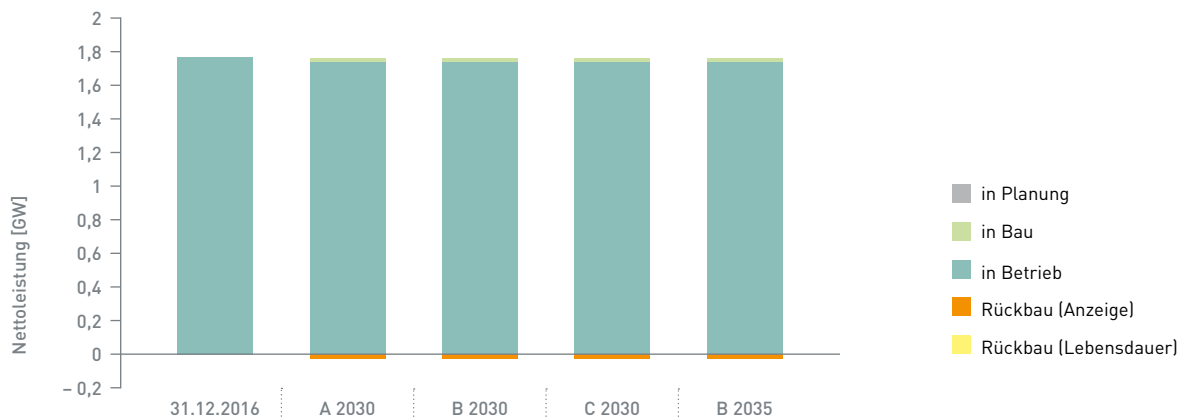


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

**Abfallkraftwerkskapazitäten**

In allen Szenarien wird im betrachteten Zeithorizont von einem unbeschränkten Weiterbetrieb der Anlagen mit dem Energieträger Abfall ausgegangen. Hierdurch wird der Annahme Rechnung getragen, dass Abfallkraftwerke hauptsächlich zum Zweck der Abfallentsorgung eingesetzt werden. In allen Szenarien werden in Bau und in Planung befindliche Abfallkraftwerke ab dem Jahr der im Kraftwerksmonitoring der BNetzA angegebenen Inbetriebnahme berücksichtigt.

Abbildung 45: Darstellung der Entwicklung der Abfallkraftwerkskapazitäten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



### KWK-fähige Kleinkraftwerke mit einer elektrischen Leistung unter 10 MW

In allen Szenarien wird ein Zubau von KWK-fähigen kleineren Kraftwerken mit einer elektrischen Leistung unterhalb von 10 MW unterstellt. Eine relevante Randbedingung für den weiteren Zubau kleiner KWK-Anlagen sind dabei die Bestimmungen des KWKG (Kraft-Wärmekopplungs-Gesetz). Mit der Novelle des KWKG 2017 am 01.01.2017 ist das Änderungsgesetz zum KWKG 2016 in Kraft getreten. Erstmals sieht das KWKG nun Ausschreibungen für die Förderung von KWK-Anlagen zwischen 1 und 50 MW sowie für sogenannte innovative KWK-Systeme vor (KWKAusV). Nach Erlass der erforderlichen Verordnung durch das BMWi, werden die Ausschreibungen ab dem Winter 2017/2018 von der Bundesnetzagentur durchgeführt. Im Rahmen der Ausschreibungen wird zwischen konventionellen (Anlagenleistung 1 MW bis 50 MW) und „innovativen“ (Anlagenleistung 1 MW bis 10 MW) KWK-Anlagen unterschieden. Die Ausschreibungsmenge für 2017 liegt bei 100 MW und umfasst zunächst nur konventionelle Anlagen. Ab 2018 werden insgesamt 200 MW und davon 50 MW für innovative KWK-Anlagen ausgeschrieben<sup>27</sup>. Ab 2018 ist eine jährliche Verschiebung des Ausschreibungsvolumens um 5 MW hin zu innovativen KWK-Anlagen vorgesehen. Anlagen außerhalb des Ausschreibungssegments werden weiterhin nach dem KWKG 2016 gefördert. Da die Ergebnisse der ersten Ausschreibung nach KWKG noch nicht vorliegen und die Auswirkungen auf den weiteren Zubau nur schwer absehbar sind, wurde auf Basis einer Analyse des historischen Zubaus und der bisherigen Zahlen eine Prognose wie folgt vorgenommen.

So wurden nach Informationen des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) im Zeitraum 2009 bis 2016 pro Jahr im Mittel knapp 300 MW an KWK-fähigen Kleinkraftwerken in dieser Leistungsklasse errichtet<sup>28</sup> (hiervon fallen im Mittel etwa 100 MW auf Anlagen mit einer Leistung <1MW, die nicht unter die Ausschreibung nach KWKG 2017 fallen). Genauso wie in der Genehmigung des Szenariorahmens für den NEP 2030 (Version 2017) wird deshalb im vorliegenden Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2030 (Version 2019) ein vergleichbarer Zubau angenommen, der die oben genannte Entwicklung sowie die regionalen Potenziale im Bereich der KWK-fähigen Kleinkraftwerke abbildet.

Angesichts dieser Zubauraten wird ausgehend vom Bestand (31.12.2016) in Höhe von ca. 4 GW installierter elektrischer Leistung über alle Energieträger hinweg zukünftig folgender Zubau für KWK-fähige Kleinkraftwerke mit dem Primärenergieträger Erdgas angenommen: In den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 wird die Realisierung KWK-fähiger Kleinkraftwerke in Höhe von knapp 4,5 GW zugrunde gelegt. Im Szenario B 2035 wird zusätzlich ein Zubau von 1,5 GW angenommen. Diese Zahlen sind bereits in den obigen Grafiken und Tabellen enthalten.

### 8.3 Bewertung der Versorgungssicherheit

Im Zuge der Transformation des Stromerzeugungssystems in Deutschland und Europa werden auch Fragen der Versorgungssicherheit vermehrt in den Fokus der öffentlichen Debatte gerückt. Die Auswirkungen eines Kohleausstiegs, Kapazitätsmechanismen und der zukünftige Umfang der Gaskraftwerkskapazitäten in Deutschland sind Teilaspekte dieser Diskussion. Der Gesetzgeber hat in § 51 EnWG bereits ein fortlaufendes Monitoring der Versorgungssicherheit in Deutschland vorgeschrieben. Auch auf europäischer Ebene finden etwa im Winter Outlook Report (WOR)<sup>29</sup> oder im Midterm Adequacy Forecast (MAF)<sup>30</sup> durch ENTSO-E regelmäßig umfangreiche Untersuchungen und Analysen zur elektrischen Versorgungssicherheit in Europa statt.

27 <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2017/20170517-br-schafft-grundlage-fuer-kwk-ausschreibung.html>.

28 [http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/kwk\\_statistik\\_zulassungen\\_2009\\_16.html](http://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/kwk_statistik_zulassungen_2009_16.html).

29 <https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/outlook-reports/Pages/default.aspx>.

30 <https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>.



Im Allgemeinen lassen sich Aussagen zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in Deutschland auf Basis von rein nationalen oder grenzüberschreitenden Analysen vornehmen. Durch die Stärkung des europäischen Strombinnenmarktes wird die Bedeutung von grenzüberschreitenden Analysen unter Einbezug aller verfügbaren Erzeugungskapazitäten in Europa insbesondere für langfristige Zeithorizonte zunehmen. Bei einer gesamteuropäischen Betrachtung trägt eine inländische Erzeugungseinheit nicht ausschließlich zur Versorgungssicherheit im Inland bei, sondern kann auch dem Ausland zur Verfügung stehen. Je nach Lage im europäischen Verbundsystem kann sich dieser ausgleichende Mechanismus positiv oder negativ auf die inländische Versorgungssicherheit auswirken. Im Allgemeinen gilt jedoch, dass die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems durch zunehmende Austauschkapazitäten zwischen den Marktgebieten zunimmt.

Grenzüberschreitende Analysen der Versorgungssicherheit können je nach Ausgestaltung und Detaillierungsgrad sehr umfassend und komplex werden (vgl. MAF). In diesem Entwurf des Szenariorahmens wird lediglich eine vereinfachte Gegenüberstellung der inländischen Erzeugungskapazitäten zur Jahreshöchstlast vorgenommen. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen der absoluten Jahreshöchstlast und der residualen Jahreshöchstlast. Die absolute Jahreshöchstlast tritt in der Regel dann auf, wenn die fluktuierenden erneuerbaren Energien witterungsbedingt nur in geringem Ausmaß einspeisen. Die residuale Jahreshöchstlast ergibt sich aus der absoluten Jahreshöchstlast abzüglich der zu diesem Zeitpunkt noch vorhandenen Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien. Für die Deckung der residualen Jahreshöchstlast müssen genügend steuerbare Kraftwerksleistung im Inland, Leistungsdeckungsbeiträge aus dem umgebenden Ausland sowie erforderlichenfalls weitere Lastverlagerungen verfügbar sein. Eine solche Betrachtung kann als Orientierung dafür dienen, inwiefern allein die inländischen Erzeugungskapazitäten eine Lastdeckung ermöglichen und inwiefern Leistungsbeiträge aus dem europäischen Ausland oder weitere zusätzliche Lastmanagementmaßnahmen in Deutschland erforderlich werden können.

Da dieser Entwurf des Szenariorahmens teilweise eine deutliche Reduzierung von konventionellen Kraftwerkskapazitäten in Deutschland und gleichzeitig eine signifikante Erhöhung der Spitzenlast ausweist, wird eine kurze Einordnung der Szenarien im Hinblick auf Aspekte der Versorgungssicherheit als sinnvoll angesehen. Dabei sei darauf verwiesen, dass sich eine Betrachtung der Versorgungssicherheit an dieser Stelle nicht auf mögliche Engpässe im Stromnetz bezieht. Die netzseitige Versorgungssicherheit und die notwendigen Maßnahmen werden nach Vorliegen der Genehmigung zu diesem Szenariorahmen im Zuge des ersten und zweiten Entwurfes des Netzentwicklungsplans 2030 (Version 2019) erneut umfassend untersucht.

### Methodik

Die Methodik zur Bewertung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in diesem Szenariorahmen orientiert sich am europäischen Winter Outlook Report<sup>31</sup> der ENTSO-E. Darin werden den verschiedenen Erzeugungstechnologien vereinfacht Raten der nicht einsetzbaren Leistung zugerechnet, die dem Stromerzeugungssystem eines Landes etwa unter schwierigen Bedingungen („severe conditions“) voraussichtlich nicht zur Verfügung stehen. Eine Zusammenfassung der Annahmen und eine Gegenüberstellung mit den Jahreshöchstlasten der Szenarien inklusive der Berücksichtigung von Reserven und Netzverlusten finden sich in Tabelle 32.

31 [https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SDC/Winter\\_Outlook\\_2017-18.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SDC/Winter_Outlook_2017-18.pdf).



