1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK

1 EINFÜHRUNG: PROZESS UND METHODIK

1.1 Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) 50Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW sind für die Sicherstellung der Systemstabilität und Systemsicherheit sowie für die Stromübertragung im Höchstspannungsnetz in Deutschland verantwortlich. Das Strom-Übertragungsnetz in Deutschland besteht aus vier Regionen, sogenannten Regelzonen.

Abbildung 1: Regelzonen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber ist die Gewährleistung von Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung in Deutschland und Europa. Dazu müssen sie jederzeit Erzeugung und Verbrauch in Einklang bringen und die Systemsicherheit und -stabilität durch aktive Steuerung des Netzes sicherstellen.

Die ÜNB sind zentrale Akteure bei der Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in die deutsche Netzinfrastruktur. Sie bringen die politischen Vorgaben zur Energiewende in Einklang mit den aktuellen und zukünftigen Anforderungen an das Übertragungsnetz. Parallel zum laufenden Betrieb planen die ÜNB das Netz der Zukunft unter den Prämissen der politischen Rahmenbedingungen. Dabei sind die Einbindung und der Transport von dezentral, verbrauchsfern erzeugter Energie, der Ausstieg aus der Kernenergie sowie die Vernetzung in einem zunehmend zusammenwachsenden europäischen Strombinnenmarkt wesentliche Treiber der Netzentwicklung. Die ÜNB betreiben ihre Netze diskriminierungsfrei und schaffen damit die Voraussetzung für einen funktionierenden, freien Strommarkt in Deutschland und Europa.

In § 12b des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ist festgelegt, dass die ÜNB der Bundesnetzagentur (BNetzA) als zuständiger Behörde alle zwei Jahre einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan (NEP) Strom zur Bestätigung vorzulegen haben. Dieser NEP „muss alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die spätestens zum Ende des Betrachtungszeitraums im Sinne des § 12a Abs. 1 S. 2 für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind."

Der gemeinsame Prozess bei der Erstellung und Fortschreibung des NEP ist Grundlage für die Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes der Zukunft. Entsprechend der gesetzlich festgelegten Verantwortung planen die ÜNB ihre Netze so, dass sie jederzeit zuverlässig, sicher und leistungsfähig zu betreiben sind. Aufgabe der BNetzA ist es, diese Planungen zu prüfen und zu bestätigen.

Der Netzausbau selbst ist jedoch eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe, die nur durch das Zusammenwirken vieler Akteure gelingen kann. Die ÜNB stehen dabei als verlässlicher Dialogpartner im Austausch mit der Öffentlichkeit und werben für ein besseres Verständnis und die Akzeptanz von Netzinfrastrukturprojekten.

Die deutschen ÜNB

- ermitteln in ihrem Entwurf des NEP auf Basis des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens den Netzausbaubedarf auf Basis von anerkannten Grundsätzen der Netzplanung,
- definieren im NEP auf Basis unterschiedlicher Szenarien Optionen für den Ausbau eines sicheren und bedarfsgerechten Übertragungsnetzes für Deutschland für 2030,
- verwenden dafür Methoden und Simulationsprogramme, die dem neuesten Stand der Technik entsprechen, und entwickeln diese kontinuierlich weiter.

1.2 Vom Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan

Die Netzentwicklungspläne onshore (NEP) und offshore (O-NEP) entstehen in einem mehrstufigen Prozess. Dieser Prozess ermöglicht eine transparente Netzentwicklungsplanung und bindet sowohl die Öffentlichkeit wie auch die BNetzA als zuständige Behörde aktiv ein. Grundlage für die Erarbeitung des NEP ist der Szenariorahmen. Auch dieser wird nach § 12a EnWG alle zwei Jahre von den Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam erstellt.

Gesetzliche Grundlagen und Neuerungen

Am 01.01.2016 ist eine Novelle des EnWG in Kraft getreten, die wesentliche Grundlagen für die Erstellung des NEP sowie des O-NEP verändert hat. Kernpunkte sind u. a. die Umstellung des Rhythmus für die Erstellung des NEP und des O-NEP auf einen Zweijahresturnus, die Einführung eines Umsetzungsberichts und mehr Flexibilität beim Betrachtungshorizont der Szenarien.

Mit der Umstellung von NEP und O-NEP auf einen Zweijahresturnus ist der Gesetzgeber den Forderungen zahlreicher Stakeholder sowie der ÜNB nach Beseitigung zeitlicher Überschneidungen der Prozesse bei der Erstellung der verschiedenen Netzentwicklungspläne sowie der Erarbeitung des Szenariorahmens nachgekommen. Das schafft mehr Klarheit für alle Beteiligten.

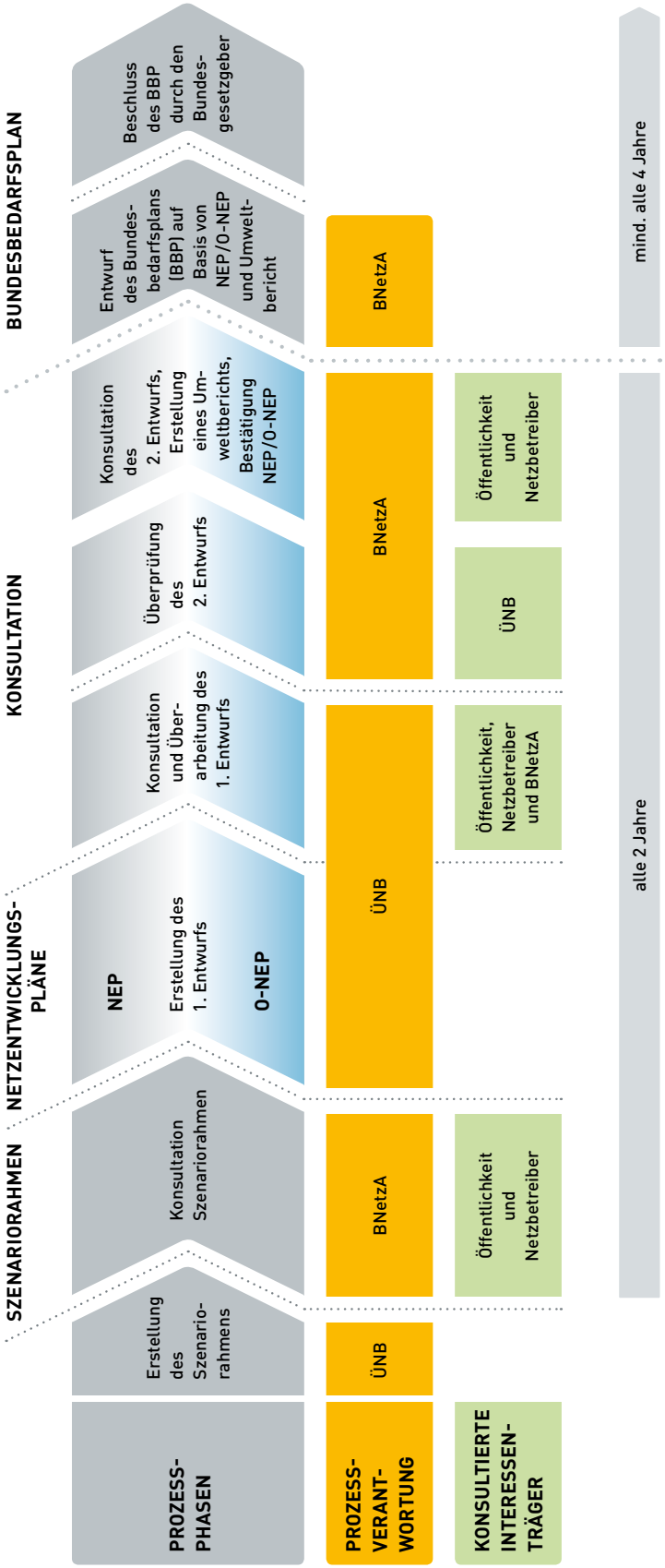
Die ÜNB übermitteln – beginnend mit dem Prozess für diesen NEP 2030 – spätestens zum 10. Januar eines geraden Jahres ihren Entwurf des Szenariorahmens für den NEP und den O-NEP an die BNetzA. Nach Konsultation und Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA haben die ÜNB höchstens zehn Monate Zeit für die Erarbeitung der ersten Entwürfe der Netzentwicklungspläne, deren öffentliche Konsultation, die Überarbeitung sowie die Übergabe der zweiten Entwürfe von NEP und O-NEP an die BNetzA. Die BNetzA soll die Netzentwicklungspläne nach erneuter öffentlicher Konsultation bis zum 31. Dezember eines jeden ungeraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2017, bestätigen.

Die enge Frist für die ÜNB von zehn Monaten für die Bearbeitung von NEP und O-NEP erlaubt es leider nicht, die von vielen Stakeholdern ebenfalls erwünschte Ausweitung des Zeitraums für Konsultation und Diskussion der jeweiligen Netzentwicklungspläne vorzunehmen. Dennoch ermöglichen die ÜNB eine vierwöchige Konsultation der ersten Entwürfe von NEP und O-NEP.

Der neu eingeführte Umsetzungsbericht nach § 12d EnWG soll Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt bestätigten NEP und O-NEP sowie im Falle von Verzögerungen bei der Umsetzung, die dafür maßgeblichen Gründe enthalten. Die ÜNB haben den Umsetzungsbericht der Regulierungsbehörde jeweils spätestens bis zum 30. September eines jeden geraden Kalenderjahres, beginnend mit dem Jahr 2018, vorzulegen.

Darüber hinaus wurden die Vorgaben zum Betrachtungszeitraum für den Szenariorahmen und die Netzentwicklungspläne flexibilisiert. So wird es möglich, den betrachteten Zeithorizont von NEP und O-NEP einerseits und dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) von ENTSO-E auf EU-Ebene andererseits besser aufeinander abzustimmen. Gemäß § 12a EnWG sollen mindestens drei Szenarien einen Zeitraum von mindestens zehn und höchstens 15 Jahren abdecken. Ein Szenario soll darüber hinaus die Entwicklung von mindestens 15 und höchstens 20 Jahren darstellen. Diese Flexibilisierung des Zeithorizonts wurde erstmals beim Szenariorahmen für diesen NEP 2030 angewandt.

Abbildung 2: Der Gesamtprozess



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Szenariorahmen

Am 30.06.2016 hat die BNetzA den Szenariorahmen für den NEP 2030 nach § 12a EnWG genehmigt und auf ihrer Internetseite veröffentlicht. Dieser Szenariorahmen 2030 enthält insgesamt vier Szenarien: Drei Szenarien mit dem Zieljahr 2030 und ein längerfristiges Szenario mit dem Zieljahr 2035. Die einzelnen Szenarien unterscheiden sich darin, wie stark und wie schnell sich die Energiewende im Hinblick auf den Stromerzeugungsmix, den Stromverbrauch sowie die Durchdringung mit innovativen Technologien vollzieht. Dabei lassen sich die Szenarien grob wie folgt charakterisieren:

- Szenario A 2030: Konservatives Szenario mit dem relativ größten Anteil an Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke, einem vergleichsweise langsamen Ausbau der erneuerbaren Energien am unteren Rand des politischen Ausbaukorridors, einer eher geringen Durchdringung mit innovativen Stromanwendungen und geringer Sektorkopplung sowie ohne Vorgaben zu maximalen CO_2-Emissionen im Kraftwerkssektor.
- Szenario B 2030/B 2035: Transformationsszenario, das mit einer zunehmend flexibilisierten Energiewende einen Mittelweg zwischen den Szenarien A 2030 und C 2030 darstellt, mit Vorgaben zum maximalen CO_2-Ausstoß im Kraftwerkssektor.
- Szenario C 2030: Innovationsszenario mit dem kleinsten konventionellen Kraftwerkspark, mit Vorgaben zum maximalen CO_2-Ausstoß im Kraftwerkssektor, einem schnellerem Ausbau der erneuerbaren Energien am oberen Rand des politischen Ausbaukorridors, einen Anstieg des Stromverbrauchs, einer starken Durchdringung mit innovativen Stromanwendungen sowie einer stärkeren Sektorkopplung.

Die Details des von der BNetzA genehmigten Szenariorahmens, der für die ÜNB verbindlich ist und von dem im NEP 2030 nicht abgewichen werden kann, werden in Kapitel 2 ausführlich dargestellt.

Erstellung des Netzentwicklungsplans

Auf Basis des Szenariorahmens erfolgt die Erstellung des ersten Entwurfs des NEP durch die ÜNB in drei Schritten:

- Im ersten Schritt wird für jedes Szenario in einer das europäische Verbundnetz umfassenden Marktsimulation ermittelt, wann die entsprechenden erneuerbaren wie konventionellen Erzeugungsanlagen wie viel Energie einspeisen. Ziel der Marktsimulation ist die Nachbildung des bereits existierenden europäischen Strommarktes. Dieser sorgt dafür, dass in allen angeschlossenen Ländern der Kraftwerkseinsatz zu jedem Zeitpunkt so gewählt wird, dass die (Verbraucher-)Lasten gerade gedeckt werden und der grenzüberschreitende Energieaustausch die Kuppelkapazitäten an den engpassbehafteten Staatsgrenzen nicht überschreiten. Hierbei werden zunächst gemäß dem gesetzlichen Vorrang die erneuerbaren Energien im In- und Ausland berücksichtigt. Anschließend werden die konventionellen Kraftwerke im In- und Ausland so eingesetzt, dass nach Abzug der erneuerbaren Energien die Last im In- und Ausland zu geringstmöglichen Kosten gedeckt wird. Dabei kommt eine sogenannte Merit-Order-Liste zum Einsatz, in die die variablen Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke (u. a. bestehend aus Brennstoffkosten, Brennstofftransportkosten und CO_2-Preisen) eingehen. Weiterhin werden in Zeiten günstiger Marktpreise die Speicherseen der Pumpspeicherkraftwerke befüllt, um in Zeiten höherer Preise die Energie wieder vermarkten zu können. Als weiterer Eingangsparameter für die Marktsimulation wird die für alle Szenarien vorgegebene Kappung von Einspeisespitzen (nachfolgend Spitzenkappung genannt) von maximal 3 % der Jahresenergiemenge für jede Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlage berücksichtigt. In der Marktsimulation wird das Wetter ebenso simuliert wie die Einbettung Deutschlands in den europäischen Strombinnenmarkt. Daraus wird der Übertragungsbedarf im Strom-Übertragungsnetz für jedes Szenario anhand der Netznutzungsfälle im Zieljahr 2030 bzw. 2035 (8.760 stündliche Last- und Einspeisesituationen über ein Jahr) mittels eines Marktmodells ermittelt. Die Ergebnisse der Marktsimulation werden in Kapitel 3 detailliert erläutert.

- Im zweiten Schritt wird darauf aufbauend für jedes Szenario in Netzanalysen der Netzentwicklungsbedarf (Netzverstärkungen und Netzausbau) bestimmt. Dazu wird geprüft, ob das Startnetz (bestehendes Netz und bereits fortgeschrittene Netzentwicklungsmaßnahmen, siehe Kapitel 4.2.1) geeignet ist, um die auf Basis der Marktsimulation berechneten Leistungsflüsse zu transportieren. Dabei sind die kritischen Stunden für die Netzdimensionierung ausschlaggebend, damit Systemstabilität und Versorgungssicherheit auch in Zukunft jederzeit aufrechterhalten werden können. Nach dem NOVA-Prinzip (**N**etz**o**ptimierung vor **V**erstärkung vor **A**usbau) werden weitere Netzentwicklungsmaßnahmen zugeschaltet, die Überlastungen auf anderen Leitungen signifikant reduzieren oder ganz auflösen.
- In einem dritten Schritt wird die Systemstabilität des so ermittelten Ergebnisnetzes bewertet. Wegen des Aufwands dieser Bewertung, die auf dem in den Netzanalysen identifizierten Ergebnisnetz der Szenarien aufbaut, wird die Bewertung der Systemstabilität erst in den zweiten Entwurf des NEP 2030 aufgenommen.

Im Rahmen des NEP 2030 wird für jedes Szenario ein Übertragungsnetz entwickelt, das durch die Ergänzung von Netzentwicklungsmaßnahmen eine bedarfsgerechte, weitgehend engpassfreie Stromübertragung und ein stabiles Netz im Zieljahr 2030 ermöglicht. Hierbei ist zu beachten, dass die Betrachtung eines durchschnittlichen Stundenwertes in der Marktsimulation im Vergleich zu den in der Realität auftretenden viertelstündlichen Werten zusammen mit der angewendeten Spitzenkappung (siehe Kapitel 2.3.4) bei Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen zu einer signifikanten Verringerung extremer Einspeisespitzen und somit zu einem verringerten Netzausbau führt als dies ansonsten der Fall wäre. Damit erfolgt mit dem NEP 2030 definitiv keine Ausweisung eines Netzausbaus im Übertragungsnetz „für die letzte erzeugte Kilowattstunde".

Ausweisung von Maßnahmen in den Szenarien

Eine Stärke der angewandten Methodik zur Maßnahmenermittlung ist die exakte Ausweisung einzelner Maßnahmen durch knotenscharfe Berechnungen im vermaschten Drehstromnetz. Dies ist in Europa einmalig. Eine weitere Stärke ist die dynamische Bewertung der Maßnahmen, um ein sicher betreibbares Netz zu entwickeln und somit das hohe Niveau an Versorgungssicherheit auch zukünftig zu gewährleisten.

Anders als bei den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 werden die Maßnahmen des Szenarios B 2035 in diesem NEP – mit Ausnahme der zusätzlich erforderlichen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsverbindungen – nicht maßnahmenscharf ausgewiesen. Die Maßnahmen des Langfristszenarios werden vorrangig zur Nachhaltigkeitsprüfung der Maßnahmen aus den Szenarien mit dem Zieljahr 2030 herangezogen. Dadurch kann sichergestellt werden, dass Maßnahmen, die für das Zieljahr 2030 identifiziert wurden, auch im Zieljahr 2035 erforderlich sind. Diese Nachhaltigkeitsprüfung wird in Tabelle 18 in Kapitel 5.2 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang zu diesem NEP in Form von Kreuzen für das Szenario B 2035 dargestellt.

1.3 Pilotprojekt Maßnahmenbewertung

Die ÜNB haben die im Zuge des NEP 2025 vorgestellte und öffentlich konsultierte Methodik zur Bewertung von Maßnahmen für den NEP 2030 noch einmal weiterentwickelt. Im NEP 2030 wird anhand von verschiedenen Bewertungskriterien, die unterschiedliche Perspektiven abdecken, eine Bewertung von (n-1)-nachgewiesenen Maßnahmen vorgenommen. Die Bewertung ermöglicht einen relativen Vergleich zwischen den Maßnahmen in dem jeweiligen Bewertungskriterium. So lassen sich beispielsweise Aussagen treffen, wie gut eine Maßnahme in den unterschiedlichen Bewertungskriterien abschneidet und wodurch diese charakterisiert ist.

Alle im NEP 2030 ausgewiesenen Maßnahmen wurden über einen (n-1)-Nachweis identifiziert und sind zur Herstellung eines bedarfsgerechten, weitgehend engpassfreien Netzes erforderlich. Insofern dient die Bewertung der Maßnahmen des NEP 2030 der Charakterisierung und Veranschaulichung des Nutzens einer Maßnahme – und ausdrücklich nicht dem Nachweis ihrer Erforderlichkeit.

Die Maßnahmenbewertung, bei der Kriterien wie vermiedener Redispatch, vermiedenes EE-Einspeisemanagement, Transportaufgabe, Planungsrobustheit und längengewichteter NOVA-Faktor betrachtet werden, ist ein Pilotprojekt und wird auf alle Maßnahmen des Zubaunetzes des Szenarios B 2030 mit Ausnahme von Punktmaßnahmen und Grenzkuppelleitungen angewendet. Die Maßnahmenbewertung baut auf den Netzanalysen auf und wird parallel zur Veröffentlichung und Konsultation des ersten Entwurfs des NEP 2030 durchgeführt. Die Ergebnisse der Maßnahmenbewertung werden im zweiten Entwurf des NEP 2030 veröffentlicht.

1.4 Der NEP als Grundlage für das Bundesbedarfsplangesetz

Der erste Entwurf des NEP wird jeweils nach Fertigstellung von den ÜNB öffentlich zur Konsultation gestellt (siehe Kapitel 6). Nach seiner Überarbeitung wird er dann in zweiter Fassung an die BNetzA übermittelt, die den NEP ihrerseits prüft und eine weitere Konsultation durchführt. Erst nach diesem Schritt bestätigt die BNetzA schließlich den NEP. Zukünftig übermittelt die BNetzA der Bundesregierung gemäß § 12e EnWG mindestens alle vier Jahre den jeweils aktuellen NEP als Basis für einen Bundesbedarfsplan (BBP), den die Bundesregierung ihrerseits dem Bundesgesetzgeber (Bundestag und Bundesrat) vorlegt.

Mit Verabschiedung des Bundesbedarfplans durch den Bundesgesetzgeber wird die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für die im BBP enthaltenen Vorhaben verbindlich festgestellt. Mitte 2013 haben Bundestag und Bundesrat den ersten BBP auf Basis des NEP 2012 verabschiedet. Im Dezember 2015 erfolgte eine umfassende Novellierung des BBP auf Basis des NEP 2014. Die nächste Übermittlung des NEP durch die BNetzA an die Bundesregierung als Grundlage für die Novellierung des BBP durch den Bundesgesetzgeber ist somit spätestens 2019/2020 auf Basis des hierauf folgenden NEP zu erwarten, bei wesentlichen Änderungen auch schon früher.

1.5 Verbindung zum Offshore-Netzentwicklungsplan

Der von der BNetzA öffentlich zur Konsultation gestellte und genehmigte Szenariorahmen 2030 ist auch die Grundlage für den O-NEP 2030. In den vier Szenarien wird jeweils für Nord- und Ostsee die entsprechende Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie angegeben. Die zweite wichtige Schnittstelle zwischen NEP und O-NEP stellen die Netzverknüpfungspunkte zwischen Onshore- und Offshorenetz dar (siehe Kapitel 4.2.3). Diese müssen erstens räumlich konsistent sein, zweitens in Bezug auf die angeschlossene Leistung an Offshore-Windenergie und drittens in Bezug auf die Inbetriebnahmejahre für die see- und landseitige Anbindung. Nur so kann sichergestellt werden, dass der offshore erzeugte Strom über die Offshore-Anbindungsleitungen und das Übertragungsnetz an Land zu den Verbrauchern transportiert werden kann. In den Steckbriefen der Zubaunetz-Projekte im Anhang des NEP 2030, die in einem direkten Zusammenhang mit Projekten des O-NEP stehen, werden die korrespondierenden Projekte des O-NEP 2030 in der Projektbegründung aufgeführt.

1.6 Zusammenhang zwischen NEP, TYNDP und PCI-Prozess

Im NEP werden Projekte und Maßnahmen über konkrete (n-1)-Nachweise identifiziert. Die Projekte und Maßnahmen beheben also in den jeweiligen Szenarien ansonsten auftretende (n-1)-Verletzungen im Höchstspannungsnetz. Ausnahmen bilden dabei vertikale Punktmaßnahmen, die zusammen mit den betroffenen Verteilernetzbetreibern identifiziert werden, sowie Interkonnektoren. Die geplanten Interkonnektoren und die im NEP verwendeten NTC-Werte an den Kuppelstellen zu den Nachbarstaaten werden dagegen aus dem Ten-Year Network Development Plan von ENTSO-E entnommen bzw. für das jeweilige Zieljahr abgeleitet.

Im Zuge des NEP 2030 ist erstmals eine Maßnahmenbewertung als Pilotprojekt für das Szenario B 2030 vorgesehen. Eine systematische Kosten-Nutzen-Analyse der Projekte und Maßnahmen (Cost Benefit Analysis – CBA), wie es sie z. B. im TYNDP gibt, exisitiert im NEP nicht. In der Zubaunetz-Tabelle in Kapitel 5.2 sowie in den Projektsteckbriefen im Anhang zum NEP wird explizit darauf hingewiesen, wenn Projekte ebenfalls Teil des jeweils aktuellsten TYNDP sind oder einen Status als PCI-Projekt (project of common interest gemäß EU-Verordnung 347/2013) haben.

