

- 1 Einführung
- 2 Szenariorahmen
- 3 Marktsimulation
- 4 Offshore-Netz
- 5 Onshore-Netz
- 6 Innovationen
- 7 Übersicht Maßnahmen
- 8 Konsultation
- 9 Zusammenfassung



2 Szenariorahmen

Zusammenfassung

- Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) betrachtet erstmalig ein klimaneutrales Energiesystem und bildet damit die Grundlage für ein Klimaneutralitätsnetz in Deutschland.
- Der Stromsektor ist von zentraler Bedeutung, um Treibhausgasneutralität bis 2045 in Deutschland zu erreichen. Im Rahmen der Sektorenkopplung nimmt der Stromsektor eine Vorreiterrolle ein und kann wesentlich zur Dekarbonisierung anderer Sektoren beitragen. Die direkte Elektrifizierung scheint in vielen Fällen die effizienteste Option zu sein, um fossile Energieträger zu ersetzen.
- In Fällen, in denen eine direkte Elektrifizierung mit höheren volkswirtschaftlichen Kosten verbunden oder technologisch nicht möglich ist, kann die Nutzung von Wasserstoff beziehungsweise synthetischen Brennstoffen vorteilhaft sein. Der Szenariorahmen unterstellt bereits 2037 eine umfassend ausgebauten Wasserstoffinfrastruktur. In den Szenarien für das Jahr 2045 wird bei einer installierten elektrischen Leistung zwischen 50 und 80 GW ein signifikanter Teil des Wasserstoffbedarfs in Deutschland durch inländische Elektrolyse gedeckt. Über eine netzdienliche Verortung von Elektrolyseuren können Engpässe im Übertragungsnetz minimiert werden. Zudem kann aufgrund der Nähe zu EE-Anlagen sowie einem marktorientierten Betrieb die Abregelung von erneuerbaren Energien in Zeiten hoher Einspeisung weitestgehend reduziert werden.
- Durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors verdoppelt sich der Bruttostromverbrauch bis 2045 gegenüber heute voraussichtlich auf bis zu 1.300 TWh. Die installierte Leistung der erneuerbaren Energien wird dafür auf 640 bis 700 GW ausgebaut. Dies entspricht nahezu einer Verfünffachung der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien gegenüber heute.
- In diesem durch volatile Erzeugung geprägten Stromsystem im Jahr 2045 besteht ein hoher Bedarf an erzeugungs- und lastseitiger Flexibilität. Es wird unterstellt, dass viele Stromverbraucher flexibel auf die Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt reagieren und ihren Verbrauch entsprechend anpassen können. So kann sichergestellt werden, dass erneuerbare Energien bestmöglich in das System integriert und variable Erzeugungskosten gesenkt werden können.
- Demand Side Management und Speichertechnologien unterstützen den Ausgleich und die Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Es werden 11 GW an Pumpspeicherkraftwerken und bis zu 168 GW an Groß- und Kleinbatteriespeichern angenommen. Wasserstoff kann als Energieträger zur saisonalen Speicherung von erneuerbarer Energie genutzt werden.
- Bis 2037 wird in allen Szenarien ein vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie sowie die Beendigung der Kohleverstromung unterstellt. Auch danach sind in Deutschland weiterhin konventionelle Kraftwerke zur Bereitstellung gesicherter Leistung erforderlich. Zur Erreichung der Klimaneutralität müssen diese bis spätestens 2045 ausschließlich mit Wasserstoff beziehungsweise treibhausgasneutralen Brennstoffen betrieben werden.
- Der europaweite Ausgleich von Stromerzeugung und -verbrauch ist von zentraler Bedeutung für eine effiziente sowie bedarfsgerechte Ausgestaltung eines klimaneutralen Energiesystems. Dadurch wird der Bedarf an Flexibilitäten und Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland reduziert.
- Um eine Einordnung im europäischen Kontext zu ermöglichen, erfolgt eine Einbettung der nationalen Entwicklungspfade für Deutschland in das europäische Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2022.



