

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Offshore-
Netzausbaubedarf
- 4 Marktsimulation
- 5 Netzanalysen
- 6 Übersicht Maßnahmen
- 7 Konsultation
- 8 Zusammenfassung



2 Szenariorahmen

Zusammenfassung

Wesentliche Annahmen bzw. Ergebnisse des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2035 (2021) sind:

- Der Stromsektor spielt eine zentrale Rolle für die Energiewende und zur Erreichung der Klimaschutzziele. Durch eine zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors steigt die Stromnachfrage bis 2035 bzw. 2040 deutlich über das heutige Niveau.
- Der Ausbau erneuerbarer Energien schreitet bis 2035 bzw. 2040 stetig voran, sodass der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in allen Szenarien über 70 % liegt. Besonders stark ist der Zubau bei der Photovoltaik und der Offshore-Windenergie. Genau wie heute bleibt Onshore-Windenergie aber auch in den abgebildeten Szenarien die bedeutendste erneuerbare Stromerzeugungsquelle.
- Der konventionelle Kraftwerkspark ist gegenüber heute deutlich reduziert. Lediglich im Szenario A 2035 werden noch Kohlekraftwerke im Strommarkt berücksichtigt. Gleichzeitig wird von einer Flexibilisierung des Betriebs konventioneller Kraftwerke ausgegangen, um die Integration der großen Mengen erneuerbarer Stromerzeugung voranzutreiben.
- Die einzelnen Szenarien haben als übergeordnetes Ziel die Erreichung der Klimaschutzziele. Hierzu müssen die CO₂-Emissionen des konventionellen Kraftwerksparks in allen Szenarien zurückgehen: Es erfolgt eine Reduktion der Emissionen in Deutschland auf maximal 120 Mio. t CO₂ in den Szenarien mit Zieljahr 2035 und auf maximal 60 Mio. t CO₂ im Langfristszenario mit Zieljahr 2040.
- Die fortschreitende Integration des europäischen Binnenmarktes für Strom wird durch die Umsetzung eines Flow-Based Market Coupling-Ansatzes sowie durch die Berücksichtigung der Vorgaben des CEP² zum ausgeweiteten europäischen Handel detailliert abgebildet.
- Um eine Einordnung im europäischen Kontext zu ermöglichen, erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Distributed Energy“ des Ten-Year Network Development Plan 2020.

Der Szenariorahmen beschreibt verschiedene mögliche Entwicklungen des Energiesystems in Deutschland und Europa und bildet damit die Grundlage für die Strommarktsimulation und die folgenden Netzanalysen. Er trifft Annahmen zu den installierten Kraftwerkskapazitäten – erneuerbar wie konventionell – sowie zur Stromnachfrage in den festgelegten Zieljahren. Weitere Parameter sind Entwicklungen der Brennstoff- und CO₂-Preise sowie Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten.

Am 10.01.2020 übergaben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ihren Entwurf des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Strom (NEP) 2035 (2021) an die Bundesnetzagentur (BNetzA). Gemäß § 12a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) müssen die ÜNB in ihrem Entwurf „die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken“. Entwicklungen müssen also hinreichend wahrscheinlich sowie durch entsprechende Ziele oder mindestens Willenserklärungen der Bundesregierung abgedeckt sein, um in den Szenariorahmenentwurf der ÜNB aufgenommen werden zu können. Dabei standen die ÜNB vor der Herausforderung, Szenarien für die Jahre 2035 und 2040 zu entwickeln, mit denen die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung für 2050 erreicht werden können. Das aktuelle Klimaschutzprogramm arbeitet mit dem Zielhorizont 2030, sodass Konkretisierungen für die Folgejahre derzeit noch ausstehen.

2 EU-Legislativpaket „Clean energy for all Europeans package“: ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en



Bei der Erstellung des Szenariorahmenentwurfs setzten die ÜNB auf eine transparente und breite Daten- und Informationsgrundlage sowie den Austausch mit vielfältigen Akteuren, um ihre Szenarioabschätzung zu validieren. Am 23.10.2019 diskutierten die Übertragungsnetzbetreiber in Berlin bei einem Experten-Forum zum Szenariorahmen gemeinsam mit etwa 60 Expertinnen und Experten die bisherigen Annahmen zum Szenariorahmenentwurf. Der Austausch mit Experten aus Politik, Wissenschaft, Wirtschaft, von Umwelt- und Wirtschaftsverbänden sowie Energieversorgern und Verteilnetzbetreibern (VNB) brachte wertvolle Hinweise zur Festlegung der Rahmendaten und zur Plausibilisierung der getroffenen Annahmen. Viele der vorgestellten Überlegungen stießen auf Zustimmung. Dazu gehörte unter anderem die Idee, Netzorientierung als eine Dimension der Szenariogestaltung zu berücksichtigen und die Auswirkungen der zunehmenden Sektorenkopplung auf die Stromnachfrage – beispielsweise durch Elektromobilität und veränderte Industrieprozesse – mit zu betrachten.

Auf Basis eines öffentlichen Beteiligungsverfahrens und nach eingängiger, fachlicher Prüfung hat die BNetzA den Szenariorahmenentwurf der ÜNB angepasst. Grundlage für die Erstellung des NEP 2035 (2021) ist somit der durch die BNetzA unter dem Aktenzeichen Az.: 8573-2-1/20-06-26/Szenariorahmen 2021–2035 am 26.06.2020 veröffentlichte, genehmigte Szenariorahmen. Die Genehmigung der BNetzA spiegelt den Entwurf der ÜNB in weiten Teilen wider. So wurde unter anderem der Vorschlag, die Szenarien an den Dimensionen Netzorientierung und Sektorenkopplung/Elektrifizierung auszugestalten, übernommen. In Analogie zum Entwurf der ÜNB wird auch in der Genehmigung nur noch in einem Szenario davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg in 2035 noch nicht vollständig abgeschlossen sein wird. Änderungen am Entwurf wurden unter anderem hinsichtlich der räumlichen Verteilung von Power-to-Gas-Anlagen vorgenommen, die in der genehmigten Fassung zwischen den Szenarien nicht netzorientiert variiert. Daneben geht die BNetzA in der genehmigten Fassung gegenüber dem Entwurf von einer geringeren Stromnachfrage aus. Zur Abbildung des Auslands ist die BNetzA den Stellungnahmen vieler Stakeholder gefolgt und hat das Szenario „Distributed Energy“ des Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020 zur Berücksichtigung im NEP 2035 (2021) festgelegt.

Der durch die ÜNB veröffentlichte Szenariorahmenentwurf, der genehmigte Szenariorahmen der BNetzA und die dazugehörige Kraftwerksliste sind auf der Website der ÜNB www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021 sowie auf der Internetseite der BNetzA www.netzausbau.de verfügbar.

2.1 Rahmendaten und Charakteristika der Szenarien zum NEP 2035 (2021)

2.1.1 Leitgedanken zur Ausgestaltung der Szenarien

Der Szenariorahmen enthält drei Szenarien für das Jahr 2035 und ein Langfristszenario für das Jahr 2040. Alle Szenarien orientieren sich grundsätzlich an den aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen sowie an darüber hinausgehenden, entlang des gültigen politischen Konsenses formulierten, energie- und klimapolitischen Zielstellungen. Die im Klimaschutzprogramm 2030 und im Klimaschutzplan 2050 formulierten CO₂-Minderungsziele sollen in allen Szenarien erreicht werden. Ebenso wird in allen Szenarien von einem fortschreitenden Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien ausgegangen, sodass dieser in allen Szenarien bei über 70 % des Bruttostromverbrauchs liegt.

Dem Vorschlag der ÜNB und dem positiven Feedback vieler Stakeholder folgend, unterscheiden sich die von der BNetzA genehmigten Szenarien insbesondere entlang der Dimensionen Netzorientierung sowie Sektorenkopplung/Elektrifizierung. Die Sektorenkopplung verbindet u. a. die Bereiche Strom, Mobilität, Wärme und Gas sowie industrielle Anwendungen (z. B. in der Chemie- oder Stahlindustrie). Ein wichtiger Baustein zur Erreichung der Klimaschutzziele ist dabei der zunehmende Einsatz von Strom als Endenergieträger, um die Integration von erneuerbaren Energien in allen Sektoren zu ermöglichen. Unter Netzorientierung werden im Rahmen des NEP 2035 (2021) allgemein Entwicklungen bzgl. der Vernetzung und der Betriebsweise von Anlagen verstanden, die dazu beitragen können, Netzengpässe im Verteil- oder Übertragungsnetz zu reduzieren oder zu vermeiden ohne ausschließlich diesem Zweck zu dienen. Diese Entwicklungen sind derzeit jedoch nicht über einen regulatorischen Rahmen abgebildet. Es wird vielmehr angenommen, dass der Gesetzgeber einen solchen Rahmen zukünftig auf den Weg bringen wird, um entsprechende Anreize – z. B. zur netzorientierten Regionalisierung von Onshore-Wind oder Elektrolyseuren – zu schaffen.



Neben den beiden vorstehend skizzierten Szenariodimensionen gibt es weitere Unterschiede in der Szenarienausprägung, die sich nicht eindeutig einer dieser beiden Dimensionen zuordnen lassen, die aber ebenfalls in den Szenariotrichter aufgenommen worden sind. Dazu gehören die Berücksichtigung des Kohleausstiegs und Unterschiede in den Anteilen der erneuerbaren Energien am zukünftigen Erzeugungsmix. All diese Szenariovariationen sind notwendig, um zum einen die Unsicherheiten bei der weiteren Entwicklung des Energiesystems zu adressieren. Zum anderen sollen die für die Übertragungsnetze fundamentalen Auswirkungen der möglichen Veränderungen auf Stromnachfrage- und -angebotsseite untersucht werden, um eine nachhaltige Netzentwicklung gewährleisten zu können.

Die regionale Zubauproggnose erneuerbarer Energien sowie die Modellierung der nationalen Stromnachfrage erfolgen nach den von den ÜNB vorgeschlagenen und von der BNetzA als geeignet bewerteten Methoden. Wie in den vergangenen NEP wird eine Kappung von Einspeisespitzen (nachfolgend Spitzenkappung genannt) bei Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) berücksichtigt. Um eine Einordnung im europäischen Kontext zu ermöglichen, erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2020.

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

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien des NEP 2035 (2021)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung

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

Tabelle 1: Übersicht der Kennzahlen der Szenarien

Installierte Leistung [GW]					
Energieträger	Referenz 2019	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,0	38,1	42,4	46,7	42,4
Öl	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
sonstige konventionelle Erzeugung *	4,3	3,8	3,8	3,8	3,7
Summe konventionelle Erzeugung	100,1	61,2	57,7	62,0	57,4
Windenergie onshore	53,3	81,5	86,8	90,9	88,8
Windenergie offshore	7,5	28,0	30,0	34,0	40,0
Photovoltaik	49,0	110,2	117,8	120,1	125,8
Biomasse	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
Speicherwasser und Laufwasser	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige regenerative Erzeugung *	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe regenerative Erzeugung	124,2	233,4	249,0	260,6	269,7
Summe Erzeugung	224,3	294,6	306,7	322,6	327,1
Stromverbrauch [TWh]					
Nettostromverbrauch zzgl. Verteilnetzverluste **	524,3***	603,4	621,5	651,5	653,2
Treiber Sektorenkopplung					
Haushaltswärmepumpen [Anzahl in Mio.]	1,0	3,0	5,0	7,0	6,5
Elektromobilität [Anzahl in Mio.]	0,2	9,1	12,1	15,1	14,1
Power-to-Heat (Fernwärme/Industrie) [GW]	0,8***	4,0	6,0	8,0	7,0
Power-to-Gas [GW]	<0,1***	3,5	5,5	8,5	10,5
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]					
PV-Batteriespeicher	0,6	11,0	14,1	16,8	14,9
Großbatteriespeicher	0,4	3,6	3,8	3,8	3,8
DSM (Industrie und GHD)	1,5***	4,0	5,0	8,0	7,0
Klimaschutz					
CO₂-Limit (Mio. t CO₂)	-	120,0	120,0	120,0	60,0

Bei der Aufsummierung der Einzelwerte ergeben sich Rundungsabweichungen.

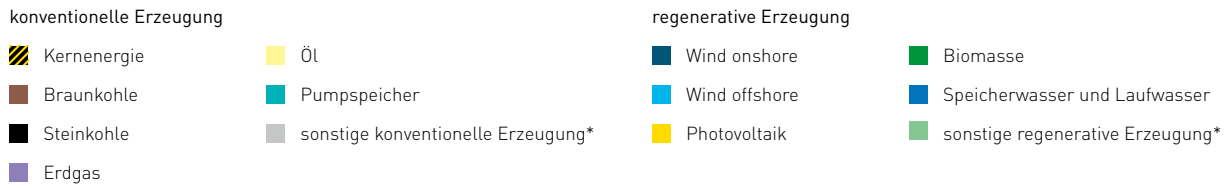
* sonstige konventionelle und regenerative Erzeugung jeweils inkl. 50 % Abfall

** Dargestellt sind die Werte aus dem Genehmigungsdokument. Aufgrund der Vielzahl an flexiblen Verbrauchern und Variablen ergibt sich der exakte Stromverbrauch erst aus der Strommarktmodellierung.

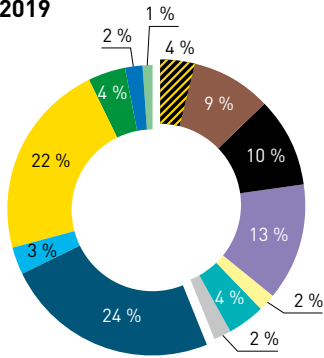
*** Referenz 2018

Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger in den Szenarien des NEP 2035 (2021)

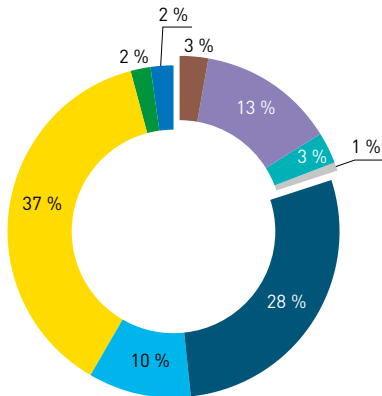


Referenz 2019



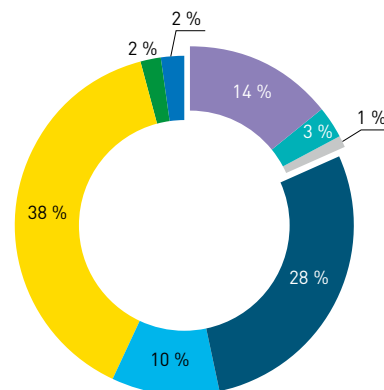
100 % entspricht 224,3 GW**

Szenario A 2035



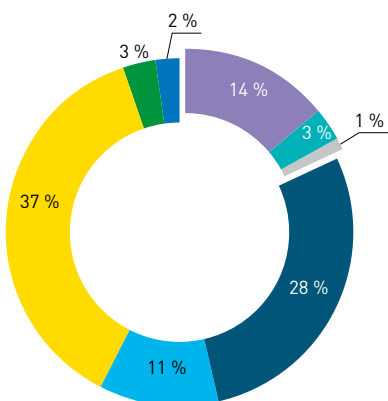
100 % entspricht 294,6 GW**

Szenario B 2035



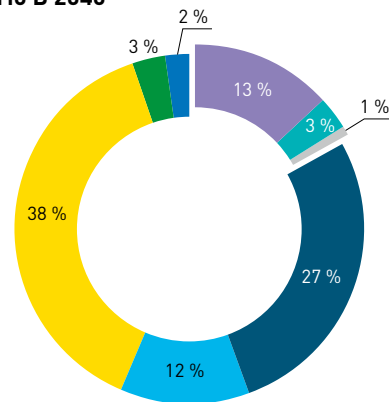
100 % entspricht 306,7 GW**

Szenario C 2035



100 % entspricht 322,6 GW**

Szenario B 2040



100 % entspricht 327,1 GW**

* sonstige konventionelle und regenerative Erzeugung jeweils inkl. 50 % Abfall
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Die Anteile der installierten Leistung je Erzeugungstechnologie in den Szenarien sind in der vorherigen Abbildung 4 dargestellt. Hiervon abzugrenzen ist die Erzeugung der Anlagen, welche Ergebnis der Marktsimulation (siehe Kapitel 4) ist. Deutlich erkennbar ist, ausgehend von der Referenz 2019, eine fortschreitende Verschiebung der installierten Leistungen von konventionellen Kraftwerken hin zu erneuerbaren Energien, mit einem besonders großen Wachstum der Leistung von Offshore-Windenergie- und PV-Anlagen. Im Folgenden werden weitere zentrale Charakteristika der im NEP 2035 (2021) abgebildeten Szenarien kurz beschrieben.

