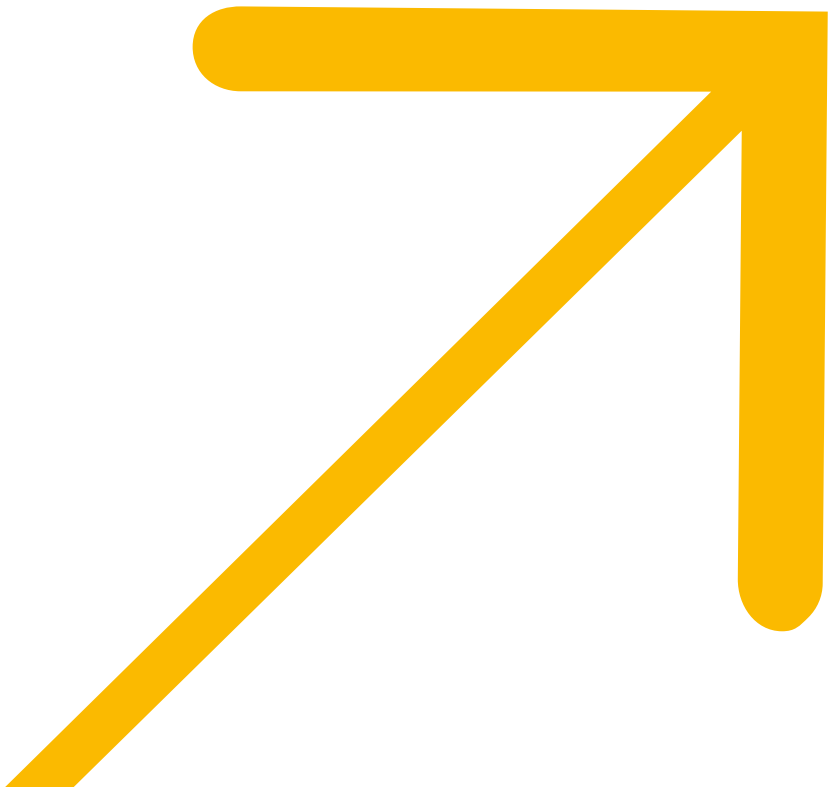
2 SZENARIORAHMEN



2 SZENARIORAHMEN

Zusammenfassung

Wesentliche Annahmen bzw. Ergebnisse des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2030 (2019) sind:

- In allen Szenarien für das Zieljahr 2030 wird ein Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 65 % erreicht. Während Wind onshore und Wind offshore insbesondere in Norddeutschland ausgebaut wird, erhöht sich die Leistung aus Photovoltaikanlagen insbesondere in den süddeutschen Bundesländern.

- Die installierte Leistung aus Kohlekraftwerken reduziert sich im Betrachtungszeitraum unter Berücksichtigung der erwarteten Ergebnisse der Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" von aktuell etwa 46 GW je nach Szenario auf bis zu 17 GW. Demgegenüber steigt die installierte Leistung an Gaskraftwerken signifikant an.

- Die CO_2-Emissionen für den deutschen Kraftwerkspark sinken zur Einhaltung der Klimaschutzziele gegenüber dem Referenzjahr 1990 in allen Szenarien des Zieljahrs 2030 um mindestens 60 % und im Zieljahr 2035 um über 70 %.

- Die Durchdringung von Flexibilitätsoptionen und die Differenzierung von Power-to-Heat und Power-to-Gas steigt gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2030 (2017) deutlich an.

- Während der Nettostromverbrauch in den urbanen Regionen und angrenzenden Ballungsgebieten steigt, sinkt dieser in den östlichen Bundesländern und den überwiegend ländlichen Regionen.

- Die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarktes für Strom wird durch die Umsetzung eines Flow-Based Market Coupling-Ansatzes sowie der Vorgaben aus dem Szenariorahmen zum ausgeweiteten europäischen Handel detailliert abgebildet.

- Zur Berücksichtigung des europäischen Umfelds erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Sustainable Transition“ des Ten-Year Network Development Plan 2018.

Der Szenariorahmen beschreibt verschiedene mögliche Entwicklungen der Energielandschaft in Deutschland und Europa und bildet damit die Grundlage für die Marktsimulation und die folgenden Netzanalysen. Er trifft Annahmen zu den installierten Kraftwerkskapazitäten – erneuerbar wie konventionell – sowie zur Stromnachfrage in den festgelegten Zieljahren. Weitere Parameter sind Entwicklungen der Brennstoff- und CO_2-Preise sowie Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten.

Am 10.01.2018 übergaben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ihren Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2019) an die Bundesnetzagentur (BNetzA). Der Entwurf des Szenariorahmens der ÜNB stand vor der besonderen Herausforderung, eine Abschätzung der langfristigen energiepolitischen Ziele einer Bundesregierung antizipieren zu müssen, die sich zum Abgabezeitpunkt noch nicht konstituiert hatte. Um dieser Unsicherheit zu begegnen und einen robusten Szenariorahmen zu entwickeln, banden die ÜNB frühzeitig eine Vielzahl von Akteuren in den Entstehungsprozess ein. Dazu übermittelten die ÜNB im Vorfeld erstmals einen ausführlichen Fragebogen an etwa 240 Vertreter aus Wissenschaft, Politik und Wirtschaft. Wie in den Vorjahren sind darüber hinaus Bundesländer und Verteilernetzbetreiber über zusätzliche Abfragen beispielsweise zu regionalen Ausbauzielen oder Anschlussanträgen zu erneuerbaren Energien einbezogen worden. Am 10.10.2017 diskutierten die ÜNB in Berlin ihre Überlegungen zum Szenariorahmen mit der Öffentlichkeit. So war der Entwurf der ÜNB das Ergebnis eines breiten und intensiven Dialogprozesses mit verschiedensten Akteuren aus Gesellschaft, Politik und Wirtschaft, deren Rückmeldungen sorgfältig bewertet und bei der Erarbeitung des Szenariorahmen-Entwurfs berücksichtigt wurden. Darüber hinaus flossen die Ergebnisse und Erfahrungen der vorangegangenen Szenariorahmen-Entwürfe der ÜNB in das Dokument mit ein. Der Entwurf erfolgte sowohl auf einer transparenten und breiten Daten- und Informationsgrundlage als auch mit Unterstützung durch wissenschaftliche Studien. Für die Projektion von zukünftiger Stromnachfrage, Erzeugungsleistungen oder europäischen Rahmendaten wurde auf fundierte Methoden und zahlreiche öffentliche Studien und Arbeiten zurückgegriffen.

Auf Basis eines öffentlichen Beteiligungsverfahrens und der eigenen Einschätzung hat die BNetzA den Szenariorahmen-Entwurf der ÜNB angepasst. Grundlage für die Erstellung des NEP 2030 (2019) ist somit der durch die BNetzA unter dem Aktenzeichen Az.: 8573-1-2/18-06-15/Szenariorahmen 2019 – 2030 am 15.06.2018 veröffentlichte, genehmigte Szenariorahmen. Damit konnte die BNetzA die im Koalitionsvertrag vom 12.03.2018 skizzierten neuen energiepolitischen Rahmenbedingungen in die Genehmigung einfließen lassen. Eine Folge ist, dass gegenüber dem Entwurf der ÜNB und den bisherigen Netzentwicklungsplänen geänderte Szenariodesign. Hatten die ÜNB noch eine Spreizung des Anteils an erneuerbaren Energien (EE) in den Szenarien für 2030 vorgesehen, um eine Spannbreite einer wahrscheinlichen Entwicklung abzubilden, so ist nun entsprechend des Koalitionsvertrags in allen Szenarien für das Zieljahr 2030 ein Anteil von mindestens 65 % EE am Bruttostromverbrauch enthalten. Außerdem wurde ein Zwischenszenario für das Zieljahr 2025 hinzugefügt. Somit beinhaltet der genehmigte Szenariorahmen zum NEP 2030 (2019) einen Szenariopfad (B) für die Zieljahre 2025, 2030 und 2035 sowie darüber hinaus zwei weitere Szenarien (A und C) für das Zieljahr 2030.

Der durch die ÜNB veröffentlichte Entwurf zum Szenariorahmen, der genehmigte Szenariorahmen der BNetzA und die dazugehörige Kraftwerksliste sind auf der Website der ÜNB www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316 sowie auf der Internetseite der BNetzA www.netzausbau.de verfügbar.

2.1 Rahmendaten und Charakteristika der Szenarien zum NEP 2030 (2019)

2.1.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien

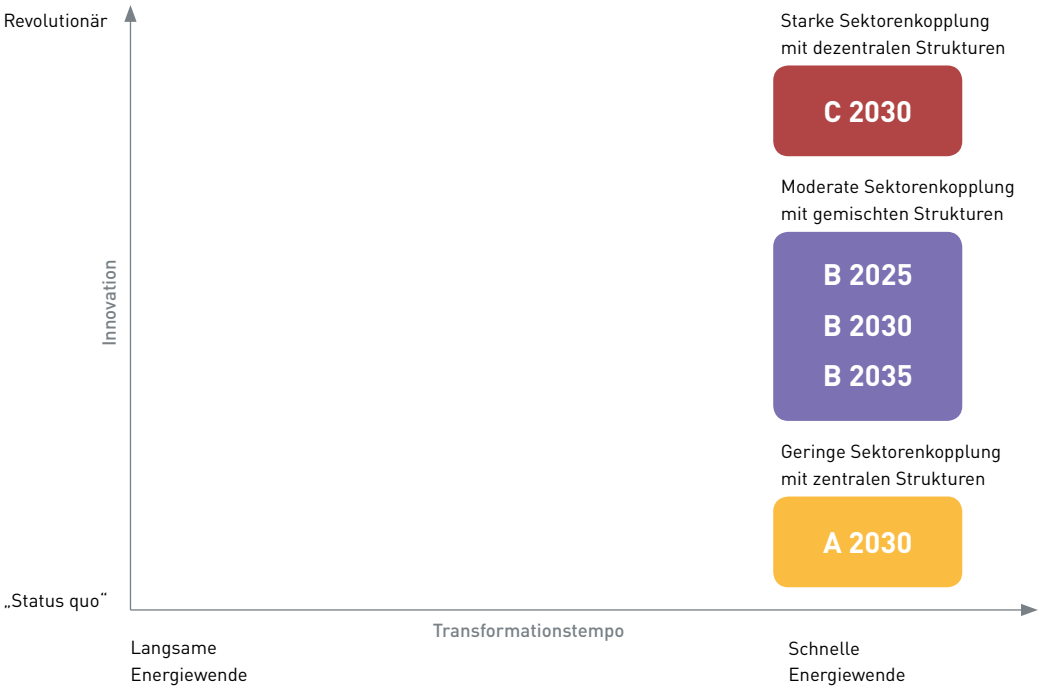
Die BNetzA formuliert in ihrer Genehmigung des Szenariorahmens einen Szenariopfad (B) vom Jahr 2025 über 2030 bis 2035. Für das Jahr 2025 werden kurzfristig durchführbare Maßnahmen zur Netzentlastung (Ad-hoc-Maßnahmen) geprüft.

Darüber hinaus enthält der Szenariorahmen für das Zieljahr 2030 zwei weitere Szenarien (A und C) mit unterschiedlicher Stromnachfrageentwicklung, Flexibilisierung und Sektorenkopplung, aber gleichbleibendem EE-Anteil am Bruttostromverbrauch. Alle Szenarien für 2030 spiegeln damit das im Koalitionsvertrag vom 12.03.2018 festgehaltene Ziel der Steigerung des EE-Anteils auf 65 % bis 2030 wider, jedoch mit unterschiedlichen Ausprägungen der drei EE-Technologien Photovoltaik (PV), Onshore- und Offshore-Wind.

Alle Szenarien orientieren sich grundsätzlich an den aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen bzw. den im Koalitionsvertrag formulierten energie- und klimapolitischen Zielen. Neben einem beschleunigten EE-Ausbau ist damit allen Szenarien ein ambitionierter CO_2-Emissionsminderungspfad gemein. In allen Szenarien des Szenariorahmens 2019 – 2030 wird erneut eine Kappung von Einspeisespitzen bei Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen (nachfolgend Spitzenkappung genannt) berücksichtigt. Die regionale Zubauprognose erneuerbarer Energie sowie die Modellierung der nationalen Stromnachfrage erfolgt nach den von den ÜNB vorgeschlagenen und von der BNetzA als geeignet bewerteten Methoden. Zur Berücksichtigung des europäischen Umfelds erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Sustainable Transition" des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2018.

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

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2019 – 2030

2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung

Ein Überblick über die Rahmendaten der Genehmigung ist in der folgenden Tabelle 1 zusammengestellt.

Tabelle 1: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien des NEP 2030 (2019)

Installiert (GW)	Referenz 2017	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Kernenergie	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	9,4	9,4	9,3	9,0	9,0
Steinkohle	25,0	13,5	13,5	9,8	8,1	8,1
Erdgas	29,6	32,5	32,8	35,2	33,4	36,9
Öl	4,4	1,3	1,3	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,5	11,6	11,6	11,6	11,6	11,8
sonstige konv. Erzeugung*1	4,3	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
Kapazitätsreserve	0,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Summe konv. Erzeugung*2	**103,5**	**74,4**	**74,7**	**73,2**	**69,1**	**72,8**
Wind onshore	50,5	70,5	74,3	81,5	85,5	90,8
Wind offshore	5,4	10,8	20,0	17,0	17,0	23,2
Photovoltaik	42,4	73,3	72,9	91,3	104,5	97,4
Biomasse	7,6	7,3	6,0	6,0	6,0	4,6
Wasserkraft*3	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige reg. Erzeugung*4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	**112,8**	**168,8**	**180,1**	**202,7**	**219,9**	**222,9**
Summe Erzeugung	**216,3**	**243,2**	**254,8**	**275,9**	**289,0**	**295,7**
Nettostromverbrauch [TWh]						
Nettostromverbrauch*5	530,1	528,4	512,3	543,9	576,5	549,4
Treiber Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]						
Haushaltswärmepumpen	0,7	1,7	1,1	2,6	4,1	2,9
Elektroautos	0,1	2,0	1,0	6,0	10,0	8,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]						
Power-to-Gas	–	0,5	1,0	2,0	3,0	3,0
PV-Batteriespeicher	0,3	3,2	6,5	8,0	10,1	12,3
Großbatteriespeicher	0,1	1,2	1,5	2,0	2,4	3,4
DSM (Industrie und GHD)	1,5	3,0	2,0	4,0	6,0	5,0
Marktmodellierung						
CO_2-Vorgabe zur Marktmodellierung [Mio. t CO_2]	–	max. 240	max. 184	max. 184	max. 184	max. 127

*1 sonstige konv. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

*2 Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.

*3 Speicherwasser, Laufwasser

*4 sonstige reg. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

*5 inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilernetz

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2019 – 2030

Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2030 (2019)

konventionelle Erzeugung

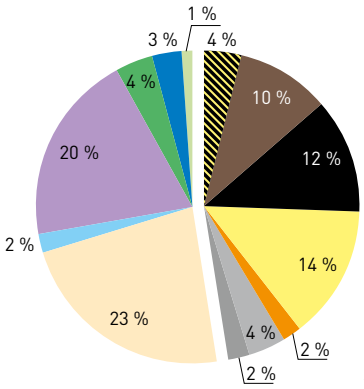
- Kernenergie
- Braunkohle
- Steinkohle
- Erdgas
- Öl
- Pumpspeicher
- sonstige konv. Erzeugung*
- Kapazitätsreserve

regenerative Erzeugung

- Wind onshore
- Wind offshore
- Photovoltaik
- Biomasse
- Wasserkraft**
- sonstige reg. Erzeugung***

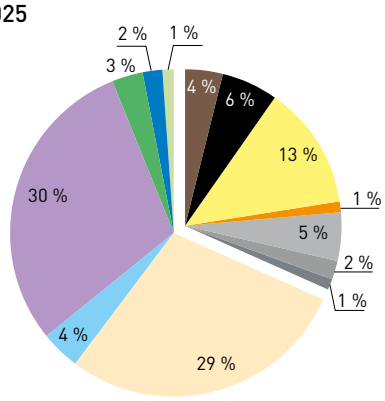
*sonstige konv. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall | **Speicherwasser, Laufwasser | ***sonstige reg. Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall

Referenz 2017



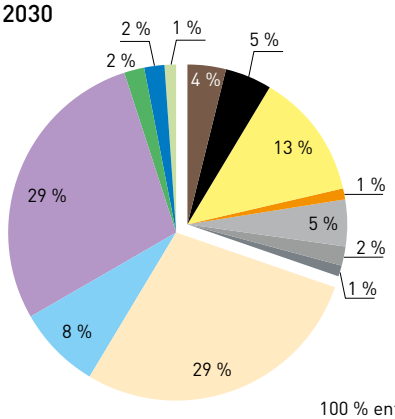
100 % entspricht 216,3 GW

B 2025



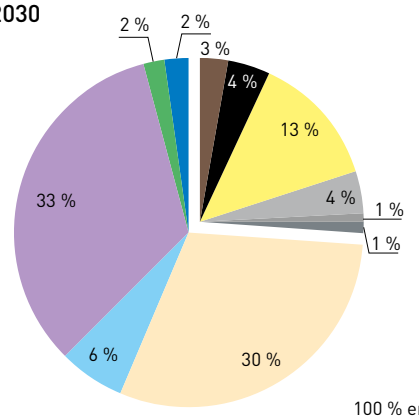
100 % entspricht 243,2 GW

A 2030



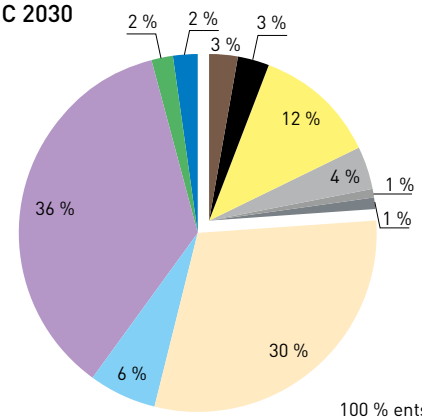
100 % entspricht 254,8 GW

B 2030



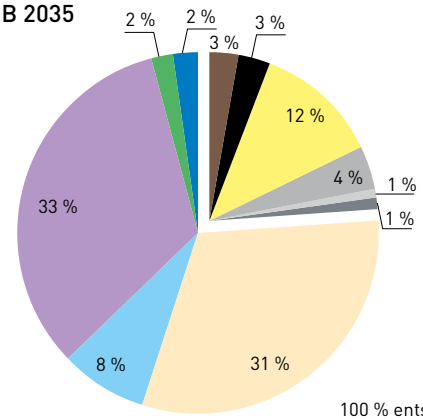
100 % entspricht 275,9 GW

C 2030



100 % entspricht 289 GW

B 2035



100 % entspricht 295,7 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Anteile der installierten Leistung je Erzeugungstechnologie in den Szenarien sind in der vorherigen Abbildung 4 dargestellt. Hiervon abzugrenzen ist die Erzeugung der Anlagen, welche Ergebnis der Marktsimulation (siehe Kapitel 4) ist. Deutlich erkennbar ist, ausgehend von der Referenz 2017, eine Verschiebung der installierten Leistungen von konventionellen Kraftwerken hin zu erneuerbaren Energien.

