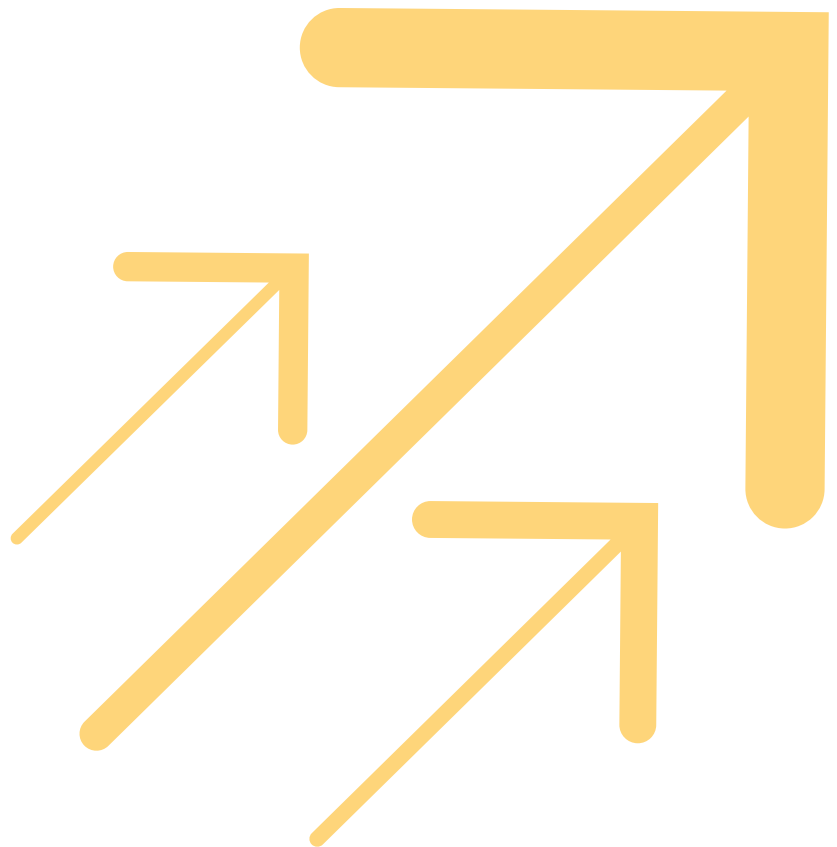


2 SZENARIORAHMEN AUSFÜHRLICHE FASSUNG



INHALTSVERZEICHNIS

Abbildungsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis	4
2 Szenariorahmen ausführliche Fassung	5
2.1 Rahmendaten und Charakteristika der Szenarien zum NEP 2030	6
2.1.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien	6
2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung	7
2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse	11
2.3 Flexibilisierung von Kraftwerk-Einsatzbedingungen und der Umgang mit Nichtverfügbarkeiten	12
2.3.1 Einsatzrestriktionen (Must-Run und KWK) von Kraftwerken	12
2.3.2 Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken	15
2.4 Vorgaben zur Emissionsreduktion	18
2.5 Ermittlung der regionalen Verteilung, der Einspeisezeitreihen und der Spitzenkappung erneuerbarer Energien	20
2.5.1 Methodik zur Regionalisierung	20
2.5.2 Ergebnisse der Regionalisierung	21
2.5.3 Einspeisezeitreihen	29
2.5.4 Spitzenkappung	31
2.6 Stromnachfrage und Jahreshöchstlast in den genehmigten Szenarien	35
2.6.1 Methodik	35
2.6.2 Weitere Schritte in der Modellierung	36
2.6.2.1 Anpassung von Nachfrage und Last in Deutschland auf die Vorgaben der Genehmigung	37
2.6.2.2 Validierung der regionalisierten Stromverbrauchsmodellierung	39
2.6.2.3 Demand Side Management	39
2.6.2.4 Einsatz von Kleinspeichern und Eigenbedarfsoptimierung von Strom aus PV-Anlagen im Haushaltssektor	41
2.6.3 Ergebnisse der Modellierung	44
2.7 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten	57
2.8 Nachbildung des Auslands	64

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1/aF: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien	6
Abbildung 2/aF: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2030	8
Abbildung 3/aF: Must-Run-Erzeugung konventioneller Erzeugungsanlagen in Deutschland	13
Abbildung 4/aF: Schematische Darstellung saisonaler Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	16
Abbildung 5/aF: Schematische Verteilungsfunktion zur Bestimmung der Dauer einer Nichtverfügbarkeit	17
Abbildung 6/aF: CO ₂ -Limit auf Basis der Klimaschutzziele 2050	19
Abbildung 7/aF: Leistungsdichte Onshore-Windenergieanlagen je PLZ	23
Abbildung 8/aF: Leistungsdichte Photovoltaik je PLZ	25
Abbildung 9/aF: Schematische Darstellung der Verteilung von Wetterinformationen	30
Abbildung 10/aF: Wirkungsweise der Spitzenkappung an einem exemplarischen Netzknoten	32
Abbildung 11/aF: Ergebnisse der Spitzenkappung Wind nach Bundesländern	33
Abbildung 12/aF: Ergebnisse der Spitzenkappung Photovoltaik nach Bundesländern	34
Abbildung 13/aF: Vergleich der Lastzeitreihen ISI-Studie und deren Skalierung auf die Energiemenge gemäß Genehmigung für das Szenario B 2030	37
Abbildung 14/aF: Verwendete Lastzeitreihe in B 2030	38
Abbildung 15/aF: Funktionsprinzip der Lastabschaltung (links) und Lastverlagerung (rechts)	40
Abbildung 16/aF: Schematisches Funktionsprinzip der Eigenbedarfsoptimierung	43
Abbildung 17/aF: Veränderung der sektorübergreifenden Nettostromnachfrage je Bundesland	52
Abbildung 18/aF: Veränderung des Nettostromnachfrage je Landkreis	53
Abbildung 19/aF: Veränderung der zeitungleichen Jahreshöchstlasten je Bundesland	55
Abbildung 20/aF: Veränderung der zeitungleichen Jahreshöchstlasten je Landkreis	56
Abbildung 21/aF: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2030	58
Abbildung 22/aF: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2030	59
Abbildung 23/aF: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035	60
Abbildung 24/aF: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2030	61
Abbildung 25/aF: Entwicklung der installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035	62
Abbildung 26/aF: Entwicklung der installierten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035	63

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1/aF: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien	7
Tabelle 2/aF: Annahmen zu Brennstoff- und CO ₂ -Zertifikatspreisen	11
Tabelle 3/aF: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario A 2030	14
Tabelle 4/aF: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario B 2030	14
Tabelle 5/aF: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario B 2035	15
Tabelle 6/aF: Parameter für Kraftwerksnichtverfügbarkeitsbestimmung	17
Tabelle 7/aF: CO ₂ -Reduktionsziele ausgehend vom Referenzjahr 1990	18
Tabelle 8/aF: Emissionsobergrenzen für die Modellierung	20
Tabelle 9/aF: Installierte Leistungen Wind onshore je Bundesland	22
Tabelle 10/aF: Installierte Leistungen Photovoltaik je Bundesland	24
Tabelle 11/aF: Installierte Leistungen Biomasse je Bundesland	26
Tabelle 12/aF: Installierte Leistungen Wasserkraft je Bundesland	27
Tabelle 13/aF: Installierte Leistungen sonstige Erneuerbare je Bundesland	28
Tabelle 14/aF: Eingesenkte Einspeisemengen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik	32
Tabelle 15/aF: Vorgaben zur Modellierung des Stromnachfrage (inklusive Netzverluste der Verteilernetzbetreiber) gemäß Genehmigung	36
Tabelle 16/aF: Höchstlast	38
Tabelle 17/aF: DSM-Einsatz je Szenario und Sektor	41
Tabelle 18/aF: Installierte Leistung Speicher gesamt	42
Tabelle 19/aF: Überblick der verwendeten Batterieparameter	42
Tabelle 20/aF: Angenommene Nettostromnachfrage (ohne Netzverluste) in Deutschland nach Sektoren	44
Tabelle 21/aF: Nettostromnachfrage Gesamt je Bundesland	45
Tabelle 22/aF: Nettostromnachfrage Haushaltssektor je Bundesland (vor Eigenbedarfsoptimierung)	46
Tabelle 23/aF: Nettostromnachfrage Industriesektor je Bundesland (vor DSM)	47
Tabelle 24/aF: Nettostromnachfrage GHD-Sektor je Bundesland (vor DSM)	48
Tabelle 25/aF: Nettostromnachfrage sonstige Sektoren (z. B. Schienenverkehr) je Bundesland	49
Tabelle 26/aF: Nettostromnachfrage Elektromobilität je Bundesland	50
Tabelle 27/aF: Nettostromnachfrage Wärmepumpen je Bundesland	51
Tabelle 28/aF: Handelskapazitäten	65

2 SZENARIORAHMEN

AUSFÜHRLICHE FASSUNG

Die ausführliche Fassung von Kapitel 2 zum Szenariorahmen enthält weiterführende Informationen zu den verwendeten Methoden und Detailergebnisse, die über die kompakte Fassung des Kapitels 2 in der Gesamtfassung des NEP 2030, Version 2017 hinausgehen.

Es ist zu beachten, dass die Seitenzahlen als auch die Nummerierung von Abbildungen, Tabellen und Fußnoten von der kompakten Fassung abweichen. Zur besseren Unterscheidung wurde bei der Abbildungs- und Tabellennummerierung ein "aF" für "ausführliche Fassung" ergänzt.

Der Szenariorahmen beschreibt 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 CO₂-Preise sowie Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) hatten ihren Vorschlag der Szenarien unter einer breiten Beteiligung der Öffentlichkeit erstellt und die Erarbeitung sowohl auf einer transparenten und breiten Daten- und Informationsgrundlage als auch mit Unterstützung durch wissenschaftliche Studien und fundierte Methoden gestützt. Wie in den Vorjahren wurden die Bundesländer u. a. hinsichtlich der längerfristigen regionalen Ausbauziele für erneuerbare Energien (EE) und die Verteilernetzbetreiber u. a. hinsichtlich der ihnen vorliegenden Anträge für den Anschluss erneuerbarer Energien sowie zum Thema Spitzenkappung befragt. Die Übertragungsnetzbetreiber haben den Entwurf zum Szenariorahmen am 08.01.2016 an die Bundesnetzagentur (BNetzA) übergeben. Die parallel zur Erarbeitung entstandenen Begleitgutachten zur Stromnachfragemodellierung und zur Regionalisierung erneuerbarer Energien sind als zusätzliche Dokumente unter www.netzentwicklungsplan.de/Z3C verfügbar.

Auf Basis eines öffentlichen Beteiligungsverfahrens und der eigenen Einschätzung hat die BNetzA den Szenariorahmen-Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber angepasst. Grundlage für die Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) 2030 ist somit der am 30.06.2016 durch die Bundesnetzagentur unter dem Aktenzeichen Az.: 8573-1-1/16-06-30/Szenariorahmen 2017–2030 veröffentlichte, genehmigte Szenariorahmen. Der Szenariorahmen zum NEP 2030 sieht drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 vor, darüber hinaus wird ein Szenario bis zum Jahr 2035 fortgeschrieben.

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



2.1 Rahmendaten und Charakteristika der Szenarien zum NEP 2030

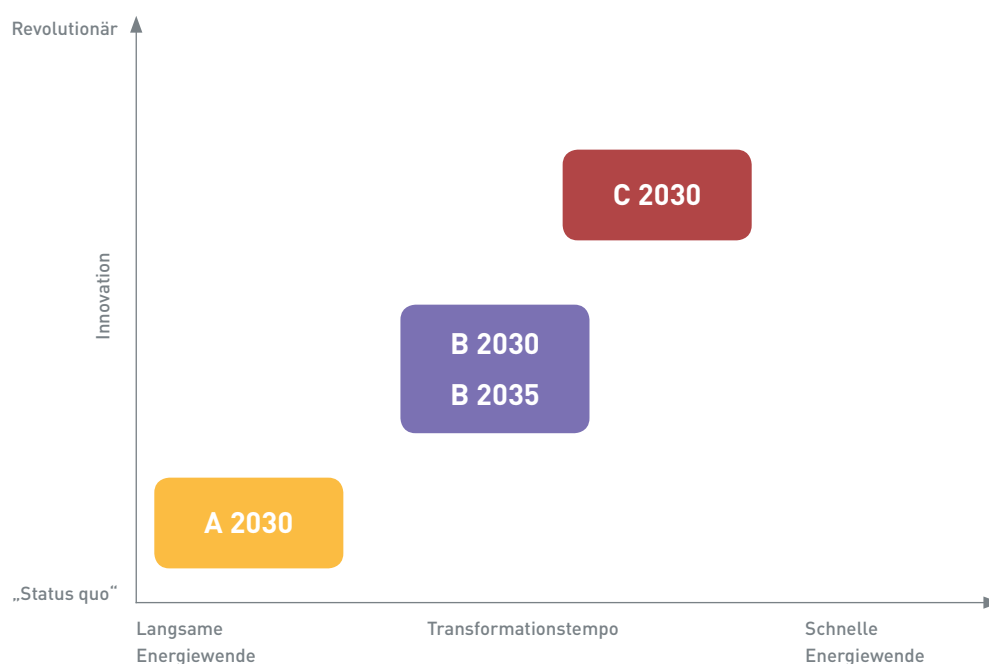
2.1.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien

Die Bundesnetzagentur folgt im genehmigten Szenariorahmen dem grundsätzlichen Konzept der Übertragungsnetzbetreiber zur Szenariengestaltung, das erstmalig am 13.10.2015 im Rahmen einer öffentlichen Dialogveranstaltung vorgestellt wurde. 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. Das Transformationstempo beschreibt die Umsetzungsgeschwindigkeit der Energiewende. In den Szenarien sind erstmalig zusätzlich verschiedene Werte für Treiber der Sektorenkopplung, Flexibilitätsoptionen sowie dezentrale Speicher vorgegeben.

Die Szenarien orientieren sich grundsätzlich an aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und/oder energiepolitischen Zielen. In den Szenarien B und C werden die im Szenariorahmen beschriebenen Klimaschutzziele der Bundesregierung vorausgesetzt, im Szenario A erfolgt dazu keine Vorgabe. Der am 14.11.2016 vom Bundeskabinett beschlossene Klimaschutzplan 2050 war noch nicht Grundlage der Vorgaben des Szenariorahmens. Die Ergebnisse des NEP 2030 zeigen einige Schritte hin zu einer weitergehenden CO₂-Minderung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Vorschlag zum Szenariorahmen vielfältige Elemente und Modelle rund um eine weitere Dekarbonisierung vorgelegt, die Eingang in weitere NEP-Prozesse finden können. In allen Szenarien des Szenariorahmens 2030 wird erneut eine Kappung von Einspeisespitzen bei Onshore-Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen (nachfolgend Spitzenkappung genannt) berücksichtigt. Dabei werden die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Methoden zur regionalen Zubauproggnose erneuerbarer Energien und die Modellierung der nationalen Stromnachfrage im Grundsatz als geeignet bestätigt. Zur Berücksichtigung des europäischen Umfelds erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in bestehende europäische Szenarien des Ten-Year Network Development Plan 2016 (TYNDP 2016).

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

Abbildung 1/aF: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien



2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung

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

Tabelle 1/aF: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien

Installiert (GW)	Referenz 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Kernenergie	10,8	0	0	0	0
Braunkohle	21,1	11,5	9,5	9,3	9,3
Steinkohle	28,6	21,7	14,8	10,8	10,8
Erdgas	30,3	30,5	37,8	41,5	37,8
Öl	4,2	1,2	1,2	0,9	0,9
Pumpspeicher	9,4	11,9	11,9	13	11,9
sonstige konv. Erzeugung*1	2,3	1,8	1,8	1,8	1,8
Kapazitätsreserve	0	2	2	2	2
Summe konv. Erzeugung*2	106,9	80,6	79	79,3	74,5
Wind onshore	41,2	54,2	58,5	61,6	62,1
Wind offshore	3,4	14,3	15	19	15
Photovoltaik	39,3	58,7	66,3	75,3	76,8
Biomasse	7	5,5	6,2	6	7
Wasserkraft*3	5,6	4,8	5,6	5,6	6,2
sonstige reg. Erzeugung*4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe reg. Erzeugung	97,8	138,8	152,9	168,8	168,4
Summe Erzeugung	204,7	219,4	231,9	248,1	242,9
Nettostromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch*5	532,0	517,0	547,0	547,0	577,0
Treiber Sektorenkopplung [Anzahl in Mio.]					
Wärmepumpen	0,6	1,1	2,6	2,9	4,1
Elektroautos	0,0	1,0	3,0	4,5	6,0
Jahreshöchstlast [GW]					
Jahreshöchstlast*6	83,7	84,0	84,0	84,0	84,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher [GW]					
Power-to-Gas	–	1,0	1,5	2,0	2,0
PV-Batteriespeicher	–	3,0	4,5	5,0	6,0
DSM (Industrie und GHD)	–	2,0	4,0	5,0	6,0
Marktmodellierung					
Vorgaben zur Marktmodellierung	–	–	Maximale CO ₂ -Emissionen von 165 Mio. t	Maximale CO ₂ -Emissionen von 137 Mio. t	Maximale CO ₂ -Emissionen von 165 Mio. t

*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

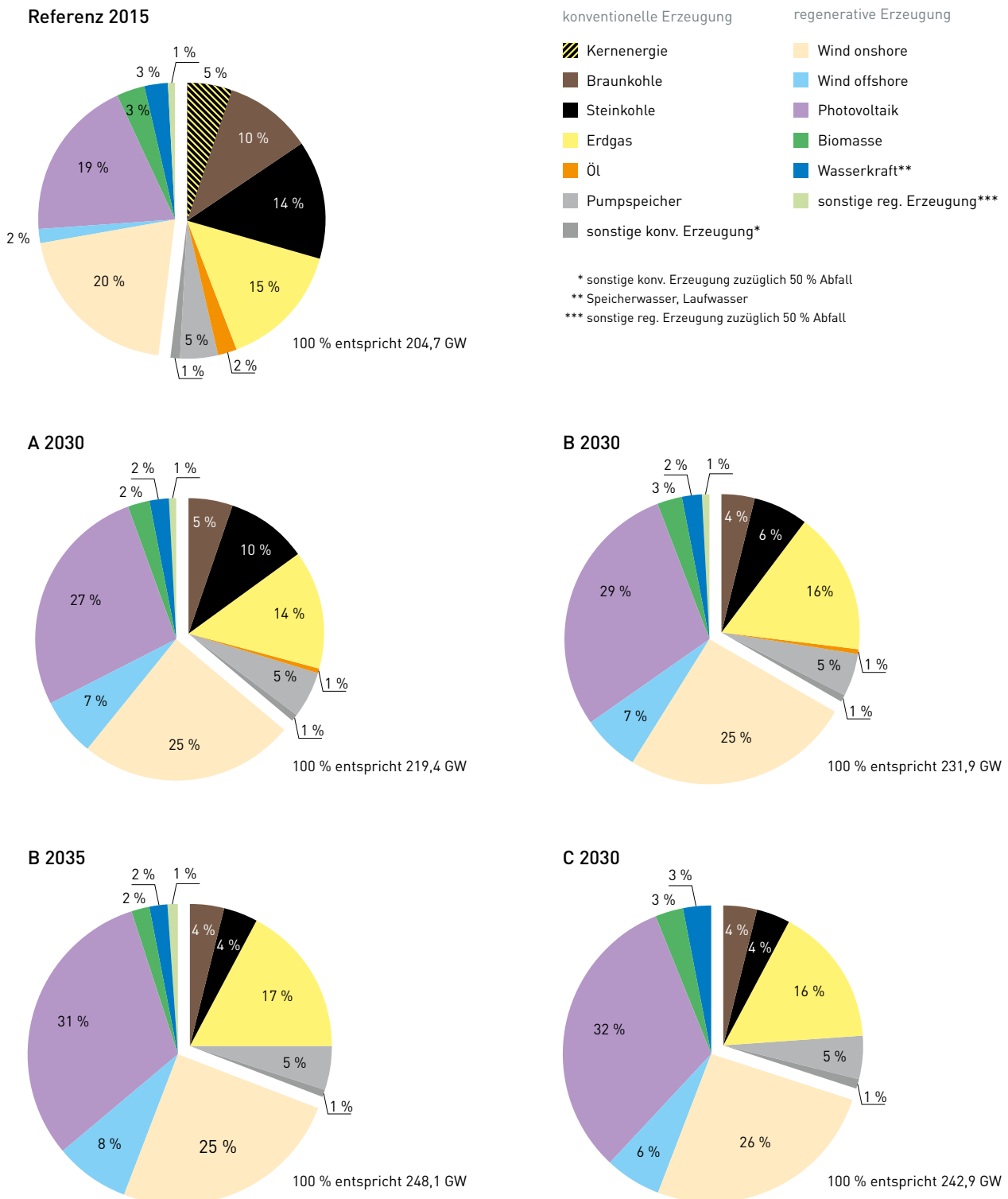
*5 inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz

*6 inklusive der Summe der Verlustleistung in GW im Verteilnetz, Höhe in Modellierung hiervon leicht abweichend



Die Anteile der installierten Leistung je Erzeugungstechnologie in den Szenarien sind in den folgenden Abbildungen dargestellt. Hiervon abzugrenzen ist die Erzeugung der Anlagen, welche Ergebnis der Marktsimulation (siehe Kapitel 3) ist. Deutlich erkennbar ist, ausgehend von der Referenz 2015, eine Verschiebung der Erzeugungsstruktur hin zu erneuerbaren Energien, welche in allen Szenarien des Netzentwicklungsplans deutlich mehr als 50 % der installierten Leistung umfassen. Der konventionelle Kraftwerkspark reduziert sich.

Abbildung 2/aF: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Szenario A 2030 (Konservatives Szenario)

Szenario A beschreibt im Vergleich mit den weiteren Szenarien eine Energiewende in mäßiger Geschwindigkeit mit teilweiser Einführung neuer Technologien bei einem eher geringen Innovationsgrad. Szenario A ist durch einen vergleichsweise moderaten Zubau von Wind onshore und Photovoltaik (PV) geprägt. Der Zubau erneuerbarer Energien orientiert sich für Deutschland am unteren Rand des vorgegebenen Korridors des § 1 Abs. 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017). Die Prognose zur konventionellen installierten Erzeugerleistung basiert nahezu auf denselben Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Betriebsdauer der Kraftwerke wie im letzten Szenariorahmen 2025. Die Nettostromnachfrage in Szenario A 2030 liegt bezogen auf das Referenzjahr 2015 auf einem niedrigeren Niveau. Der zu ermittelnde Wert der Jahreshöchstlast ist mit 84 GW in Szenario A 2030 leicht höher als der Referenzwert des Jahres 2015 von 83,7 GW. Dabei sind u. a. 1,1 Millionen Wärmepumpen und 1 Million Elektroautos, 3 GW PV-Batteriespeicher und 2 GW Demand Side Management (in den Sektoren Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)) zu berücksichtigen. In diesem Szenario ist der Anteil an dezentraler Stromerzeugung im Vergleich eher gering. Prosumer-Modelle in Kombination mit Speichern spielen kaum eine Rolle, da diese keine staatliche Förderung erhalten. Elektroautos sind wenig verbreitet. 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 (Demand Side Management) ist nur ein geringes Potenzial vorhanden. Weiterhin wird in Szenario A gegenüber heute von einem leichten Rückgang der installierten Leistung des konventionellen Kraftwerksparks ausgegangen. Die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind für Kohlekraftwerke vergleichsweise günstig. Die Integration neuer, flexibler Gaskraftwerke in den Strommarkt findet nur in begrenztem Umfang statt, da die wirtschaftlichen Anreize für eine Flexibilisierung des Kraftwerkseinsatzes noch zu gering sind. Der Grad der Flexibilisierung des Stromsektors entspricht dem heutigen Niveau. Für das Szenario A ist keine Emissionsobergrenze vorgesehen.

Szenario B 2030 (Transformationsszenario)

Die Transformation des Energiesektors wird im Szenario B 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 Konvergenz von Wärme- und Stromerzeugung angereizt, indem eine Verschiebung von Wärmeanwendungen in Richtung Strom (z. B. Wärmepumpen) stattfindet. Gleichzeitig sind Effizienzsteigerungen bei bestehenden Stromanwendungen beobachtbar. In Bezug auf die Nachfrageflexibilisierung mittels Lastmanagement wird im Jahr 2030 ein relativ hohes Potenzial angenommen, welches bis 2035 weiterhin ansteigt. Die vermehrte Verbreitung von dezentralen Speichern im häuslichen Bereich in Kombination mit Photovoltaikanlagen 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 zu verzeichnen. Gleichzeitig wird europaweit dem Klimaschutz eine wichtige Rolle zugeschrieben und die Einhaltung der Ziele über das EU-Emissionshandelssystem (EU-EHS; englisch: The EU Emissions Trading Scheme (EU-ETS)) durch ergänzende Maßnahmen forciert. Auch andere politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen führen dazu, dass alte und unflexible Anlagen zunehmend durch neuere, flexiblere Anlagen ersetzt oder umgerüstet werden. Szenario B 2030 geht von einem Ausbau der erneuerbaren Energien im mittleren Bereich des in § 1 Abs. 2 EEG 2017 genannten Korridors aus. Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke wird im Vergleich zum Szenario A 2030 um fünf Jahre reduziert. In der Jahreshöchstlast von 84 GW sind in Szenario B 2030 nach Vorgabe der BNetzA u. a. 2,6 Millionen Wärmepumpen und 3 Millionen Elektroautos, 4,5 GW PV-Batteriespeicher und 4 GW Demand Side Management (Industrie und GHD) zu berücksichtigen. Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, soll in Szenario B 2030 vollständig erreicht werden, es gilt ein maximaler Ausstoß von 165 Mio. t CO₂.