Szenario A 2035

Szenario A beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern nur eine untergeordnete Rolle spielen. Der Stromsektor trägt in diesem Szenario mäßig zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren bei. Im Vergleich zu den anderen Szenarien ist beispielsweise nur eine geringe Durchdringung mit Elektroautos, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen zu verzeichnen. Dennoch liegt der Bruttostromverbrauch wie in den anderen Szenarien über dem heutigen Niveau. Der Einsatz der neuen Stromanwendungen erfolgt größtenteils endkundenorientiert und nur mit geringer Netzorientierung. Übertragungsnetzorientierte Anreize zur regionalen Verteilung von Onshore-Windenergieanlagen entfalten – sofern vorhanden – keine Wirkung. In Szenario A ist der Kohleausstieg im Jahr 2035 noch nicht vollständig abgeschlossen, sodass noch knapp 8 GW Braunkohlekraftwerke im Erzeugungsmix enthalten sind.

Szenarien B 2035/B 2040

Szenario B beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine relevante Rolle spielen. Der Stromsektor trägt im B-Szenariopfad signifikant zur Dekarbonisierung der anderen Sektoren bei. Daraus resultiert eine erhöhte Durchdringung mit Elektroautos, Wärmepumpen und Power-to-Gas-Anlagen, wobei das Szenario B 2040 aufgrund des weiteren Zeithorizonts eine noch stärkere Sektorenkopplung abbildet. Neben diesen neuen Stromanwendungen führt auch die zunehmende Elektrifizierung von Industrieprozessen zu einem gegenüber heute deutlich steigenden Stromverbrauch. Die Szenarien zeichnen sich darüber hinaus durch eine erhöhte Netzorientierung aus. So berücksichtigt die Regionalisierung von Onshore-Windenergieanlagen neben Flächenpotenzialen auch die politischen Ausbauziele der Bundesländer, wodurch es im Vergleich zum A-Szenario zu einer breiteren geographischen Verteilung der Anlagen über Deutschland kommt. Der Einsatz von Elektroautos und Wärmepumpen erfolgt zu einem großen Anteil verteilnetzorientiert. Der Kohleausstieg wird im Szenario B bereits bis 2035 als vollzogen angenommen.

Szenario C 2035

Szenario C beschreibt eine Transformation des Stromsektors, in der die Sektorenkopplung und das stromnetzorientierte Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern eine entscheidende Rolle spielen. Der Stromverbrauch steigt deutlich an, da mehr und mehr Industrieprozesse elektrifiziert werden und die Durchdringung neuer Stromanwendungen bereits sehr hoch ist. Da durch den Zubau von Offshore-Windenergieanlagen in der Nordsee zusätzliche Netzbelastungen im Übertragungsnetz zu erwarten sind, wird der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen im Nordwesten verlangsamt und vermehrt das Flächenpotenzial im Süden und Nordosten genutzt. Das verteilnetzorientierte Einsatzverhalten von Elektroautos und Wärmepumpen ist in Szenario C am stärksten ausgeprägt. Wie in Szenario B wird auch im Szenario C davon ausgegangen, dass der Kohleausstieg bereits im Jahr 2035 abgeschlossen ist.

Für das Szenario C 2035 berechnen die ÜNB eine Sensitivität, in der die Auswirkungen des North Sea Wind Power Hubs auf den deutschen Netzentwicklungsbedarf untersucht werden. Nähere Erläuterungen dazu finden sich im zweiten Entwurf des NEP 2035 (2021), der voraussichtlich im April 2021 veröffentlicht wird.



2.2 Methoden zur Aufbereitung der Rahmendaten und Ergebnisse

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

- Räumlich aufgelöste Prognosen zur regionalen Verteilung und zum zeitlichem Verlauf des konventionellen Stromverbrauchs sowie Regionalisierung und Einsatzverhalten neuer Stromanwendungen (siehe Kapitel 2.3)
- Regionale Verteilung der erneuerbaren Energien (Regionalisierung), Ermittlung der zugehörigen Einspeisezeitreihen und die nachfolgende Spitzenkappung (siehe Kapitel 2.4)
- Modellierung zusätzlicher Einsatzrestriktionen (Wärmebereitstellung, weitere Versorgungsaufgaben) und Annahmen zu Kostenparametern von konventionellen Kraftwerken (siehe Kapitel 2.5)
- Modellierung des Auslands und europäischer Handlungsoptionen bei einem Flow-Based Market Coupling-Ansatz (siehe Kapitel 2.7)

Weitere Informationen zu den Szenarioannahmen und Zahlenwerten können der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA³ entnommen werden.

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

2.3 Nettostromverbrauch in den Szenarien

Die Variation des Stromverbrauchs ist ein zentrales Unterscheidungsmerkmal der im NEP 2035 (2021) abgebildeten Szenarien. Haupttreiber ist dabei neben verbrauchssenkenden Effizienzsteigerungen insbesondere die unterschiedliche Entwicklung neuer Stromanwendungen. Dazu gehören der verstärkte Einsatz von Strom zur Wärmebereitstellung, die Entwicklung im Bereich der Elektromobilität sowie neue industrielle Großverbraucher und der Einsatz von Power-to-Gas-Technologien.

Die zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors und der damit verbundene Einsatz neuer Technologien sind mit großen Auswirkungen auf den Stromverbrauch verbunden. Vor dem Hintergrund dieser sich abzeichnenden Entwicklung haben die ÜNB im Szenariorahmenentwurf⁴ eine Methodik zur Analyse des nationalen Stromverbrauchs, der regionalen Entwicklung der Verbrauchsstrukturen sowie dessen Einfluss auf den zeitlichen Verlauf der Lastgangprofile vorgeschlagen. Die BNetzA hat dem Modellierungsvorschlag der ÜNB in ihrer Genehmigung zugestimmt.

Die nachfolgende Abbildung 5 zeigt den nationalen Nettostromverbrauch der einzelnen Szenarien des NEP. In der Abbildung und den folgenden Erläuterungen wird häufig zwischen konventionellen und neuen Stromanwendungen unterschieden. Die konventionellen Anwendungen umfassen dabei die bereits bestehenden Anwendungen im verarbeitenden Gewerbe, den Haushalten, bei Gewerbe, Handel & Dienstleistungen (GHD), im Verkehrssektor (insbesondere Schienenverkehr) und im Umwandlungsbereich. Die neuen Stromanwendungen beschreiben dagegen Anwendungen – insbesondere im Bereich der Sektorenkopplung –, deren Bedeutung in den Szenarien gegenüber heute deutlich steigt. Dabei handelt es sich um einen Mehrverbrauch in der Industrie zur Dekarbonisierung und Digitalisierung sowie Elektromobilität, Power-to-Heat, Power-to-Gas und Demand Side Management (DSM). Die in der Abbildung 5 dargestellten Verbräuche der Technologien Power-to-Heat, Power-to-Gas und DSM sind modellendogene Ergebnisse der Einsatzoptimierung.

³ Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2035 (2021):

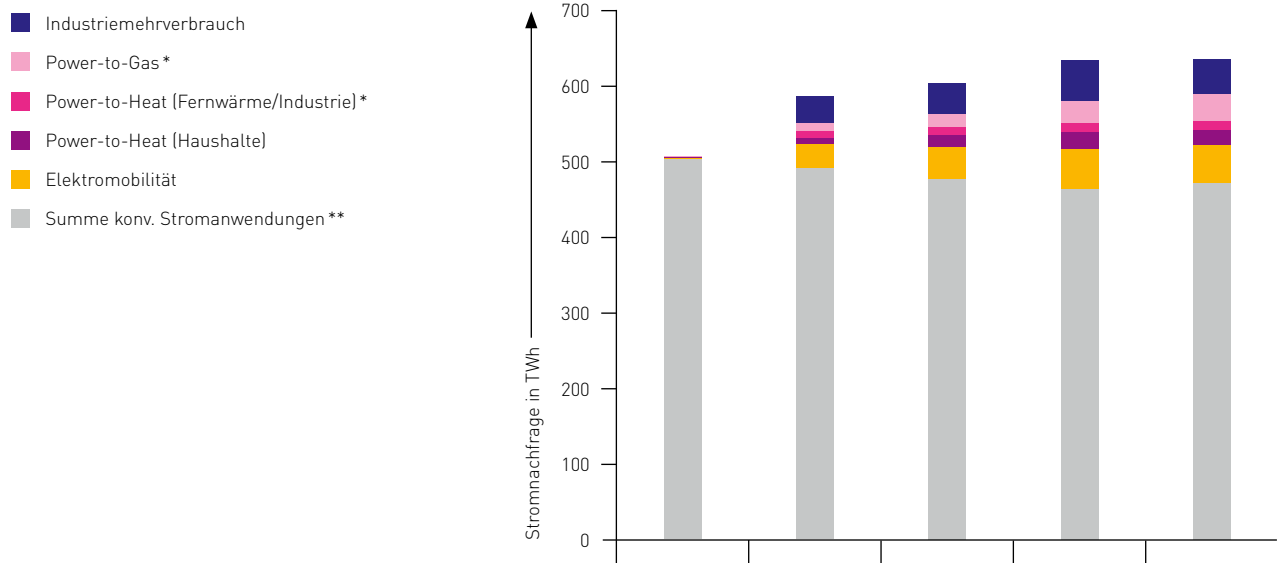
www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2035_Genehmigung.pdf

⁴ Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber:

www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf



Abbildung 5: Nettostromverbrauch nach Sektoren/Anwendungsbereichen



Nettostromverbrauch nach Sektoren [TWh]		2018	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Konventionelle Stromanwendungen	Verarbeitendes Gewerbe	503,5	217,2	211,8	205,7	210,1
	Haushalt		121,5	118,5	115,1	117,6
	GHD		130,4	127,1	123,5	126,1
	Verkehr (ohne Elektromobilität)		16,0	16,0	16,0	17,0
	Umwandlungssektor (Kohle, Erdgas, Öl)		5,4	4,1	4,1	1,4
Summe konv. Stromanwendungen**		503,5	490,5	477,5	464,4	472,2
Sektorenkopplung/ Elektrifizierung	Industriemehrverbrauch	0,0	34,8	40,2	53,8	46,1
	Elektromobilität	0,3	31,7	41,4	51,8	49,2
	Power-to-Heat (Haushalte)	2,5	9,6	16,0	22,4	20,8
	Power-to-Heat (Fernwärme/Industrie)*	0,3	8,3	10,1	12,5	11,1
	Power-to-Gas*	0,3	11,4	18,3	29,0	35,6
	DSM	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe neue Stromanwendungen**		3,4	95,7	125,9	169,4	162,6
Nettostromverbrauch**		506,9	586,2	603,4	633,8	634,8
Netzverluste im Verteilnetz		17,4	17,4	17,4	17,4	17,4
Nettostromverbrauch zzgl. Verteilnetzverluste**		524,3	603,6	620,8	651,2	652,2

* Die Angaben zum Stromverbrauch im Bereich Sektorenkopplung stellen hier bereits Ergebnisse aus der Strommarktmodellierung dar und können daher geringfügig von den Werten im Genehmigungsdokument abweichen.

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Bundesnetzagentur

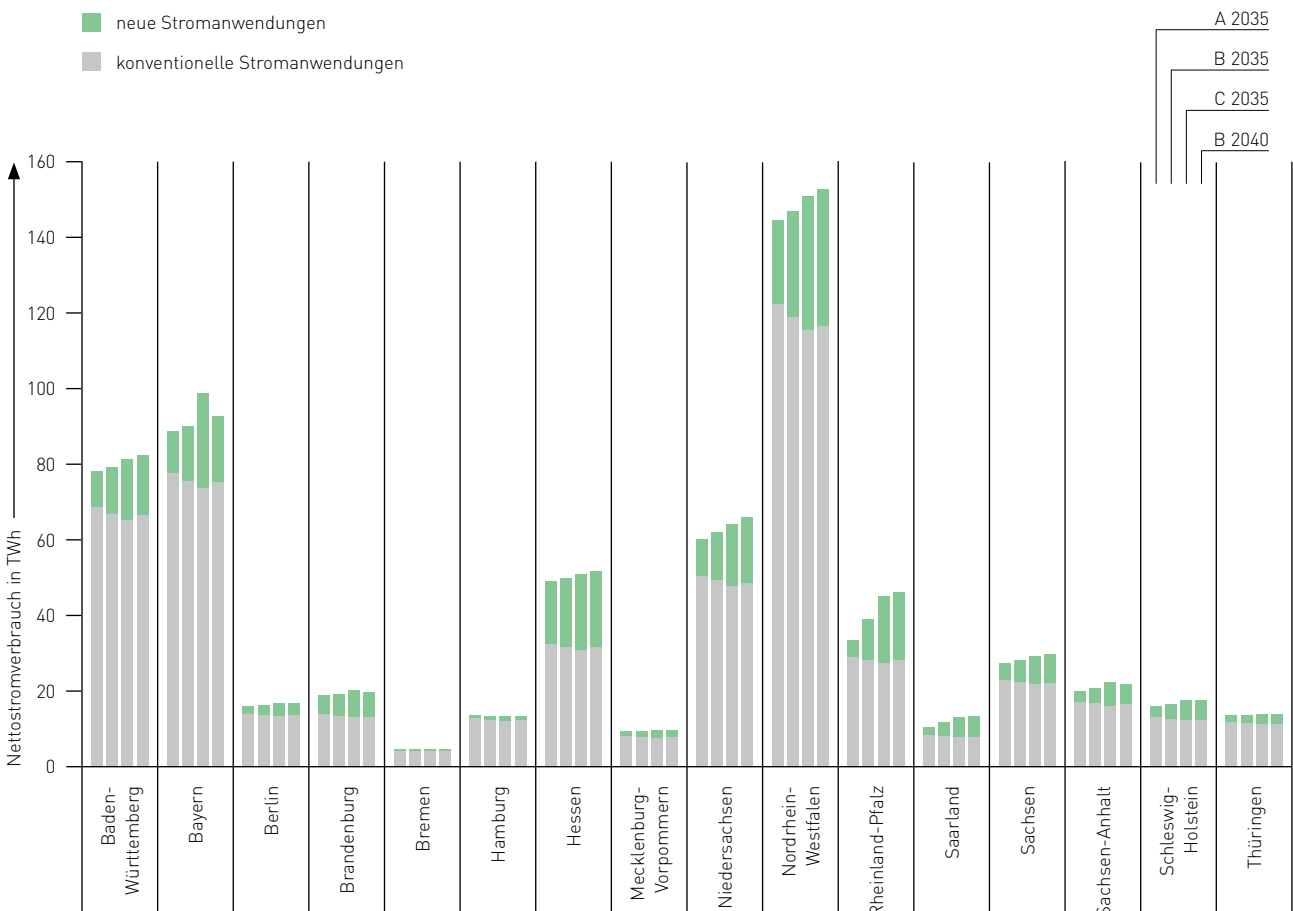


In allen Szenarien steigt der Nettostromverbrauch gegenüber der Referenz 2018 deutlich an, wobei im Szenario B 2040 der Anstieg mit 128 TWh bzw. 25 % am höchsten ausfällt. Den größten Anteil am Anstieg haben der Mehrverbrauch der Industrie sowie die Auswirkungen der Elektromobilität auf den Stromsektor. Der industrielle Mehrverbrauch beinhaltet konkret bekannte Projekte aus Industrie und Gewerbe, die in erster Linie der Dekarbonisierung und Digitalisierung dienen (z. B. Rechenzentren, Projekte zur CO₂-freien Stahlerzeugung oder zur strombasierten Wärmeerzeugung für chemische Prozesse). Effizienzsteigerungen im Bereich der konventionellen Stromanwendungen sind ebenso enthalten und betragen bis zu 39 TWh (Szenario C 2035).