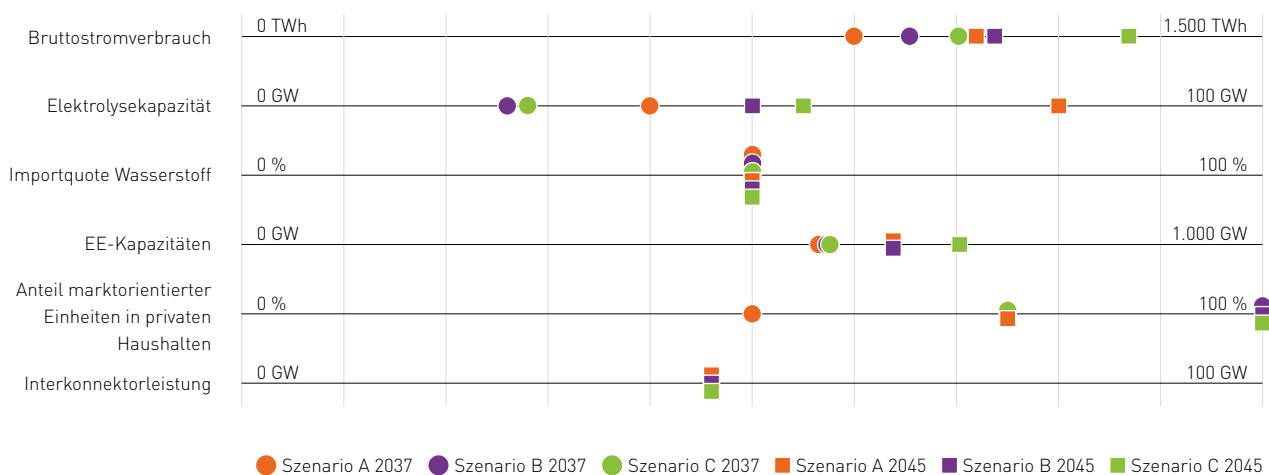
2.1 Szenarienbeschreibung

2.1.1 Leitgedanken der Szenarien

Der vorliegende Szenariorahmen betrachtet die Jahre 2037 und 2045. Die Übertragungsnetzbetreiber legen damit erstmalig einen Entwurf eines Netzentwicklungsplans Strom vor, der das Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 in Deutschland abbildet. Die Erstellung des Szenariorahmens stand vor der Herausforderung, zahlreiche Unsicherheiten auf dem Weg zur Klimaneutralität in den Endenergieverbrauchssektoren private Haushalte, Industrie und Verkehr sowie deren Rückwirkungen auf den Stromsektor zu antizipieren und angemessen aufzunehmen. Der Szenariorahmen stützt sich daher unter anderem auf eine Reihe aktueller Systemstudien, die mittels einer integrierten Betrachtung aller Sektoren mögliche Entwicklungspfade zur Erreichung des Klimaneutralitätsziels aufzeigen und dabei richtungsgebende Kennzahlen für den Stromsektor ausweisen.

Die genehmigten Szenarien unterscheiden sich entlang verschiedener Dimensionen. Dabei spielen insbesondere der Grad der direkten Elektrifizierung sowie der Einsatz von Wasserstoff in den Sektoren eine entscheidende Rolle. Ausgewählte Szenariovariationen und die Ausprägungen der jeweiligen Szenarien sind in Abbildung 3 dargestellt.

Abbildung 3: Schematische Darstellung zur Einordnung der Szenarien



Dargestellt sind die Annahmen des genehmigten Szenariorahmens. Der exakte Bruttostromverbrauch und die Importquote von Wasserstoff werden im Rahmen der Strommarktmodellierung ermittelt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Im Folgenden ist die Szenariodefinition der BNetzA gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens dargestellt.

Szenario A (Dekarbonisierung durch höheren Anteil an Wasserstoff):

Dieses Szenario zeichnet sich gemäß des genehmigten Szenariorahmens durch den vergleichsweise höchsten Wasserstoffbedarf in allen Szenarien aus. In einigen industriellen Bereichen, in denen heute die Unsicherheit bezüglich einer potenziellen Elektrifizierung noch groß erscheint, kommt verstärkt Wasserstoff zum Einsatz. Zur Deckung dieser Nachfrage wird in diesem Szenario eine hohe inländische Erzeugungskapazität unterstellt. Der Bruttostromverbrauch steigt gemäß Genehmigung der BNetzA auf rund 1.050 TWh im Jahr 2045. Die erneuerbaren Kapazitäten stimmen mit den Zielsetzungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bzw. WindSeeG überein.