Szenarien B 2025/2030/2035 (Moderate Sektorenkopplung mit gemischten Strukturen)

Die Szenarien B 2025/2030/2035 spiegeln einen ambitionierten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wider, sodass ihr Anteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland laut Genehmigung des Szenariorahmens von 55 % in 2025 über 65 % in 2030 auf 74 % in 2035 steigen soll. Damit geht ein Umbau des gesamten Energiesystems einher. So sinkt die installierte Leistung von Kohlekraftwerken von heute 46,2 GW auf 19,1 GW in 2030. Die konventionelle Stromnachfrage geht aufgrund von Effizienzgewinnen zurück. Durch eine zunehmende Durchdringung sektorenübergreifender Anwendungen wie Wärmepumpen, Power-to-Gas und Elektromobilität steigt die Gesamtstromnachfrage insgesamt jedoch an. Eine im Vergleich zur heutigen Stromnachfrage höhere Flexibilität und stärkere Strompreisorientierung dieser neuen Anwendungen sowie flexiblere Prozesse in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) tragen zur Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei. Weitere Informationen zu den Szenarien sind ausführlich im Genehmigungsdokument der BNetzA dargestellt.

Szenarien A 2030 (Geringe Sektorenkopplung mit zentraleren Strukturen) und C 2030 (Starke Sektorenkopplung mit dezentraleren Strukturen)

Die Szenarien A und C sind wie das Szenario B durch eine hohe Transformationsgeschwindigkeit bei der Umsetzung der Energiewende gekennzeichnet. Auch in diesen Szenarien soll die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einen Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch bis 2030 erreichen. Der Unterschied zum Szenariopfad B besteht vor allem in einem unterschiedlichen Technologiemix bei den erneuerbaren Energien (PV, Onshore-Wind und Offshore-Wind) sowie im Grad der Sektorenkopplung und der damit einhergehenden Bruttostromnachfrage, welche im Szenario A 2030 am niedrigsten und im Szenario C 2030 am höchsten ist.

Das Szenario A 2030 ist vor allem durch einen hohen Anteil an Offshore-Erzeugungskapazitäten sowie einen geringen Innovationsgrad im Bereich der Sektorenkopplung und Flexibilitätsoptionen geprägt. Demgegenüber steht Szenario C 2030 mit dem höchsten Anteil von verbrauchsnaher PV-Erzeugung im Süden Deutschlands. Darüber hinaus ist in diesem Szenario auch der Innovationsgrad am höchsten, was sich in einer intensiven Nutzung neuer Speicher- und Flexibilitätstechnologien sowie der Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr widerspiegelt.

Im konventionellen Kraftwerkspark ist durch die zunehmende Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine deutliche Flexibilisierung der Anlagenfahrweise zu beobachten. Die Dimensionierung des konventionellen Kraftwerksparks sinkt von Szenario A 2030 über B 2030 bis C 2030 aufgrund immer niedrigerer Annahmen zur technisch-wirtschaftlich Betriebsdauer der Kraftwerke. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass im NEP keine Berechnungen zur System Adequacy angestellt und dementsprechend keine Aussagen dazu getroffen werden.

Das CO_2-Ziel beträgt in allen Szenarien für das Jahr 2030 184 Mio. t CO_2 – und steht damit im Einklang mit dem sektoralen Ziel für 2030 aus dem Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung.

2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse

Die Rahmendaten und Vorgaben aus dem genehmigten Szenariorahmen bedürfen einer umfassenden Aufbereitung, um sie für die Marktsimulation und die nachfolgenden Netzanalysen nutzbar zu machen, u. a.:

- Modellierung zusätzlicher Einsatzrestriktionen (Wärmebereitstellung, weitere Versorgungsaufgaben) und Annahmen zu Kostenparametern von Kraftwerken (siehe Kapitel 2.3)
- Regionale Verteilung der erneuerbaren Energien (Regionalisierung), Ermittlung der zugehörigen Einspeisezeitreihen und die nachfolgende Spitzenkappung (siehe Kapitel 2.4)
- Räumlich aufgelöste Prognosen zur regionalen Verteilung und zeitlichem Verlauf der Stromnachfrage sowie Regionalisierung nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen wie Demand Side Management (DSM), Power-to-Gas (PtG), Power-to-Heat (PtH) sowie Batteriespeichern (siehe Kapitel 2.5)
- Modellierung des Auslands und europäischer Handelsoptionen bei einem Flow-Based Market Coupling-Ansatz (siehe Kapitel 2.7)

Darüber hinaus werden weitere Aufbereitungsschritte durchgeführt, deren Methodik sich jedoch nicht wesentlich gegenüber den ausführlichen Darstellungen im vorangegangenen NEP 2030 (2017), sowie dem Szenariorahmen-Entwurf der ÜNB geändert hat und welche daher in diesem Kapitel nicht nochmals gesondert beschrieben werden:

- Modellierung Einsatz Eigenbedarfsoptimierung für mit Kleinspeichern gekoppelte PV-Aufdachanlagen in Haushalten sowie DSM
- Modellierung von Nichtverfügbarkeiten des thermischen und hydraulischen Kraftwerksparks

Weitere Informationen zu den Szenarioannahmen und Zahlenwerten können der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA[2] entnommen werden.

Bei Bedarf können die ÜNB zu einzelnen Aspekten der Eingangsdatenerstellung im zweiten Entwurf des NEP nähere methodische Beschreibungen liefern. Dazu bitten die ÜNB um Hinweise im Rahmen der Konsultation, welche Punkte über die bestehenden Darstellungen hinaus detaillierter dargestellt werden sollen.

2 Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2030 (2019): www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf

2.3 Einsatzrestriktionen und Kostenparameter von konventionellen Kraftwerken

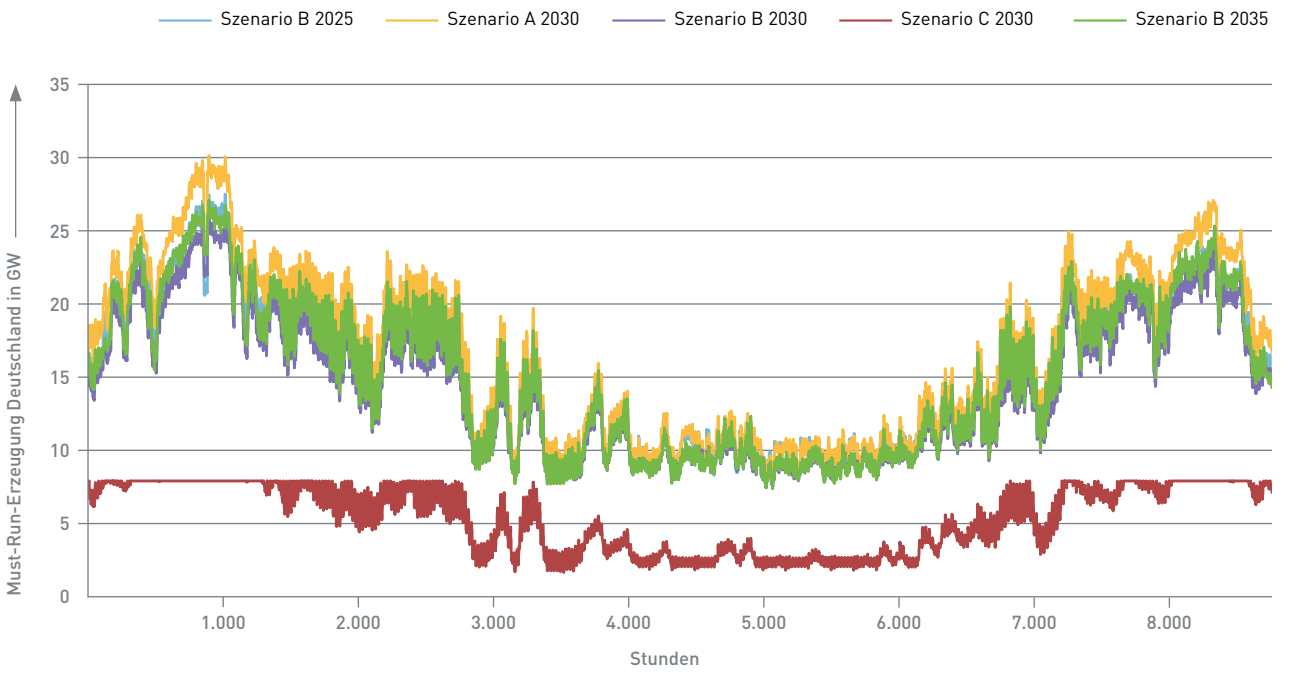
Neben der Stromerzeugung für die öffentliche Stromversorgung erfüllen viele Kraftwerke zusätzliche Versorgungsaufgaben. Diese umfassen beispielsweise die Bereitstellung von Wärme für den Fern- und Nahwärmebedarf sowie die Bereitstellung von Wärme und Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- oder Kraftwerksprozesse. Um diese zusätzlichen Versorgungsaufgaben in der Strommarktmodellierung zu berücksichtigen, werden sogenannte Mindesteinsatzbedingungen (Must-Run) als Eingangsgrößen für die Marktsimulationen definiert. Diese haben, wie auch die blockscharf modellierten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten, unmittelbaren Einfluss auf die Simulation des Kraftwerkseinsatzes.

Die Mindesteinsatzbedingungen von KWK-Anlagen werden im NEP über ein vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen entwickeltes Berechnungstool abgeschätzt. Dabei werden 28 detaillierte Fernwärmenetze mit jeweils einer spezifischen Wärmenachfrage modelliert. Kleinere Netze werden vereinfacht abgebildet.

Für die Modellierung wird, ergänzend zu den Vorgaben aus der Genehmigung des Szenariorahmens, ein Fernwärmeabsatz und eine Erzeugerstruktur entsprechend der von den ÜNB bei der Forschungsstelle für Enrgeiwirtschaft e. V. beauftragten Kurzstudie zur zukünftigen Flexibilisierung der KWK zugrunde gelegt. Die Kurzstudie finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUb. Hierbei werden B 2025 und A 2030 dem Business-As-Usual-Szenario und B 2030 sowie B 2035 dem positiven Klimaschutzszenario zugeordnet. Für das Szenario C 2030 wird analog zum NEP 2030 (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 weiterhin Einspeisevorgaben.

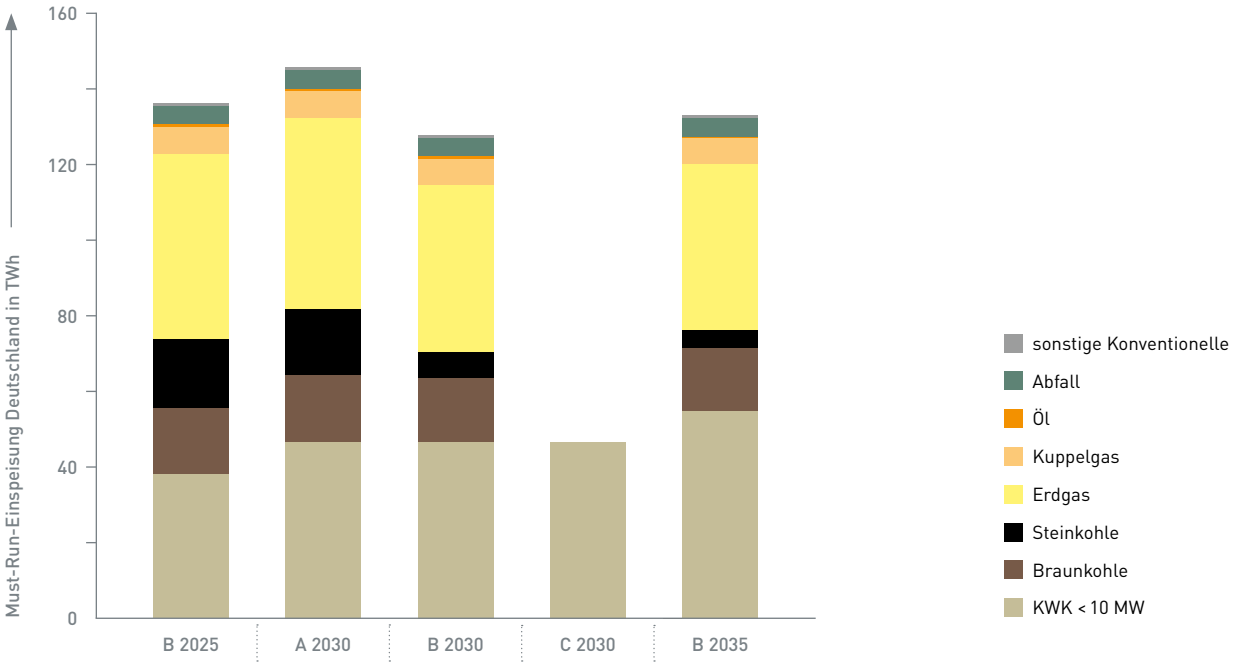
Eine Auswertung des jährlichen Verlaufs der Must-Run-Erzeugung in Deutschland über alle Energieträger ist in Abbildung 5 dargestellt. Abbildung 6 zeigt eine Aufschlüsselung der Jahres-Must-Run-Erzeugung nach Energieträger.

Abbildung 5: Zeitreihe Must-Run-Erzeugung konventioneller Erzeugungsanlagen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 6: Must-Run-Erzeugung konventioneller Erzeugungsanlagen nach Energieträger



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Implementierung der Vorgaben zur Emissionsreduktion

Im Genehmigungsdokument der BNetzA wird für sämtliche Szenarien eine Begrenzung der jährlichen CO_2-Emissionen der Strom- und Wärmeerzeugung durch Kraftwerke in Deutschland unterstellt. Die Begrenzung resultiert aus den im Klimaschutzplan 2050 verankerten sektorspezifischen CO_2-Reduktionszielen der Bundesregierung. Die in der Kraftwerkseinsatzoptimierung verwendeten und im Rahmen des Szenariorahmen-Entwurfs der ÜNB gemeinsam mit dem Umweltbundesamt abgestimmten Grenzwerte ergeben sich wie folgt:

Tabelle 2: Emissionsobergrenzen für die Modellierung

Szenario	Vorgabe des Szenariorahmens zur jährlichen Emissionsobergrenze für den deutschen Kraftwerkspark (Minderung ggü. 1990)
B 2025	240 Mio. t CO_2 (– 47,2 %)
A 2030 / B 2030 / C 2030	184 Mio. t CO_2 (– 59,6%)
B 2035	127 Mio. t CO_2 (– 72,1 %)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bezogen auf die Szenarien mit dem Zieljahr 2030 ist der absolute Emissionsgrenzwert dabei im Vergleich zum NEP 2030 (2017) gestiegen. Dieses ist jedoch auf eine Bilanzierungsänderung und nicht auf eine Aufweichung der Zielsetzung zur CO_2-Reduktion zurückzuführen. So werden wärmemarktspezifische Kraftwerksemissionen jetzt ebenfalls erfasst und in die Vorgabe zur Emissionsobergrenze aufgenommen. Die fixierten Zielwerte haben dabei keinen Einfluss auf die installierten Kapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks, wirken sich jedoch auf den konkreten Kraftwerkseinsatz und damit auf die Volllaststunden aus (siehe Marktsimulationsergebnisse in Kapitel 4).