Ein Blick auf den regional aufgeschlüsselten Stromverbrauch je Bundesland zeigt, dass in nahezu allen Bundesländern der Stromverbrauch ausgehend vom Jahr 2016 bis zum Jahr 2040 ansteigt. Der zusätzliche Stromverbrauch im Zusammenhang mit den neuen Stromanwendungen fällt in fast allen Bundesländern größer aus als die Reduktion des Stromverbrauchs durch Effizienzsteigerungen im Bereich der konventionellen Stromanwendungen. Bevölkerungreiche und industriell geprägte Bundesländer verzeichnen den größten Anstieg, da die Durchdringung mit neuen Stromanwendungen (Elektromobilität, Wärmepumpen, Industriemehrverbrauch, Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen) hauptsächlich diesen Treibern folgt. Hier sind im Speziellen die Bundesländer Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Hessen, Bayern und Baden-Württemberg aufzuführen. Im Gegensatz dazu fällt der Anstieg des Stromverbrauchs in bevölkerungsarmen und überwiegend ländlich geprägten Bundesländern eher gering aus. Der Haupttreiber dieser Entwicklung ist die durch den demografischen Wandel geprägte Bevölkerungsentwicklung, welche einen wesentlichen Indikator für den Bedarf nach elektrischer Energie darstellt.

Die Abbildung 6 stellt den regionalen Nettostromverbrauch aufgeteilt nach konventionellen und neuen Stromanwendungen je Bundesland dar. In Abbildung 7 ist der Stromverbrauch der neuen Stromanwendungen noch einmal detailliert aufgeschlüsselt.

Abbildung 6: Nettostromverbrauch je Bundesland und Szenario



Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



2.3.1 Regionale Verteilung und zeitlicher Verlauf des Stromverbrauchs

Nachfolgend wird die regionale Verteilung und die Einsatzlogik der jeweiligen Stromanwendungen kurz erläutert. Dabei wird zunächst auf die Entwicklungen im Bereich der konventionellen Stromanwendungen eingegangen. Anschließend werden die neuen Stromanwendungen des Industriemehrverbrauchs sowie Elektromobilität, Power-to-Heat, Power-to-Gas und DSM separat beschrieben.

Konventionelle Stromanwendungen

Zur Berechnung und Darstellung der räumlichen Verteilung des Stromverbrauchs wird im ersten Schritt der Nettostromverbrauch je Sektor des Jahres 2016 auf die einzelnen Bundesländer heruntergebrochen. Hierzu werden die veröffentlichten Energie- und CO₂-Bilanzen der Bundesländer herangezogen, wodurch die räumliche Prognoseunsicherheit reduziert werden kann. Anschließend wird der bundeslandscharfe Nettostromverbrauch der einzelnen Sektoren den zugehörigen Landkreisen zugeordnet. Dies erfolgt in einem ersten Schritt anhand sektorenspezifischer Indikatoren wie Bevölkerung, Anzahl und Struktur der Haushalte, Wohngebäude- und Wohnungsbestand, Anzahl der Erwerbstätigen, Bruttowertschöpfung und durchschnittlicher Fahrleistung im Nahverkehr. In einem zweiten Schritt wird der Nettostromverbrauch je Sektor auf Landkreisebene anhand statistischer Kennzahlen bis zum Szenariozieljahr fortgeschrieben. Eine ausführliche Beschreibung der Methodik ist im Szenariorahmenentwurf der ÜNB⁵ zu finden.

Als Ausgangspunkt für die Zeitreihen des Stromverbrauchs werden zeitlich und räumlich aufgelöste Stromverbrauchsprofile genutzt, die den ÜNB im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung nach MaBiS⁶ durch die Netzbetreiber für die jeweiligen Versorgungsgebiete gemeldet werden. Dabei werden die historischen Werte des Jahres 2012 herangezogen, da dieses Jahr aufgrund seiner durchschnittlichen Wetterverhältnisse gut zur Netzentwicklungsplanung geeignet ist. Aufgrund der vergleichsweise geringen Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen im Jahr 2012 kann davon ausgegangen werden, dass die so ermittelten Lastprofile lediglich den Stromverbrauch konventioneller Stromanwendungen – d. h. den Verbrauch in den Sektoren Haushalte, GHD, Verkehr, verarbeitendes Gewerbe und Umwandlungsbereich – abbilden. Die szenario- und regionsspezifische stündliche Zeitreihe des konventionellen Stromverbrauchs ergibt sich aus der Skalierung der historischen Lastzeitreihen des Jahres 2012 mit der Veränderung des konventionellen Stromverbrauchs in dieser Region

Industriemehrverbrauch

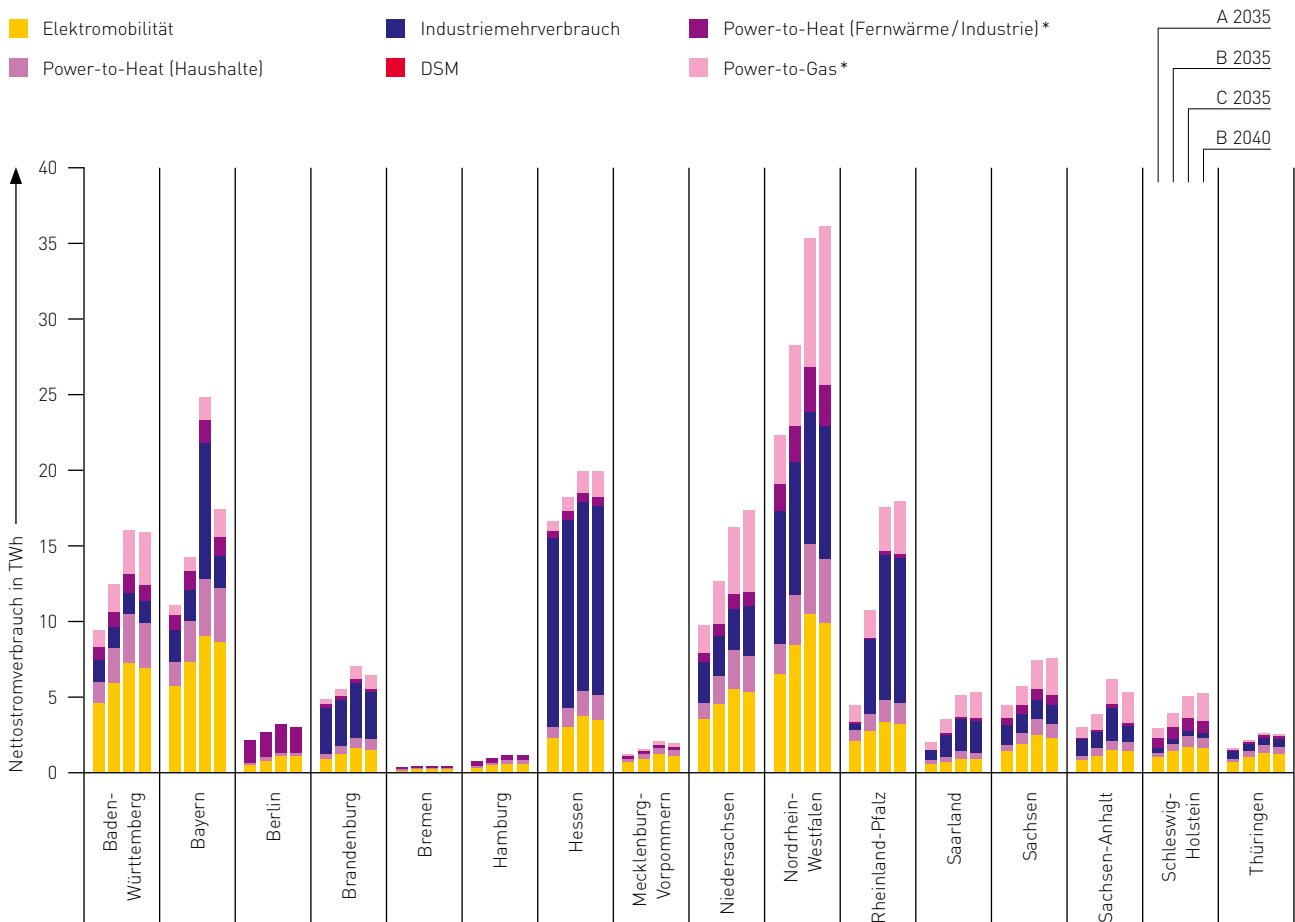
Die Berücksichtigung des industriellen Mehrverbrauchs durch in Planung befindliche Stromgroßverbraucher erfolgte bereits im Szenariorahmenentwurf der ÜNB. Zur Ermittlung des Bedarfs erfolgte eine Abfrage der ÜNB bei den ihnen jeweils direkt unterlagerten Verteilnetzbetreibern. Die BNetzA hat die Ergebnisse der Abfrage sowie die sich hierdurch ergebenden Strombedarfe genehmigt. Gleichzeitig hat sie angekündigt, zukünftig selbst eine Abfrage der Verteilnetzbetreiber hierzu durchzuführen. Im Ergebnis kann ein Stromverbrauch in Höhe von 35 bis 54 TWh für den industriellen Mehrbedarf verzeichnet werden. Die Ergebnisse der Abfrage können dabei in zwei Kategorien untergliedert werden: Projekte im Bereich GHD (insbesondere Rechenzentren) und Projekte im Industriebereich (Aluminium- und Stahlherstellung sowie chemische Industrie). In Abbildung 7 ist der zusätzliche Stromverbrauch nach Bundesland, Szenario und Verbrauchskategorie aufgeschlüsselt. Zur Lastprofilgenerierung werden sowohl historische als auch synthetische Standardlastprofile herangezogen.

⁵ Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (2021) – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber: www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf

⁶ „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom“



Abbildung 7: Neue Stromanwendungen nach Sektoren/Anwendungsbereichen je Bundesland und Szenario



*Diese Daten stellen bereits Ergebnisse aus der Strommarktmodellierung dar und können daher geringfügig von den Werten im Genehmigungsdokument abweichen.

Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Elektromobilität

Unter dem Begriff Elektromobilität werden im Rahmen des NEP 2035 (2021) batterieelektrisch betriebene PKW (E-PKW), Nutzfahrzeuge (E-Nutzfahrzeuge) und der elektrifizierte LKW-Verkehr (E-Schwerlast) zusammengefasst. Die Gesamtzahl der elektrisch betriebenen Fahrzeuge sowie Annahmen zu Verbrauch und Fahrleistung pro Fahrzeugkategorie entspricht den Angaben in der Genehmigung des Szenariorahmens, die in Tabelle 2 zusammengefasst sind.

Tabelle 2: Anzahl und Eigenschaften der Elektrofahrzeuge

	Verbrauch (kWh/100 km)	Jährliche Fahrleistung (km)	Anzahl in Mio.			
			A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
E-PKW	18	14.000	8,3	11,2	14,0	13,0
E-Nutzfahrzeuge	60	22.000	0,7	0,8	1,0	1,0
E-Schwerlast	120	100.000	0,08	0,08	0,1	0,1

Quelle: Bundesnetzagentur

Im Vergleich zum Szenariorahmenentwurf hat die BNetzA in ihrer Genehmigung den von den ÜNB aufgespannten Szenariotrichter hinsichtlich Anzahl an Fahrzeugen (alle Kategorien) und Stromverbrauch im Jahr 2035 verkleinert. In der Folge gibt es mehr E-Fahrzeuge im A-Szenario und weniger im C-Szenario. Auch für den Langfristausblick (B 2040) hat die BNetzA die Anzahl an Fahrzeugen (und den damit verbundenen Stromverbrauch) gegenüber dem Entwurf der ÜNB verringert. Die Annahmen zum spezifischen Verbrauch und der durchschnittlichen Fahrleistung liegen in der Folge leicht unterhalb derer des Szenariorahmenentwurfs.

Die regionale Verteilung der Fahrzeuge und der zeitliche Verlauf ihres Stromverbrauchs basieren auf einer gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft München entwickelten und im Szenariorahmenentwurf der ÜNB beschriebenen Methodik⁷. Abbildung 7 zeigt das Ergebnis der Regionalisierung auf Bundeslandebene für alle Szenarien. Dargestellt ist jeweils der summierte Stromverbrauch aus E-PKW, E-Nutzfahrzeugen und E-Schwerlast.

Bei zunehmender Durchdringung von Elektrofahrzeugen ist zu erwarten, dass ein intelligentes Lademanagement an Bedeutung gewinnen wird, insbesondere um eine übermäßige Belastung der Verteilnetze zu verhindern. Neben Elektrofahrzeugen werden insbesondere auch durch Haushaltswärmepumpen deutliche Steigerungen im Stromverbrauch von Haushalten erwartet. Beide Technologien besitzen jedoch auch ein Speicherpotenzial und können das Verteilnetz unter entsprechenden Rahmenbedingungen als Flexibilitäten entlasten. Im Abschnitt „Verteilnetzorientierte Lastgangerstellung“ wird darauf genauer eingegangen.

Power-to-Heat

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans erfolgt eine Differenzierung zwischen Power-to-Heat bei großtechnischen Wärmeprozessen wie der Fern- und Prozesswärmeerzeugung mittels Großwärmepumpen und Elektroheizern sowie der Heizwärmebereitstellung im Haushaltsbereich mittels Haushaltswärmepumpen. Tabelle 3 fasst die im Szenariorahmen festgelegte Anzahl bzw. elektrische Leistung der unterschiedlichen Technologien zusammen. Mit Ausnahme der Leistung von Großwärmepumpen und Elektrodenheizkesseln im Szenario C 2035 liegen die Werte dabei stets unter den im Szenariorahmenentwurf der ÜNB formulierten Annahmen. Die regionale Verortung des Stromverbrauchs sowie die Bestimmung des Einsatzes wurden anhand der im Szenariorahmenentwurf der ÜNB dargestellten Methodik sowie den Vorgaben der BNetzA im genehmigten Szenariorahmen umgesetzt und werden im Folgenden kurz erläutert.

Tabelle 3: Anzahl bzw. elektrische Leistung der Power-to-Heat-Anlagen

		A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Haushaltswärmepumpen	Anzahl [Mio.]	3,0	5,0	7,0	6,5
	Leistung [GW]	9,0	15,0	21,0	19,5
Großwärmepumpen	Leistung [GW]	3,0	4,0	5,0	4,5
Elektrodenheizkessel	Leistung [GW]	1,0	2,0	3,0	2,5

Quelle: Bundesnetzagentur

Die räumliche Verteilung von Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln berücksichtigt den vorhandenen Anlagenbestand, in Planung befindliche Projekte sowie den Wärmebedarf in Fernwärme- oder Industrienetzen. Für zukünftige Projekte wird angenommen, dass Großwärmepumpen aufgrund des geringeren Wärmeniveaus vor allem in der öffentlichen Fernwärmeversorgung eingesetzt werden, Elektroheizern dagegen insbesondere in Industrieanwendungen zum Einsatz kommen. Der Einsatz von Elektroheizern und Großwärmepumpen richtet sich neben der Wärmenachfrage insbesondere nach dem Strompreis. Während bei höheren Strompreisen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) zur Wärmebereitstellung genutzt werden, kommen die elektrischen Wärmeerzeuger vor allem bei niedrigen Strompreisen zum Einsatz. Aufgrund der höheren Effizienz von Großwärmepumpen kann ihr Betrieb im Vergleich zu Elektroheizern dabei bereits bei höheren Strompreisen wirtschaftlich sein. Die Bestimmung des Einsatzes von Großwärmepumpen und Elektrodenkesseln erfolgt im Rahmen der Strommarktsimulation (siehe dazu auch Kapitel 2.5 und 4.1).

⁷ Die dazugehörige Studie ist hier zu finden: Kurzstudie Elektromobilität: www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht.pdf



Haushaltswärmepumpen werden vor allem in Neubauten und sanierten Ein- oder Mehrfamilienhäusern zum Einsatz kommen, daher orientiert sich die regionale Verteilung am Gebäudebestand der Ein- oder Zweifamilienhäuser. Der Einsatz der Haushaltswärmepumpen hängt maßgeblich von der regionalen Lufttemperatur ab. Darüber hinaus wird in den Szenarien des NEP 2035 (2021) eine verteilnetzorientierte Betriebsweise von Haushaltswärmepumpen unterstellt, die im Abschnitt „Verteilnetzorientierte Lastgangerstellung“ genauer erläutert wird.