Szenario B 2035 (Transformationsszenario / Langfrist)

Im Szenario B 2035 werden die Annahmen für das Szenario B 2030 im Wesentlichen um fünf Jahre fortgeschrieben. Eine Ausnahme gilt für die Ausbauprognose von Wind onshore, die ab 2030 von jährlich 2,9 GW auf 3,7 GW brutto angehoben wird, um angesichts der zunehmenden altersbedingten Stilllegungen von Onshore-Windenergieanlagen das primäre Ziel des genannten Ausbaukorridors gemäß § 1 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 für das Jahr 2035 im mittleren Bereich zu erreichen. Auch der konventionelle Kraftwerkspark mit einer zum Szenario A 2030 fünf Jahre verkürzten Betriebsdauer des Kraftwerksparks wird um weitere fünf Jahre fortgeschrieben. Das Nachfrageniveau und die Jahreshöchstlast basieren auf den in Szenario B 2030 getroffenen Annahmen. Es sind 2,9 Millionen Wärmepumpen und 4,5 Millionen Elektroautos sowie 2 GW Power-to-Gas, 5 GW PV-Batteriespeicher und 5 GW Demand Side Management (Industrie und GHD) zu berücksichtigen. Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, soll in Szenario B 2035 vollständig erreicht werden, es gilt ein maximaler Ausstoß von 137 Mio. t CO₂.

Szenario C 2030 (Innovationsszenario)

Das Szenario C beschreibt eine beschleunigte Energiewende unter intensiver Nutzung neuer Technologien sowie Vernetzungen der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr. Im Szenario C 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 ihre Stromnachfrage an der Erzeugung ausrichten werden. Insbesondere soll das Potenzial bestehender Flexibilitätsoptionen im Szenario C verstärkt genutzt werden, um die Synchronisation von Erzeugung und Nachfrage möglichst sicher, kosteneffizient und umweltverträglich zu gewährleisten.

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 Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in den Sektoren Wärme und Mobilität unterstützt die Erreichung der sektorübergreifenden klimapolitischen Ziele.

Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien orientiert sich an der oberen Grenze des in § 1 Abs. 2 EEG 2017 genannten Korridors. Die technisch-wirtschaftliche Betriebsdauer der konventionellen Kraftwerke wird – mit Ausnahme der Gaskraftwerke – im Vergleich zum Szenario A 2030 um zehn Jahre reduziert. Die Nettostromnachfrage in Szenario C 2030 liegt bezogen auf das Referenzjahr 2015 auf einem höheren Niveau. Der zu ermittelnde Wert der Jahreshöchstlast liegt mit 84 GW in Szenario C 2030 wie in Szenario A und B, enthält aber dabei u. a. 4,1 Millionen Wärmepumpen und 6 Millionen Elektroautos, 6 GW PV-Batteriespeicher und 6 GW Demand Side Management (Industrie und GHD). Das Ziel der Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, soll in Szenario C 2030 vollständig erreicht werden, es gilt ein maximaler Ausstoß von 165 Mio. t CO₂.



2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse

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

Hierzu gehören:

- die Flexibilisierung von Kraftwerk-Einsatzbedingungen und der Umgang mit Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken (siehe Kapitel 2.3)
- die Implementierung der Vorgaben zur Emissionsreduktion (siehe Kapitel 2.4)
- die regionale Verteilung der erneuerbaren Energien, ihre Einspeisezeitreihen und die nachfolgende Spitzenkappung (siehe Kapitel 2.5)
- die räumlich aufgelösten Prognosen zur Verteilung der Stromnachfrage (siehe Kapitel 2.6), Kapitel 2.7 fasst die Ergebnisse der nationalen Aufbereitung (siehe Kapitel 2.5 und 2.6) zusammen
- die Flexibilisierung der Nachfrage durch Demand Side Management (DSM) (siehe Kapitel 2.6.2.3)
- die Modellierung des Auslands (siehe Kapitel 2.8)

Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise

Zu den weiteren für die Strommarktsimulation erforderlichen energiewirtschaftlichen Rahmendaten zählen die Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen. Diese sind in der Genehmigung der Bundesnetzagentur festgelegt. Die Brennstoff- und Zertifikatspreise beruhen auf den Angaben der International Energy Agency (IEA) im World Energy Outlook 2015 (WEO 2015).

Tabelle 2/aF: Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen

	A 2030 WEO Szenario „Current Policies“	B 2030 und C 2030 WEO Szenario „New Policies“	B 2035 WEO Szenario „New Policies“
CO₂-Zertifikatspreise	23,00 €/t CO ₂	28,00 €/t CO ₂	33,00 €/t CO ₂
Rohöl	714,00 €/t	621,00 €/t	662,00 €/t
Erdgas	3,2 Cent/kWh _{th}	2,9 Cent/kWh _{th}	3,0 Cent/kWh _{th}
Steinkohle	86,00 €/t SKE	77,00 €/t SKE	79,00 €/t SKE
Braunkohle	3,1 €/MWh _{th}	3,1 €/MWh _{th}	3,1 €/MWh _{th}

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2017 – 2030



2.3 Flexibilisierung von Kraftwerk-Einsatzbedingungen und der Umgang mit Nichtverfügbarkeiten

2.3.1 Einsatzrestriktionen (Must-Run und KWK) von 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/oder Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- und 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 bestimmten Kategorien zugeordnet. In einer vereinfachten Darstellung können hierbei drei Kategorien unterschieden werden:

- **Strommarktbasierend:** In dieser Kategorie enthalten sind Erzeugungsanlagen, welche in der Marktmodellierung rein strommarktgetrieben eingesetzt werden. Das bedeutet, ihre Produktion orientiert sich prinzipiell rein an Marktpreisen für elektrische Energie. Wenn der Marktpreis z. B. entsprechend niedrig ist, dann findet keine Erzeugung statt. Eine Kopplung zum Wärmemarkt oder anderen Prozessen besteht hier nicht oder wird in der Modellierung vernachlässigt.
- **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK):** In dieser Kategorie enthalten sind Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung, welche neben der Stromerzeugung zur Deckung der Wärmenachfrage beitragen. Es findet vorgelagert eine Zuordnung der Anlagen zu Wärmeregionen statt. Jeder Wärmeregion wird dabei eine durch diese Anlagen zu deckende Wärmelastganglinie hinterlegt. Bei KWK-Anlagen wird ferner zwischen nicht-wärmegeführten (Entnahmekondensationsanlagen) und wärmegeführten Anlagen (Gegendruckanlagen) unterschieden. Wärmegeführte Anlagen erhalten eine fixe, aber zeitvariable und temperaturabhängige Einspeisevorgabe. Eine Über- oder Unterschreitung der Einspeisevorgabe ist im Marktmodell nicht zulässig. Dem gegenüber wird den nicht-wärmegeführten Anlagen zwar auch eine durch die Wärmelast bedingte Mindesteinspeisezeitreihe vorgegeben, diese Anlagen besitzen jedoch die Flexibilität, getrieben vom Strommarkt darüber hinaus zu produzieren. Bei niedrigen Strompreisen kann die Wärmeerzeugung aus thermischen KWK-Anlagen reduziert und die dadurch fehlende Wärmeerzeugung beispielsweise durch Heizkessel erbracht werden.
- **Industrie/sonstige Versorgung:** In dieser Kategorie enthalten sind Erzeugungsanlagen, die an Industriestandorten von den dort ansässigen Unternehmen betrieben werden. Da der Einsatz dieser Anlagen zur Aufrechterhaltung der Industrieprozesse notwendig ist, wird im Modell ein Mindesteinsatz angenommen. Darüber hinaus können diese Anlagen mit ihrer verbleibenden Leistung 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 und ihr Beitrag zur Fernwärmeversorgung, zur Bahnstromversorgung oder für Produktionsprozesse gehören. Diese Restriktionen werden über eine jahreszeitabhängige, oft standortscharfe Mindesterzeugung modelliert. Für Abfallverbrennungsanlagen wird ein im Jahresverlauf durchgängiger Mindesteinsatz angenommen.

Die Annahmen zum Mindesteinsatz kommen in der Marktsimulation dann zum Tragen, wenn bei rein strommarktgetriebenem Einsatz die Erzeugung geringer wäre als der vorgegebene Mindesteinsatz. Während beim Kraftwerkseinsatz die technische Mindestleistung aufgrund der jeweiligen Anlageneigenschaften einzuhalten ist, werden über die Mindesteinsatzbedingungen weitere Anforderungen an den Kraftwerkseinsatz abgebildet.



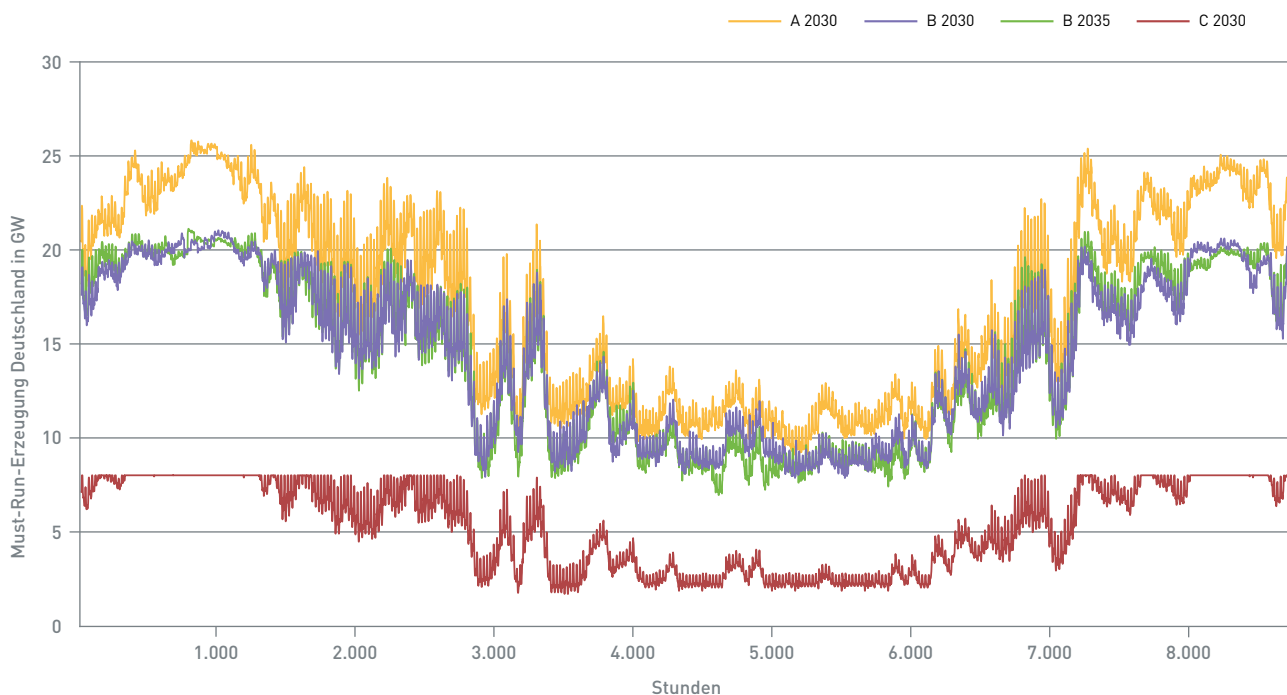
Flexibilisierung von Kraftwerk-Einsatzbedingungen in den Szenarien

Der angenommene Grad der Flexibilisierung der Erzeugungsanlagen richtet sich nach den Beschreibungen im Entwurf und in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2030. Folglich werden in Szenario A 2030 keine Änderung der gegenwärtig bekannten technischen Konfigurationen der Erzeugungsanlagen und kein Abbau von Einsatzrestriktionen angenommen. Die im Stromerzeugungssystem befindliche Must-Run-Erzeugung liegt in A 2030 im Vergleich zu den anderen Szenarien auf einem höheren Niveau. In der Winterspitze wird von dem zugrunde liegenden Modell eine Must-Run-Erzeugung von 25,8 GW berechnet. Das Sommerminimum beträgt 9,1 GW.

Eine teilweise Flexibilisierung des Kraftwerksparkes und eine Reduzierung der Must-Run-Erzeugung werden in Szenario B 2030 und B 2035 angenommen. Hierzu wird in Abhängigkeit von der Größe der zu versorgenden Wärmeregionen und der Industriestandorte nur noch eine reduzierte Anzahl an Kraftwerksblöcken mit Einsatzrestriktionen belegt. Die durch die Erzeugungsanlagen zu deckende Wärmenachfrage verbleibt dabei auf dem Niveau von A 2030, weshalb die verbleibenden Blöcke mit Einsatzrestriktionen nun im Vergleich stärker ausgelastet werden bzw. vermehrt andere Wärmeerzeugungsoptionen zum Einsatz kommen. Insgesamt reduziert sich die Must-Run-Erzeugung von B 2030 gegenüber A 2030 im Durchschnitt um 2,8 GW, wobei das Wintermaximum mit 21,1 GW und das Sommerminimum mit 7,8 GW unterhalb der Must-Run-Erzeugung von A 2030 liegen.

Eine vollständige Flexibilisierung der blockscharf modellierten Erzeugungsanlagen wird in Szenario C 2030 angenommen. Die Must-Run-Erzeugung besteht lediglich noch aus dem Anteil der kleinen dezentralen KWK-Anlagen. Die zeitabhängige Must-Run-Einspeisung mit einem Wintermaximum von 8,0 GW und einem Sommerminimum von 1,7 GW ist neben der Must-Run-Erzeugung der Szenarien A 2030 und B 2030 in Abbildung 3/aF dargestellt.

Abbildung 3/aF: Must-Run-Erzeugung konventioneller Erzeugungsanlagen in Deutschland



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Insgesamt werden im NEP 2030 szenarienübergreifend 644 Kraftwerksblöcke berücksichtigt. In dieser Anzahl nicht enthalten sind kleine dezentrale KWK-Anlagen mit einer Gesamtzahl von mehr als 30.000. In der folgenden Tabelle ist eine Zuordnung der berücksichtigten Kraftwerke in die jeweiligen Kraftwerkskategorien für die Szenarien A 2030, B 2030 und B 2035 dargestellt. Angegeben sind jeweils die gesamte installierte Leistung sowie die Blockanzahl je Kategorie.

Es ist zu beachten, dass die angegebenen installierten Leistungen nicht die Must-Run-Erzeugung widerspiegeln. Die block-scharfe Must-Run-Erzeugung ist in Abhängigkeit der Versorgungsanforderungen zeitvariabel (vgl. auch Abbildung 3/aF) und nicht eindeutig darstellbar. Sie liegt naturgemäß stets unterhalb der installierten Leistung.

Tabelle 3/aF: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario A 2030

Installierte Leistung in GW (Anzahl Blöcke)	Marktbasiert	KWK	Industrie/sonstige Versorgung
Braunkohle	4,4 (6)	0,7 (13)	6,3 (18)
Steinkohle	11,1 (16)	8,8 (> 44)	1,8 (11)
Erdgas	6,2 (29)	17,2 (> 121)	7,1 (130)
Öl	0,3 (10)	0,6 (> 3)	0,4 (8)
Pumpspeicher	11,9 (104)	0,0 (0)	0,0 (0)
Abfall	0,0 (0)	0,1 (> 2)	1,6 (81)
Sonstige	0,1 (2)	0,8 (> 7)	0,0 (2)
Summe*	33,9 (167)	28,3 (> 190)	17,2 (250)

*Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der genehmigten Kraftwerksliste aus dem Genehmigungsdokument zum Szenariorahmen zum NEP 2030

Tabelle 4/aF: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario B 2030

Installierte Leistung in GW (Anzahl Blöcke)	Marktbasiert	KWK	Industrie/sonstige Versorgung
Braunkohle	4,7 (7)	0,6 (> 11)	4,2 (12)
Steinkohle	8,2 (19)	5,3 (> 24)	1,2 (6)
Erdgas	17,8 (111)	14,5 (> 81)	5,4 (103)
Öl	0,5 (12)	0,5 (> 2)	0,3 (5)
Pumpspeicher	11,9 (104)	0,0 (0)	0,0 (0)
Abfall	0,0 (0)	0,1 (> 2)	1,6 (81)
Sonstige	0,1 (3)	0,7 (> 4)	0,0 (2)
Summe*	43,2 (256)	21,7 (> 124)	12,8 (209)

*Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der genehmigten Kraftwerksliste aus dem Genehmigungsdokument zum Szenariorahmen zum NEP 2030



Tabelle 5/aF: Übersicht der installierten Leistungen, der Blockanzahl und ihrer Klassifizierung für das Szenario B 2035

Installierte Leistung in GW (Anzahl Blöcke)	Marktbasiert	KWK	Industrie /sonstige Versorgung
Braunkohle	4,7 (7)	0,4 (> 9)	4,1 (11)
Steinkohle	7,1 (17)	3,7 (> 10)	0,1 (1)
Erdgas	20,0 (115)	16,0 (> 82)	5,4 (103)
Öl	0,3 (5)	0,5 (> 2)	0,2 (2)
Pumpspeicher	13,0 (109)	0,0 (0)	0,0 (0)
Abfall	0,0 (0)	0,1 (> 2)	1,6 (81)
Sonstige	0,1 (3)	0,7 (> 3)	0,0 (2)
Summe*	45,2 (256)	21,5 (> 108)	11,5 (200)

*Kleinere Abweichungen in den Summen in den Tabellen sind rundungsbedingt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber auf Basis der genehmigten Kraftwerksliste aus dem Genehmigungsdokument zum Szenariorahmen zum NEP 2030

2.3.2 Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken

Wie alle Elemente des Energieversorgungssystems unterliegen auch thermische und hydraulische Kraftwerke zeitlich begrenzten Nichtverfügbarkeiten. Gründe hierfür sind zum einen unvorhersehbare Ausfälle von Anlagenkomponenten und auf der anderen Seite geplante Revisionen, welche in regelmäßigen Abständen durchgeführt werden müssen um die Betriebsfähigkeit dauerhaft zu gewährleisten. Durch Ausfälle und bei Revisionen kann das Kraftwerk nicht oder nur teilweise seine installierte Leistung zur Generierung von Strom nutzen. Demzufolge verändert sich durch Kraftwerks-Nichtverfügbarkeiten, geplante und ungeplante, die lieferbare Strommenge und der stündliche Einsatz eines Kraftwerks.

Um plausible Ergebnisse bei der Strommarktabbildung zu erreichen, ist es wichtig diese Nichtverfügbarkeiten abzubilden. Durch sie verringert sich die Energiemenge, die ein Kraftwerk im Jahr produzieren kann, teils signifikant und fehlende Leistung aus nichtverfügbaren Kraftwerken muss entsprechend von anderweitig bereitgestellt werden. Um eine sachgerechte Abbildung zu erreichen, werden in der durchgeführten Marktsimulation die beiden Hauptgründe für Nichtverfügbarkeiten getrennt betrachtet:

- **Kraftwerksrevisionen:** Bei Revisionen handelt es sich um planmäßige Wartungsarbeiten, die in regelmäßigen Abständen vorgenommen werden. Die Revisionsplanung reicht oft mehrere Jahre voraus, die hierdurch entstehende Nichtverfügbarkeiten sind i. A. also gut planbar und unterliegen saisonalen Schwankungen. Revisionen werden vorwiegend im Sommer und weniger im Winter durchgeführt. Hierbei passt man sich der Stromnachfrage an. Revisionsarbeiten sind oft standardisiert und ihre genaue Dauer gut abschätzbar.
- **Kraftwerksausfälle:** Ausfälle von Kraftwerken werden auch als ungeplante Nichtverfügbarkeiten bezeichnet. Aufgrund eines Fehlers im Betriebsablauf muss die Produktion reduziert oder ganz unterbrochen werden. Je nach Schwere der Beschädigung kann die Dauer des Ausfalls sehr unterschiedlich sein. Außerdem gibt es keine saisonalen Schwankungen, d. h. Ausfälle treten nicht verstärkt zu bestimmten Jahreszeiten auf.

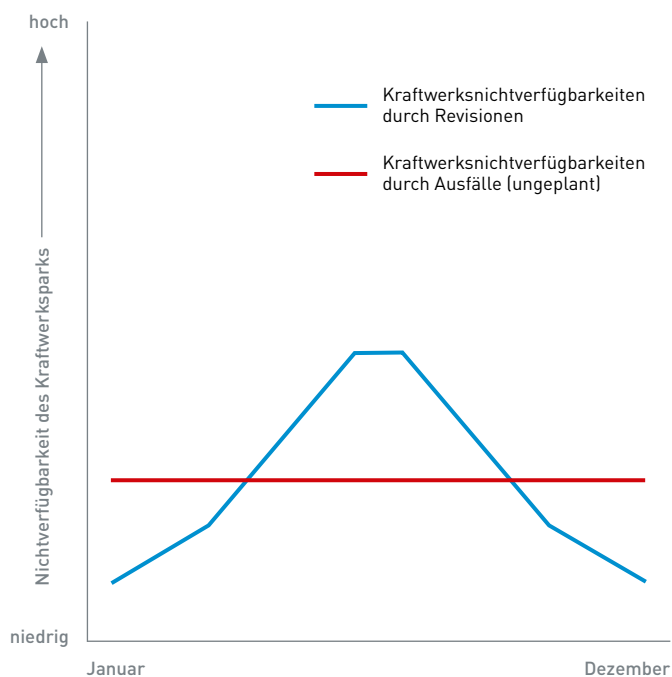


Aus der Kombination von Revisionen und Ausfällen resultiert die Gesamtverfügbarkeit eines Kraftwerks. In den Analysen zum NEP werden deshalb sowohl Ausfälle als auch Revisionen bei thermischen Kraftwerken mit berücksichtigt. Im täglichen Einsatz tritt eine Nichtverfügbarkeit aufgrund von Ausfällen zufällig auf. Revisionen sind aufgrund der Revisionspläne dagegen schon im Voraus bekannt. Allerdings besteht aufgrund des langen Planungshorizonts im NEP (bis 2030 bzw. 2035) nicht die Möglichkeit Revisionen genau zu bestimmen, da sie nur ein paar Jahre im Voraus geplant werden. Um dennoch beides bestimmen zu können wird auf eine Methodik zur zufallsbasierten Bestimmung von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten zurückgegriffen.

Bei der Ziehung von Nichtverfügbarkeiten (Ausfällen und Revisionen) werden Zeitpunkt und Länge festgelegt. Beide Größen unterliegen dabei einem Zufallsprozess. Nach der Bestimmung des Zeitpunktes wird die Dauer der Nichtverfügbarkeit über eine Normalverteilung abgeschätzt.

- **Bestimmung des Zeitpunkts der Nichtverfügbarkeit:** Revisionen werden meist planmäßig in den Sommermonaten durchgeführt. Im Winter, wenn viel Strom benötigt wird, ist dagegen wenig Kraftwerkskapazität in Revision. Dieser Sachverhalt ist über eine höhere Wahrscheinlichkeit für Revisionen im Sommer berücksichtigt. Die Eintrittswahrscheinlichkeit der Ausfälle ist dagegen über das Jahr hinweg gleich, da Ausfälle zufällig auftreten.

Abbildung 4/aF: Schematische Darstellung saisonaler Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

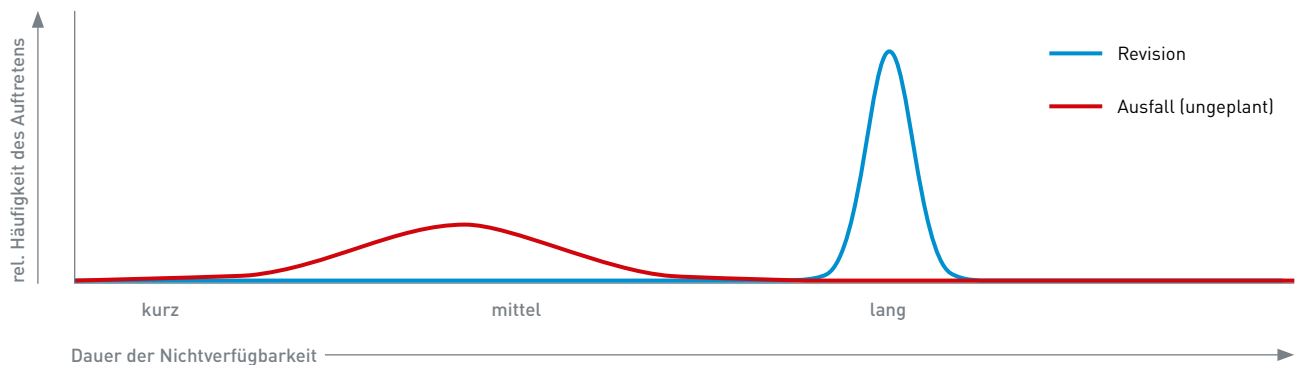


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

- **Bestimmung der Dauer der Nichtverfügbarkeit:** Nachdem der Zeitpunkt der Nichtverfügbarkeit bestimmt ist, wird die Dauer festgelegt. Revisionen verlaufen nach einem Arbeitsplan und ihre Dauer ist von Mal zu Mal vergleichbar. Bei Ausfällen hingegen gibt es große Unterschiede, da auch die Komponenten, die ausfallen können, sehr unterschiedlich sind. Aus diesem Grund wird die Dauer einer Nichtverfügbarkeit über einer Ziehung aus einer Normalverteilung (Gaußverteilung) abgebildet. Bei Revisionen wird von hohen Erwartungswerten und einer geringen Standardabweichung ausgegangen. Es besteht also eine geringe „Streuung“ der Ergebnisse. Bei Ausfällen ist der Erwartungswert im Allgemeinen geringer, dafür aber gibt es aber eine hohe Standardabweichung, was zu einer großen Streuung der Ergebnisse führt.



Abbildung 5/aF: Schematische Verteilungsfunktion zur Bestimmung der Dauer einer Nichtverfügbarkeit



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die eigentliche Bestimmung von Revisionen und Ausfällen erfolgt im Vorlauf der Kraftwerkseinsatzplanung über ein zweistufiges Verfahren. In einer ersten Runde werden Kraftwerksrevisionen bestimmt. Diese werden dann in einer zweiten Runde als gegeben berücksichtigt und es erfolgt eine zufällige Bestimmung der Kraftwerksausfälle. Trotz des unterlagerten stochastischen Prozesses ist sichergestellt, dass die Gesamtverfügbarkeiten über alle Kraftwerke einer Kraftwerkstechnologie eingehalten werden. Tabelle 6/aF zeigt die berücksichtigten Parameter für die fünf genutzten Kraftwerksklassen.¹

Tabelle 6/aF: Parameter für Kraftwerksnichtverfügbarkeitsbestimmung

Technologie	Nichtverfügbarkeiten in %			Revisionen in h		Ausfälle in h	
	Revisionen	Ausfälle	Gesamt	Dauer	Std.-Abw.	Dauer	Std.-Abw.
Uran	11,2	7,3	17,7	756	84	672	336
Braunkohle	8,8	8,1	16,2	732	36	97	48
Steinkohle	9,5	8,6	17,3	648	24	120	60
Gas	6,9	3,0	9,7	552	216	168	84
Öl	8,9	5,4	13,8	264	72	110	55

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Werte entstammen Recherchen der ÜNB, basierend auf veröffentlichten Statistiken von www.eex-transparency.com und betrieblicher Erfahrung.