Für die Energieträger werden im Zuge der nachfolgenden Marktsimulationen folgende spezifische Emissionsfaktoren nach Vorgabe der Szenariorahmengenehmigung und der zugrundeliegenden Datenbasis[3] angesetzt:

Tabelle 3: CO_2-Emissionsfaktoren nach Energieträgern

Energieträger	CO_2-Emissionsfaktor (t CO_2/MWh_{th})
Abfall*	0,144
Braunkohle	0,404
Erdgas	0,201
Kernenergie	0,000
Kuppelgas**	0,743
Mineralölprodukte	0,280
Ölschiefer	0,360
Steinkohle	0,337
Sonstige	0,214

*Annahme Abfall: 50 % biogener Anteil
**Annahme Kuppelgas: 25 % Kokereigas, 75 % Gicht- und Konvertergas

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreise

Zu den weiteren für die Strommarktsimulation erforderlichen energiewirtschaftlichen Rahmendaten zählen die Annahmen zu Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreisen. Diese sind in der Genehmigung der BNetzA festgelegt. Die Brennstoff- und Zertifikatspreise beruhen auf den Angaben der International Energy Agency (IEA) im World Energy Outlook 2017 (WEO 2017). Die Prognosen der zukünftigen Braunkohlepreise sind abweichend aus dem Projektionsbericht 2017 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) entnommen. Als Referenzwechselkurs für die Umrechnung der ursprünglich in US-$ angegebenen Werte in Euro wurde, analog zum WEO 2017, der Durchschnittswert für das Jahr 2016 gewählt.

3 Umweltbundesamt: „CO_2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe", veröffentlicht September 2016: www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsfaktoren-fuer-fossile-brennstoffe

Tabelle 4: Annahmen zu Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreisen

	Referenz 2016	A 2030 WEO Szenario „Current Policies“	B 2025 WEO Szenario „Current Policies“	B 2030 und C 2030 WEO Szenario „New Policies“	B 2035 WEO Szenario „New Policies“
CO_2-Zertifikatspreise [€2016/t]	7,2	25,2	19,8	29,4	36,3
Rohöl [€2016/MWh]	21,1	56,6	49,9	48,3	53,0
Erdgas [€2016/MWh]	15,0	27,6	25,2	26,4	27,9
Steinkohle [€2016/MWh]	6,6	8,9	8,5	8,4	8,5
Braunkohle* [€2016/MWh]	3,0	5,6	5,6	5,6	5,6

* Preisprognose auf Basis vom BMU.

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens 2019 – 2030

2.4 Ermittlung der regionalen Verteilung, der Einspeisezeitreihen und der Spitzenkappung erneuerbarer Energien

Während die Standorte der konventionellen, zentralen Kraftwerke weitestgehend bekannt sind, bedarf es bei der regionalen Verteilung (Regionalisierung) der zukünftigen dezentralen Anlagenstandorte der erneuerbaren Energien sowie der kleinen KWK-Anlagen eines detaillierten Prognosemodells.

Auf Basis der Regionalisierung, den zugrunde gelegten Wetterbedingungen des Jahres 2012 und weiteren modelltechnischen Annahmen, werden stündlich und regional aufgelöste Zeitreihen der Einspeisung der erneuerbaren Energien bestimmt. Das Jahr 2012 wird als ein für den 10-Jahres-Zeitraum im Hinblick auf den Windertrag durchschnittliches Wetterjahr für die Untersuchungen im Rahmen des NEP weiterhin als gut geeignet angesehen. Die Robustheit und Notwendigkeit des erforderlichen Netzverstärkungs- und -ausbaubedarfs kann durch die Wahl eines durchschnittlichen Wetterjahres bekräftigt werden.

2.4.1 Methodik und Ergebnisse zur Regionalisierung

Die ÜNB haben gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. eine Methodik zur Regionalisierung von bundesweiten Ausbaupfaden für Onshore-Windenergieanlagen, PV-Anlagen, Biomasseanlagen und Anlagen zur Nutzung sonstiger erneuerbarer Energien entwickelt und angewandt. Die grundsätzliche Methodik kam bereits im Zuge des NEP 2030 (2017) zum Einsatz, wird jedoch laufend weiterentwickelt und an die aktuellen maßgeblichen Randbedingungen angepasst. Eine ausführliche Beschreibung der im Rahmen des NEP 2030 (2019) angewandten Methodik und zu den zugrunde gelegten Annahmen und Daten kann unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUE abgerufen werden. Ebenfalls dort zu finden sind detaillierte Ergebnisse der Regionalisierung sowie zahlreiche grafische Aufbereitungen.

Eine besondere Herausforderung für den NEP 2030 (2019) bestand vor dem Hintergrund der neuen EE-Ausbaupfade in der Bestimmung der Bundeslandmantelzahlen Wind onshore. Die Bundeslandmantelzahlen bilden grundsätzlich die Basis für die kleinräumige Verteilung der Windenergieanlagen. Die vorgelagerte Berechnung von Bundeslandmantelzahlen soll die Ausbauziele von Bund und Ländern sowie den unterschiedlichen Stand der Flächenausweisung für Windenergieanlagen in Einklang bringen. Zusätzlich werden in diesem Schritt auch regionale Informationen, z. B. die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden, berücksichtigt.

Die bestehende Methodik hierzu wurde an zwei Stellen modifiziert:

- Zur Bestimmung des Kurzfriststützpunktes je Bundesland, der den bereits heute absehbaren kurzfristigen Zubau der Windenerige repräsentiert, werden die Angaben der Verteilernetzbetreiber (VNB) zum erwarteten Anlagenzubau berücksichtigt, insofern etwa die in den Ausschreibungsrunden bezuschlagte Anlagenleistung nicht kurzfristig höhere Leistungen erwarten lässt. Die Angaben erfolgten im Rahmen einer Abfrage der BNetzA bei den VNB und wurde von den ÜNB je Bundesland ausgewertet.
- Die von den Bundesländern an die ÜNB gemeldeten Ausbauziele stellen nunmehr eine weiche Begrenzung für den Zubau von Windenergieanlagen in einem Bundesland dar. Wird ein Ausbauziel in einem Bundesland erreicht, wird das bewertete Restpotenzial, nach welchem die Verteilung der Zubauleistung erfolgt, in diesem Bundesland um 95 % abgewertet. Dadurch wird bei Erreichen eines Bundesland-Ausbauziels der Restzubau zwar vermehrt auf die übrigen Bundesländer verteilt, gleichzeitig kommt er in den betreffenden Bundesländern jedoch nicht vollständig zum Erliegen. Dieses gilt insbesondere dann nicht, wenn weiterhin ein hohes Potenzial vorhanden ist.

Die Ergebnisse der Regionalisierung auf Bundeslandebene sind in den Abbildungen 17 bis 21 dargestellt.

2.4.2 Spitzenkappung

Spitzenkappung beschreibt die Berücksichtigung der Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen in der Netzplanung, um Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Die gesetzliche Einführung dieses Planungsansatzes erfolgte im Rahmen des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes. Demnach erhalten VNB gemäß § 11 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz (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 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu dimensionieren.

Dem NEP liegt weiterhin eine flächendeckende Spitzenkappung nach der Systematik der Verteilernetzstudie[4] des Bundesminsteriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zugrunde. Die Methodik zur Berücksichtigung der Spitzenkappung wurde damit aus dem NEP 2030 (2017) übernommen und geht damit weiterhin über die Planungen der VNB und die Regelungen nach § 11 Abs. 2 EnWG hinaus.

Mit der Spitzenkappung wird eine Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen bereits vor den nachfolgenden Markt- und Netzberechnungen berücksichtigt. Spitzenkappung ist somit ein Instrument der Netzplanung. Hiervon abzugrenzen ist das Auftreten von Dumped Power, d. h. nicht verwertbarer Leistung, im Rahmen der Marktsimulationen. Dumped Power ist Folge eines Überangebots an Leistung im Strommarkt und hat unabhängig vom Netz und zusätzlich zur Spitzenkappung eine Reduzierung der Einspeiseleistung zur Folge. Hiervon ferner abzugrenzen ist das Einspeisemanagement, welches im Netzbetrieb die situationsabhängige, gezielte Einsenkung der EE-Einspeisung zur Behebung von Netzengpässen und zur Gewährleistung der Systemstabilität darstellt.

4 Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland", veröffentlicht September 2014: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html

Ergebnisse

Die Spitzenkappung wirkt sich in ähnlicher Weise aus wie im NEP 2030 (2017). Durch die Anwendung der Spitzenkappung wird in etwa 3.000 Stunden des Jahres Onshore-Windenergie- und in 800 Stunden PV-Einspeisung eingesenkt. Überlagerungseffekte sind dabei in etwa 250 Stunden zu beobachten. Die in Summe eingesenkten Einspeisemengen steigen gegenüber dem NEP 2030 (2017) analog zur Summe der Einspeisung. Die eingesenkten Einspeisemengen sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Eingesenkte Einspeisemengen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik[5]

Szenario	Eingesenkte Einspeisemenge Onshore-Windenergie (TWh)	Eingesenkte Einspeisemenge Photovoltaik (TWh)
B 2025	2,6	0,8
A 2030	2,8	0,8
B 2030	3,1	1,0
C 2030	3,2	1,1
B 2035	3,4	1,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

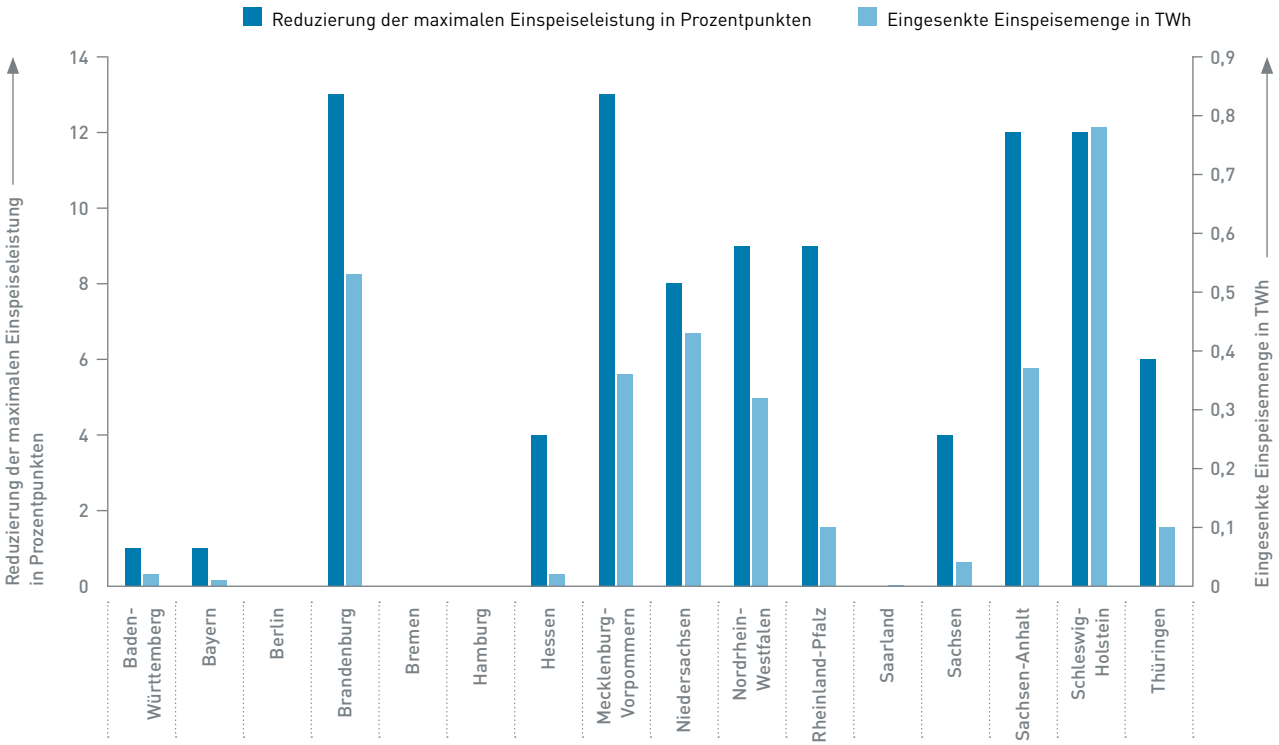
Windenergie

Die Jahreseinspeisemengen der Windenergieanlagen werden durch die implementierte Spitzenkappung um durchschnittlich 1,7 % reduziert. Zu windreichen Zeitpunkten treten in Deutschland maximale Einsenkungen der Onshore-Windleistung bis 8,3 GW auf. Insgesamt wird in den Szenarien in etwa 34 % der betrachteten Zeitpunkte eine Spitzenkappung an mindestens einer Windenergieanlage in Deutschland vorgenommen.

In den vier großen norddeutschen Bundesländern Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Brandenburg zusammen werden in der Spitze 5,2 GW eingesenkt. Gleichzeitig können rund zwei Drittel der in Tabelle 5 dargestellten eingesenkten Einspeisemengen diesen Bundesländern zugeordnet werden. Auf die süddeutschen Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg entfällt dagegen nur etwa 1 % der in Deutschland eingesenkten Windenergie. Hieran wird deutlich, dass sich die Anwendung der windbedingten Spitzenkappung vor allem auf die Einspeiseleistung der windreichen Regionen im Norden auswirkt. Dies ist vornehmlich bedingt durch den hohen Zubau an Windenergieanlagen in Norddeutschland, welcher bei den in der Verteilernetzstudie modellierten Verteilernetzstrukturen eine vermehrte Anwendung von Spitzenkappung erwarten lässt. In den norddeutschen Bundesländern werden die Einspeisespitzen auch im Vergleich zur installierten Windenergieleistung deutlich überproportional eingesenkt.

5 Im Vergleich hierzu fällt die Einsenkung durch Dumped Power deutlich geringer aus, siehe Kapitel 4.2.3.

Abbildung 7: Ergebnisse der Spitzenkappung Wind nach Bundesländern



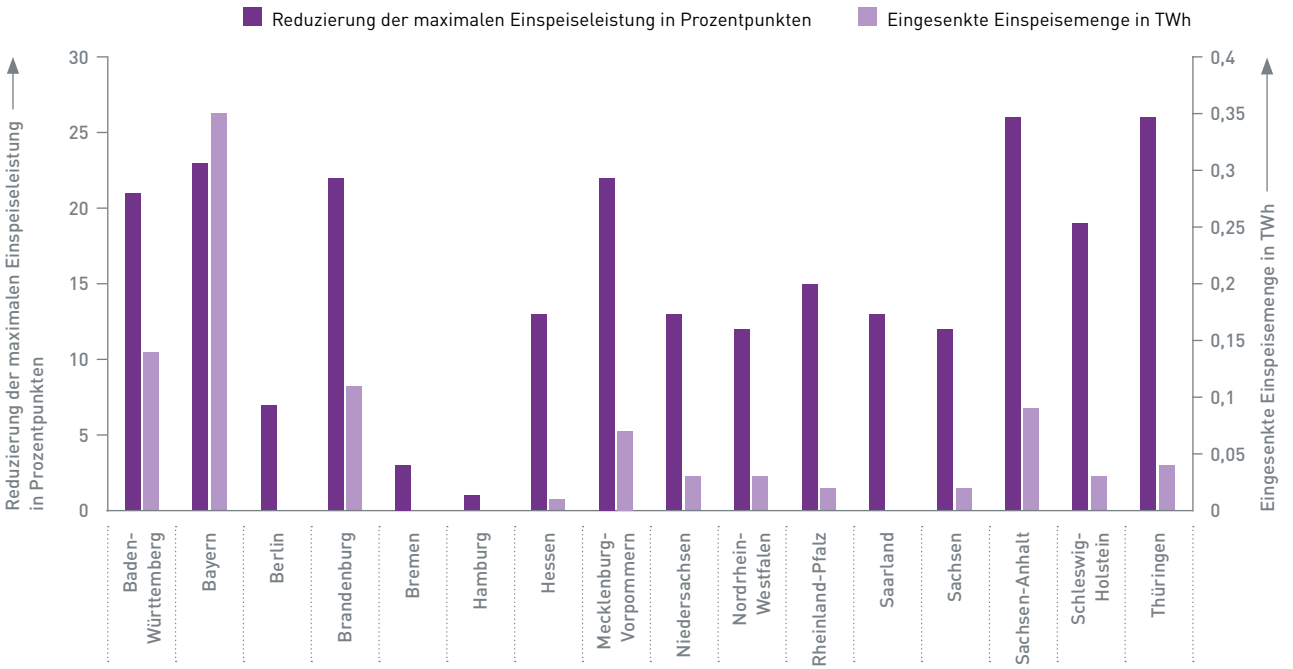
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Photovoltaik

Die Einspeiseleistung von PV-Anlagen in Deutschland wird durch die Spitzenkappung in der Spitze bis 18,1 GW eingesenkt. Derartig starke Einsenkungen werden jedoch nur in den Mittagsspitzen sehr weniger Tage des Jahres angenommen. Gewöhnlich liegt die Einspeisereduzierung deutlich darunter. Eine Reduzierung der Einspeiseleistung mindestens einer PV-Anlage tritt in den Szenarien in etwa 9 % der Zeitpunkte auf. Insgesamt wird durchschnittlich 1,1 % der jährlichen Einspeisemenge aus PV-Anlagen eingesenkt.