## Ergebnisse

Tabelle 32: Leistungsbilanz zum Entwurf des Szenariorahmens für den NEP 2030 (Version 2019)

<b>TEIL A: Installierte Netto-Nennleistung nach Primärenergieträgern</b>	<b>A 2030</b>	<b>B 2030</b>	<b>C 2030</b>	<b>B 2035</b>
<b>Kernenergie</b>	<b>0,0 GW</b>	<b>0,0 GW</b>	<b>0,0 GW</b>	<b>0,0 GW</b>
<b>Fossile Brennstoffe</b>	<b>67,5 GW</b>	<b>62,1 GW</b>	<b>57,9 GW</b>	<b>62,1 GW</b>
davon Braunkohle	11,5 GW	9,5 GW	9,3 GW	9,3 GW
davon Steinkohle	19,2 GW	13,9 GW	10,2 GW	10,2 GW
davon Gas	32,5 GW	34,5 GW	34,5 GW	38,7 GW
davon Mineralölprodukte	1,6 GW	1,6 GW	1,3 GW	1,3 GW
davon sonstige konventionelle Erzeugung	2,7 GW	2,6 GW	2,6 GW	2,6 GW
<b>Erneuerbare Energiequellen (ohne Wasser)</b>	<b>138,5 GW</b>	<b>159,5 GW</b>	<b>167,2 GW</b>	<b>170,1 GW</b>
davon Wind onshore	60,2 GW	69,5 GW	70,4 GW	73,8 GW
davon Wind offshore	14,3 GW	15,0 GW	17,3 GW	19,0 GW
davon Photovoltaik	57,3 GW	68,3 GW	72,8 GW	71,3 GW
davon Biomasse/Biogas	6,2 GW	6,2 GW	6,2 GW	5,5 GW
davon sonstige erneuerbare Energiequellen	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW	0,5 GW
<b>Wasser</b>	<b>14,4 GW</b>	<b>14,7 GW</b>	<b>16,1 GW</b>	<b>16,4 GW</b>
davon Laufwasser	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW	4,1 GW
davon Speicher	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW	1,0 GW
davon Pumpspeicher	9,3 GW	9,6 GW	11,0 GW	11,3 GW
<b>sonstige Speicher</b>	<b>0,1 GW</b>	<b>0,1 GW</b>	<b>0,1 GW</b>	<b>0,1 GW</b>
<b>Kapazitätsreserve (nicht eindeutig zuweisbar)</b>	<b>2,0 GW</b>	<b>2,0 GW</b>	<b>2,0 GW</b>	<b>2,0 GW</b>
<b>Netto-Nennleistung</b>	<b>222,5 GW</b>	<b>238,4 GW</b>	<b>243,3 GW</b>	<b>250,7 GW</b>
davon Kapazitätsreserve (nicht eindeutig zuweisbar)	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW	2,0 GW
davon zusätzliche Reservekraftwerke (in Gas enthalten)	4,6 GW	4,6 GW	4,6 GW	4,6 GW



## 8 Kraftwerkskapazitäten

TEIL B : Nicht einsetzbare Leistung nach Primärenergieträgern	Rate der nicht-einsetzbaren Leistung	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
<b>Nicht einsetzbare Leistung (inkl. Revisionen)</b>		<b>143,6 GW</b>	<b>163,9 GW</b>	<b>175,1 GW</b>	<b>175,1 GW</b>
davon Kernenergie	5 %	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
davon Braunkohle	9 %	1,0 GW	0,9 GW	0,8 GW	0,8 GW
davon Steinkohle	9 %	1,7 GW	1,3 GW	0,9 GW	0,9 GW
davon Erdgas	7 %	2,3 GW	2,4 GW	2,4 GW	2,7 GW
davon Mineralölprodukte	9 %	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
davon sonstige konventionelle Erzeugung	9 %	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
davon Wind onshore	99 %	59,3 GW	68,5 GW	69,3 GW	72,7 GW
davon Wind offshore	97 %	13,8 GW	14,5 GW	16,7 GW	18,4 GW
davon Photovoltaik	100 %	57,3 GW	68,3 GW	72,8 GW	71,3 GW
davon Biomasse/Biogas	35 %	2,2 GW	2,2 GW	2,2 GW	1,9 GW
davon sonstige erneuerbare Energiequellen	50 %	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
davon Laufwasser	75 %	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW	3,1 GW
davon Speicher	20 %	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,2 GW
davon Pumpspeicher	20 %	1,9 GW	1,9 GW	2,2 GW	2,3 GW
davon sonstige Speicher	20 %	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW	0,0 GW
davon Kapazitätsreserve (nicht eindeutig zuweisbar)	7 %	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
<b>Verfügbare Leistung inkl. Reservekraftwerke</b>		<b>78,9 GW</b>	<b>74,5 GW</b>	<b>71,8 GW</b>	<b>75,6 GW</b>
Reserve für Systemdienstleistungen		3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW	3,6 GW
<b>Gesicherte Leistung inkl. Reservekraftwerke</b>		<b>75,3 GW</b>	<b>70,9 GW</b>	<b>68,2 GW</b>	<b>72,0 GW</b>
Jahreshöchstlast		91,8 GW	96,9 GW	100,0 GW	98,9 GW
davon Übertragungsnetzverluste		1,8 GW	1,9 GW	2,0 GW	1,9 GW
Verfügbares Lastminderungspotenzial		2,0 GW	4,0 GW	6,0 GW	5,0 GW
<b>Spitzenlast reduziert um Lastminderungspotenzial</b>		<b>89,8 GW</b>	<b>92,9 GW</b>	<b>94,0 GW</b>	<b>93,9 GW</b>
<b>Verbleibende Leistung</b>		<b>-14,5 GW</b>	<b>-22,0 GW</b>	<b>-25,8 GW</b>	<b>-21,9 GW</b>
<b>Theoretisch maximal verfügbare Importkapazitäten*</b>		<b>42,0 GW</b>	<b>42,0 GW</b>	<b>42,0 GW</b>	<b>45,0 GW</b>
<b>Theoretisch maximal verfügbare Exportkapazitäten*</b>		<b>39,0 GW</b>	<b>39,0 GW</b>	<b>39,0 GW</b>	<b>43,0 GW</b>

\* Insbesondere zum Zeitpunkt hoher Stromnachfrage kann davon ausgegangen werden, dass die tatsächlichen Austauschmöglichkeiten mit dem Ausland deutlich reduziert und geringer als der theoretische Maximalwert sind.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Bereits ohne vertiefende Analyse ist feststellbar, dass der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland allein die residuale Jahreshöchstlast in keinem Szenario decken kann. Dem entsprechend ergibt sich für Deutschland szenarioübergreifend in Starklastsituationen ein erheblicher Bedarf an regenerativer Erzeugung, Importen aus dem Ausland oder Lastmanagement. Die abgeschätzte verbleibende Leistung ist jedoch selbst unter Einbezug der regenerativen Erzeugung und der über Demand-Side-Management in der Industrie angenommenen Lastminderungspotenziale für die alleinige Deckung der Jahreshöchstlast weiterhin nicht ausreichend. Die Größenordnung der fehlenden gesicherten Leistung kann unter der Annahme schwieriger Bedingungen („severe conditions“) mit 14,5 GW bis 25,8 GW als kritisch angesehen werden. Inwiefern ausländische Erzeugungskapazitäten über die angenommenen deutschen Importkapazitäten in Höhe von in Summe 42,0 GW in 2030 und 45,0 GW in 2035 diese Unterdeckung beheben können, wäre Gegenstand vertiefender Analysen.

Insgesamt kann die Fähigkeit des deutschen Stromerzeugungssystems, die Stromnachfrage mit eigenen Kapazitäten decken zu können, in den hier vorgelegten Szenarien im Vergleich zur heutigen Situation als deutlich reduziert beschrieben werden: Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland kann die prognostizierte Jahreshöchstlast (abzüglich der angenommenen Lastminderungspotenziale) in keinem Szenario sicher decken. Die Abhängigkeit von Stromimporten und der Bedarf an Lastmanagementmaßnahmen werden insbesondere in Starklastsituationen stark zunehmen. Diese Entwicklung ist in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromerzeugungssystem, welches gleichzeitig größtmögliche Effizienz bei emissionsbehafteter Erzeugung anstrebt, zwar grundsätzlich zu erwarten. Gleichzeitig hebt die berechnete Größenordnung der Lastunterdeckung die Bedeutung eines fortlaufenden Monitorings der Versorgungssicherheit und die Notwendigkeit umfassenderer und grenzüberschreitender Analysen deutlich hervor. Es gilt insbesondere auch die zukünftige Entwicklung der absoluten Jahreshöchstlasten, die mit hohen Anteilen an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen deutlich über den heute beobachteten Höchstlasten liegen können, sowie die Entwicklung der Kapazitäten im Inland wie im Ausland genau im Auge zu behalten.

#### 8.4 Einsatzrestriktionen (Must-Run und KWK) von Kraftwerken

Wenn Kraftwerke in der Marktmodellierung rein strommarktgetrieben eingesetzt werden, bedeutet dies, dass sich ihre Produktion unmittelbar an den Marktpreisen für elektrische Energie orientiert. Bei entsprechend niedrigen Marktpreisen findet keine Erzeugung statt, sofern die technischen Eigenschaften des Kraftwerks dies zulassen. Eine Kopplung zum Wärmemarkt oder anderen Prozessen besteht hier nicht oder wird in der Modellierung vernachlässigt.

Neben der Stromerzeugung für die öffentliche Stromversorgung erfüllen viele Kraftwerke zusätzliche Versorgungsaufgaben. Diese umfassen beispielsweise die Bereitstellung von Wärme für den Fern- und Nahwärmebedarf sowie die Bereitstellung von Wärme und Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- oder Kraftwerksprozesse. Um diese zusätzlichen Versorgungsaufgaben in der Strommarktmodellierung zu berücksichtigen, werden sogenannte Mindesteinsatzbedingungen (Must-Run) als Eingangsgrößen für die Marktsimulationen definiert. Diese haben unmittelbaren Einfluss auf den simulierten Kraftwerkseinsatz. In einem ersten Schritt werden die zu modellierenden Kraftwerksblöcke zunächst Kategorien zugeordnet. In einer vereinfachten Darstellung können hierbei neben rein strommarktbasieren Kraftwerken zwei weitere Kategorien unterschieden werden:

- **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK):** In dieser Kategorie enthalten sind KWK-fähige Erzeugungsanlagen, welche neben der Stromerzeugung auch zur Deckung der Wärmenachfrage in Nah- und Fernwärmenetzen beitragen. Hierfür erfolgt eine Zuordnung der Anlagen zu einem Wärmenetz mit einer zu deckenden Wärmelastganglinie. Bei KWK-Anlagen wird vereinfachend zwischen nicht-wärmegeführten Entnahmekondensationsanlagen und wärmegeführten Gegendruckanlagen unterschieden. Wärmegeführte Anlagen erhalten eine fixe, aber zeitvariable und temperaturabhängige Einspeisevorgabe. Eine Über- oder Unterschreitung der Einspeisevorgabe ist im Strommarktmodell nicht zulässig. Nicht-wärmegeführten Anlagen wird eine durch die Wärmelast bedingte zeitvariable Mindesterzeugung vorgegeben. Diese Anlagen besitzen jedoch die Flexibilität, getrieben vom Strommarkt bis zu einem bestimmten Grad darüber hinaus Strom zu produzieren. Bei niedrigen Strommarktpreisen kann die Erzeugung aus thermischen KWK-Anlagen reduziert und die dadurch fehlende Wärme beispielsweise durch Heizkessel erbracht werden.



- **Industrie/Sonstige Versorgung:** In dieser Kategorie enthalten sind Erzeugungsanlagen, die an Industriestandorten von den dort ansässigen Industrieunternehmen oder in deren Auftrag betrieben werden. Da der Einsatz dieser Anlagen zur Aufrechterhaltung der Industrieprozesse notwendig ist, wird im Modell ein Mindesteinsatz angenommen. Darüber hinaus können diese Anlagen, analog zu KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbine, für den Strom- und Wärmemarkt erzeugen, wenn sie eine entsprechende Flexibilität aufweisen. In dieser Kategorie sind auch Braunkohleblöcke enthalten, die lokalen Standortrestriktionen unterliegen. Einige Braunkohlekraftwerke erfüllen neben ihrer Erzeugung für den Strommarkt weitere Versorgungsaufgaben. Dazu können die Versorgung ihrer Tagebaue, die Deckung des Eigenbedarfs, ihr Beitrag zur Fernwärme- und Bahnstromversorgung oder für Produktionsprozesse gehören. Diese Restriktionen werden über eine jahreszeitabhängige, standortscharfe Mindesterzeugung modelliert. Für Abfallverbrennungsanlagen wird ein im Jahresverlauf durchgängiger Mindesteinsatz angenommen.