Im NEP 2030 ergeben sich dann nach Anwendung der Revisions- und Ausfallziehung die Nichtverfügbarkeiten im thermischen Kraftwerkspark in Deutschland.

¹ Die Gesamt-Nichtverfügbarkeit berechnet sich zu: $NV_{ges} = 100\% - [(100\% - NV_{Revision}) * (100\% - NV_{Ausfall})]$



Insbesondere in den Sommermonaten stehen bedingt durch Revisionen große Kraftwerkskapazitäten nicht zur Verfügung. Hier sind bis zu 25 % der Leistung nicht verfügbar.

- **Abbildung Regelleistung:** Um eine realitätsnahe Fahrweise der Kraftwerke abzubilden, werden die Marktsimulationen um eine detaillierte blockscharfe Berücksichtigung der Regelleistungsvorhaltung ergänzt. Die Vorhaltung von Regelleistung wird modelltechnisch und basierend auf einer ökonomischen Optimierung ermittelt. Für jeden betrachteten Zeitpunkt wird eine Allokation der vorzuhaltenden Primär- und Sekundärregelleistung auf die verfügbaren Kraftwerke ermittelt. Die vorzuhaltende Regelleistung wird über das Jahr als konstant angenommen und beträgt bei der Primärregelleistung für Deutschland insgesamt +/- 600 MW, bei der Sekundärregelleistung +/- 2.000 MW. Eine gleichzeitige Vorhaltung von Primär- und Sekundärregelleistung ist zulässig. Die Regelleistungsbereitstellung aus konventionellen Kraftwerken je nach Primärenergieträger wurde begrenzt. Es wird angenommen, dass konventionelle Kraftwerksblöcke je nach Typ bis zu 30 % und Pumpspeicherkraftwerke bis zu 100 % ihrer installierten Leistung als Regelleistung vorhalten können. Die Minutenreserveleistung (MRL) wurde wie in den Vorjahren behandelt.
- **Abbildung Wärmenachfrage:** Die durch die Wärmebereitstellung bedingten Stromerzeugungsrestriktionen von KWK-Anlagen werden dem Modell durch stündlich variierende Mindest- und Maximalerzeugungsmengen je Anlage vorgegeben. Die Bestimmung der KWK-Restriktionen ist dem Strommarktmodell vorgelagert und wird durch ein separates Modell des Energiewirtschaftlichen Lehrstuhls (EWL) an der Universität Duisburg-Essen durchgeführt. Die Wärmebereitstellung der KWK-Anlagen wird auf Grundlage der Außentemperatur, der Art des zu deckenden Wärmebedarfs (Prozess- bzw. Raumwärmebedarf), sowie ihrer technischen Parameter ermittelt. In der Regel wird für KWK-Anlagen eine alternative Wärmeerzeugungsmöglichkeit durch Heizkessel berücksichtigt. Große Fernwärmenetze werden detailliert abgebildet, sodass auch die Konkurrenz mehrerer an ein Fernwärmenetz angeschlossener KWK-Anlagen in der Bestimmung der Einsatzrestriktionen reflektiert wird.

2.4 Vorgaben zur Emissionsreduktion

Im Genehmigungsdokument der BNetzA wird für die Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 eine Begrenzung der jährlichen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland unterstellt. Die Begrenzung resultiert aus den CO₂-Reduktionszielen der Bundesregierung. Im Szenario A 2030 wird abweichend hiervon keine Emissionsgrenze unterstellt. Die Bundesnetzagentur begründet dies damit, dass eine Verfehlung der Klimaschutzziele trotz aller Bemühungen nicht ausgeschlossen werden kann.

Aus den historischen CO₂-Emissionen im Jahr 1990 sowie den im Energiekonzept der Bundesregierung festgesetzten Zielwerten leiten sich die folgenden CO₂-Emissionsobergrenzen der Stromerzeugung ab:

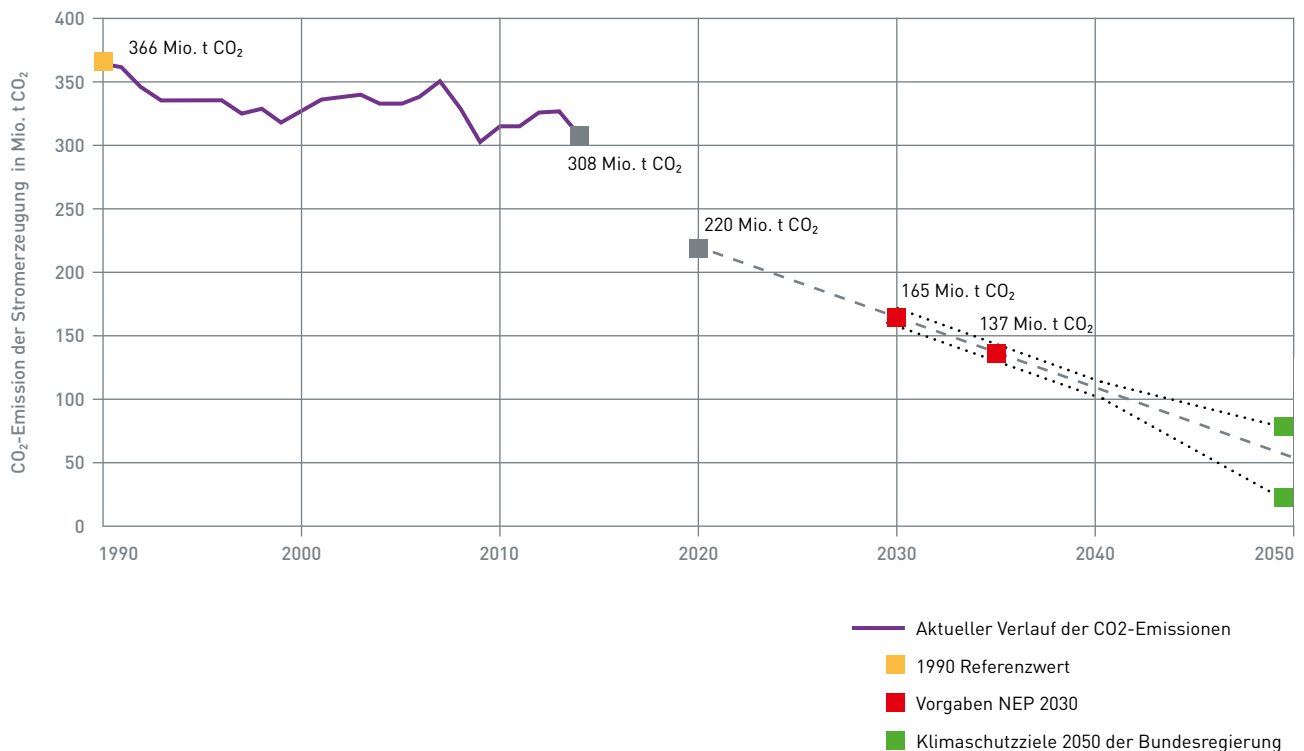
- Jährliche Emission von 165 Mio. t CO₂ für die Szenarien B 2030 sowie C 2030
- Jährliche Emission von 137 Mio. t CO₂ für das Szenario B 2035

Tabelle 7/aF: CO₂-Reduktionsziele ausgehend vom Referenzjahr 1990

Jahr	1990	2014	2020	2025	2030	2035	2040	2050
CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung (Mio. t)	366	308	220	192	165	137	110	73–18
Politisches Reduktionsziel	–	–	40 %	47,5 %	55 %	62,5 %	70 %	80–95 %

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 6/aF: CO₂-Limit auf Basis der Klimaschutzziele 2050

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

Bei der Bestimmung der CO₂-Emissionen in den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 werden die CO₂-Emissionen der im Kraftwerkspark vorhandenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen entsprechend ihrer durch Must-Run bedingten Strom- und Wärmeproduktion auf die beiden Energiearten aufgeteilt. Hierzu wird für jede Kraft-Wärme-Kopplungsanlage die sogenannte finnische Methode auf deren Must-Run-Energiebereitstellung angewandt. Die Aufteilung beruht auf der Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004. Lediglich die für die Must-Run-Stromproduktion zu bilanzierenden CO₂-Emissionen der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sollen bei der Bewertung der Grenzwertüberschreitung berücksichtigt werden. Die für die Wärmeproduktion anfallenden CO₂-Emissionen werden bilanziell dem Wärmesektor zugeordnet und somit vernachlässigt. Für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die marktbedingt Leistung oberhalb ihrer Must-Run-Einspeisung bereitstellen, werden die dabei anfallenden CO₂-Emissionen ebenfalls berücksichtigt.

In der praktischen Umsetzung werden die für die Stromproduktion vorgegebenen CO₂-Emissionsgrenzen um den Anteil der aus der Wärmeproduktion resultierenden Emissionen der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erhöht.

Bei der Einsatzoptimierung der Kraftwerke werden die CO₂-Emissionen des Kraftwerksparks aus dessen gesamtem Primärenergieverbrauch abgeleitet und durch die neu errechneten Emissionsgrenzwerte für die Strom- und Wärmeproduktion beschränkt. Die in der Kraftwerkseinsatzoptimierung verwendeten Grenzwerte ergeben sich wie folgt:



Tabelle 8/aF: Emissionsobergrenzen für die Modellierung

Szenario	Vorgabe des Szenariorahmens zur jährlichen Emissionsobergrenze für den Stromsektor	Abgeleitete jährliche Emissionsobergrenze für den Stromsektor ergänzt um CO ₂ -Emissionen aus der Wärmeproduktion der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
A 2030	Keine Beschränkung	Keine Beschränkung
B 2030	165 Mio. t CO ₂	185 Mio. t CO ₂
B 2035	137 Mio. t CO ₂	157 Mio. t CO ₂
C 2030	165 Mio. t CO ₂	178 Mio. t CO ₂

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

Die Standorte der konventionellen Kraftwerke sind als Angaben in der genehmigten Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur enthalten. Die Standorte geplanter Kraftwerke werden den entsprechenden Anträgen entnommen. Weitere Detaillierungen finden Sie im Genehmigungsdokument zum Szenariorahmen zum NEP 2017 – 2030.

Die regionale Verteilung der zukünftigen dezentralen Anlagenstandorte der erneuerbaren Energien sowie der kleinen KWK und die Annahme, wo diese in das Netz einspeisen, müssen dahingegen prognostiziert werden. Dieser Schritt heißt Regionalisierung.

In allen Szenarien wird bei KWK-fähigen Kleinkraftwerken (Anlagen < 10 MW) ein Zubau angenommen. So wird in den Szenarien bis 2030 ein Zubau von 4,5 GW vorgesehen und bis 2035 ein weiterer Zubau in Höhe von 1,5 GW. Die Bedeutung der dezentralen KWK-Erzeugung erhöht sich somit zukünftig.

Auf Basis der Regionalisierung, dem definierten Wetterjahr 2012 und weiteren modelltechnischen Annahmen werden dann stündlich aufgelöste Zeitreihen der Einspeisung für die erneuerbaren Energien bestimmt (siehe Kapitel 2.5.3). Das Wetterjahr 2012 ist als eines der durchschnittlichsten Wetterjahre der letzten zehn Jahre im Hinblick auf den Windenergieertrag für die Untersuchungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans geeignet. Die Robustheit und Notwendigkeit des erforderlichen Netzausbaus kann durch die Wahl eines durchschnittlichen Wetterjahres bekräftigt werden.

2.5.1 Methodik zur Regionalisierung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) eine Methodik zur Regionalisierung von bundesweiten Ausbaupfaden für Onshore-Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen, Biomasseanlagen, Wasserkraftanlagen und Anlagen zur Nutzung sonstiger erneuerbarer Energien entwickelt und angewandt. Diese Methodik wurde im Zuge des Entwurfes des Szenariorahmens zum NEP 2030 weiterentwickelt und an die aktuellen Randbedingungen (u. a. EEG 2017) angepasst. Dabei gliedert sich die Regionalisierung der erneuerbaren Energien für alle betrachteten Technologien im Wesentlichen in folgende Schritte:

- Abbildung des Anlagenbestands
- Potenzial- und ggf. Ertragsanalyse
- (modellgestützte) Zubaumodellierung



Detaillierte Annahmen zur Regionalisierung, insbesondere zur Bestimmung des PV-Potenzials und der Berücksichtigung historischer Ausbauentwicklungen, sind im Begleitdokument "Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien – Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2017" unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUG sowie im Szenariorahmenentwurf zum NEP 2030 dargelegt.

Die BNetzA hat in der Genehmigung die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgestellte Methode zur Regionalisierung des Zubaus der erneuerbaren Energien wie im vergangenen NEP als angemessen bewertet. Im Zuge der Genehmigung des Szenariorahmens sind die Übertragungsnetzbetreiber darüber hinaus aufgefordert worden, folgende Aspekte in der Modellierung zu berücksichtigen:

- 10H-Regelung: Im Bundesland Bayern wird bei der Zubaumodellierung von Windenergieanlagen ein Mindestabstand vom Zehnfachen der Anlagenhöhe zur Wohnbebauung (als Ausschlussfläche) berücksichtigt.
- Drehfunkfeuer: Bei der Zubaumodellierung von Onshore-Windenergieanlagen wird ein Mindestabstand in Form eines Radius von 15 km um jede in Deutschland errichtete Drehfunkanlage (als Ausschlussfläche) berücksichtigt.
- Abfrage der Verteilernetzbetreiber: Die von der BNetzA abgefragte Antrags- und Genehmigungslage Onshore-Windenergie wird bei der Bundeslandregionalisierung mit dem aktuellsten Stand berücksichtigt.
- Abfrage der Landesplanungsbehörden: Die von der BNetzA und den Übertragungsnetzbetreibern erfragten Vorrang- und Eignungsflächen werden bei der Zubaumodellierung von Onshore-Windenergieanlagen nach Möglichkeit in Form von georeferenzierten Daten mit aktuellstem Stand berücksichtigt.
- Über die §§ 36c und 88b EEG 2017 hat der Gesetzgeber auf Vorschlag der BNetzA eine Netzausbaugiebtsverordnung (NAGV) festgelegt worden, nach welcher der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen in einem Netzausbaugiebt gesteuert werden soll. Diese Rechtsverordnung stellt eine temporäre Möglichkeit dar, den Netzausbau mit dem Ausbau Wind onshore besser zu verzahnen und damit die Kosten für Redispatch-Maßnahmen zu reduzieren. Der genehmigte Szenariorahmen trifft die Annahme, dass das Netzausbaugiebt nur für eine Übergangszeit eingerichtet wird und im Anschluss daran Nachholeffekte bis zum Jahr 2030/2035 für einen Ausgleich sorgen. Für die Dimensionierung des langfristigen Netzausbaus ist die temporäre Festlegung eines Netzausbaugiebts daher, insbesondere im Rahmen der Regionalisierung, außer Acht zu lassen.

2.5.2 Ergebnisse der Regionalisierung

Wind onshore

Unter den Modellannahmen ist ausgehend von einem großen Bestand der Anteil des Zubaus am Gesamtzubau in den norddeutschen Bundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein weiterhin groß. Niedersachsen bleibt das Bundesland mit der höchsten installierten Windleistung. Auch an den windstarken Küstenstandorten mit hohen regionalen Leistungsdichten kann ein weiterer Zubau verzeichnet werden. In Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg ist ebenfalls ein signifikanter Zubau an Windenergie, hier insbesondere in der Fläche, sichtbar. Für Mecklenburg-Vorpommern wird in zwei Szenarien von einer Verdopplung der heutigen Anlagenleistung ausgegangen.

Daneben ist erkennbar, dass zunehmend auch neue Standorte erschlossen werden. Dies gilt insbesondere für Regionen in der Mitte Deutschlands (z. B. Nordrhein-Westfalen) sowie für Baden-Württemberg. Durch die Berücksichtigung der 10H-Regelung ist in Bayern über den heutigen Bestand hinaus nur noch ein geringer (kurzfristiger) Zubau an Windenergieanlagen zu beobachten.



Tabelle 9/aF zeigt die berechneten Leistungen je Bundesland. Die angegebenen Summenwerte für Deutschland entsprechen dabei den Vorgaben aus der Genehmigung des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur. In Abbildung 7/aF ist die installierte Leistungsdichte (installierte Leistung pro Fläche) auf Ebene der Postleitzahlen (PLZ) für den heutigen Bestand sowie exemplarisch für das Szenario B 2030 dargestellt.

Tabelle 9/aF: Installierte Leistungen Wind onshore je Bundesland

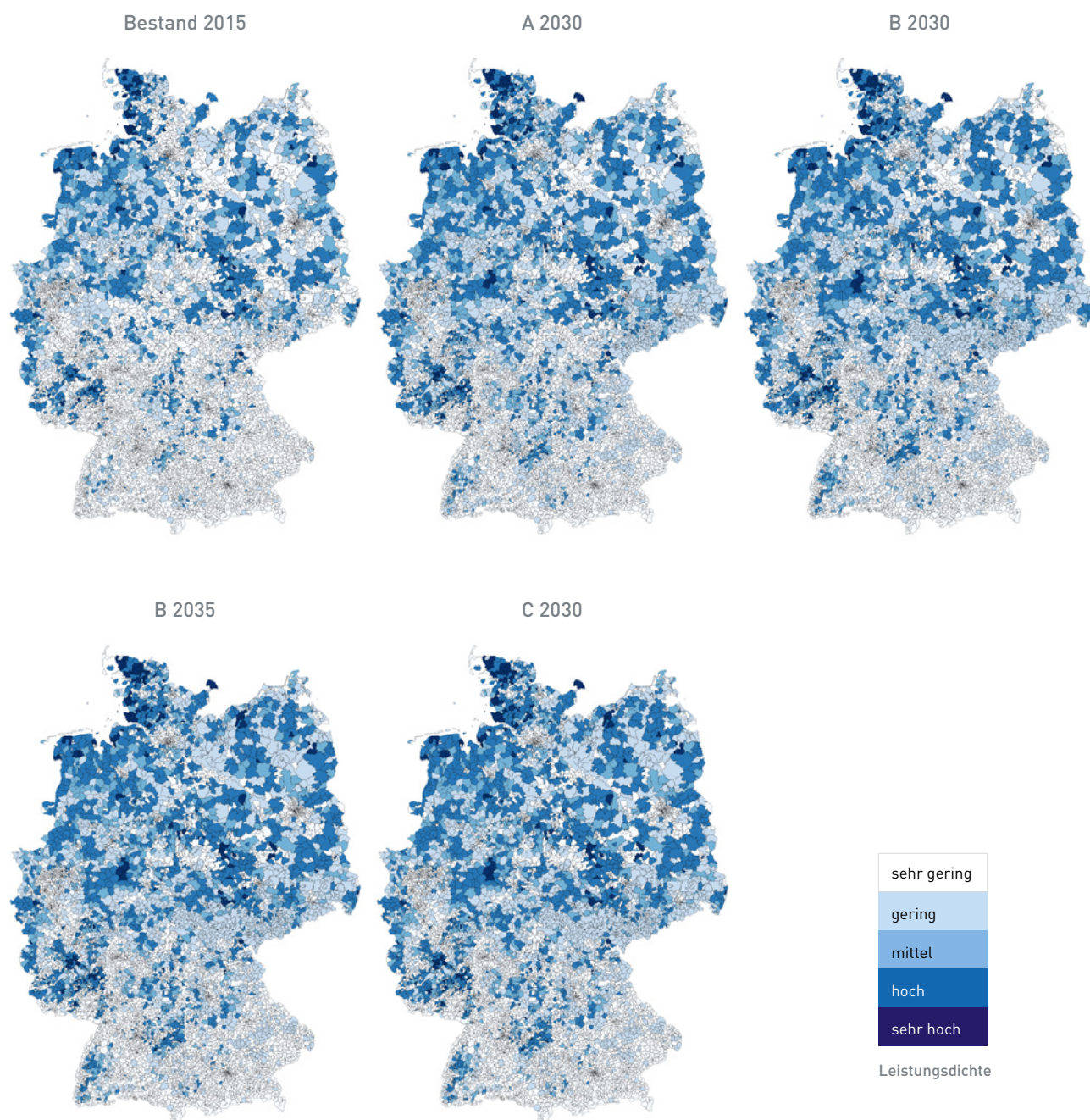
Installiert Wind onshore [GW]	Bestand 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	0,7	1,5	1,9	2,2	2,3
Bayern	1,8	2,4	2,4	2,4	2,4
Berlin	< 0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Brandenburg	5,8	8,1	8,5	8,8	8,8
Bremen	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Hamburg	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hessen	1,3	2,1	2,2	2,3	2,4
Mecklenburg-Vorpommern	2,8	3,5	4,0	4,4	4,5
Niedersachsen	8,5	10,7	11,9	12,7	12,9
Nordrhein-Westfalen	4,0	5,3	5,6	5,9	5,9
Rheinland-Pfalz	2,9	3,9	4,0	4,2	4,2
Saarland	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4
Sachsen	1,2	1,6	1,8	1,9	2,0
Sachsen-Anhalt	4,6	5,4	5,7	6,0	6,0
Schleswig-Holstein	5,7	7,5	7,8	8,0	8,0
Thüringen	1,3	1,4	1,7	1,9	1,9
Summe*	41,2	54,2	58,5	61,6	62,1

* Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 7/aF: Leistungsdichte Onshore-Windenergieanlagen je PLZ



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Photovoltaik

Bei der absolut installierten Photovoltaikleistung auf Gebäude- und Freiflächen verzeichnet Bayern aufgrund der großen Fläche und dem bereits heute hohen Anlagenbestand weiterhin den größten Anteil. Der Zubau findet unter den Modellierungsannahmen neben den südlichen Bundesländern vor allem auch im Westen und Nordwesten Deutschlands statt. Ein Grund hierfür ist unter anderem die Vielzahl geeigneter Dachflächen und gewerblich genutzter Gebäude. Gut erkennbar ist der insbesondere auf ein hohes Dachflächenpotenzial zurückzuführende Ausbau der Photovoltaik in bevölkerungsreichen Regionen wie Hamburg, Berlin und München. Damit einher geht die zunehmende Kopplung einer Nutzung von Kleinspeichern im Haushaltssektor, wie im Kapitel zur Stromnachfrage näher ausgeführt. Im Osten Deutschlands ergeben sich durch die Erschließung von Konversionsflächen, wie zum Beispiel ehemalige Truppenübungsplätze, punktuell hohe Leistungsdichten.

Tabelle 10/aF: Installierte Leistungen Photovoltaik je Bundesland

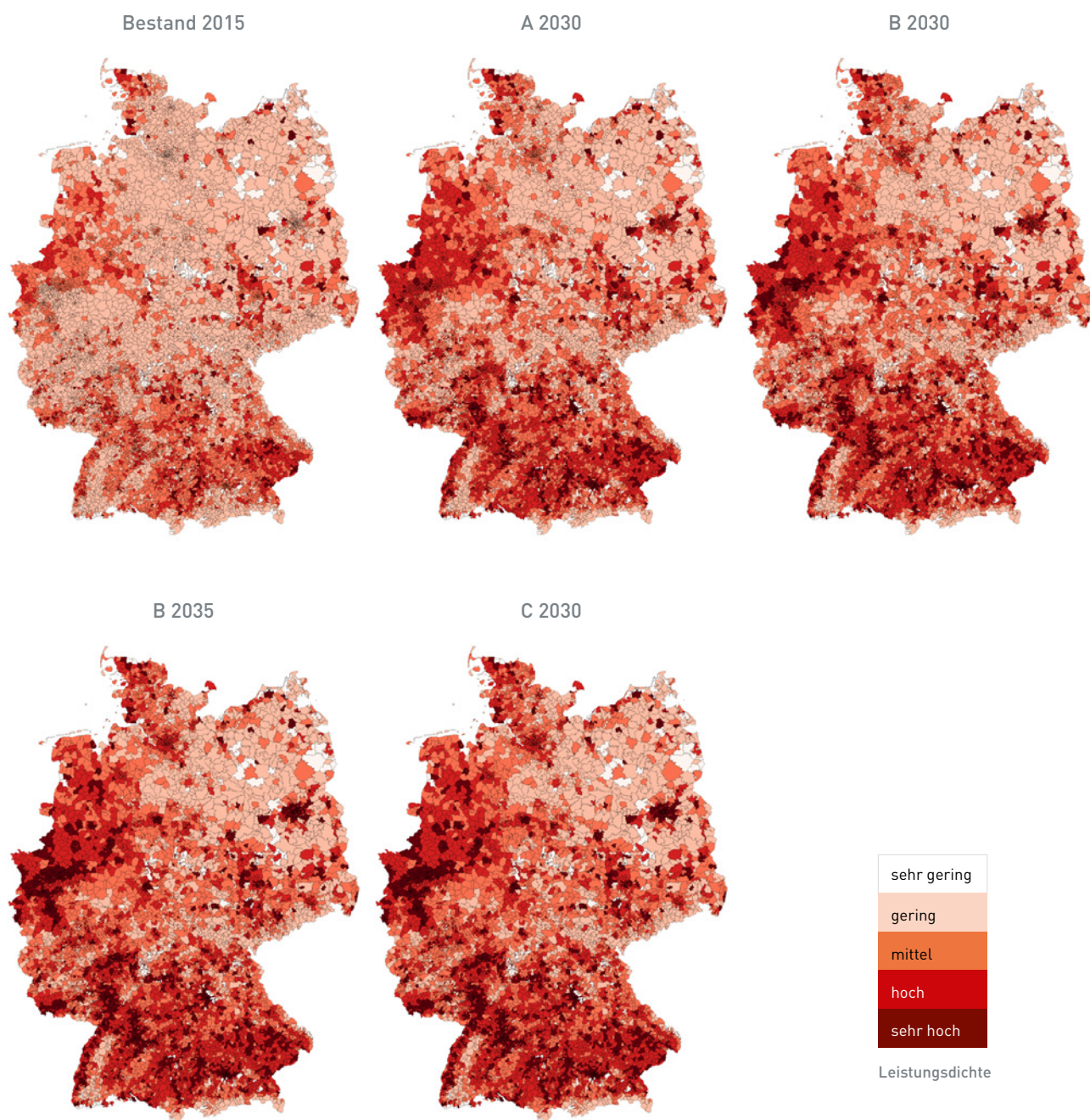
Installiert Photovoltaik [GW]	Bestand 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	5,1	7,9	9,0	10,2	10,4
Bayern	11,3	15,4	16,9	18,7	18,9
Berlin	0,1	0,5	0,6	0,7	0,8
Brandenburg	3,0	4,0	4,3	4,7	4,7
Bremen	<0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hamburg	<0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Hessen	1,8	3,1	3,6	4,2	4,3
Mecklenburg-Vorpommern	1,4	1,8	1,9	2,2	2,2
Niedersachsen	3,6	5,9	6,9	8,0	8,2
Nordrhein-Westfalen	4,4	7,5	8,8	10,4	10,7
Rheinland-Pfalz	1,9	3,1	3,6	4,1	4,2
Saarland	0,4	0,7	0,8	0,9	1,0
Sachsen	1,6	2,5	2,8	3,1	3,2
Sachsen-Anhalt	2,0	2,5	2,7	3,0	3,0
Schleswig-Holstein	1,5	2,3	2,6	2,9	3,0
Thüringen	1,2	1,4	1,6	1,8	1,9
Summe*	39,3	58,7	66,3	75,3	76,8

* Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 8/aF: Leistungsdichte Photovoltaik je PLZ



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Biomasse

Bei dem an landwirtschaftlich genutzten Flächen sowie dem Anlagenbestand orientierten Zubau von Biomasseanlagen übernimmt Bayern wie auch beim heutigen Bestand in Summe die Führung, gefolgt von Niedersachsen und Baden-Württemberg. In einzelnen Regionen ergeben sich höhere Leistungsdichten durch bereits heute existierende Anlagenstandorte. Die Stadtstaaten spielen aufgrund kleiner landwirtschaftlich genutzter Flächen beim Zubau von Biomasseanlagen unter Verwendung des angewandten Verteilungsschlüssels eine untergeordnete Rolle.