Szenario B (Dekarbonisierung durch intensive Elektrifizierung):

Szenario B setzt auf eine verstärkte direkte Elektrifizierung in allen Endenergieverbrauchssektoren. Wasserstoff kommt nur bei den Anwendungen zum Einsatz, in denen aus heutiger Sicht eine solche Direktelektrifizierung unwahrscheinlich erscheint. Effizienz auf der Nachfrageseite wirkt einem starken Anstieg des Stromverbrauchs entgegen. Der Anstieg des Stromverbrauchs wird so auf knapp 1.100 TWh begrenzt. Der erneuerbaren Ausbaupfad entspricht den Zielsetzungen im EEG bzw. WindSeeG.

Szenario C (Dekarbonisierung trotz geringerer Effizienz):

Szenario C unterstellt ebenfalls eine verstärkte direkte Elektrifizierung in allen Endenergieverbrauchssektoren. Eine geringere Effizienz als im Szenario B sorgt für einen höheren Stromverbrauch von knapp 1.300 TWh. Damit einher geht auch die Notwendigkeit eines stärkeren Ausbaus der erneuerbaren Energien.

2.1.2 Rahmendaten der Genehmigung

Ein Überblick über die Rahmendaten der Genehmigung ist in der folgenden Tabelle 1 zusammengestellt. Zudem ist in Abbildung 4 die installierte Leistung je Energieträger für die Szenarien abgebildet.

Tabelle 1: Übersicht der Szenariokennzahlen

Installierte Leistung in GW							
Energieträger	Referenz 2020/2021	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Kernenergie	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	18,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	19,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas/Wasserstoff*	32,1	>38,4	>38,4	>38,4	>34,6	>34,6	>34,6
Öl	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	9,8	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
sonstige konventionelle Erzeugung**	4,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe konventionelle Erzeugung	92,9	>50,5	>50,5	>50,5	>46,7	>46,7	>46,7
Wind onshore	56,1	158,2	158,2	161,6	160,0	160,0	180,0
Wind offshore	7,8	50,5	58,5	58,5	70,0	70,0	70,0
Photovoltaik	59,3	345,4	345,4	345,4	400,0	400,0	445,0
Biomasse	9,5	4,5	4,5	4,5	2,0	2,0	2,0
Wasserkraft***	4,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
sonstige regenerative Erzeugung****	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Summe regenerative Erzeugung	138,7	564,9	572,9	576,3	638,3	638,3	703,3
Summe Erzeugung	231,6	615,7	623,7	627,1	685,3	685,3	750,3
Stromverbrauch in TWh							
Nettostromverbrauch	478	828	891	982	999	1.025	1.222
Bruttostromverbrauch	533	899	961	1.053	1.079	1.106	1.303
Treiber Sektorenkopplung							
Wärmepumpen – Haushalt und GHD, Anzahl in Mio.	1,2	14,3	14,3	14,3	16,3	16,3	16,3
Elektromobilität – Anzahl in Mio.	1,2	25,2	31,7	31,7	34,8	37,3	37,3
Power-to-Heat – Fernwärme / Industrie, in GW	0,8	12,6	16,1	22,0	14,9	20,4	27,0
Elektrolyse in GW	<0,1	40,0	26,0	28,0	80,0	50,0	55,0
Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten in GW							
PV-Batteriespeicher	1,3	67,4	67,4	67,4	97,7	97,7	113,4
Großbatteriespeicher	0,5	23,7	23,7	24,2	43,3	43,3	54,5
DSM – Industrie und GHD	1,2	5,0	7,2	7,2	8,9	12,0	12,0

Dargestellt sind die Werte aus dem Genehmigungsdokument. Im Zuge der Modellierung können sich kleine Abweichungen ergeben. Aufgrund der Vielzahl an flexiblen Verbrauchern und Variablen ergibt sich der exakte Stromverbrauch erst aus der Strommarktmodellierung.