Insbesondere aufgrund der hohen installierten und zugebauten PV-Leistungen in den süddeutschen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg führt die Spitzenkappung dort sowohl energetisch (etwa 50 % der gesamten PV-Einsenkung) als auch in Bezug auf die Einspeiseleistung zu den größten Einsenkungen. Auffällig sind zudem die im Vergleich zur installierten PV-Leistung hohen Einsenkungen in einigen ostdeutschen Bundesländern wie Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Thüringen. Einen Grund hierfür können die in der Verteilernetzstudie angenommenen Netzstrukturen in diesen Bundesländern bilden, die bei hohen Zubauten von PV-Anlagen zukünftig eine verstärkte Anwendung der Spitzenkappung erwarten lassen.

Abbildung 8: Ergebnisse der Spitzenkappung Photovoltaik nach Bundesländern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.5 Stromnachfrage und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien

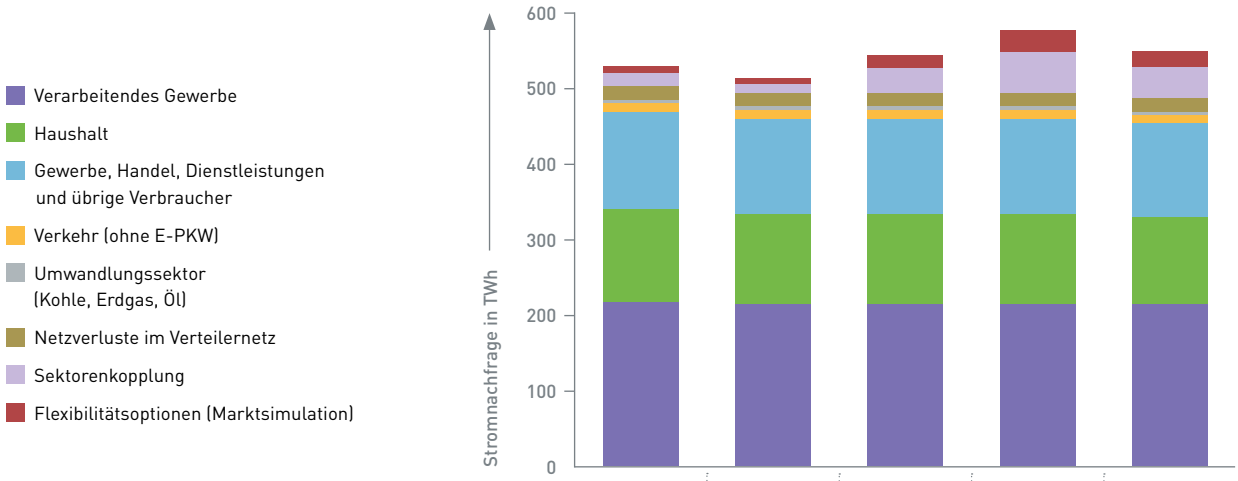
Wie auch im Bereich der konventionellen und erneuerbaren Erzeugung sind verschiedene Entwicklungspfade für die zukünftige Stromnachfrage in Deutschland denkbar. Dabei sind sowohl nachfragesteigernde Einflussgrößen, wie der verstärkte Einsatz von Wärmepumpen oder die zunehmende Integration von Elektromobilität, als auch nachfragesenkende Faktoren wie Effizienzsteigerungen bei stromgetriebenen Anwendungen geeignet zu berücksichtigen. Neben der deutschlandweiten spielt daneben insbesondere auch die regionale Stromnachfrageentwicklung eine wichtige Rolle. Insbesondere im Hinblick auf die längerfristigen politischen Effizienzziele und die betrachteten Zielhorizonte 2025, 2030 und 2035 ist mit einem sich zukünftig stark wandelnden Energiemarkt und dem verstärkten Einsatz neuer Technologien im Bereich der Stromnachfrage zu rechnen. Vor dem Hintergrund dieser sich abzeichnenden Entwicklung haben die ÜNB im Rahmen des Entwurfs zum Szenariorahmen[6] eine Methodik zur Analyse der nationalen Stromnachfrage, der regionalen Entwicklung von Nachfragestrukturen sowie dessen Einfluss auf den zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage vorgeschlagen. Die BNetzA ist dem Modellierungsvorschlag der ÜNB in ihrer Genehmigung gefolgt.

Die nachfolgende Abbildung 9 zeigt die nationale Stromnachfrage der einzelnen Szenarien des NEP. Die Stromnachfrage ist dabei aufgeteilt nach verschiedenen Nachfragesektoren. Die dargestellte Stromnachfrage ermittelt sich aus der Endenergienachfrage nach Strom in den Sektoren sowie dem Umwandlungsbereich. Die Endenergienachfrage Strom gibt dabei Auskunft über die Verwendung von elektrischem Strom zur Erzeugung von Nutzenenergie in Form von Licht, Wärme, Kälte und mechanischer Arbeit in den Sektoren Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr. Die Energienachfrage im Umwandlungsbereich beinhaltet zusätzlich den Einsatz von elektrischem Strom zur Gewinnung oder Verarbeitung anderer Energieträger wie Erdöl, Erdgas, Braunkohle und Steinkohle.

6 Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber: www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/%C3%9CNB-Entwurf_Szenariorahmen_2030_V2019.pdf

Neben den Netzverlusten im Verteilernetz sind die Sektorenkopplung und Flexibilitätsoptionen (PtH, PtG) als neue Elemente im Energiemarkt gesondert dargestellt. Die Stromnachfrage dieser neuen Anwendungen ist in den Szenarien unterschiedlich ausgeprägt und bewegt sich in Summe zwischen 18 und 82 TWh. Dabei ist zu beachten, dass die Stromnachfrage der Flexibilitätsoptionen in dieser Abbildung der Genehmigung des Szenariorahmens entstammt. Tatsächlich ist der Einsatz der Flexibilitätsoptionen ein Modellergebnis und daher in den Darstellungen in Kapitel 4 nochmals detailliert dargestellt und teilweise abweichend von untenstehenden Zahlen der Genehmigung.

Abbildung 9: Nettostromnachfrage nach Sektoren / Anwendungsbereichen



Nettostromnachfrage nach Sektoren [TWh]		B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Konventionelle Stromanwendungen	Verarbeitendes Gewerbe	218	215	215	215	214
	Haushalt	122	119	119	119	116
	GHD und übrige Verbraucher	128	125	125	125	123
	Verkehr (ohne E-PKW)	12	12	12	12	11
	Umwandlungssektor (Kohle, Erdgas, Öl)	5	5	5	5	5
	Summe konv. Stromanwendungen	**486**	**477**	**477**	**477**	**470**
Verteilernetzverluste	Netzverluste im Verteilernetz*	18	18	18	18	18
	Summe inkl. Verteilernetzverluste	**503**	**495**	**495**	**495**	**487**
Sektorenkopplung	Elektromobilität	5	3	15	25	20
	Wärmepumpen	12	8	18	29	20
	Summe inkl. Sektorenkopplung	**520**	**505**	**528**	**548**	**528**
Flexibilitätsoptionen** (Marktsimulation)	Power-to-Heat	6	3	9	19	13
	Power-to-Gas	2	5	7	9	9
	Summe gesamt* **	**528**	**512**	**544**	**576**	**549**

* Nicht berücksichtigt sind in dieser Darstellung Netzverluste im Übertragungsnetz.

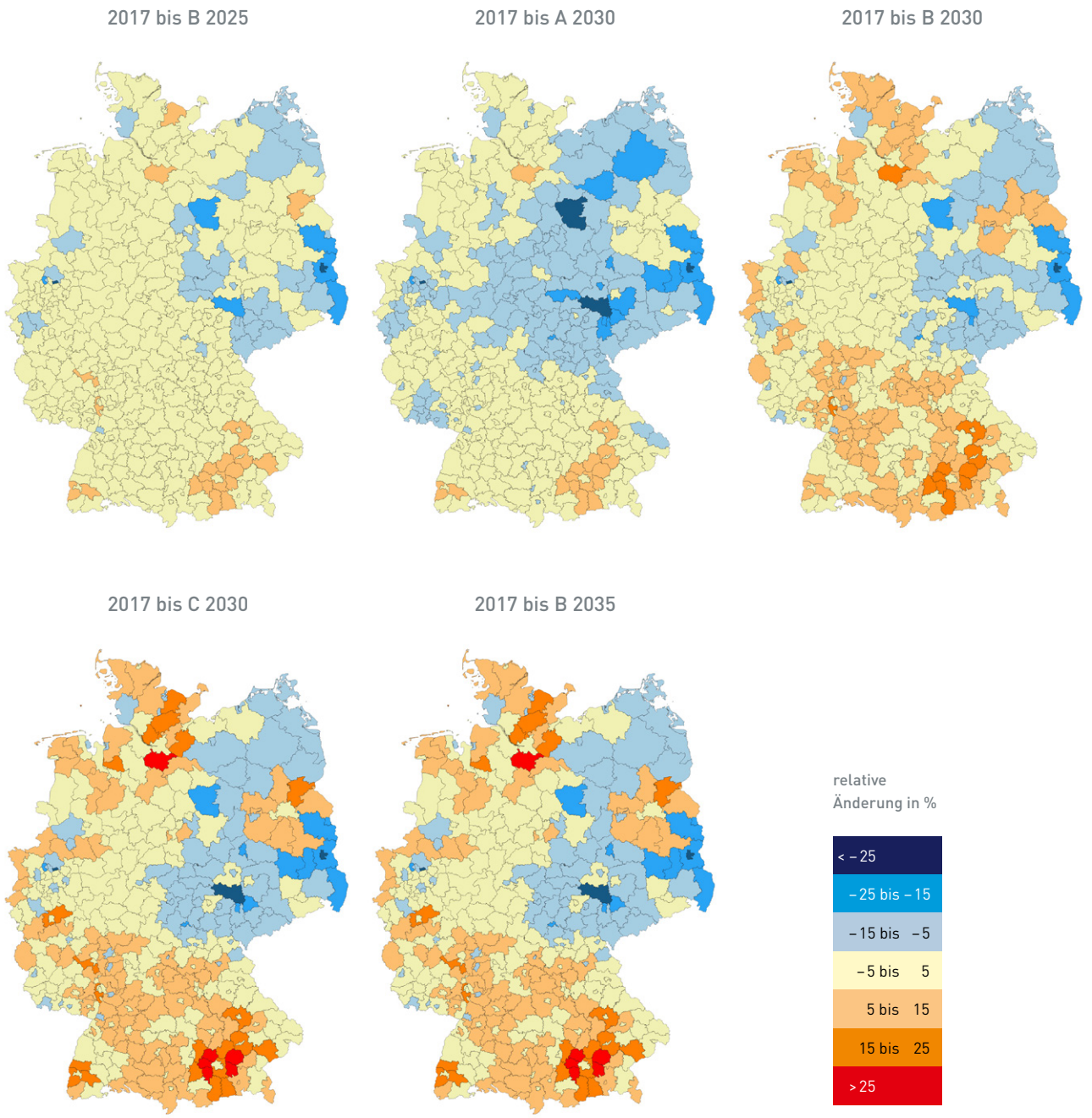
** Die Angaben zu den Flexibilitätsoptionen basieren in dieser Darstellung auf der Genehmigung des Szenariorahmens. Die sich tatsächlich ergebenden Energiemengen sind ein Modellergebnis und daher in Kapitel 4 zu finden.

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Ergebnisse der regionalen Stromnachfragemodellierung zeigen, dass urbane Regionen und angrenzende Ballungsgebiete einen Zuwachs und damit im Vergleich zum Jahr 2017 eine höhere Stromnachfrage aufweisen. Dagegen weist ein Großteil der Landkreise in den östlichen Bundesländern und Regionen im überwiegend ländlichen Raum tendenziell eine sinkende Stromnachfrage auf. Regionen mit einer hohen Durchdringung neuer Stromanwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen) sowie mit Standorten von PtH- oder PtG-Anlagen verzeichnen einen starken Anstieg des Stromverbrauchs. Die Abbildung 10 stellt die regionale Änderung der Nettostromnachfrage schematisch dar.

Abbildung 10: Veränderung der Nettostromnachfrage je Landkreis



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Als Haupttreiber der regionalen Stromnachfrage lassen sich die angenommene Entwicklung wesentlicher Strukturparameter wie Bevölkerungsentwicklung oder die regionale Durchdringung mit Elektromobilität und Wärmepumpen identifizieren. Diese wirken unterschiedlich stark auf die beschriebenen Anwendungssektoren und hierüber auf die regionale Stromnachfrage der Landkreise. Insgesamt ist zudem eine positive Korrelation zwischen der Entwicklung der jährlichen Stromnachfrage und den im Jahresverlauf auftretenden Höchstlasten erkennbar.

Zeitlicher Verlauf der Stromnachfrage

Der zeitliche Verlauf der Stromnachfrage unterliegt ebenfalls unterschiedlichsten Einflussparametern, wie z. B. der Tageszeit, dem Wochentag, der Temperatur, der Sonneneinstrahlung, Ferien- und Feiertagen, der Preissensitivität der Stromnachfrage sowie dem Grad der Sektorenkopplung. PtH, PtG und auch DSM werden in Abhängigkeit des Marktgeschehens eingesetzt und sind somit im NEP ein Ergebnis der Marktsimulation. In Zeiten hoher Strompreise verringert sich z. B. die Stromnachfrage aufgrund des Einsatzes von DSM. Bei geringen Strompreisen kann sie sich dagegen durch zusätzliche preissensitive Nachfrage wie PtH und PtG erhöhen.

Die Jahreshöchstlast und die höchste Residuallast (d. h. Last nach Abzug der Einspeisung von EE) bilden zwei Kennzahlen im Zusammenhang mit der Last. Durch die enge Verzahnung mit der Kenngröße Stromnachfrage erfolgte in der Genehmigung abweichend zum NEP 2030 (2017) keine exogene Vorgabe einer Höchstlast. Diese ist nun vielmehr Resultat der unterschiedlichen Modellierungsschritte. Die Jahreshöchstlast und die Residuallast steigen mit zunehmender Sektorenkopplung in den Szenarien (siehe Tabelle 6).