Power-to-Gas

Bei Power-to-Gas erfolgt eine differenzierte Betrachtung von Power-to-Wasserstoff (Elektrolyse) und Power-to-Methan (Elektrolyse und anschließende Methanisierung). Insbesondere für Power-to-Wasserstoff wird ein deutlicher Ausbau angenommen. Die nationale Wasserstoffstrategie definiert für letztere Technologie einen Ausbaupfad mit bis zu 5 GW bis 2030 und 10 GW installierter Leistung bis spätestens 2040. Mit einer Power-to-Gas-Leistung von 3,5 bis 8,5 GW in 2035 und 10,5 GW in 2040 (davon jeweils 0,5 GW Power-to-Methan) findet sich dieser Ausbaupfad auch in den Szenarien des NEP 2035 (2021) wieder.

Eine Verortung der Wasserstoffelektrolyseleistung erfolgt entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens zu ca. 2/3 im nördlichen Teil Deutschlands und zu ca. 1/3 im südlichen Teil. Mangels aktueller gesetzlicher bzw. regulatorischer Rahmenbedingungen stellt dies zum jetzigen Zeitpunkt nur eine Annahme dar. So wird vermieden, dass sich Power-to-Wasserstoff-Anlagen insbesondere bei einer ausschließlichen Verteilung anhand der Standorte der Hauptnachfrageindustrien auf nur wenige Landkreise mit Schwerpunkt im Süden und der Mitte Deutschlands konzentrieren. Der feste Anteil im Norden und die Nähe zu den dort befindlichen Schwerpunkten der Stromerzeugung aus Windenergie kann dazu beitragen, die Belastung des Übertragungsnetzes zu reduzieren.

Die konkrete Verteilung der Elektrolyseanlagen innerhalb der Bundesländer erfolgt anhand bekannter in Planung befindlicher Anlagen sowie in der Nähe von industriellen Verbrauchern. Im Norden erfolgt eine Verteilung auch an netzgünstige Standorte mit Nähe zum Gasnetz. Die Power-to-Wasserstoff-Anlagen werden so betrieben, dass sie vor allem in Stunden mit niedriger Residuallast (das heißt hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien und geringen Strompreisen) eingesetzt werden.

Die Regionalisierung von Power-to-Methan-Anlagen basiert auf der regionalen Verteilung des heutigen und zukünftigen Erdgasabsatzes sowie des CO₂-Potenzials durch Biomethananlagen in Deutschland. Hierdurch ergibt sich eine Verteilung über eine Vielzahl von Landkreisen, jedoch mit Schwerpunkt in Norddeutschland. Die Power-to-Methan-Anlagen werden so betrieben, dass sie vor allem in Zeiten hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingesetzt werden.

Demand Side Management – Nachfragesteuerung

Das sogenannte Lastmanagement (auch Demand Side Management, DSM) beschreibt die Veränderung des Nachfrageverhaltens von Stromkunden bzw. die Anpassung des Einsatzes der entsprechenden Stromanwendungen. Durch die konkrete Anwendung von Lastmanagement kann im Bereich der konventionellen Stromnachfrage eine zunehmende Flexibilisierung beobachtet werden – dennoch wird die Anwendung hinsichtlich der kategorialen Zuordnung zu den neuen Stromanwendungen gezählt. Angestoßen wird Lastmanagement u. a. durch zeitlich variable Tarife oder Anreizzahlungen, sodass der Stromkunde seine Bezugskosten reduzieren kann. Zudem kann Lastmanagement beim übergeordneten Einsatz im Stromversorgungssystem zur Vermeidung von Lastspitzen und zur Integration erneuerbarer Energien beitragen. Insgesamt kann durch Lastmanagement also eine Glättung der Residuallast (definiert als Stromverbrauch abzüglich der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien) erreicht werden.

Im NEP 2035 (2021) wird zwischen zwei Arten von Lastmanagement unterschieden: Lastabschaltung und Lastverschiebung.

- Unter Lastabschaltung versteht man die temporäre Reduktion der Stromnachfrage, ohne dass diese Nachfrage zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt wird. Lastabschaltung findet dann statt, wenn die Einsparungen durch die Abschaltung höher ausfallen als die Opportunitätskosten, die durch den Verzicht auf die Bereitstellung der entsprechenden Energiedienstleistung auftreten.
- Lastverschiebung entspricht der zeitlichen Verschiebung der Stromnachfrage z. B. in Stunden niedrigerer Großhandelsstrompreise. Lastverschiebung findet üblicherweise dann statt, wenn die potenzielle Kosteneinsparung durch die Preisdifferenz zwischen zwei Stunden die mit der Lastverschiebung einhergehenden Kosten (z. B. durch Komforteinbußen oder Zusatzausgaben) übersteigt.



Die Höhe der angenommenen Abschalt- und Verschiebepotenziale ist in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4: Angenommene Potenziale zur Abschaltung- und Verschiebung von Stromnachfrage

Werte in GW	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Lastabschaltung	1,8	2,3	3,6	3,2
Lastverschiebung	2,2	2,7	4,4	3,8
Lastmanagement in Industrie und GHD	4,0	5,0	8,0	7,0

Quelle: Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber

Die räumliche Verteilung von DSM erfolgt anhand des Stromverbrauchs in den Sektoren Industrie sowie GHD auf Ebene der Landkreise. Im Industriesektor wird der als flexibel angenommene Teil der Stromnachfrage im Zusammenhang mit der Produktion von Aluminium (Primäralu), Chlor (Membran und Quecksilber), Papier (Holzstoff und Sekundärfaser), Stahl (Lichtbogenofen) und Zement (Mühlen) als abschaltbares Lastpotenzial berücksichtigt. Im GHD-Sektor wird die Stromnachfrage von Klimatisierungsanwendungen sowie Nachtspeicher- und Direktheizungen als verschiebbares Lastpotenzial modelliert. Das Vorgehen entspricht damit der Methodik des NEP 2030 (2019).

Verteilnetzorientierte Lastgangerstellung

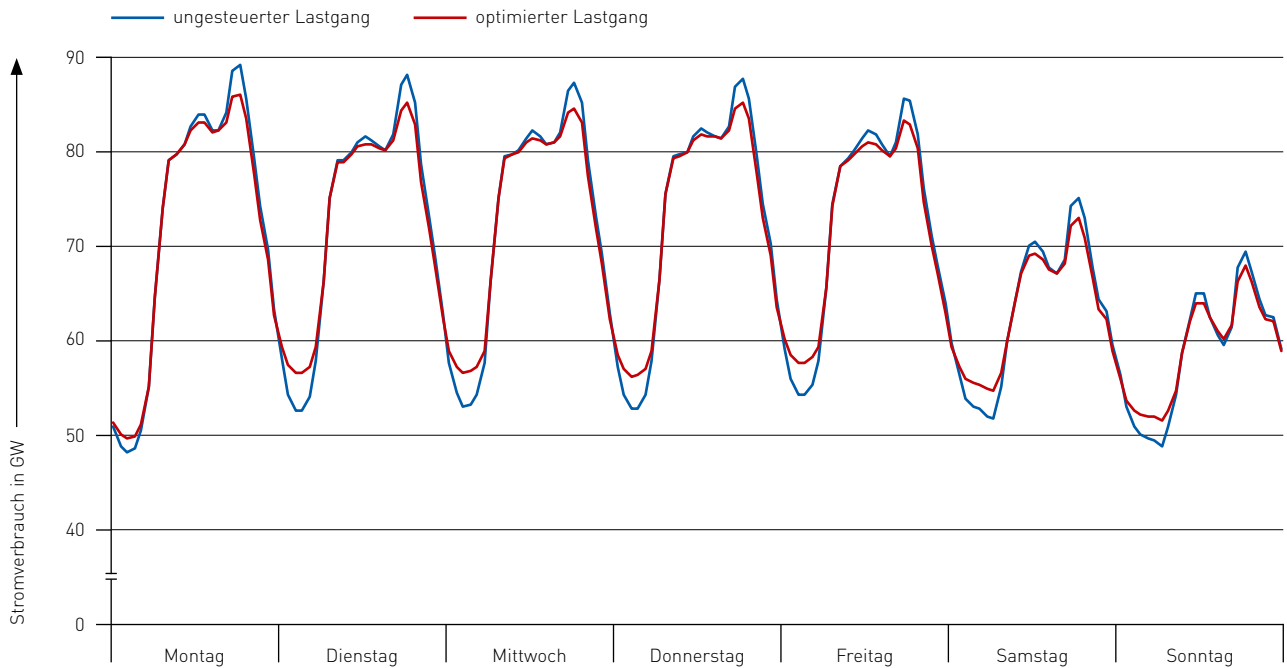
Insbesondere in der Elektromobilität und beim Einsatz von Haushaltswärmepumpen in Kombination mit Wärmespeicherung gibt es Flexibilitätspotenziale, die unbedingt zu berücksichtigen sind. Ein ungesteuerter Strombezug dieser Stromanwendungen zöge eine hochlaststeigernde Wirkung nach sich, beispielsweise wenn das Laden der E-PKW insbesondere in den Abendstunden erfolgen würde – eine Tageszeit, die bereits heute als Hochlastzeitfenster definiert ist. Auch eine flexible Nutzung der Stromanwendungen als Reaktion auf Preissignale des Strommarktes – beispielsweise in Zeiten sehr hoher Erzeugung aus erneuerbaren Energien – kann zu einer Zusatzbelastung des Stromnetzes und damit potenziell zu einem erhöhten Netzausbaubedarf führen.

Die ÜNB nutzen daher im Rahmen des NEP 2035 (2021) eine Methodik zur Lastgangerstellung, die die Flexibilität im Sinne einer (Verteil-)Netzorientierung nutzt. Da die Dimensionierung eines überwiegenden Teils der Niederspannungsnetze durch Lastspitzen bestimmt wird, bedeutet eine Netzorientierung methodisch eine Vergleichmäßigung des Lastgangs. Dieser besteht aus dem unflexiblen, konventionellen Stromverbrauch sowie dem flexiblen Stromverbrauch von Elektromobilität und Haushaltswärmepumpen. Die flexiblen Bestandteile (Wärmepumpen und Elektromobilität) werden dazu genutzt, Lastspitzen einzusenken und im Gegenzug Lastsenken zu erhöhen. Der Grad an Flexibilität durch Wärmepumpen und Elektromobilität und dadurch auch die Verteilnetzorientierung erhöht sich vom A- bis zum C-Szenario stetig.

In Abbildung 8 ist das Ergebnis des Verfahrens exemplarisch für eine Januarwoche des Szenarios B 2035 dargestellt. In der Grafik enthalten ist in blau der ungesteuerte Lastgang (ohne Flexibilität) und in rot der Lastgang unter Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Flexibilitätspotenziale in der Elektromobilität und bei Haushaltswärmepumpen. Gut zu erkennen ist die Verringerung der Last insbesondere in der Abend- und Mittagsspitze (bis zu 5 GW in B 2035). Der Lastverminderung zu den Hochlastzeitpunkten steht auf der anderen Seite eine Lasterhöhung in den Nachtstunden gegenüber.

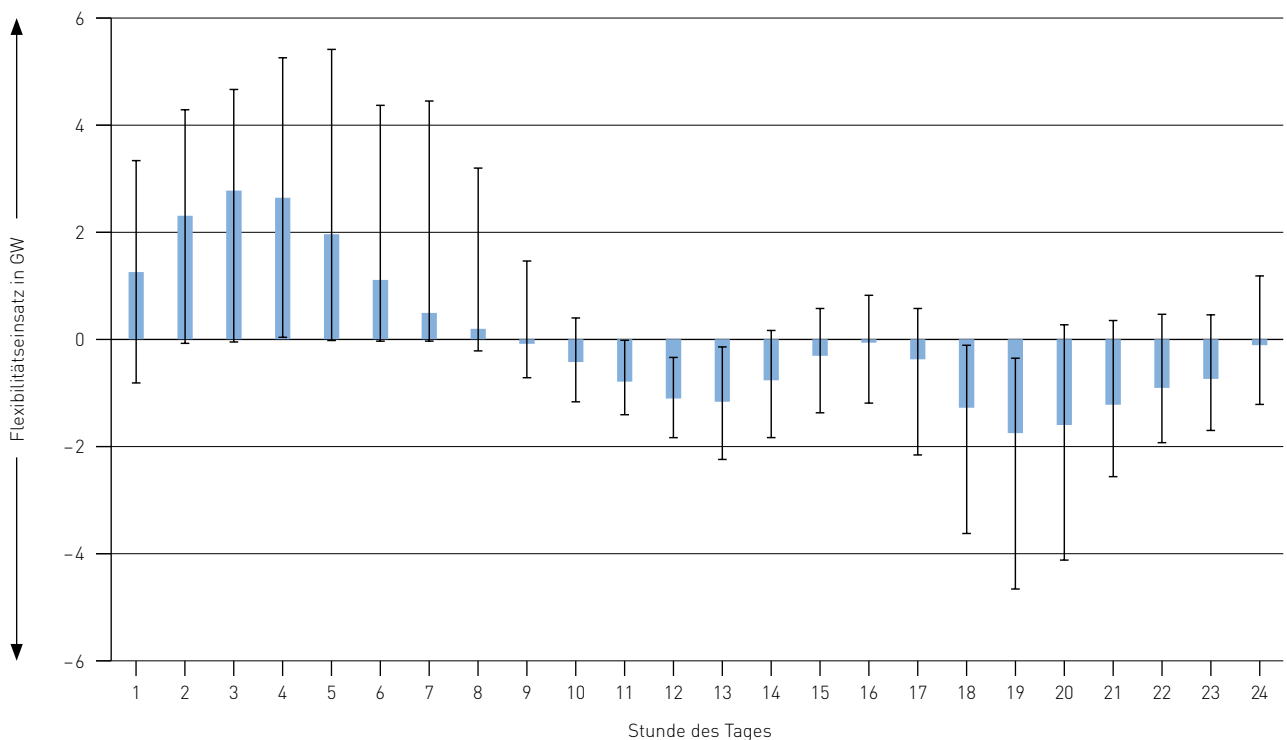


Abbildung 8: Methodik der verteilnetzorientierten Lastgangerstellung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 9: Mittlerer, minimaler und maximaler Flexibilitätseinsatz je Tagesstunde in Szenario B 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Abbildung 9 enthält für das Szenario B 2035 den stundenweise über alle 8.760 Stunden gemittelten Flexibilitätseinsatz durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Außerdem enthält die Grafik die stundenweisen Maxima und Minima. Gut zu erkennen ist die Verschiebung von Last in den Bereich zwischen 0 Uhr und 7 Uhr. Ebenfalls sehr deutlich zu erkennen ist die Lastreduktion zu Zeitpunkten, in denen die konventionellen Stromanwendungen typischerweise eher Lastspitzen ausweisen: zunächst die Mittagsspitze um 12 Uhr und dann die Abendspitze gegen 18 Uhr. In den Stunden 11, 12, 13, 18 und 19 findet an jedem Tag des Jahreslaufs die Ziehung von Flexibilitätsoptionen mit lastsenkender Wirkung statt.

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

Während die Standorte der konventionellen Kraftwerke und möglicher Ersatzbauten weitestgehend bekannt sind, bedarf es bei der regionalen Verteilung (Regionalisierung) der zukünftigen dezentralen Anlagenstandorte erneuerbarer Energien sowie der kleinen KWK-Anlagen eines detaillierten Prognosemodells. Konkret werden dazu im Szenariorahmen auf Basis der Regionalisierung, den zugrunde gelegten Wetterbedingungen und weiteren modelltechnischen Annahmen stündlich und regional aufgelöste Zeitreihen der Einspeisung der erneuerbaren Energien bestimmt. In Bezug auf die anzunehmenden Wetterbedingungen wird das Jahr 2012 insbesondere aufgrund des im Jahresvergleich durchschnittlichen Windertrags für die Untersuchungen im Rahmen des NEP weiterhin als gut geeignet angesehen.

Die Stromerzeugung von Laufwasser-, Windenergie- und PV-Anlagen ist stark dargebotsabhängig. Der Energieträger von Biomasse-Kraftwerken ist dagegen grundsätzlich speicherbar. Für die Analysen im NEP 2035 (2021) wird davon ausgegangen, dass die Stromerzeugung von Biomasse-Kraftwerken entsprechend der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt innerhalb eines Tages frei verschoben werden kann.