Über eine Angleichung der zugrunde gelegten Szenarien stellen die ÜNB eine Konsistenz der Planungen zwischen NEP und TYNDP sicher und ermöglichen so eine bessere Verzahnung der Prozesse. Im TYNDP, der wie der NEP in einem zweijährigen Turnus erstellt wird, sind neben den grenzüberschreitenden Projekten die innerdeutschen Projekte aus dem NEP enthalten, die eine überregionale, pan-europäische Bedeutung haben. Im TYNDP findet kein eigenständiger (n-1)-Nachweis der enthaltenen Projekte und Maßnahmen statt. Anders als im NEP werden die Netzausbaumaßnahmen im TYNDP dagegen mittels CBA bewertet. Für Interkonnektoren und Maßnahmen mit grenzüberschreitenden Einfluss wird ein GTC-Wert (Grid transfer capability) ermittelt und ausgewiesen. Der GTC-Wert beschreibt in welchem Umfang durch eine Maßnahme die Transportkapazität insbesondere an identifizierten Grenzen bzw. Engpässen ansteigt.

Einen Status als PCI-Projekt können nur Projekte des TYNDP mit einem GTC-Wert über 500 MW bekommen, die einen signifikanten Nutzen für mindestens zwei EU-Mitgliedstaaten haben. Darüber hinaus ist eine positive Kosten-Nutzen-Analyse Voraussetzung für die Aufnahme in die PCI-Liste der Europäischen Union.

2 SZENARIORAHMEN

2 SZENARIORAHMEN

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 CO_2-Preise sowie Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben 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 Kraftwerksliste sind auf der Website der Übertragungsnetzbetreiber www.netzentwicklungsplan.de/de/mediathek/downloads/316 sowie auf der Internetseite der Bundesnetzagentur www.netzausbau.de verfügbar.

Eine ausführliche Fassung des Kapitels mit Informationen zu den verwendeten Methoden und Detailergebnissen ist verfügbar unter: www.netzentwicklungsplan.de/ZUc

2.1 Rahmendaten und Charakteristika der Szenarien zum NEP 2030

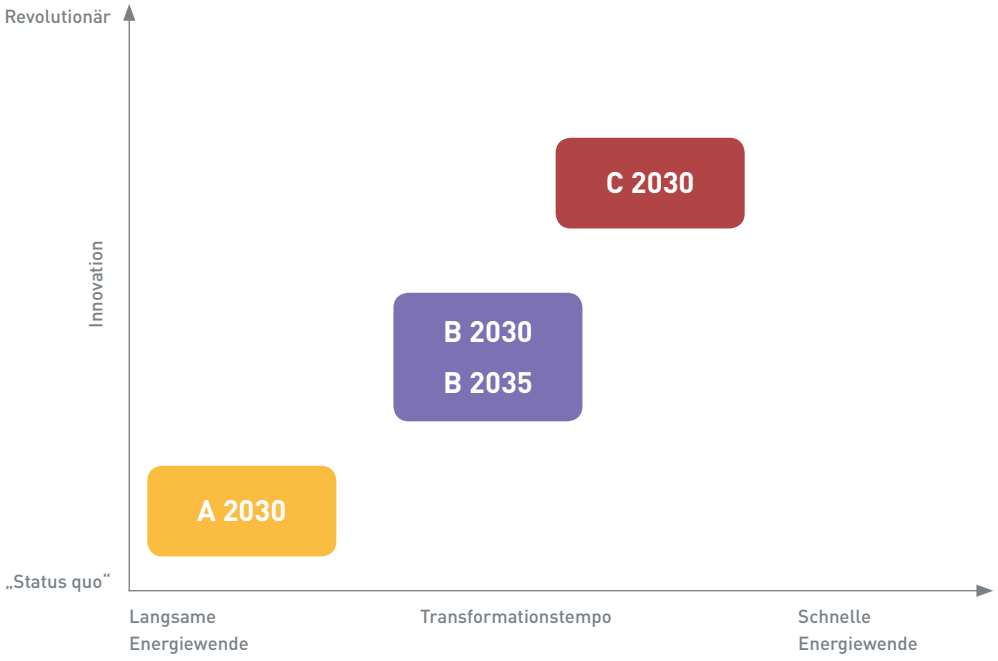
2.1.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien

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 CO_2-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 Photovoltaikanlagen (nachfolgend Spitzenkappung genannt) berücksichtigt. Dabei werden die von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Methoden zur regionalen Zubauprognose 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 Plans 2016 (TYNDP 2016).

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

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien



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

2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung

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

Tabelle 1: Erzeugungskapazitäten in den genehmigten Szenarien

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-Emmissionen von 165 Mio. t	Maximale CO_2-Emmissionen von 137 Mio. t	Maximale CO_2-Emmissionen 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

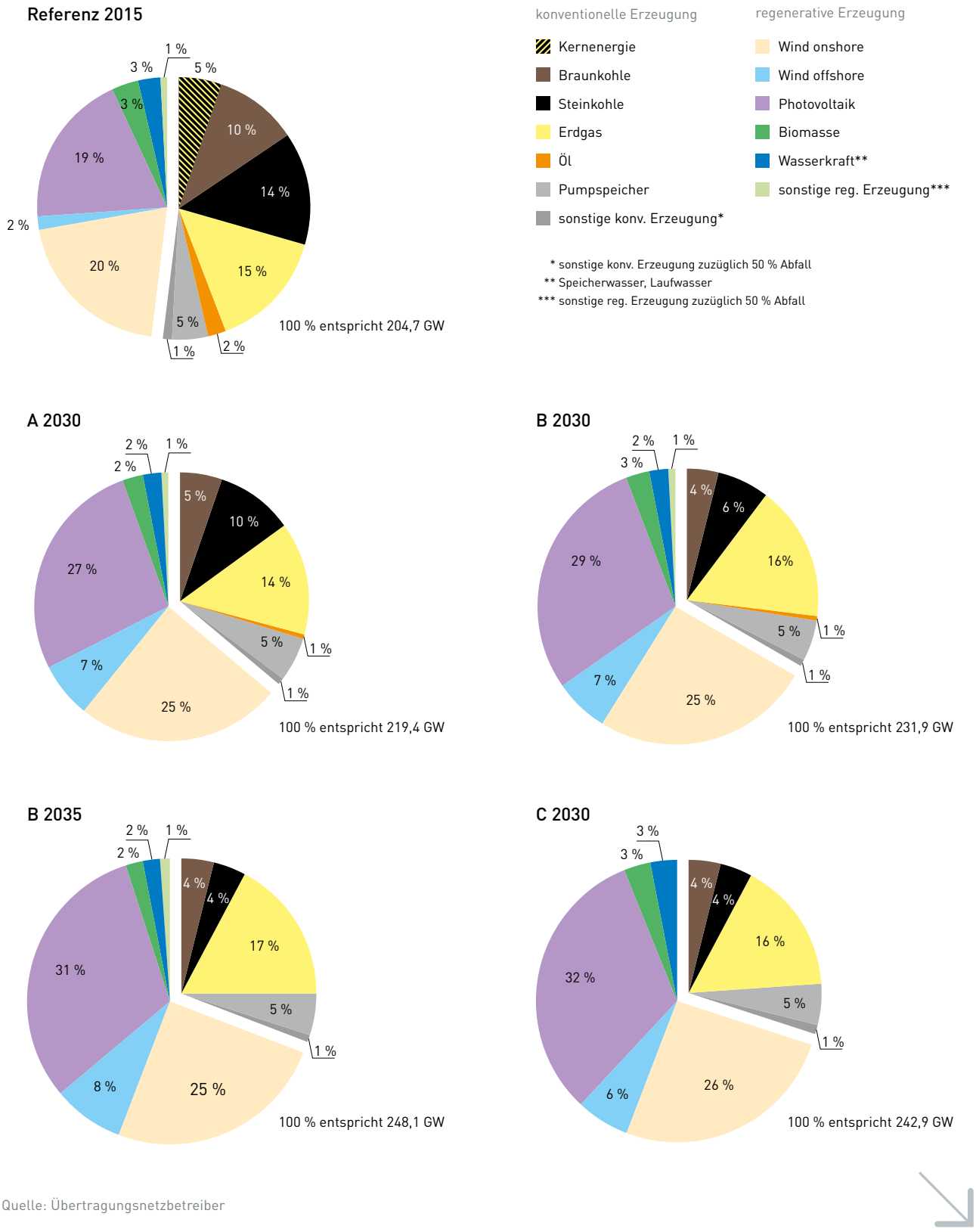
*5 inklusive der Summe der Netzverluste in TWh im Verteilnetz

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

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

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 4: 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 Potential 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 berücksichtigten. 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 CO_2.

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 berücksichtigten. 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 CO_2.

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 CO_2.

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 regionale Verteilung der erneuerbaren Energien, ihre Einspeisezeitreihen und die nachfolgende Spitzenkappung (siehe Kapitel 2.3)
- die räumlich aufgelösten Prognosen zur Verteilung der Stromnachfrage (siehe Kapitel 2.4), Kapitel 2.5 fasst die Ergebnisse der nationalen Aufbereitung (siehe Kapitel 2.3 und 2.4) zusammen
- die Modellierung des Auslands (siehe Kapitel 2.6)
- die Flexibilisierung der Nachfrage durch Demand Side Management (DSM)

  Da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 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 bezeichnet.

  Der volkswirtschaftlich optimale Einsatz, der in den Simulationen der ÜNB angenommen wurde (siehe Kapitel 3), 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.

  Weitere Informationen zum Umgang mit DSM, beispielsweise bei der PV-Eigenbedarfsoptimierung sind verfügbar in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUc.

- die Flexibilisierung von Kraftwerk-Einsatzbedingungen

  Im Szenario A 2030 werden keine Änderungen der gegenwärtig bekannten technischen Konfigurationen der Erzeugungsanlagen und kein Abbau von Einsatzrestriktionen (z. B. Wärmebereitstellung, Versorgung von Industrie) 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 dieser Anlagen weist ein Wintermaximum von 8,0 GW und ein Sommerminimum von 1,7 GW auf.

  Weitere Informationen zur Kraftwerksparametrierung zur Abbildung zusätzlicher Versorgungsaufgaben, den Einsatzrestriktionen (Must-Run und KWK) von Kraftwerken und den aus den getroffenen Flexibilisierungsannahmen sind verfügbar in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUc.

- die Implementierung der Vorgaben zur Emissionsreduktion

  Im Genehmigungsdokument der BNetzA wird für die Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 eine Begrenzung der jährlichen CO_2-Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland unterstellt. Die Begrenzung resultiert aus den CO_2-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.

  Bei der Bestimmung der CO_2-Emissionen in den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 werden die CO_2-Emissionen der im Kraftwerkspark vorhandenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen entsprechend ihrer durch Must-Run bedingten Strom- und Wärmeproduktion auf die beiden Energiearten aufgeteilt. Lediglich die für die Must-Run-Stromproduktion zu bilanzierenden CO_2-Emissionen der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sollen bei der Bewertung der Grenzwertüberschreitung berücksichtigt werden. Die für die Wärmeproduktion anfallenden CO_2-Emissionen werden bilanziell dem Wärmesektor zugeordnet und somit nicht berücksichtigt. Für Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die marktbedingt Leistung oberhalb ihrer Must-Run-Einspeisung bereitstellen, werden die dabei anfallenden CO_2-Emissionen ebenfalls berücksichtigt.

  Für das Modell werden die für die Stromproduktion vorgegebenen CO_2-Emissionsgrenzen um den Anteil der aus der Wärmeproduktion resultierenden Emissionen der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erhöht.

  Bei der Einsatzoptimierung der Kraftwerke werden die CO_2-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 2: 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

Die fixierten Zielwerte haben dabei keinen Einfluss auf die installierten Kapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks, wirken sich jedoch auf den Kraftwerkseinsatz aus (siehe Kapitel 3). Eine tabellarische und grafische Übersicht der Emissionsziele pro Jahr ist verfügbar in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUc.

Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreise

Zu den weiteren für die Strommarktsimulation erforderlichen energiewirtschaftlichen Rahmendaten zählen die Annahmen zu Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreisen. Diese sind in der Genehmigung der Bundesnetzagentur festgelegt. Die Brennstoff- und Zertifikatspreise beruhen auf den Angaben der International Energy Agency (IEA) im World Energy Outlook 2015 (WEO 2015).

Tabelle 3: Annahmen zu Brennstoff- und CO_2-Zertifikatspreisen

	A 2030 WEO Szenario „Current Policies“	B 2030 und C 2030 WEO Szenario „New Policies“	B 2035 WEO Szenario „New Policies“
CO_2-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 Ermittlung der regionalen Verteilung, der Einspeisezeitreihen und der Spitzenkappung erneuerbarer Energien

Die Standorte der konventionellen Kraftwerke sind als Angaben in der genehmigten Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur enthalten. Die Standorte geplanter Kraftwerke werden den entsprechenden Anträgen entnommen. Weitere Detallierungen 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 2.3.3). Das Wetterjahr 2012 ist als eines der durchschnittlichsten Wetterjahre der letzten zehn Jahre im Hinblick auf den Windertrag für die Untersuchungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans geeignet. Die Robustheit und Notwendigkeit des erforderlichen Netzausbaus kann durch die Wahl eines durchschnittlichen Wetterjahres bekräftigt werden.

2.3.1 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 Netzausbaugebietsverordnung (NAGV) festgelegt worden, nach welcher der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen in einem Netzausbaugebiet 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 Netzausbaugebiet 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 Netzausbaugebiets daher, insbesondere im Rahmen der Regionalisierung, außer Acht zu lassen.

2.3.2 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.

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.

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 Photovoltaikzubau 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.

Die detaillierten Ergebnisse der Regionalisierung inkl. grafischer Aufbereitung sind in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUc verfügbar. Darüber hinaus sind detaillierte Annahmen zur Regionalisierung insbesondere zur Bestimmung des PV-Potenzials und der Berücksichtigung historischer Ausbauentwicklungen 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 dargelegt.

2.3.3 Ermittlung der Einspeisezeitreihen

Ein weiterer Aufbereitungsschritt besteht in der Ermittlung von regional aufgelösten Erzeugungsprofilen für die einzelnen Technologien. Insbesondere die Erzeugung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist wesentlich abhängig vom Wetter sowie dem regional verfügbaren Dargebot und weist eine hohe zeitliche Variabilität auf. Die jeweiligen Einspeisungen werden daher auf Basis der netzknotenscharfen installierten Leistungen, einem Wettermodell für das zu Grunde gelegte Referenzjahr 2012[1] 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.

Weitere Informationen dazu sind verfügbar in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUc.

1 Siehe Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2030 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

2.3.4 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.[2]

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.

Weitere Informationen zur angewandten Methode sind verfügbar in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUc.

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.

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 4 dargestellt.

Tabelle 4: Eingesenkte Einspeisemengen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik[3]

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

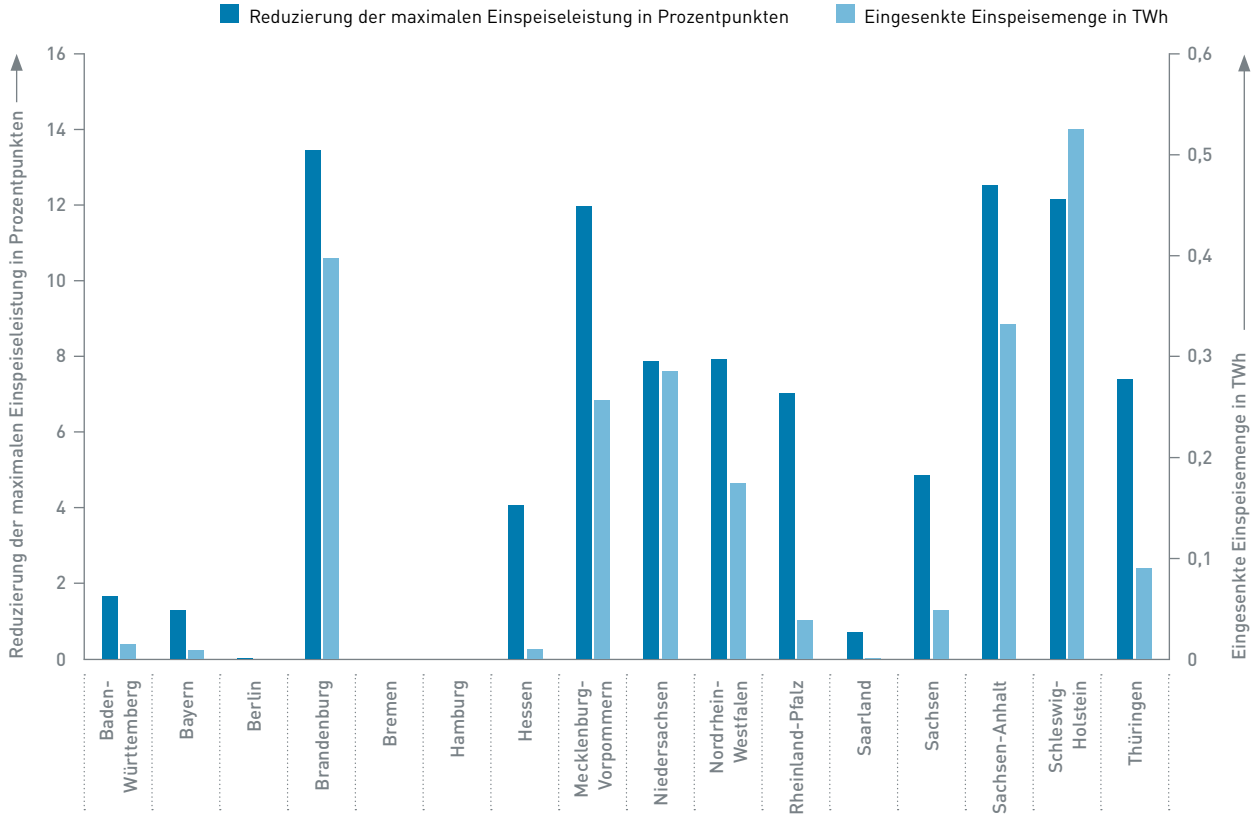
2 Die ÜNB haben eine Abfrage bei den Verteilernetzbetreiber durchgeführt. Diese ergab jedoch kein geschlossenes Meinungsbild, weshalb die Spitzenkappung flächendeckend angenommen wurde.

3 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 4 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 Einspeisespitzen auch im Vergleich zur installierten Windenergieleistung deutlich überproportional eingesenkt.

Abbildung 5: Ergebnisse der Spitzenkappung Wind nach Bundesländern



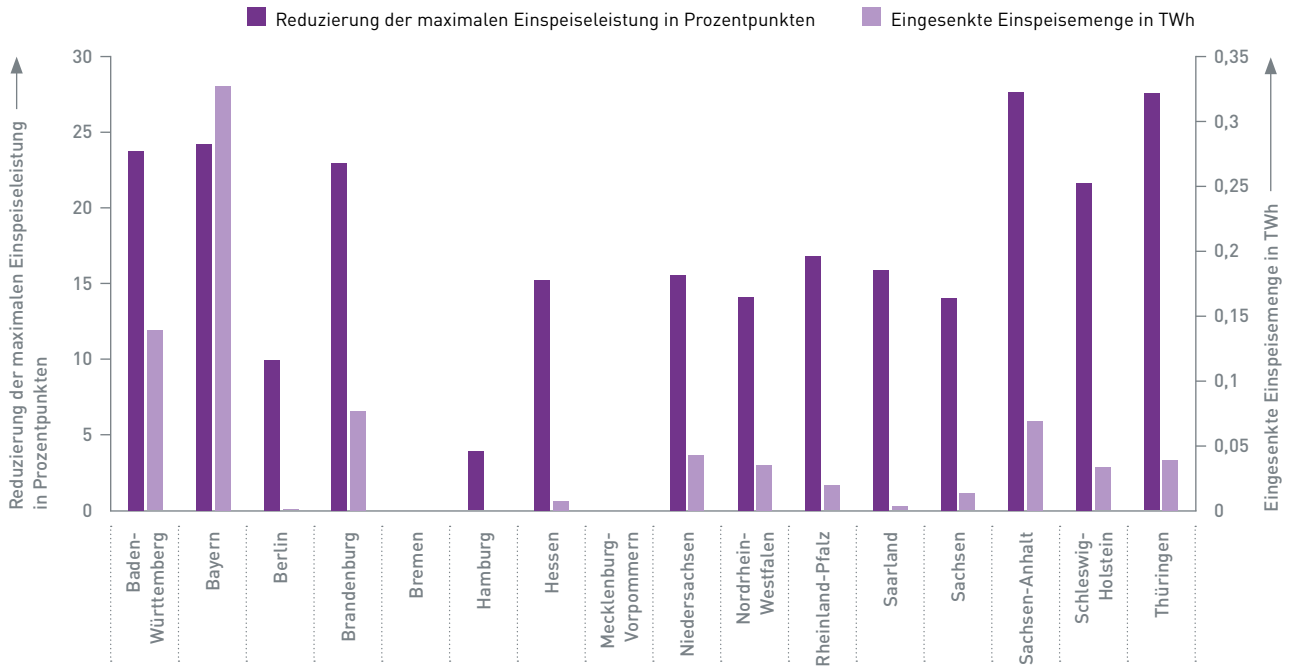
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 6: Ergebnisse der Spitzenkappung Photovoltaik nach Bundesländern



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.4 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.

Die getroffenen Annahmen, die Methodik und detaillierten Ergebnisse sind in der ausführlichen Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUc verfügbar. Dabei wird auch auf die durch die Genehmigung der Bundesnetzagentur vorgenommenen Festlegungen zur Nettostromnachfrage und Jahreshöchstlast, etc. eingegangen. Die Vorgaben 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.[4] Insgesamt sind die Modellergebnisse zur sektoralen Stromnachfrage stark beeinflusst von den Vorgaben in der Genehmigung des Szenariorahmens.

Ergebnisse

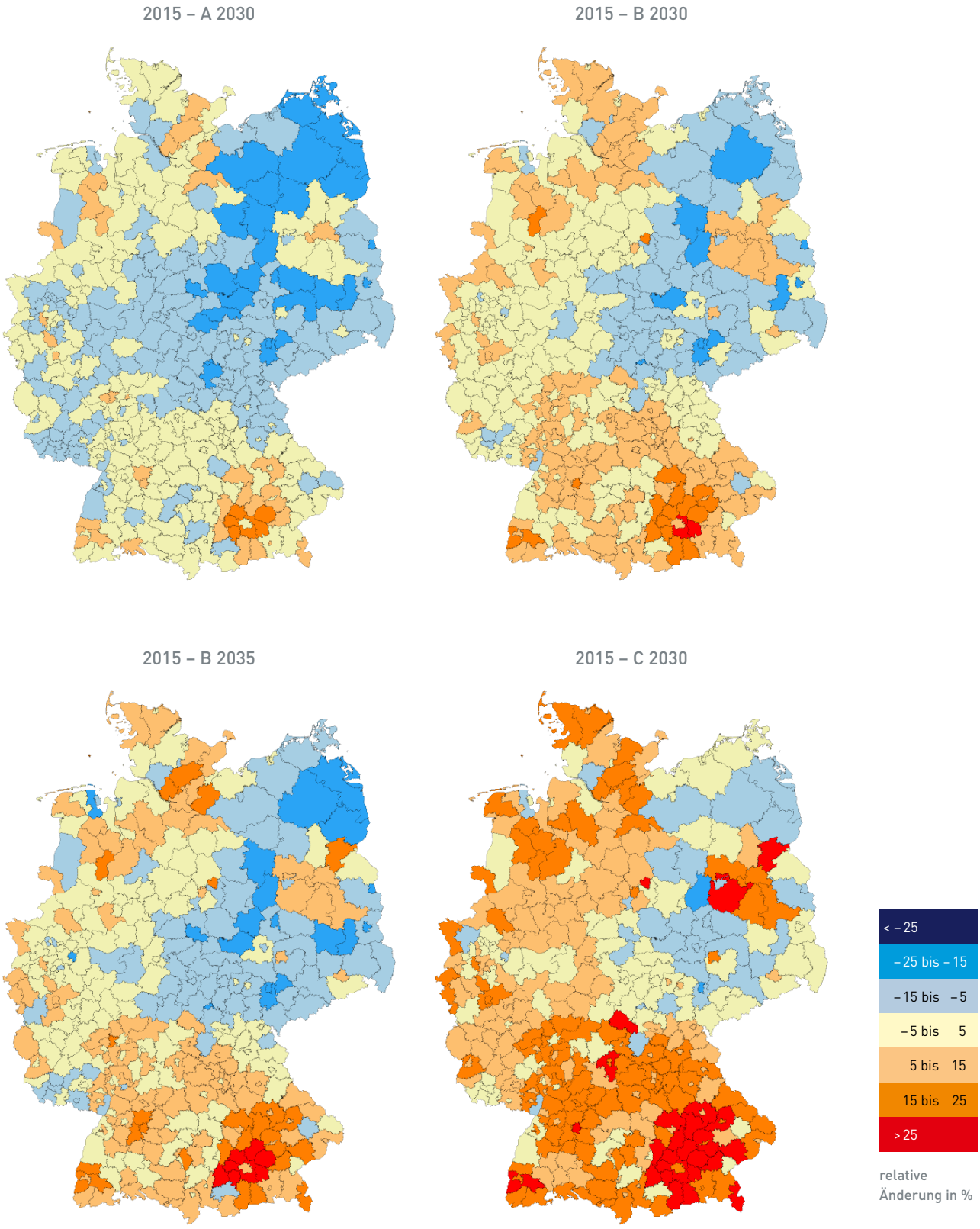
Die Ergebnisse der regionalen Stromnachfragemodellierung zeigen, dass urbane Regionen und angrenzende Ballungsgebiete in allen Szenarien prinzipiell einen Zuwachs und damit im Vergleich zum Jahr 2015 eine höhere Stromnachfrage und damit einhergehend einen Anstieg der jeweiligen Jahreshöchstlasten aufweisen. 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 wiederrum 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.