Tabelle 11/aF: Installierte Leistungen Biomasse je Bundesland

Installiert Biomasse [GW]	Bestand 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	0,7	0,6	0,6	0,6	0,7
Bayern	1,4	1,1	1,3	1,2	1,5
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Brandenburg	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,3	0,2	0,3	0,2	0,3
Niedersachsen	1,3	1,1	1,2	1,1	1,3
Nordrhein-Westfalen	0,8	0,6	0,7	0,6	0,8
Rheinland-Pfalz	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Sachsen-Anhalt	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4
Schleswig-Holstein	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4
Thüringen	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Summe*	6,8	5,5	6,2	6,0	7,0

*Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Wasserkraft

Die Standorte der Wasserkraftwerke orientieren sich neben den Flussverläufen stark an der regionalen Topologie. Durch den derzeitigen Anlagenbestand und die gefällereiche Landschaft konzentriert sich ein Großteil der Wasserkraftanlagen auch weiterhin im Süden Deutschlands.

Tabelle 12/aF: Installierte Leistungen Wasserkraft je Bundesland

Installiert Wasserkraft [GW]	Bestand 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	1,0	0,8	1,0	1,0	1,1
Bayern	2,6	2,2	2,6	2,6	2,9
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1
Nordrhein-Westfalen	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2
Rheinland-Pfalz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Sachsen-Anhalt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Österreich (DE)*	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	5,6	4,8	5,6	5,6	6,2

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Sonstige Erneuerbare

Der Anlagenbestand der sonstigen Erneuerbaren, d. h. sowohl der regenerativen Gase als auch der Geothermie, weist einzelne regionale Schwerpunkte auf. Durch die energetische Nutzung von Deponie- und Grubengas befindet sich nahezu ein Drittel dieses Anlagentyps in Nordrhein-Westfalen. Die Standorte der Geothermieanlagen orientieren sich an den bisher bestehenden Pilotanlagen sowie geplanten Projekten.

Tabelle 13/aF: Installierte Leistungen sonstige Erneuerbare je Bundesland

Installiert sonstige EE [GW]	Bestand 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bayern	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nordrhein-Westfalen	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sachsen-Anhalt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe*	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

* Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Zusammenfassung

Im Vergleich mit den vorherigen Netzentwicklungsplänen zeigt sich, dass auch unter den angepassten Randbedingungen (u. a. EEG 2017) grundsätzlich die regionalen Schwerpunkte der jeweiligen erneuerbaren Erzeugungsanlagen erhalten bleiben. Die Standorte der Windenergieanlagen werden auch zukünftig vor allem im Norden Deutschlands erwartet, während der Photovoltaikzubaue in der Fläche im Süden, punktuell aber auch im Norden und Osten sowie den bevölkerungsreichen Gebieten Nordrhein-Westfalens, erfolgt. Biomasse verteilt sich weiterhin vergleichsweise homogen über das Bundesgebiet, mit Schwerpunkten in überwiegend landwirtschaftlich geprägten Regionen. Die Entwicklung der Wasserkraft sowie sonstigen Erneuerbaren leitet sich größtenteils aus dem heutigen Anlagenbestand ab. Die Erzeugung ist hier jeweils stark standortgebunden und erfährt in den Jahren bis 2030 und auch 2035 eine am heutigen Bestand orientierte Leistungssteigerung.

2.5.3 Einspeisezeitreihen

Ein weiterer Aufbereitungsschritt besteht in der Ermittlung von regional aufgelösten Erzeugungsprofilen für die einzelnen Technologien. Insbesondere die Erzeugung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie der Wärmebedarf von KWK-Anlagen sind wesentlich abhängig vom Wetter sowie dem regional verfügbaren Dargebot und weisen eine hohe zeitliche Variabilität auf. Die jeweiligen Einspeisungen werden daher auf Basis der netzknottenscharfen installierten Leistungen, einem Wettermodell für das zu Grunde gelegte Referenzjahr 2012² sowie Kenngrößen der Erzeugungsanlagen ermittelt.

Die Wetterdaten wurden für die Bestimmung von Einspeisezeitreihen aus Windenergie- und PV-Anlagen sowie für Wärmebedarfsmodellierung von KWK-Anlagen verwendet.

Um die technologische Weiterentwicklung der Anlagen in der Zukunft zu berücksichtigen, werden die Annahmen des zugrunde liegenden Szenariorahmens wie zukünftig steigende Volllaststunden über eine zusätzliche Kalibrierung der Anlagenkennlinien und Verfügbarkeitsparametern bei Bestimmung der Einspeisezeitreihen eingehalten.

Regional unterschiedliche Wind- und Solarstrahlungspotenziale werden in Form regional hochaufgelöster historischer Wetterzeitreihen berücksichtigt. Für den NEP 2030 wird das Wetterjahr 2012 zu Grunde gelegt.³ Der verwendete Datensatz für dieses Jahr besteht aus Reanalysedaten, die von einem externen Dienstleister, European Weather Consultants (EWC), bereitgestellt werden. Reanalysedaten basieren auf historischen Wetterdaten. Sie werden durch numerische Wettermodelle ergänzt, um ein vollständiges Raster mit Wetterdaten zu erhalten. Damit liegen Daten auch für Orte vor, an denen keine historischen Messwerte verfügbar sind, beispielsweise wegen nichtvorhandener oder ausgefallener Messstationen. Der verwendete Datensatz enthält als Wetterparameter die Temperatur [°C], die Globalstrahlung [W/m²], sowie Windgeschwindigkeiten [m/s] in 80 m und 140 m über Grund, jeweils in stündlicher Auflösung. Grundlage der Analysen bildeten die Wetterinformationen von 800 Datenpunkten in Europa. Für Deutschland und direkt benachbarte Gebiete wird ein sehr enges Raster gewählt, welches mit wachsendem Abstand grobmaschiger wird. Hierdurch wird eine hohe Genauigkeit bei der Ermittlung der Einspeisung erneuerbarer Energien in den Bereichen erzielt, die einen großen Einfluss auf die Auslastung im deutschen Übertragungsnetz haben.

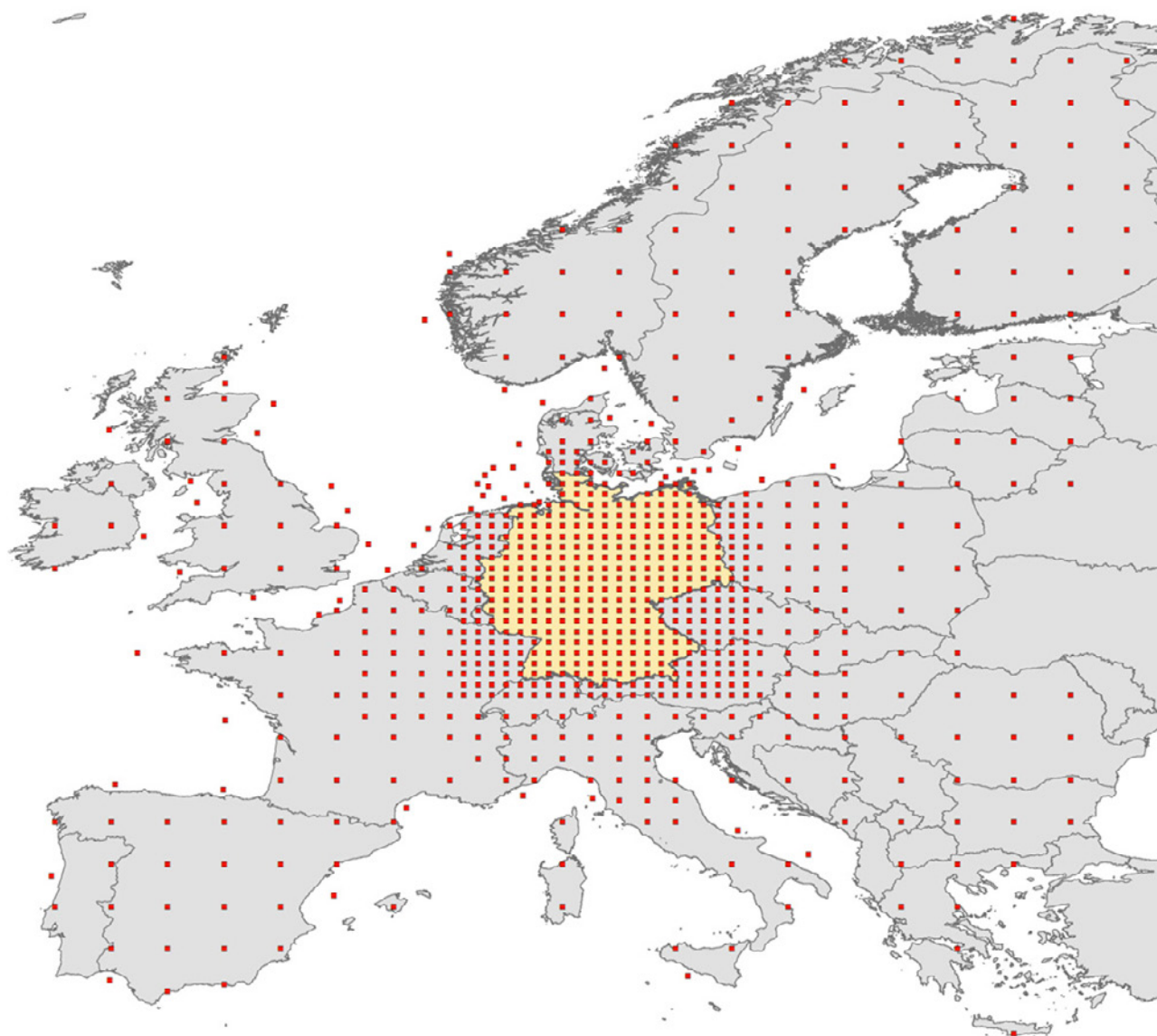
Die Wetterzeitreihen werden mit Hilfe von Geokoordinaten geeignet interpoliert, um die entsprechenden Wettereinflüsse an den Anlagen abzubilden. Über eine Analyse des historischen regionalen Einspeiseverhaltens können darüber hinaus vielfältige Einflussfaktoren wie technische Eigenschaften sowie Verschattungs- und Ausrichtungseffekte spezifischer Anlagen mit abgebildet werden. Die Ergebnisse dieser Analyse, u. a. regional aggregierte technische Anlagenkennlinien von Windenergieanlagen oder räumlich differenzierte Verfügbarkeiten, bilden die Grundlage für die Berechnung der zukünftigen Einspeisung in Deutschland und Europa.

² Siehe Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2017 – 2030 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber

³ Siehe Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2017 – 2030 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 9/aF: Schematische Darstellung der Verteilung von Wetterinformationen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber / EWC European Weather Consult



2.5.4 Spitzenkappung

Spitzenkappung beschreibt die Berücksichtigung der Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen in der Netzplanung, um Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Die gesetzliche Einführung dieses Planungsansatzes erfolgte im Rahmen des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes. Demnach erhalten Verteilernetzbetreiber 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 2017 volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu dimensionieren. Abzugrenzen ist diese Methodik von den realen Prozessen im Netzbetrieb. Bei der Spitzenkappung handelt es sich um einen reinen theoretischen netzplanerischen Ansatz, der in etwa einem vorweggenommenen Einspeisemanagement gleichkommt. Die Methodik wurde insbesondere für unterlagerte Spannungsebenen (Verteilernetze) entwickelt.

Nach § 12a Abs. 1 S. 4 und § 12b Abs. 1 S. 3 EnWG sind die Betreiber von Übertragungsnetzen im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans ohne Abwägung der gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen verpflichtet, die Regelungen der Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG bei der Netzplanung anzuwenden.⁴

Power-to-Gas wird als im Rahmen des Energieeinsatzes zur Spitzenkappung tendenziell netzentlastend umgesetzt angenommen. Hintergrund dieser Annahme ist, dass die mit Power-to-Gas verbundenen Umwandlungsprozesse in den Zeiten und an den Orten hoher Windeinspeisung stattfinden.

Mit der Spitzenkappung wird eine Abregelung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen (PV) 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 Versorgungssicherheit darstellt.

Methode

Die Abbildung der Spitzenkappung von Verteilernetzbetreibern erfolgt in der Übertragungsnetzplanung auf Basis der in der BMWi-Verteilernetzstudie angewandten Systematik.⁵ Hierin wurden eine Vielzahl von Verteilernetzen unterschiedlicher Spannungsebenen, Netztopologie und Versorgungsaufgaben simuliert und untersucht, inwiefern die Berücksichtigung von Spitzenkappung bei der Netzdimensionierung des Verteilernetzes sinnvoll ist. In der Übertragungsnetzplanung gilt es abzubilden, in welchen Verteilernetzen die Abregelung von Einspeisespitzen der dort angeschlossenen EE-Anlagen in der Netzplanung berücksichtigt wird.

Die maximale Einspeisung angeschlossener Anlagen und damit die mögliche Rückspeisung ins Übertragungsnetz ist 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 um bis zu 30 % geringer als die installierte Leistung der EE-Anlagen angenommen werden.

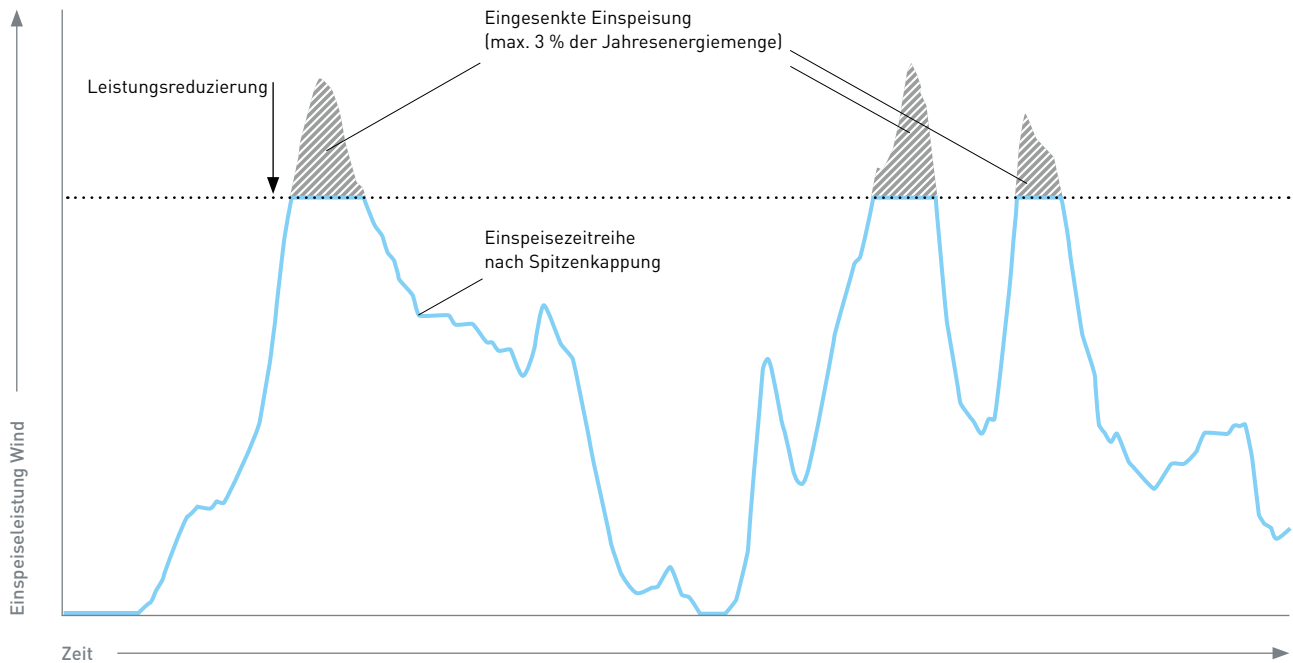
⁴ Die ÜNB haben eine Abfrage bei den Verteilernetzbetreiber durchgeführt. Diese ergab jedoch kein geschlossenes Meinungsbild, weshalb die Spitzenkappung flächendeckend angenommen wurde.

⁵ Studie "Moderne Verteilernetze für Deutschland", veröffentlicht September 2014, abrufbar unter www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html



Das Prinzip der Spitzenkappung ist für eine Einspeiselinie Windenergie an einem Netzknoten in Abbildung 10/aF exemplarisch dargestellt.

Abbildung 10/aF: Wirkungsweise der Spitzenkappung an einem exemplarischen Netzknoten



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Ergebnisse

Durch die Anwendung der Spitzenkappung wird in etwa 3.000 Stunden des Jahres Onshore-Windenergie- und in 750 Stunden Photovoltaik-Einspeisung eingesenkt. Überlagerungseffekte sind dabei in etwa 250 Stunden zu beobachten. Die in Summe eingesenkten Einspeisemengen sind in Tabelle 14/aF dargestellt.

Tabelle 14/aF: Eingesenkte Einspeisemengen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik⁶

Szenario	Eingesenkte Einspeisemenge Onshore-Windenergie (TWh)	Eingesenkte Einspeisemenge Photovoltaik (TWh)
A 2030	2,1	0,7
B 2030	2,2	0,8
B 2035	2,2	0,9
C 2030	2,3	0,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

⁶ Im Vergleich hierzu fällt die Einsenkung durch Dumped Power deutlich geringer aus, siehe Kapitel 3.2.4.

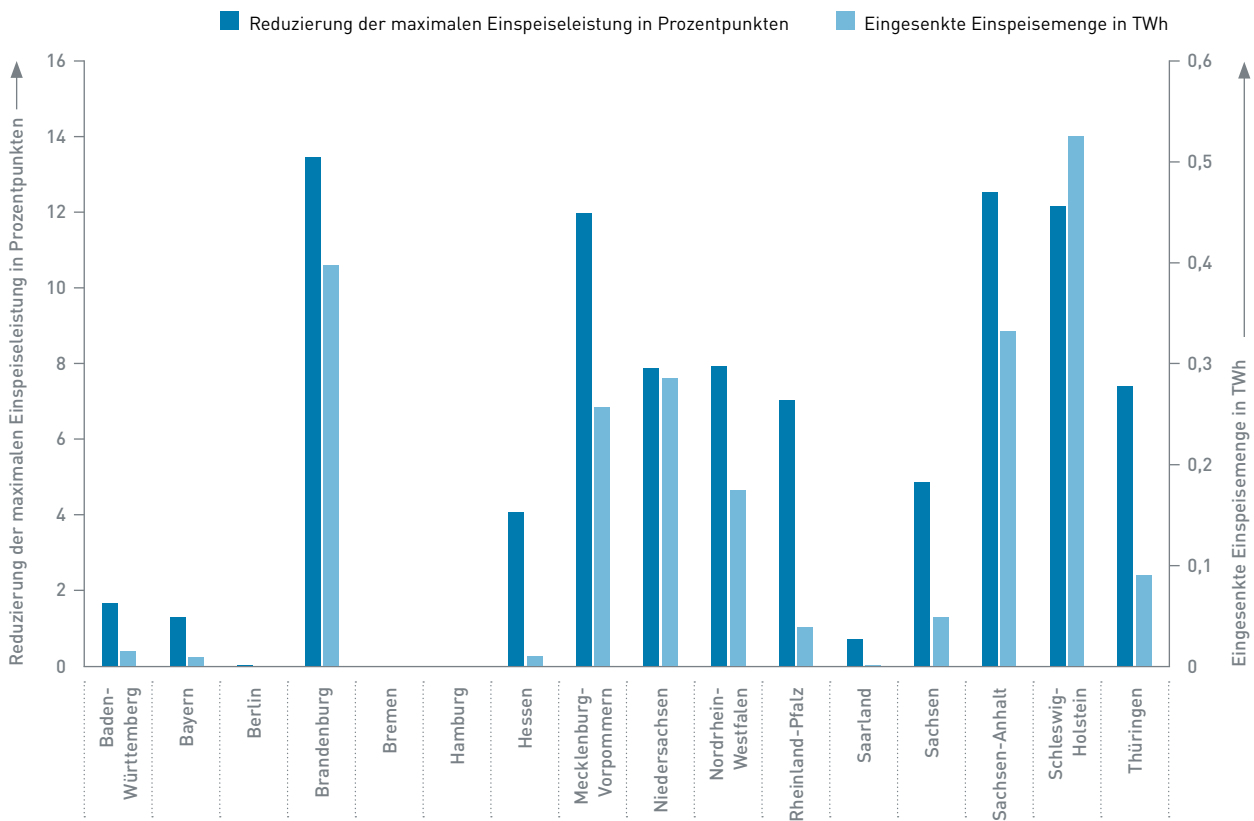


Windenergie

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 zwischen 5,0 und 5,5 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 werden in der Spitze 3,6 GW eingesenkt. Gleichzeitig können rund zwei Drittel der in Tabelle 14/aF 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 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 vorhandenen Netzstrukturen eine vermehrte Anwendung von Spitzenkappung erwarten lässt. In den norddeutschen Bundesländern werden die Einspeisesitzen auch im Vergleich zur installierten Windenergieleistung deutlich überproportional eingesenkt.

Abbildung 11 /aF: Ergebnisse der Spitzenkappung Wind nach Bundesländern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

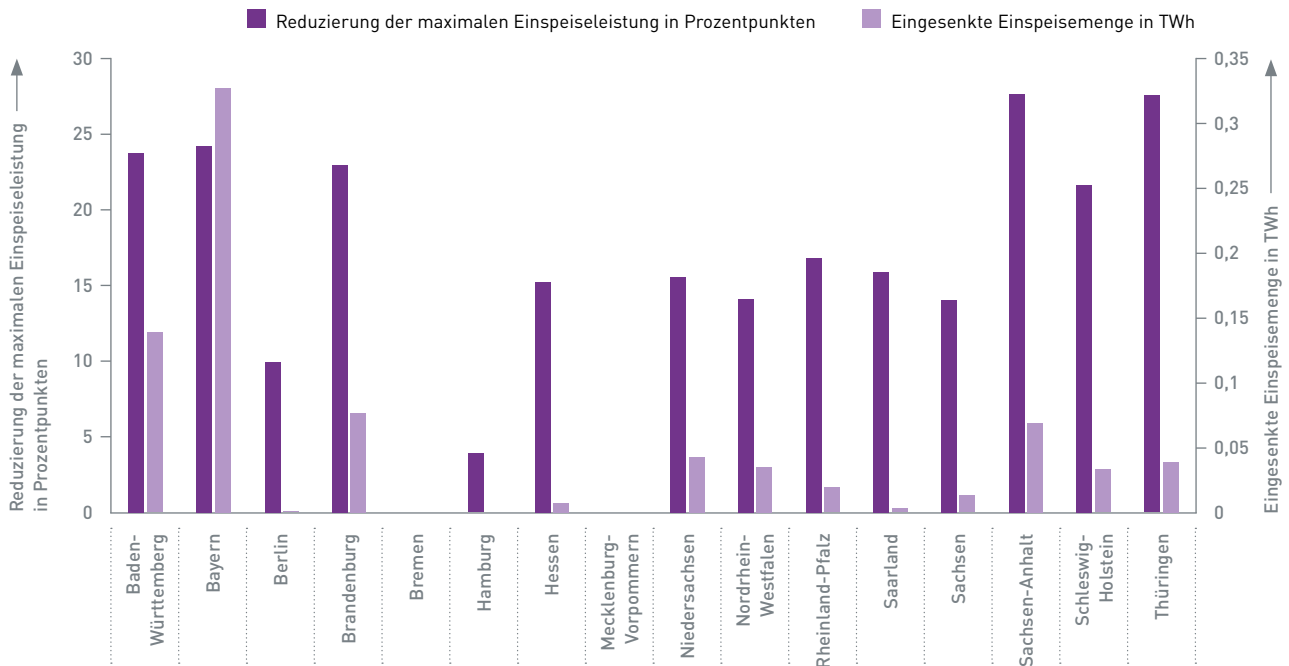


Photovoltaik

Die Einspeiseleistung von PV-Anlagen in Deutschland wird durch die Spitzenkappung in der Spitze zwischen 11 und 14,5 GW eingesenkt. Derartig starke Einsenkungen werden jedoch nur in den Mittagsspitzen ganz 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 8–9 % der Zeitpunkte auf. Insgesamt wird durchschnittlich 1,2 % der jährlichen Einspeisemenge aus PV-Anlagen eingesenkt.