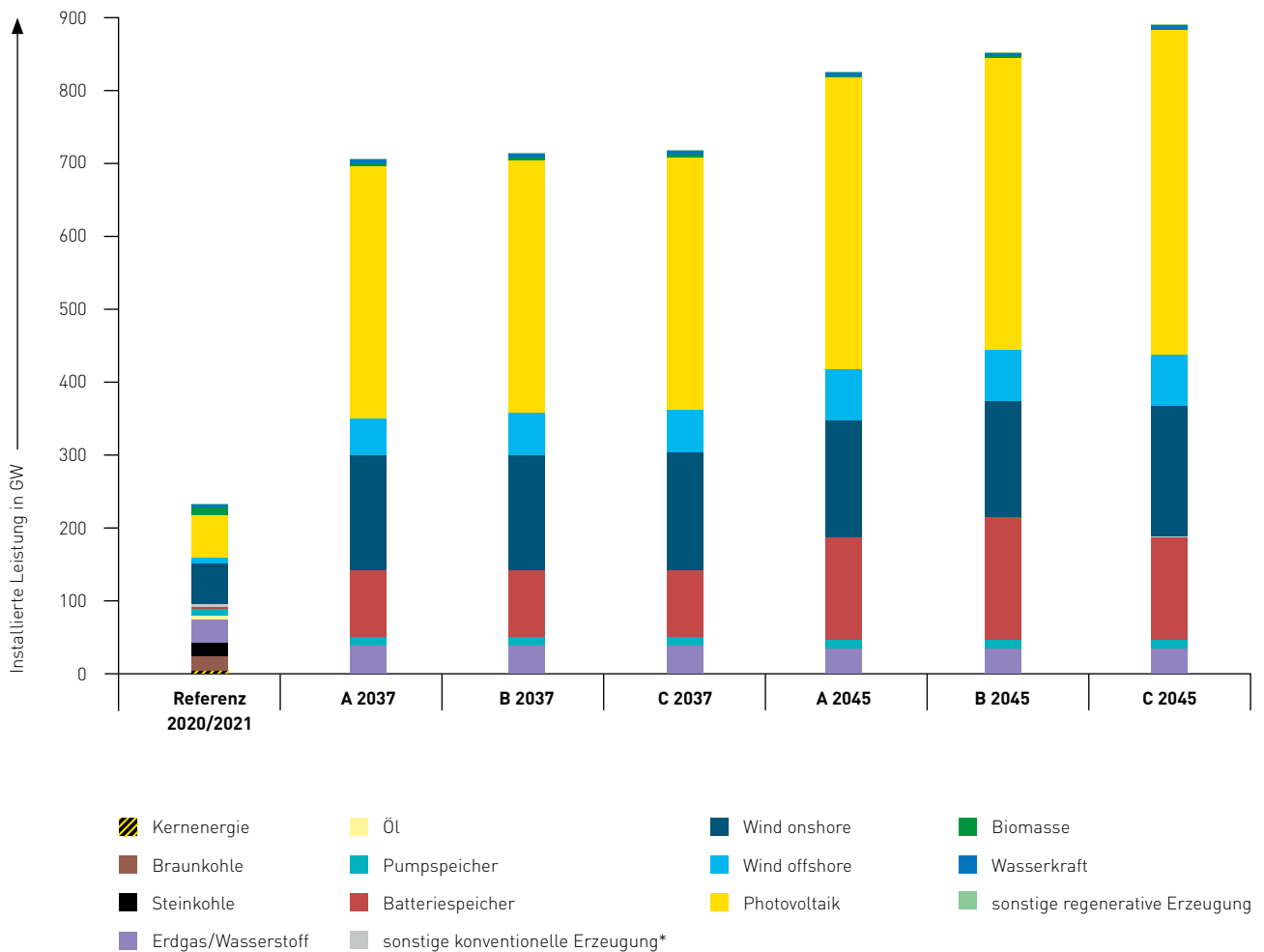
*Die angegebenen Leistungen umfassen lediglich die mit der Szenariorahmengen Genehmigung explizit verorteten Kraftwerke, nicht die darüber hinaus in der Marktsimulation berücksichtigten lastnahen Reserven.