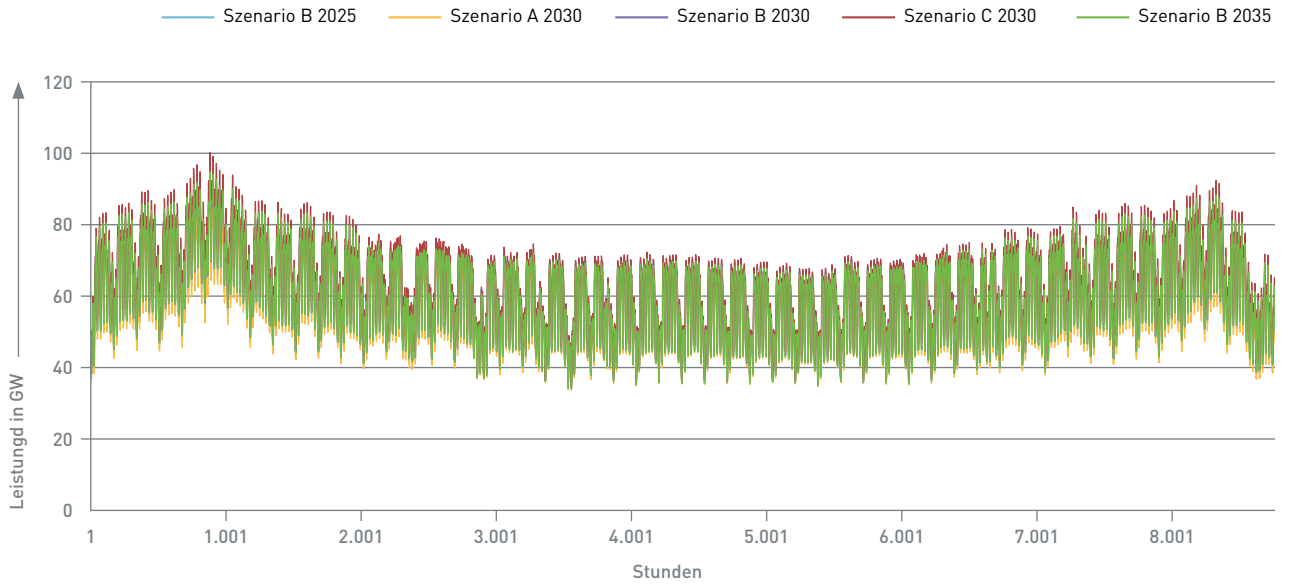
Tabelle 6: Kennzahlen der Stromnachfrage in den Szenarien des NEP 2030 (2019)

	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Jahreshöchstlast [GW]	88	84	93	100	96
Höchste Residuallast [GW]	71	69	76	80	77

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

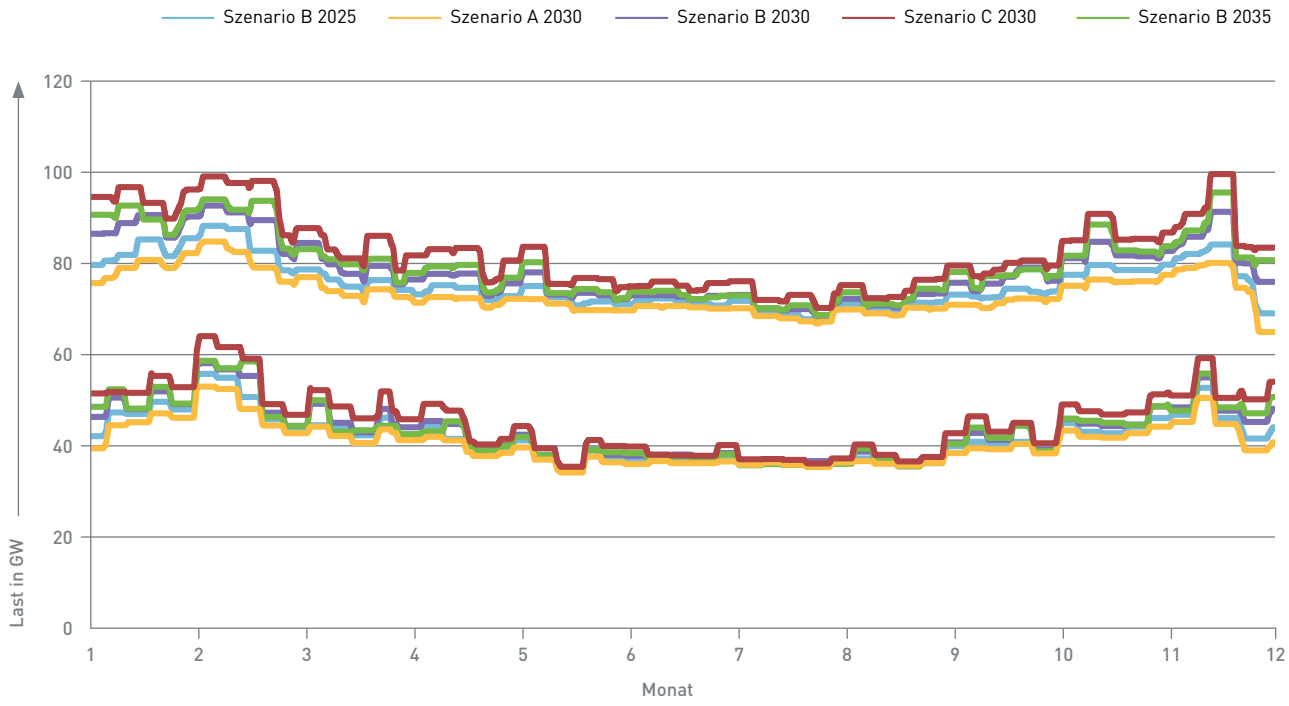
Abbildung 11 zeigt den stündlichen Verlauf der Stromnachfrage für die betrachteten Szenarien über ein Jahr, Abbildung 12 gibt die entsprechende Bandbreite an. Beide Abbildungen verdeutlichen den Einfluss der Sektorenkopplung auf den zeitlichen Verlauf und die Maxima der Stromnachfrage. Vor allem neue Stromanwendungen zur Wärmebereitstellung wie PtH und Wärmepumpen führen zu einem Anstieg der Stromnachfrage insbesondere bei niedrigen Temperaturen. Der Anstieg der Stromnachfrage durch Elektromobilität verteilt sich hingegen entsprechend des Nutzerverhaltens weitgehend homogen über das gesamte Jahr.

Abbildung 11: Zeitlicher Verlauf der Gesamtstromnachfrage in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 12: Bandbreite der Stromnachfrage in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

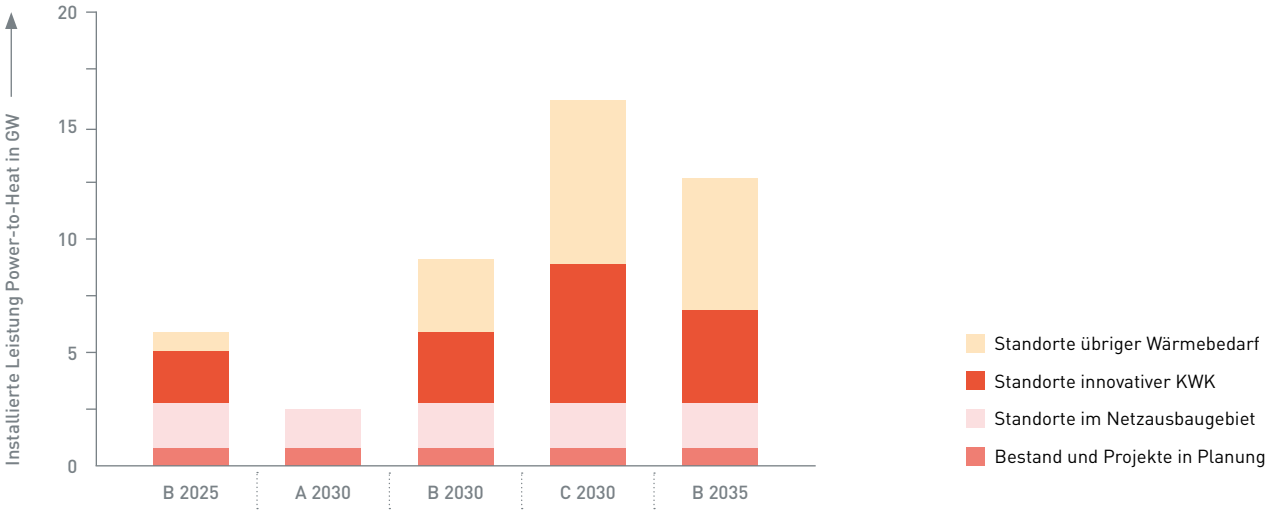
2.5.1 Methodik zur Regionalisierung und dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen

Wesentlicher Schritt im Zuge der Datenaufbereitung für die nachfolgenden Marktsimulationen und Netzanalysen sind die Annahmen über die regionale Verteilung (Regionalisierung) der modellierten Flexibilitätsoptionen auf der Stromnachfrageseite. Die Methodik zur Regionalisierung der Power-to-X basiert auf der Kurzstudie "Power-to-X – Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB", welche die ÜNB durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. haben erstellen lassen und unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUa zu finden ist. Im Folgenden sind diese für die modellierten Optionen einzeln dargestellt.

Power-to-Heat

Maßgeblich für die räumliche Verteilung von PtH-Anlagen ist der vorhandene Anlagenbestand, in Planung befindliche Projekte, der Wärmebedarf sowie das Netzausbaugebiet[7]. Nicht in der PtH-Leistung enthalten sind Wärmepumpen, deren Einsatz vorgelagert und somit nicht als Flexibilitätsoption im Rahmen der Marktsimulation ermittelt wird.

Abbildung 13: Installierte Leistung Power-to-Heat in den Szenarien des NEP 2030 (2019) (nach Standortkategorie)



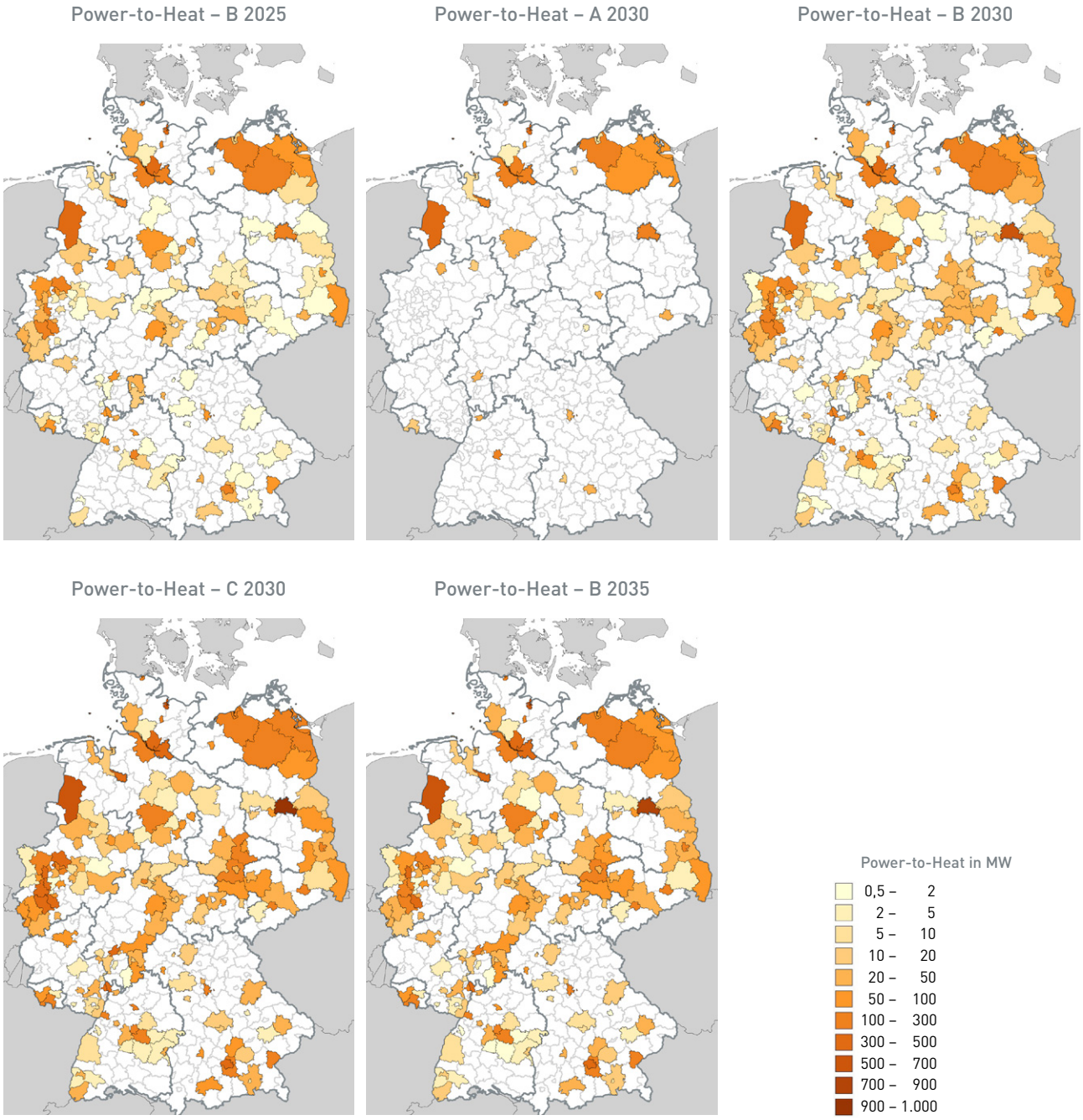
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Methodischer Ausgangspunkt sind alle in Betrieb und in Planung befindlichen PtH-Anlagen. Um der Nutzung von erneuerbarem Überschussstrom im Norden in der regionalen Verteilung von PtH-Anlagen Rechnung zu tragen, werden bis zu 2 GW Power-to-Heat-Anlagen im Netzausbaugebiet verteilt. Dies erfolgt anhand des regionalen Wärmebedarfs in Fernwärme,- oder Industrienetzen. Anschließend werden PtH-Anlagen auf Standorte sogenannter innovativer KWK-Systeme verteilt. Ein innovatives KWK-System ist eine Kombination von KWK-Anlage, Gaskessel und PtH-Anlage, um aus dem Markt scheidende KWK-fähige Kraftwerke zu ersetzen. Die verbleibende PtH-Leistung wird in Gesamtdeutschland auf Standorte mit in Betrieb befindlichen Kraftwerken und Heizwerken mit Wärmeauskopplung in Fernwärme- oder Industrienetzen verteilt.

7 Gesetzlich nach Netzausbaugebietsverordnung (NAGV) und §§ 36c und 88b EEG 2017 festgelegtes Gebiet mit Obergrenze der bezuschlagbaren Leistung von Windenergieanlagen, umfasst derzeit Schleswig-Holstein, Hamburg, Bremen sowie Teile von Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern.

Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse der Regionalisierung der PtH-Anlagen. PtH kommt in den Stunden zur Anwendung, in denen ein niedriger Strompreis zu einer kostengünstigeren Wärmeerzeugung im Vergleich zu Gasboilern oder KWK-Anlagen führt und im Wärmenetz ein entsprechender Wärmebedarf gegeben ist.

Abbildung 14: Angenommene regionale Verteilung von Power-to-Heat-Anlagen in Deutschland



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

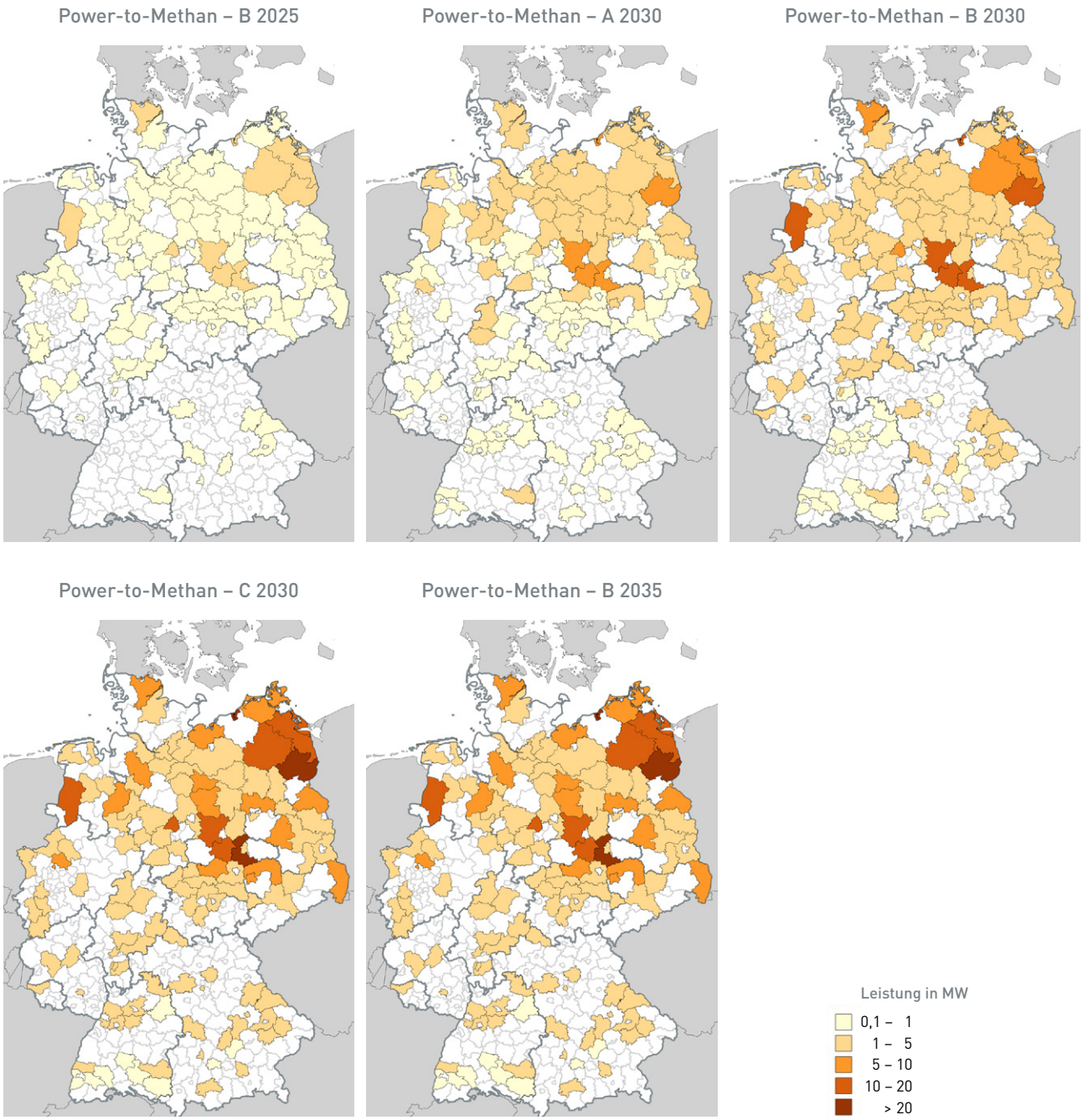
Power-to-Gas

Die räumliche Verteilung der PtG-Anlagen wird anhand der bereits im Szenariorahmen-Entwurf vorgeschlagenen Methodik vorgenommen. Diese basiert auf einer gemeinsamen Studie der ÜNB mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. Bei PtG erfolgt eine im Vergleich zum NEP 2030 (2017) differenzierte Betrachtung von Power-to-Methan ($PtCH_4$) und Power-to-Wasserstoff (PtH_2).