Insbesondere aufgrund der hohen installierten und zugebauten PV-Leistungen in den süddeutschen Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg führt die Spitzenkappung dort sowohl energetisch (etwa 57 % der gesamten 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 derzeitigen Netzstrukturen in diesen Bundesländern bilden, die bei hohen Zubauten von PV-Anlagen zukünftig eine verstärkte Anwendung der Spitzenkappung erwarten lassen.

Abbildung 12/aF: Ergebnisse der Spitzenkappung Photovoltaik nach Bundesländern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2.6 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.

In den bisherigen Netzentwicklungsplänen wurde dabei die Annahme getroffen, dass sich diese gegenläufigen Effekte im betrachteten Zeithorizont in ihrer Höhe weitgehend kompensieren. Insbesondere im Hinblick auf die längerfristigen politischen Effizienzziele und die nun zeitlich weiter fortgeschriebenen Zielhorizonte 2030 und 2035 ist jedoch mit einem sich zukünftig stark wandelnden Energiemarkt und dem verstärkten Einsatz neuer Technologien zu rechnen. Hiervon ausgehend hatten die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Entwurfs zum Szenariorahmen eine vertiefte Analyse der nationalen Stromnachfrage, der regionalen Entwicklung von Nachfragestrukturen sowie des Einflusses auf den zeitlichen Verlauf der Stromnachfrage vorgeschlagen. In Vorbereitung der Marktsimulation wurde eine Studie zur Modellierung regionaler Stromverbräuche und Lastprofile beim Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) in Auftrag gegeben. Diese finden Sie unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUN.

2.6.1 Methodik

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Vorfeld des NEP 2030 eine Studie zur Modellierung regionaler Stromnachfrage und Lastprofile beim Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) in Auftrag gegeben. Ziele der Studie waren:

- Identifikation der wesentlichen Treiber der Stromnachfrage in Deutschland
- Nationale und regionale Prognose der zukünftigen Stromnachfrage
- Nationale und regionale Prognose zukünftiger Nachfrageprofile unter Berücksichtigung klassischer und neuer Stromanwendungen (z. B. Elektromobilität und Wärmepumpen)
- Analyse des techno-ökonomischen Potenzials für dezentrale Stromspeicher und deren Verbreitung
- Ermittlung von Demand-Side-Management (DSM)-Potenzialen je Sektor

Die Ergebnisse der durchgeführten Studie sind dabei in den am 18.01.2016 von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten Entwurf zum Szenariorahmen eingeflossen. Das zugehörige Begleitgutachten zur allgemeinen Methodik der Stromnachfrageanalyse und zu den Modellergebnissen des Entwurfs zum Szenariorahmen ist unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUN verfügbar.

Die Bundesnetzagentur hat die im Entwurf des Szenariorahmens vorgeschlagene Methodik der Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich als angemessen bestätigt. Allerdings wurden im Rahmen der Genehmigung verglichen mit dem Szenariorahmenentwurf sowie der ursprünglich durchgeführten Studie teils abweichende Randbedingungen vorgegeben. Die Vorgaben der Genehmigung gemäß Tabelle 15/aF wurden im Zuge der Modellierung durch die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigt.



Tabelle 15/aF: Vorgaben zur Modellierung des Stromnachfrage (inklusive Netzverluste der Verteilernetzbetreiber) gemäß Genehmigung

Kategorie	Vorgabe	Referenz 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Nationale Vorgaben	Nettostromverbrauch [TWh]	532,0	517,0	547,0	547,0	577,0
	Jahreshöchstlast [GW]	83,7	84,0	84,0	84,0	84,0
Wärmepumpen	Anzahl [Mio.]	0,6	1,1	2,6	2,9	4,1
	Jahresverbrauch [TWh]	6,7	11,0	26,0	29,0	41,0
	Anteil lastmanagement-fähiger Wärmepumpen [%]	–	46,0	77,0	79,0	86,0
Elektromobilität	Anzahl [Mio.]	0,0	1,0	3,0	4,5	6,0
	Jahresverbrauch [TWh]	0,5	2,5	7,5	11,3	15,0
Flexibilitätsoptionen und Speicher	Power-to-Gas [GW]	–	1,0	1,5	2,0	2,0
	PV-Batteriespeicher [GW]	–	3,0	4,5	5,0	6,0
	DSM Industrie/GHD [GW]	–	2,0	4,0	5,0	6,0

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2017–2030

Aufgrund der komplexen Modellierungsmethodik zur Ermittlung der regionalen Stromverbräuche und der Lastprofile können geringe Abweichungen der Jahreshöchstlast im Vergleich zu den obigen Vorgaben auftreten.

2.6.2 Weitere Schritte in der Modellierung

Als Grundlage der Stromnachfragemodellierung dient ein gemeinsam mit dem Fraunhofer ISI entwickeltes und auf die Vorgaben der Genehmigung angepasstes Modell. Dieses liefert als Ergebnis regional und sektoral aufgelöste Stromnachfragezeitreihen je Landkreis in Deutschland in stündlicher Auflösung. Für die Nutzung der Modellergebnisse im Rahmen der Netzberechnungen setzen die Übertragungsnetzbetreiber weitere Schritte um:

- Anpassung von Nachfrage und Last in Deutschland auf die Vorgaben der Genehmigung (siehe Kapitel 2.6.2.1)
- Validierung der Modellergebnisse anhand historischer Stromnachfragedaten (siehe Kapitel 2.6.2.2)
- Verknüpfung der Modellergebnisse mit den Netzmodellen der Übertragungsnetzbetreiber
- Ermittlung des DSM-Einsatzes im Rahmen der Marktsimulationen und anschließende Berücksichtigung in den Stromnachfragezeitreihen der Sektoren Industrie und GHD (siehe Kapitel 2.6.2.3)
- Eigenbedarfsoptimierung von Strom aus PV-Anlagen im Haushaltssektor (siehe Kapitel 2.6.2.4)

Power-to-Gas wird als im Rahmen des Energieeinsatzes zur Spitzenkappung tendenziell netzentlastend umgesetzt angenommen. Hintergrund dieser Annahme ist, dass die mit Power-to-Gas verbundenen Umwandlungsprozesse in den Zeiten und an den Orten hoher Windeinspeisung stattfinden.

Im Folgenden werden die einzelnen Modellierungsschritte erläutert.

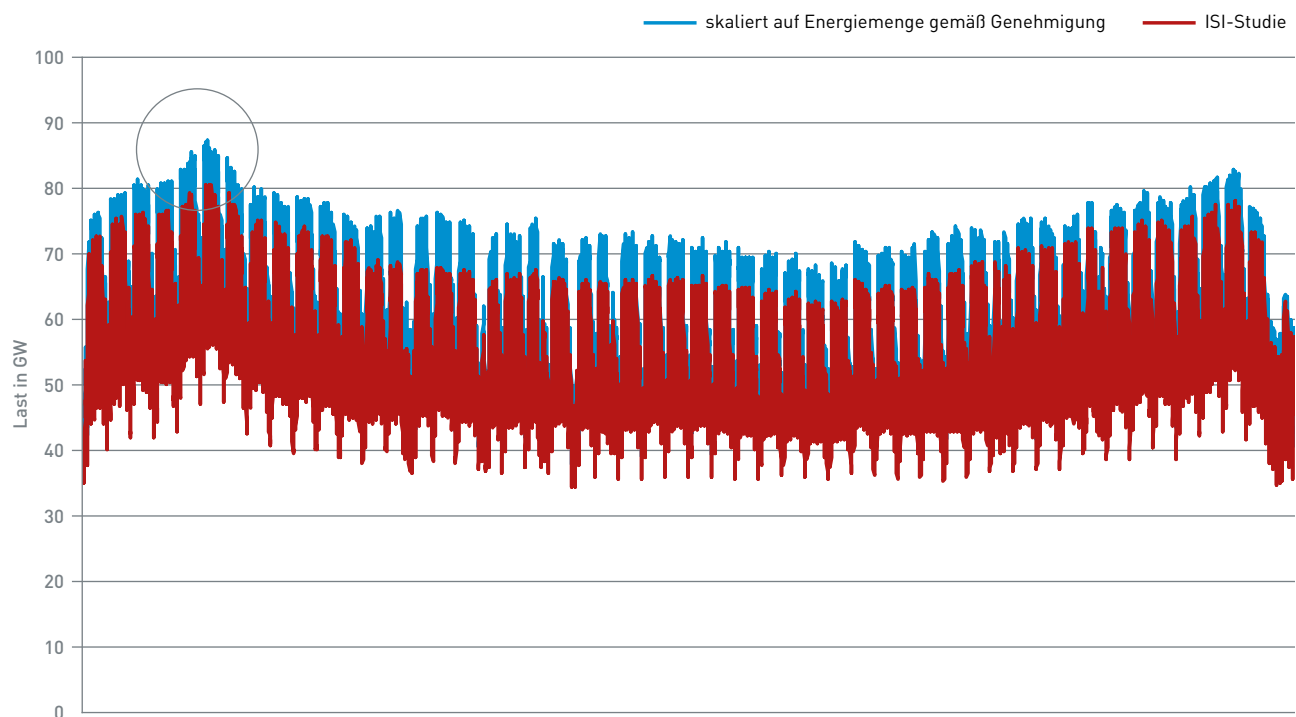


2.6.2.1 Anpassung von Nachfrage und Last in Deutschland auf die Vorgaben der Genehmigung

Die Vorgaben der BNetzA einer Jahresenergiemenge und einer Jahreshöchstlast legen wesentliche Parameter der Lastkurve fest, die sich aber mit den übrigen Vorgaben zu Flexibilitäten von Wärmepumpen, E-Mobilität usw. in einem Modell nur schwer abbilden lassen. Um die Vorgaben der Höchstlast im NEP 2030 annähernd einhalten zu können, wurde angenommen, dass zukünftig verstärkt Verfahren zur Lastflexibilisierung angewandt werden.⁷ In Zeiten in denen die Höchstlast in DE die genehmigte Höchstlast überschreitet, wird die Last der Wärmepumpen und Elektromobile eingesenkt und innerhalb von einem Tag nachgeholt. Dies führt zu einer Verformung der Lastkurve, die umso größer ausfällt, je höher die Anzahl installierten Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge ist.

In den nachfolgenden Abbildungen 13/aF und 14/aF sind für B 2030 die resultierenden Lastzeitreihen dargestellt, hierbei sind die auftretenden Verluste im Übertragungs- und Verteilernetz nicht enthalten.

Abbildung 13/aF: Vergleich der Lastzeitreihen ISI-Studie und deren Skalierung auf die Energiemenge gemäß Genehmigung für das Szenario B 2030

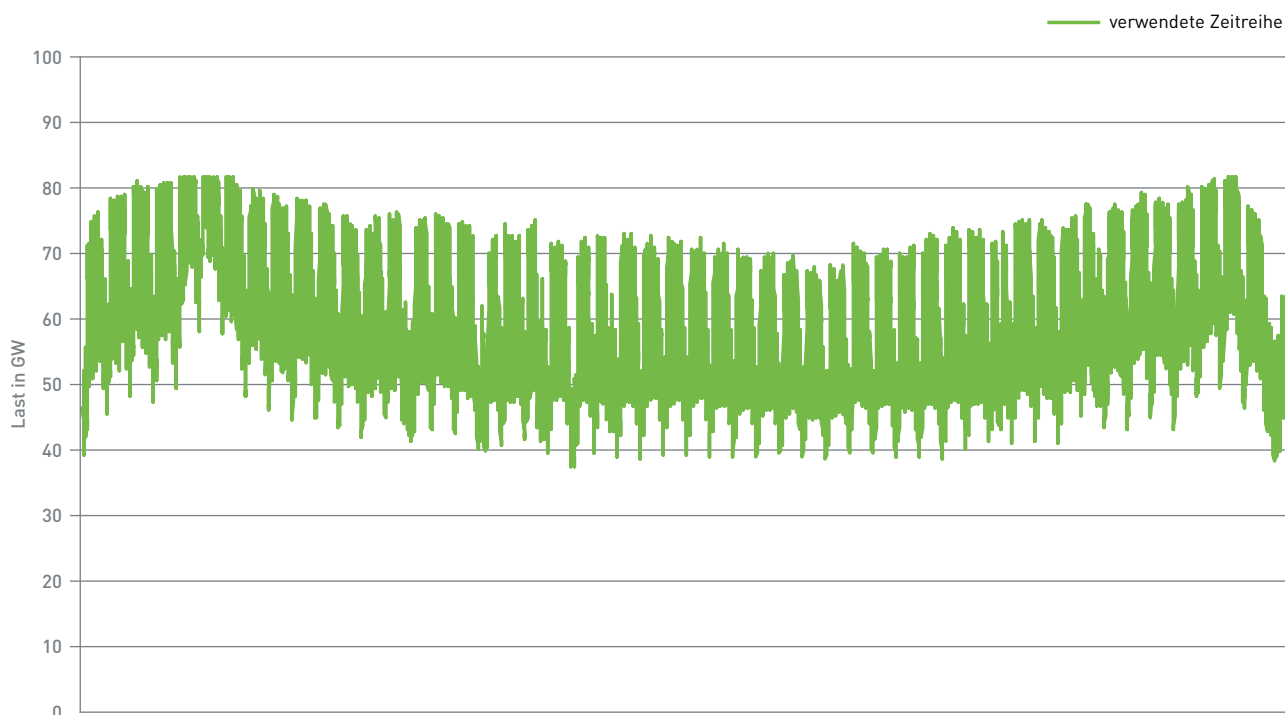


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

⁷ Jahreshöchstlast inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilernetz (A 2030: 82,5 GW, B 2030: 85,9 GW, B 2035: 86,7 GW, C 2030: 90,6 GW).



Abbildung 14/aF: Verwendete Lastzeitreihe in B 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In der Tabelle 16/aF ist ein Vergleich der genehmigten Vorgaben und der von den ÜNB ermittelten Höchstlast dargestellt. Die aufgetretenen Abweichungen bewegen sich dabei in einem Bereich von $\pm 5\%$.

Tabelle 16/aF: Höchstlast

Szenario	Höchstlast (GW)*	genehmigte Höchstlast (GW)
A 2030	82,2	84
B 2030	84,5	84
B 2035	85,5	84
C 2030	88,7	84

* Aufgetretene Höchstlast ohne Übertragungsnetzverluste vor DSM

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Szenario A 2030 lassen sich die in der Genehmigung festgelegten Randbedingungen zur Nachfrage ohne Anwendung der Nebenbedingung erreichen.

Im Szenario B 2030 ist eine Anwendung der Nebenbedingung notwendig. Ursächlich hierfür ist die zunehmende Temperaturabhängigkeit der Last bei steigender Anzahl an installierten Wärmepumpen. Der Eingriff erfolgt in 108 Stunden des Jahres. Die dabei zu verschiebende Energiemenge (ca. 0,2 TWh) führt in 276 Stunden zu einer Erhöhung der Last gegenüber dem ursprünglichen Profil.



Aufgrund der weiter steigenden Temperaturabhängigkeit kommt im B 2035 zu einer Verdopplung der Anzahl der Eingriffe auf 231 im Vergleich zum B 2030. Die dabei zu verschiebende Energiemenge (ca. 0,5 TWh) führt in 1.329 Stunden zu einer Erhöhung der Last gegenüber dem ursprünglichen Profil.

In C 2030 ist ein Einsenken der Bezugsleistung der Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge in 475 Stunden notwendig. Die dabei zu verschiebende elektrische Arbeit von ca. 1,9 TWh wird in 2.525 Stunden durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge aufgenommen und führt zu einer deutlichen Verformung des Profils gegenüber dem ursprünglichen Lastprofil.

Der Einsatz von DSM kann in einzelnen Stunden zu einer Veränderung der im Netz auftretenden Last führen (siehe Kapitel 2.6.2.3).

2.6.2.2 Validierung der regionalisierten Stromverbrauchsmodellierung

Zur Validierung der regional aufgelösten Modellergebnisse wurde in einem vorgelagerten Schritt für das historische Wetterjahr 2012 ein Abgleich mit realen Stromnachfragedaten vorgenommen. Als Vergleichsgröße dienen hierbei stündlich aufgelöste Stromnachfragedaten, die den ÜNB auf Ebene sogenannter Netzgruppen, d. h. netztechnisch abgegrenzten Gebieten in der Verteilernetzebene, für verschiedene historische Jahre vorliegen.

2.6.2.3 Demand Side Management

Mit dem Wandel des Erzeugungssystems, hin zu einer auf erneuerbaren Energien basierenden Versorgung, steht die Möglichkeit Schwankungen in der Last mittels angepasster Erzeugung aus thermischen Kraftwerken auszugleichen, in immer geringerem Umfang zur Verfügung. Erneuerbare Energien, insbesondere Wind (onshore und offshore) und Photovoltaik sind dargebotsabhängig, d. h. die Produktion elektrischer Energie ist abhängig von den jeweils vorherrschenden Wetterverhältnissen wie dem Winddargebot oder der Sonneneinstrahlung zu einem bestimmten Zeitpunkt. Da die Erzeugung folglich nicht zwangsläufig mit der jeweiligen Stromnachfrage zusammenfällt gibt es Bestrebungen, die bisher im Zeitverlauf statische Stromnachfrage zu flexibilisieren und somit der schwankenden Erzeugung anzupassen. Die aktive Steuerung der Nachfrage wird als Demand Side Management (DSM) bezeichnet.

Grundlagen DSM

Bei Demand Side Management wird zwischen abschaltbaren Lasten im Industriesektor einerseits und verschiebbaren Lasten im GHD-Sektor andererseits unterschieden. Während eine Abschaltung eine temporäre Senkung der Stromnachfrage zur Folge hat, werden bei der Lastverlagerung heruntergefahrte Lasten erst zu einem späteren Zeitpunkt genutzt.

- **Abschaltbare Lasten:** Hierbei ermöglicht ein Marktteilnehmer, seine Stromnachfrage situationsabhängig und einem Preissignal folgend sowie in einer bestimmten (auf ein Maximum begrenzten) Höhe zu reduzieren. Der reduzierte Verbrauch ist dabei eine dauerhafte Änderung, was bedeutet, dass die Stromnachfrage nicht zu einem anderen Zeitpunkt (früher oder später) anfällt. Ein Abruf von abschaltbaren Lasten stellt somit eine Reduzierung der Gesamtnachfrage dar.
- **Verschiebbare Lasten:** Hier besteht die Möglichkeit die Stromnachfrage eines Verbrauchers um eine bestimmte im Voraus definierte Zeit zu verschieben. Die Nachfrage kann sowohl auf einen Zeitpunkt vor als auch nach dem eigentlich geplanten Zeitpunkt verlagert werden. Da es sich nur um eine Verlagerung, nicht aber um eine Abschaltung handelt, verändert der Abruf von verschiebbaren Lasten die Gesamtnachfrage nicht. Beim Zugriff auf Lastflexibilitäten im Rahmen des DSM entstehen dem Marktteilnehmer Kosten, die entsprechend vergütet werden müssen. Diese Kosten unterscheiden sich zwischen verschiedenen Angeboten. Außerdem sind die Potenziale, die für DSM genutzt werden können, an zeitliche Restriktionen gebunden. Es ist zu bestimmen, zu welchen Stunden ein Abruf stattfinden kann und in welcher Höhe (MW) eine Reduzierung oder Verschiebung erfolgen kann. Bei verschiebbaren Lasten muss darüber hinaus noch bestimmt werden, wie weit der geplante Verbrauch einer bestimmten Stunde vorgezogen bzw. verlagert werden kann.



Abbildung 15/aF: Funktionsprinzip der Lastabschaltung (links) und Lastverlagerung (rechts)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Den mit dem Abruf von DSM-Potenzialen verbundenen Kosten stehen u. U. Einsparungen im Einsatz des (thermischen) Kraftwerksparks gegenüber. Der Stromverbrauch kann nun in Stunden mit niedrigeren Marktpreisen verlagert werden. Außerdem besteht mit den Lastflexibilitäten eine weitere Möglichkeit Versorgungengpässen im Strommarkt entgegen zu wirken. Ob ein Einsatz volkswirtschaftlich sinnvoll ist, wird während der Optimierung des Kraftwerkseinsatzes bestimmt.

Modellierung von DSM

Die beiden unterschiedlichen Arten des DSM werden im Marktmodell als preisabhängige Lasten umgesetzt. Dabei wird festgelegt, welcher Anteil der Nachfrage flexibel eingesetzt werden kann.

Für den Einsatz des Demand Side Management sind sowohl für die abschaltbaren, als auch die verschiebbaren Lasten die Abrufkosten entscheidend. Der Optimierungs-Algorithmus stellt dabei die Kosten eines DSM-Abrufs den Kosten eines Einsatzes des regulären Kraftwerksparks gegenüber. Ebenfalls wird für beide Arten des DSM über die Vorgabe einer passenden Verfügbarkeitszeitreihe gewährleistet, dass das Potenzial der Flexibilität im Jahresverlauf richtig abgebildet ist. So kann zu jedem Zeitpunkt die maximal zur Verfügung stehende flexible Leistung abgebildet werden. Weitere Nebenbedingungen ermöglichen es, die maximale Einsatzdauer der abschaltbaren Lasten zu modellieren. Bei den verschiebbaren Lasten wird zusätzlich ein Zeitraum angegeben, in dem die verschobene Leistung durch eine Verringerung bzw. Erhöhung der zukünftigen Leistung kompensiert werden muss. Die bei der Kompensation entstehenden Kosten werden in der Optimierung ebenfalls berücksichtigt, sodass der komplette Einsatz-Zyklus kostenoptimal erfolgt.

Voraussetzung für einen kosteneffizienten Einsatz von DSM ist, dass sie in einer volkswirtschaftlich optimalen Art und Weise eingesetzt wird. Dabei gibt es ein Preissignal im Marktgebiet, das alle Akteure sehen und das dadurch einen optimalen Abruf von Flexibilitäten steuert. Der volkswirtschaftlich optimale Einsatz, der in den Simulationen der ÜNB angenommen wurde, unterstellt ein engpassfreies Marktgebiet. Der Einsatz von DSM als Marktinstrument findet also nicht statt, um das Übertragungsnetz zu entlasten. Im Gegenteil kann ein kostenminimaler Einsatz zu einer weiteren Belastung des Stromnetzes führen. Die Last wird durch finanzielle Anreize weiter in Stunden mit niedrigen Stromkosten verlagert. Aufgrund der geringen Erzeugungskosten von erneuerbaren Energien (Grenzkosten 0 €) sind dies Stunden mit hoher Einspeisung aus Wind und PV. Die große Distanz zwischen insbesondere der Windenergie in Norddeutschland und den Lastzentren in West- und Süddeutschland kann darum für eine höhere Auslastung der Netze sorgen.



Der im Rahmen der Marktsimulation (siehe Kapitel 3) ermittelte DSM-Einsatz ist in Tabelle 17/aF je Szenario und Sektor dargestellt.

Tabelle 17/aF: DSM-Einsatz je Szenario und Sektor

Szenario	A 2030		B 2030		B 2035		C 2030	
	Industrie	GHD	Industrie	GHD	Industrie	GHD	Industrie	GHD*
Anzahl Abrufe (negativ)	4,0	79,0	18,0	144,0	16,0	185,0	38,0	205,0
Anzahl Abrufe (positiv)	0,0	82,0	0,0	165,0	0,0	199,0	0,0	270,0
Energiemenge Lastsenkung [GWh]	-0,2	-12,6	-5,8	-64,1	-3,2	-89,9	-10,7	-156,2
Energiemenge Lasterhöhung [GWh]	0,0	12,6	0,0	64,1	0,0	89,9	0,0	150,4
Maximum Lastsenkung [GW]	-0,1	-0,8	-0,8	-1,6	-0,7	-2,5	-0,9	-2,9
Maximum Lasterhöhung [GW]	0,0	0,8	0,0	1,6	0,0	2,5	0,0	2,9

*Die Differenz der Energiemengen resultiert aus einer Lastabsenkung am Ende des Jahres, die entsprechende Lasterhöhung erfolgt im darauffolgenden Jahr.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Es wird angenommen, dass verschiebbare Lasten zukünftig insbesondere im GHD-Sektor und abschaltbare Lasten im Industriesektor anzufinden sind. Erkennbar ist, dass die Anzahl der Abrufe und die Energiemenge umso größer sind, je progressiver das Szenario ausgestaltet.

Der ermittelte DSM-Einsatz wird über einen anwendungsspezifischen Regionalschlüssel bei der Erstellung der regionalen Lastzeitreihen je Netzgruppe berücksichtigt.

2.6.2.4 Einsatz von Kleinspeichern und Eigenbedarfsoptimierung von Strom aus PV-Anlagen im Haushaltssektor

Im aktuellen NEP werden erstmalig dezentrale Speicher zur PV-Eigenbedarfsoptimierung von Haushalten berücksichtigt. Diese werden durch die Annahme degressiv fallender Kosten für Batteriespeicher zunehmend attraktiv. Haushalte mit PV-Anlagen können mit Hilfe eines solchen Speichers einen größeren Anteil ihrer PV-Stromerzeugung zur Deckung des eigenen Strombedarfs ergänzend zum Bezug aus dem Stromnetz nutzen. Es wird dabei angenommen, dass der Einsatz der Speicher allein aus Sicht der Kostenersparnis der Haushalte erfolgt.

Die Berechnung der PV-Eigenversorgung privater Haushalte erfolgt für den NEP in stündlicher Auflösung vorgelagert zur Marktsimulation. Dabei werden neben Stromverbrauch und PV-Einspeisung je Haushalt auch die regionale Verteilung und technischen Parameter der Speicher berücksichtigt. Die Prognosen zu Anzahl und Verteilung der Speicher je Szenario sowie zu ihrer technischen Dimensionierung wurden vom Fraunhofer ISI entwickelt, die Leistung wurde in der Genehmigung vorgegeben. Für die Auslegung der Batteriespeicher wurde in allen Szenarien ein repräsentativer Haushalt mit einer installierten PV-Leistung von 5 kWp zugrunde gelegt. Der dazugehörige Speicher hat eine Leistung von 2,5 kW und einer Kapazität von 8 kWh. Der Wirkungsgrad eines Batteriespeichers beträgt in allen Szenarien 90 %.