Methodik und Ergebnisse zur Regionalisierung

Die ÜNB haben gemeinsam mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. eine Methodik zur Regionalisierung von bundesweiten Ausbaupfaden für Onshore-Windenergieanlagen, PV-Anlagen, Biomasseanlagen und Anlagen zur Nutzung sonstiger erneuerbarer Energien entwickelt und angewandt. Die grundsätzliche Methodik kam bereits im Zuge des NEP 2030 (2019) zum Einsatz, wird jedoch laufend weiterentwickelt und an die aktuellen maßgeblichen Randbedingungen angepasst. Eine ausführliche Beschreibung der im Rahmen des NEP 2035 (2021) angewandten Methodik und zu den zugrunde gelegten Annahmen und Daten kann unter www.netzentwicklungsplan.de/Zww abgerufen werden. Ebenfalls dort zu finden sind detaillierte Ergebnisse der Regionalisierung sowie zahlreiche grafische Aufbereitungen.

Zur Regionalisierung wird zunächst für jedes Szenario eine Allokation der installierten Leistung auf Ebene der Bundesländer vorgenommen. Davon ausgehend wird innerhalb der Bundesländer ein anlagenscharfer Zubau modelliert. Dabei werden technologiespezifische Kriterien wie z. B. ausgewiesene und verfügbare Flächen für Windenergieanlagen oder geeignete Dach- und Freiflächen bei PV berücksichtigt. Neben den technologischen Faktoren führt die Szenarioklassifikation entlang der Dimension Netzorientierung ebenfalls zu einem variierenden Zubau von Anlagen, was sich beispielsweise in dem Verhältnis von Freiflächen- zu Dachflächen-PV widerspiegelt.

Wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen stellte auch in der Erstellung des NEP 2035 (2021) die regionale Verteilung der Onshore-Windenergieanlagen auf die einzelnen Bundesländer eine besondere Herausforderung dar. Die sogenannten Bundeslandmantelzahlen bilden grundsätzlich die Basis für die kleinräumige Verteilung der Windenergieanlagen. Die vorgelagerte Berechnung von Bundeslandmantelzahlen soll die Ausbauziele von Bund und Ländern sowie den unterschiedlichen Stand der Flächenausweisung für Windenergieanlagen in Einklang bringen. Zusätzlich werden in diesem Schritt auch regionale Informationen, z. B. die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden, berücksichtigt.

Die bestehende Methodik hierzu wurde an zwei Stellen modifiziert:

- Zur Bestimmung des Kurzfriststützpunktes je Bundesland, der den bereits heute absehbaren kurzfristigen Zubau der Windenergie repräsentiert, wird der jeweilige Anlagenbestand zum 31.12.2018, sowie 90 % der nach Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 in den Ausschreibungsrunden 2017, 2018 und 2019 bezuschlagten Anlagenleistung berücksichtigt.
- Die von den Bundesländern an die ÜNB gemeldeten Ausbauziele stellen eine weitere Eingangsgröße für den Zubau von Windenergieanlagen in einem Bundesland dar. Diese werden in den einzelnen Szenarien jeweils unterschiedlich berücksichtigt.
 - Für das Szenario A 2035 erfolgt der Zubau von Onshore-Windenergieanlagen ohne Berücksichtigung der bundeslandspezifischen Ausbauziele ausschließlich nach bewertetem Restpotenzial⁸.

⁸ Das bewertete Restpotenzial ergibt sich aus einer Kategorisierung und Bewertung der noch potenziell erschließbaren Standorte eines Bundeslandes.

- In den Szenarien B 2035 und B 2040 stellen die von den Bundesländern an die Übertragungsnetzbetreiber gemeldeten Ausbauziele, analog zum NEP 2030 (2019), eine weiche Begrenzung für den Zubau von Windenergieanlagen in einem Bundesland dar. Wird ein Ausbauziel in einem Bundesland erreicht, wird das bewertete Restpotenzial in diesem Bundesland um 95 % abgewertet. Dadurch wird nach Erreichen eines Bundesland-Ausbauziels der Restzubau zwar vermehrt auf die übrigen Bundesländer verteilt, gleichzeitig kommt er in den betreffenden Bundesländern jedoch nicht vollständig zum Erliegen.
- Im Szenario C 2035 wird das Bundeslandziel für die nördlichen Bundesländer Schleswig-Holstein, Hamburg, Niedersachsen und Bremen als feste Obergrenze herangezogen. Für die übrigen Bundesländer werden die gemeldeten Ausbauziele wie in den B-Szenarien berücksichtigt.

Die Methodik wurde im Zuge des NEP 2035 (2021) also dahingehend geändert, dass erstmals eine unterschiedliche Verteilungslogik in den Szenarien angewendet wurde. Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Abbildung von Onshore-Windenergie folglich nicht nur in der Gesamtmenge der installierten Leistung, sondern auch in der Verteilung der Leistung auf die Bundesländer. Analog zur Ausrichtung der Szenarien entlang der Dimension Netzorientierung führt die gewählte Methodik dazu, dass der Anteil der Windenergieanlagen im Süden im Szenario A 2035 am niedrigsten und im Szenario C 2035 am höchsten ist.

Für die kleinräumige Verteilung der Anlagen wird für alle Szenarien weiterhin grundsätzlich die gleiche Systematik angewandt. Dabei werden bereits heute ausgewiesene Flächen für Onshore-Windenergie prioritär erschlossen. Wird die Bundeslandmantelzahl bei Ausnutzung der ausgewiesenen Flächen noch nicht erreicht, werden darüber hinaus weitere Flächen erschlossen, die jeweils in verschiedene Restriktionsklassen eingeordnet werden.

Photovoltaikanlagen auf Gebäuden haben im Bestand einen Schwerpunkt in Süddeutschland. Die angenommene zukünftige Verteilung der Leistungen korreliert hingegen deutlich mit der regionalen Verteilung der Dachflächen in Deutschland. Freiflächenanlagen haben Schwerpunkte im Osten und Südosten Deutschlands. Das Verhältnis des Zubaus zwischen Freiflächen- und Aufdachanlagen variiert zwischen den Szenarien, mit einem höheren Anteil an (dezentralen) Aufdachanlagen im C-Szenario. Hierdurch korrelieren die regional installierten Leistungen nicht zwangsläufig mit den deutschlandweit angenommenen Leistungen. Im Szenario C 2035, welches ein eher dezentrales Erzeugungsszenario darstellt, ist der angenommene jährliche Zubau an Freiflächen-PV in Deutschland am geringsten.

Eine detaillierte Beschreibung der Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Offshore-Windenergieanlagen erfolgt in Kapitel 3. Die zukünftige regionale Verteilung von Biomasse-, Laufwasser- und sonstiger EE-Stromerzeugungsanlagen orientiert sich an der heutigen Verteilung. Die Ergebnisse der Regionalisierung auf Bundeslandebene sind in den Abbildungen 10 bis 13 dargestellt.

Eigenverbrauchsoptimierung von Haushalten

Haushalte mit PV-Anlagen können mithilfe eines Batteriespeichers einen größeren Anteil ihrer PV-Stromerzeugung zur Deckung des eigenen Strombedarfs nutzen und so den Strombezug aus dem Netz situationsabhängig verringern. Es wird dabei angenommen, dass der Einsatz der Speicher allein aus Sicht der Kostenersparnis der Haushalte erfolgt. Die regionale Verteilung des gekoppelten Einsatzes von PV-Anlagen und Heimspeichern zur Eigenverbrauchsoptimierung ergibt sich unmittelbar aus den Standorten der PV-Aufdachanlagen sowie der daraus abgeleiteten Regionalisierung der Kleinspeicher. Die deutschlandweit installierte Menge an Kleinspeichern wurde entsprechend des genehmigten Szenariorahmens berücksichtigt und liegt aufgrund der progressiveren Ausbauziele für die Photovoltaik und einer unterstellten Kostendegression für Batteriespeicher insgesamt auf einem höheren Niveau als im NEP 2030 (2019).

Spitzenkappung

Spitzenkappung beschreibt die Einkürzung von Einspeisespitzen der Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen in der Netzplanung, um Netzausbau für selten auftretende Einspeisespitzen zu vermeiden. Spitzenkappung ist somit ein Instrument der Netzplanung. Hiervon abzugrenzen ist die Einsenkung von überschüssiger EE-Stromerzeugung im Rahmen der Marktsimulation. Diese ist Folge eines Überangebots an Leistung im Strommarkt und hat, unabhängig vom Netz und zusätzlich zur Spitzenkappung, eine Reduzierung der Einspeiseleistung zur Folge. Hiervon ferner abzugrenzen ist das Einspeisemanagement, welches im Netzbetrieb die situationsabhängige, gezielte Einsenkung der EE-Einspeisung zur Behebung von Netzengpässen und zur Gewährleistung der Systemstabilität darstellt.



Die gesetzliche Einführung der Spitzenkappung erfolgte im Rahmen des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes im Jahr 2016. Demnach erhalten VNB gemäß § 11 Abs. 2 EnWG die Möglichkeit, Spitzenkappung in der Netzplanung zu berücksichtigen, um damit das Netz auf ein zur Gewährleistung des energiewirtschaftlichen Zwecks nach § 1 Abs. 1 EnWG i. V. m. § 1 EEG volkswirtschaftlich sinnvolles Maß zu dimensionieren. Dem NEP liegt weiterhin eine flächendeckende Spitzenkappung nach der Systematik der Verteilernetzstudie⁹ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zugrunde. Die Methodik zur Berücksichtigung der Spitzenkappung entspricht dem Vorgehen in den NEP 2030 (2017/2019) und geht damit weiterhin über die Planungen der VNB und die Regelungen nach § 11 Abs. 2 EnWG hinaus. Insgesamt werden an jeder Anlage – abhängig von der Struktur des jeweiligen Verteilernetzes – Spitzen im Umfang von bis zu 3 % der prognostizierten Jahreseinspeisemenge gekappt. Bei direkt am Höchstspannungsnetz angeschlossenen Anlagen erfolgt ebenso eine Spitzenkappung im Umfang von 3 %. Die Einspeisung in den einzelnen Stunden wird dabei höchstens bis auf 70 % der installierten Leistung eingesenkt.

Die Spitzenkappung wirkt sich in ähnlicher Weise aus wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen. Durch die Anwendung der Spitzenkappung wird in bis zu 3.500 Stunden des Jahres Onshore-Windenergie- und in bis zu 800 Stunden PV-Einspeisung reduziert. Überlagerungseffekte sind dabei in etwa 220 Stunden zu beobachten. Die in Summe abgeregelten Einspeisemengen steigen gegenüber dem NEP 2030 (2019) analog zur Summe der Einspeisung. Die eingesenkten Einspeisemengen sind in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Eingesenkte Einspeisemengen aus Onshore-Windenergie und Photovoltaik

Szenario	Eingesenkte Einspeisemenge Onshore-Windenergie (TWh)	Eingesenkte Einspeisemenge Photovoltaik (TWh)
A 2035	3,25	1,74
B 2035	3,55	1,75
C 2035	3,64	1,64
B 2040	3,61	1,85

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.5 Einsatzrestriktionen und Kostenparameter von konventionellen Kraftwerken

Mit der Änderung des Atomgesetzes vom 06.08.2011 und dem am 03.07.2020 verabschiedeten sogenannten Kohleausstiegsgesetz hat die Bundesregierung den Kernenergieausstieg bis Ende 2022 und den Kohleausstieg bis spätestens 2038 gesetzlich festgelegt. Diese politischen Weichenstellungen sowie der altersbedingte Rückbau von Kraftwerken führen in den Szenarien des NEP 2035 (2021) zu einem starken Rückgang der konventionellen Kraftwerkskapazität gegenüber heute. Mit 7,8 GW Braunkohlekraftwerken ist A 2035 das einzige Szenario, in dem noch Kohlekraftwerke berücksichtigt werden. Erdgas ist der einzige konventionelle Energieträger, bei dem ein Anstieg der installierten Leistung beobachtet werden kann. Dies liegt vor allem an der Annahme, dass kohlebasierte KWK-Anlagen in Zukunft durch erdgasbasierte Anlagen ersetzt werden sowie an dem angenommenen dynamischen Zubau von Kleinanlagen unter 10 MW. Insgesamt ist Erdgas damit bei weitem der bedeutendste konventionelle Energieträger in den abgebildeten Szenarien.

Einsatzrestriktionen von konventionellen Kraftwerken

Für die Einsatzbestimmung der konventionellen Kraftwerke im Rahmen der Marktsimulationen wird eine Vielzahl von Restriktionen berücksichtigt. Dabei handelt es sich beispielsweise um technische Mindestleistungen sowie Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten. Außerdem werden geplante und ungeplante Kraftwerksausfälle berücksichtigt. Diese werden mithilfe von Zufallsziehungen ermittelt, welche auf der in der Vergangenheit beobachteten durchschnittlichen Dauer und Häufigkeitsverteilung von Ausfällen je Kraftwerkstechnologie basieren.

⁹ Studie des BMWi: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, veröffentlicht September 2014: www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html

Neben der Stromerzeugung für die öffentliche Versorgung erfüllen viele der konventionellen Kraftwerke in Deutschland zusätzliche Versorgungsaufgaben. Diese umfassen beispielsweise die Bereitstellung von Wärme für den Fern- und Nahwärmebedarf sowie die Bereitstellung von Wärme und Strom für direkt zugeordnete Industrie-, Produktions- oder Kraftwerksprozesse. Mit diesen Versorgungsaufgaben sind weitere Einsatzrestriktionen verbunden. In den Szenarien des NEP 2035 (2021) wird dabei jedoch von einer deutlichen Flexibilisierung des Kraftwerkeinsatzes gegenüber heute ausgegangen. Diese ist notwendig, um die steigende Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien integrieren zu können. Einzige Ausnahme stellen die KWK-Kleinanlagen unter 10 MW dar, von denen nur ein geringer Teil Strompreissignale empfängt und bei denen daher von einem wärmebedarfsorientierten Betrieb ausgegangen wird.

Für Abfall- und Kuppelgaskraftwerke wird vorgegeben, wie viel des Brennstoffs innerhalb eines Tages verfeuert werden muss. Damit wird berücksichtigt, dass die Lagermöglichkeiten von Abfall und Kuppelgasen begrenzt sind. Die Aufteilung der Stromproduktion innerhalb eines Tages ist Ergebnis der Marktsimulation.

Für KWK-Anlagen wird ebenfalls ein im Vergleich zu heute deutlich strommarktorientierterer Betrieb angenommen. Statt für die Marktsimulationen einen Zwangseinsatz von KWK-Anlagen vorzugeben, wird daher ein Großteil der Einsatzentscheidung zwischen KWK- und Power-to-Heat-Anlagen in das Strommarktmodell integriert. Mithilfe eines von der Universität Duisburg-Essen entwickelten Wärmemodells wird auf Basis des Wetterjahres 2012 vorab lediglich berechnet, zu welchen Stunden an welchen Orten ein Wärmebedarf gegeben ist. Hierbei werden 28 detaillierte Fernwärmenetze mit jeweils einer spezifischen Wärmenachfrage modelliert. Kleinere Netze werden vereinfacht abgebildet. In Stunden mit entsprechendem Wärmebedarf können KWK-Anlagen aufgrund der gekoppelten Erzeugung Strom kostengünstiger bereitstellen als vergleichbare Nicht-KWK-Anlagen. In Stunden mit sehr hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien, kann die Wärmeerzeugung mit Power-to-Heat-Anlagen jedoch noch günstiger sein. Die Einsatzentscheidung zwischen KWK- und Power-to-Heat-Anlagen wird also erst in der Strommarktsimulation getroffen. Im folgenden Abschnitt werden die Entwicklung der jährlichen Wärmenachfrage und die Annahmen zu KWK-Ersatzneubauten genauer beschrieben.

Entwicklung der Wärmenachfrage und KWK-Ersatzneubauten

Bei der Bestimmung des Wärmebedarfs in den Szenarien werden gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens reduzierende Faktoren wie Verbraucherverdichtungen und Effizienzsteigerungen berücksichtigt. Darüber hinaus senken erneuerbare Wärmeerzeuger wie Solar- und Geothermie sowie Biomasseanlagen die Wärmenachfrage, die durch konventionelle Wärmeerzeuger und Power-to-Heat-Anwendungen gedeckt werden muss. Diese Wärmenachfrage ist im Szenario A 2035 am höchsten. Grund dafür ist eine vergleichsweise geringe Effizienzsteigerung und eine niedrigere Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien. Beide Aspekte erhöhen sich im Szenario B 2035 und haben ihre höchste Ausprägung im Szenario C 2035 sowie in ähnlichem Maße in Szenario B 2040. Insgesamt ist damit Wärmenachfrage, die durch konventionelle Wärmeerzeuger und Power-to-Heat-Anwendungen gedeckt werden muss, im Szenario C 2035 am geringsten. Die regionale Verteilung auf die einzelnen Wärmenetze basiert auf der von den ÜNB bei der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. im Rahmen des NEP 2030 (2019) beauftragten Kurzstudie zur zukünftigen Flexibilisierung der KWK. Die Kurzstudie kann unter www.netzentwicklungsplan.de/ZwU eingesehen werden.