Es ist darauf hinzuweisen, dass sich die beschriebenen Mindesteinsatzbedingungen von der technischen Mindestleistung der Kraftwerke unterscheiden. Während die technische Mindestleistung aufgrund der jeweiligen Anlageneigenschaften als untere Grenze bei einem Einsatz eines Kraftwerkes mit einer Leistungseinspeisung ungleich Null gilt, werden über die Mindesteinsatzbedingungen zusätzliche Anforderungen an den Kraftwerkseinsatz abgebildet. Die Mindesteinsatzbedingungen kommen in der Marktsimulation dann zum Tragen, wenn bei rein strommarktgetriebenem Einsatz die Erzeugung geringer wäre als der vorgegebene Mindesteinsatz.

Die Mindesteinsatzbedingungen von KWK-Anlagen werden im Netzentwicklungsplan über ein vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen entwickeltes Berechnungstool abgeschätzt. Dabei werden 35 detaillierte Fernwärmenetze mit jeweils einer spezifischen Wärmenachfrage modelliert. Für die Deckung der Wärmenachfrage stehen je Fernwärmenetz die zugeordneten Entnahmekondensations- und Gegendruckturbinen sowie Heizwerke, Spitzenlastkessel, Heizelemente und Wärmespeicher einschließlich ihrer Erzeugungsrestriktionen und -flexibilität zur Verfügung. Für die Wärmebereitstellung wird in den detaillierten Fernwärmenetzen eine Merit-Order über die Nettowärmeerzeugungskosten der Wärmeerzeuger im jeweiligen Netz gebildet. Diese Merit-Order bestimmt, welche Anlagen prioritär für die Wärmebedarfsdeckung herangezogen werden und entsprechende Restriktionen für die Stromerzeugung aufweisen. Kleinere Netze oder Netze, die nicht innerhalb der Fokusgebiete der Strommarktsimulation liegen, werden vereinfacht modelliert. Hier wird von einem ähnlichen Erzeugungsprofil je Brennstoff und Technologietyp ausgegangen. Insgesamt werden über 80 % des heutigen Fernwärmebedarfs in detaillierten Netzen modelliert.

### 8.5 Flexibilisierung von Einsatzbedingungen in den Szenarien

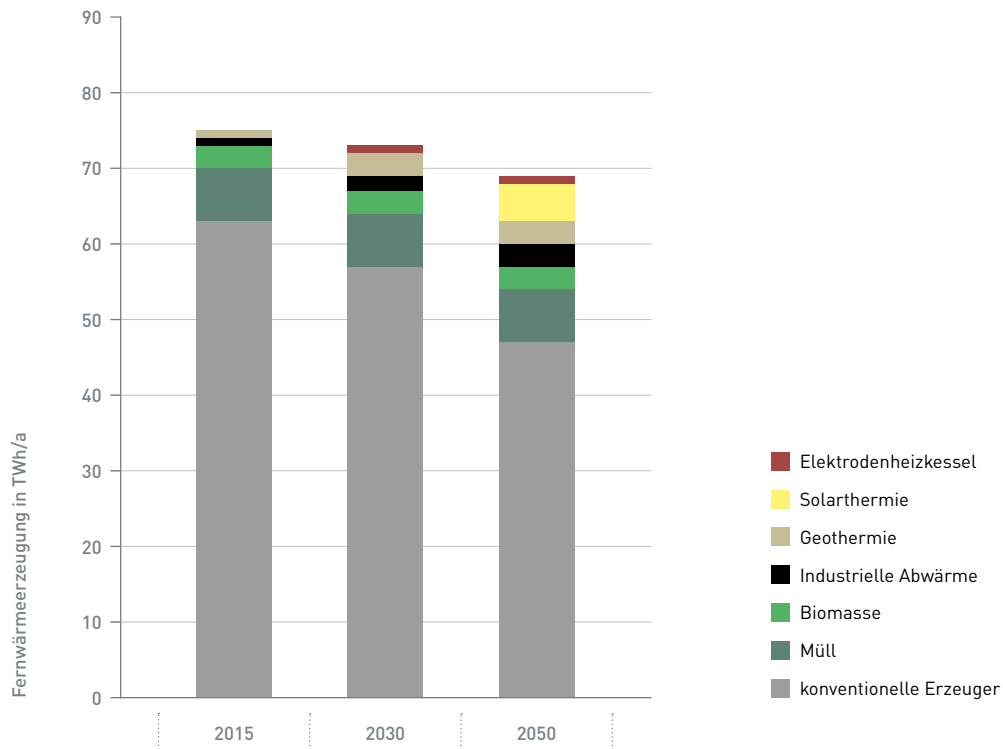
Zur Erreichung der Klimaziele sind im Bereich der Wärmeversorgung eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz (z. B. durch Sanierung) und ein weitreichender Wandel der Bereitstellungstechnologien hin zur Nutzung erneuerbarer Energien notwendig. Hieraus ergibt sich die Herausforderung, das bestehende System fast vollständig zu transformieren. Speziell für existierende großtechnische Wärmeerzeuger wird dies mit rückläufigen Volllaststunden und verringerter Wirtschaftlichkeit verbunden sein. Um diese Entwicklung und die Rückwirkungen auf die Stromseite abschätzen zu können, haben die Übertragungsnetzbetreiber die Forschungsstelle für Energiewirtschaft beauftragt, eine Kurzstudie zur zukünftigen Flexibilisierung der KWK und zur Bestimmung der zukünftigen Fernwärmeabsätze und Erzeugungsstrukturen durchzuführen. Die Gesamtfassung der Studie ist unter [www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2018](http://www.netzentwicklungsplan.de/begleitdokumente/2018) nachzulesen.

Es wird vorgeschlagen, im Rahmen des Netzentwicklungsplans auf die in dieser Studie entwickelten Szenarien „Business-As-Usual“ (A 2030) und „positives Klimaschutzenszenario“ (B 2030 und B 2035) zurückzugreifen. In jedem Szenario wurde der Fernwärmeabsatz auf Basis des historischen Fernwärmebedarfs, des zukünftigen Potenzials für netzgebundene Wärmeversorgung und einer dem Szenario entsprechenden Ausbaustrategie ermittelt. Im „Business-As-Usual“-Szenario sinkt der Fernwärmeabsatz leicht und die Erzeugerstruktur wandelt sich entsprechend der heutigen Geschwindigkeit der Transformation langsam hin zu einer Wärmeerzeugung basierend auf erneuerbaren Energien. Im „positiven Klimaschutzenszenario“ steigt der Fernwärmeabsatz bis 2050 weiter an, um einen Wandel hin zu mehr erneuerbaren Energien in der Wärmeerzeugung zu ermöglichen. In den Abbildungen 46 und 47 sind die Annahmen der Studie zu der erwarteten Entwicklung der Fernwärmeerzeugung aufgeschlüsselt nach Elementen dargestellt.



Es ist zu beobachten, dass die konventionelle Fernwärmeerzeugung (KWK) insbesondere im „positiven Klimaschutz-szenario“ abnimmt. Ferner ist in diesem Szenario eine höhere Flexibilität der Anlagen (z. B. über Wärmespeicher und elektrische Spitzenlastheizstäbe) unterstellt, sodass die Einsatzrestriktionen der KWK-Anlagen damit insgesamt reduziert werden. Die Zuordnung der Kraftwerksblöcke zu den o. g. Kategorien ist für die Szenarien A und B identisch.

Abbildung 46: Fernwärmeerzeugung im „Business-As-Usual“-Szenario

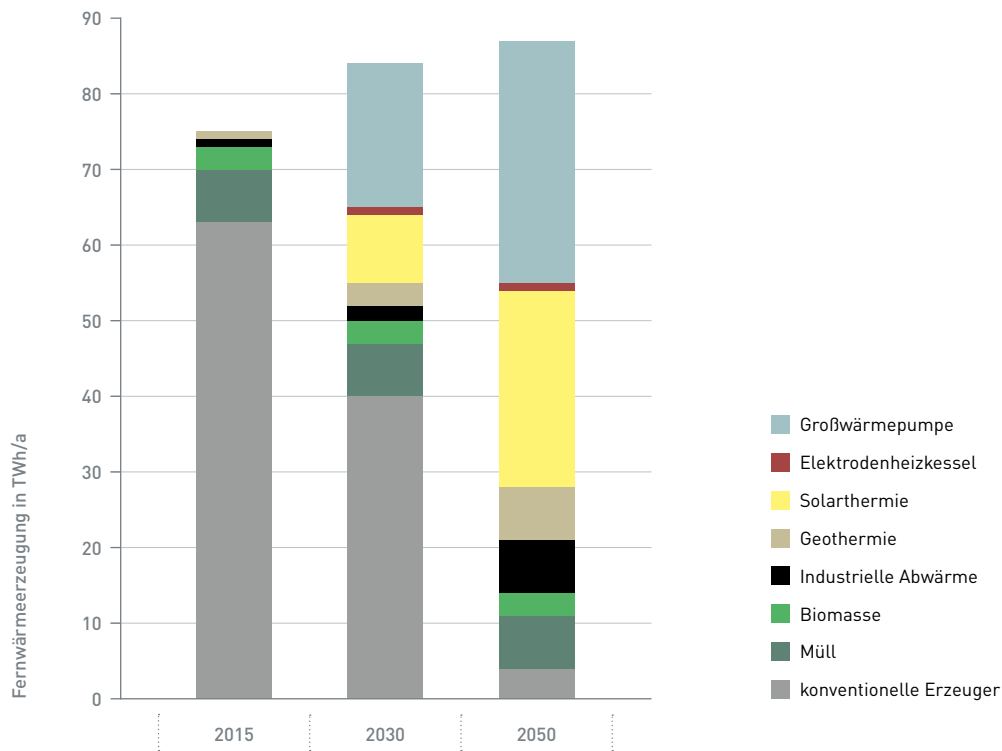


Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.





Abbildung 47: Fernwärmeerzeugung im „positiven Klimaschutzenszenario“



Quelle: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Für das Szenario C 2030 wird analog zum Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2017) von einer vollständigen Entkopplung der Strom- und Wärmeerzeugung und damit einer sehr hohen Flexibilität der Erzeuger ausgegangen. Alle in diesem Szenario blockscharf modellierten Kraftwerke werden rein strommarktgetrieben eingesetzt. Lediglich die dezentralen KWK-Anlagen < 10 MW erhalten Einspeisevorgaben.

Es ist zu beachten, dass durch die angenommene Flexibilisierung und die Reduzierung von Mindesteinsatzvorgaben der blockscharf modellierten KWK-Anlagen in Szenario C 2030 der Anteil der KWK-Erzeugung nicht mehr explizit ermittelt und die Zielerreichung des KWK-Gesetzes damit nicht überprüft werden kann.<sup>32</sup>

32 Das aktuell gültige KWK-Gesetz (KWKG) 2017 sieht eine Erhöhung der Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf 110 TWh bis zum Jahr 2020 sowie auf 120 TWh bis zum Jahr 2025 im Interesse der Energieeinsparung sowie des Umwelt- und Klimaschutzes vor.



### 8.6 Regionalisierung thermischer und hydraulischer Kraftwerke

Thermische und hydraulische Kraftwerke sind in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur<sup>33</sup> erfasst, welche alle Bestandskraftwerke, Kraftwerke in Bau und in Planung sowie Ersatzneubauten an bestehenden Standorten beinhaltet. Für diese Erzeugungsanlagen sind konkrete Standorte und Anschlussregionen bekannt.