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_2-Potenzials durch Biomethananlagen in Deutschland. Hierdurch ergibt sich eine Verteilung über eine Vielzahl von Landkreise, jedoch mit Schwerpunkt in Norddeutschland. Abbildung 15 zeigt die Ergebnisse der Regionalisierung für Power-to-Methan.

Abbildung 15: Angenommene regionale Verteilung von Power-to-Methan-Anlagen in Deutschland



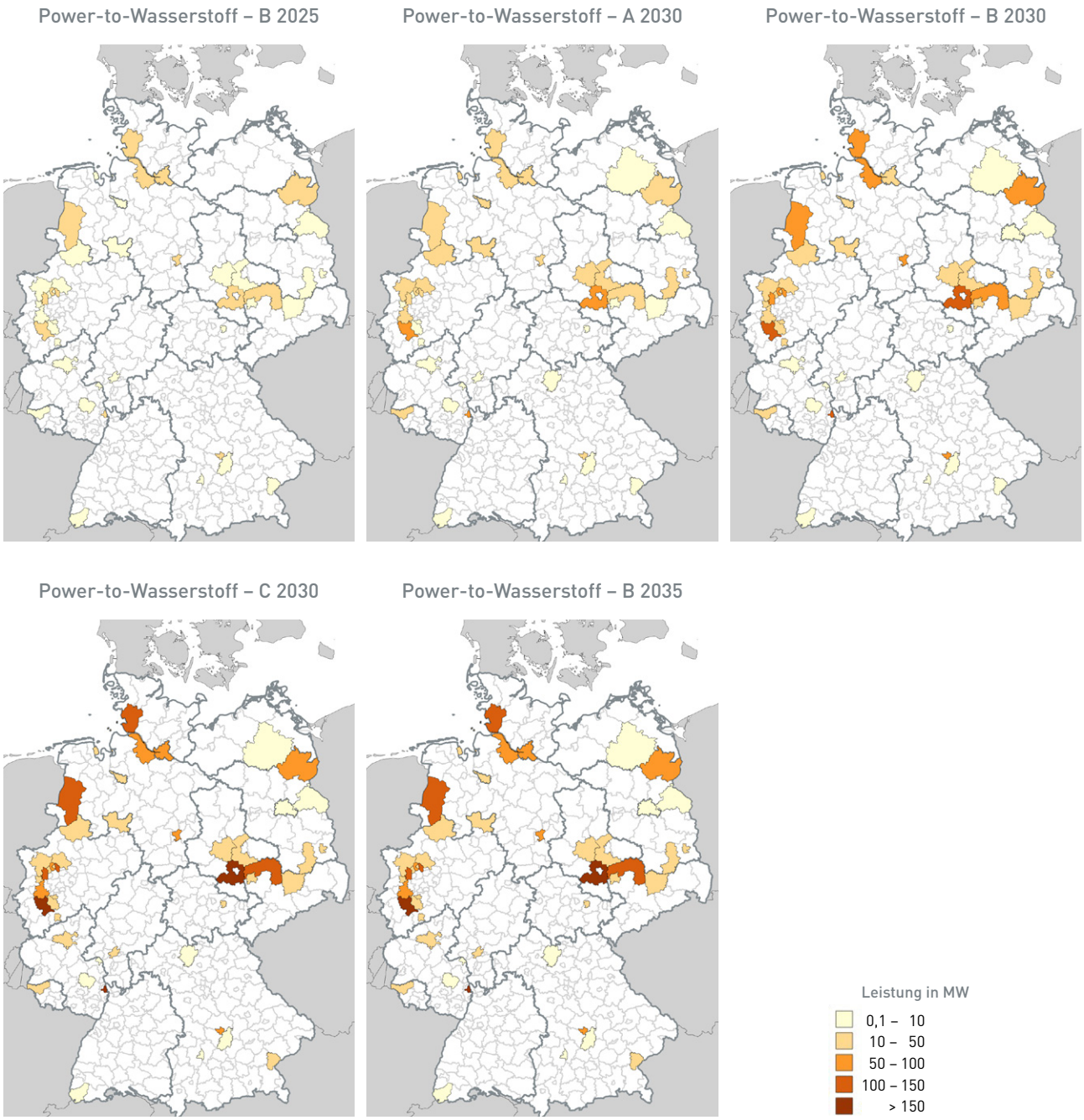
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Power-to-Methan-Anlagen werden so betrieben, dass sie Methan erzeugen, wenn die Produktionskosten unter dem Marktpreis von konventionellem Erdgas liegen.

Power-to-Wasserstoff

Die räumliche Verteilung von Power-to-Wasserstoff-Anlagen erfolgt anhand der Standorte und des anteiligen regionalen Wasserstoffbedarfs der Hauptnachfrageindustrien zur Herstellung von Ammoniak, Methanol, Mineralöl (Raffinerien) und Stahl. Dieser Ansatz führt zu einer räumlich fokussierten Verteilung der Power-to-Wasserstoff-Anlagen auf wenige Landkreise mit Schwerpunkt im Norden und der Mitte Deutschlands, siehe Abbildung 16.

Abbildung 16: Angenommene regionale Verteilung von Power-to-Wasserstoff-Anlagen in Deutschland



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens orientiert sich der Einsatz dieser Anlagen nicht am Strompreis, sondern unmittelbar an der aktuellen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und trägt durch die damit gegebene CO_2-neutrale Wasserstofferzeugung dazu bei, den CO_2-Ausstoß der Industrie zu reduzieren.

Demand Side Management – Nachfragesteuerung

Die räumliche Verteilung von DSM erfolgt anhand des Stromverbrauchs in den Sektoren Industrie sowie GHD auf Ebene der Landkreise. Im Industriesektor wird der als flexibel angenommene Teil der Stromnachfrage im Zusammenhang mit der Produktion von Aluminium (Primäralu), Chlor (Membran und Quecksilber), Papier (Holzstoff und Sekundärfaser), Stahl (Lichtbogenofen) und Zement (Mühlen) als abschaltbares Lastpotenzial berücksichtigt. Im GHD-Sektor werden die Stromnachfrage von Klimatisierungsanwendungen sowie Nachtspeicher- und Direktheizungen als verschiebbares Lastpotenzial modelliert. Die Datengrundlage für die Regionalisierung der DSM-Potenziale stammt aus dem Begleitgutachten „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile", das in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung im Rahmen des NEP 2030 (2017) erstellt wurde und unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUR abrufbar ist.

Die Höhe der angenommenen Abschalt- und Verschiebepotenziale ist in Tabelle 7 aufgeführt.

Tabelle 7: Angenommene Potenziale zur Abschaltung- und Verschiebung von Stromnachfrage

DSM installiert [GW]	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
Industrie	1,4	0,9	1,8	2,7	2,3
GHD	1,6	1,1	2,2	3,3	2,7
Summe	**3,0**	**2,0**	**4,0**	**6,0**	**5,0**

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Detaillierte Informationen zur DSM-Modellierung finden sich im Entwurf des Szenariorahmens zum NEP 2030 (2019).

Eigenbedarfsoptimierung Haushalte

Die regionale Verteilung des gekoppelten Einsatzes von Photovoltaikanlagen und Heimspeichern zur Eigenbedarfsoptimierung der Haushaltsnachfrage ergibt sich unmittelbar aus den Standorten der PV-Aufdachanlagen sowie der daraus abgeleiteten Regionalisierung der Kleinspeicher. Die deutschlandweit installierte Menge an Kleinspeichern wurde entsprechend des genehmigten Szenariorahmens berücksichtigt und liegt aufgrund nun progressiverer Ausbauziele für die Photovoltaik und einer unterstellten Kostendegression insgesamt auf einem höheren Niveau als im NEP 2030 (2017).

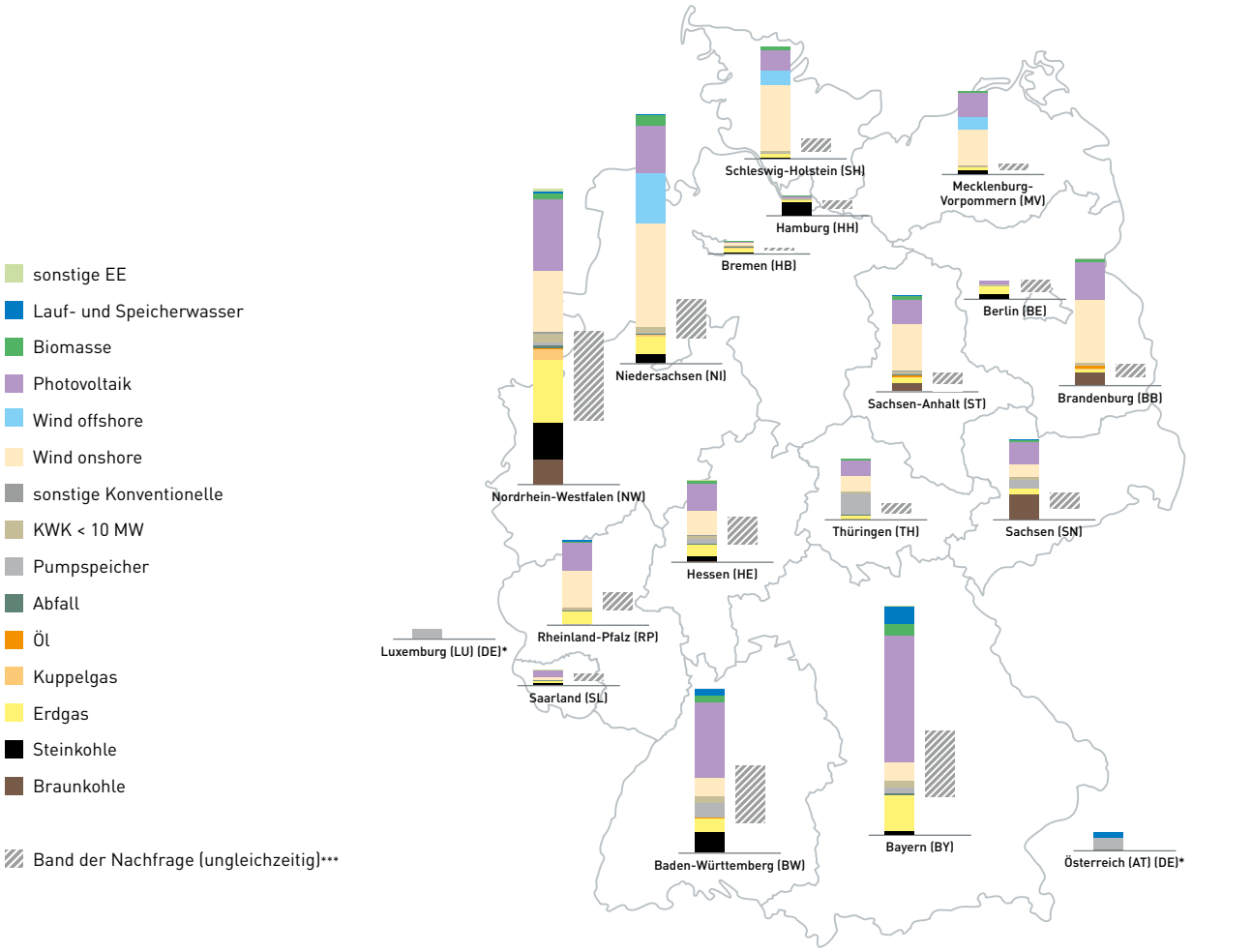
2.6 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten

Die folgenden Kartenabbildungen und Tabellen zeigen die Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten des Szenariorahmens je Bundesland und Szenario. Neben den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen sind auch die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte der Stromnachfrage[8] sowie die installierten Leistungen der nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen (PtG, PtH, DSM) angegeben.

Da die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien im Zuge der Datenaufbereitung der elektrischen Netztopologie zugeordnet werden, beziehen sich die angegebenen Bundeslandwerte in den Abbildungen 17 bis 21 auf die elektrischen Standorte der jeweiligen Umspannwerke. Bei Betrachtung der geografischen Anlagenstandorte können sich leicht abweichende Werte je Bundesland ergeben.

8 Stromnachfrage vor marktgetriebenem Einsatz von DSM und Power-to-X-Anwendungen. Es ist zu beachten, dass die Minima und Maxima je Bundesland nicht zwangsläufig zeitgleich in jedem Bundesland auftreten, somit kann insbesondere der Maximalwert für Deutschland nicht aus der Summe der Einzelwerte ermittelt werden.

Abbildung 17: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2025

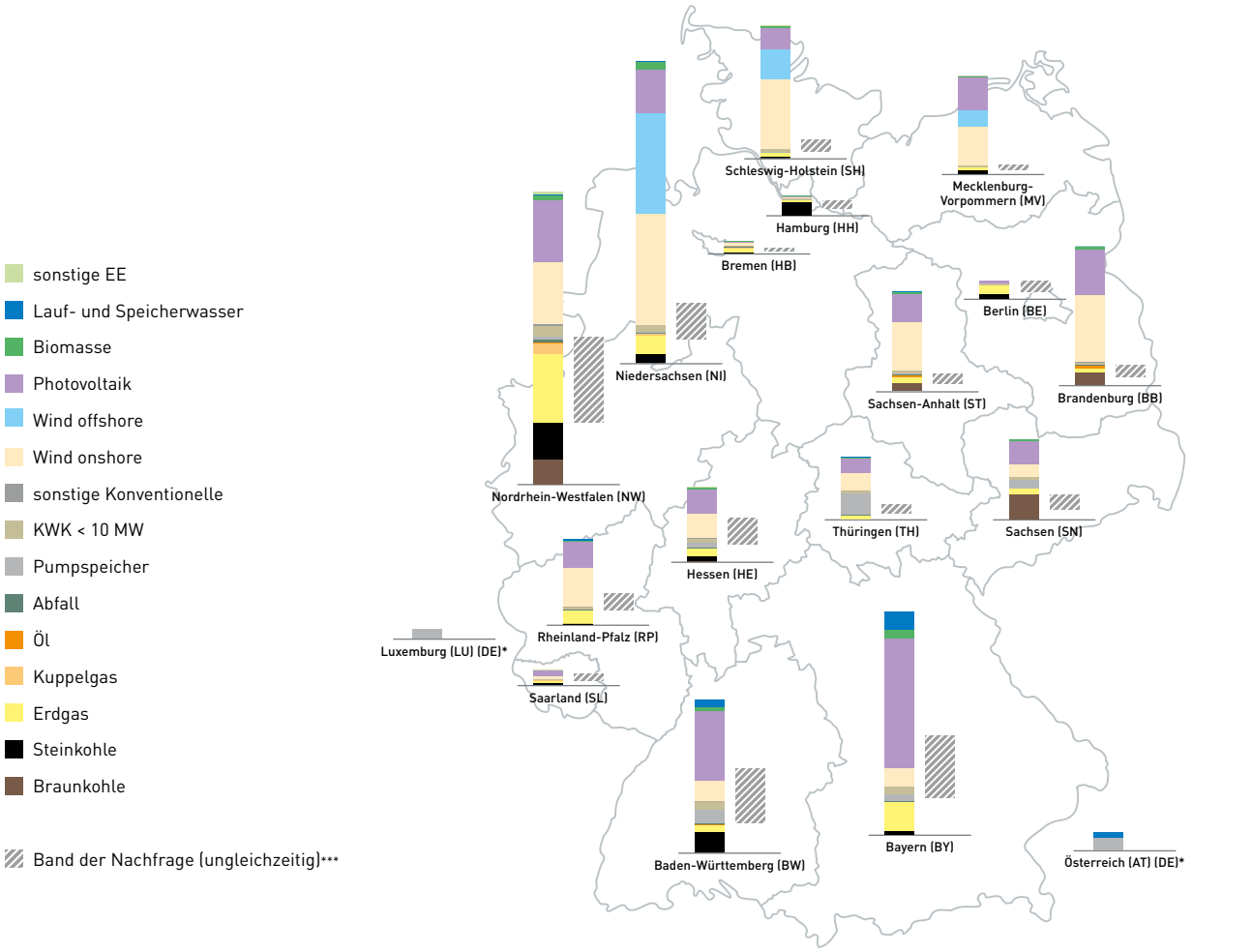


B 2025 (in GW)	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	Pump-speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Lauf- und Speicher-wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PtG	PtH
BW	0,0	2,8	1,9	0,0	0,1	0,1	1,9	1,0	0,0	2,6	0,0	10,4	0,8	1,0	0,0	4,1 – 11,9	0,3	0,0	0,5
BY	0,0	0,5	4,9	0,0	0,0	0,2	0,8	0,9	0,0	2,6	0,0	17,5	1,5	2,4	0,1	5,1 – 14,2	0,4	0,0	0,5
BE	0,0	0,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,5	0,1	0,0	0,2
BB	1,6	0,0	0,5	0,1	0,3	0,1	0,0	0,3	0,0	8,7	0,0	5,1	0,5	0,0	0,0	1,1 – 2,9	0,1	0,0	0,1
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,2
HH	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0	0,9 – 2,0	0,1	0,0	0,2
HE	0,0	0,7	1,6	0,0	0,0	0,1	0,6	0,5	0,0	3,3	0,0	3,8	0,3	0,1	0,0	2,4 – 6,2	0,2	0,0	0,1
MV	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	5,0	1,8	3,2	0,3	0,0	0,0	0,5 – 1,3	0,0	0,0	0,4
NI	0,0	1,2	2,4	0,3	0,0	0,1	0,2	0,7	0,0	14,3	6,9	6,6	1,4	0,1	0,0	3,4 – 8,7	0,4	0,1	0,8
NW	3,3	5,0	8,8	1,3	0,2	0,5	0,3	1,3	0,2	8,4	0,0	9,8	0,9	0,2	0,4	8,7 – 21,1	0,8	0,1	1,3
RP	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	5,2	0,0	3,8	0,2	0,2	0,0	2,0 – 4,4	0,2	0,0	0,1
SL	0,0	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,9	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,5	0,1	0,0	0,1
SN	3,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	1,1	0,4	0,0	1,8	0,0	3,1	0,3	0,1	0,0	1,4 – 3,6	0,1	0,0	0,1
ST	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,3	0,0	6,4	0,0	3,4	0,5	0,0	0,0	1,0 – 2,5	0,1	0,1	0,1
SH	0,0	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	9,0	2,1	2,8	0,5	0,0	0,0	0,9 – 2,7	0,1	0,0	1,0
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	2,2	0,0	2,0	0,3	0,0	0,0	0,8 – 2,2	0,1	0,0	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	**9,4**	**13,5**	**26,5**	**2,0**	**0,9**	**1,7**	**11,0**	**6,8**	**0,4**	**70,5**	**10,8**	**73,3**	**7,6**	**5,1**	**0,6**	**34,4 – 88,2**	**3,0**	**0,5**	**5,8**