Heute bestehende KWK-Anlagen, die aufgrund ihres Alters oder politischer Rahmenbedingungen in den Szenarien außer Betrieb gehen, werden standortgleich durch innovative KWK-Anlagen ersetzt. Um verschiedene mögliche Investitionsentscheidungen für diese KWK-Ersatzanlagen abzubilden, variiert die jeweilige Kraftwerkstechnologie zwischen den Szenarien. Die elektrische Leistung der Anlagen ist dabei jeweils durch die Genehmigung des Szenariorahmens vorgegeben.

Im Szenario A 2035 ist der Wärmebedarf vergleichsweise hoch, sodass angenommen wird, dass die Betreiber in Technologien investieren, bei denen der Schwerpunkt auf der Wärmebereitstellung liegt. Dementsprechend wird im Szenario A 2035 der KWK-Ersatz durch Blockheizkraftwerke mit einer Stromkennzahl von 0,5 abgebildet, d. h. die maximale Wärmeauskopplung ist doppelt so hoch wie die stromseitige Leistung. Im Szenariopfad B 2035/2040 werden die KWK-Ersatzanlagen dagegen mit einer Stromkennzahl von 0,8 modelliert, sodass bei gleicher Wärmeauskopplung eine höhere Stromproduktion möglich ist. Szenario C 2035 weist aufgrund des hohen Anteils erneuerbarer Energien im Wärmesektor mit weniger als 50 TWh jährlicher Wärmenachfrage die kleinste von konventionellen Wärmeerzeugern und Power-to-Heat-Anlagen zu deckende Wärmenachfrage auf. Entsprechend wird in diesem Szenario von einem Gas- und Dampfturbinen-Ersatz mit einer Stromkennzahl von 2 ausgegangen, sodass der Schwerpunkt der Anlagen deutlich auf der Stromproduktion liegt.



Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise

Zu den weiteren für die Strommarktsimulation erforderlichen energiewirtschaftlichen Rahmendaten zählen die Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen. Diese sind in der Genehmigung der BNetzA festgelegt und beruhen auf den im TYNDP 2020 veröffentlichten Werten.

Tabelle 6: Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen

	TYNDP Szenario „Distributed Energy“ 2030	Szenarien A / B / C 2035 TYNDP Szenario „Distributed Energy“ 2035 (interpoliert)	Szenario B 2040 TYNDP Szenario „Distributed Energy“ 2040
CO₂-Zertifikatspreise [€/t]	53,0	76,5	100,0
Rohöl [€/MWh]	73,8	76,9	79,9
Erdgas [€/MWh]	24,9	25,6	26,3
Steinkohle [€/MWh]	15,5	20,2	24,9
Braunkohle [€/MWh]	4,0	4,0	4,0
Kernenergie [€/MWh]	1,7	1,7	1,7

Quelle: Bundesnetzagentur, ENTSO-E

Vorgaben zur CO₂-Emissionsreduktion

Im Genehmigungsdokument der BNetzA wird für sämtliche Szenarien eine verbindliche Begrenzung der jährlichen CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks vorgegeben (siehe Tabelle 7). Die Begrenzung resultiert aus den im Klimaschutzplan 2050 verankerten, sektorspezifischen CO₂-Reduktionszielen der Bundesregierung.

Tabelle 7: Emissionsobergrenzen für die Modellierung

Szenario	Vorgabe des Szenariorahmens zur jährlichen Emissionsobergrenze für den deutschen Kraftwerkspark (Minderung ggü. 1990)
A 2035 / B 2035 / C 2035	120 Mio. t CO ₂ (- 73,5 %)
B 2040	60 Mio. t CO ₂ (- 86,8 %)

Quelle: Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber

Sollten die CO₂-Grenzwerte unter den im Szenariorahmen festgelegten Rahmenbedingungen nicht eingehalten werden, werden in der Genehmigung zwei Maßnahmen beschrieben. Einerseits kann durch eine Erhöhung des nationalen CO₂-Zertifikatspreises sichergestellt werden, dass die CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks den Grenzwert nicht überschreiten. Durch den Preisaufschlag wird die Stromerzeugung CO₂-intensiver Kraftwerke in Deutschland gesenkt und durch CO₂-ärmere Stromerzeugung in Deutschland oder durch ausländische Stromerzeugung ersetzt. Mit fortschreitendem Zeithorizont sind die Möglichkeiten eines Wechsels von mehr zu weniger CO₂-emittierenden Kraftwerken innerhalb Deutschlands jedoch begrenzt. Schließlich gibt es neben Erdgas kaum noch verbleibende fossile Brennstoffe in den Szenarien. Für das Szenario B 2040 wird daher zusätzlich in Betracht gezogen, dass Betreiber von Erdgaskraftwerken ihre CO₂-Emissionen durch Beimischung von biogenen Gasen oder grünem Wasserstoff reduzieren können. In welchem Umfang eine CO₂-Preiserhöhung oder eine Beimischung CO₂-freier Gase notwendig ist, wird in Kapitel 4 genauer erläutert.



Für die Energieträger werden im Zuge der nachfolgenden Marktsimulationen zunächst folgende spezifische Emissionsfaktoren nach Vorgabe der Genehmigung des Szenariorahmens angesetzt:

Tabelle 8: CO₂-Emissionsfaktoren nach Energieträgern

Energieträger	CO ₂ -Emissionsfaktor (t CO ₂ /MWh _{th})
Abfall*	0,165
Braunkohle	0,393
Erdgas	0,201
Kernenergie	0,000
Kuppelgas**	0,738
Mineralölprodukte	0,288
Ölschiefer	0,360
Steinkohle	0,335
Sonstige	0,268

* Annahme Abfall: 50 % biogener Anteil

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

Quelle: Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber

2.6 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten

Die folgenden Kartenabbildungen und Tabellen zeigen die Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten des Szenariorahmens je Bundesland und Szenario. Neben den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen sind auch die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte des unflexiblen Stromverbrauchs¹⁰ sowie die installierten Leistungen der flexiblen Bestandteile der Stromnachfrage (Power-to-Gas, Power-to-Heat, DSM) angegeben.

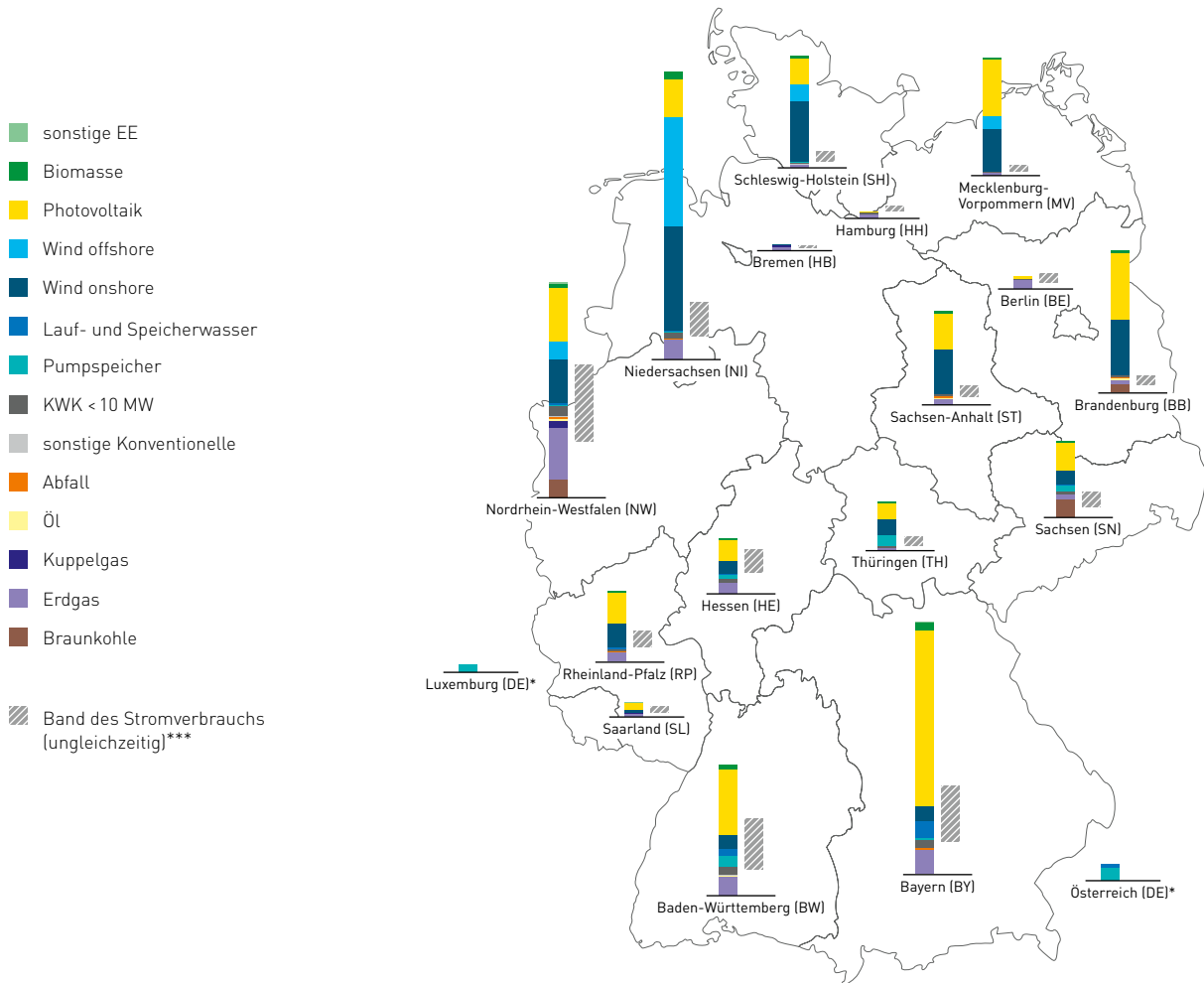
Da die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien im Zuge der Datenaufbereitung der elektrischen Netztopologie zugeordnet werden, beziehen sich die angegebenen Bundeslandwerte in den Abbildungen 10 bis 13 auf die elektrischen Standorte der jeweiligen Umspannwerke. Bei Betrachtung der geografischen Anlagenstandorte können sich leicht abweichende Werte je Bundesland ergeben.

Die Abbildungen 10 bis 13 verdeutlichen, dass unter den getroffenen Modellannahmen Windenergieanlagen weiterhin schwerpunktmäßig im Norden und Osten Deutschlands installiert sind. Aufgrund des gewählten Szenariodesigns ist jedoch auch eine deutliche Erhöhung der installierten Leistung von Windenergieanlagen im Süden von A 2035 nach C 2035 zu erkennen. Der Bestand an PV-Anlagen wird sich auf Basis der getroffenen Annahmen auch zukünftig auf den Süden Deutschlands konzentrieren. Die regionale Verteilung der weiteren erneuerbaren Energien (Biomasse, Wasserkraft, sonstige EE) und kleinen dezentralen KWK-Anlagen orientiert sich im Wesentlichen an den Standorten der heutigen Bestandsanlagen. Braunkohlekraftwerke (nur Szenario A 2035) stehen aufgrund von Standortrestriktionen (u. a. Tagebaue und Transportwege) sowie der heutigen Struktur des Kraftwerksparks im Westen und Osten Deutschlands, während sich Erdgaskraftwerke homogener über das Gebiet der Bundesrepublik verteilen. Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke speisen aufgrund der topologischen Voraussetzungen (u. a. ausreichender Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterbecken) im Süden und Südosten Deutschlands ein. Das Band des jeweiligen Stromverbrauchs zeigt auf, dass der Bezug elektrischer Energie im Jahresverlauf eine hohe Schwankungsbreite aufweist und hohe Lasten vor allem im Süden und Westen Deutschlands auftreten.

¹⁰ Stromverbrauch vor marktgetriebenem Einsatz von DSM und Power-to-X-Anwendungen. Es ist zu beachten, dass die Minima und Maxima je Bundesland nicht zwangsläufig zeitgleich in jedem Bundesland auftreten, somit kann insbesondere der Maximalwert für Deutschland nicht aus der Summe der Einzelwerte ermittelt werden.



Abbildung 10: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2035



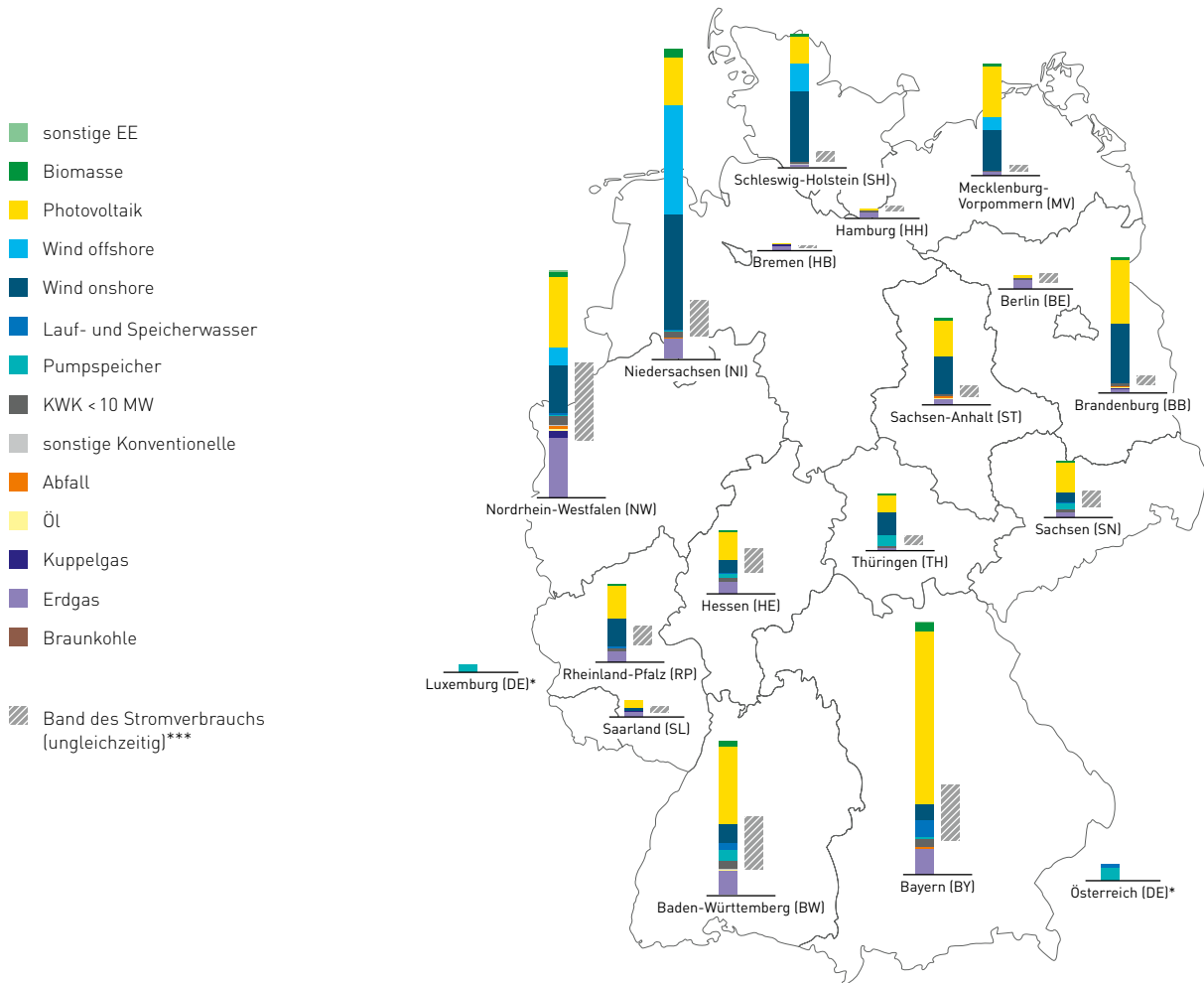
A 2035 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher	Lauf- und Speicher- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Band des Strom- verbrauchs (un- gleichzeitig)***	zusätzliche Verbraucher		
																DSM	PtH	PtG
BW	0,0	3,3	0,0	0,1	0,1	0,1	1,4	1,9	1,2	2,7	0,0	11,5	0,8	0,0	4,6 – 13,7	0,5	0,5	0,3
BY	0,0	4,4	0,0	0,0	0,2	0,0	1,3	0,5	2,9	2,8	0,0	31,2	1,3	0,1	5,8 – 15,7	0,5	0,5	0,2
BE	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,9 – 2,7	0,1	0,6	0,0
BB	1,5	0,6	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	9,9	0,0	11,8	0,4	0,0	1,3 – 2,9	0,1	0,1	0,1
HB	0,0	0,6	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,0
HH	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	1,0 – 2,1	0,1	0,1	0,0
HE	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,7	0,6	0,1	2,4	0,0	3,8	0,2	0,0	3,6 – 7,8	0,2	0,2	0,2
MV	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	7,6	2,4	9,9	0,3	0,0	0,6 – 1,7	0,0	0,1	0,1
NI	0,0	3,5	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,2	0,1	18,7	19,3	6,8	1,3	0,0	3,9 – 10,1	0,5	0,3	0,6
NW	3,1	9,1	1,4	0,2	0,5	0,1	1,7	0,3	0,2	7,8	3,3	9,5	0,7	0,3	9,9 – 23,5	1,1	0,8	0,9
RP	0,0	1,7	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	4,4	0,0	5,3	0,2	0,0	2,5 – 5,4	0,2	0,1	0,3
SL	0,0	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,5	0,0	1,2	0,0	0,1	0,6 – 1,8	0,1	0,0	0,2
SN	3,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,1	0,1	2,6	0,0	4,9	0,3	0,0	1,8 – 4,5	0,1	0,2	0,2
ST	0,0	0,9	0,0	0,2	0,2	0,0	0,4	0,1	0,0	8,0	0,0	6,4	0,4	0,0	1,3 – 3,3	0,1	0,1	0,2
SH	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	10,9	3,0	4,5	0,4	0,0	0,9 – 2,8	0,1	0,3	0,2
TH	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,9	0,0	3,0	0,0	2,7	0,2	0,0	0,8 – 2,4	0,1	0,1	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	7,8	30,5	1,8	0,8	1,7	0,3	9,2	10,2	5,6	81,5	28,0	110,2	6,8	0,5	42,5 – 103,4	4,0	4,0	3,5