Zur Erfassung des Bestandes von dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) kleiner 10 MW werden die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur sowie der Anlagenbestand gemäß Liste des Bundesamts für Wirtschaft und Ausführungkontrolle (BAFA)<sup>34</sup> mit einer Einzelanzahl über 30.000 herangezogen. Der Zubau von dezentralen KWK orientiert sich an den bestehenden Standorten und damit implizit der regionalen Wärmenachfrage.

Im Folgenden ist die angenommene Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten für jedes Szenario nach Bundesland aufgeschlüsselt dargestellt. Dezentrale KWK-Anlagen mit einer Leistung kleiner 10 MW sowie Anlagen welche ausschließlich in das deutsche Stromnetz einspeisen, jedoch geografisch im Ausland stehen, sind jeweils separat aufgeführt.

---

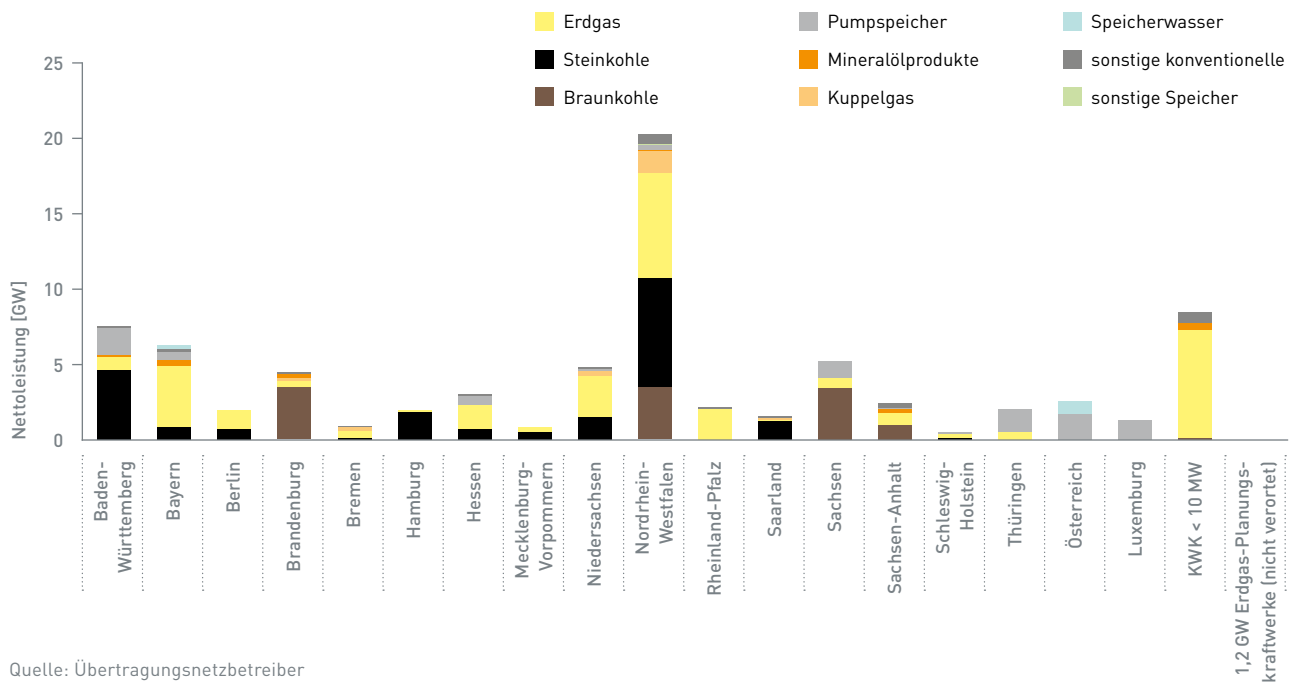
<sup>33</sup> [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html).

<sup>34</sup> [http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft\\_Waerme\\_Kopplung/Stromverguetung/stromverguetung\\_node.html](http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Kraft_Waerme_Kopplung/Stromverguetung/stromverguetung_node.html).



8 Kraftwerkskapazitäten

Abbildung 48: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario A 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 33: Installierte Leistungen je Region in Szenario A 2030

Installierte Leistung A 2030 [GW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Mineralölprodukte	Pumpspeicher	Sonstige Speicher	sonstige konventionelle	Speicherwasser
Baden-Württemberg	0,0	0,0	4,6	0,9	0,0	0,1	1,8	0,0	0,1	0,0
Bayern	0,0	0,0	0,8	4,1	0,0	0,4	0,5	0,0	0,2	0,2
Berlin	0,0	0,0	0,7	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,0	3,5	0,0	0,4	0,1	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Hamburg	0,0	0,0	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,0	0,0	0,7	1,6	0,0	0,0	0,6	0,0	0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	0,0	0,0	1,5	2,7	0,3	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0
Nordrhein-Westfalen	0,0	3,5	7,2	7,0	1,4	0,1	0,3	0,1	0,6	0,0
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Saarland	0,0	0,0	1,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Sachsen	0,0	3,4	0,0	0,7	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0
Sachsen-Anhalt	0,0	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,1	0,0	0,3	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0
Österreich	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,8
Luxemburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0
KWK < 10 MW	0,0	0,1	0,0	7,2	7,2	0,4	0,0	0,0	0,7	0,0
1,2 GW Erdgas-Planungskraftwerke (nicht verortet)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe</b>	<b>0,0</b>	<b>11,5</b>	<b>19,2</b>	<b>30,4</b>	<b>2,1</b>	<b>1,6</b>	<b>9,3</b>	<b>0,1</b>	<b>2,7</b>	<b>1,0</b>

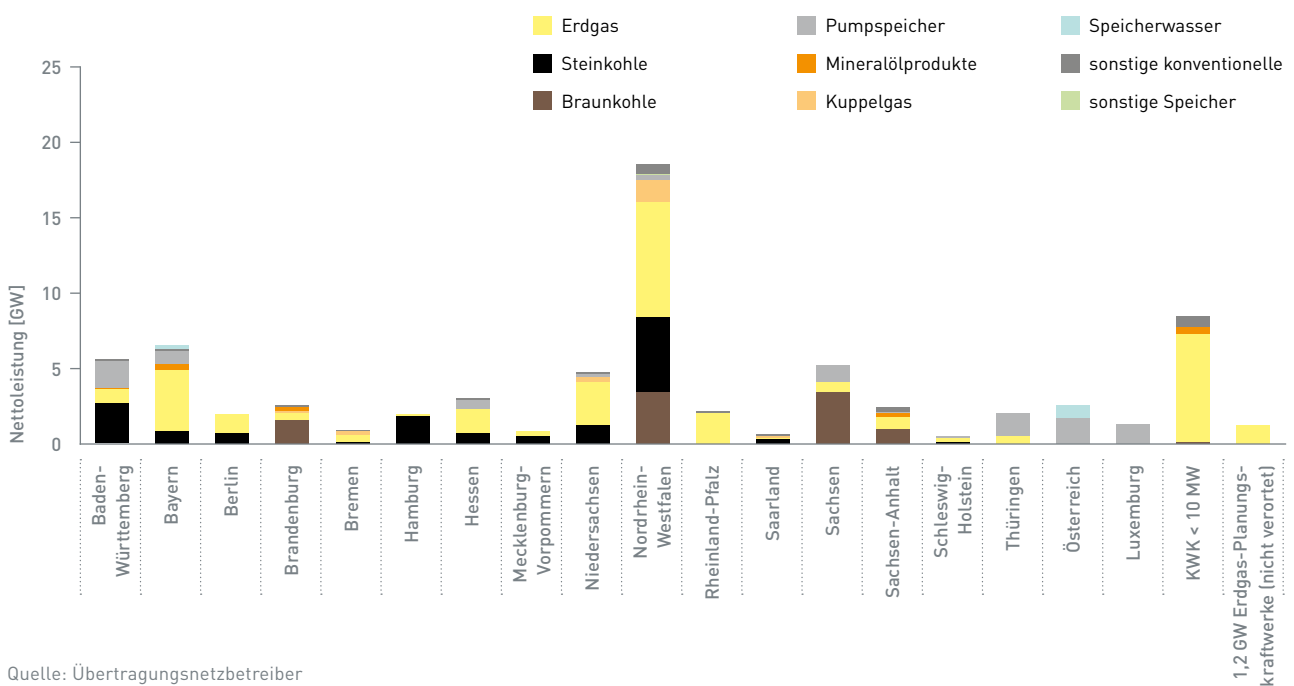
Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



8 Kraftwerkskapazitäten

Abbildung 49: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario B 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 34: Installierte Leistungen je Region in Szenario B 2030

Installierte Leistung B 2030 [GW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Mineralölprodukte	Pumpspeicher	Sonstige Speicher	sonstige konventionelle	Speicherwasser
Baden-Württemberg	0,0	0,0	2,7	0,9	0,0	0,1	1,8	0,0	0,1	0,0
Bayern	0,0	0,0	0,8	4,1	0,0	0,4	0,8	0,0	0,2	0,2
Berlin	0,0	0,0	0,7	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,0	1,6	0,0	0,4	0,1	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Hamburg	0,0	0,0	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,0	0,0	0,7	1,6	0,0	0,0	0,6	0,0	0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	0,0	0,0	1,2	2,9	0,3	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0
Nordrhein-Westfalen	0,0	3,4	5,0	7,6	1,4	0,1	0,3	0,1	0,6	0,0
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Saarland	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Sachsen	0,0	3,4	0,0	0,7	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0
Sachsen-Anhalt	0,0	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,1	0,0	0,3	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0
Österreich	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,8
Luxemburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0
KWK < 10 MW	0,0	0,1	0,0	7,2	0,0	0,4	0,0	0,0	0,7	0,0
1,2 GW Erdgas-Planungskraftwerke (nicht verortet)	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe</b>	<b>0,0</b>	<b>9,5</b>	<b>13,9</b>	<b>32,4</b>	<b>2,1</b>	<b>1,6</b>	<b>9,6</b>	<b>0,1</b>	<b>2,6</b>	<b>1,0</b>

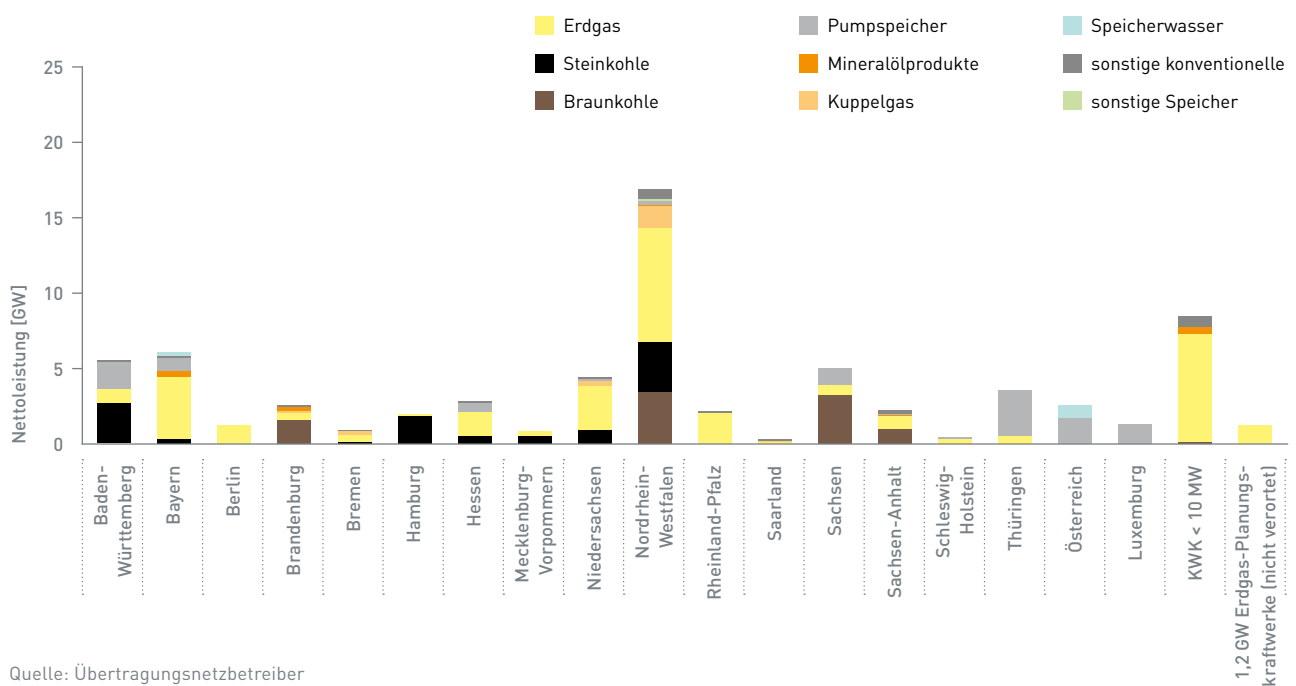
Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