**sonstige konventionelle Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall.

*** Speicherwasser und Laufwasser.

**** sonstige regenerative Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall.

Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 4: Übersicht über die Verteilung der installierten Leistungen je Energieträger


* sonstige konventionelle Erzeugung zuzüglich 50 % Abfall.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 nutzen zu können. Stromerzeuger, Stromverbraucher und Speicher werden dabei in Technologieklassen mit jeweils individuellen Parametern zu Flexibilität oder Kosten untergliedert. Innerhalb von Deutschland werden die Einheiten mindestens auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte (NUTS3) oder auf Ebene von PLZ-Gebieten modelliert und über diese Zwischenebenen auf Netzknotenpunkte projiziert. Auf Basis der regionalen Verteilung werden zum Beispiel Einspeisezeitreihen von erneuerbaren Energien oder Lastprofile in stündlicher Auflösung berechnet. Zugrunde gelegt werden hierfür gemäß der BNetzA-Genehmigung Wetterdaten des Jahres 2012. Dieses ist insbesondere aufgrund seiner im Jahresvergleich durchschnittlichen Windeinspeisung sehr gut für eine repräsentative Abbildung der Wetterverhältnisse in Deutschland und Europa geeignet. Hinzu kommt die Aufbereitung von europäischen Szenariodaten und Handloptionen sowie die Herleitung von weiteren Restriktionen für die nachfolgende Strommarktmodellierung.

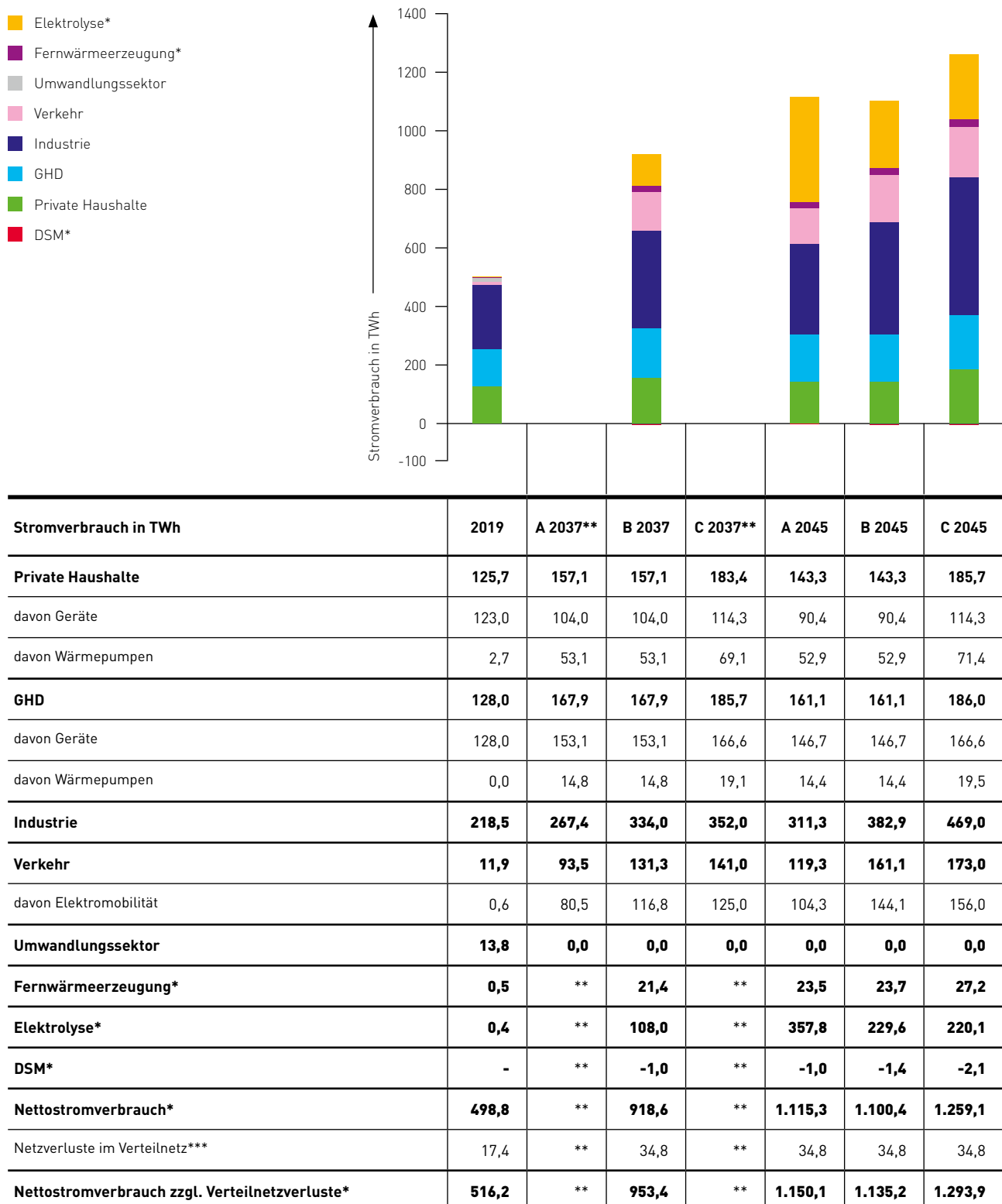
In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Schritte der Szenarioaufbereitung näher erläutert. Dies umfasst unter anderem:

- Modellierung regionaler Verteilung und zeitlicher Verläufe des Stromverbrauchs in den Sektoren private Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen), Industrie und Verkehr (s. Kapitel 2.3)
- Modellierung und räumliche Allokation von Flexibilitäten im Bereich der privaten Haushalte, Batteriespeicher, Power-to-X-Anwendungen und Demand Side Management (DSM) (s. Kapitel 2.4)
- Regionale Verteilung der erneuerbaren Energien und Ermittlung der Einspeisezeitreihen (s. Kapitel 2.5)
- Modellierung von konventionellen Kraftwerken und Annahmen zu Kostenparametern (s. Kapitel 2.6)
- Modellierung des Auslands und europäischer Handelloptionen bei einem Flow-Based-Market Coupling-Ansatz im Jahr 2037 (s. Kapitel 2.7)

Weitere Informationen zum Szenarioannahmen und den Zahlenwerten können der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA entnommen werden: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2037/SR/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile

2.3 Modellierung des Stromverbrauchs

In allen Szenarien wird gegenüber heute ein deutlich ansteigender Stromverbrauch angenommen. Bei der Elektrifizierung von Anwendungen, bei denen heute weitgehend fossile Energieträger eingesetzt werden, leistet der Stromsektor einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems. Dies betrifft zum Beispiel den Einsatz von Wärmepumpen im Wärmesektor, die Nutzung der Elektromobilität im Verkehrssektor oder die Elektrifizierung von industriellen Prozessen. Gemäß der Szenariodefinition wird in Szenario A insbesondere in der Industrie ein verstärkter Einsatz von Wasserstoff und gleichzeitig ein größerer Ausbau inländischer Elektrolyse unterstellt. Die Szenarien B und C weisen ein vergleichbares Niveau der Elektrifizierung auf, wobei in Szenario C Ineffizienzen bei der Transformation des Energiesystems etwa in den Bereichen Recyclingquoten, Materialeffizienz und Gebäudedämmung und damit ein höherer Stromverbrauch angenommen werden. Nachfolgend ist in Abbildung 5 die Höhe des Nettostromverbrauchs aufgeschlüsselt nach Sektor und Szenario dargestellt.

Abbildung 5: Nettostromverbrauch nach Sektoren/Anwendungsbereichen


Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*Diese Angaben enthalten bereits Ergebnisse aus der Strommarktmodellierung.