Tabelle 18/aF: Installierte Leistung Speicher gesamt

Szenario	Installierte Leistung Speicher gesamt (MW)
A 2030	3.000
B 2030	4.500
B 2035	5.000
C 2030	6.000

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber/Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung

Zusätzlich wird im Zuge der Stromnachfragemodellierung eine Maximierung des Eigenverbrauchs von Strom aus PV-Anlagen im Haushaltssektor durchgeführt, um eine zunehmende Verbreitung von stationären Batteriespeichern abbilden zu können. Dabei wird das techno-ökonomische Potenzial an dezentralen Speichern und dessen Verbreitung in Deutschland je Szenario berücksichtigt. Die Eigenverbrauchsoptimierung erfolgt dabei unter einheitlicher Verwendung typischer Batterie-Parameter (Wirkungsgrad, Speicherkapazität etc.) gemäß Tabelle 19/aF und unter Einbezug der jeweiligen regionalen Einspeisung aus PV-Anlagen (siehe Kapitel 2.5) sowie der Stromnachfrage im Haushaltssektor in den Szenarien. Das Funktionsprinzip der Eigenbedarfsoptimierung ist schematisch in Abbildung 16/aF dargestellt. Mit der Kurve „PV-Einspeisung mit Speicher“ wird danach die Veränderung der Residuallast durch den Speichereinsatz ermittelt.

Tabelle 19/aF: Überblick der verwendeten Batterieparameter

Speicherart	Lithium-Ion
Entladetiefe	90 %
Entladerate	0,5 C
Wirkungsgrad Batteriespeicher	92 %
Wirkungsgrad Wechselrichter	96 %
Ökonomische Lebensdauer (Herstellergarantie)	10 Jahre
Endkundenpreis (2030)	276 €/kWh

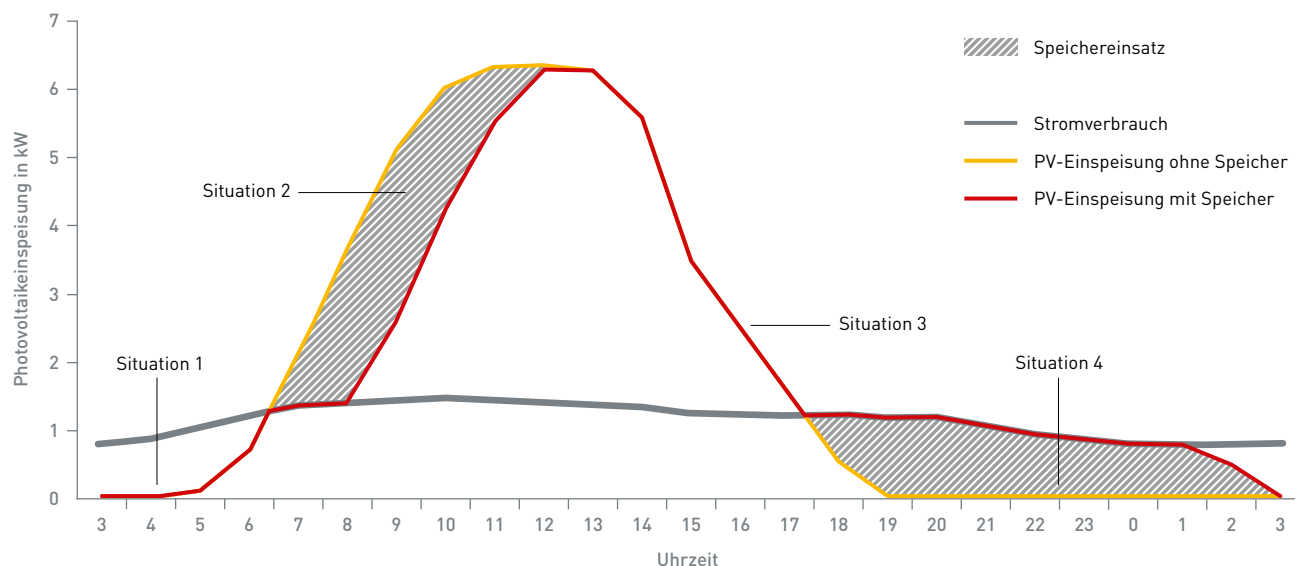
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Bei der Nutzung von Speichern für die PV-Eigenbedarfsoptimierung können sich im Tagesverlauf vier verschiedene Situationen ergeben. Diese sind in untenstehender Abbildung dargestellt und werden im Folgenden genauer erläutert.

- **Situation 1:** Die PV-Einspeisung liegt unterhalb der Haushaltslast und der Speicher ist leer (z. B. frühe Morgenstunden). Der Speicher bleibt ungenutzt.
- **Situation 2:** Die PV-Einspeisung liegt oberhalb der Haushaltslast und der Speicherstand ist niedrig (z. B. am Vormittag). Die Haushaltslast kann vollständig durch die erzeugte PV-Leistung gedeckt werden. Die überschüssige PV-Leistung wird solange eingespeichert, bis der Speicher voll ist.
- **Situation 3:** Die PV-Einspeisung liegt oberhalb der Haushaltslast und der Speicher ist voll (z. B. am Nachmittag). Die überschüssige PV-Leistung wird in das Netz eingespeist.
- **Situation 4:** Die PV-Einspeisung liegt unterhalb der Haushaltslast und der Speicher ist gefüllt (z. B. am Abend). Die Haushaltslast kann durch den Speicher und die verbleibende PV-Leistung gedeckt werden. Es wird solange ausgespeichert bis der Speicher leer ist.

Abbildung 16/aF: Schematisches Funktionsprinzip der Eigenbedarfsoptimierung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2.6.3 Ergebnisse der Modellierung

In Tabelle 20/aF sind die sektoralen Nettostromverbräuche auf nationaler Ebene und in den Tabellen 21/aF bis 27/aF auf Ebene der Bundesländer dargestellt. Nicht enthalten sind jeweils Netzverluste im Verteiler- und Übertragungsnetz, da diese erst in nachgelagerten Schritten ermittelt werden.

Tabelle 20/aF: Angenommene Nettostromnachfrage (ohne Netzverluste) in Deutschland nach Sektoren

Nettostromverbrauch [TWh]	Referenz 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Haushalte	128,7	118,2	110,0	108,2	122,7
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	143,7	141,7	145,6	143,5	152,6
Industrie	224,1	212,6	225,5	223,1	213,4
Schienenverkehr	11,5	13,5	14,8	14,4	14,8
Elektromobilität	0,5	2,5	7,5	11,3	15,0
Wärmepumpen	6,7	11,0	26,0	29,0	41,0
Summe	515,2	499,5	529,5	529,5	559,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Insgesamt sind die Modellergebnisse zur sektoralen Stromnachfrage stark beeinflusst von den Vorgaben in der Genehmigung des Szenariorahmens. So kann die Vorgabe des Gesamtverbrauchs in einem Szenario eine sektorale Stromnachfrage zur Folge haben, welcher sich nicht in allen Fällen durch das jeweilige Szenarioumfeld erklären lässt.

Im Haushaltssektor findet in allen Szenarien ein unterschiedlich stark ausgeprägter Rückgang der Stromnachfrage statt. Begründet ist der Rückgang durch die Annahme einer insgesamt leicht sinkenden Bevölkerungszahl sowie Effizienz- einsparungen im Bereich der Haushaltsanwendungen wie Beleuchtung und Weiße Ware (z. B. Kühlschränke). Zudem erfahren Nachtspeicherheizungen einen rückläufigen Trend und werden zunehmend durch effizientere Technologien wie Wärmepumpen ersetzt.

Im GHD-Sektor wird generell von einer leichten Zunahme seines Anteils an der wirtschaftlichen Aktivität ausgegangen. Die weitere Verbreitung von effizienteren Beleuchtungsmitteln wird durch die zunehmende Technisierung und Ausstattung mit Lüftungs- und Klimatisierungsanlagen im GHD-Sektor teilweise überkompensiert, sodass ein leichter Anstieg der Stromnachfrage in den Szenarien B und C zu beobachten ist.

Auch im Industriesektor zeigt sich ausgehend vom heutigen Niveau eine unterschiedliche Entwicklung in den Szenarien. Die höhere Stromnachfrage im Industriesektor in Szenario B im Vergleich zu Szenario A kann etwa auf die weitere Verbreitung von elektromotorbasierten Technologien zurückgeführt werden. Die ambitionierte Politik in Szenario C hat zur Folge, dass verstärkt Mindesteffizienzstandards und weitere Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz im Industriesektor eingeführt werden, sodass die sektorale Stromnachfrage im Vergleich zu Szenario B wiederum geringer ausfällt. Im Industriesektor gibt es ein großes Potenzial zur Stromeinsparung, welches sich insbesondere in Szenario C bemerkbar macht.



Bei den Stromanwendungen Elektromobilität und Wärmepumpen ist ausgehend von 2015 in allen Szenarien jeweils ein deutlicher Anstieg der Stromnachfrage bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 zu verzeichnen. Zwischen den Szenarien spiegeln sich dabei die unterschiedlich ambitionierten Annahmen zur Anzahl der Elektrofahrzeuge bzw. Wärmepumpen wider. Auch bei der Stromnachfrage des Verkehrssektors (d. h. Schienenverkehr) zeigt sich in den Szenarien eine weitere Elektrifizierung. Daneben wird angenommen dass zukünftig die Import- und Exportaktivitäten zunehmen, welche teilweise durch den Schienenverkehr bedient werden. Folglich kommt es in diesem Sektor ebenfalls zu einem Anstieg der Stromnachfrage in allen Szenarien.

Als Ergebnis der regionalen Stromverbrauchsprognose sind in den folgenden Tabellen 21/aF bis 27/aF die sektorübergreifenden Nettostromnachfragen auf Ebene der Bundesländer dargestellt.

Tabelle 21/aF: Nettostromnachfrage Gesamt je Bundesland

Nettostromverbrauch Gesamt [TWh]	Referenz 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	68,3	68,7	73,4	74,3	79,0
Bayern	86,4	86,9	93,0	93,9	100,5
Berlin	11,5	12,3	12,7	12,8	13,6
Brandenburg	15,7	14,4	15,4	15,3	16,3
Bremen	5,0	4,8	5,1	5,0	5,2
Hamburg	13,1	13,5	14,0	13,9	14,8
Hessen	36,6	35,7	37,6	37,6	40,5
Mecklenburg-Vorpommern	6,4	5,4	5,8	5,7	6,2
Niedersachsen	52,4	50,7	53,4	53,2	56,0
Nordrhein-Westfalen	122,8	117,6	124,5	124,1	129,3
Rheinland-Pfalz	27,7	26,5	28,1	28,1	29,3
Saarland	10,0	9,1	9,7	9,5	10,1
Sachsen	19,2	17,4	18,6	18,4	19,2
Sachsen-Anhalt	15,0	12,9	13,6	13,3	13,6
Schleswig-Holstein	12,8	12,9	13,5	13,6	14,3
Thüringen	12,2	10,5	11,1	10,9	11,6
Summe	515,2	499,5	529,5	529,5	559,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Insgesamt ist unter den Modellannahmen eine heterogene Entwicklung zwischen den einzelnen Bundesländern erkennbar, welche durch eine jeweils unterschiedliche sektorale Zusammensetzung der Stromnachfrage und unterschiedliche Wirkung der Strukturparameter wie die Bevölkerungsentwicklung auf diese Sektoren begründet ist. Sichtbar ist, dass es in unterschiedlich starker Ausprägung in allen Szenarien zu einer Abnahme der Nettostromnachfrage vor allem in den ostdeutschen Bundesländern mit Ausnahme des Ballungsraumes Berlin kommt. Der Nettostrombedarf in den bevölkerungsreichen süd- und westdeutschen Bundesländern steigt hingegen in allen Szenarien gegenüber 2015 an, während dieser in den restlichen Bundesländern in allen Szenarien nahezu konstant ist. Einzig in Szenario C kommt es aufgrund der hohen Gesamtnachfrage als Resultat der starken Elektrifizierung des Verkehrs sowie der breiten Anwendung von Wärmepumpen auch in diesen Bundesländern zu einem moderaten Anstieg des Nettostromverbrauchs.

Tabelle 22/aF: Nettostromnachfrage Haushaltssektor je Bundesland (vor Eigenbedarfsoptimierung)

Nettostromverbrauch Haushalte [TWh]	Referenz 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	19,1	17,6	16,4	16,2	18,5
Bayern	27,0	25,8	24,1	23,9	26,7
Berlin	4,0	3,9	3,6	3,5	3,9
Brandenburg	3,9	3,6	3,4	3,4	3,7
Bremen	1,1	1,0	0,9	0,9	1,0
Hamburg	3,6	3,4	3,1	3,0	3,5
Hessen	12,2	11,1	10,3	10,1	11,6
Mecklenburg-Vorpommern	2,1	1,8	1,6	1,6	1,8
Niedersachsen	12,8	12,1	11,2	11,0	12,4
Nordrhein-Westfalen	24,1	21,5	20,0	19,6	22,5
Rheinland-Pfalz	5,3	4,8	4,4	4,4	5,0
Saarland	2,2	2,0	1,8	1,8	2,0
Sachsen	3,3	2,8	2,6	2,6	2,9
Sachsen-Anhalt	2,2	1,8	1,6	1,5	1,8
Schleswig-Holstein	2,7	2,6	2,4	2,4	2,6
Thüringen	3,1	2,6	2,4	2,3	2,7
Summe*	128,7	118,2	110,0	108,2	122,7

*Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Tabelle 23/aF: Nettostromnachfrage Industriesektor je Bundesland (vor DSM)

Nettostromverbrauch Industrie [TWh]	Referenz 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	27,1	26,2	27,9	27,7	26,4
Bayern	33,2	31,9	33,8	33,5	32,0
Berlin	1,8	1,8	2,0	2,0	1,9
Brandenburg	7,1	6,5	6,8	6,6	6,4
Bremen	2,4	2,3	2,4	2,4	2,3
Hamburg	4,9	4,6	4,9	4,9	4,6
Hessen	11,1	10,7	11,4	11,3	10,8
Mecklenburg-Vorpommern	1,8	1,8	1,9	1,9	1,8
Niedersachsen	24,0	22,2	23,5	23,1	22,2
Nordrhein-Westfalen	63,3	59,7	63,4	63,0	60,0
Rheinland-Pfalz	14,3	13,6	14,4	14,2	13,6
Saarland	4,4	4,1	4,4	4,3	4,2
Sachsen	10,0	9,5	10,2	10,0	9,6
Sachsen-Anhalt	9,2	8,7	9,1	9,0	8,6
Schleswig-Holstein	3,5	3,4	3,5	3,5	3,4
Thüringen	6,0	5,6	5,9	5,8	5,6
Summe*	224,1	212,6	225,5	223,1	213,4

*Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Tabelle 24/aF: Nettostromnachfrage GHD-Sektor je Bundesland (vor DSM)

Nettostromverbrauch GHD [TWh]	Referenz 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	19,5	20,9	21,4	21,5	22,5
Bayern	22,1	23,1	23,8	23,7	24,9
Berlin	4,8	5,3	5,5	5,5	5,8
Brandenburg	3,7	3,0	3,1	3,1	3,3
Bremen	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5
Hamburg	4,1	4,9	5,0	4,9	5,2
Hessen	11,6	11,5	11,9	11,7	12,4
Mecklenburg-Vorpommern	2,2	1,5	1,5	1,4	1,6
Niedersachsen	13,6	13,6	14,0	13,7	14,6
Nordrhein-Westfalen	32,7	32,2	33,1	32,4	34,7
Rheinland-Pfalz	7,3	7,0	7,1	7,0	7,5
Saarland	3,2	2,8	2,9	2,8	3,0
Sachsen	5,3	4,2	4,4	4,2	4,6
Sachsen-Anhalt	3,1	1,9	2,0	1,8	2,1
Schleswig-Holstein	6,3	6,4	6,6	6,6	6,9
Thüringen	2,8	1,9	1,9	1,8	2,0
Summe*	143,7	141,7	145,6	143,5	152,6

*Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Tabelle 25/aF: Nettostromnachfrage sonstige Sektoren (z. B. Schienenverkehr) je Bundesland

Nettostromverbrauch Sonstige [TWh]	Referenz 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	1,5	1,8	2,0	1,9	2,0
Bayern	2,2	2,6	2,9	2,8	2,9
Berlin	0,8	1,0	1,1	1,1	1,1
Brandenburg	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7
Bremen	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Hamburg	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
Hessen	1,2	1,4	1,5	1,5	1,5
Mecklenburg-Vorpommern	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Niedersachsen	1,4	1,7	1,9	1,8	1,9
Nordrhein-Westfalen	1,4	1,6	1,8	1,8	1,8
Rheinland-Pfalz	0,4	0,5	0,6	0,5	0,6
Saarland	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Sachsen	0,4	0,4	0,5	0,4	0,5
Sachsen-Anhalt	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Schleswig-Holstein	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
Thüringen	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Summe*	11,5	13,5	14,8	14,4	14,8

*Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Tabelle 26 /aF: Nettostromnachfrage Elektromobilität je Bundesland

Nettostromverbrauch Elektromobilität [TWh]	Referenz 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	0,1	0,5	1,6	2,5	3,3
Bayern	0,1	0,5	1,6	2,3	3,1
Berlin	0,0	0,1	0,4	0,5	0,7
Brandenburg	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2
Bremen	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2
Hamburg	0,0	0,1	0,3	0,4	0,6
Hessen	0,0	0,2	0,6	0,8	1,1
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Niedersachsen	0,1	0,3	0,8	1,2	1,6
Nordrhein-Westfalen	0,1	0,4	1,2	1,8	2,4
Rheinland-Pfalz	0,0	0,1	0,2	0,4	0,5
Saarland	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Sachsen	0,0	0,1	0,2	0,3	0,5
Sachsen-Anhalt	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4
Thüringen	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
Summe*	0,5	2,5	7,5	11,3	15,0

*Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Tabelle 27/aF: Nettostromnachfrage Wärmepumpen je Bundesland

Nettostromverbrauch Wärmepumpen [TWh]	Referenz 2015	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Baden-Württemberg	1,0	1,7	4,1	4,5	6,4
Bayern	1,8	2,9	6,9	7,7	10,8
Berlin	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3
Brandenburg	0,3	0,5	1,3	1,4	2,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Hamburg	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3
Hessen	0,5	0,8	1,9	2,2	3,1
Mecklenburg-Vorpommern	0,1	0,2	0,4	0,4	0,6
Niedersachsen	0,5	0,9	2,1	2,3	3,3
Nordrhein-Westfalen	1,3	2,1	5,0	5,6	7,9
Rheinland-Pfalz	0,4	0,6	1,4	1,5	2,2
Saarland	0,1	0,2	0,4	0,5	0,6
Sachsen	0,2	0,3	0,7	0,8	1,2
Sachsen-Anhalt	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5
Schleswig-Holstein	0,1	0,2	0,5	0,6	0,8
Thüringen	0,2	0,3	0,6	0,7	1,0
Summe*	6,7	11,0	26,0	29,0	41,0

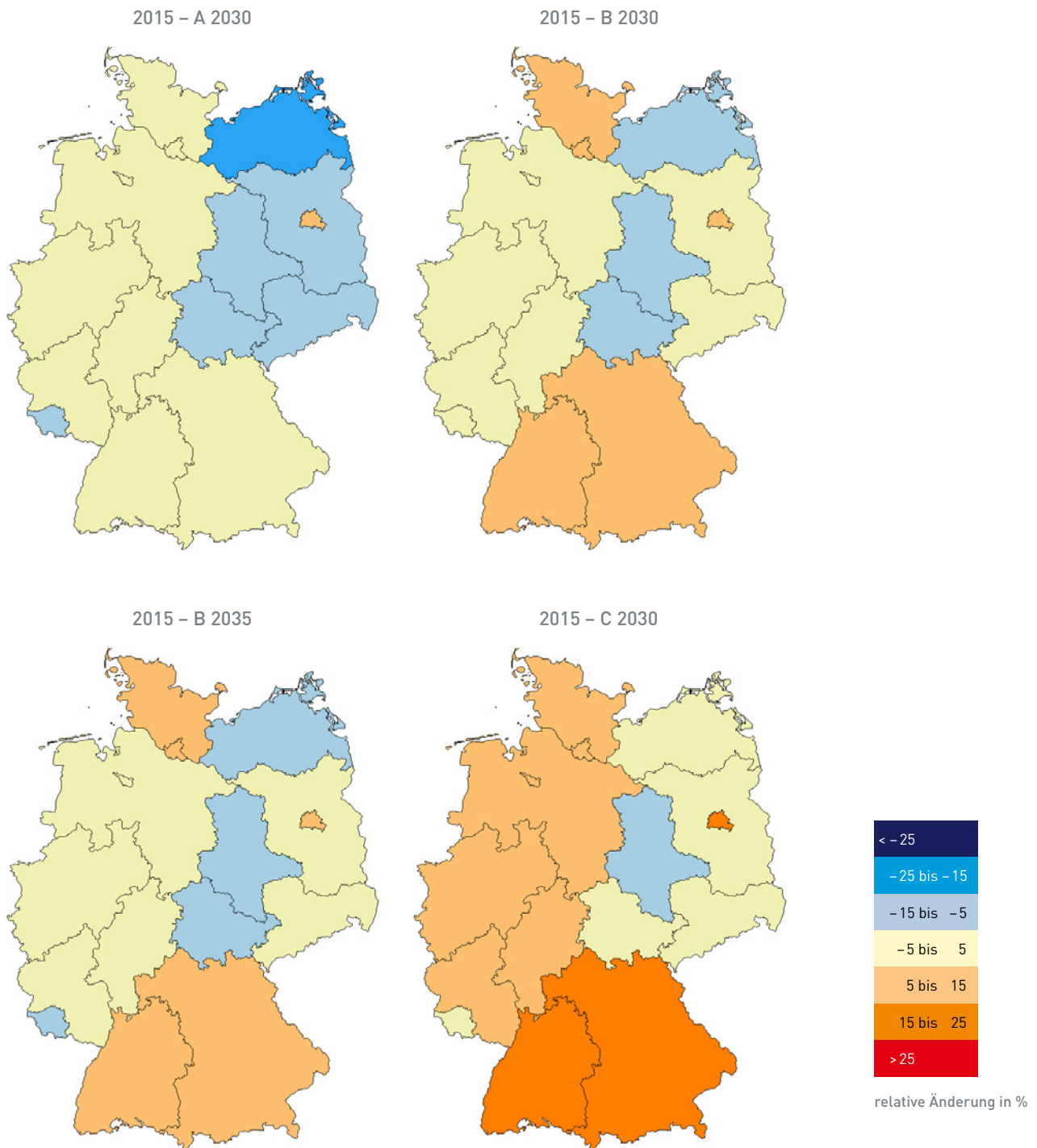
*Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 17/aF verdeutlicht die relative Änderung der Stromnachfrage je Bundesland zwischen 2015 und den Szenarien des NEP 2030.

Abbildung 17/aF: Veränderung der sektorübergreifenden Nettostromnachfrage je Bundesland

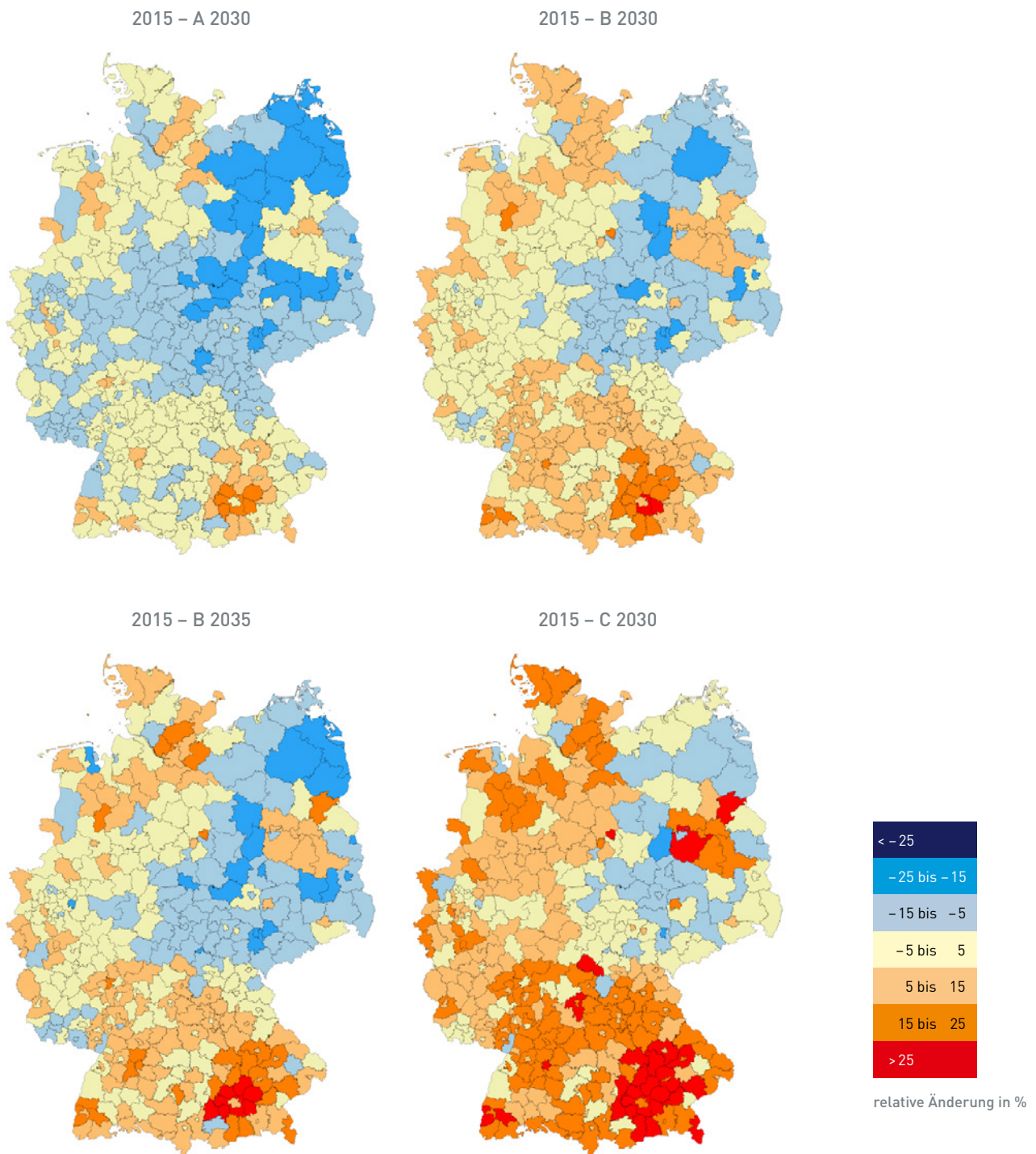


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Weiterhin zeigt sich auch innerhalb der Bundesländer eine heterogene Entwicklung der Stromnachfrage. Zur Verdeutlichung ist in der nachfolgenden Abbildung 18/aF jeweils die Veränderung der sektorübergreifenden Nettostromnachfrage zwischen den Szenarien und dem Referenzjahr 2015 auf Ebene der 402 Landkreise in Deutschland dargestellt.