8 Kraftwerkskapazitäten

Abbildung 50: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario C 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 35: Installierte Leistungen je Region in Szenario C 2030

Installierte Leistung C 2030 [GW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Mineralölprodukte	Pumpspeicher	Sonstige Speicher	sonstige konventionelle	Speicherwasser
Baden-Württemberg	0,0	0,0	2,7	0,9	0,0	0,0	1,8	0,0	0,1	0,0
Bayern	0,0	0,0	0,3	4,1	0,0	0,4	0,8	0,0	0,2	0,2
Berlin	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,0	1,6	0,0	0,4	0,1	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Hamburg	0,0	0,0	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,0	0,0	0,5	1,6	0,0	0,0	0,6	0,0	0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	0,0	0,0	0,9	2,9	0,3	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0
Nordrhein-Westfalen	0,0	3,4	3,3	7,6	1,4	0,1	0,3	0,1	0,6	0,0
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Sachsen	0,0	3,2	0,0	0,7	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0
Sachsen-Anhalt	0,0	1,0	0,0	0,8	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0
Österreich	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,8
Luxemburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0
KWK < 10 MW	0,0	0,1	0,0	7,2	0,0	0,4	0,0	0,6	0,7	0,0
1,2 GW Erdgas-Planungskraftwerke (nicht verortet)	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe</b>	<b>0,0</b>	<b>9,3</b>	<b>10,2</b>	<b>32,4</b>	<b>2,1</b>	<b>1,3</b>	<b>11,0</b>	<b>0,1</b>	<b>2,6</b>	<b>1,0</b>

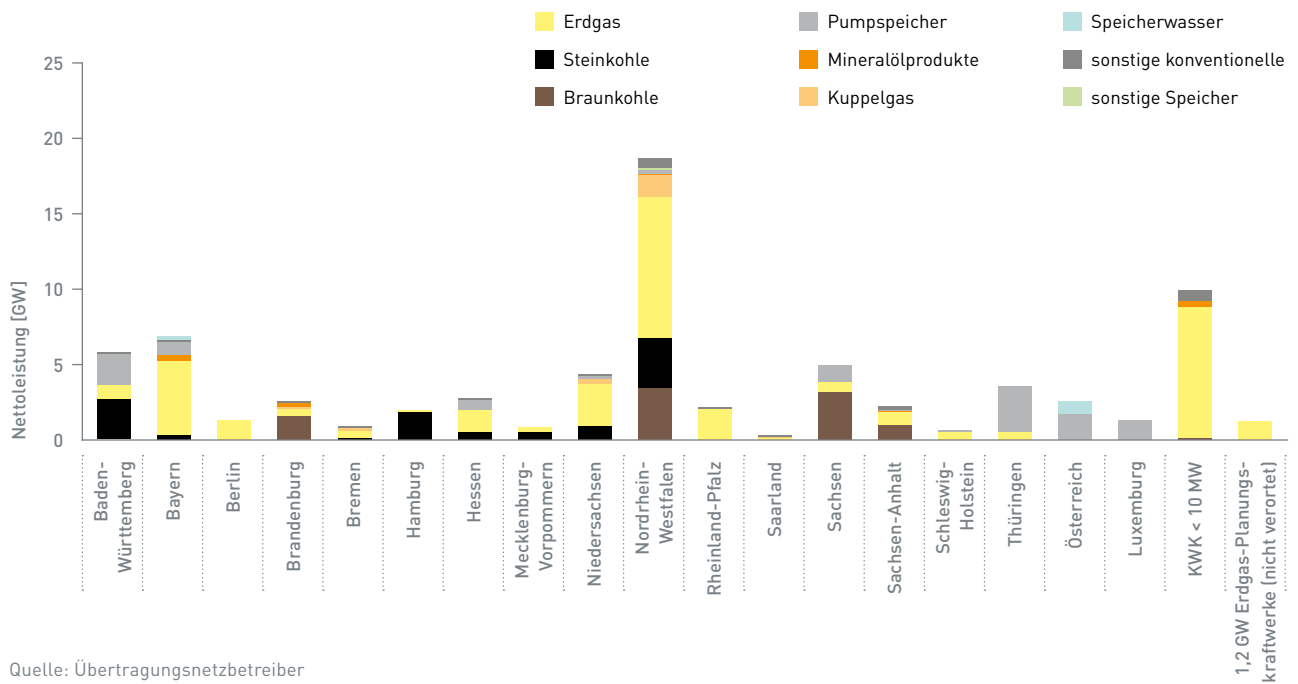
Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



8 Kraftwerkskapazitäten

Abbildung 51: Konventionelle Kraftwerkskapazitäten in Szenario B 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 36: Installierte Leistungen je Region in Szenario B 2035

Installierte Leistung B 2035 [GW]	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Mineralölprodukte	Pumpspeicher	Sonstige Speicher	sonstige konventionelle	Speicherwasser
Baden-Württemberg	0,0	0,0	2,7	0,9	0,0	0,0	2,1	0,0	0,1	0,0
Bayern	0,0	0,0	0,3	4,9	0,0	0,4	0,8	0,0	0,2	0,2
Berlin	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,0	1,6	0,0	0,4	0,1	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Hamburg	0,0	0,0	1,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,0	0,0	0,5	1,5	0,0	0,0	0,6	0,0	0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	0,0	0,0	0,9	2,8	0,3	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0
Nordrhein-Westfalen	0,0	3,4	3,3	9,4	1,4	0,1	0,3	0,1	0,6	0,0
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
Sachsen	0,0	3,2	0,0	0,6	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0
Sachsen-Anhalt	0,0	1,0	0,0	0,8	0,0	0,1	0,1	0,0	0,2	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0
Österreich	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,8
Luxemburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0
KWK < 10 MW	0,0	0,1	0,0	8,7	0,0	0,4	0,0	0,0	0,7	0,0
1,2 GW Erdgas-Planungskraftwerke (nicht verortet)	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe</b>	<b>0,0</b>	<b>9,3</b>	<b>10,2</b>	<b>36,6</b>	<b>2,1</b>	<b>1,3</b>	<b>11,3</b>	<b>0,1</b>	<b>2,6</b>	<b>1,0</b>

Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

## 9 EUROPÄISCHER RAHMEN

Das elektrische Energieversorgungssystem 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. Das dritte Energie-Binnenmarktpaket der Europäischen Union, das am 03.03.2011 in Kraft trat, hat als Ziel, die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes insbesondere durch eine weitergehende Verstärkung der transeuropäischen Verbindungen und der Energieinfrastrukturen sowohl innerhalb als auch zwischen den Mitgliedstaaten zu forcieren. Dabei spielen die dem Binnenmarkt zur Verfügung gestellten Austauschkapazitäten zwischen den einzelnen Marktgebieten eine wichtige Rolle, da durch Handelsaktivitäten der Kraftwerkseinsatz in diesen Gebieten regional und auch überregional beeinflusst wird. Die möglichen Auswirkungen des aktuell auf europäischer Ebene diskutierten CEP sind hier noch nicht berücksichtigt.

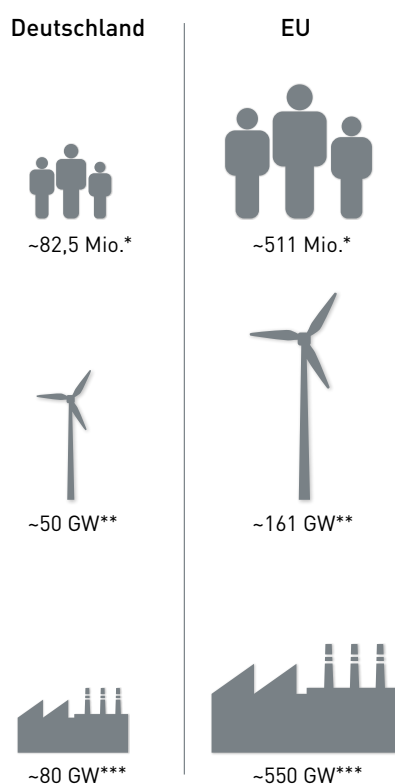
Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa hinsichtlich der Leistung nicht unbegrenzt sind, bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Strompreisen. Durch einen möglichst freizügigen Energiebinnenmarkt soll innerhalb der Europäischen Union der Wettbewerb noch weiter gestärkt werden, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. Darüber hinaus können durch ein eng vermaschtes Übertragungsnetz im europäischen Verbund auch weiter entfernt liegende Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speichern, erschlossen werden.

Der zukünftige Einsatz des Erzeugungssystems in Deutschland – und damit auch die Transportaufgabe für das Übertragungsnetz – wird daher 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 engpassfreien 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 Strom 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 Szenariorahmen. Um sämtliche Wechselwirkungen des europäischen Verbundnetzes berücksichtigen zu können, werden in den Marktsimulationen des NEP 2030 (Version 2019) alle 35 Länder des ENTSO-E-Netzverbundes mit einbezogen. Folglich werden neben den nationalen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen auch Annahmen zu den zukünftigen Handelskapazitäten zwischen den europäischen Marktgebieten getroffen.

Abbildung 52 ordnet Deutschland anhand einiger Kennziffern in den europäischen Kontext ein. Darin wird die Bedeutung Deutschlands als zentraler Akteur im europäischen Strommarktgeschehen unterstrichen.



Abbildung 52: Wichtige Kennziffern Deutschlands in Bezug auf Europa



Quellen: \* Einwohnerzahl Deutschland (30.09.2016), Statistisches Bundesamt  
 \* Einwohnerzahl EU (01.01.2017), European Statistics  
 \*\* Wind on-/ offshore (Ende 2016), European Wind Association EWEA, 2016 European Statistics  
 \*\*\* Winter Outlook 2017/2018 and Summer Review 2017 Report (Ende 2017)

### 9.1 Einbettung der Szenarien in den europäischen Kontext

Bei der Erstellung des Szenariorahmens zum NEP 2030 (Version 2017) erfolgte erstmals eine Harmonisierung zwischen den nationalen Szenarien und dem Ten-Year-Network-Development-Plan 2016 (TYNDP) von ENTSO-E. Der TYNDP stellt das Pendant auf europäischer Ebene zum nationalen Netzentwicklungsplan dar. Aufgrund der gleichen Zielrichtung und des gemeinsamen Betrachtungshorizontes 2030 eignet sich der TYNDP sehr gut für die Einbettung der nationalen Szenarien in den europäischen Kontext. Dabei kann bei der Erstellung der europäischen Eingangsdaten für den NEP 2030 (Version 2019) auf die Datenbasis des TYNDP 2018 mit den relevanten Szenarien zurückgegriffen werden.