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band des Stromverbrauchs umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und Netzverluste im Verteilnetz. Die Netzverluste im Übertragungsnetz können nicht eindeutig den Bundesländern zugeordnet werden und sind daher nur in der Summe enthalten.

Abbildung 11: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2035



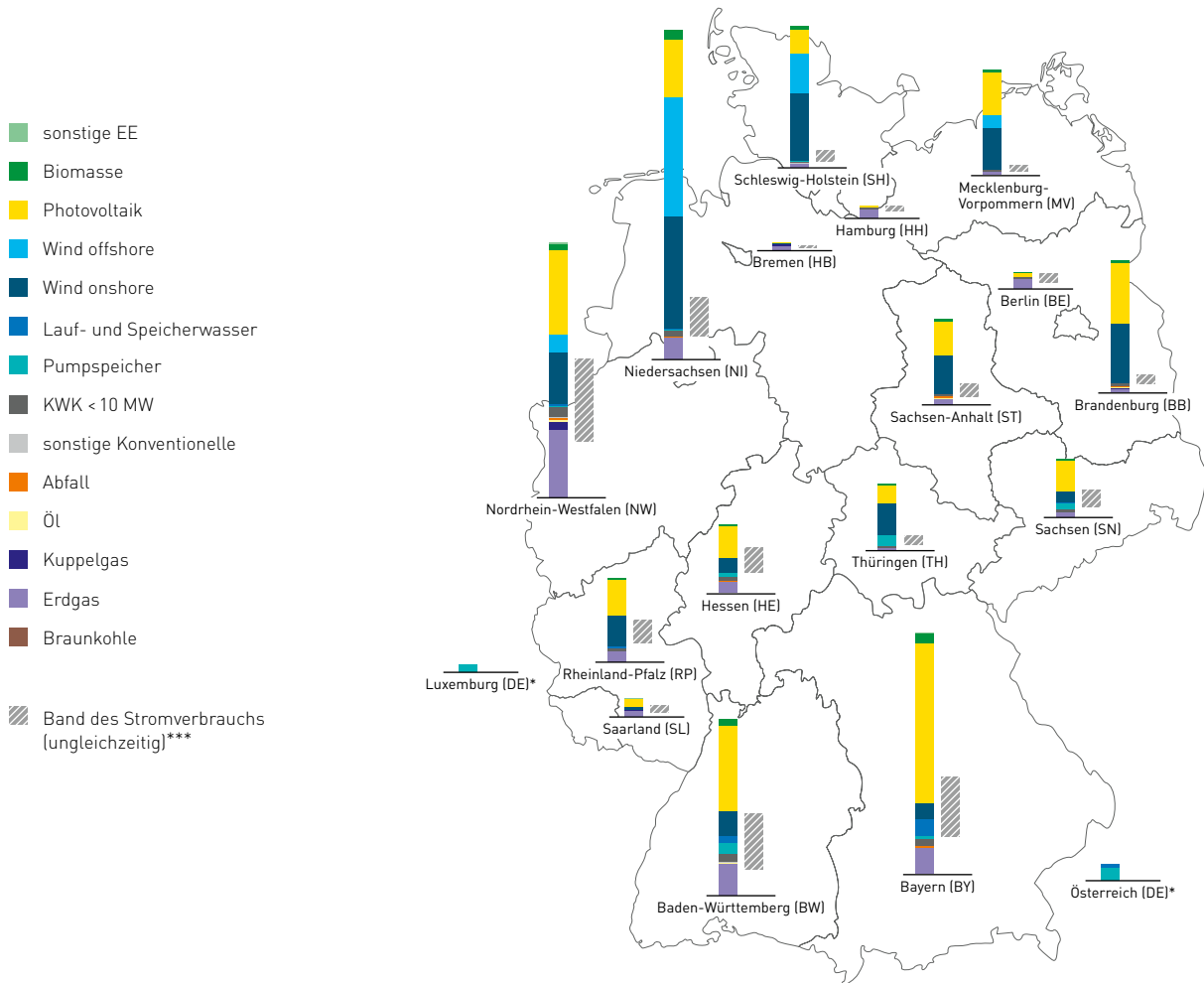
B 2035 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher	Lauf- und Speicher- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Band des Strom- verbrauchs (un- gleichzeitig)***	zusätzliche Verbraucher		
																DSM	PtH	PtG
BW	0,0	4,4	0,0	0,1	0,1	0,1	1,4	1,9	1,2	3,5	0,0	13,7	0,9	0,0	4,6 – 14,0	0,6	0,6	0,5
BY	0,0	4,6	0,0	0,0	0,2	0,0	1,3	0,5	2,9	2,9	0,0	30,7	1,5	0,1	5,9 – 15,8	0,7	0,7	0,3
BE	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	1,0 – 2,7	0,1	0,8	0,0
BB	0,0	0,6	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	10,7	0,0	11,4	0,4	0,0	1,4 – 3,0	0,2	0,2	0,2
HB	0,0	0,7	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,0
HH	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0	0,0	1,0 – 2,1	0,2	0,1	0,0
HE	0,0	2,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,7	0,6	0,1	2,5	0,0	4,8	0,3	0,0	3,6 – 7,9	0,3	0,3	0,3
MV	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	7,2	2,4	9,0	0,4	0,0	0,6 – 1,7	0,0	0,1	0,1
NI	0,0	3,7	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,2	0,1	20,6	19,3	8,6	1,5	0,0	3,9 – 10,4	0,6	0,6	0,9
NW	0,0	10,5	1,4	0,2	0,5	0,1	1,7	0,3	0,2	8,5	3,3	12,4	0,8	0,3	10,0 – 23,8	1,4	1,4	1,5
RP	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	5,0	0,0	5,9	0,2	0,0	2,9 – 6,3	0,3	0,2	0,5
SL	0,0	0,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,5	0,0	1,3	0,0	0,0	0,7 – 1,9	0,1	0,1	0,3
SN	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,1	0,1	1,9	0,0	5,3	0,3	0,0	1,8 – 4,7	0,2	0,3	0,4
ST	0,0	0,9	0,0	0,2	0,2	0,0	0,4	0,1	0,0	6,7	0,0	6,3	0,5	0,0	1,3 – 3,4	0,2	0,1	0,3
SH	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	12,5	5,0	4,6	0,5	0,0	1,0 – 2,8	0,2	0,4	0,3
TH	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,9	0,0	4,2	0,0	2,9	0,2	0,0	0,9 – 2,5	0,1	0,1	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	0,0	34,8	1,8	0,8	1,7	0,3	9,2	10,2	5,6	86,8	30,0	117,8	7,5	0,5	44,0 – 106,0	5,0	6,0	5,5

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band des Stromverbrauchs umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und Netzverluste im Verteilnetz. Die Netzverluste im Übertragungsnetz können nicht eindeutig den Bundesländern zugeordnet werden und sind daher nur in der Summe enthalten.

Abbildung 12: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2035



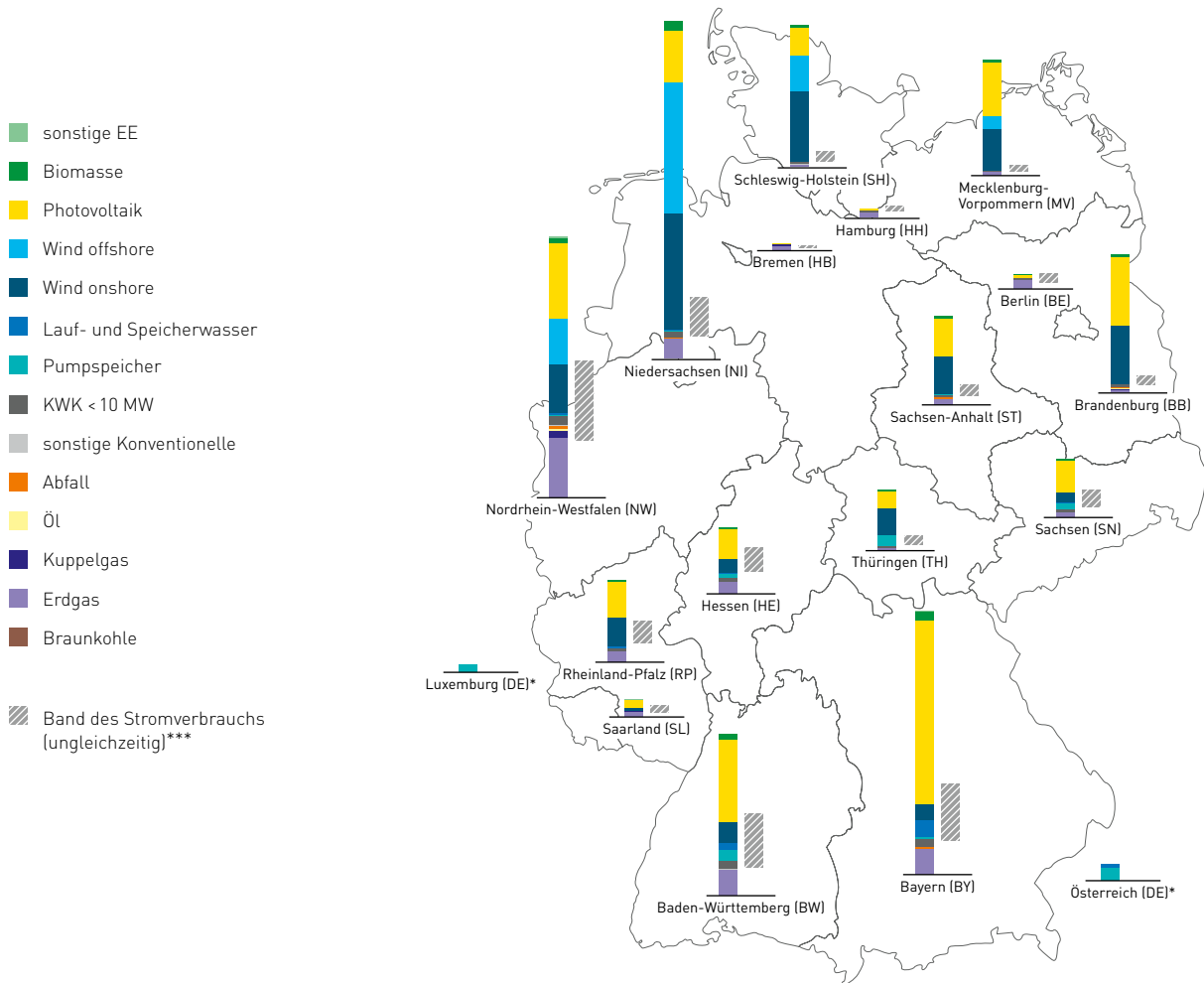
C 2035 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher	Lauf- und Speicher- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Band des Strom- verbrauchs (un- gleichzeitig)***	zusätzliche Verbraucher		
																DSM	PtH	PtG
BW	0,0	5,6	0,0	0,1	0,1	0,1	1,4	1,9	1,2	4,5	0,0	15,2	1,1	0,0	4,6 – 14,5	0,7	0,2	0,8
BY	0,0	4,7	0,0	0,0	0,2	0,0	1,3	0,5	2,9	3,0	0,0	28,4	1,7	0,1	6,5 – 17,2	0,7	0,3	1,0
BE	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	1,0 – 2,7	0,2	0,0	1,0
BB	0,0	0,6	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	10,8	0,0	10,7	0,5	0,0	1,4 – 3,1	0,1	0,2	0,3
HB	0,0	0,8	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,1
HH	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	1,0 – 2,1	0,2	0,1	0,1
HE	0,0	2,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,7	0,6	0,1	2,7	0,0	5,6	0,3	0,0	3,6 – 8,1	0,3	0,1	0,4
MV	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	7,4	2,4	7,6	0,4	0,0	0,6 – 1,8	0,0	0,0	0,2
NI	0,0	3,9	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,2	0,1	20,0	21,3	10,1	1,7	0,0	4,0 – 11,0	0,4	0,6	1,0
NW	0,0	12,0	1,4	0,2	0,5	0,1	1,7	0,3	0,2	9,3	3,3	15,0	0,9	0,3	9,9 – 24,7	1,0	1,2	1,9
RP	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	5,7	0,0	6,2	0,2	0,0	3,3 – 7,4	0,2	0,2	0,3
SL	0,0	1,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,5	0,0	1,4	0,0	0,1	0,7 – 2,1	0,1	0,1	0,1
SN	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,1	0,1	2,0	0,0	5,5	0,3	0,0	1,8 – 4,9	0,1	0,1	0,4
ST	0,0	0,9	0,0	0,2	0,2	0,0	0,4	0,1	0,0	6,9	0,0	5,9	0,5	0,0	1,4 – 3,7	0,1	0,2	0,3
SH	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	12,1	7,0	4,3	0,6	0,0	1,0 – 3,0	0,2	0,1	0,5
TH	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,9	0,0	5,8	0,0	3,0	0,3	0,0	0,9 – 2,6	0,1	0,1	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	0,0	39,2	1,8	0,8	1,7	0,3	9,2	10,2	5,6	90,9	34,0	120,1	8,7	0,5	45,2 – 112,2	4,4	3,6	8,5

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band des Stromverbrauchs umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und Netzverluste im Verteilnetz. Die Netzverluste im Übertragungsnetz können nicht eindeutig den Bundesländern zugeordnet werden und sind daher nur in der Summe enthalten.