Abbildung 18/aF: Veränderung des Nettostromnachfrage je Landkreis



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Die Gesamtnettostromnachfrage in Deutschland liegt in Szenario A 2030 mit 517 TWh unterhalb der Referenz des Jahres 2015. In vielen und insbesondere peripher gelegenen Regionen ist folglich eine Abnahme der Stromnachfrage erkennbar, wobei es insbesondere in den großen Ballungsgebieten auch zu einer leichten Zunahme der Stromnachfrage kommt.

Die Gesamtnettostromnachfrage liegt in Szenario B 2030 leicht über dem Niveau des Referenzjahres 2015. Bei regionaler Betrachtung der Nachfrageentwicklung sind ebenfalls Unterschiede in der räumlichen Allokation sichtbar. Auch hier ist gut erkennbar, dass die Stromnachfrage in und um die größeren Ballungsgebiete wie Berlin oder München ansteigt und in den vorwiegend ländlich geprägten Regionen Deutschlands tendenziell gleichbleibend oder auch abnehmend ist. In Szenario B 2035 setzt sich dieser Trend weiter fort.

Die größten regionalen Veränderungen der Nachfragestruktur ergeben sich im durch Innovation geprägten Szenario C 2030 mit einer starken Durchdringung neuer Anwendungen (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen). Sichtbar ist eine ausgeprägte Verlagerung der Nachfrageschwerpunkte in den Süden bei abnehmender Nachfrage in überwiegend ländlichen oder peripher gelegenen Gebieten.

Entwicklung der Jahreshöchstlasten

Weitere wesentliche Kenngröße ist die maximal zu einem Zeitpunkt und innerhalb eines Jahres auftretende Stromnachfrage, die sogenannte Jahreshöchstlast. Dabei zu unterscheiden sind zeitgleich und zeitungleich auftretende Höchstlasten.

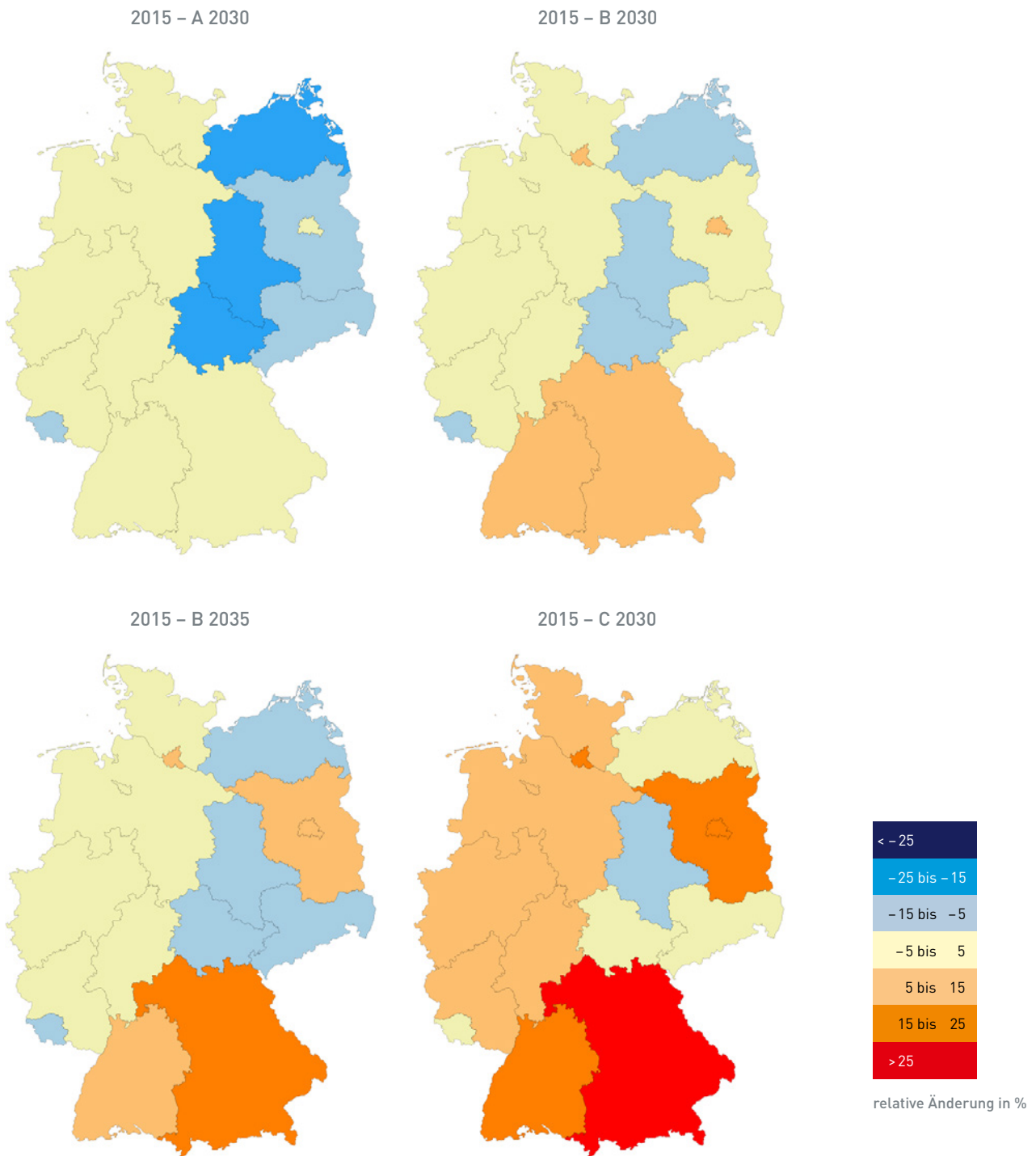
Zeitgleich bedeutet, dass beispielsweise die Last in allen Landkreisen oder Bundesländern in Deutschland zu einem definierten Zeitpunkt, z. B. einer bestimmten Stunde des Jahres, betrachtet wird. Zeitungleich bedeutet, dass die individuelle Höchstlast jeder einzelnen Region betrachtet wird, wobei der maximale Strombezug der einzelnen Regionen zu jeweils unterschiedlichen Zeitpunkten im Jahresverlauf auftreten kann. So kann die insgesamt in Deutschland auftretende Höchstlast zu einem anderen Zeitpunkt auftreten als die maximale Stromnachfrage eines bestimmten Bundeslandes oder Landkreises.

Die zeitungleiche Betrachtung bietet den Vorteil, dass sich das Bezugsverhalten einer einzelnen Region im Zeitablauf vergleichen lässt. Für die Marktmodellierung und die Belastungssituationen im Übertragungsnetz maßgeblich ist dagegen die zeitgleich auftretende Höchstlast.

In den Abbildungen 19/aF und 20/aF ist die Entwicklung der zeitungleich auftretenden und sektorenübergreifenden Jahreshöchstlasten auf Ebene der Bundesländer bzw. Landkreise – jeweils ausgehend von der heutigen Situation – dargestellt.



Abbildung 19/aF: Veränderung der zeitgleichen Jahreshöchstlasten je Bundesland



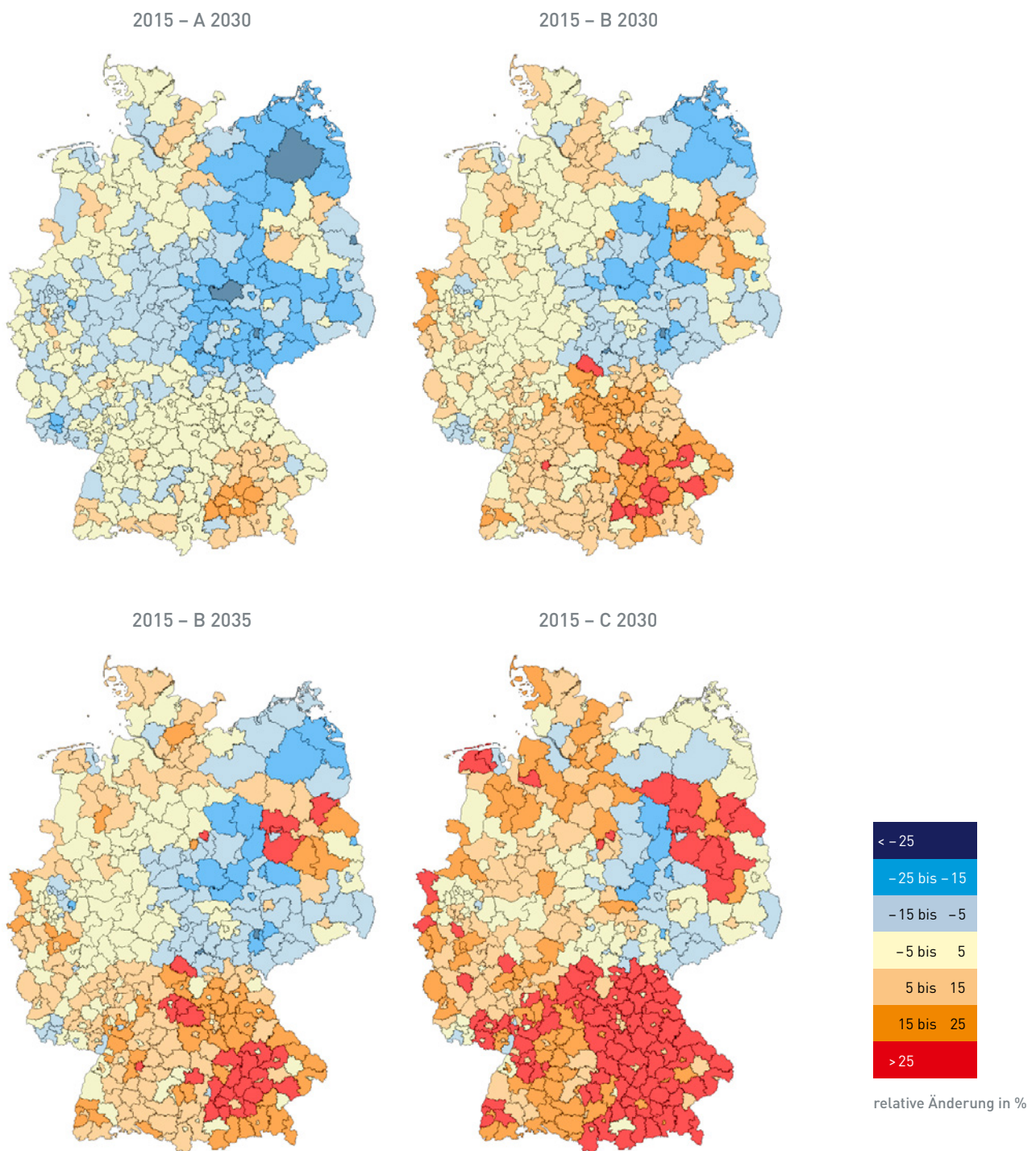
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Gut erkennbar sind die regional unterschiedlichen Entwicklungen bis zum betrachteten Zeithorizont 2030. In Szenario A 2030 verbleibt die Jahreshöchstlast mit Ausnahme der neuen Bundesländer (ohne Berlin) und dem Saarland nahezu auf dem heutigen Niveau. Das Absinken der Jahreshöchstlast ist primär auf einen Rückgang der Stromnachfrage in den Sektoren Haushalte und Industrie zurückzuführen.



In Szenario B 2030 steigen die maximal auftretenden Höchstlasten insbesondere in den bevölkerungsreichen Stadtstaaten Berlin und Hamburg sowie den süddeutschen Bundesländern Bayern sowie Baden-Württemberg, primär in Folge des Bevölkerungszuwachses und der zunehmenden Verbreitung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen, an. In Szenario B 2035 setzt sich dieser Trend aufgrund einer höheren Anzahl an elektrisch betriebenen Fahrzeugen und Wärmepumpen weiter fort, wobei Brandenburg als direktes Umland von Berlin von dessen fortdauernden Wachstum geprägt ist. Dementsprechend ausgeprägt ist der Anstieg der jeweils zeitungleich auftretenden Jahreshöchstlast im innovativ geprägten Szenario C 2030.

Abbildung 20/aF: Veränderung der zeitungleichen Jahreshöchstlasten je Landkreis



Analog zur Stromnachfrage zeigt sich auch bei der Jahreshöchstlast innerhalb der Bundesländer ein heterogenes Bild. In allen Szenarien steigen die regionalen zeitungleichen Höchstlasten in den südlich gelegenen und städtisch geprägten Landkreisen an, während in den ländlich und peripher gelegenen Regionen tendenziell ein Absinken beobachtbar ist. Der primäre Grund hierfür ist wiederum der Zuwachs an Elektromobilität und Wärmepumpeneinsatz, der vor allem in den Stadtstaaten und stadtnahen Regionen mit hohen Bevölkerungsdichten wie beispielsweise München, Stuttgart oder Wolfsburg stattfindet. Hier nehmen die Spitzenlasten bis zum Jahr 2030 in allen Szenarien um über 15 % zu.

Das Absinken der sektorenübergreifenden Höchstlasten ist durch einen Rückgang der Stromnachfrage im Haushalts- und GHD-Sektor begründet. Neue Stromanwendungen kommen zwar auch in den Regionen mit schrumpfender Stromnachfrage zum Einsatz, die Entwicklung ist jedoch insgesamt weniger dynamisch als in den bevölkerungsreichen Landkreisen.

Ergebnisse

Die Ergebnisse der regionalen Stromnachfragemodellierung zeigen, dass urbane Regionen und angrenzende Ballungsgebiete in allen Szenarien prinzipiell einen Zuwachs und damit im Vergleich zum Jahr 2015 eine höhere Stromnachfrage und damit einhergehend einen Anstieg der jeweiligen Jahreshöchstlasten aufweisen. Dagegen weist ein Großteil der Landkreise in den neuen Bundesländern und eher ländlich gelegene Gebiete in der Tendenz eine sinkende Stromnachfrage auf.

Einzig in Szenario C kommt es aufgrund der hohen Gesamtnachfrage als Resultat der starken Elektrifizierung des Verkehrs sowie der breiten Anwendung von Wärmepumpen im Vergleich zu heute insgesamt zu einem deutlichen Anstieg der Nettostromnachfrage. Die größten regionalen Veränderungen der Nachfragestruktur ergeben sich im durch Innovation geprägten Szenario C 2030 mit einer starken Durchdringung neuer Anwendungen (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen). Sichtbar ist eine ausgeprägte Verlagerung der Nachfrageschwerpunkte in den Süden bei abnehmender Nachfrage in überwiegend ländlichen oder peripher gelegenen Gebieten.

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

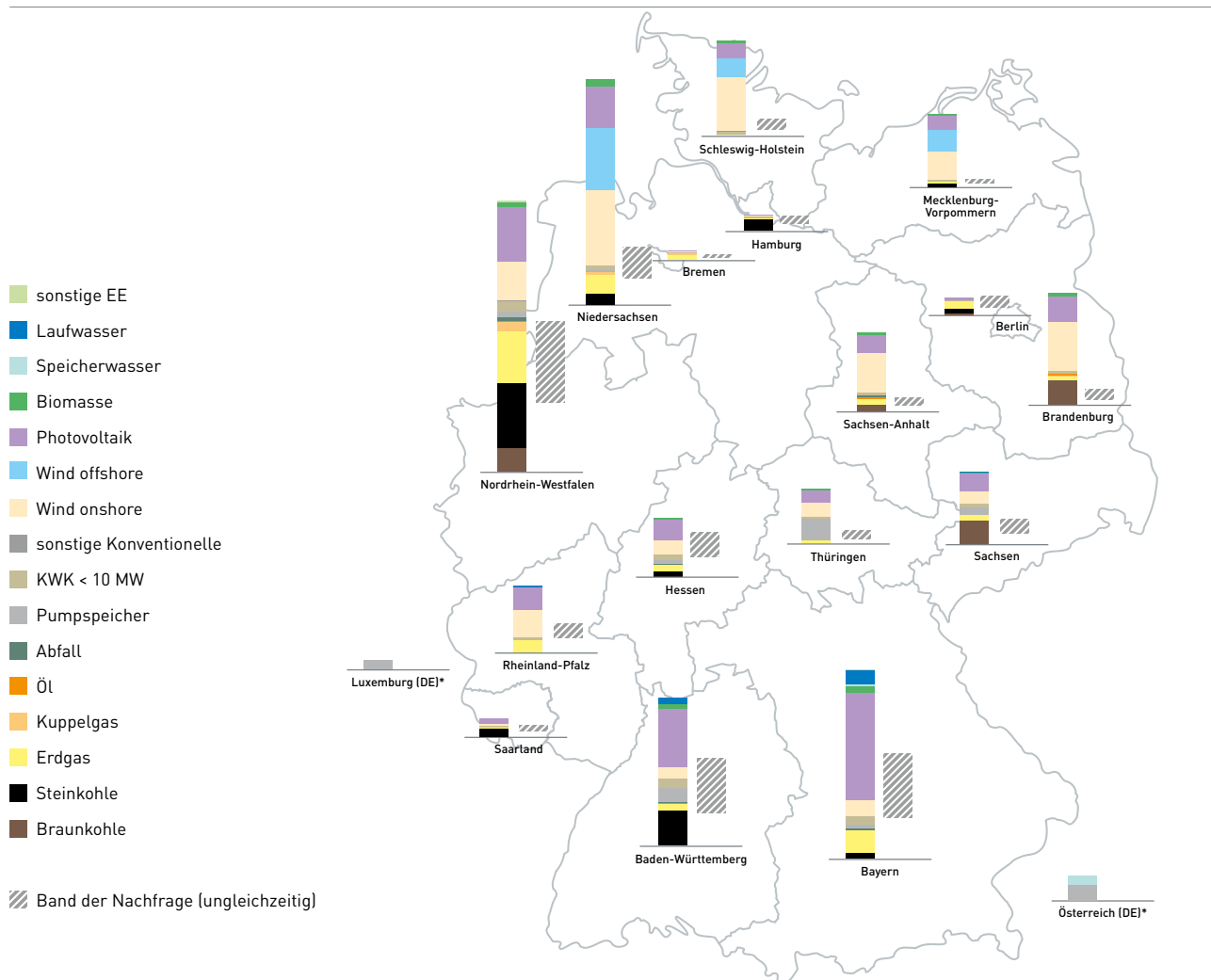
2.7 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten

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



2 Szenariorahmen – ausführliche Fassung

Abbildung 21 /aF: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2030



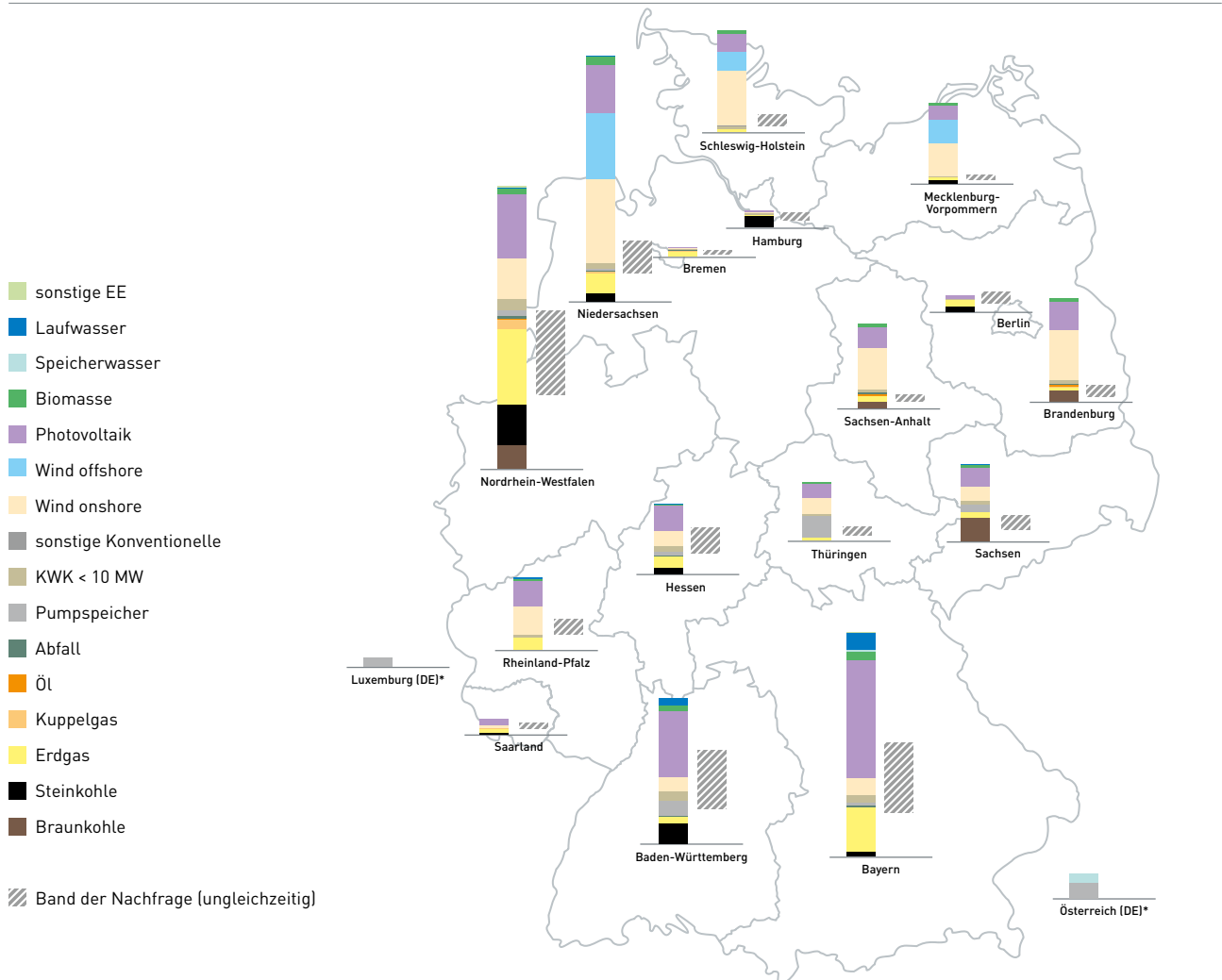
A 2030 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	5,0	0,9	0,0	0,1	0,1	2,1	1,2	0,0	1,6	0,0	8,3	0,6	0,0	0,9	0,0	4,5 – 12,3
Bayern	0,0	0,8	3,3	0,0	0,0	0,2	0,5	1,1	0,0	2,4	0,0	15,0	1,1	0,2	2,0	0,1	5,8 – 14,8
Berlin	0,2	0,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0 – 2,7
Brandenburg	3,5	0,0	0,4	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	6,9	0,0	3,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,7 – 2,2
Bremen	0,0	0,1	0,6	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8
Hamburg	0,0	1,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0 – 2,1
Hessen	0,0	0,8	0,9	0,0	0,0	0,1	0,6	0,7	0,0	2,0	0,0	2,9	0,2	0,0	0,0	0,0	2,7 – 6,2
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	4,0	3,1	1,9	0,2	0,0	0,0	0,0	0,5 – 1,1
Niedersachsen	0,0	1,5	2,7	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	10,7	8,7	5,9	1,0	0,0	0,0	0,0	3,7 – 8,1
Nordrhein-Westfalen	3,3	9,2	7,3	1,3	0,1	0,5	0,7	1,6	0,1	5,4	0,0	7,7	0,6	0,0	0,1	0,2	9,7 – 21,2
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	3,9	0,0	3,1	0,1	0,0	0,2	0,0	2,0 – 4,0
Saarland	0,0	1,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7 – 1,6
Sachsen	3,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	1,8	0,0	2,4	0,2	0,0	0,1	0,0	1,5 – 3,6
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,4	0,0	5,5	0,0	2,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	7,5	2,6	2,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,8 – 2,3
Thüringen	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	1,9	0,0	1,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,6 – 1,8
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0 – 0,0
Luxemburg (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
Summe**	11,4	21,6	21,3	2,0	0,9	1,7	11,9	8,4	0,3	54,2	14,3	58,7	5,5	1,4	3,4	0,4	36,6 – 86,9

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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