Der TYNDP 2018 enthält drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 sowie drei weitere Szenarien mit dem Zieljahr 2040. Das Szenario *Sustainable Transition 2030* ist das einzige Szenario im TYNDP 2018, welches Bottom-Up auf Basis von Datenmeldungen der europäischen ÜNB erstellt wurde. Dort sind die jeweiligen nationalen Netzentwicklungspläne der europäischen ÜNB mit eingeflossen. Die weiteren Szenarien für das Zieljahr 2030 des TYNDP 2018 sind mit einem Top-Down-Ansatz erstellt worden, bei dem stärker die Erfüllung gesamteuropäischer Ziele und weniger die regionalen Begebenheiten im Vordergrund stehen.

Für die Abbildung des europäischen Auslands im Szenariorahmen des NEP 2030 (Version 2019) schlagen die ÜNB vor, das Szenario *Sustainable Transition 2030* in allen Szenarien zu verwenden, da dieses Szenario aus Sicht der ÜNB die wahrscheinlichste Entwicklung der europäischen Energiewirtschaft widerspiegelt. Durch die Verwendung eines Szenarios zur Abbildung des europäischen Auslands in allen Szenarien des NEP 2030 (Version 2019) sind zudem die Auswirkungen der Unterschiede in den deutschen Szenarien deutlicher erkennbar.

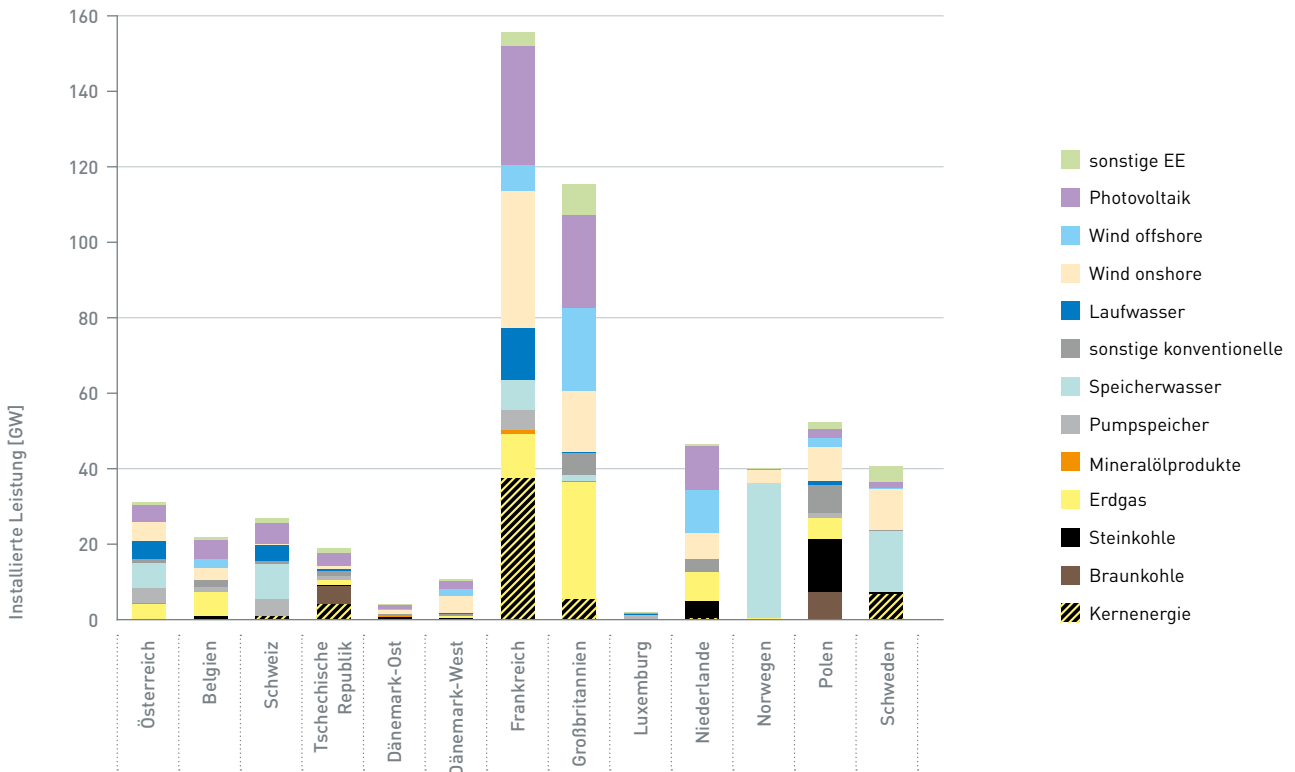




Einige Stakeholder haben diesen Vorschlag der ÜNB kritisiert und eine stärkere Differenzierung der Szenarien auch für den europäischen Rahmen entsprechend der Bandbreite der NEP-Szenarien gefordert. Es wurden sogar Forderungen nach einer starken Einschränkung des Stromaustausches mit den Nachbarländern laut. Wegen der oben geschilderten unterschiedlichen Vorgehensweise bei der Bildung der Szenarien des TYNDP 2018 halten die ÜNB dennoch an ihrem Vorschlag fest. Zusätzlich wird der o. g. Ansatz, den NEP-Szenarien das gleiche europäische Szenario zuzuordnen, den Forderungen nach einer klaren Bilanzierung der Effekte des Austausches mit Europa gerecht. Anderenfalls würden die sehr unterschiedlichen europäischen Szenarien zu Verzerrungen zwischen den NEP-Szenarien führen.

In Abbildung 53 sind die installierten Leistungen je Energieträger und Land für das Jahr 2030 gemäß dem Szenario *Sustainable Transition 2030* mit Stand vom Dezember 2017 dargestellt.

Abbildung 53: Resultierende installierte Leistungen für erneuerbare und konventionelle Energieträger im Szenario Sustainable Transition 2030 des TYNDP 2018 mit Stand Dezember 2017



Quelle: ENTSO-E



## 9.2 Handelskapazitäten

Im Rahmen des TYNDP finden stets umfangreiche Abstimmungen zwischen allen europäischen Übertragungsnetzbetreibern zu den Handelskapazitäten statt, die dem europäischen Energiebinnenmarkt zur Verfügung stehen. Grundsätzlich ist in Bezug auf diese Kapazitäten eine vollständige Konsistenz zwischen dem TYNDP 2018 und dem Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019) anzustreben. Der Umfang der Austauschkapazitäten des Referenznetzes des TYNDP 2018 wird voraussichtlich von ENTSO-E in Q1 2018 veröffentlicht.

Da sich der TYNDP 2018 derzeit noch in Bearbeitung befindet und die Austauschkapazitäten des Referenznetzes noch in Abstimmung sind, entsprechen die unten genannten Werte zunächst der Genehmigung des Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans 2030 (Version 2017) und damit weitestgehend dem Stand aus dem TYNDP 2016. Eine Ausnahme stellt die Handelskapazität zwischen Deutschland und Luxemburg dar, in der für die Zeitpunkte 2030 und 2035 abweichend von dem genehmigten Szenariorahmen von einer Kapazität von 3.300 MW (+1.000 MW) ausgegangen wird. Grund dafür ist die Planung einer neuen 380 kV-Kuppelleitung zwischen den neu zu errichtenden Umspannwerken Aach (DE) und Bofferdange (LU). Entsprechende Investitionen sind bereits bei der Bundesnetzagentur beantragt.

Ergänzt ist die Tabelle an dieser Stelle bereits um eine Austauschkapazität zwischen Deutschland und Großbritannien in Höhe von 1.400 MW, die sich aus dem Projekt NeuConnect ergibt. NeuConnect ist ein Third Party Project, das voraussichtlich Teil des Referenznetzes des TYNDP 2018 wird. In diesem Falle sollte das Projekt im NEP 2030 (Version 2019) berücksichtigt werden.

Tabelle 37: Handelskapazitäten zwischen Deutschland und den benachbarten Marktgebieten

2030 [MW]	AT	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	GB	LU	NL	NO	PL	SE
Von Deutschland nach ...	7.500	2.000	4.300	2.000	1.000	3.000	4.800	1.400	3.300	5.000	1.400	2.000	1.315
Von ... nach Deutschland	7.500	2.000	5.700	2.600	1.000	3.000	4.800	1.400	3.300	5.000	1.400	3.000	1.315
2035 [MW]													
Von Deutschland nach ...	7.500	2.000	5.986	2.000	1.600	3.000	4.800	1.400	3.300	6.000	1.400	2.000	2.015
Von ... nach Deutschland	7.500	2.000	6.400	2.600	1.600	3.000	4.800	1.400	3.300	6.000	1.400	3.000	2.015

AT – Österreich

CH – Schweiz

DK – Dänemark (Ost/West)

GB – Großbritannien

NL – Niederlande

PL – Polen

BE – Belgien

CZ – Tschechische Rep.

FR – Frankreich

LU – Luxemburg

NO – Norwegen

SE – Schweden

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

# 10 BRENNSTOFF- UND CO<sub>2</sub>-PREISE

Für die Marktsimulation zur Modellierung des europäischen Strommarktes im Rahmen des Netzentwicklungsplanes ist 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 soll die Ermittlung der europäischen, und somit auch deutschen, Preise für Brennstoffe und Emissionszertifikate beschrieben werden. Weiterhin werden die Emissionsfaktoren der jeweiligen fossilen Brennstoffe genannt.

Die Projektion der Preise für Öl, Erdgas, Steinkohle und Emissionszertifikate lehnen sich im Wesentlichen an den Szenarien „New Policies“ und „Current Policies“ des World Energy Outlook 2017<sup>35</sup> (WEO 2017) an. Hierbei wird auf die im WEO 2017 für die Europäische Union veröffentlichten Preise für Erdgas, Steinkohle bzw. die Emissionszertifikate zurückgegriffen. Die Zuordnung der beiden betrachteten WEO-Szenarien zu den NEP-Szenarien basiert auf deren Vergleichbarkeit bezüglich der Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Energie- und Strommärkte. Im Szenario „Current Policies“ des WEO 2017 werden ausschließlich bereits heute in Kraft getretene politische Instrumente zur Förderung erneuerbarer Energien und des Klimaschutzes berücksichtigt. Somit stellt dieses ein eher konservatives Szenario dar und eignet sich für die Zuordnung zum Szenario A 2030 des NEP 2030 (Version 2019). Dies spiegelt sich in vergleichsweise hohen Brennstoffpreisen und niedrigen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreisen wider. Im Vergleich dazu beschreibt das Szenario „New Policies“ des WEO 2017 einen offensiveren Entwicklungspfad für den Ausbau erneuerbarer Energien und den Klimaschutz, indem zusätzlich zu den implementierten auch beabsichtigte politische Maßnahmen als umgesetzt angenommen werden. Im „New Policies“-Szenario wird eine Entwicklung mit reduziertem CO<sub>2</sub>-Ausstoß und den Auswirkungen der Umsetzung der auf der Weltklimakonferenz in Paris zugesagten Maßnahmen vorgesehen. Somit wird die Preisentwicklung infolge einer reduzierten Nachfrage von emissionsintensiven Energieträgern ermittelt. Vor diesem Hintergrund wird dieses WEO 2017-Szenario den Szenarien B 2030 und B 2035 sowie C 2030 des NEP 2030 (Version 2019) zugeordnet.

Der Braunkohlepreis hängt im Wesentlichen von den variablen Kosten der Tagebaue ab. Dabei wird die Analyse im deutschen Projektionsbericht 2017 herangezogen.<sup>36</sup> Zu den kurzfristig variablen Kosten von 1,5 Euro/MWh kommen die langfristig variablen Betriebskosten des Tagebaus hinzu. Diese steigen für zukünftige Entwicklungen auf 4,1 Euro/MWh. Es wird unterstellt, dass der Braunkohlepreis sowohl über die Jahre als auch zwischen den Szenarien real (inflationsbereinigt) konstant bleibt. Ferner wird unterstellt, dass der verwendete Braunkohlepreis auch für das europäische Ausland angesetzt werden kann.