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
*** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 18: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2030

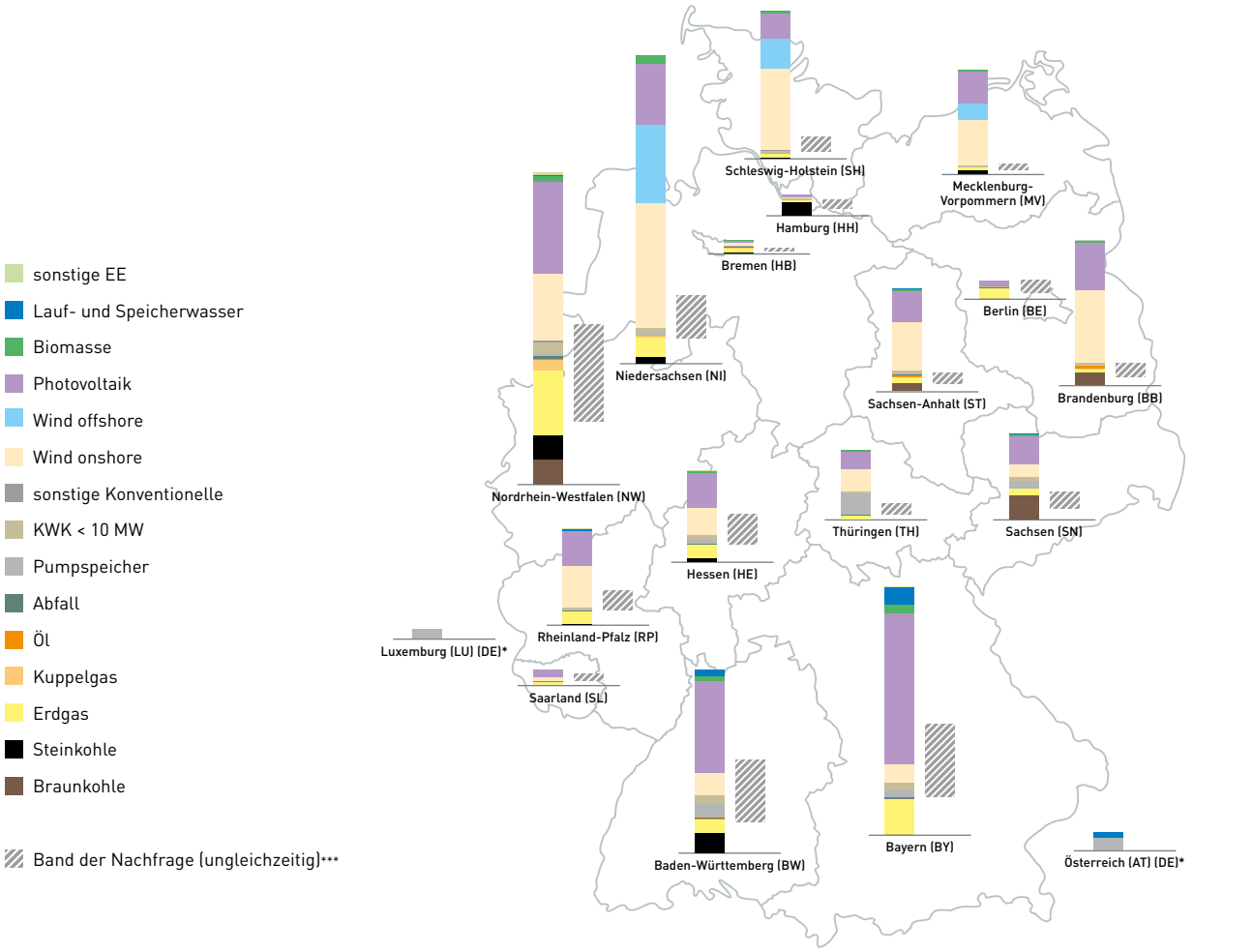


A 2030 (in GW)	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	Pump-speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Lauf- und Speicher-wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PtG	PtH
BW	0,0	2,8	1,0	0,0	0,1	0,1	1,9	1,1	0,0	2,8	0,0	9,6	0,7	1,0	0,0	4,0 – 11,5	0,2	0,0	0,2
BY	0,0	0,5	3,9	0,0	0,0	0,2	0,8	1,1	0,0	2,6	0,0	17,9	1,2	2,4	0,1	5,0 – 13,6	0,3	0,1	0,1
BE	0,0	0,7	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,8 – 2,4	0,0	0,0	0,1
BB	1,6	0,0	0,6	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	9,3	0,0	6,3	0,4	0,0	0,0	1,1 – 2,7	0,1	0,1	0,0
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,2
HH	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,0	0,1	0,0	0,2
HE	0,0	0,7	1,0	0,0	0,0	0,1	0,6	0,6	0,0	3,4	0,0	3,3	0,2	0,1	0,0	2,3 – 5,9	0,1	0,0	0,0
MV	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	5,4	2,2	4,5	0,3	0,0	0,0	0,4 – 1,2	0,0	0,0	0,3
NI	0,0	1,2	2,6	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	15,4	13,8	5,9	1,1	0,1	0,0	3,3 – 8,3	0,2	0,2	0,5
NW	3,3	5,0	9,5	1,3	0,2	0,5	0,3	1,5	0,2	8,6	0,0	8,5	0,7	0,2	0,4	8,5 – 20,2	0,6	0,3	0,0
RP	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	5,3	0,0	3,7	0,1	0,2	0,0	1,9 – 4,2	0,1	0,1	0,0
SL	0,0	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,5	0,0	0,0	0,0
SN	3,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	1,8	0,0	3,1	0,3	0,1	0,0	1,4 – 3,4	0,1	0,1	0,0
ST	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,4	0,0	6,6	0,0	3,8	0,4	0,0	0,0	1,0 – 2,3	0,1	0,1	0,0
SH	0,0	0,1	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	9,6	4,0	2,9	0,4	0,0	0,0	0,8 – 2,6	0,1	0,1	0,7
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	2,4	0,0	2,0	0,2	0,0	0,0	0,7 – 2,0	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	**9,4**	**13,5**	**25,5**	**2,0**	**0,9**	**1,7**	**11,0**	**8,3**	**0,4**	**74,3**	**20,0**	**72,9**	**6,0**	**5,1**	**0,6**	**33,5 – 84,4**	**2,0**	**1,0**	**2,5**

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
*** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 19: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2030

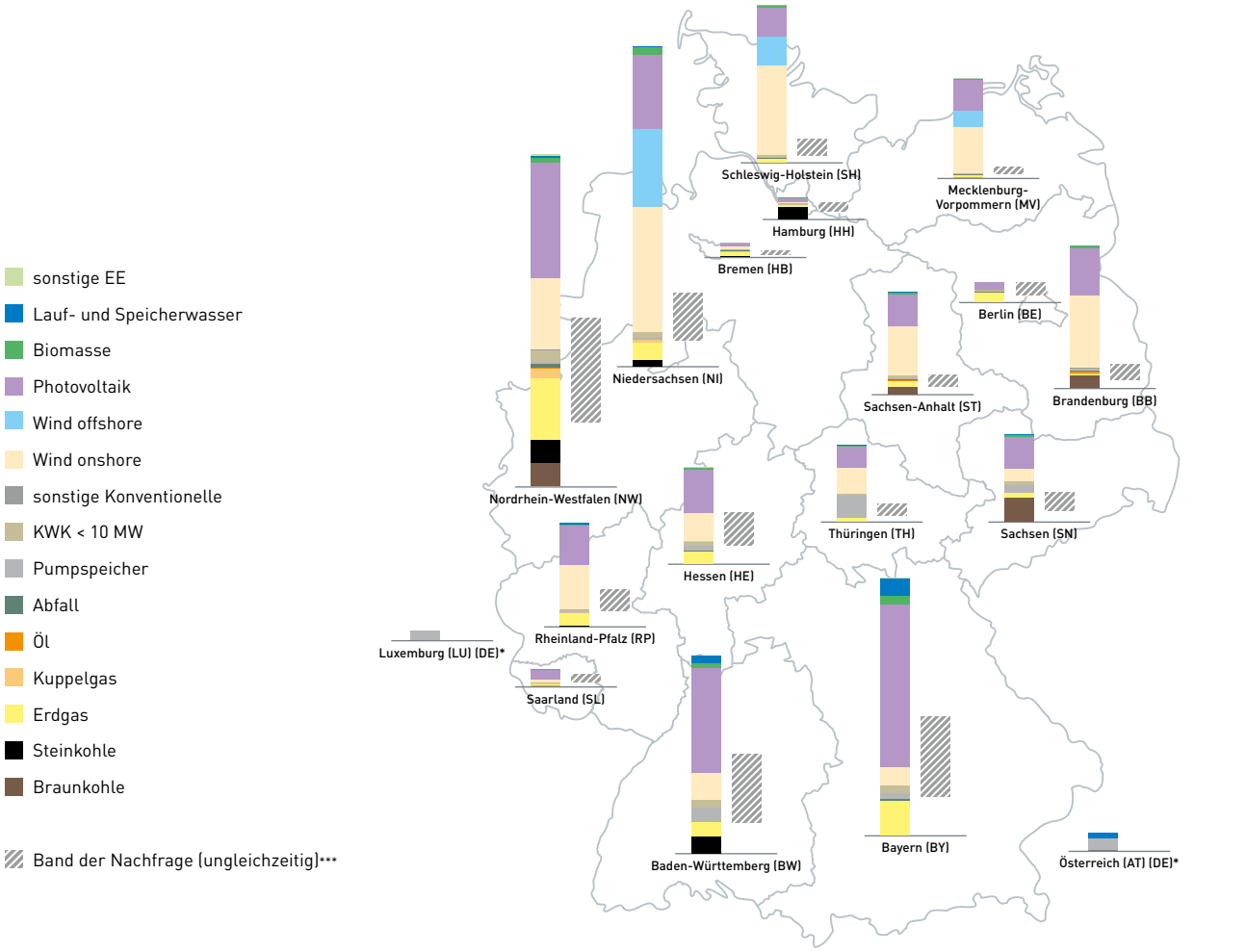


B 2030 (in GW)	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	Pump-speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Lauf- und Speicher-wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PtG	PtH
BW	0,0	2,7	1,9	0,0	0,1	0,1	1,9	1,1	0,0	3,2	0,0	12,5	0,7	1,0	0,0	4,1 – 12,8	0,4	0,0	0,8
BY	0,0	0,0	4,9	0,0	0,0	0,2	0,8	1,1	0,0	2,6	0,0	20,7	1,2	2,4	0,1	5,2 – 15,2	0,5	0,1	0,8
BE	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,6	0,1	0,0	0,6
BB	1,6	0,0	0,5	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	10,0	0,0	6,5	0,4	0,0	0,0	1,1 – 3,0	0,1	0,1	0,2
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,3
HH	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,1	0,1	0,0	0,3
HE	0,0	0,5	1,8	0,0	0,0	0,1	0,6	0,6	0,0	3,6	0,0	4,9	0,2	0,1	0,0	2,4 – 6,6	0,2	0,0	0,4
MV	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	6,3	2,3	4,4	0,3	0,0	0,0	0,5 – 1,4	0,0	0,1	0,5
NI	0,0	0,9	2,6	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	17,1	10,8	8,4	1,1	0,1	0,0	3,4 – 9,3	0,5	0,3	1,1
NW	3,3	3,3	9,0	1,3	0,2	0,5	0,3	1,5	0,2	9,2	0,0	12,7	0,7	0,2	0,4	8,6 – 22,0	1,1	0,6	2,0
RP	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	5,7	0,0	4,8	0,1	0,2	0,0	2,0 – 4,7	0,2	0,1	0,2
SL	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	1,1	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,6	0,1	0,0	0,2
SN	3,3	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	1,8	0,0	3,8	0,3	0,1	0,0	1,4 – 3,7	0,1	0,1	0,3
ST	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,4	0,0	6,7	0,0	4,2	0,4	0,0	0,0	1,0 – 2,6	0,1	0,2	0,2
SH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	11,3	4,0	3,6	0,4	0,0	0,0	0,9 – 3,0	0,1	0,1	1,1
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	3,0	0,0	2,5	0,2	0,0	0,0	0,7 – 2,2	0,1	0,0	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	**9,3**	**9,8**	**27,8**	**2,0**	**0,9**	**1,7**	**11,0**	**8,3**	**0,3**	**81,5**	**17,0**	**91,3**	**6,0**	**5,1**	**0,6**	**34,2 – 93,2**	**4,0**	**2,0**	**9,1**

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
*** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 20: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2030