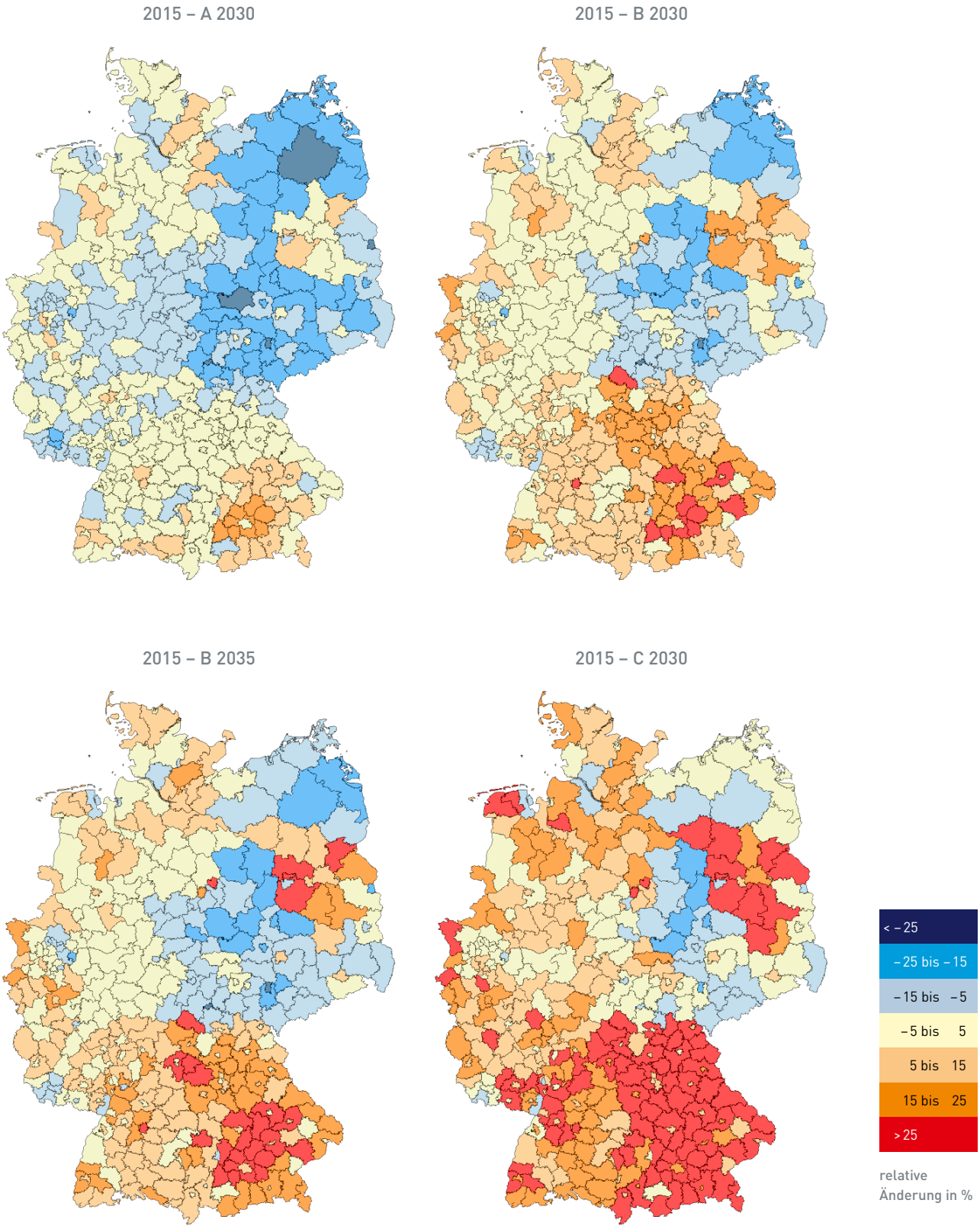
4 Jahreshöchstlast inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilernetz (A 2030: 82,5 GW, B 2030: 85,9 GW, B 2035: 86,7 GW, C 2030: 90,6 GW).

Abbildung 7: Veränderung der Nettostromnachfrage je Landkreis



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 8: Veränderung der zeitungleichen Jahreshöchstlasten je Landkreis

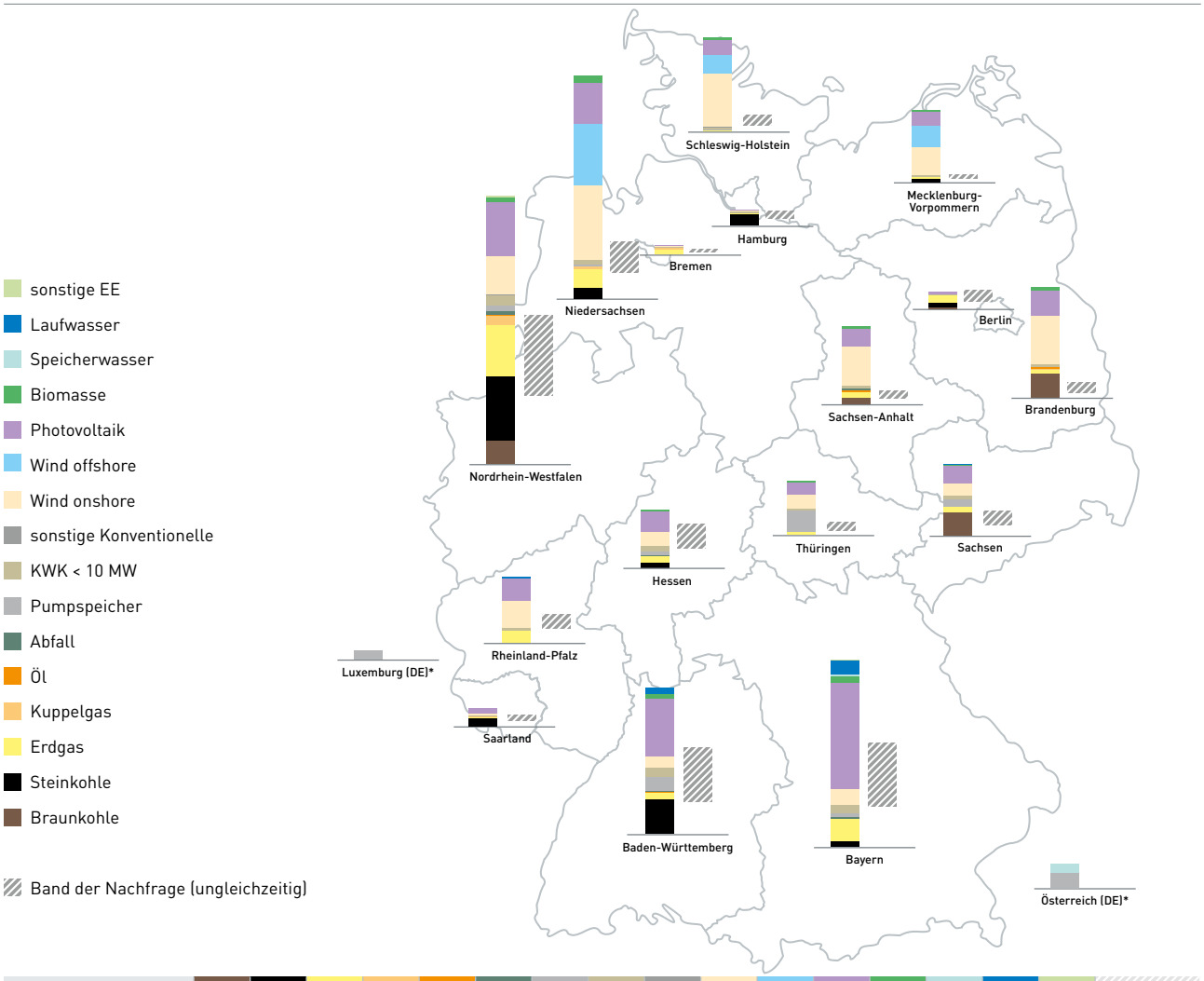


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.5 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten

Die folgenden Grafiken zeigen die Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten des Szenariorahmens für alle Bundesländer pro Szenario. Die Vorgabe zur CO_2-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.

Abbildung 9: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2030

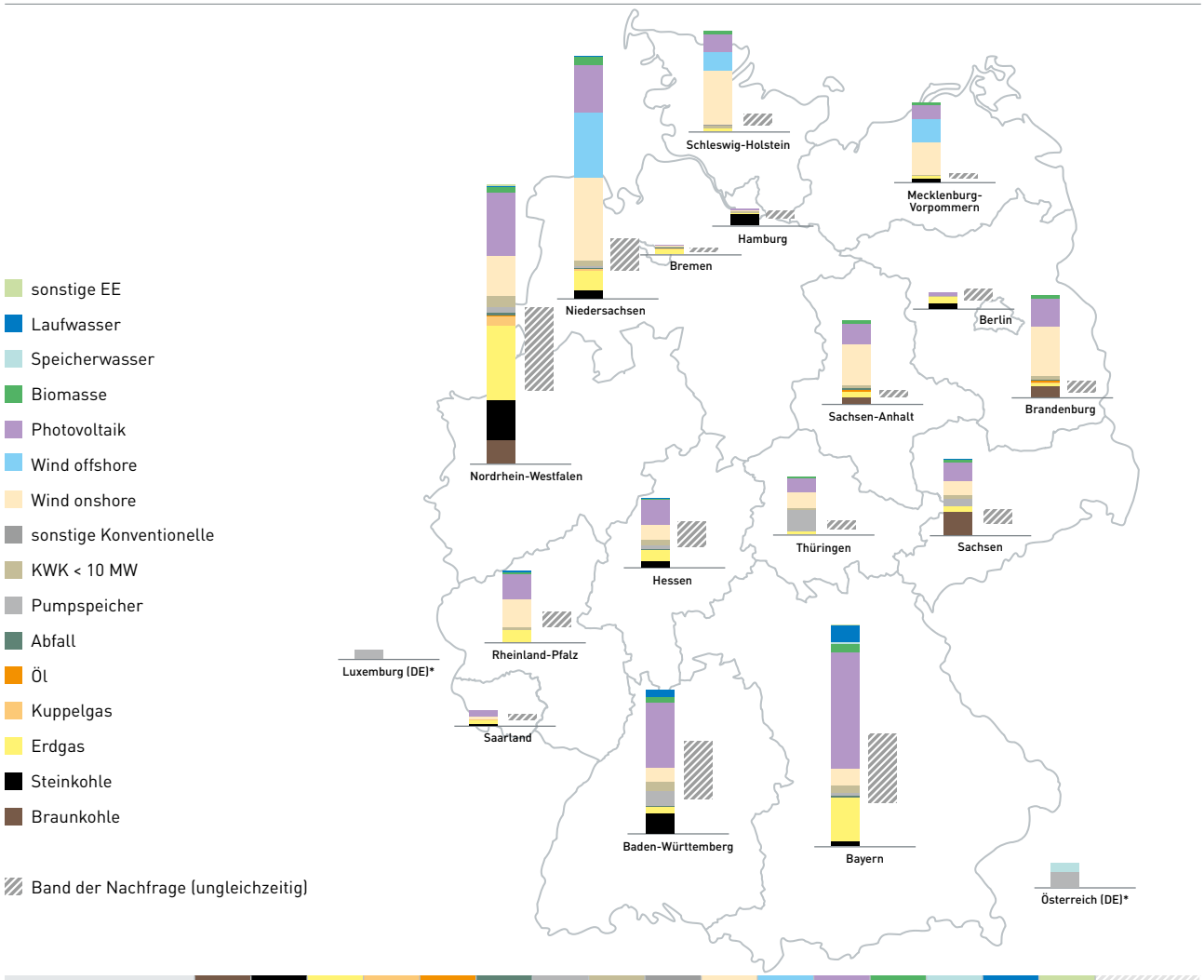


A 2030 (Angaben in GW)	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	Pump-speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Speicher-wasser	Lauf-wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	5,0	0,9	0,0	0,1	0,1	2,1	1,2	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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 10: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2030

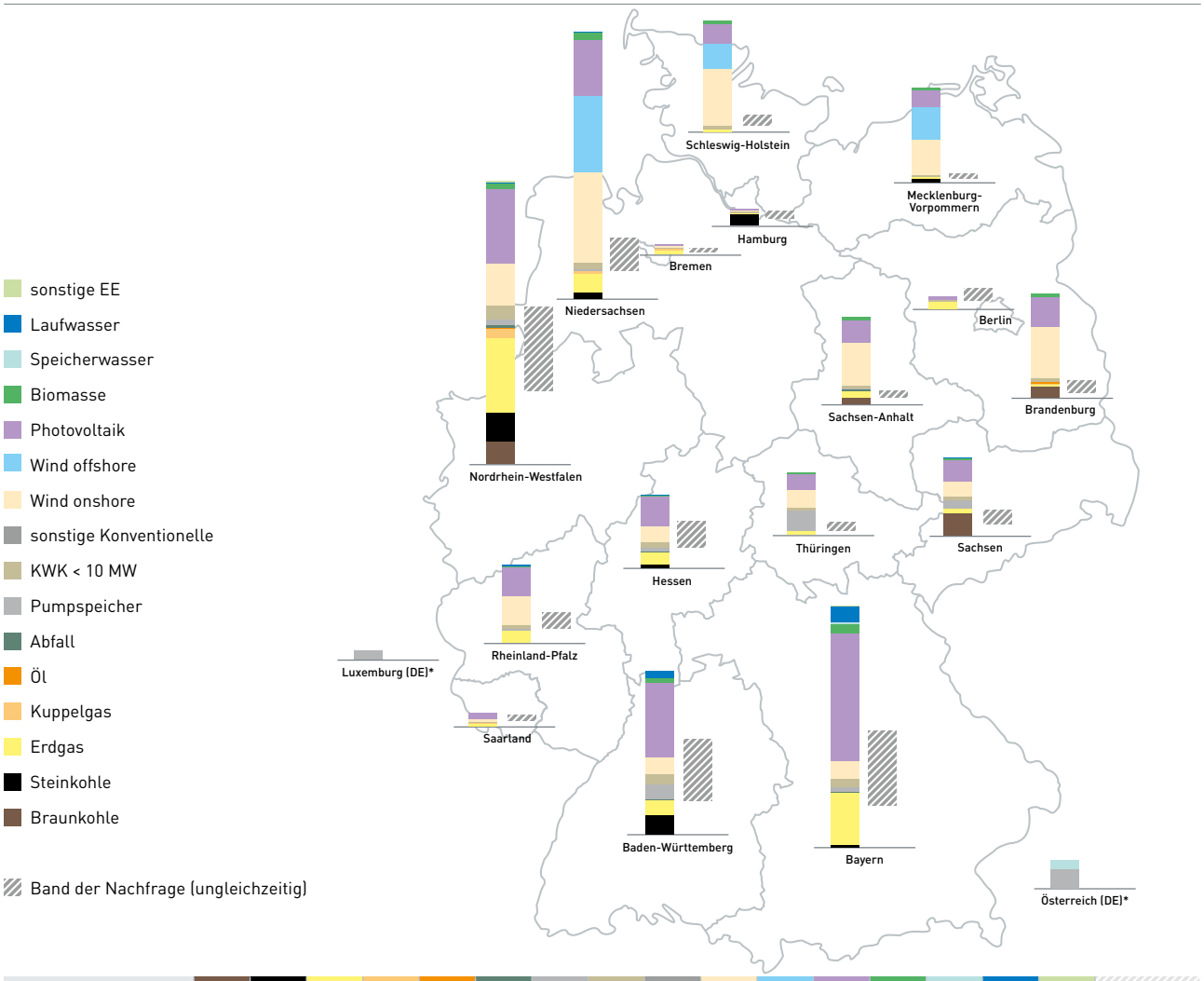


B 2030 (Angaben in GW)	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	Pump-speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Speicher-wasser	Lauf-wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	2,8	0,9	0,0	0,1	0,1	2,1	1,2	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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 11: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035

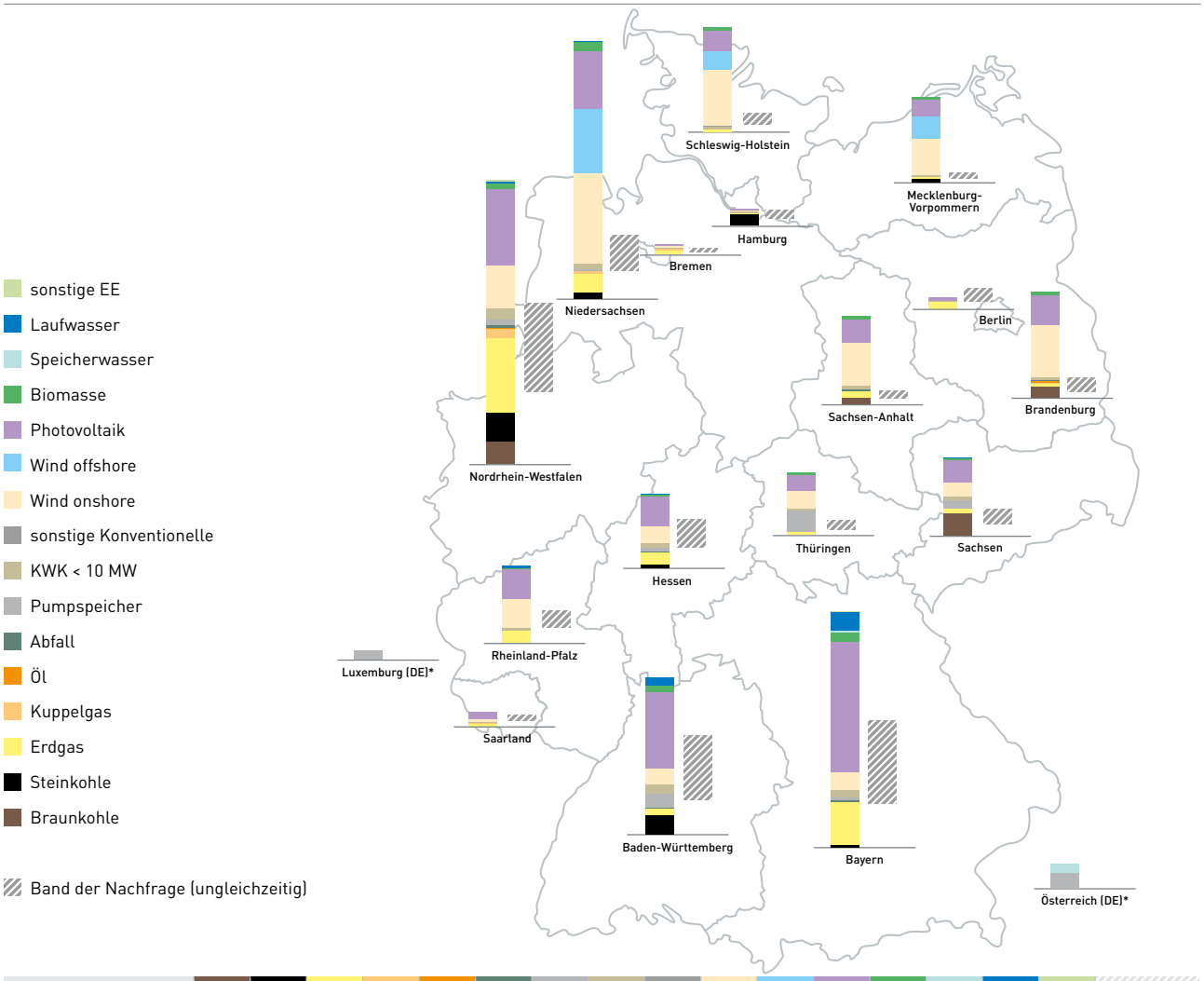


B 2035 (Angaben in GW)	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	Pump-speicher	KWK < 10 MW	sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Speicher-wasser	Lauf-wasser	sonstige EE	Band der Nachfrage (ungleichzeitig)
Baden-Württemberg	0,0	2,7	2,1	0,0	0,0	0,1	2,2	1,4	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.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 12: 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

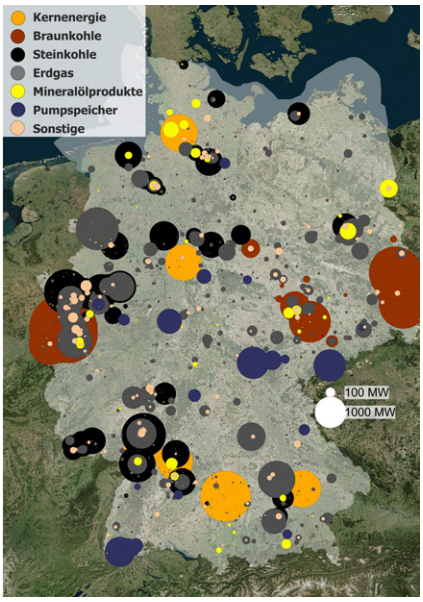
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

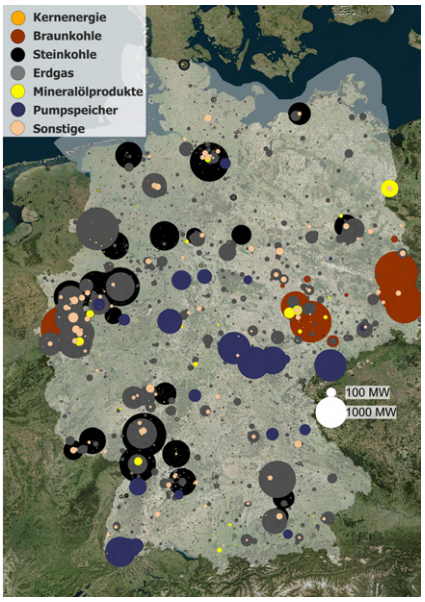
In den folgenden Abbildungen sind die Entwicklungen der installierten konventionellen und erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035 zusammengefasst.