Abbildung 13: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2040



B 2040 (Angaben in GW)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher	Lauf- und Speicher- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Band des Strom- verbrauchs (un- gleichzeitig)***	zusätzliche Verbraucher		
																DSM	PtH	PtG
BW	0,0	4,5	0,0	0,0	0,1	0,1	1,4	1,9	1,2	3,8	0,0	14,6	1,0	0,0	4,8 – 14,4	0,8	0,7	1,0
BY	0,0	4,6	0,0	0,0	0,2	0,0	1,3	0,5	2,9	2,9	0,0	32,7	1,6	0,1	6,0 – 16,1	0,9	0,9	0,5
BE	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,1	0,0	1,0 – 2,7	0,1	0,9	0,0
BB	0,0	0,4	0,1	0,3	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	10,7	0,0	12,0	0,4	0,0	1,4 – 3,0	0,2	0,2	0,3
HB	0,0	0,7	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3 – 0,8	0,0	0,0	0,0
HH	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	1,0 – 2,1	0,2	0,1	0,0
HE	0,0	2,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,7	0,6	0,1	2,6	0,0	5,2	0,3	0,0	3,7 – 8,1	0,4	0,3	0,5
MV	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	7,3	2,4	9,6	0,4	0,0	0,6 – 1,7	0,1	0,1	0,1
NI	0,0	3,7	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,2	0,1	20,8	23,3	9,2	1,6	0,0	4,0 – 10,9	0,9	0,7	1,6
NW	0,0	10,5	1,4	0,2	0,5	0,1	1,7	0,3	0,2	8,8	8,0	13,4	0,9	0,3	10,1 – 24,3	2,0	1,6	3,0
RP	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,3	5,2	0,0	6,4	0,2	0,0	3,3 – 7,3	0,4	0,2	1,0
SL	0,0	0,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,5	0,0	1,4	0,0	0,1	0,7 – 2,1	0,1	0,1	0,5
SN	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,1	0,1	1,9	0,0	5,6	0,3	0,0	1,8 – 4,8	0,2	0,4	0,7
ST	0,0	0,9	0,0	0,1	0,2	0,0	0,4	0,1	0,0	6,8	0,0	6,7	0,5	0,0	1,4 – 3,5	0,2	0,2	0,6
SH	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	12,5	6,3	4,9	0,5	0,0	1,0 – 2,9	0,2	0,4	0,5
TH	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	1,9	0,0	4,8	0,0	3,1	0,3	0,0	0,9 – 2,6	0,1	0,1	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	0,0	34,7	1,8	0,6	1,7	0,3	9,4	10,2	5,6	88,8	40,0	125,8	8,2	0,5	44,8 – 109,2	7,0	7,0	10,5

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Das Band des Stromverbrauchs umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und Netzverluste im Verteilnetz. Die Netzverluste im Übertragungsnetz können nicht eindeutig den Bundesländern zugeordnet werden und sind daher nur in der Summe enthalten.

2.7 Nachbildung des Auslands

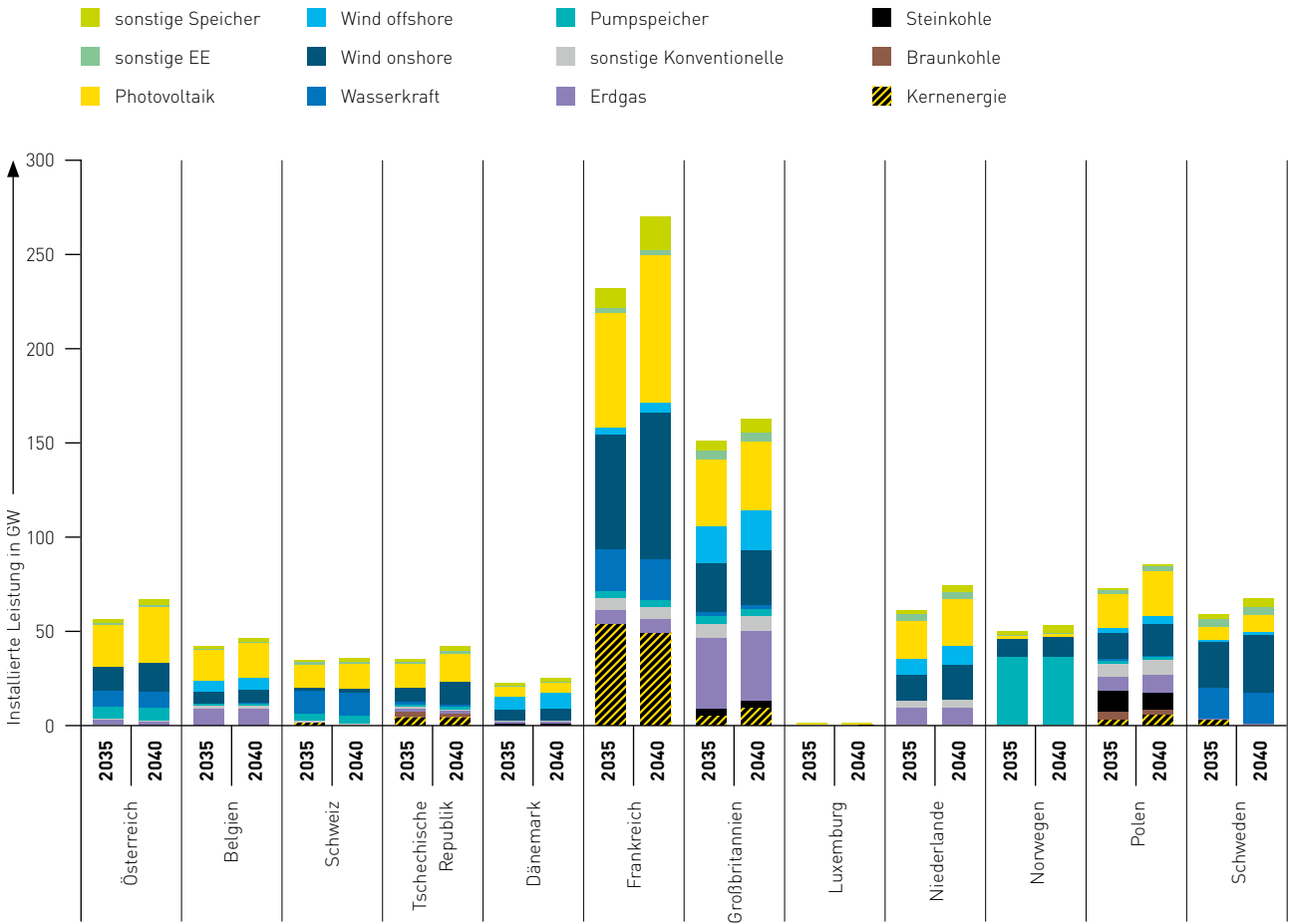
Das dritte Energiebinnenmarktpaket der Europäischen Union (EC 714/2009), das am 03.03.2011 in Kraft trat, hat die Weiterentwicklung des europäischen Energiebinnenmarktes als Ziel. Dieses Ziel wurde am 22.05.2019 mit dem EU-Legislativpaket „Clean energy for all Europeans package“ (CEP) weiter vorangetrieben. Durch einen möglichst freien 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. Eine konkrete Maßnahme daraus beinhaltet, dass bis 31.12.2025 mindestens 70 % der Leitungskapazitäten dem Handel zur Verfügung gestellt werden muss. Diese verbindliche Vorgabe wird in den Marktsimulationen des NEP 2035 (2021) berücksichtigt.

Durch die stärkere Rolle des europäischen Strombinnenmarktes wirken sich Änderungen im Ausland direkt auf den Einsatz des deutschen Kraftwerksparks und auch die Integrationsfähigkeit erneuerbarer Energien aus. Die europäische Dimension ist somit eine zentrale Eingangsgröße für die Marktsimulation.

Zentrale Grundlage für die Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark, der installierten Leistung und Einspeisung erneuerbarer Energien sowie der zeitlichen Verläufe des Stromverbrauchs im Ausland sind die Daten des von ENTSO-E herausgegebenem TYNDP 2020. In diesem werden insgesamt drei Szenarien für die zukünftige Entwicklung des europäischen Stromsystems bis 2040 betrachtet. Im NEP 2030 (2019) wurde das Szenario „Sustainable Transition“ des TYNDP 2018 verwendet. Dabei handelte es sich um ein „bottom-up“ erstelltes Szenario, welches den aktuellen Kenntnisstand der europäischen Netzbetreiber bzgl. der erwarteten Entwicklungen in ihren Ländern widerspiegelt. In diesem NEP wird entsprechend der Vorgaben des genehmigten Szenariorahmens von diesem Vorgehen abgewichen und für die Bestimmung der Last- und Kraftwerksdaten aller Szenarien das TNYDP 2020 Szenario „Distributed Energy“ genutzt. Dieses Szenario basiert auf einem Top-Down-Ansatz, um ein Erreichen des 1,5 Grad-Ziels des Pariser Klimaschutzabkommens zu ermöglichen. Dezentrale erneuerbare Stromerzeugungstechnologien wie Onshore-Windenergie- und PV-Anlagen sowie die Stromerzeugung zum Eigenverbrauch („Prosumer“) sind hier besonders stark ausgeprägt.

Für das Zieljahr 2035 werden die europäischen Daten mittels linearer Interpolation der Werte des TYNDP 2020 der Zieljahre 2030 und 2040 ermittelt. Für alle NEP-Szenarien werden einheitlich die Daten des Szenarios „Distributed Energy“ genutzt, da dies eine bessere Analyse der Szenariovariationen in Deutschland ermöglicht. Die folgende Abbildung 14 zeigt die angenommenen installierten Leistungen je Energieträger für das europäische Ausland. Weitere Informationen zu den Szenarien des TYNDP 2020 können unter folgendem Link abgerufen werden: www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu.

Abbildung 14: Installierte Leistung für erneuerbare und konventionelle Energieträger auf Basis des Szenarios „Distributed Energy“ des TYNDP 2020



Quelle: ENTSO-E

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

Zur Abbildung der Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten wurden bis zum NEP 2030 (2017) sogenannte Net Transfer Capacities (NTC) auf Basis des europäischen TYNDP berücksichtigt. In der Marktsimulation durfte dabei die gehandelte Strommenge zwischen zwei Marktgebieten die vorgegebenen NTC zu keinem Zeitpunkt übersteigen. Im NEP 2030 (2019) wurde dagegen erstmals die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung (Flow-Based Market Coupling – FBMC) angewendet. Der genehmigte Szenariorahmen des NEP 2035 (2021) sieht nun erneut die Anwendung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung an allen Grenzen Deutschlands zu den Nachbarländern vor.



Diese Vorgehensweise basiert auf der Tatsache, dass bereits heute an den Grenzen der CWE-Region¹¹ („Central Western Europe“) FBMC zum Einsatz kommt und in den nächsten Jahren auch in der gesamten Core-Region¹² zum Einsatz kommen soll. Der wesentliche Unterschied zu der Verwendung von NTCs besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sogenannten „kritischen Zweigen“ vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch den Handel besonders stark belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Leistungsflüsse dürfen auf diesen Leitungen die vorgegebenen Kapazitätswerte (Remaining Available Margin – RAM) nicht übersteigen.

Zur Bestimmung der RAM einer Leitung wird zunächst eine initiale Marktsimulation durchgeführt, in der sämtliche Handelskapazitäten über NTCs abgebildet werden. Basierend auf den Ergebnissen dieser initialen Marktsimulation werden Lastflussberechnungen durchgeführt und die für den Handel verfügbaren Übertragungskapazitäten je kritischem Zweig ermittelt. Die Berechnung der verfügbaren Kapazitäten erfolgt unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums.

Wie durch die Europäische Union im CEP und in der Genehmigung des Szenariorahmens von der BNetzA vorgegeben, wird davon ausgegangen, dass zukünftig mindestens 70 % der Leitungskapazität dem Handel zur Verfügung gestellt werden müssen. Liegt die berechnete für den Handel verfügbare Übertragungskapazität unter diesem Wert, beispielsweise aufgrund von Ringflüssen (sogenannte „Loop-Flows“), so wird die Kapazität auf 70 % hochgesetzt. Für grenzüberschreitende Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) innerhalb der Flow-Based-Region (FB-Region) wird die für den Handel verfügbare Kapazität auf 100 % gesetzt, da bei DC-Interkonnektoren keine handelsunabhängigen Leistungsflüsse auftreten. In der Marktsimulation werden die Auswirkungen des HGÜ-Einsatzes auf das AC-Netz mit modelliert (Evolved Flow-Based).

Im Sinne eines bedarfsgerechten Netzausbaus werden als kritische Zweige im FBMC keine Engpässe innerhalb der Marktgebiete, sondern ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) berücksichtigt.

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

Grundsätzlich sind die GSKs davon abhängig, welche Kraftwerke in der jeweiligen Situation ins Netz einspeisen. Sie können daher in jeder Stunde, insbesondere bei einem steigenden Anteil von wetterabhängiger Stromerzeugung, unterschiedlich sein. Zur Bestimmung des GSK wird basierend auf den Ergebnissen der initialen NTC-Marktsimulation für jede Stunde der zu erwartende Kraftwerkseinsatz bestimmt. Konventionelle regelbare Kraftwerke werden je Marktgebiet entsprechend ihrer Volllaststunden in die Kategorien Grundlastkraftwerke, Mittellastkraftwerke und Spitzenlastkraftwerke eingeteilt. Wetterabhängige erneuerbare Energien und Speicher bilden unabhängig von ihren Volllaststunden eine eigene Kategorie. Basierend auf der stündlichen Residuallast und dem Strompreis wird bestimmt, welche Kraftwerkskategorien in der jeweiligen Stunde im GSK zu berücksichtigen sind. In Stunden mit negativer Residuallast, marktgetriebener Einsenkung erneuerbarer Energien und sehr niedrigen Strompreisen werden beispielsweise sowohl Grundlastkraftwerke, erneuerbare Energien als auch Speicher im GSK betrachtet. Außerdem werden bei der Erstellung des GSK die Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken sowie deren Must-Run-Einspeisung berücksichtigt.

Die PTDFs sind im Wesentlichen von der Netztopologie abhängig. Entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens wird zur Ermittlung der PTDFs als Ausgangsnetz das Netz mit den Maßnahmen des Bundesbedarfsplangesetzes (vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), zuletzt geändert durch Artikel 3 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706)), des Energieleitungsausbaugesetzes und der Bestätigung des NEP 2030 (2019) herangezogen. In den PTDFs wird das (n-1)-Kriterium berücksichtigt, indem für jede Leitung neben dem (n-0)-Fall auch der Leistungsfluss bei für die jeweilige Leitung kritischen Ausfällen bestimmt wird.

¹¹ CWE-Region: Belgien, Frankreich, Luxemburg/Deutschland, Niederlande und Österreich.

¹² Core-Region: Belgien, Frankreich, Kroatien, Luxemburg/Deutschland, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn.

Neben der grundlegenden Netztopologie haben auch lastflusssteuernde Betriebsmittel wie Phasenschiebertransformatoren (PST) und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) Einfluss auf die Belastung der AC-Interkonnektoren. Marktgebietsinterne HGÜ innerhalb der FB-Region werden im NEP 2035 (2021) analog zu PST anteilig für die Erhöhung der Handelskapazitäten (non-costly Remedial Action Optimization – nRAO) freigegeben. Der zur Erhöhung der Handelskapazitäten optimale Einsatz der PST und marktgebietsinternen HGÜ wird vorgelagert zur Marktsimulation bestimmt. Hierzu wird ein separates Optimierungsmodell erstellt, in das sowohl die Ergebnisse der initialen NTC-Marktsimulation als auch der hierauf basierenden Lastflussberechnung eingehen.

FBMC wird entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA für Deutschland und alle heutigen synchron verbundenen Anrainerstaaten¹³ angewandt. Zusätzlich werden auch Ungarn, Slowenien und die Slowakei im FBMC berücksichtigt. Zwischen allen anderen Marktgebieten wird weiterhin das NTC-Verfahren mit bilateralen Handelskapazitäten aus europäischen Studien genutzt.

Weiterführende Dokumente und Links

- > Informationen zum EU-Legislativpaket zur Energie- und Klimapolitik „Clean energy for all Europeans package“: ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en
- > Dokumente zum Szenariorahmen 2035 (2021): www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2035-2021
- > Information der BNetzA zum Szenariorahmen 2030 (2019): www.netzausbau.de
- > Kurzstudie Elektromobilität der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Modellierung für die Szenariomentwicklung des Netzentwicklungsplans“: www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/20202027_NEP_Kurzstudie_Emob_Abschlussbericht.pdf
- > BMU: „Klimaschutzplan 2050“: www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/
- > Bundesregierung: „Klimaschutzprogramm 2030“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutzprogramm-2030.html
- > Bundesregierung: „Die nationale Wasserstoffstrategie“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html
- > Begleitstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien“: www.netzentwicklungsplan.de/Zww
- > Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: „Flexibilisierung der Kraft-Wärme-Kopplung“: www.netzentwicklungsplan.de/ZwU
- > Studie des BMWi: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“: www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie.html
- > Information zum TYNDP 2020 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu

¹³ Österreich, Belgien, Schweiz, Tschechien, Dänemark-West, Frankreich, Niederlande, Polen.