Der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis liegt in der aktuellen dritten Handelsperiode des EU-Emissionshandels auf einem sehr niedrigen Niveau (unter 10 €/t CO<sub>2</sub>). Grund dafür ist ein Überangebot an Zertifikaten. Langfristig ist jedoch zu erwarten, dass der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis infolge von politischen Maßnahmen zur Erfüllung der Klimaschutzziele wieder ein höheres Niveau erreicht.

Die in den Szenarien verwendeten Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise für CO<sub>2</sub> werden in Tabelle 38 für das Szenario A 2030 und in Tabelle 39 für die Szenarien B 2030 und B 2035 sowie C 2030 aufgeführt. Dabei ist für die Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate in Deutschland zu beachten, dass diese sich als Output aus der Marktmodellierung ergeben, wenn die von den ÜNB vorgeschlagene Methodik zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Obergrenze über eine Steigerung des nationalen CO<sub>2</sub>-Preises angewandt wird (siehe Kapitel 3). In diesem Fall wird es in den Szenarien für Deutschland dann zu Abweichungen von den u. g. Werten kommen, wenn die CO<sub>2</sub>-Obergrenze nicht schon im Zuge der Marktmodellierung erreicht wird.

<sup>35</sup> World Energy Outlook 2017, International Energy Agency, <https://www.iea.org/weo2017>.

<sup>36</sup> Projektionsbericht 2017 für Deutschland, <http://www.bmub.bund.de/service/klima-klimaschutz-download/artikel/projektionsbericht-der-bundesregierung-2017>.



Tabelle 38: Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise Szenario A 2030

Szenario A	Einheit	2016	2030	Veränderung 2030 zu 2016
<b>Eurpäische Preise</b>				
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	[EUR <sub>2012</sub> /t]	6	25	437 %
<b>Grenzübergangspreise DE</b>				
Rohöl	[EUR <sub>2012</sub> /MWh]	24	57	245 %
Erdgas	[EUR <sub>2012</sub> /MWh]	15	27	185 %
Kraftwerkssteinkohle	[EUR <sub>2012</sub> /MWh]	8	9	116 %
Braunkohle (Inland)	[EUR <sub>2012</sub> /MWh]	3	6	187 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis WEO 2017

Tabelle 39: Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030

Szenarien B und C	Einheit	2016	2030	2035	Veränderung 2030 zu 2016
<b>Eurpäische Preise</b>					
CO <sub>2</sub> -Zertifikate	[EUR <sub>2012</sub> /t]	6	29	35	510 %
<b>Grenzübergangspreise DE</b>					
Rohöl	[EUR <sub>2012</sub> /MWh]	24	48	53	209 %
Erdgas	[EUR <sub>2012</sub> /MWh]	15	26	27	177 %
Kraftwerkssteinkohle	[EUR <sub>2012</sub> /MWh]	8	8	9	109 %
Braunkohle (Inland)	[EUR <sub>2012</sub> /MWh]	3	6	6	187 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis WEO 2017

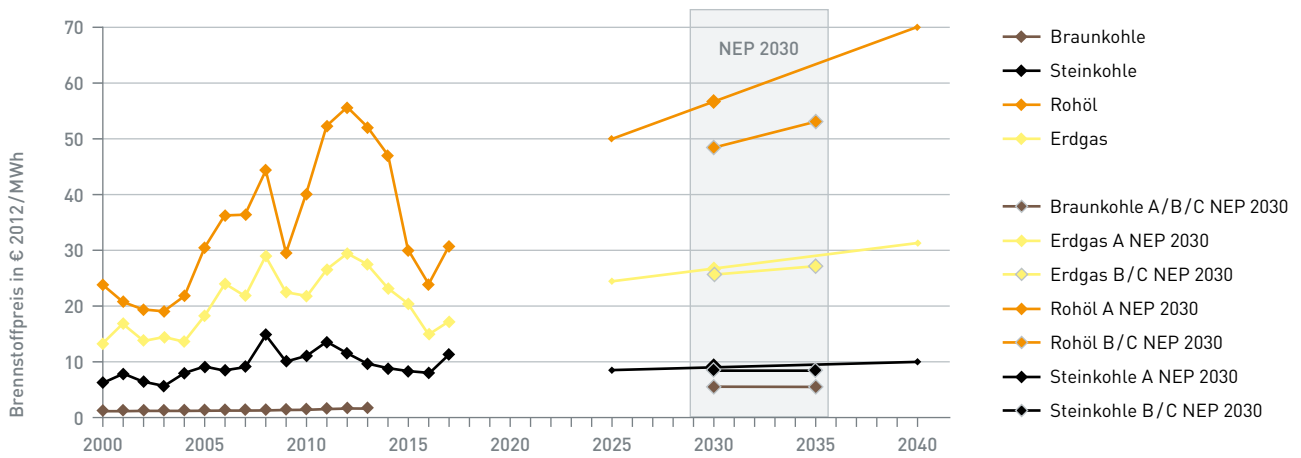
Im Folgenden wird die Entwicklung der Brennstoffpreise der Szenarien des NEP 2030 (Version 2019) in Abbildung 54 aufgezeigt. Zur Einordnung der Primärenergieträgerpreise werden die Preisprojektionen mit den bisherigen Entwicklungen der Brennstoffpreise verglichen.

Aus der Abbildung geht hervor, dass die auf dem „Current Policies“-Szenario des WEO 2017 beruhenden Brennstoffpreise im Szenario A 2030 über dem Preisniveau der Szenarien B 2030 und C 2030 liegen. Hintergrund ist, dass die zuletzt genannten Szenarien auf dem „New Policies“-Szenario des WEO 2017 basieren, das eine reduzierte Nachfrage nach emissionsintensiven Energieträgern vorsieht.

Zur Einordnung der Brennstoffpreise des NEP 2030 (Version 2019) und der im vergangenen NEP 2030 (Version 2017) verwendeten Preise ist festzuhalten, dass ein nicht signifikanter Preisrückgang zu beobachten ist. Die Ursachen sind einerseits auf den Rückgang der in US-Dollar notierten Brennstoffpreise des WEO 2017 und andererseits auf Wechselkursänderungen zurückzuführen. Die Anpassung des variablen Braunkohlepreises im deutschen Projektionsbericht führt zu einer Erhöhung des Braunkohlepreises, verglichen mit den im NEP 2030 (Version 2017) verwendeten Preisannahmen.



Abbildung 54: Entwicklung der Rohstoffpreise

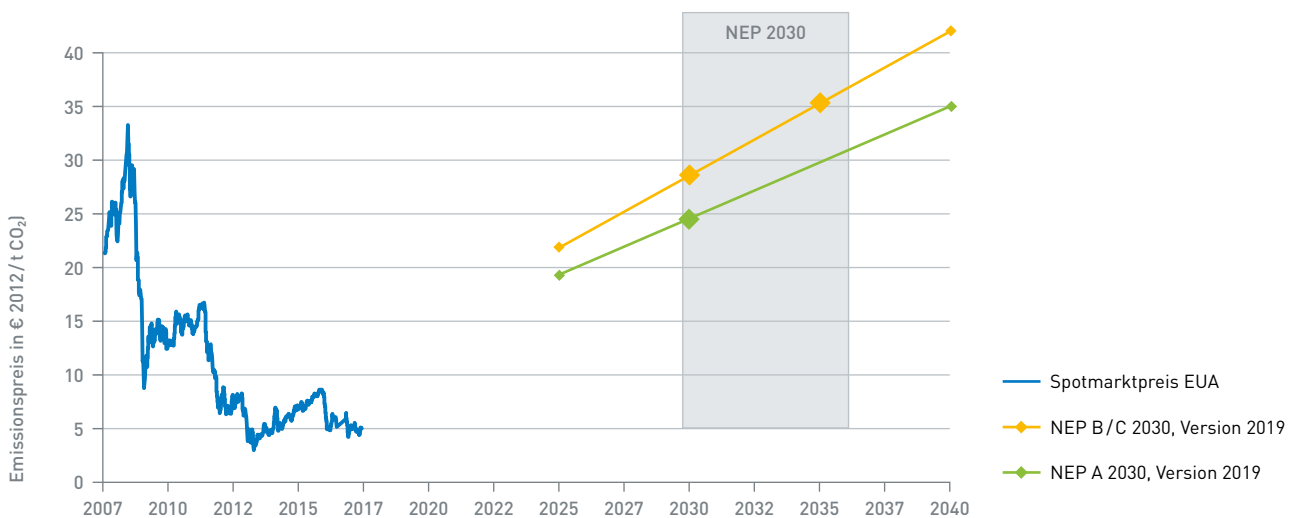


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis WEO 2017

In Abbildung 55 erfolgt eine Gegenüberstellung der prognostizierten Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate auf Basis der Prognose des WEO 2017 mit der Entwicklung der vergangenen zehn Jahre. Eine deutliche Zunahme der Emissionspreise wird in allen Szenarien prognostiziert. Hierüber soll eine Steuerung der klimapolitischen Ziele erreicht werden.

Im aktuellen WEO 2017 werden europäische CO<sub>2</sub>-Preise für die Jahre 2025 und 2040 prognostiziert. Anhand einer linearen Interpolation können die CO<sub>2</sub>-Preise für die Zieljahre 2030 und 2035 ermittelt werden. Die Abweichungen der Prognosen der NEP-Szenarien A 2030, B 2030/B 2035 und C 2030 zum vorherigen NEP sind geringfügig und auf die angepassten Prognosehorizonte zurückzuführen.

Abbildung 55: Entwicklung der europäischen CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis WEO 2017

Für die Stromerzeugung werden im Rahmen des NEP die in Tabelle 40 angegebenen Emissionsfaktoren zugrunde gelegt. Mit diesen Faktoren kann der jeweilige CO<sub>2</sub>-Ausstoß der inländischen und ausländischen Stromerzeugung in den Szenarien berechnet werden.



Tabelle 40: Emissionsfaktoren der Primärenergieträger

Primärenergieträger	Spezifische CO <sub>2</sub> -Emissionen [t CO <sub>2</sub> /GJ]
Braunkohle*	0,1121
Steinkohle	0,0936
Erdgas	0,0559
Öl**	0,0777

\* Mittelwert der Emissionsfaktoren der Reviere Rheinland und Lausitz

\*\* Mittelwert der Emissionsfaktoren für leichtes und schweres Heizöl

Quelle: Umweltbundesamt, CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe, Juni 2016, Auszug der brennstoffbezogenen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren

# ANHANG

## Abfrage bei den Verteilernetzbetreibern

Die Ergebnisse der im September/Oktober 2017 von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten Abfrage bei den direkt nachgelagerten Verteilernetzbetreibern sind für die erneuerbaren Energien in der unten stehenden Tabelle aggregiert dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass die Abfrage nicht alle bestehenden und prognostizierten Anlagen in Deutschland erfasst (insbesondere nicht in der NS/MS-Netzebene) und die Rückmeldungen nicht für alle Zeithorizonte gleichermaßen vorliegen.

Tabelle A1: Aggregierte Ergebnisse zu erneuerbaren Energien aus der Abfrage bei den Verteilernetzbetreibern

Alle Angaben in [GW] für Deutschland	Bestand (31.12.2016)	2020	2025	2030	2035
Installierte Leistung Wind onshore	39,0	48,6	58,6	68,9	73,3
Installierte Leistung Photovoltaik	30,1	37,5	45,9	53,0	46,6
Installierte Leistung Biomasse	5,3	5,6	5,9	6,1	5,2
Installierte Leistung Laufwasser	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0
Installierte Leistung Sonstige EE (z. B. Deponiegas, Klärgas, Geothermie)	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4

Quelle: Verteilernetzbetreiber (Zusammenfassung durch Übertragungsnetzbetreiber)



## Meldungen der Bundesländer

Wie in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen wurden die Bundesländer im September /Oktober 2017 um eine Aktualisierung ihrer Bundeslandangaben zu erwarteten installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gebeten.