Abbildung 13: Entwicklung der installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035

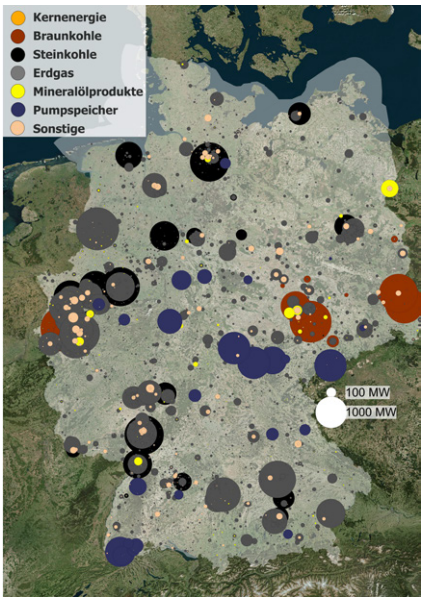
Referenzjahr 2015



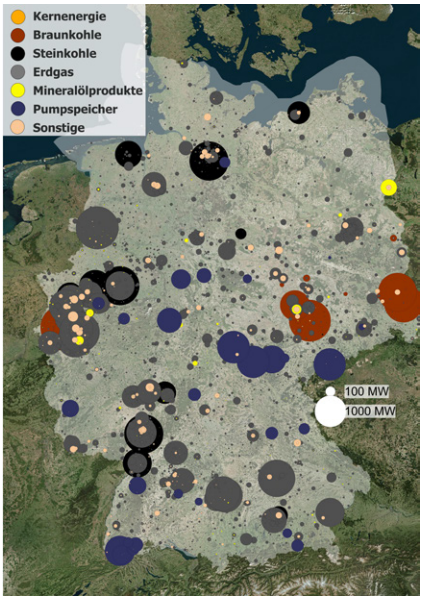
A 2030



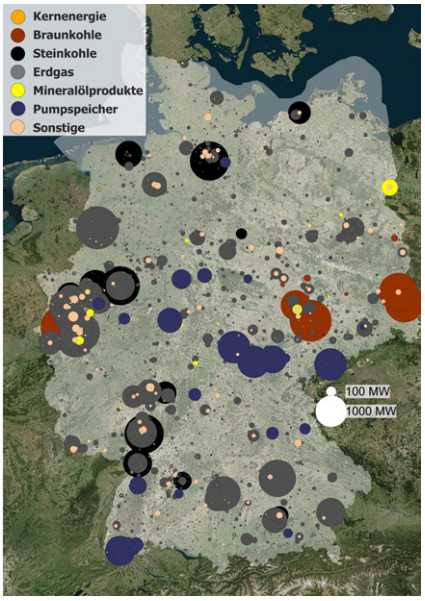
B 2030



B 2035



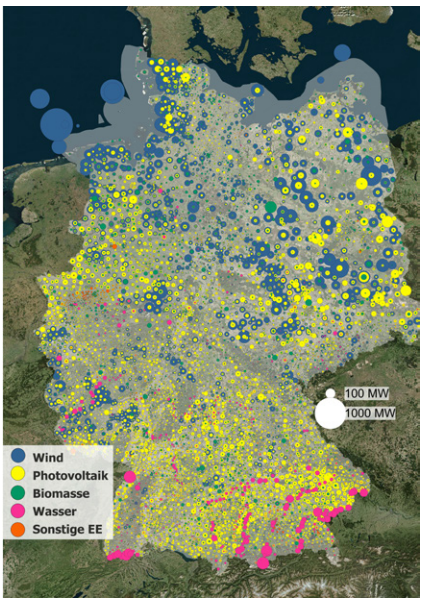
C 2030



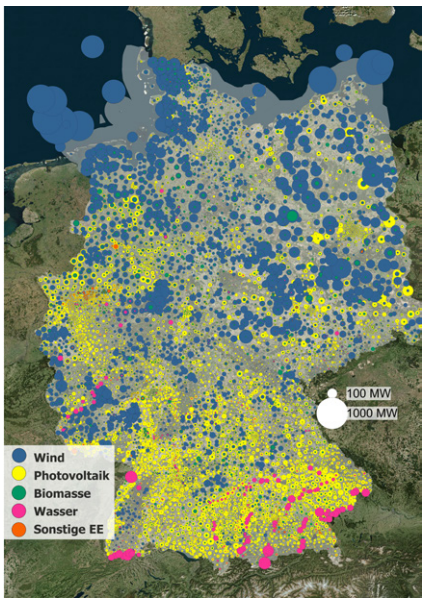
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 14: Entwicklung der installierten erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in Deutschland von 2015 bis 2035

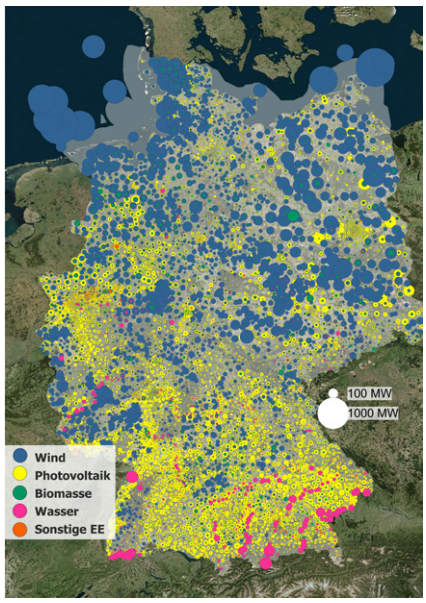
Referenzjahr 2015



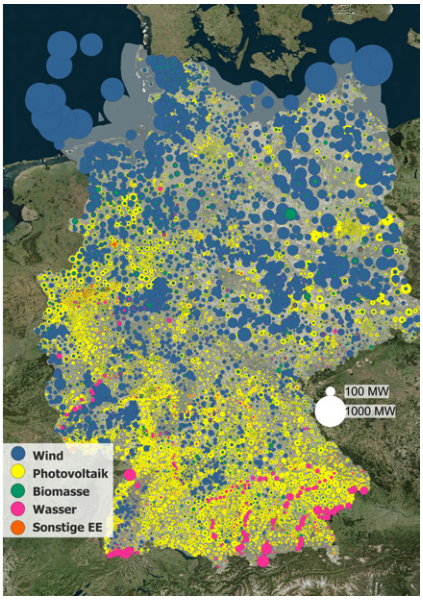
A 2030



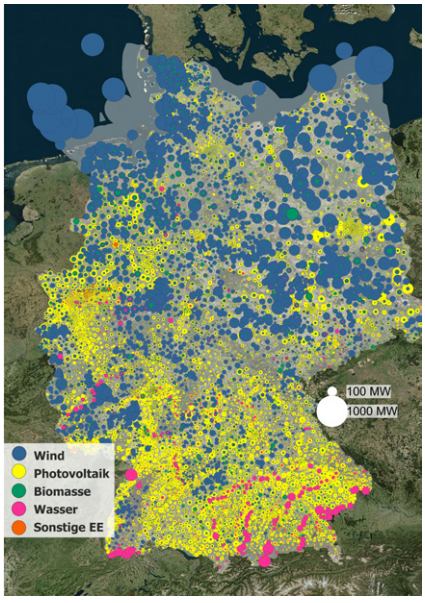
B 2030



B 2035



C 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.6 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 CO_2-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 Kraftwerkparks sind im TYNDP aggregiert pro Land und Energieträger angegeben. Für die Markt- und Netzmodellierung sind jedoch blockscharfe Kraftwerksangaben notwendig. Neben den Angaben im TYNDP werden daher auch Informationen über den heutigen Kraftwerksbestand sowie Angaben über geplante In- und Außerbetriebnahmen herangezogen. Diese Daten werden von den vier 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 5 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 5: 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 – Östereich
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
- Ausführliche Fassung Kapitel 2, NEP 2030, Version 2017, 1. Entwurf: www.netzentwicklungsplan.de/ZUc
- Konzept und Daten zur Regionalisierung von erneuerbaren Energien – Grundlage für die Abbildung regionalisierter Szenarien im Netzentwicklungsplan Strom 2030 Version 2017: www.netzentwicklungsplan.de/ZUG
- Begleitgutachten – Entwicklung der regionalen Stromnachfrage und Lastprofile: www.netzentwicklungsplan.de/ZUN

3 MARKTSIMULATION

3 MARKTSIMULATION

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem Szenariorahmen (siehe Kapitel 2) erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens eine Simulation des zukünftigen Strommarktes, die sogenannte Marktsimulation. Die Szenarien zeigen die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen auf, nicht aber, wann und wie viel die entsprechenden Kraftwerke und erneuerbaren Energien einspeisen. Das Ziel der Marktsimulation ist es daher, die regionalen Einspeise- und Verbrauchssituationen bei minimalen Erzeugungskosten zu prognostizieren. Hierbei ist eine Vielzahl an technologischen, rechtlichen und ökologischen Randbedingungen einzuhalten. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkseinsatz, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch für jedes Marktgebiet. Diese sind neben der regional und zeitlich aufgelösten Einspeisung aus erneuerbaren Energien und Stromnachfrage die Eingangsgrößen für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz (siehe Kapitel 4).

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulationen zum NEP 2030 sind:

- Die Marktsimulationen zum NEP 2030 verdeutlichen, wie weit die Transformation des Energiesektors in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien bereits fortgeschritten ist.
- Es ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Szenarien zu beobachten: Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland, Erzeugungsdefizit in Süddeutschland. Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in südlichen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Nord- und ostdeutsche Bundesländer erzielen Erzeugungsüberschüsse. Sie können mehr als das Doppelte ihrer jährlichen Nachfrage decken.
- Die Bedeutung erneuerbarer Energien nimmt weiter zu: Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix in allen Szenarien. Mit 48 % bis 59 % weist Deutschland in allen Szenarien im europäischen Vergleich einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf.
- Wesentliche Treiber für die innerdeutsche Übertragungsaufgabe sind der weitere Ausbau erneuerbarer Energien sowie die starke und zentrale Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt.
- Die Ergebnisse der Marktsimulation legen nahe, dass sich der Handelssaldo Deutschlands im Vergleich zur heutigen Situation mit zunehmender Erzeugung aus erneuerbaren Energien und abhängig von politischen Entscheidungen und Zielsetzungen, wie beispielsweise einer CO_2-Limitierung, ändern kann und Deutschland z. B. verstärkt Strom importiert.
- Die Volllaststunden der Erzeugungstechnologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere bei den Energieträgern Steinkohle und Erdgas. Gründe für die Unterschiede sind u. a. der teilweise bzw. vollständige Wegfall von zusätzlichen Versorgungsaufgaben der thermischen Erzeugungsanlagen.
- Eine Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes aufgrund der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien B 2030 und B 2035 notwendig. Im Szenario A ist keine Emissionsobergrenze vorgegeben und im Szenario C 2030 wird die Emissionsobergrenze als Ergebnis der Marktsimulation ohne weitere Einschränkungen eingehalten. Im Szenario C 2030 werden Braun- und Steinkohlekraftwerke durch die vollständige Flexibilisierung und im Sinne eines kostenoptimalen Gesamtergebnisses verstärkt eingesetzt. Die Emissionsgrenze stellt jedoch keine Restriktion für den Einsatz der noch verbliebenen wenigen Kraftwerke dar.
- Die sicher zur Verfügung stehende Leistung ("gesicherte Leistung") nimmt bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 aufgrund des Rückgangs der thermischen Erzeugungsleistung und der Zunahme der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien ab. Die Bedeutung von Importen für die Versorgungssicherheit in Deutschland nimmt dadurch tendenziell zu.
- 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 CO_2-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.

3.1 Modellierung des Energiemarktes und grundsätzliche Einordnung der Ergebnisse

Das Optimierungsverfahren

Die Eingangsdaten zur Modellierung der Erzeugung elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem fließen wie auch beim NEP 2025 in ein von Pöyry Management Consulting entwickeltes Elektrizitätsmarktmodell ein. Die Marktsimulation zum NEP 2030 wurde von den ÜNB selbstständig durchgeführt. Abbildung 15 gibt einen Überblick über die Komponenten des Modells.

Das Marktmodell simuliert die Erzeugung elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem. Zielvorgabe der Modellierung ist eine ökonomische Optimierung, also die Erzeugung von Energie zu möglichst geringen Kosten. Damit bildet die Modellierung das gegenwärtige Vorgehen am Strommarkt ab.

Marktsimulation

Das Marktmodell minimiert die variablen Stromerzeugungskosten des Gesamtbetrachtungssystems mit einer rollierenden Voraussicht über jeweils acht Tage. Die Ermittlung des stündlich aufgelösten Einsatzes der thermischen und hydraulischen Erzeugungsanlagen in Europa erfolgt dabei unter Berücksichtigung diverser Restriktionen des Kraftwerksparks (siehe nachfolgend) und unter der Voraussetzung, dass die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt wird. Das Modell stellt in allen 8.760 Stunden des Szenario-Zieljahres ein Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Erzeugung her.

Der Kraftwerkseinsatz von einzelnen Erzeugungsanlagen basiert auf den variablen Kosten der Stromerzeugung. Diese variablen Kosten setzen sich aus Brennstoff-, Transport-, CO_2- sowie weiteren operativen Kosten zusammen und berücksichtigen dabei den betriebszustandsabhängigen Wirkungsgrad (Teillast- oder Volllastbetrieb) jedes Kraftwerks.

Im Einzelnen berücksichtigt das Modell folgende Restriktionen bei der Modellierung einzelner Kraftwerkstypen:

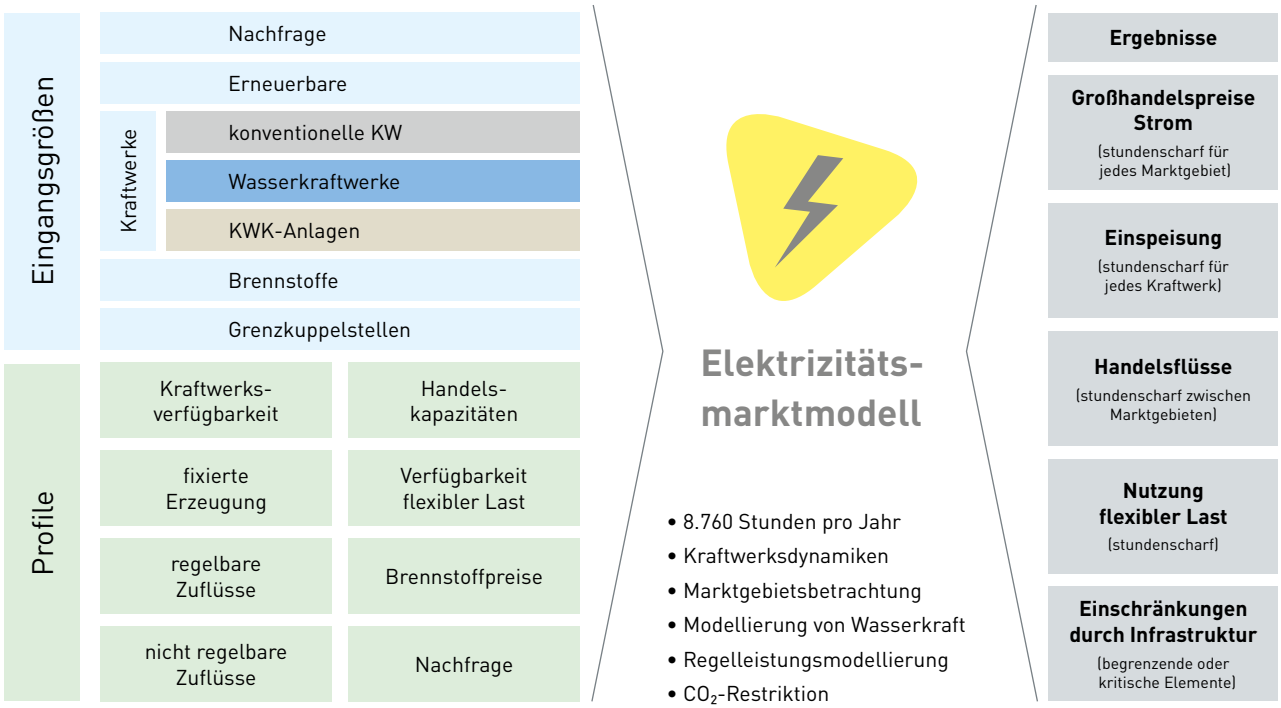
- Kraftwerke mit einer Must-Run-Vorgabe werden unter Berücksichtigung des auftretenden Mindesteinspeisebedarfs betrieben, der in Abhängigkeit der zusätzlichen Versorgungsaugabe (Nah- und Fernwärmebereitstellung oder industrielle Prozesswärme) in jeder Stunde variieren kann.
- Die Einspeisung aus Wasserkraftwerken ist von den jeweiligen Zuflussmengen und Speicherfüllständen abhängig.
- Konventionelle Kraftwerke unterliegen kraftwerkstypischen Dynamiken wie Anfahr- und Abfahrvorgängen, minimalen Mindesteinsatz- und Stillstandzeiten, Mindestleistungen oder Instandhaltungszeiten. Darüber hinaus werden die Anfahrtskosten eines Kraftwerksblocks und Wirkungsgradverluste bei Teillast in der Optimierung berücksichtigt.
- Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, insbesondere Windkraft- und Photovoltaikanalgen, produzieren in erster Linie in Einklang mit den vorgegebenen Einspeiseprofilen (siehe Kapitel 2.3.3) und sind in der Modellierung mit privilegiertem Einspeisevorrang vorgesehen. Eine Einschränkung dieser dargebotsabhängigen Erzeugung ist nur erlaubt, wenn eine vollständige Integration aus marktmodelltechnischer Sicht als Resultat von Angebot, Nachfrage und Handelskapazitäten nicht möglich ist. Beispiel hierfür sind Situationen sehr hoher erneuerbarer Einspeisung bei gleichzeitig geringer inländischer Stromnachfrage und bereits vollständig ausgeschöpften Exportmöglichkeiten in das Ausland.

Der Kraftwerkseinsatz wird unter Einhaltung aller technischen Restriktionen kostenorientiert modelliert. Die Kraftwerke schalten sich somit in Reihenfolge der Merit-Order bzw. der geringsten Grenzkosten zu, bis genügend Einspeiseleistung vorhanden ist, um die Last im betrachteten Zeitpunkt zu decken. Die vorrangige Einspeisung der aus erneuerbaren Quellen gewonnenen Energien wird dadurch abgebildet, dass sie in der Merit-Order aufgrund der sehr geringen variablen Kosten an erster Stelle stehen und vorrangig zu allen anderen Kraftwerken mit höheren variablen Kosten eingesetzt werden.

Weitere Erläuterungen sowie eine Übersicht zu den grundsätzlichen Funktionen des verwendeten Marktmodells finden sich unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUx.

Eine Übersicht über die Eingangs- und Ausgangsgrößen ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

Abbildung 15: Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell



Quelle: Pöyry Management Consulting / Übertragungsnetzbetreiber

Methodische Neuerungen und Weiterentwicklungen gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2025

Das auch im NEP 2025 eingesetzte Marktmodell konnte für den NEP 2030 weiter verbessert werden. Die wichtigsten Modellerweiterungen betreffen die Verbrauchs- und Nachfragemodellierung und -prognose, den Einsatz von Demand Side Management (DSM, siehe ausführliche Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUc) sowie eine weitere Detaillierung der Modellierung einzelner Kraftwerksparameter (u. a. Nichtverfügbarkeiten, Flexibilisierung, siehe ausführliche Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUc).

Bedeutung und Grenzen der Marktsimulation

Die Distanz zwischen Erzeugern und Verbrauchern spielt für Händler bzw. Kraftwerksbetreiber für die Übertragung elektrischer Energie im Übertragungsnetz innerhalb Deutschlands gemäß den derzeitigen gesetzlichen Regelungen für den Kraftwerkseinsatz keine Rolle. Die Planung des Kraftwerkseinsatzes durch die Betreiber / Händler erfolgt daher nur auf Basis der Minimierung der Erzeugungskosten. Aufgrund von Nichtberücksichtigung von Sonderfällen, wie z. B. systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich oder Extremsituationen der Nachfrage im Ausland, ist der Netzausbau nicht auf außerplanmäßige Eventualitäten ausgelegt, sondern auf statistisch erwartbare Bedingungen.

Neue Erkenntnisse und Änderungen des Marktdesigns wie auch der umwelt- und ordnungspolitischen Rahmenbedingungen (z. B. nationale Klimaschutzinstrumente, Eingriffe in den Zertifikatehandel, veränderte Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien) können durch die regelmäßige Aktualisierung des Netzentwicklungsplans mit einfließen.

Diesen Grenzen der Marktsimulation wird im Szenariorahmen mit einer Bandbreite möglicher Entwicklungen begegnet. Die Marktsimulation ist damit nicht nur für die Analyse des zukünftigen Übertragungsbedarfs im Stromnetz wichtig, sondern kann daneben auch für die politische Diskussion zu zukünftigen Entwicklungen der Energieinfrastruktur eine relevante Informationsgrundlage bilden. So können für die Szenarien des Netzentwicklungsplans beispielsweise Emissionsmengen des Stromerzeugungssektors ermittelt werden, welche Auskunft über die Einhaltung energie- und klimapolitischer Ziele geben.

3.2 Ergebnisse der Marktsimulationen

Ergebnis der Marktsimulationen sind die Einspeiseleistungen eines Jahres pro Energieerzeugungsanlage und die sich in Verbindung mit der jeweiligen Nachfragesituation ergebenden Handelsflüsse.

Eine Energiemenge in Terawattstunden (TWh) als Ergebnis der Marktsimulationen wird absolut oder als Bilanz von Erzeugung und Verbrauch dargestellt. Sie ergibt sich häufig als Jahressaldo aus der Aufsummierung stündlicher Einspeisewerte über ein ganzes Jahr. Aus der Darstellung von Energiemengen kann noch kein direkter Bezug zur tatsächlichen Auslastung des Netzes hergestellt werden. Energiemengen bieten jedoch eine erste Indikation für den Transportbedarf, der zwischen unterschiedlichen Regionen des Übertragungsnetzes über einen Zeitraum auftritt. Für die Netzplanung bzw. eine Netzdimensionierung sind jedoch nicht Jahresenergiemengen, sondern kritische Situationen innerhalb eines Jahres (Stunden) ausschlaggebend.

Ein weiteres Ergebnis der Marktsimulationen ist der Handelsfluss in TWh zwischen zwei Marktgebieten. Dieser gibt die Austauschenergiemenge zwischen den Marktgebieten (z. B. zwischen Deutschland und Frankreich) über ein Jahr an. Handelsflüsse können in vielen Fällen bereits Hinweise auf die Bedeutung des internationalen Stromhandels und der europäischen Marktintegration für das deutsche Übertragungsnetz liefern. Auch die allgemeine Richtung der Ex- und Importe kann über die Handelsflüsse für die jeweiligen Marktgebiete hergeleitet werden.

Die in Kapitel 2.1.1 beschriebenen unterschiedlichen Eingangsgrößen geben den Szenarien jeweils eine eigene Charakteristik. Diese spiegelt sich in den Ergebnissen der Marktsimulationen wider.

Szenario A 2030 (Konventionelles Szenario)

Der Ausbau erneuerbarer Energien am unteren Rand des EEG-Ausbaukorridors in Verbindung mit einer hohen Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken kennzeichnen das Szenario A 2030. Durch den verlangsamt angenommenen Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland und Europa gleichermaßen muss die Deckung der Stromnachfrage europaweit verstärkt durch konventionelle Erzeugung erfolgen. Dabei kann die Erzeugung in deutschen Kraftwerken vergleichsweise kostengünstig erfolgen, sodass die europäischen Nachbarländer in diesem Szenario verstärkt elektrische Energie aus Deutschland importieren. In keinem anderen Szenario wird so viel Strom aus den konventionellen Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerken erzeugt, die zudem keiner nationalen CO_2-Restriktion unterliegen. Die Erzeugung dient dabei nicht allein der Lastdeckung in Deutschland. Das Szenario zeigt am deutlichsten die Einbindung Deutschlands in den europäischen Binnenmarkt. Der Austausch mit dem Ausland intensiviert sich im Vergleich zu heute. Bei einer Ausfuhrenergiemenge von ca. 118 TWh und einem Import von ca. 72 TWh werden rund 46 TWh netto innerhalb eines Jahres ins europäische Ausland exportiert. Der Handelssaldo Deutschlands liegt damit in einer mit dem Jahr 2015 vergleichbaren Größenordnung[5]. Hauptflussrichtung der Handelsflüsse ist in diesem Szenario in Richtung Süden und Westen, u. a. in Richtung Niederlande, Belgien, Frankreich, Schweiz und Österreich. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von ca. 48 % an der Stromerzeugung in Deutschland. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt ca. 51 % bezogen auf rund 562 TWh.

5 Der Exportsaldo Deutschlands lag in 2015 bei etwa 51 TWh. (Quelle: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Energiedaten)

Szenario B 2030 (Transformationsszenario)

Der starke Ausbau erneuerbarer Energien in Szenario B 2030 sowohl in Deutschland als auch in Europa führt zusammen mit einer CO_2-Begrenzung auf 165 Mio. t zu einer teilweisen Verdrängung der konventionellen Erzeugung in Deutschland, ihr Anteil an der Stromerzeugung sinkt von 52 % in A 2030 auf 46 %. Durch die zunehmende Bedeutung von Onshore-Windenergie ergibt sich ein starkes Nord-/Süd-Gefälle der Erzeugung in Deutschland: Starker Erzeugungsüberschuss im Norden und Osten Deutschlands, hohe Stromnachfrage im Süden und Westen Deutschlands. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von rund 54 % an der Stromerzeugung. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 52 % bezogen auf ca. 590 TWh.