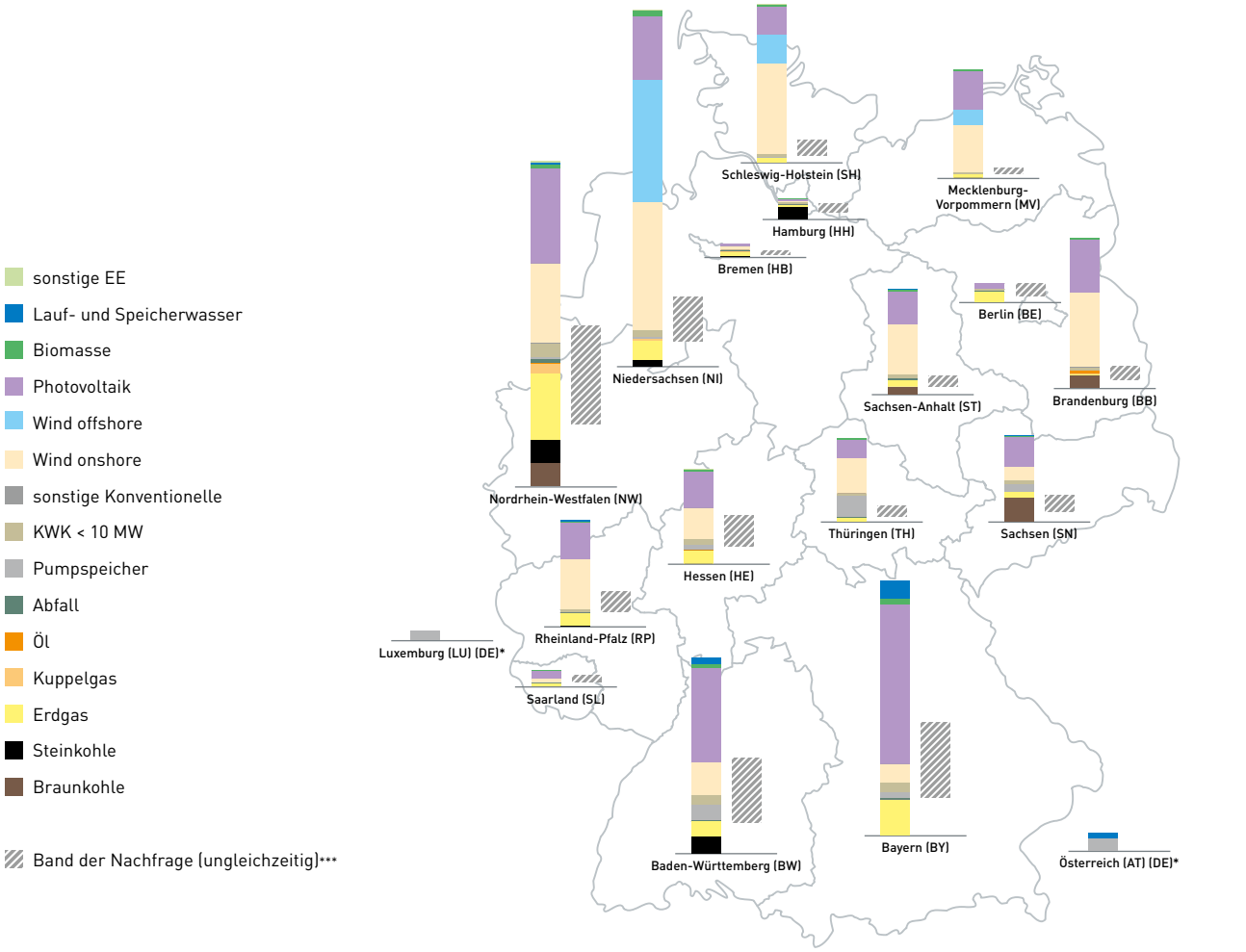


C 2030 (in GW)	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	Pump-speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Lauf- und Speicher-wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PtG	PtH
BW	0,0	2,3	1,9	0,0	0,0	0,1	1,9	1,1	0,0	3,7	0,0	14,6	0,7	1,0	0,0	4,2 – 13,8	0,7	0,0	1,5
BY	0,0	0,0	4,7	0,0	0,0	0,2	0,8	1,1	0,0	2,6	0,0	22,4	1,2	2,4	0,1	5,3 – 16,4	0,8	0,2	1,6
BE	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,7	0,1	0,0	1,0
BB	1,6	0,0	0,2	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	10,1	0,0	6,5	0,4	0,0	0,0	1,1 – 3,3	0,2	0,2	0,5
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,9	0,1	0,0	0,3
HH	0,0	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,2	0,2	0,1	0,5
HE	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,6	0,6	0,0	3,9	0,0	6,0	0,2	0,1	0,0	2,5 – 7,1	0,4	0,0	0,8
MV	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	6,4	2,2	4,2	0,3	0,0	0,0	0,5 – 1,5	0,0	0,1	0,7
NI	0,0	0,9	2,4	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	17,3	10,8	10,2	1,1	0,1	0,0	3,5 – 10,1	0,7	0,5	1,6
NW	3,2	3,3	8,4	1,3	0,1	0,5	0,3	1,5	0,2	9,8	0,0	16,0	0,7	0,2	0,4	8,9 – 23,3	1,7	0,9	3,9
RP	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	6,1	0,0	5,6	0,1	0,2	0,0	2,0 – 5,1	0,4	0,2	0,5
SL	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	1,3	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,6	0,1	0,0	0,3
SN	3,3	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	1,8	0,0	4,4	0,3	0,1	0,0	1,4 – 4,0	0,2	0,2	0,6
ST	1,0	0,0	0,8	0,0	0,1	0,2	0,1	0,4	0,0	6,7	0,0	4,4	0,4	0,0	0,0	1,0 – 2,7	0,2	0,4	0,6
SH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	12,3	4,0	4,0	0,4	0,0	0,0	0,9 – 3,3	0,2	0,2	1,4
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	3,7	0,0	2,8	0,2	0,0	0,0	0,7 – 2,4	0,1	0,0	0,3
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	**9,0**	**8,1**	**26,0**	**2,0**	**0,5**	**1,7**	**11,0**	**8,3**	**0,3**	**85,5**	**17,0**	**104,5**	**6,0**	**5,1**	**0,6**	**35,1 – 100,2**	**6,0**	**3,0**	**16,1**

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
*** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 21: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035



B 2035 (in GW)	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	Pump-speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Lauf- und Speicher-wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage	zusätzliche Verbraucher		
																	DSM	PtG	PtH
BW	0,0	2,3	2,1	0,0	0,0	0,1	2,1	1,3	0,0	4,6	0,0	13,0	0,5	1,0	0,0	4,1 – 13,1	0,6	0,0	1,1
BY	0,0	0,0	4,9	0,0	0,0	0,2	0,8	1,3	0,0	2,6	0,0	22,0	0,9	2,4	0,1	5,2 – 15,6	0,7	0,2	1,2
BE	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8 – 2,6	0,1	0,0	0,8
BB	1,6	0,0	0,3	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	10,3	0,0	7,4	0,3	0,0	0,0	1,1 – 3,1	0,2	0,2	0,4
HB	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,1	0,0	0,3
HH	0,0	1,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,1	0,2	0,1	0,4
HE	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,6	0,7	0,0	4,4	0,0	5,1	0,2	0,1	0,0	2,4 – 6,7	0,3	0,0	0,6
MV	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	6,5	2,2	5,3	0,2	0,0	0,0	0,4 – 1,3	0,0	0,1	0,6
NI	0,0	0,9	2,6	0,3	0,0	0,1	0,2	1,0	0,0	17,6	17,0	8,7	0,9	0,1	0,0	3,4 – 9,5	0,6	0,5	1,3
NW	3,2	3,3	9,1	1,3	0,1	0,5	0,3	1,8	0,2	11,0	0,0	13,1	0,5	0,2	0,4	8,6 – 22,2	1,4	0,9	2,8
RP	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	6,9	0,0	5,1	0,1	0,2	0,0	2,0 – 4,8	0,3	0,2	0,4
SL	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	1,2	0,0	0,0	0,1	0,5 – 1,6	0,1	0,0	0,2
SN	3,3	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,1	0,6	0,0	1,8	0,0	4,1	0,2	0,1	0,0	1,4 – 3,7	0,2	0,2	0,5
ST	1,0	0,0	0,9	0,0	0,1	0,2	0,1	0,5	0,0	6,8	0,0	4,6	0,3	0,0	0,0	0,9 – 2,5	0,2	0,4	0,5
SH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,1	12,5	4,0	3,9	0,3	0,0	0,0	0,9 – 3,1	0,2	0,2	1,3
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,4	0,0	4,8	0,0	2,6	0,2	0,0	0,0	0,7 – 2,2	0,1	0,0	0,2
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0 – 0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	**9,0**	**8,1**	**28,0**	**2,0**	**0,5**	**1,7**	**11,3**	**9,8**	**0,3**	**90,8**	**23,2**	**97,4**	**4,6**	**5,1**	**0,6**	**33,9 – 94,8**	**5,0**	**3,0**	**12,6**

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
*** Das Band der Nachfrage umfasst den klassischen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, Elektromobilität und VNB-Verluste ohne Einsatz von DSM, Power-to-Gas / -Heat.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildungen 17 bis 21 verdeutlichen, dass unter den getroffenen Modellannahmen Windenergieanlagen weiterhin schwerpunktmäßig im Norden und Osten Deutschlands installiert sind, während sich der Bestand an Photovoltaikanlagen auch zukünftig auf den Süden Deutschlands konzentriert. Die regionale Verteilung der weiteren erneuerbaren Energien (Biomasse, Wasserkraft, sonstige EE) und kleinen dezentralen KWK-Anlagen orientiert sich im Wesentlichen an den Standorten der heutigen Bestandsanlagen. Kohlekraftwerke stehen aufgrund von Standortrestriktionen (u. a. Tagebaue und Transportwege) sowie der heutigen Struktur des Kraftwerksparks hauptsächlich im Westen, Osten und Süden Deutschlands, während sich Erdgaskraftwerke homogener über das Gebiet der Bundesrepublik verteilen. Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftwerke speisen aufgrund der topologischen Voraussetzungen (u. a. ausreichender Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterbecken) im Süden und Südosten Deutschlands ein. Das Band der jeweiligen Stromnachfrage zeigt auf, dass der Bezug elektrischer Energie im Jahresverlauf eine hohe Schwankungsbreite aufweist und hohe Lasten vor allem im Süden und Westen Deutschlands auftreten.

2.7 Nachbildung des Auslands

Das dritte Energiebinnenmarktpaket der Europäischen Union (EC 714/2009), das am 03.03.2011 in Kraft trat, hat die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes als Ziel. Dies soll insbesondere durch eine weitergehende Verstärkung der transeuropäischen Verbindungen und der Energieinfrastrukturen, sowohl innerhalb der Mitgliedstaaten als auch zwischen ihnen, erreicht werden. Darüber hinaus fanden während der Berechnungen für den vorliegenden NEP auf europäischer Ebene Verhandlungen über das von der EU-Kommission vorgeschlagene Clean Energy for all Europeans Package (CEP) statt, welche im Dezember 2018 ihren vorläufigen Abschluss fanden. 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. Die europäische Dimension ist somit eine zentrale Eingangsgröße für die Marktsimulation, da Verschiebungen im ausländischen Kraftwerkspark Veränderungen in den Ergebnissen der Marktsimulation nach sich ziehen.

Zentrale Grundlage für die Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark, der installierten Leistung und Einspeisung erneuerbarer Energien und der Lastgänge im Ausland sind die Daten des von ENTSO-E herausgegebenem TYNDP 2018. In diesem werden insgesamt drei Szenarien für die zukünftige Entwicklung des europäischen Stromsystems bis 2030 betrachtet. Vor dem Hintergrund einer beschleunigten Energiewende in allen Szenarien wird für die Bestimmung der Last- und Kraftwerksdaten aller Szenarien des vorliegenden NEP das TNYDP 2018-Szenario „Sustainable Transition“ genutzt, da dieses am besten den europäischen Kontext der im NEP untersuchten Szenarien widerspiegelt. Die Nutzung eines einzigen europäischen Szenarios ermöglicht darüber hinaus eine bessere Analyse der Szenariovariationen in Deutschland.

Die Erzeugungskapazitäten des konventionellen Kraftwerkparks sind im TYNDP aggregiert pro Land und Energieträger angegeben. Für die Markt- und Netzmodellierung sind jedoch blockscharfe Kraftwerksangaben notwendig. Neben den Angaben im TYNDP werden daher auch Informationen über den heutigen Kraftwerksbestand sowie Angaben über geplante In- und Außerbetriebnahmen herangezogen. Diese Daten werden von den vier ÜNB in einer gemeinsamen Datenbank gesammelt und laufend aktualisiert sowie geeignet an die Mantelzahlen des TYNDP angepasst.

In den vergangenen Netzwentwicklungsplänen wurden zur Bestimmung der Handelskapazitäten zwischen Marktgebieten sogenannte Net Transfer Capacities (NTC) auf Basis des europäischen TYNDP berücksichtigt. In der Marktsimulation durfte die gehandelte Strommenge zwischen zwei Marktgebieten die vorgegeben NTC zu keinem Zeitpunkt übersteigen. Die Genehmigung des Szenariorahmens sieht nun erstmals die Anwendung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung (Flow-Based Market Coupling – FBMC) an allen Grenzen Deutschlands zu den Nachbarländern vor.

Diese neue Vorgehensweise basiert auf der Tatsache, dass bereits an den meisten Grenzen FBMC zum Einsatz kommt bzw. in den nächsten Jahren zum Einsatz kommen soll. Der wesentliche Unterschied zu der Verwendung von NTC besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sog. „kritischen Zweigen" vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch den Handel besonders stark belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse auf diesen Leitungen dürfen die vorgegebenen Kapazitätswerte (Remaining Available Margin – RAM) nicht übersteigen.

Zur Bestimmung des RAM einer Leitung wird wie in der Genehmigung des Szenariorahmens von der BNetzA vorgegeben davon ausgegangen, dass zukünftig mindestens 75 % der Leitungskapazität dem Handel zur Verfügung gestellt werden müssen. In der Marktsimulation wird daher die für den Handel zur Verfügung stehende Leitungskapazität für AC-Leitungen auf 75 % und für DC-Leitungen auf 100 % gesetzt, da bei letzteren keine handelsunabhängigen Ringflüsse auftreten. Im Sinne eines bedarfsgerechten Netzausbaus werden als kritische Zweige im FBMC keine Engpässe innerhalb der Marktgebiete, sondern ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) berücksichtigt.

Neben den RAMs der kritischen Zweige muss zusätzlich ermittelt werden, wie sich der handelsseitige Austausch von Strom zwischen zwei Marktgebieten auf den Leistungsfluss auf einer Leitung auswirkt. Dazu werden zwei Eingangsgrößen benötigt: Die Power-Transfer-Distribution-Factors (PTDF), welche angeben wie sich der Leistungsfluss auf einer Leitung aufgrund von Änderungen der knotenscharfen Netzeinspeisungen ändert, sowie der Generation Shift Key (GSK), welcher angibt wie sich die knotenscharfen Netzeinspeisungen durch eine Änderung der Handelsbilanz eines Marktgebietes ändern.

Grundsätzlich sind die GSKs abhängig davon, welche Kraftwerke ins Netz einspeisen. Sie können daher in jeder Stunde, insbesondere bei einem steigenden Anteil von wetterabhängiger Stromerzeugung, unterschiedlich sein. Zur Bestimmung des GSK wird auf Basis der Eingangsdaten für jede Stunde der zu erwartende Kraftwerkseinsatz in Deutschland bestimmt. Mittellastkraftwerke (Braunkohle, Steinkohle und effiziente Erdgaskraftwerke) werden immer im GSK berücksichtigt. In Stunden mit (relativ) geringer Residuallast werden daneben auch flexible Kraftwerke mit geringen Grenzkosten (Abfallkraftwerke und marktbasierte Biomassekraftwerke), in Stunden mit (relativ) hoher Residuallast Kraftwerke mit hohen Grenzkosten (Erdgaskraftwerke mit geringen Wirkungsgraden und Mineralölkraftwerke) berücksichtigt. Im Ausland werden vereinfacht alle regelbaren Kraftwerke im GSK berücksichtigt. Außerdem werden bei der Erstellung des GSK die Verfügbarkeiten von Kraftwerken sowie deren Must-Run-Einspeisung berücksichtigt.

Die PTDFs sind im Wesentlichen von der Netztopologie abhängig. Entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens wird zur Ermittlung der PTDFs als Ausgangsnetz das Netz mit allen Maßnahmen nach dem Bundesbedarfsplangesetz zuzüglich der Interkonnektoren aus dem Szenariorahmen herangezogen. In den PTDFs wird das (n-1)-Kriterium berücksichtigt, indem für jede Leitung auch der Leistungsfluss beim für die jeweilige Leitung kritischsten Ausfall einer zweiten Leitung bestimmt wird. Neben der grundlegenden Netztopologie haben auch lastflusssteuernde Betriebsmittel wie Phasenschieber (PST) und HGÜ-Leitungen Einfluss auf die Belastung eines Interkonnektors. Für die Marktmodellierung wird jedoch angenommen, dass diese nicht zur Maximierung des marktgebietsübergreifenden Handels genutzt werden können. So wird der Einsatz von PST erst in den anschließenden Netzberechnungen mit dem Ziel einer Vermeidung von Netzüberlastungen optimiert.

FBMC wird entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA an allen AC-Leitungen zwischen Deutschland und den Anrainerstaaten angewandt. Zusätzlich werden auch die Grenzen zwischen diesen Marktgebieten sowie die entsprechenden Grenzen von Ungarn, Slowenien und der Slowakei im FBMC berücksichtigt. Zwischen allen anderen Marktgebieten wird weiterhin das NTC-Verfahren mit bilateralen Handelskapazitäten aus dem TYNDP 2018 genutzt, da die zur Berücksichtigung des CEP bzw. einer lastflussbasierten Kapazitätsermittlung erforderlichen Daten nicht hinreichend genau verfügbar sind.

Weiterführende Dokumente und Links

- Dokumente zum Szenariorahmen 2030 (2019): www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/345
- Information der BNetzA zum Szenariorahmen 2030 (2019): www.netzausbau.de
- Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung“: www.netzentwicklungsplan.de/ZUb
- BMU: „Klimaschutzplan 2050“: www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/
- Umweltbundesamt: „CO_2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe“: www.umweltbundesamt.de/publikationen/co2-emissionsfaktoren-fuer-fossile-brennstoffe
- Information zum WEO 2017 der IEA: www.iea.org/weo2017/
- Begleitstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien“: www.netzentwicklungsplan.de/ZUE
- Studie des BMWi: "Moderne Verteilernetze für Deutschland“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html
- Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Power-to-X – Ermittlung des Potenzials von PtX-Anwendungen für die Netzplanung der deutschen ÜNB“: www.netzentwicklungsplan.de/ZUa
- Begleitgutachten des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung „Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile“: www.netzentwicklungsplan.de/ZUR
- Information zum TYNDP 2018 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu
- Information zum Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber: www.fnb-gas.de/