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 A2: Übersicht zu den Rückmeldungen der Bundesländer zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Szenariorahmen des NEP 2030 (Version 2019)

Aktuelle Rückmeldung		Angaben in der Rückmeldung
Baden-Württemberg	✓	Rückmeldung, keine neue Erhebung, Verwendung der Zahlen aus NEP 2030 (Version 2017)
Bayern	✓	Rückmeldung, Verwendung der Rückmeldung mit Zeithorizont 2018 und Fortschreibung bis 2035
Berlin	✓	Rückmeldung, keine neue Erhebung, Verwendung der Zahlen aus NEP 2030 (Version 2017)
Brandenburg	✓	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2050
Bremen	✓	Rückmeldung für Zeithorizont 2020 und Fortschreibung bis 2035
Hamburg	✓	Rückmeldung ohne Zieljahr, Verwendung der Rückmeldung für alle Zieljahre
Hessen	✓	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2035
Mecklenburg-Vorpommern	✓	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2035
Niedersachsen	✓	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2035, 2050
Rheinland-Pfalz	✓	Rückmeldung, keine neue Erhebung, Verwendung der Zahlen aus NEP 2030 (Version 2017)
Nordrhein-Westfalen	✓	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2050
Saarland	✓	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030
Sachsen	✓	Rückmeldung für 2022 und Fortschreibung bis 2035
Sachsen-Anhalt	✓	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2050
Schleswig-Holstein	✓	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030
Thüringen	✓	Rückmeldung für 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2050





Die im Rahmen der Aufstellung des Szenariorahmens bei den ÜNB eingegangenen Meldungen der Bundesländer bzw. die interpolierten und abgeleiteten Werte hinsichtlich der installierten Leistungen nach erneuerbaren Energieträgern sind in der folgenden Tabelle für die Zeithorizonte 2030 und 2035 dargestellt:

Tabelle A3: Rückmeldungen der Abfrage zu bundeslandspezifischen Angaben zu installierten Leistungen von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für den Szenariorahmen des NEP 2030 (Version 2019)

[GW]	Wind onshore		Photovoltaik		Biomasse		Laufwasser		Sonstige		Wind offshore	
	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035	2030	2035
Baden-Württemberg	8,6	8,6	12,3	13,6	0,9	0,8	0,9	0,9	0,2	0,2	-	-
Bayern	2,6	2,6	17,6	17,6	1,2	1,2	2,3	2,3	k. A.	k. A.	-	-
Berlin	0,1	0,1	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	-	-
Brandenburg	8,9	10,0	5,6	5,8	0,3	0,2	0,0	0,0	k. A.	k. A.	-	-
Bremen	0,2	0,2	0,0	0,0	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	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	4,5	5,6	4,0	4,9	0,3	0,3	0,1	0,1	k. A.	k. A.	-	-
Mecklenburg-Vorpommern	5,5	6,0	3,2	4,5	0,2	0,1	k. A.	k. A.	0,0	0,0	2,6	3,3
Niedersachsen	15,7	17,4	12,0	15,0	1,0	0,8	0,1	0,1	0,1	0,1	Bundesziele	Bundesziele
Nordrhein-Westfalen	10,5	12,0	8,6	11,1	0,8	0,8	0,2	0,2	0,2	0,2	-	-
Rheinland-Pfalz	7,8	7,8	5,5	5,7	0,2	0,2	0,3	0,3	k. A.	k. A.	-	-
Saarland	0,6	0,6	0,6	0,6	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	6,7	6,6	3,4	4,0	0,5	0,5	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	-	-
Schleswig-Holstein	12,0	12,0	2,9	2,9	0,4	0,4	0,1	0,1	k. A.	k. A.	2,5	k. A.
Thüringen	4,4	5,4	3,3	4,0	0,5	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	-	-

Quelle: Meldungen der Bundesländer, Übertragungsnetzbetreiber

# LITERATURVERZEICHNIS

- Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (2016). Potenziale für Erneuerbare Energien. Forschungsprojekt zur Eignung von Flächen für Windkraft- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen [Online]. Verfügbar unter: [erneuerbare-energien.bundesimmobilien.de/150327/service-center](https://erneuerbare-energien.bundesimmobilien.de/150327/service-center) [08.01.2018].  
/BlmA-01 16/
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2016). Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung [Online]. Verfügbar unter: [www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050](https://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050) [09.01.2018].
- Bundesnetzagentur (2018). Bestätigung des Szenariorahmens NEP Gas, Az. 8615-NEP Gas 2018-2028 – Bestätigung Szenariorahmen [Online]. Verfügbar unter: [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP\\_2018/Szenariorahmen/NEP\\_Gas2018\\_Bestaetigung\\_BNetzA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/Gas/NEP_2018/Szenariorahmen/NEP_Gas2018_Bestaetigung_BNetzA.pdf?__blob=publicationFile&v=4) [09.01.2018].
- Bundesnetzagentur (2017). Kraftwerksliste [Online]. Verfügbar unter: [www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html) [09.01.2018].
- Bundesnetzagentur (2016). Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017–2030 gem. § 12a Abs. 3 EnWG (Az.: 8573-1-1/16-06-30/Szenariorahmen 2017-2030) [Online]. Verfügbar unter: [data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen\\_2030\\_Genehmigung.pdf](https://data.netzausbau.de/2030/Szenariorahmen_2030_Genehmigung.pdf) [08.01.2018].
- Bundesverband WindEnergie e.V. (2011). Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land. Kurzfassung [Online]. Verfügbar unter: [www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergie-nutzung-land/bwe\\_potenzialstudie\\_kurzfassung\\_2012-03.pdf](https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergie-nutzung-land/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf) [08.01.2018].  
/BWE-02 11/
- ENTSO-E (2017): Winter Outlook 2017/2018 and Summer Review 2017 (WOR) [Online]. Verfügbar unter: [www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/outlook-reports/Pages/default.aspx](https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/outlook-reports/Pages/default.aspx) [09.01.2018].
- ENTSO-E (2017): Mid-term Adequacy Forecast 2017 Edition (MAF) [Online]. Verfügbar unter: [www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx](https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx) [09.01.2018].
- ENTSO-E (2016). Ten-Year Network Development Plan 2016 [Online]. Verfügbar unter: [tyndp.entsoe.eu](https://tyndp.entsoe.eu) [09.01.2018].
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2017). Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung. Kurzstudie [Online]. Verfügbar unter: [www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokumente/2018](https://www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokumente/2018) [10.01.2018].



Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2017). Kurzstudie Power-to-X. Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB [Online].

Verfügbar unter: [www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokumente/2018](http://www.netzentwicklungsplan.de/Begleitdokumente/2018)

[10.01.2018].

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (2016). Netzentwicklungsplan Strom. Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile - Begleitgutachten [Online].

Verfügbar unter:

[www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20161126\\_NEP2030\\_Stromnachfrage\\_ISI.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20161126_NEP2030_Stromnachfrage_ISI.pdf)

[10.01.2018].

Internationale Energie Agentur (2017). World Energy Outlook 2017 [Online].

Verfügbar unter: [www.iea.org/weo2017](http://www.iea.org/weo2017)

[09.01.2018].

Juhrich, Kristina Umweltbundesamt (2016). CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe [Online].

Verfügbar unter: [www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsfaktoren-fuer-fossile-brennstoffe](http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsfaktoren-fuer-fossile-brennstoffe)

[09.01.2018].

Matthes Felix et al., Öko-Institut, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (2015).

Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit [Online].

Verfügbar unter: [www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf](http://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf)

[08.01.2018].

Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung - KraftNAV) in der Fassung vom 25.06.2007 [Online].

Verfügbar unter: [www.gesetze-im-internet.de/kraftnav/index.html](http://www.gesetze-im-internet.de/kraftnav/index.html)

[08.01.2018].

### Literatur zu den Abbildungen 8 bis 10

50Hertz (2016). Energiewende Outlook 2035.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2016). Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Strom, 2016.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2011). Szenariorahmen NEP 2012.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2012). Szenariorahmen NEP 2013.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2013). Szenariorahmen NEP 2014.

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (ÜNB) (2014). Szenariorahmen NEP 2015.



Agentur für erneuerbare Energien (2015). Die neue Stromwelt. Szenario eines 100 % erneuerbaren Stromversorgungssystems.

Agora Energiewende (2016). Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel.

Agora Energiewende (2017). Erneuerbare vs. Fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich.

Agora Energiewende (2014). Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz.

Agora Energiewende (2015). Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik.

BDEW (2011). Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014). Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland.

Bundesnetzagentur (2016). Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungspläne Strom 2017–2030 gem. § 12a Abs. 3 EnWG (Az.: 8573-1-1/16-06-30/Szenariorahmen 2017-2030).

Bundesnetzagentur (2014). Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung.

Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE) (2015). Die neue Verkehrswelt. Mobilität im Zeichen des Überflusses: schlau organisiert, effizient, bequem und nachhaltig unterwegs.

Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE) (2016). Die Energiewende nach COP 21 – Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung.

Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE) (2014). GROKO-II Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs – insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor.

Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE) (2013). Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien.

Bundesverband Erneuerbare Energien e. V. (BEE) (2014). Szenarien der deutschen Energieversorgung auf der Basis des EEG-Gesetzentwurfs – insbesondere Auswirkungen auf den Wärmesektor.

Bundesverband mittelständische Wirtschaft (2013). Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien in Deutschland.

Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim deutschen Bundestag (2012). Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung.

dena (2016). Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030.

dena (2017). Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung.

E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014). Moderne Verteilernetze für Deutschland.



ENTSO-E (2014). TYNDP 2014.

European Commission and Seventh Framework Programme (2015). eHighway2050.

EWI (2013). Trendstudie Strom 2022. Belastungstest für die Energiewende.

Fraunhofer, DLR (2011). Langfristszenarien für den Ausbau der EE.

Fraunhofer (2010). Energiekonzept 2050. Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien.

Fraunhofer (2015). WAS KOSTET DIE ENERGIEWENDE? WEGE ZUR TRANSFORMATION DES DEUTSCHEN ENERGIE-SYSTEMS BIS 2050.

Fraunhofer ISE (2013). Energiesystem Deutschland 2050.

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) (2015). Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr.

GridLab (2015). Fachstudie zur Umsetzung der Energiewende.

Hamburgisches Weltwirtschaftsinstitut (2014). Power-to-Heat in Hybridheizungen: Die ökonomischen Potentiale der Vernetzung von Strom- und Wärmemarkt.

htw (2015). Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende.

htw (2016). Sektorkopplung durch die Energiewende.

HUMBOLDT-VIADRINA Governance Platform gGmbH (2016). Sektorkopplung – von der Stromwende zur Energiewende.

McKinsey (2013). Chancen für die deutsche Energiewende.

N-ERGIE (2016). Dezentralität und zellulare Optimierung.

Öko-Institut (2016). Sektorale Emissionspfade in Deutschland bis 2050 – Stromerzeugung.

Sluga, Christoph (2015). Studienauswertung.

Umweltbundesamt (2015). Strommarktdesign der Zukunft.

Umweltbundesamt (2013). Vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung Deutschlands im Jahr 2050 auf Basis in Europa großtechnisch leicht erschließbarer Potentiale – Analyse und Bewertung anhand von Studien.

VDE (2015). Zentrale und Dezentrale Energieversorgung in Deutschland bis 2050.

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.