Auch die Exporte gehen in Szenario B 2030 gegenüber A 2030 zurück und drehen sich – ähnlich wie beim NEP 2025 für die Szenarien mit CO_2-Begrenzung – in einen leichten Nettoimport um. Bei einer Ausfuhrenergiemenge von ca. 88 TWh und einem Import von ca. 90 TWh importiert Deutschland bilanziell eine Energiemenge von rund 2 TWh netto innerhalb eines Jahres.

Szenario B 2035 (Transformationsszenario / Langfrist)

In der Fortschreibung des Szenarios B 2030 für weitere fünf Jahre mit verschärfter CO_2-Begrenzung auf 137 Mio. t erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien an der Erzeugung nochmals. Rund 59 % der Erzeugung im Jahr 2035 stammen aus erneuerbaren Energien. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 57 % bezogen auf 589 TWh.

Wind onshore liefert mit einem Anteil von ca. 23 % den größten Beitrag zur Stromerzeugung in Deutschland. Bei einer Ausfuhrenergiemenge von ca. 96 TWh und einem Import von ca. 98 TWh importiert Deutschland wie im Szenario B 2030 bilanziell eine Energiemenge von rund 2 TWh netto innerhalb eines Jahres.

Szenario C 2030 (Innovationsszenario)

Szenario C 2030 zeichnet sich gegenüber Szenario B 2030 durch eine erhöhte Stromnachfrage und eine höhere Einspeisung aus erneuerbaren Energien aus. Durch die angenommene Abnahme der installierten konventionellen Kapazitäten und eine vollständige Flexibilisierung des Einsatzverhaltens ist die Einspeisung konventioneller Kraftwerke in Deutschland reduziert. Die vorgegebene CO_2-Begrenzung auf 165 Mio. t wird ohne weitere Eingriffe als Ergebnis der Marktsimulation erreicht. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von 57 % an der Stromerzeugung. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch beträgt 53 % bezogen auf 620 TWh.

Der Handelssaldo liegt bei einem Wert von rund –26 TWh. Damit ist Deutschland ein Nettoimporteur von Strom.

3.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch

Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa physikalisch begrenzt sind (siehe Kapitel 2.6), bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Strompreisen. Für die Dimensionierung eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes in Deutschland sind Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung. Daher ist die Erzeugung aus europäischen Kraftwerken und erneuerbaren Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. In der Gesamtkostenbetrachtung ergeben sich daraus Situationen, in denen Deutschland günstige Energie ins Ausland exportiert, oder aber andersherum auch günstige Energie aus dem Ausland bezieht. Eine Austauschleistung wird im Marktmodell zu einem konkreten Zeitpunkt ermittelt und ist daher stets von einem Handelsfluss über einen bestimmten Zeitraum abzugrenzen. Die Austauschleistung entspricht dabei nicht notwendigerweise dem physikalischen Strom- oder Leistungsfluss, der auf den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen zwischen den Marktgebieten tatsächlich fließt. Letzterer wird im Rahmen der Netzberechnung (siehe Kapitel 4) ermittelt und ergibt sich aus den entsprechenden Einspeise- und Nachfragesituationen sowie den elektrischen Eigenschaften des Netzes.

Austauschenergiemengen

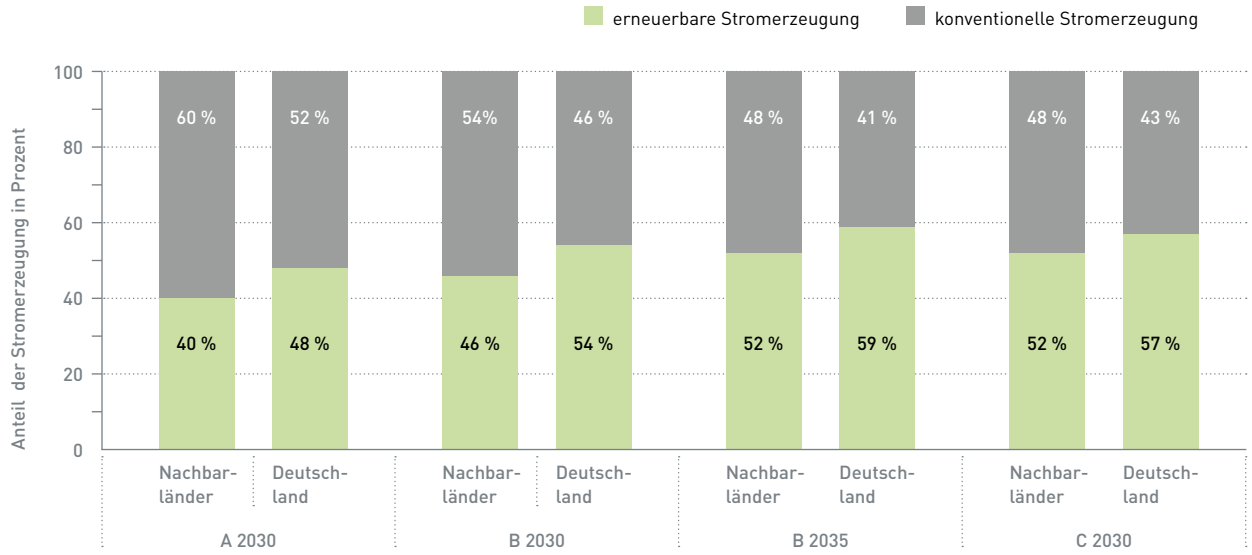
- In allen Szenarien wird die Bedeutung Deutschlands als Bindeglied im europäischen Binnenmarkt deutlich, in dem Wettbewerb und Versorgungssicherheit weiter zunehmen.
- Die Ergebnisse der Marktsimulation legen nahe, dass sich der Handelssaldo Deutschlands im Vergleich zur heutigen Situation mit zunehmender Erzeugung aus erneuerbaren Energien und abhängig von politischen Entscheidungen und Zielsetzungen, wie beispielsweise einer CO_2-Limitierung, ändern kann und Deutschland z. B. verstärkt Strom importiert.
- Mit 48 % bis 59 % weist Deutschland in allen Szenarien im europäischen Vergleich einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf.
- In bis zu 95 % aller Stunden treten Transite durch Deutschland auf. Dies unterstreicht die zentrale Lage der deutschen Übertragungsnetze im europäischen Verbund.
- Erneuerbare Energien in Deutschland führen zu einer Reduzierung konventioneller Einspeisung nicht allein in Deutschland, sondern auch im europäischen Ausland. Dies gilt besonders zu Zeitpunkten hoher erneuerbarer Einspeisung.

Im Szenario A 2030 ist der Anteil erneuerbarer Erzeugung an der Gesamterzeugung sowohl in den Nachbarländern (40 %) als auch in Deutschland (48 %) am geringsten. In den anderen Szenarien erhöht sich dieser Anteil auf bis zu 52 % in den Nachbarländern und 59 % in Deutschland in Folge von zunehmender installierter Leistung erneuerbarer Energien. Grundsätzlich stellt die Berücksichtigung des europäischen Auslands in der Marktmodellierung einen großen Einflussfaktor für den Handelssaldo Deutschlands dar. Die angenommenen Handelskapazitäten (siehe Kapitel 2.6) begrenzen die Im- und Exporte.

Die Abbildung 17 stellt für alle Grenzen Deutschlands sowie alle Szenarien die über ein Jahr saldierten Im- und Exporte dar. Bei den dargestellten Zahlen handelt es sich um Jahresenergiemengen, aus denen nicht zwingend abgeleitet werden kann, ob beispielsweise in einer bestimmten Stunde des Jahres zeitgleich Import von Strom im Nordosten und Export von Strom im Südwesten stattfindet. Die Szenarien bilden eine große Bandbreite von Handelssalden Deutschlands ab. Diese reichen von rund 26 TWh Import in C 2030 bis zu 46 TWh Export in A 2030. Maximal werden etwa 35 GW exportiert und 33 GW importiert. Die Werte des maximalen zeitlichen Imports variieren zwischen den Szenarien um bis zu 15 GW, die Schwankungsbreite des Exports fällt mit etwa 2 GW vergleichsweise geringer aus. In allen Szenarien zeigen die Austauschenergiemengen zwischen den Ländern die zentrale Rolle des europäischen Binnenmarktes.

Der Handelssaldo Deutschlands hängt dabei vom Zusammenspiel verschiedener Faktoren ab. Einen wesentlichen Einfluss haben die jeweils in Deutschland und den anderen europäischen Ländern installierten Leistungen erneuerbarer und konventioneller Erzeugungseinheiten und deren Verhältnis im Ländervergleich. Abbildung 16 stellt die Anteile der erneuerbaren und konventionellen Energien an der Gesamterzeugung in Deutschland den aufsummierten Werten der direkten Nachbarländer Deutschlands gegenüber.

Abbildung 16: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an der Gesamterzeugung



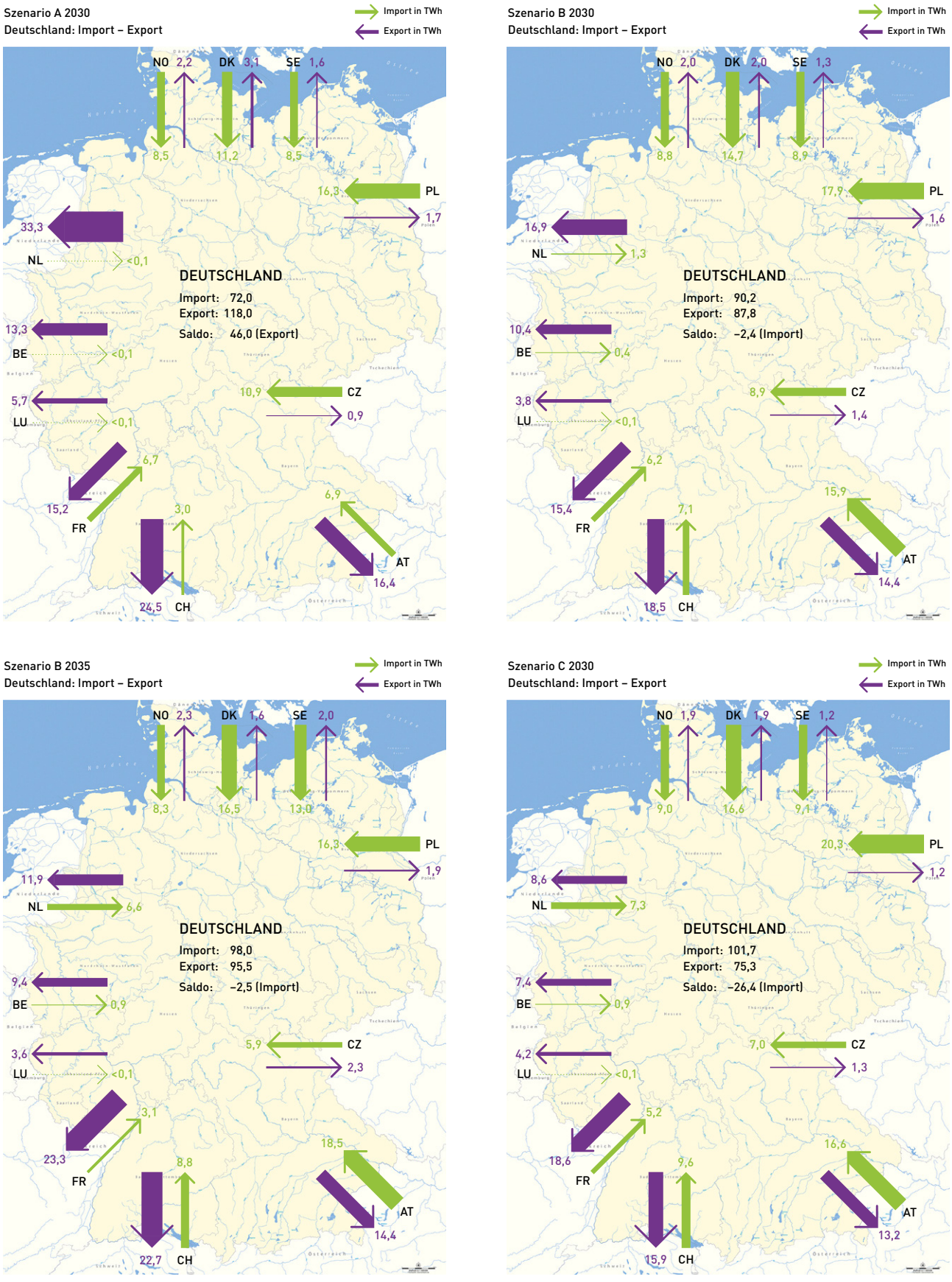
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Handelssituation im europäischen Umfeld wird neben den Annahmen zum deutschen und europäischen Erzeugungspark sowie Verbrauch auch von einer Einhaltung der CO_2-Emissionsziele in Deutschland und in Europa beeinflusst. Unter den direkten europäischen Nachbarn Deutschlands weisen Belgien in allen Szenarien sowie Italien den größten Importsaldo auf. Die Niederlande sind insbesondere in den Szenarien A 2030 und B 2030 deutlicher Nettoimporteur. Zu den größten Exportländern zählen in allen Szenarien Frankreich und Schweden.

Bewertung der Versorgungssicherheit

Die sicher zur Verfügung stehende Leistung ("gesicherte Leistung") nimmt vom Referenzzeitpunkt 2015 bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 aufgrund des Rückgangs der thermischen Erzeugungsleistung und der Zunahme der volatilen Einspeisung aus EE ab. In allen Szenarien liegt die verbleibende Leistung (gesicherte Leistung abzüglich Jahreshöchstlast) im negativen Bereich (B 2030, B 2035, C 2030) oder im leicht positiven Bereich (A 2030). Diese Entwicklung spiegelt sich in den resultierenden Handelssalden wider, in denen Deutschland über das Jahr gesehen in den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 Nettoimporteur ist. Die Bedeutung von Importen für die Versorgungssicherheit in Deutschland nimmt dadurch tendenziell zu. Einzig in Szenario A 2030 wird ein positiver Handelssaldo im Jahresverlauf erreicht. Die Versorgungssicherheit in Deutschland scheint damit zunehmend von grenzüberschreitenden Leitungen zu den Nachbarländern abhängig zu werden.

Abbildung 17: Handelsaustauschenergiemengen in den Szenarien A 2030, B 2030, B 2035 und C 2030



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Austausch und Handelsflüsse im europäischen Binnenmarkt

Aus den Im- und Exporten von Deutschland können sich Transite und damit zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz in Deutschland ergeben. Transite durch ein Land treten dann auf, wenn an den Ländergrenzen zeitgleich importiert und exportiert wird. Vom jeweiligen Jahresimport und -export an den Ländergrenzen (vgl. Abbildung 17) lässt sich dabei nur begrenzt auf die Richtung der Energieaustausche schließen. Ein Transit in einer Stunde ist stets als Minimum aus den gesamten Exporten und Importen definiert. Wenn Deutschland innerhalb einer bestimmten Stunde beispielsweise 2 GWh aus Skandinavien importiert und dabei gleichzeitig 5 GWh in die anderen Nachbarländer exportiert, beträgt der Transit durch Deutschland 2 GWh und der Export aus deutscher Erzeugung 3 GWh.

In den Marktsimulationen des NEP 2030 treten Transite durch Deutschland in nahezu allen Stunden des Jahres auf. Die Vielzahl der Energieaustausche durch Deutschland ist eine Folge des weiteren Voranschreitens des europäischen Binnenmarktes mit größeren Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten und der zentralen Lage des deutschen Übertragungsnetzes im europäischen Verbund. Es zeigt sich im NEP 2030, dass Transite überwiegend aus Skandinavien und Osteuropa nach Südwesten durchgeleitet werden. Dabei dominiert im NEP 2030 die Flussrichtung der Transite von Ost- nach Westeuropa. Über das Jahr summieren sich die Transite je nach Szenario auf ca. 44 bis rund 55 TWh. Die Größenordnung dieser Werte liegt dabei geringer als die innerdeutsche Übertragungsaufgabe.

Tabelle 6: Transite durch Deutschland

Szenario	Prozent der Jahresstunden mit Transiten durch DE	Summe Transite durch DE (TWh)	Maximalwert der Transite in einer Stunde (GW)
A 2030	95,0 %	54,9	16,9
B 2030	94,0 %	45,5	16,9
B 2035	91,0 %	50,5	18,1
C 2030	92,0 %	44,0	16,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.2.2 Einspeisungen und Bundesländerbilanzen in Deutschland

Energiemengen

- Die Ergebnisse der Marktsimulation betonen die Bedeutung erneuerbarer Energien im Energiemix Deutschlands.
- Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung liegt in den Szenarien für 2030 zwischen 48 und 57 %, im Szenario B 2035 bei 59 %. Bezogen auf die jeweiligen Bruttostromverbräuche beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien 51 – 53 % für 2030 und 57 % für 2035.
- Windenergie an Land nimmt in allen Szenarien eine bedeutende Rolle ein, in allen Szenarien hat sie den höchsten Anteil an der Stromerzeugung.
- Konventionelle Einspeisung, insbesondere aus Steinkohlekraftwerken, wird zunehmend durch Erzeugung aus erneuerbaren Energien substituiert.

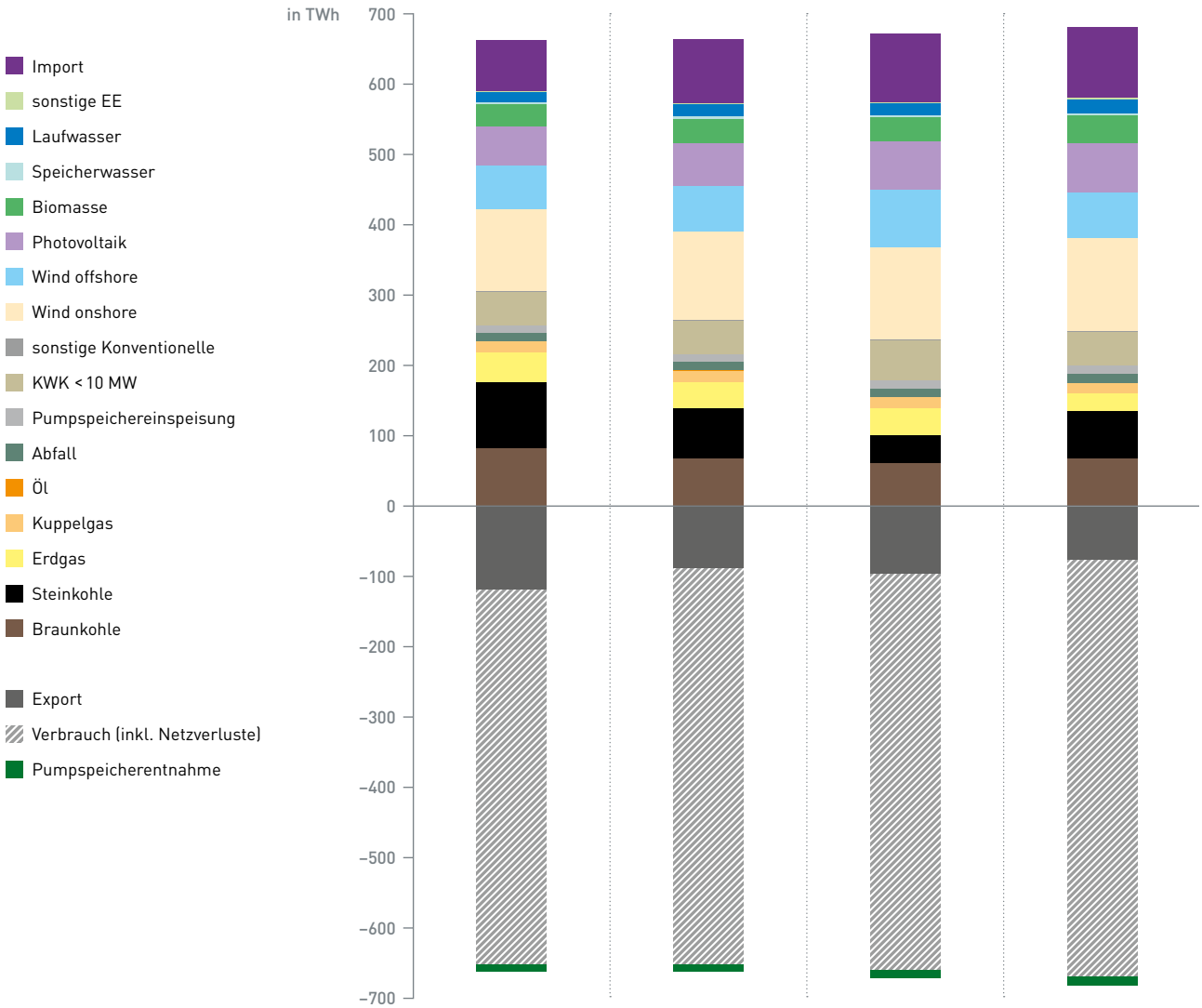
Die Zusammensetzung des Energiemixes ist in den einzelnen Szenarien weitgehend heterogen. Dies ist auf die Annahmen zu den installierten Leistungen in Deutschland und den unterschiedlichen Entwicklungspfaden des Ten-Year Network Development Plans 2016 (TYNDP 2016) für Europa zurückzuführen. Auch die unterschiedlichen Vorgaben zur Stromnachfrage haben einen wesentlichen Einfluss auf den Energiemix.

Die konventionelle Stromerzeugung hat in Szenario A 2030 die größte Bedeutung. In diesem Szenario ist ihr Anteil mit ca. 52 % an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland am höchsten. Nur in 475 von 8.760 Stunden des Jahres kann die Last in Szenario A 2030 theoretisch allein durch die inländische Erzeugung aus regenerativen Energiequellen gedeckt werden. In Szenario B 2030 steigt dieser Wert bereits auf 560 Stunden und in Szenario C 2030 auf 580 Stunden an. Im Szenario B 2035 reicht die regenerative Energieerzeugung bereits aus, um bilanziell in etwa 900 Stunden die Stromnachfrage in Deutschland vollständig zu decken.

Der regenerative Energieträger mit dem höchsten Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland ist in allen Szenarien Wind onshore. Er ersetzt zunehmend die konventionelle Erzeugung wie ein Vergleich zwischen A 2030 und B 2030 zeigt: Der Rückgang der konventionellen Erzeugung um 41 TWh von A 2030 auf B 2030 ist überwiegend auf den Rückgang der Stromerzeugung aus Steinkohle um 23 TWh zurückzuführen. Gleichzeitig nimmt die Erzeugung aus regenerativen Quellen um 24 TWh zu, davon alleine aus Wind onshore um etwa 9 TWh. Onshore-Windenergie trägt im Szenario B 2035 bereits mit rund 23 % zur Gesamtstromerzeugung in Deutschland bei.

Eine Verdrängung konventioneller Einspeisung durch erneuerbare Energien ist nicht auf Deutschland begrenzt. Dieser Effekt wirkt sich auch auf die europäischen Nachbarländern aus: In Deutschland günstig erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen ist im europäischen Markt nachgefragt und reduziert dort in vielen Stunden konventionelle Einspeisung.