Abbildung 22/aF: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2030



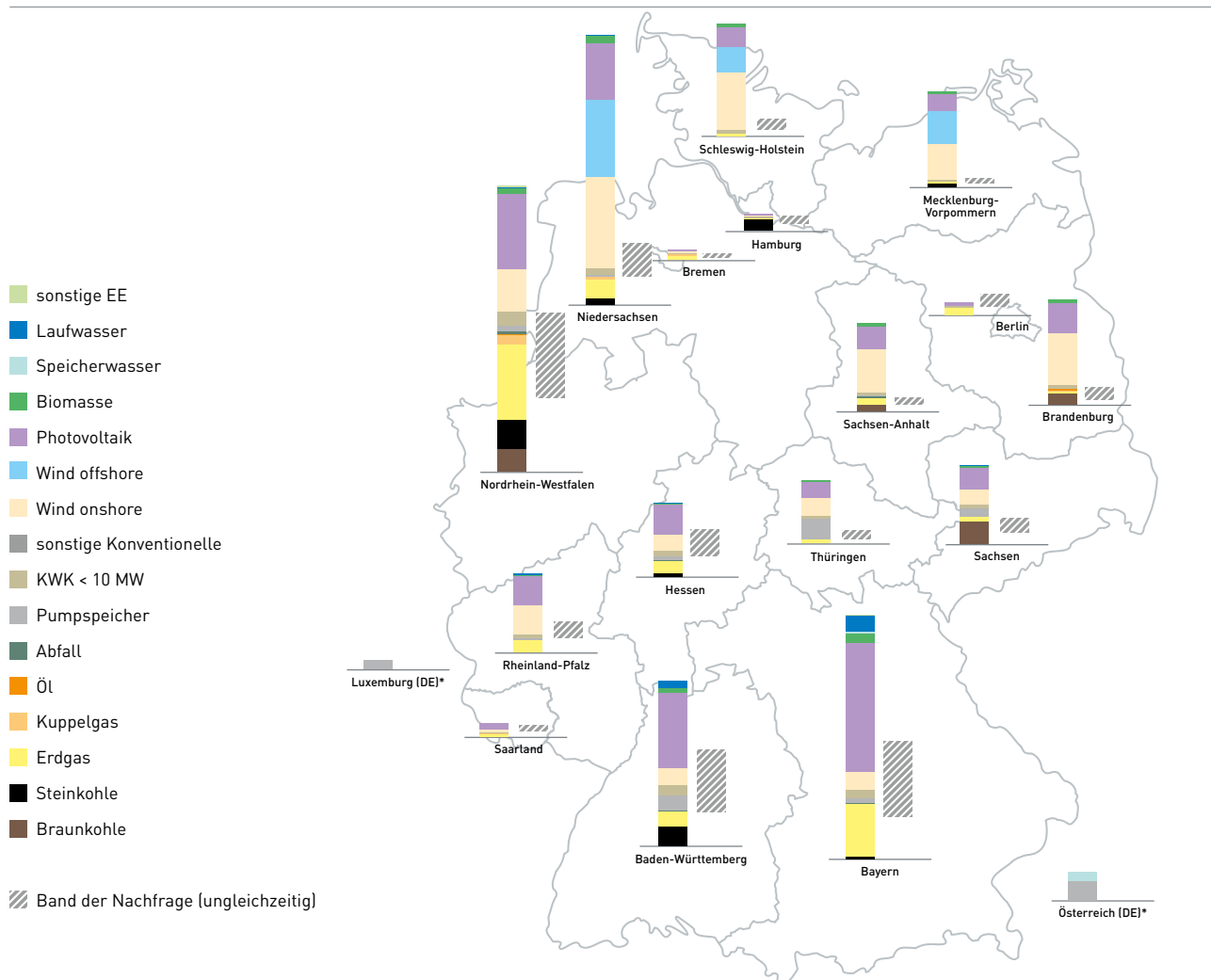
B 2030 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	Pump- speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	2,8	0,9	0,0	0,1	0,1	2,1	1,2	0,0	2,0	0,0	9,4	0,7	0,0	1,1	0,0	4,8 – 13,1
Bayern	0,0	0,8	6,1	0,0	0,0	0,2	0,5	1,1	0,0	2,4	0,0	16,5	1,2	0,2	2,4	0,1	6,1 – 16,0
Berlin	0,0	0,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1 – 2,8
Brandenburg	1,6	0,0	0,4	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	7,2	0,0	3,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,7 – 2,4
Bremen	0,0	0,1	0,6	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,9
Hamburg	0,0	1,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0 – 2,1
Hessen	0,0	0,8	1,7	0,0	0,0	0,1	0,6	0,7	0,0	2,1	0,0	3,5	0,2	0,0	0,1	0,0	2,8 – 6,5
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	4,6	3,3	2,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,5 – 1,2
Niedersachsen	0,0	1,2	2,7	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	11,9	9,2	6,8	1,2	0,0	0,1	0,0	3,9 – 8,5
Nordrhein-Westfalen	3,3	5,8	10,5	1,3	0,1	0,5	0,7	1,6	0,1	5,7	0,0	9,0	0,7	0,0	0,2	0,2	10,4 – 22,2
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	4,0	0,0	3,6	0,2	0,0	0,2	0,0	2,1 – 4,3
Saarland	0,0	0,3	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8 – 1,6
Sachsen	3,4	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	2,0	0,0	2,7	0,3	0,0	0,1	0,0	1,6 – 3,7
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	0,8	0,0	0,2	0,2	0,1	0,4	0,0	5,8	0,0	2,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 1,9
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	7,8	2,6	2,6	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,5
Thüringen	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	2,2	0,0	2,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,7 – 1,9
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0 – 0,0
Luxemburg (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
Summe**	9,4	14,7	28,6	2,0	0,8	1,7	11,9	8,4	0,2	58,5	15,0	66,3	6,2	1,4	4,2	0,4	38,8 – 91,8

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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



Abbildung 23/aF: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035



B 2035 (Angaben 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	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	2,7	2,1	0,0	0,0	0,1	2,2	1,4	0,0	2,3	0,0	10,7	0,6	0,0	1,1	0,0	4,7 – 13,5
Bayern	0,0	0,3	7,3	0,0	0,0	0,2	0,7	1,3	0,0	2,4	0,0	18,2	1,2	0,2	2,4	0,1	5,9 – 16,6
Berlin	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1 – 2,9
Brandenburg	1,6	0,0	0,2	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	7,4	0,0	4,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,7 – 2,5
Bremen	0,0	0,0	0,6	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,9
Hamburg	0,0	1,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0 – 2,1
Hessen	0,0	0,5	1,7	0,0	0,0	0,1	0,6	0,8	0,0	2,3	0,0	4,1	0,2	0,0	0,1	0,0	2,8 – 6,6
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	5,1	4,6	2,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,5 – 1,2
Niedersachsen	0,0	0,9	2,7	0,3	0,0	0,1	0,2	1,0	0,0	12,7	10,9	7,9	1,1	0,0	0,1	0,0	3,9 – 8,6
Nordrhein-Westfalen	3,3	4,1	10,5	1,3	0,1	0,5	0,7	1,9	0,1	6,0	0,0	10,6	0,7	0,0	0,2	0,2	10,3 – 22,3
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,3	0,4	0,0	4,2	0,0	4,1	0,1	0,0	0,2	0,0	2,1 – 4,4
Saarland	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7 – 1,6
Sachsen	3,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,1	0,6	0,0	2,1	0,0	3,0	0,3	0,0	0,1	0,0	1,6 – 3,7
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	0,8	0,0	0,1	0,2	0,1	0,5	0,0	6,1	0,0	3,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 1,9
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	0,1	8,0	3,5	2,9	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,4
Thüringen	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,4	0,0	2,5	0,0	2,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,6 – 1,9
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0 – 0,0
Luxemburg (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
Summe**	9,2	10,8	30,8	2,0	0,5	1,7	13,0	9,9	0,2	61,6	19,0	75,3	6,0	1,4	4,2	0,4	38,0 – 93,3

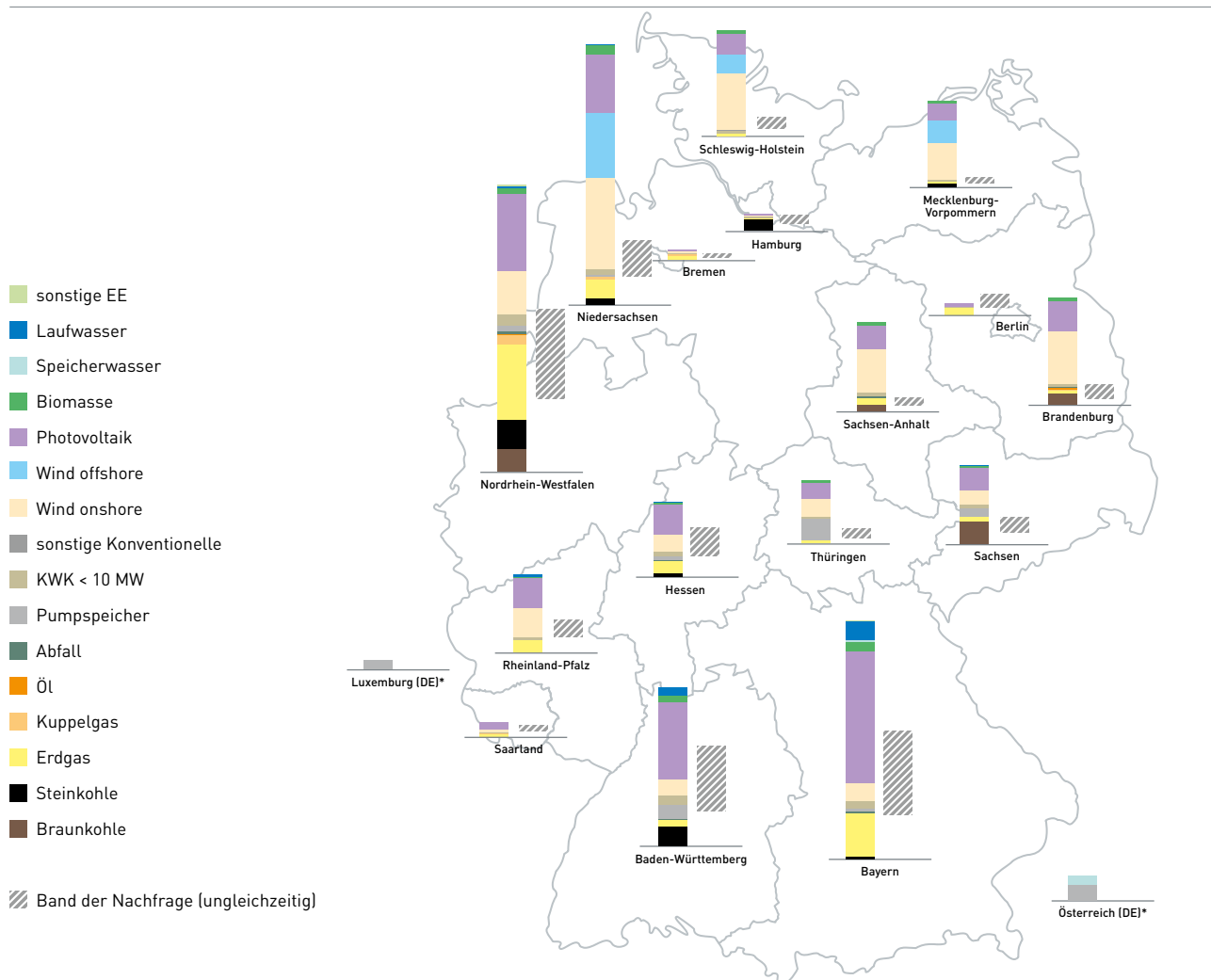
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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



2 Szenariorahmen – ausführliche Fassung

Abbildung 24/aF: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2030



C 2030 (Angaben 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	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	2,7	0,9	0,0	0,0	0,1	2,1	1,2	0,0	2,3	0,0	10,9	0,8	0,0	1,2	0,0	4,8 – 14,0
Bayern	0,0	0,3	6,1	0,0	0,0	0,2	0,5	1,1	0,0	2,4	0,0	18,5	1,4	0,2	2,7	0,1	6,2 – 18,0
Berlin	0,0	0,0	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	0,0	1,1 – 3,0
Brandenburg	1,6	0,0	0,4	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	7,4	0,0	4,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,8 – 2,9
Bremen	0,0	0,0	0,6	0,2	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,9
Hamburg	0,0	1,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1 – 2,3
Hessen	0,0	0,5	1,7	0,0	0,0	0,1	0,6	0,7	0,0	2,3	0,0	4,2	0,3	0,0	0,1	0,0	2,9 – 6,9
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	0,5	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	5,1	3,3	2,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,5 – 1,4
Niedersachsen	0,0	0,9	2,7	0,3	0,0	0,1	0,2	0,8	0,0	12,8	9,2	8,1	1,3	0,0	0,1	0,0	3,9 – 9,0
Nordrhein-Westfalen	3,3	4,1	10,5	1,3	0,1	0,5	0,7	1,6	0,1	6,0	0,0	10,9	0,8	0,0	0,2	0,2	10,3 – 22,9
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	4,2	0,0	4,2	0,2	0,0	0,3	0,0	2,1 – 4,6
Saarland	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8 – 1,7
Sachsen	3,2	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,0	2,1	0,0	3,1	0,3	0,0	0,1	0,0	1,6 – 3,8
Sachsen-Anhalt	1,0	0,0	0,8	0,0	0,1	0,2	0,1	0,4	0,0	6,2	0,0	3,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	8,0	2,6	3,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,9 – 2,6
Thüringen	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	3,0	0,3	0,0	2,5	0,0	2,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,7 – 2,1
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0 – 0,0
Luxemburg (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
Summe**	9,2	10,8	28,6	2,0	0,5	1,7	11,9	8,4	0,2	62,1	15,0	76,8	7,0	1,4	4,8	0,4	38,7 – 98,0

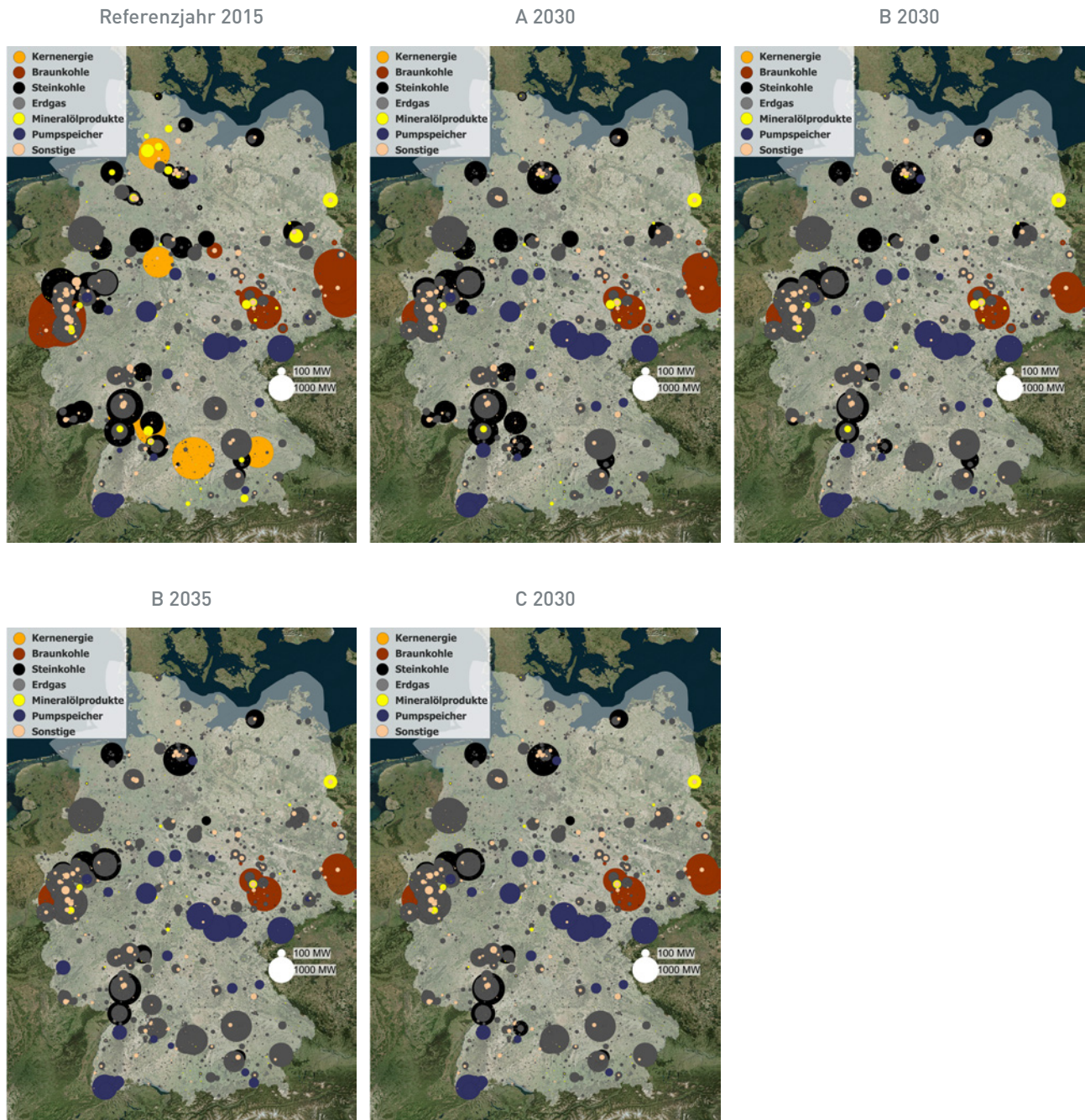
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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



In den folgenden Abbildungen sind die Entwicklungen der installierten konventionellen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035 zusammengefasst.

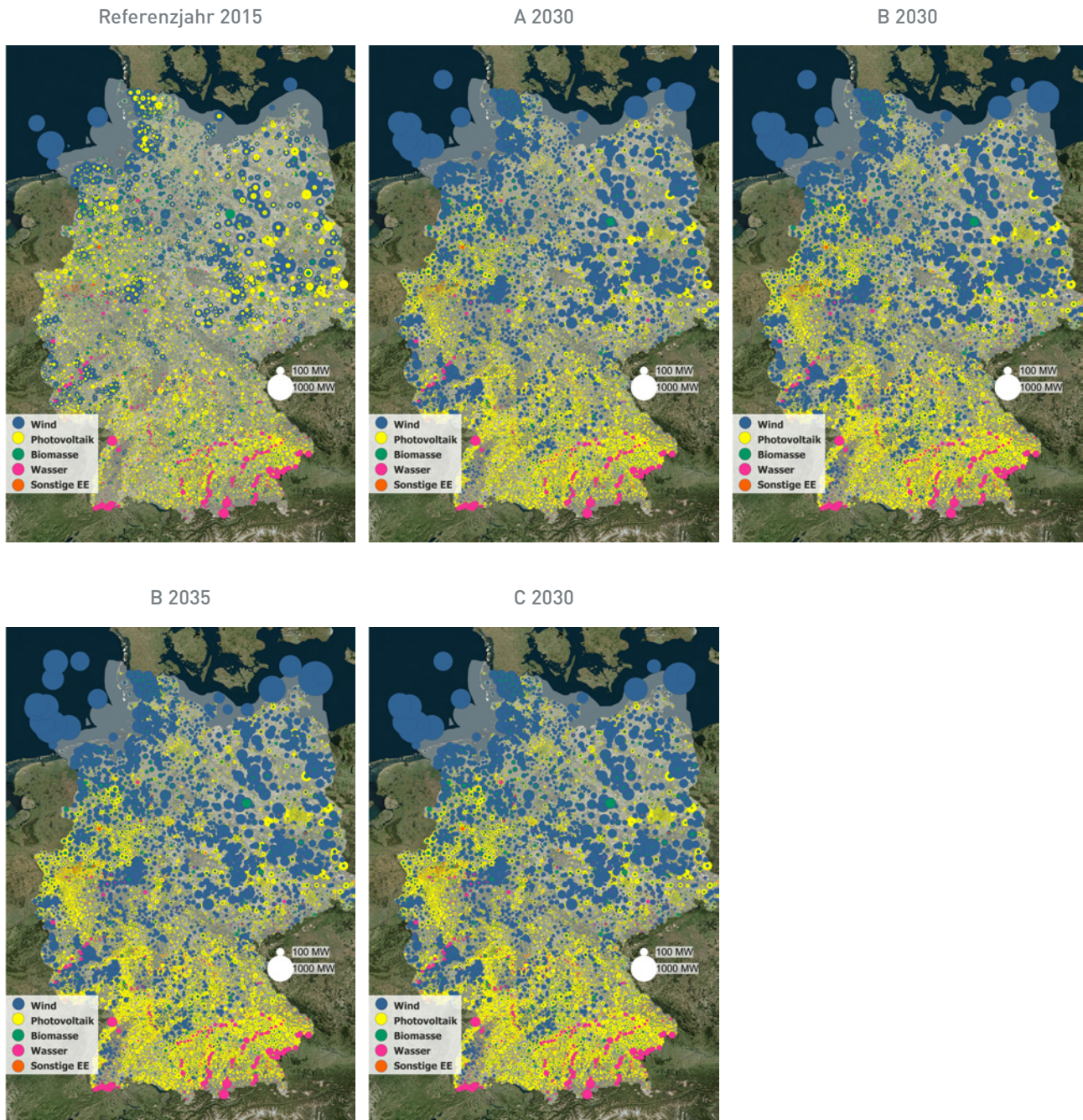
Abbildung 25/aF: Entwicklung der installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 26/aF: Entwicklung der installierten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2.8 Nachbildung des Auslands

Das dritte Energiebinnenmarktpaket der Europäischen Union (EC 714/2009), das am 03.03.2011 in Kraft trat, hat die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes als Ziel. Dies soll insbesondere durch eine weitergehende Verstärkung der transeuropäischen Verbindungen und der Energieinfrastrukturen, sowohl innerhalb der Mitgliedstaaten als auch zwischen ihnen, erreicht werden. Durch einen möglichst freizügigen Energiebinnenmarkt soll innerhalb der Europäischen Union der Wettbewerb noch weiter gestärkt werden, um so für alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern. Darüber hinaus können durch das europäische Verbundnetz auch außerhalb Deutschlands liegende Erzeugungskapazitäten, z. B. aus regenerativen Energien oder Speichern, erschlossen werden. 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 zur Prognose des Kraftwerksparks und der Last im Ausland sind die Daten des von ENTSO-E herausgegebenem Ten-Year Network Development Plan 2016. In diesem werden insgesamt vier Szenarien – sogenannte „Visions“ – für die zukünftige Entwicklung des europäischen Stromsystems bis 2030 betrachtet. Die Visions reichen von einem stark auf fossilen Energieträgern basierten Stromsystem mit geringen CO₂-Preisen und niedrigen Anteilen erneuerbarer Energien (Vision 1) bis hin zu einer „grünen Revolution“ mit sehr hohen Anteilen von Wind- und Solarenergie und einem starken Zusammenwachsen des europäischen Binnenmarktes (Vision 4). Ein Abgleich mit dem Szenariorahmen des NEP 2030 zeigt, dass sich die im NEP 2030 betrachteten Szenarien am besten durch die mittleren Visions 2 und 3 („Constrained Progress“ bzw. „National Green Transition“) abbilden lassen. Es wird für Szenario A 2030 die Vision 2 zugrunde gelegt; für die Szenarien C 2030 und B 2035 wird die Vision 3 gewählt. Das Szenario B 2030 ergibt sich aus den Mittelwerten zwischen Vision 2 und Vision 3.

Die Erzeugungskapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks 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 Übertragungsnetzbetreibern in einer gemeinsamen Datenbank gesammelt und laufend aktualisiert sowie geeignet an die Mantelzahlen des TYNDP angepasst.

Die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien im europäischen Ausland werden für alle Szenarien dem TYNDP 2016 entnommen. Die Einspeisezeitreihen werden wie für Deutschland mit einem Modell auf Grundlage von historischen Wetterdaten und repräsentativen Anlagenkennlinien bestimmt (siehe Kapitel 2.3.3).

Für alle betrachteten Zeithorizonte wird auf die im Rahmen des TYNDP 2016 gemeldeten Höchstlasten und Nettostromverbräuche zurückgegriffen. Die Grundlage für die europäischen Lastzeitreihen bilden die an ENTSO-E gemeldeten historischen Lastzeitreihen.

Für die Berücksichtigung eines gemeinsamen europäischen Binnenmarktes im Bereich Elektrizität ist die Festlegung von Handelskapazitäten zwischen den europäischen Ländern erforderlich. Die für die Jahre 2030/2035 im Szenariorahmen vorgegebenen Austauschkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern sind in Tabelle 28/aF dargestellt. Als Datengrundlage wurden die bestehenden Grenzkuppelkapazitäten und die Referenzliste des TYNDP 2016 (im ersten Entwurf vom 23.06.2016) verwendet. Für das Jahr 2030 erfolgte eine Berücksichtigung aller Mid-term- und Long-term-Projekte. Für das Jahr 2035 wurden zusätzlich die Future Projects der TYNDP-Projektliste 2016 einbezogen.

Entsprechend der im TYNDP 2016 aufgelisteten Future Projects wird zwischen Deutschland und Belgien bereits für das Jahr 2030 eine Handelskapazität von 2.000 MW angenommen. Zwischen Österreich und Deutschland wird eine Handelskapazität in Höhe von 7.500 MW in der Genehmigung vorgegeben.

Im Vergleich zum vorhergehenden NEP 2025 werden im NEP 2030 für das Jahr 2035 die Austauschkapazitäten mit der Schweiz, Dänemark-West, Frankreich, den Niederlanden und Schweden gesteigert. Die Kapazität nach Luxemburg wurde gesenkt.



Tabelle 28/aF: Handelskapazitäten

in MW		AT	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL*	SE
2030	von Deutschland nach ...	7.500	2.000	4.300	2.000	1.000	3.000	4.800	2.300	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	2.300	5.000	1.400	3.000	1.315
in MW		AT	BE	CH	CZ	DK-O	DK-W	FR	LU	NL	NO	PL*	SE
2035	von Deutschland nach ...	7.500	2.000	5.986	2.000	1.600	3.000	4.800	2.300	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	2.300	6.000	1.400	3.000	2.000

AT – Österreich
BE – Belgien

CH – Schweiz
CZ – Tschechische Rep.

DK – Dänemark (Ost/West)
FR – Frankreich

LU – Luxemburg
NL – Niederlande

NO – Norwegen
PL – Polen

SE – Schweden

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

Quelle: Bundesnetzagentur: Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2017 – 2030

Übersicht Links

- Weiterführende Informationen zum NEP 2030: www.netzentwicklungsplan.de/Z3C ↗
- Dokumente zum Szenariorahmen 2017 – 2030: www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316 ↗
- Informationen der BNetzA zum Szenariorahmen 2030: www.netzausbau.de ↗
- European Energy Exchange Transparenzplattform: www.eex-transparency.com ↗
- Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien – Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2017: www.netzentwicklungsplan.de/ZUG ↗
- Studie "Moderne Verteilernetze für Deutschland": www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html ↗
- Begleitgutachten – Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile: www.netzentwicklungsplan.de/ZUN ↗