Abbildung 18: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich



	A 2030	B 2030	B 2035	C 2030
Import	72,0	90,2	98,0	101,7
sonstige EE	1,5	1,5	1,5	1,5
Laufwasser	13,4	16,7	16,7	19,0
Speicherwasser	3,5	3,5	3,5	3,5
Biomasse	32,3	35,7	33,5	39,8
Photovoltaik	55,6	60,9	69,1	69,9
Wind offshore	61,6	64,8	82,0	64,8
Wind onshore	116,5	125,3	131,6	132,6
sonstige Konventionelle	1,8	1,7	1,5	1,6
KWK < 10 MW	47,2	47,2	55,6	47,2
Pumpspeichereinspeisung	10,6	11,0	11,9	12,3
Abfall	11,7	11,7	11,9	12,0
Öl	0,8	0,7	0,3	0,0
Kuppelgas	15,2	15,3	15,5	15,6
Erdgas	42,1	38,2	39,3	24,2
Steinkohle	94,3	71,4	39,0	68,6
Braunkohle	81,0	66,4	60,1	66,2
Export	−118,0	−87,8	−95,5	−75,3
Verbrauch (inkl. Netzverluste)	−533,1	−563,8	−563,6	−592,9
Pumpspeicherentnahme	−9,9	−10,4	−11,6	−12,1

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bundesländerbilanzen

- Die Szenarien zeigen ein starkes Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands: tendenziell weisen südliche und westliche Bundesländer ein Erzeugungsdefizit auf, nördliche und östliche Bundesländer dagegen einen deutlichen Erzeugungsüberschuss.
- Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in südlichen Bundesländern aus in- und ausländischen Importen gedeckt.
- Der Erzeugungsüberschuss einzelner Bundesländer ist teilweise hoch. Allein Niedersachsen und Brandenburg kommen zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von 64,6 TWh in B 2030. Auch Bundesländer wie Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern können mehr als das Doppelte ihres jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken.
- Im Szenario B 2035 erhöht sich der Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland weiter. Konventionelle Erzeugung wird weiter reduziert und erfährt eine relative Verlagerung in Richtung Gas.

Die Abbildungen 19 bis 22 stellen für jedes Bundesland für die einzelnen Szenarien jeweils Erzeugung und Verbrauch gegenüber. Die Erzeugung umfasst hierbei Erzeugungsanlagen, welche im Nieder- bis Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Nicht dargestellt sind durch die Spitzenkappung weggefallene Energiemengen und ggf. anfallende Dumped Energy-Mengen, also Energie, die nicht in das System integriert werden kann, da sie weder verbraucht, noch exportiert, noch gespeichert werden kann. Diese werden im Kapitel 3.2.4 erläutert und dargestellt.

Insgesamt zeigt sich für die deutschen Bundesländer eine recht heterogene Last- und Erzeugungsstruktur. Insbesondere die südlichen und westlichen Bundesländer weisen Erzeugungsdefizite auf, welche durch Importe aus anderen Bundesländern sowie dem Ausland gedeckt werden. Im Szenario A 2030 liegt der Importbedarf für Hessen bei ca. 51 % (19,6 TWh) des jährlichen Verbrauchs, für Bayern und Baden-Württemberg bei ca. 40 % (34,9 TWh) bzw. 31 % (22,5 TWh) und für Nordrhein-Westfalen bei ca. 15 % (20,0 TWh). In den Szenarien B 2030 und C 2030 liegt der Import nochmals höher: Hessen deckt ca. 52 % (21,0 TWh) bzw. 56 % (24,2 TWh) seines Verbrauchs durch Importe, Bayern ca. 41 % (38,9 TWh) bzw. 44 % (44,6 TWh), Baden-Württemberg ca. 44 % (34,3 TWh) bzw. 42 % (34,8 TWh) und Nordrhein-Westfalen liegt hier bei rund 24 % (34,0 TWh) bzw. 23 % (34,4 TWh). Hier zeigt sich eine Wirkung der CO_2-Emissionsobergrenze. Im Szenario B 2035 liegt das Erzeugungsdefizit der südlichen Bundesländer auf einem ähnlichen Niveau wie in B 2030, für Nordrhein-Westfalen erhöht es sich auf 32 % (45 TWh) des jährlichen Verbrauchs.

Umgekehrt weisen vor allem die nördlich gelegenen Bundesländer einen großen Erzeugungsüberschuss auf. Allein Niedersachsen und Brandenburg kommen zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von 64,6 TWh (entspricht etwa der Höhe des Verbrauchs in diesen Bundesländern) in B 2030. Auch Bundesländer wie Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern können mehr als das Doppelte ihres jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken. Dies ist vor allem auf die hohe Stromerzeugung aus Wind on- und teilweise offshore in den nördlichen Bundesländern zurückzuführen.

Ein ebenso heterogenes Bild ergibt sich bei der Betrachtung der regionalen Stromerzeugungsmengen nach Technologie. Bedingt durch die Regionalisierung der Windenergieanlagen (siehe Kapitel 2.3.2) und das hohe Winddargebot im Norden ergeben sich Erzeugungszentren von Onshore-Windenergie in Niedersachsen, Schleswig-Holstein (jeweils auch offshore) und Brandenburg. Auch Mecklenburg-Vorpommern und Nordrhein-Westfalen tragen wesentlich zur Erzeugung aus Windenergie bei. Der Hauptanteil an der Erzeugung aus Photovoltaik wird mit etwa 42 % in Bayern und Baden-Württemberg produziert. Die regionalen Unterschiede in der Erzeugung aus erneuerbaren Energien können im Jahresverlauf stark variieren. Insbesondere in den tendenziell windreicheren Wintermonaten können die Erzeugung in den nördlichen Bundesländern und damit das Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands stark zunehmen.

Die regionale konventionelle Stromerzeugung ist neben den installierten Leistungen und Wirkungsgraden der Kraftwerke insbesondere von den Brennstoffpreisen und Transportkosten abhängig. Dabei stammt die Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken hauptsächlich aus Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg. Die Stromerzeugung aus Braunkohle erfolgt in den Szenarien für 2030 im Wesentlichen zu jeweils etwa einem Drittel in den Bundesländern Brandenburg und Sachsen sowie in Nordrhein-Westfalen. Die Erzeugung aus Erdgas befindet sich schwerpunktmäßig in Nordrhein-Westfalen, gefolgt von Bayern und Rheinland-Pfalz. Aufgrund des einheitlichen Marktgebietes Deutschland haben die Standorte konventioneller Erzeugung keinen signifikanten Einfluss auf die Einsatzentscheidung der konventionellen Kraftwerke in den Marktsimulationsergebnissen. Allein die Transportkosten für Steinkohle hängen insbesondere davon ab, welche Distanz über Wasserwege und Schiene zurückgelegt werden muss. Das führt dazu, dass z. B. die Einsatzkosten von Steinkohlekraftwerken im Süden unter sonst gleichen Bedingungen höher liegen als die Einsatzkosten von Kraftwerken an der Küste.

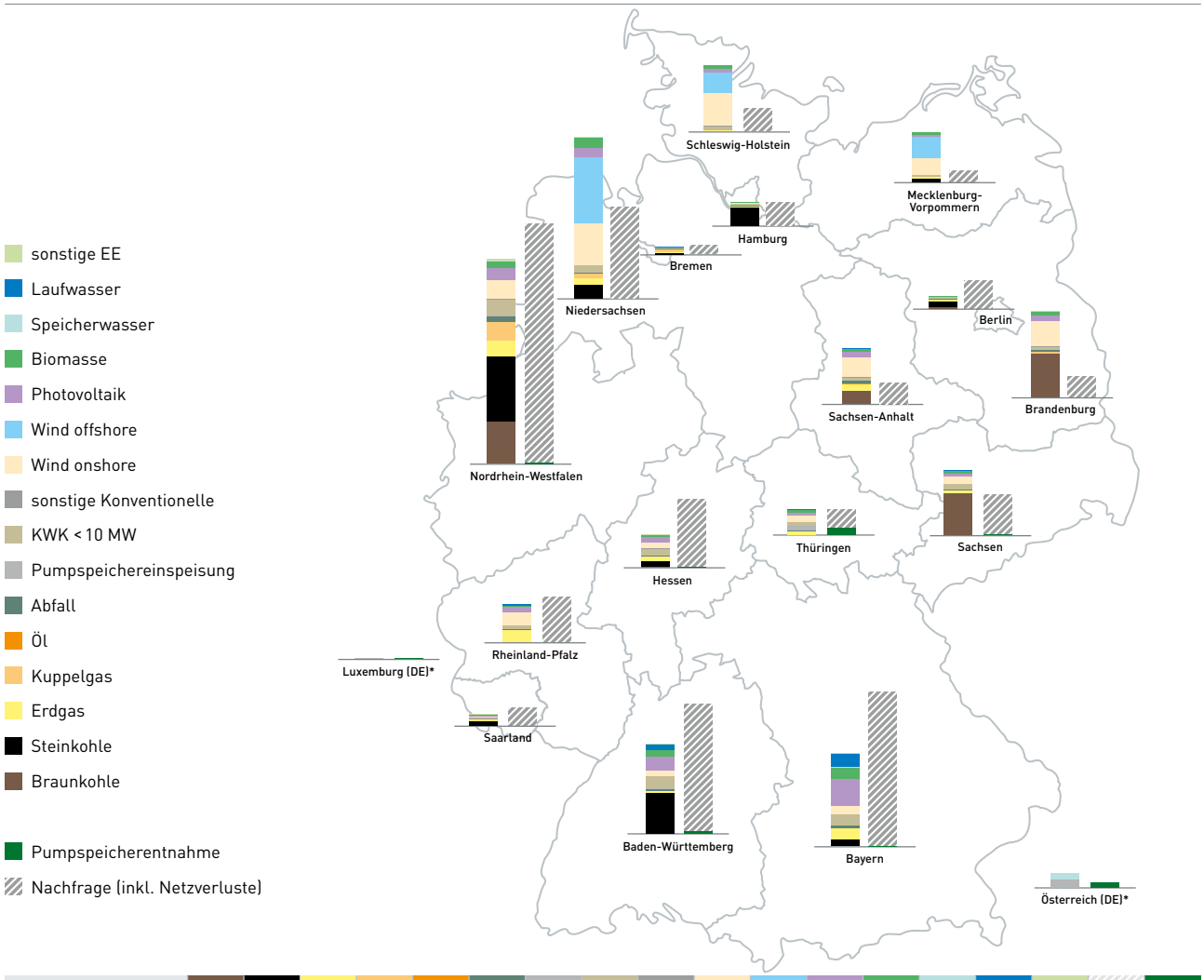
Aus den Bundesländerbilanzen und dem daraus ersichtlichen Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands ergibt sich bereits eine erste Indikation für den Übertragungsbedarf, die jedoch in den Netzanalysen anhand konkreter Stunden verifiziert werden muss. Entscheidende Einflussfaktoren auf das Erzeugungsgefälle sind die Regionalisierung der erneuerbaren Energien (siehe Kapitel 2) und die Erzeugung der konventionellen Kraftwerke an den bestehenden Standorten.

Im Szenario B 2035 erfolgt eine weitergehende Veränderung der Erzeugungsstruktur in Deutschland, hin zu mehr erneuerbarer und weniger konventioneller Stromerzeugung. Das Erzeugungsdefizit in den südlichen Bundesländern wie Bayern, Baden-Württemberg und Hessen bleibt auf einem ähnlichen Niveau wie in den Szenarien für 2030.

Die nördlich gelegenen Bundesländer erhöhen in den Szenarien für 2035 ihren Erzeugungsüberschuss gegenüber 2030. Dies ist vor allem auf die steigende Stromerzeugung aus Wind on- und offshore zurückzuführen. Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern kommen so zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von 107,9 TWh in B 2035.

Die konventionelle Stromerzeugung in Deutschland reduziert sich im Szenario B 2035. Dies ist vor allem auf den starken Rückgang der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle von 137,8 TWh in B 2030 auf 99,1 TWh in B 2035 zurückzuführen. Gleichzeitig steigt die Stromerzeugung aus Erdgas nur leicht von 38,2 TWh in B 2030 auf 39,3 TWh in B 2035.

Abbildung 19: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2030

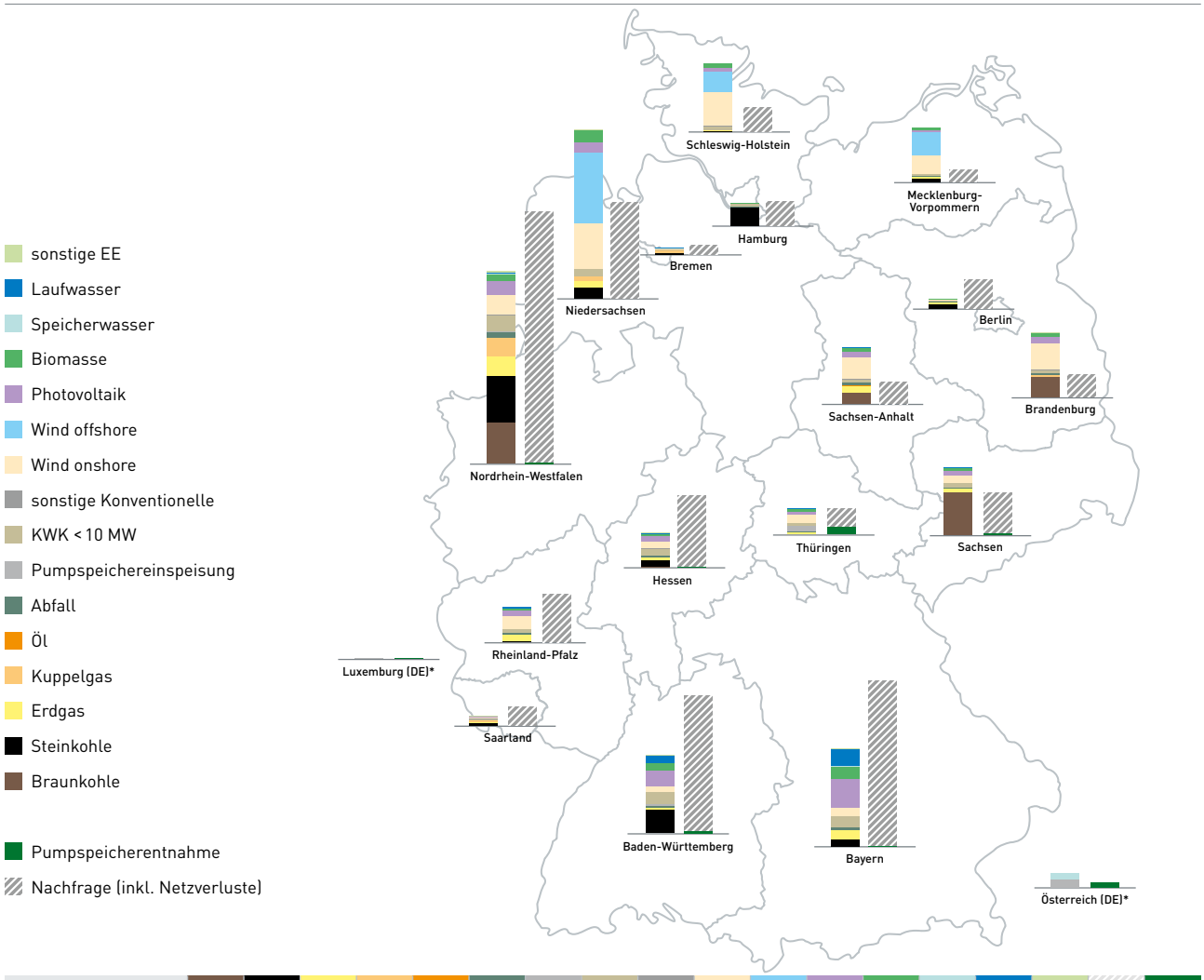


A 2030 (Angaben in TWh)	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	Pump-speicher-einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Speicher-wasser	Lauf-wasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netz-verlusten)	Pump-speicher-entnahme
Baden-Württemberg	0,0	22,9	1,2	0,0	0,2	0,7	1,0	6,5	0,0	2,7	0,0	8,7	3,5	0,0	3,5	0,1	72,4	1,1
Bayern	0,0	4,1	6,2	0,0	0,0	1,5	0,2	6,2	0,0	4,8	0,0	15,3	6,4	0,1	7,9	0,2	87,5	0,2
Berlin	0,7	3,2	1,3	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	16,1	0,0
Brandenburg	24,6	0,0	0,5	0,8	0,2	0,8	0,0	2,0	0,2	14,2	0,0	3,4	2,1	0,0	0,0	0,1	12,1	0,0
Bremen	0,0	0,7	0,7	1,3	0,0	0,6	0,0	0,4	0,0	0,4	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	5,2	0,0
Hamburg	0,0	10,3	0,5	0,0	0,1	0,2	0,0	1,7	0,0	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	13,5	0,0
Hessen	0,3	3,0	2,7	0,0	0,0	0,7	0,2	3,6	0,2	3,7	0,0	2,8	1,2	0,1	0,1	0,1	38,2	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	1,9	1,2	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	9,4	12,3	0,9	1,4	0,0	0,0	0,0	6,6	0,0
Niedersachsen	0,0	7,7	4,0	2,3	0,0	0,5	0,0	4,6	0,0	23,3	38,0	5,1	6,1	0,0	0,1	0,1	52,0	0,0
Nordrhein-Westfalen	24,0	37,0	8,8	10,3	0,2	3,5	0,5	8,9	0,5	10,8	0,0	6,8	3,6	0,1	0,4	0,7	135,5	0,6
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	7,1	0,0	0,0	0,7	0,0	1,9	0,0	7,5	0,0	2,9	0,8	0,0	0,9	0,0	25,7	0,0
Saarland	0,0	2,9	0,1	0,6	0,0	0,2	0,0	0,4	0,3	0,9	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,1	10,1	0,0
Sachsen	24,1	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,4	2,9	0,0	3,9	0,0	2,1	1,5	0,0	0,2	0,0	22,3	0,5
Sachsen-Anhalt	7,5	0,0	4,1	0,0	0,1	1,3	0,0	2,1	0,2	11,6	0,0	2,7	2,0	0,0	0,1	0,0	12,0	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,5	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	1,8	0,4	19,1	11,3	2,0	1,9	0,0	0,0	0,0	13,2	0,0
Thüringen	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	3,2	1,8	0,0	4,0	0,0	1,8	1,2	0,0	0,1	0,0	10,5	3,8
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	2,9
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Summe**	**81,0**	**94,3**	**42,1**	**15,2**	**0,8**	**11,7**	**10,6**	**47,2**	**1,8**	**116,5**	**61,6**	**55,6**	**32,3**	**3,5**	**13,4**	**1,5**	**533,1**	**9,9**

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 20: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2030

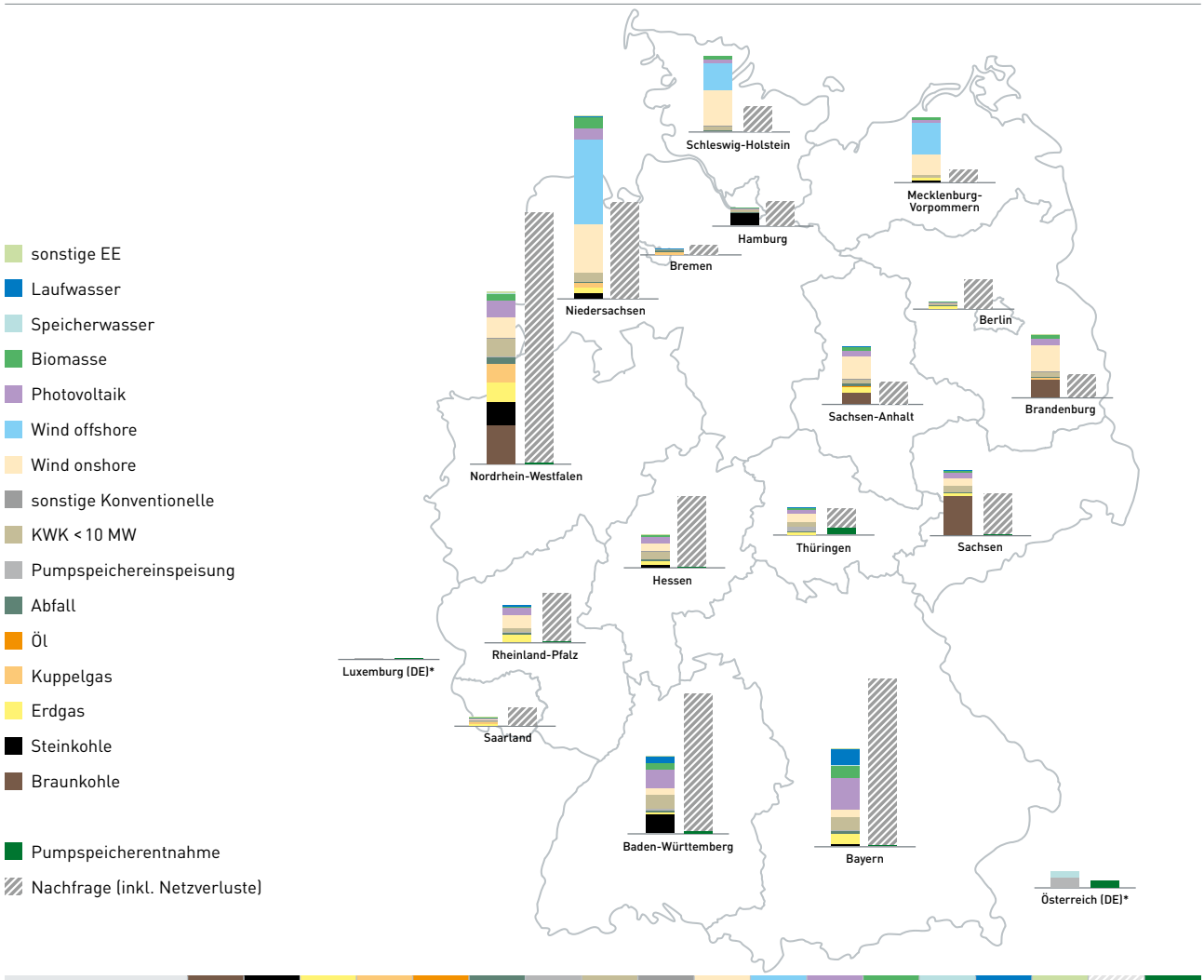


B 2030 (Angaben in TWh)	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	Pump-speicher-einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Speicher-wasser	Lauf-wasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netz-verlusten)	Pump-speicher-entnahme
Baden-Württemberg	0,0	13,6	1,2	0,0	0,0	0,7	1,1	6,5	0,0	3,4	0,0	9,5	3,9	0,0	4,2	0,1	77,3	1,1
Bayern	0,0	3,8	5,5	0,0	0,0	1,5	0,2	6,2	0,0	4,8	0,0	16,3	7,1	0,1	9,6	0,2	93,8	0,2
Berlin	0,0	2,7	0,9	0,0	0,0	0,2	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	16,5	0,0
Brandenburg	11,5	0,0	0,4	0,8	0,1	0,8	0,0	2,0	0,2	14,9	0,0	3,6	2,3	0,0	0,0	0,1	12,9	0,0
Bremen	0,0	0,6	0,0	1,3	0,0	0,6	0,0	0,4	0,0	0,5	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	5,5	0,0
Hamburg	0,0	10,3	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	1,7	0,0	0,1	0,0	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	13,9	0,0
Hessen	0,2	3,4	2,1	0,0	0,0	0,8	0,2	3,6	0,2	4,0	0,0	3,1	1,4	0,1	0,3	0,1	40,2	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	2,2	1,1	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	10,8	13,3	1,0	1,5	0,0	0,0	0,0	7,0	0,0
Niedersachsen	0,0	6,5	3,3	2,2	0,0	0,5	0,0	4,6	0,0	25,6	40,2	5,7	6,8	0,0	0,3	0,1	54,9	0,0
Nordrhein-Westfalen	23,2	26,9	10,7	10,3	0,3	3,5	0,5	8,9	0,4	11,4	0,0	7,7	4,0	0,1	0,7	0,7	142,7	0,7
Rheinland-Pfalz	0,0	0,1	4,5	0,0	0,0	0,7	0,0	1,9	0,0	7,8	0,0	3,3	0,9	0,0	1,0	0,0	27,4	0,0
Saarland	0,0	1,3	0,9	0,7	0,0	0,2	0,0	0,4	0,3	0,9	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,1	10,7	0,0
Sachsen	24,8	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,4	2,9	0,0	4,3	0,0	2,4	1,6	0,0	0,4	0,0	23,3	0,6
Sachsen-Anhalt	6,6	0,0	3,7	0,0	0,2	1,3	0,0	2,1	0,3	12,5	0,0	2,9	2,3	0,0	0,1	0,0	12,6	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,2	0,4	0,0	0,0	0,2	0,0	1,8	0,4	19,7	11,3	2,2	2,2	0,0	0,0	0,0	13,9	0,0
Thüringen	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,1	3,3	1,8	0,0	4,6	0,0	1,9	1,3	0,0	0,1	0,0	11,1	4,1
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	3,0
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Summe**	**66,4**	**71,4**	**38,2**	**15,3**	**0,7**	**11,7**	**11,0**	**47,2**	**1,7**	**125,3**	**64,8**	**60,9**	**35,7**	**3,5**	**16,7**	**1,5**	**563,8**	**10,4**

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 21: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2035

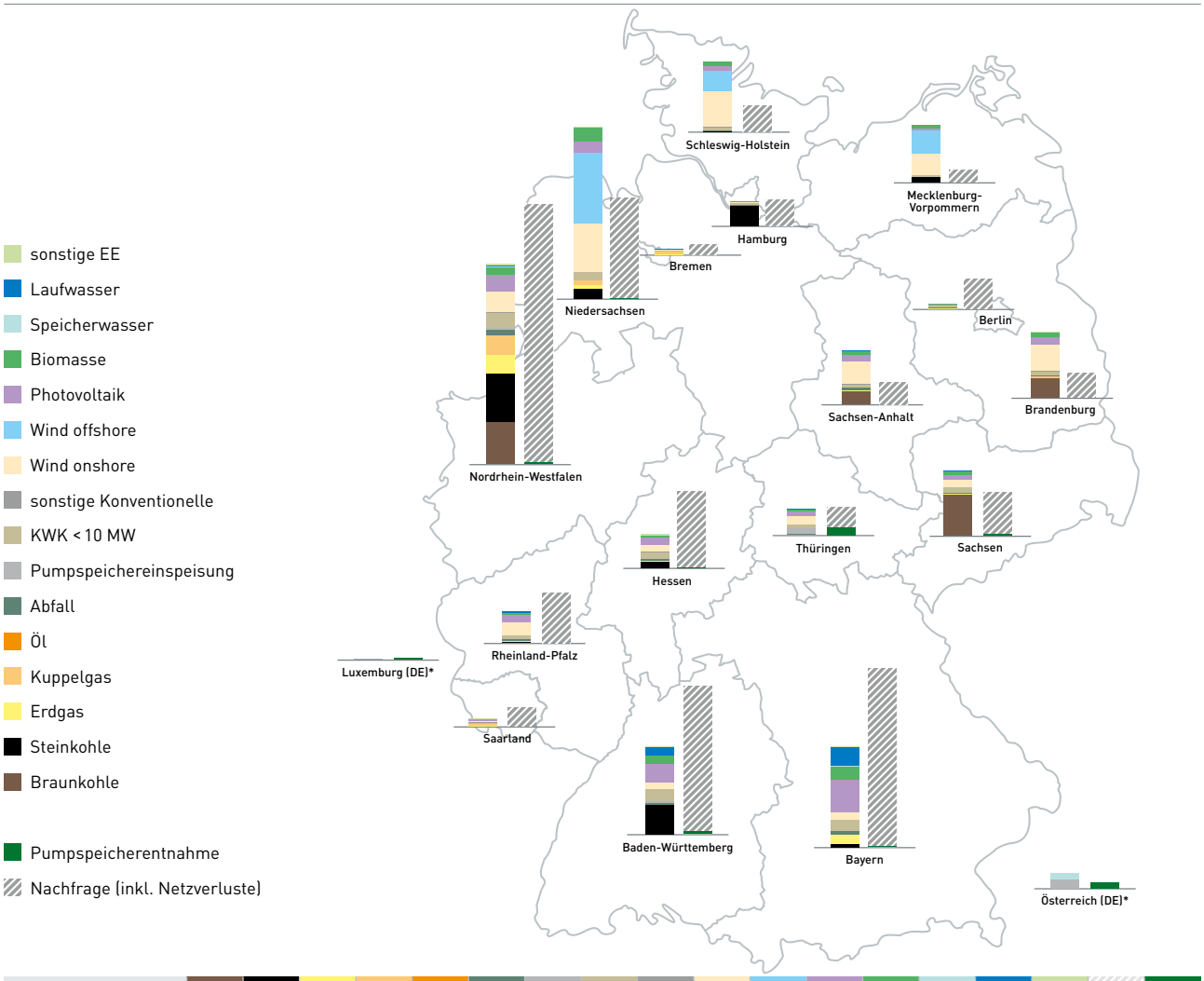


B 2035 (Angaben in TWh)	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	Pump-speicher-einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Speicher-wasser	Lauf-wasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netz-verlusten)	Pump-speicher-entnahme
Baden-Württemberg	0,0	11,1	1,1	0,0	0,0	0,7	1,1	7,6	0,0	3,8	0,0	10,8	3,6	0,0	4,2	0,1	78,2	1,2
Bayern	0,0	1,4	5,7	0,0	0,0	1,5	0,4	7,3	0,0	4,8	0,0	18,0	6,6	0,1	9,6	0,2	94,7	0,5
Berlin	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,3	0,0	1,5	0,0	0,1	0,0	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0
Brandenburg	9,8	0,0	0,4	0,8	0,0	0,9	0,0	2,3	0,2	15,3	0,0	3,9	2,2	0,0	0,0	0,1	13,0	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,7	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	5,4	0,0
Hamburg	0,0	7,3	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	13,8	0,0
Hessen	0,0	1,4	2,1	0,0	0,0	0,8	0,2	4,3	0,2	4,3	0,0	3,7	1,3	0,1	0,3	0,1	40,1	0,3
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	1,3	1,1	0,0	0,0	0,1	0,0	1,2	0,0	11,8	18,5	1,1	1,4	0,0	0,0	0,0	6,9	0,0
Niedersachsen	0,0	3,3	3,2	2,3	0,0	0,5	0,0	5,5	0,0	27,2	48,1	6,6	6,4	0,0	0,3	0,1	54,6	0,0
Nordrhein-Westfalen	21,8	13,2	11,0	10,5	0,2	3,6	0,5	10,5	0,4	11,9	0,0	9,1	3,7	0,1	0,7	0,7	142,2	0,6
Rheinland-Pfalz	0,0	0,0	4,6	0,0	0,0	0,7	0,3	2,2	0,0	8,0	0,0	3,8	0,8	0,0	1,0	0,0	27,4	0,4
Saarland	0,0	0,0	1,0	0,7	0,0	0,2	0,0	0,5	0,3	0,9	0,0	0,9	0,1	0,0	0,0	0,1	10,5	0,0
Sachsen	22,3	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	0,4	3,4	0,0	4,5	0,0	2,7	1,5	0,0	0,4	0,0	23,2	0,5
Sachsen-Anhalt	6,3	0,0	3,6	0,0	0,1	1,4	0,0	2,5	0,2	13,1	0,0	3,2	2,1	0,0	0,1	0,0	12,3	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,2	0,0	2,1	0,3	20,2	15,3	2,5	2,0	0,0	0,0	0,0	14,0	0,0
Thüringen	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,1	3,0	2,2	0,0	5,1	0,0	2,2	1,2	0,0	0,1	0,0	10,9	3,7
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	3,9
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4
Summe**	**60,1**	**39,0**	**39,3**	**15,5**	**0,3**	**11,9**	**11,9**	**55,6**	**1,5**	**131,6**	**82,0**	**69,1**	**33,5**	**3,5**	**16,7**	**1,5**	**563,6**	**12,0**

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 22: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2030



C 2030 (Angaben in TWh)	Braun-kohle	Stein-kohle	Erdgas	Kuppel-gas	Öl	Abfall	Pump-speicher-einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven-tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo-voltaik	Bio-masse	Speicher-wasser	Lauf-wasser	sonstige EE	Nachfrage (inkl. Netz-verluste)	Pump-speicher-entnahme
Baden-Württemberg	0,0	16,4	0,5	0,0	0,0	0,7	1,3	6,5	0,0	3,9	0,0	11,0	4,3	0,0	4,8	0,1	82,8	1,5
Bayern	0,0	1,7	5,4	0,0	0,0	1,6	0,3	6,2	0,0	4,8	0,0	18,1	7,9	0,1	10,7	0,2	101,2	0,3
Berlin	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	17,4	0,0
Brandenburg	11,0	0,0	0,1	0,8	0,0	0,9	0,0	2,0	0,2	15,4	0,0	4,0	2,6	0,0	0,0	0,1	14,0	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,2	1,1	0,0	0,7	0,0	0,4	0,0	0,5	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	5,6	0,0
Hamburg	0,0	11,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	1,7	0,0	0,1	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	14,8	0,0
Hessen	0,0	3,2	0,9	0,0	0,0	0,8	0,3	3,6	0,2	4,3	0,0	3,8	1,5	0,1	0,4	0,1	42,9	0,4
Mecklenburg-Vorpommern	0,0	2,9	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	12,0	13,3	1,2	1,7	0,0	0,0	0,0	7,4	0,0
Niedersachsen	0,0	5,5	2,4	2,2	0,0	0,5	0,0	4,6	0,0	27,5	40,2	6,7	7,5	0,0	0,3	0,1	57,2	0,1
Nordrhein-Westfalen	24,1	27,5	10,3	10,8	0,0	3,6	0,6	8,9	0,4	12,0	0,0	9,2	4,4	0,1	0,8	0,7	147,0	0,8
Rheinland-Pfalz	0,0	0,1	1,4	0,0	0,0	0,7	0,0	1,9	0,0	8,0	0,0	3,8	1,0	0,0	1,0	0,0	28,5	0,0
Saarland	0,0	0,0	0,6	0,7	0,0	0,2	0,0	0,4	0,3	0,9	0,0	0,9	0,1	0,0	0,1	0,1	11,0	0,0
Sachsen	23,7	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,6	2,9	0,0	4,6	0,0	2,7	1,8	0,0	0,5	0,0	24,0	0,7
Sachsen-Anhalt	7,4	0,0	0,6	0,0	0,0	1,3	0,0	2,1	0,2	13,2	0,0	3,2	2,5	0,0	0,1	0,0	12,7	0,0
Schleswig-Holstein	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	0,2	0,0	1,8	0,4	20,3	11,3	2,5	2,4	0,0	0,0	0,0	14,7	0,0
Thüringen	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	3,6	1,8	0,0	5,2	0,0	2,2	1,4	0,0	0,2	0,0	11,6	4,4
Österreich (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0	3,3
Luxemburg (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6
Summe**	**66,2**	**68,6**	**24,2**	**15,6**	**0,0**	**12,0**	**12,3**	**47,2**	**1,6**	**132,6**	**64,8**	**69,9**	**39,8**	**3,5**	**19,0**	**1,5**	**592,9**	**12,1**

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.2.3 KWK-Mengen

Neben der Nachfrage nach elektrischer Energie besteht auch eine Wärmenachfrage, die bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes berücksichtigt werden muss. Bei einer gleichzeitigen Wärme- und Stromerzeugung in einer Erzeugungseinheit wird von einer Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gesprochen.

Die für die Szenarien prognostizierte erzeugte Strommenge aus KWK wird in Kapitel 3.2.6 unter dem Gesichtspunkt der Erreichung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ausgeführt.

3.2.4 Dumped Power und Dumped Energy in Deutschland

Dumped Power, d. h. nicht verwertbare Leistung, ergibt sich aus einem Überschuss an Leistung ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen zu einem bestimmten Zeitpunkt. Die Aufsummierung der Dumped Power über das gesamte Jahr ergibt die sogenannte Dumped Energy. Der Überschuss in einem Marktgebiet ergibt sich aus der Summe der Einspeisungen, die trotz geringster Strompreise am Markt nicht zurückgefahren werden können (Must-Run-Einspeisung, z. B. konventionelle KWK- oder EE-Einspeisung) abzüglich der aktuellen Last (inkl. Netzverluste) im jeweiligen Gebiet. Kann dieser Überschuss nicht gespeichert oder exportiert werden, muss im System Einspeiseleistung reduziert werden. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird dann – über die Spitzenkappung von EEG-Anlagen hinaus – im Modell zurückgefahren. Weitere Möglichkeiten, die Menge an Dumped Energy zu reduzieren, sind entweder eine Reduzierung der konventionellen Einspeisung, eine Erhöhung der Last oder eine Erweiterung der Speicher- oder Exportkapazität.

Insgesamt tritt in den Szenarien A 2030, B 2030 und C 2030 mit 0,1 TWh nur eine geringe Menge von Dumped Energy auf. Im Szenario B 2035 erreicht die jährliche Dumped Energy aufgrund der hohen erneuerbaren Einspeisung einen leicht erhöhten Wert von 0,3 TWh oder rund 0,1 % der gesamten im Jahr regenerativ erzeugten Energiemenge.

3.2.5 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland

- Die Volllaststunden der Erzeugungstechnologien im NEP 2030 unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere bei den Energieträgern Steinkohle und Erdgas.

Die Volllaststunden oder auch Vollbenutzungsstunden sind ein Maßstab für die Ausnutzung der installierten Leistung von Kraftwerken pro Energieträger. Sie geben an, wie lange Kraftwerke pro Jahr theoretisch mit Nennleistung betrieben werden müssten, um die für dieses Kraftwerk ermittelte Jahresenergiemenge zu produzieren. Diese Rechengröße dient dem Vergleich der tatsächlichen Energieerzeugung mit der theoretisch maximal möglichen Erzeugung. Wenn z. B. eine Erzeugungseinheit mit 100 MW Nennleistung das gesamte Jahr (8.760 Stunden) mit 50 MW eingespeist hat, ergibt sich rechnerisch ein Wert von 4.380 Volllaststunden. Theoretisch hätte das Kraftwerk bei voller Last seine Jahresenergiemenge schon nach gut einem halben Jahr erbracht. Da alle Kraftwerke zu bestimmten Zeiten im Jahr in Revision gehen oder teilweise durch ungeplante Ausfälle zeitweilig außer Betrieb gehen, erreichen selbst so genannte Grundlastkraftwerke selten Werte über 8.000 Volllaststunden. Die Analyse von Volllaststunden über mehrere Jahre oder im Szenarienvergleich zeigt, wie sich der Einsatz von Kraftwerkstypen ändert. Volllaststunden erlauben zudem eine Aussage, durch wie viel Nennleistung eines Kraftwerkstyps die Nennleistung eines anderen ersetzbar wäre, und leisten einen Beitrag zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Kraftwerkstypen.

Für die genaue Höhe der Volllaststunden ist die Position der einzelnen Kraftwerke in der Merit-Order der Marktsimulation oder auch zusätzliche Versorgungsaufgaben entscheidend. Konventionelle Kraftwerke mit hohen Investitionskosten können nur dann am Markt bestehen, wenn ihre variablen Brennstoffkosten geringer sind als bei anderen Kraftwerken und ihre Erzeugung entsprechend der Merit-Order häufig und über lange Zeiträume nachgefragt wird.

Dabei konkurrieren die Kraftwerke nicht nur innerhalb Deutschlands, sondern innerhalb der grenzüberschreitenden Austauschmöglichkeiten auch mit Kraftwerken der europäischen Nachbarländer. Für die dargebotsabhängigen regenerativen Energien ergeben sich die Volllaststunden – unter Berücksichtigung von Dumped Energy – aus den jeweiligen regionalen Gegebenheiten und Wetterverhältnissen. Gleichwertige Anlagen an unterschiedlichen Standorten führen somit zu unterschiedlichen Einspeisungen.

Die in Abbildung 23 dargestellten Volllaststunden ergeben sich jeweils aus der gesamten Energieerzeugung einer Kraftwerksklasse und der in dieser Klasse insgesamt installierten Nettoleistung.

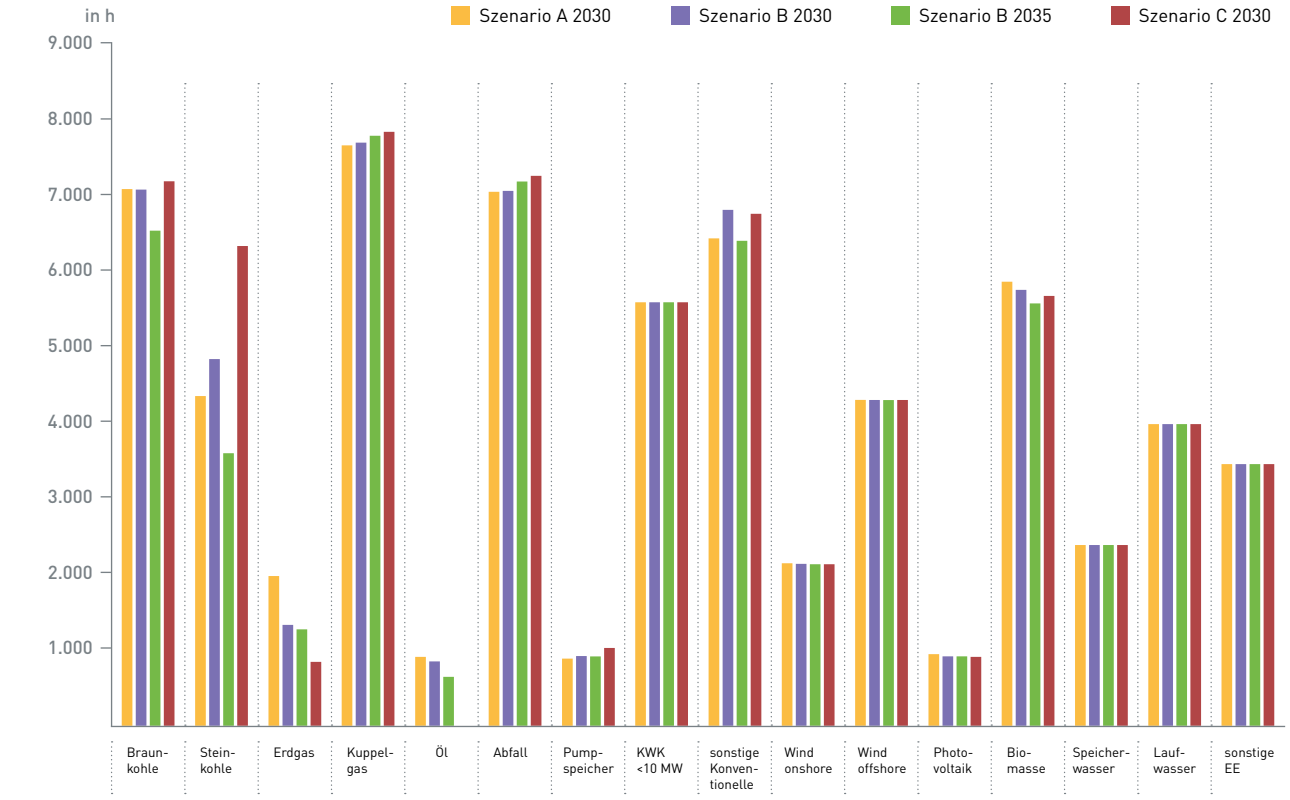
Die Volllaststunden der Technologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere bei den Energieträgern Steinkohle und Erdgas. In den Szenarien für 2030 liegt die Volllaststundenzahl für Steinkohle zwischen rund 4.400 (A 2030) und 6.300 (C 2030). In den fünf Jahren zwischen den Szenarien B 2030 und B 2035 sinken die Volllaststunden um ca. 26 % von 4.800 auf dann 3.600 Stunden. Auch bei Erdgas zeigt sich eine stark szenarienabhängige Spannbreite der Volllastundenzahl von etwa 900 (C 2030) bis 2.000 (A 2030). In den Szenarien B 2030 und B 2035 liegt der Wert bei jeweils 1.300 Vollbenutzungsstunden.

Gründe für die Unterschiede sind u. a. der teilweise (B 2030, B 2035) bzw. vollständige (C 2030) Wegfall von zusätzlichen Versorgungsaufgaben der thermischen Erzeugungsanlagen und die dadurch erreichbare vollständige Flexibilität gemäß Kapitel 2.2 und damit einhergehend der Einsatz rein nach Merit-Order sowie die variierende inländische Stromnachfrage zwischen den Szenarien.

Während die Volllaststundenzahl von Ölkraftwerken in A 2030 bei etwa 900 liegt, findet im Szenario C 2030 kein Einsatz dieses Energieträgers mehr statt. Da Kuppelgaskraftwerke zur lokalen Verstromung von industriellen Gasen eingesetzt werden, weisen diese Anlagen über das Jahr eine hohe Auslastung auf.

Die Volllaststunden der erneuerbaren Energien unterscheiden sich zwischen den Szenarien nur geringfügig. Die geringen Unterschiede zwischen den Szenarien resultieren insbesondere aus der Regionalisierung des jeweiligen unterschiedlichen Zubaus.

Abbildung 23: Vergleich der Volllaststunden je Szenario



	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	Pumpspeicher	KWK <10 MW	sonstige Konventionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Speicherwasser	Laufwasser	sonstige EE
A 2030	7.097	4.360	1.980	7.675	911	7.061	888	5.600	6.445	2.149	4.309	947	5.872	2.390	3.989	3.460
B 2030	7.090	4.849	1.334	7.711	851	7.073	922	5.600	6.822	2.141	4.308	918	5.764	2.390	3.989	3.460
B 2035	6.547	3.604	1.275	7.802	647	7.197	917	5.600	6.413	2.136	4.307	918	5.585	2.390	3.989	3.460
C 2030	7.200	6.344	845	7.854	0	7.272	1.029	5.600	6.770	2.136	4.308	911	5.684	2.390	3.989	3.460

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.2.6 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung

Die Szenarien des Netzentwicklungsplans 2030 stellen mögliche Entwicklungen der Stromerzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in Deutschland dar. Sie müssen nach § 12a Abs. 1 S. 1 EnWG die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Diese Ziele sind für den NEP 2030 im Wesentlichen durch das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010[6] definiert, ergänzt durch weitere Festlegungen im Energiepaket der Bundesregierung vom 06.06.2011, das Aktionsprogramm Klimaschutz vom 03.12.2014, das Erneuerbare-Energien-Gesetz[7] sowie das am 01.01.2016 in Kraft getretenen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Der am 14.11.2016 vom Bundeskabinett beschlossene Klimaschutzplan 2050 war noch nicht Grundlage der Vorgaben des Szenariorahmens.

6 www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5

7 Der Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne 2030 berücksichtigt bereits die zum 01.01.2017 in Kraft getretene Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

Die durch die Übertragungsnetzbetreiber den Szenarien zugrunde zu legenden Ziele sind in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2030 der Bundesnetzagentur aufgeführt:

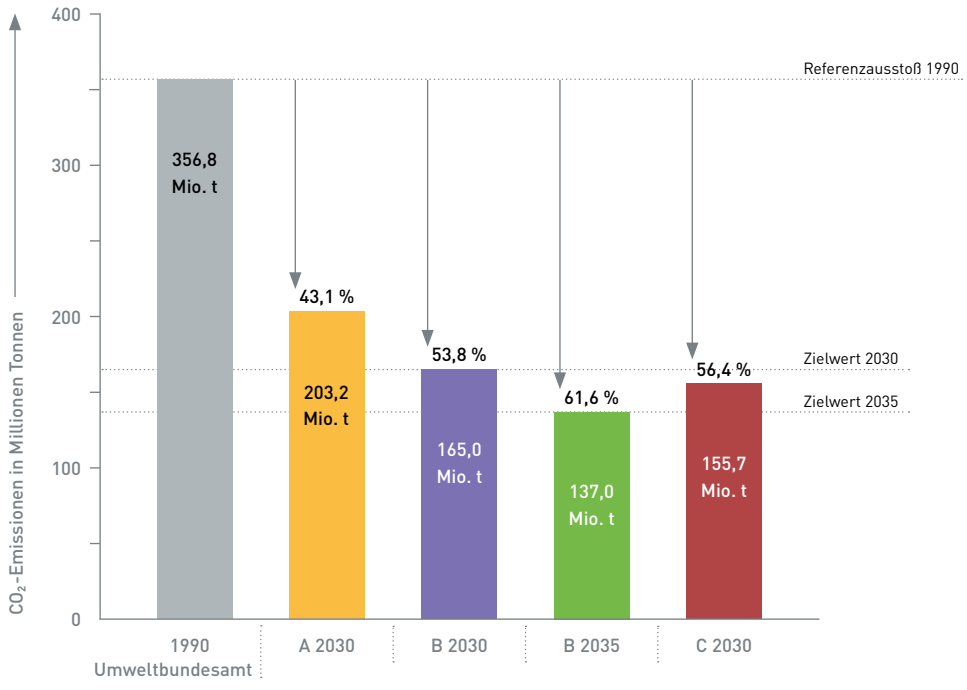
1. Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Jahr 1990 um 40 % bis zum Jahr 2020, um 55 % bis zum Jahr 2030, um 70 % bis zum Jahr 2040 und um 80 bis 95 % bis zum Jahr 2050.
2. Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 40 bis 45 % bis zum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

Die Auswertung zeigt, dass der Stromsektor in den Szenarien des Netzentwicklungsplans in nahezu allen Bereichen erfolgreich seinen Beitrag zur Zielerreichung leistet.

1. Reduktion der Treibhausgasemissionen

Ziel der Bundesregierung ist die Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Treibhausgasen in Deutschland, mit besonderem Fokus auf Kohlenstoffdioxid (CO_2). In Abbildung 24 sind die CO_2-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in den vier NEP-Szenarien in Relation zu den Zielwerten der Bundesregierung für die Jahre 2030 und 2035 sowie in Relation zum Bezugswert aus dem Jahr 1990 veranschaulicht.

Abbildung 24: CO_2-Emissionen in der Stromerzeugung in Deutschland in den Szenarien des NEP 2030



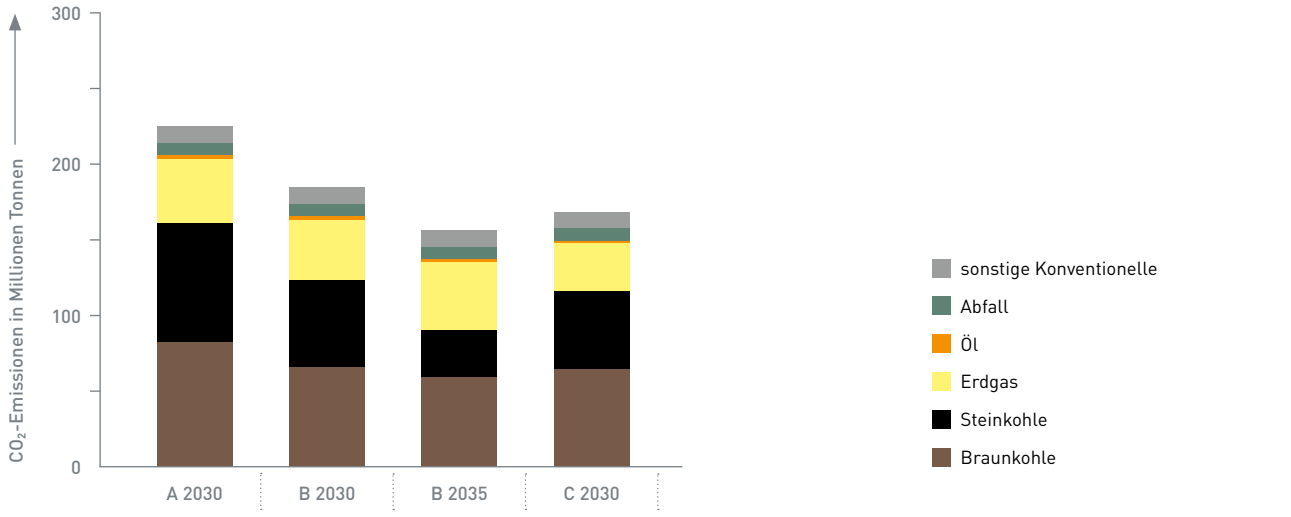
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Werte in Abbildung 24 sind um die wärmebedingten Emissionen bereinigt und stellen allein die für Stromproduktion zu bilanzierenden Werte dar. Nur auf diese Weise ist ein Vergleich mit der Referenzgröße aus dem Jahr 1990 sowie den im Szenariorahmen festgelegten Zielwerten für die Jahre 2030 und 2035 möglich. Die im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung angesetzten CO_2-Emissions-Grenzwerte aus dem Szenariorahmen beinhalten neben den für die Stromproduktion anfallenden Emissionen auch die in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen aus der Wärmeproduktion resultierenden Emissionen (siehe Kapitel 2.2).

Die wesentlichen Treiber der Emissionsreduktion in Deutschland bis 2030 bzw. 2035 sind wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen der Ausbau erneuerbarer Energien kombiniert mit geringeren Stein- und Braunkohlekapazitäten im Vergleich zur Referenz 2015. Eine Beschränkung des Kraftwerkseinsatzes aufgrund der Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien B 2030 und B 2035 notwendig. Im Szenario A 2030 ist keine Emissionsobergrenze vorgegeben und im Szenario C 2030 wird die Emissionsobergrenze ohne weitere Einschränkungen eingehalten.

In Abbildung 25 sind die gesamten CO_2-Emissionen der konventionellen Kraftwerke in den vier NEP-Szenarien nach Brennstoffen aufgeteilt abgebildet. Die Absolutwerte unterscheiden sich von den in Abbildung 24 angegebenen Emissionen, da in Abbildung 25 auch die wärmebedingten Emissionen inbegriffen sind. Ebenfalls dargestellt sind die im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung vorgegebenen Grenzwerte für die Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030, die sich aus der Addition der aus der Stromproduktion und der Wärmeproduktion resultierenden Emissionen ergeben (näheres dazu siehe Kapitel 2.2 und Tabelle 2).

Abbildung 25: CO_2-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks als Resultat der Strom- und Wärmeproduktion



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Aus Abbildung 25 wird deutlich, dass die Zielerreichung in den Szenarien B 2030 und B 2035 im Vergleich mit Szenario A 2030 durch eine Reduktion der Energiebereitstellung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken erreicht wird. Im Szenario C 2030 werden Braun- und Steinkohlekraftwerke durch die vollständige Flexibilisierung und im Sinne eines kostenoptimalen Gesamtergebnisses hingegen verstärkt eingesetzt. Die Emissionsgrenze stellt jedoch keine Restriktion für den Einsatz der noch verbliebenen wenigen Kraftwerke dar. Im Vergleich mit den anderen Szenarien stellen die vergleichsweise teuren aber emissionsärmeren Gaskraftwerke daher seltener Energie bereit.

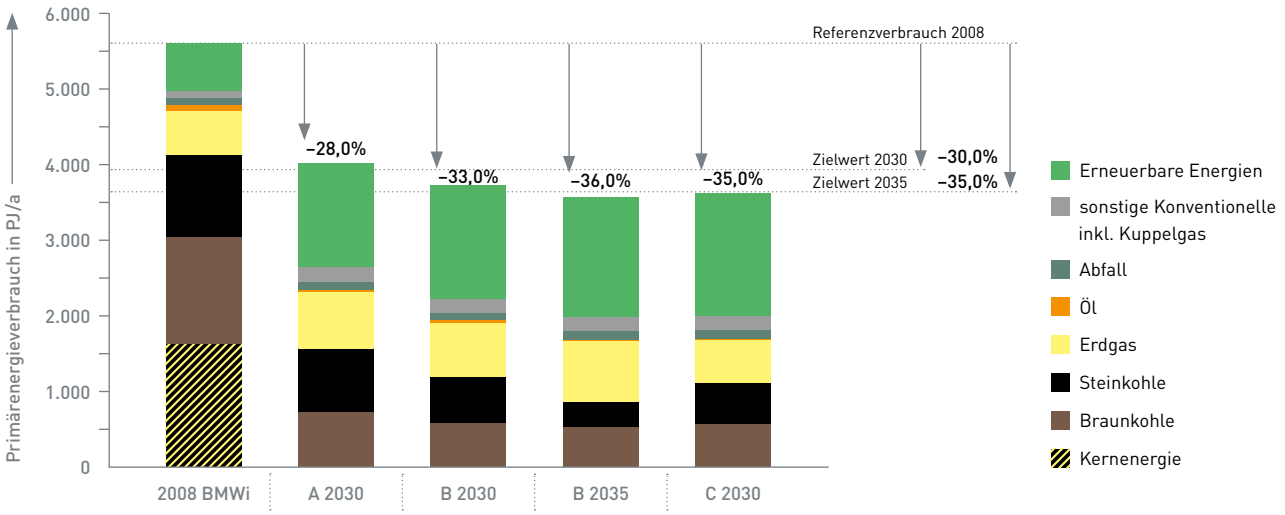
Unter den vereinfachten Annahmen des Modells ergeben sich für die Szenarien B 2030 und B 2035 folgende Aussagen und Ergebnisse aus der Umsetzung der CO_2-Vorgabe in der Marktmodellierung:

- Die variablen Stromerzeugungskosten der deutschen Kraftwerke steigen in Folge der Emissionsobergrenze, während die Erzeugungskosten ausländischer Kraftwerke gleich bleiben.
- Vergleichbare konventionelle Stromerzeuger im europäischen Ausland sind in der Folge kostengünstiger als ihre deutschen Pendants. Es kommt zu Verschiebungen in der europäischen Merit-Order-Liste.
- Dies führt aufgrund des Gesamtkosten minimierenden Ansatzes des Modells dazu, dass mehr Strom im europäischen Ausland erzeugt wird. Deutschland erzeugt weniger Strom und importiert vermehrt.
- Dies führt zu geringeren Emissionen in Deutschland, gleichzeitig aber zu höheren Emissionen in den anderen europäischen Ländern.

2. Reduktion des Primärenergieverbrauchs

Das definierte Ziel der Bundesregierung sieht eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % bis zum Jahr 2020 und um 50 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 vor. In Abbildung 26 werden die Primärenergieverbräuche zur Stromerzeugung in den Szenarien des NEP und der Referenzwert im Jahr 2008 in Höhe von 5.606 PJ im Vergleich dargestellt. Ebenfalls abgebildet sind die linear interpolierten Zwischenzielwerte für das Jahr 2030 in Höhe von 3.924,2 PJ und für das Jahr 2035 in Höhe von 3.643,9 PJ. Im Szenario A 2030 werden die Zielwerte der Bundesregierung mit einem Wert von 4.021 PJ leicht verfehlt. In den Szenarien B 2030, B 2035 und C 2030 werden die Zielwerte der Bundesregierung hingegen erreicht (B 2030: 3.731 PJ, B 2035: 3.566 PJ, C 2030: 3.628 PJ).

Abbildung 26: Primärenergieverbrauch in der Stromerzeugung in den Szenarien des NEP 2030



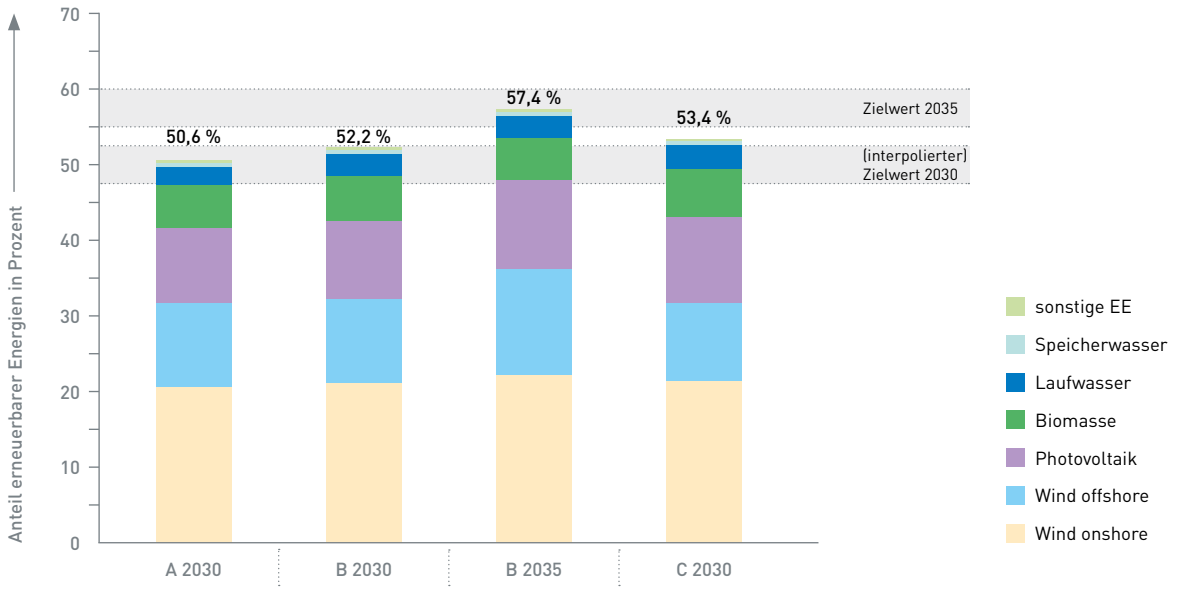
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3. Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) sieht einen Mindestanteil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch vor. Dieser Anteil soll nach § 1 Abs. 2 S. 1 Nr. 1–3 EEG 2017 bis zum Jahr 2025 40 % bis 45 % und bis zum Jahr 2035 55 % bis 60 % und bis zum Jahr 2050 mindestens 80 % betragen. Bei linearer Interpolation – wie im Genehmigungsdokument der BNetzA vorgegeben – kann für das Jahr 2030 ein Zielwert in Höhe von 47,5 % bis 52,5 % für den EE-Anteil abgeleitet werden.

In Abbildung 27 werden die Anteile der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch für die vier Szenarien des NEP dargestellt. In den Szenarien A 2030, B 2030 und B 2035 liegt der EE-Anteil innerhalb des Zielkorridors, im Szenario C 2030 wird die Obergrenze des Zielkorridors leicht übertroffen. Dabei wurden die Annahmen, z. B. zu installierten Leistungen und Vollbenutzungsstunden, aus der Genehmigung in der Modellierung umgesetzt.

Abbildung 27: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

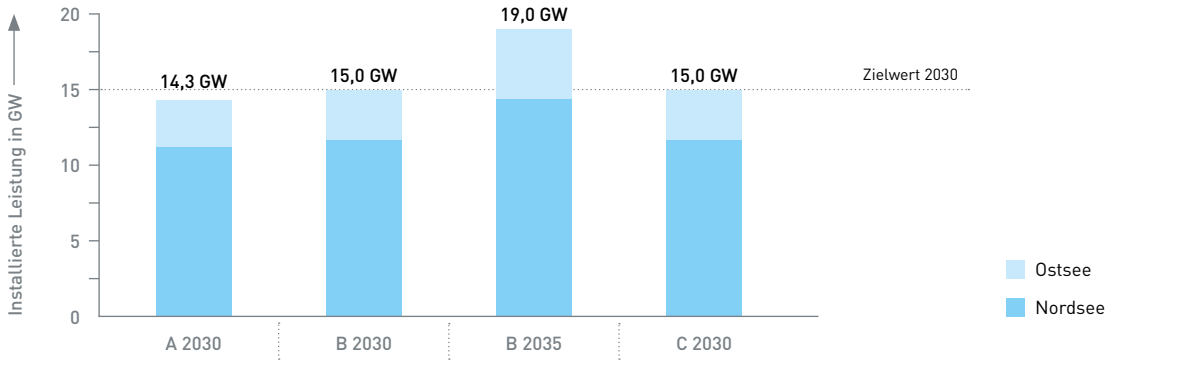


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4. Erhöhung der Offshore-Windleistung

Ziel der Bundesregierung ist die Steigerung der Offshore-Windleistung auf 15 GW im Jahr 2030. Die installierte Leistung in den NEP-Szenarien ist im genehmigten Szenariorahmen fixiert und in Abbildung 28 für alle Szenarien dargestellt. Im Szenario A 2030 wird der Zielwert unter Annahme eines leicht verzögerten Ausbaus um 700 MW unterschritten, während in den Szenarien B 2030 und C 2030 von einer Zielerreichung ausgegangen wird. Im Szenario B 2035 wird durch Fortschreibung des Zubaus ein um 4 GW höherer Wert angenommen.

Abbildung 28: Installierte Offshore-Windkapazität in den Szenarien des NEP 2030

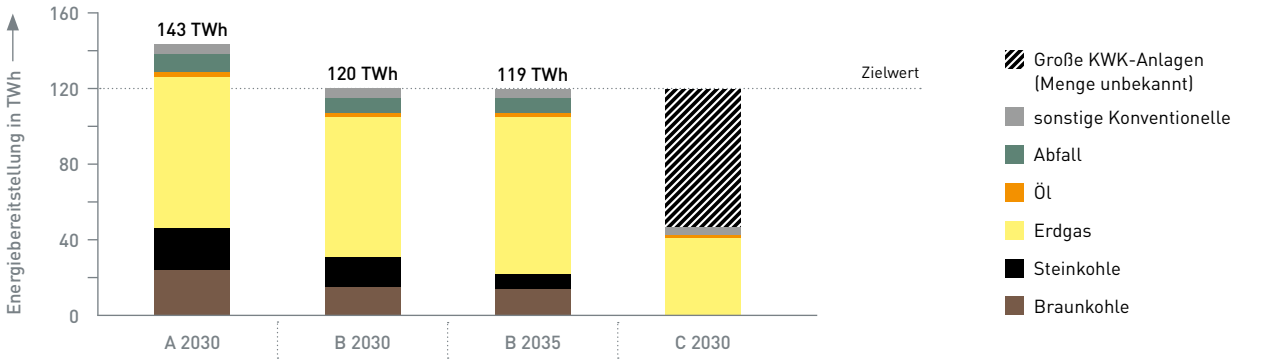


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

5. Erhöhung des Anteils von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung

Laut § 1 Abs. 1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) soll die Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf 110 TWh bis zum Jahr 2020 und auf 120 TWh bis zum Jahr 2025 erhöht werden. Der im Gesetz fixierte Zielwert für das Jahr 2025 stellt im genehmigten Szenariorahmen auch für die Jahre 2030 und 2035 die Referenz dar[8]. In Abbildung 29 ist die KWK-Erzeugung der deutschen KWK-Kraftwerke nach Primärenergieträger sortiert für die vier Szenarien dargestellt.

Abbildung 29: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die KWK-Erzeugung der Kraftwerke wird basierend auf den angenommenen zeitabhängigen Mindesteinsatzrestriktionen der Kraftwerksblöcke ermittelt (siehe ausführliche Fassung des Kapitels 2 unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUc). Dabei wird der prozessbedingte Zwangseinsatz von Kraftwerken, welche zudem über die Möglichkeit der Wärmeauskopplung verfügen, berücksichtigt. Biomasseanlagen, die häufig auch als KWK-Anlagen betrieben werden, sind zudem im Rahmen der Auswertung nicht berücksichtigt. Die KWK-Stromerzeugung aus Biomasse würde den KWK-Anteil noch weiter erhöhen. Alle KWK-Anlagen mit einer Kapazität größer als 10 MW werden im Modell individuell berücksichtigt, während kleinere Anlagen als Gegendruckanlagen modelliert und aggregiert betrachtet werden.

Im Szenario A 2030 wird der Zielwert der Bundesregierung um 23 TWh übertroffen. In den Szenarien B 2030 und B 2035 wird der Zielwert der Bundesregierung mit rund 120 bzw. 119 TWh näherungsweise erreicht. Für das Szenario C 2030 kann keine genaue Aussage zur Zielerreichung getroffen werden, da für Kraftwerke mit einer Kapazität größer 10 MW keine Mindesteinsatzrestriktionen angenommen werden. Im Szenario C 2030 wird von einer flexiblen Einsatzweise der Kraftwerke ausgegangen, sodass die Wärmeauskopplung und -bereitstellung unabhängig von den Einsatzprofilen der Kraftwerke erfolgt. Diese Besonderheit wird durch den schraffiert dargestellten Balken angedeutet. Die ausgewiesenen Energiemengen im Szenario C 2030 beschreiben die Energiebereitstellung der KWK-Anlagen mit einer Kapazität kleiner als 10 MW, welche vorwiegend mit Erdgas befeuerte Blockheizkraftwerke umfassen.

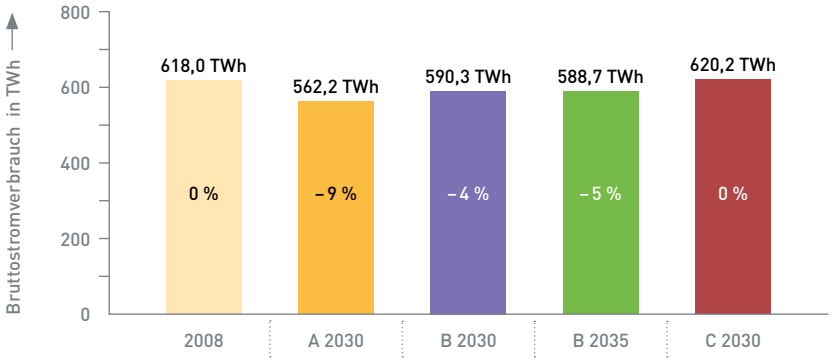
8 Siehe Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2017 – 2030, Seite III.

6. Reduktion des Stromverbrauchs

Das von der Bundesregierung definierte Reduktionsziel für den Bruttostromverbrauch beträgt 10 % bis zum Jahr 2020 sowie 25 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Basisjahr 2008. Der Bruttostromverbrauch setzt sich aus dem Nettostromverbrauch, den Netzverlusten auf Übertragungs- und Verteilernetzebene, der Pumparbeit der Pumpspeicherkraftwerke sowie dem Kraftwerkseigenverbrauch zusammen. Der Bruttostromverbrauch wird im Genehmigungsdokument der Bundesnetzagentur mit 569,9 TWh im Szenario A 2030, mit 599,9 TWh in den Szenarien B 2030 und B 2035 und mit 629,9 TWh im Szenario C 2035 angegeben.

In Abbildung 30 ist die Reduktion des Bruttostromverbrauchs als Ergebnis der Markt- und Netzsimulationen der vier Szenarien dargestellt. Die Werte unterscheiden sich leicht von den Vorgaben der Bundesnetzagentur, unter anderem, da die Netzverluste und der Einsatz der Pumpspeicher als Ergebnis der Markt- und Netzsimulationen vorliegen und nicht mehr geschätzt werden.

Abbildung 30: Reduktion des Bruttostromverbrauchs



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Bruttostromverbrauch wurde im Genehmigungsdokument der BNetzA vorgegeben, dazu ist im Genehmigungsdokument ausgeführt: „Das Ziel einer Senkung des Stromverbrauchs um 10 % bis 2020 gegenüber dem Jahr 2008 (618 TWh), wird in allen Szenarien vollständig erreicht. Werden vom Bruttostromverbrauch des Jahres 2015 die spezifischen Effizienzeinsparungen der Szenarien des Szenariorahmens 2017 – 2030 abgezogen, ergeben sich für die Szenarien Stromeinsparungen gegenüber dem Referenzjahr 2008 zwischen 10 % und 14 %. Diese Effizienzeinsparungen werden durch den zusätzlichen Verbrauch auf Grund von Sektorenkopplung in Szenario A 2030 teilweise, in den Szenarien B 2030 und B 2035 leicht und in Szenario C 2030 deutlich überkompensiert. Für das Ziel einer Senkung des Stromverbrauchs um 25 % bis 2050 sind allerdings weitere Bemühungen erforderlich, die über die bisherigen Anstrengungen hinausgehen.“[9]

Aus den genannten Vorgaben ergibt sich, dass das Ziel der Bundesregierung, die Reduktion des Bruttostromverbrauchs um 10 % bis zum Jahr 2020, in allen vier Szenarien für die Jahre 2030 und 2035 nicht erreicht wird. Der Bruttostromverbrauch sinkt um maximal 9 % im Szenario A 2030.

9 Siehe Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2017 – 2030, Seite 149.

7. Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022

Das politische Ziel des Kernenergieausstiegs bis zum Jahr 2022 wird durch den von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen implizit eingehalten.

3.3 Aufbereitung für Netzberechnungen

Das Ergebnis der Marktsimulationen für die jeweiligen Szenarien ist Eingangsgröße für die nachfolgenden Netzberechnungen (siehe Kapitel 4). Weitere wichtige Eingangsdaten sind regional aufbereitete Zeitreihen des Verbrauchs und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien je Netzknoten in Deutschland und Europa, die sogenannte Regionalisierung. Sämtliche Marktdaten werden über eine normierte Schnittstelle als Mittelwert über jede Stunde und für jeden Knoten automatisiert an das Netzberechnungsprogramm übergeben. Unter www.netzentwicklungsplan.de/ZUf sind weitere Informationen zur Übergabe und Weiterverarbeitung der Eingangsdaten dargelegt.

Übersicht Links

- Marktmodell BID3: www.netzentwicklungsplan.de/ZUx
- Ausführliche Fassung Kapitel 2, NEP 2030, Version 2017, 1. Entwurf: www.netzentwicklungsplan.de/ZUc
- Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung: www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- Aufbereitung für Netzberechnungen: www.netzentwicklungsplan.de/ZUf