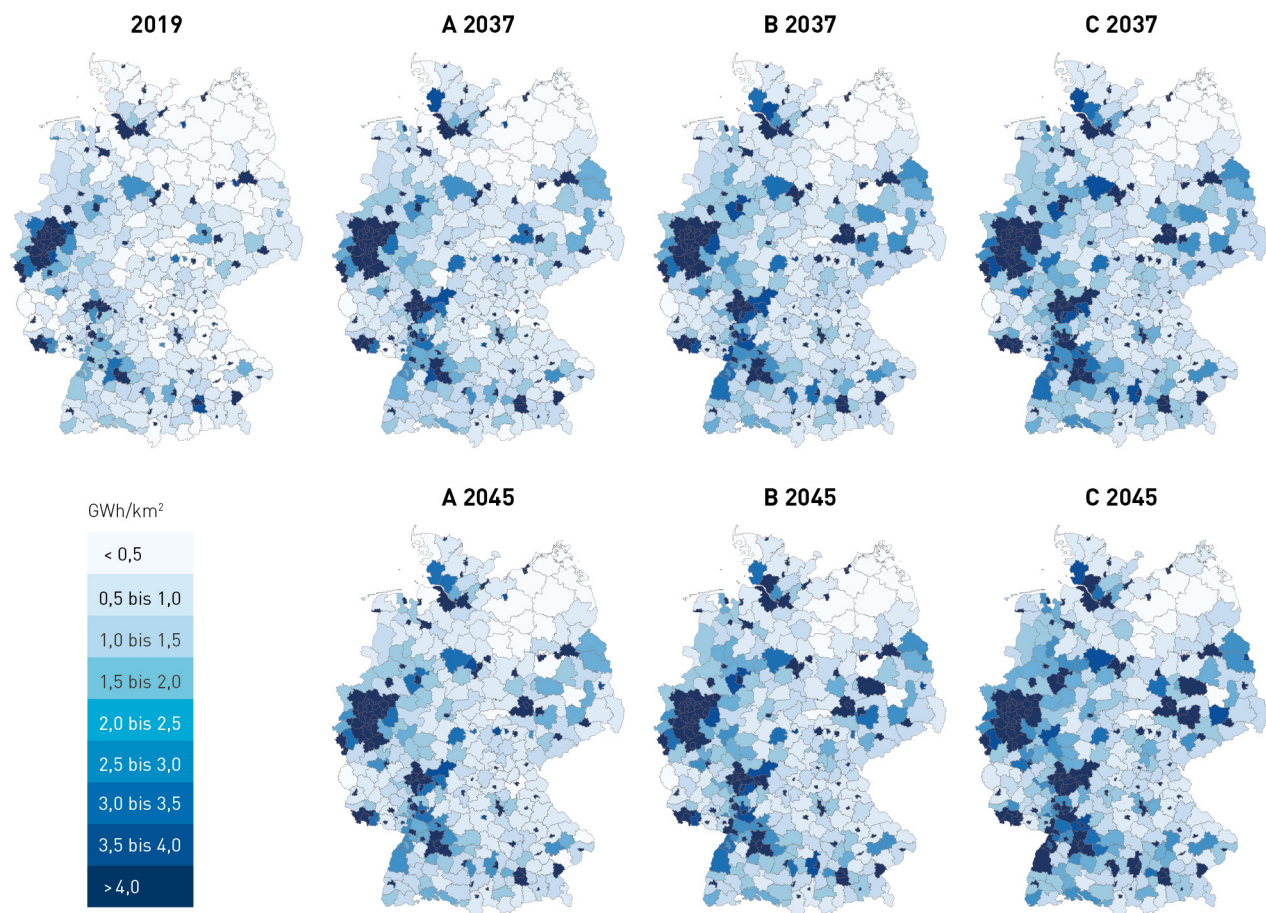
**Die noch ausstehenden Ergebnisse der Strommarktmodellierung werden im zweiten Entwurf nachgereicht. Daher entfällt die grafische Darstellung dieser Szenarien im ersten Entwurf.

***Nicht berücksichtigt sind in dieser Darstellung Netzverluste im Übertragungsnetz.

Neben der Höhe des zukünftigen Gesamtstromverbrauchs sind die regionale Verteilung und das Lastprofil im Jahresverlauf wesentliche Einflussgrößen für die Dimensionierung der Stromnetze. Die Regionalisierung erfolgt nach der im Szenariorahmenentwurf beschriebenen Systematik entlang der Leitlinien der Genehmigung.

Der resultierende regionale Gesamtstromverbrauch der Sektoren private Haushalte, GHD, Industrie, Verkehr und Umwandlungssektor ist in Abbildung 6 für das Referenzjahr 2019 und für die Zieljahre 2037 und 2045 dargestellt.

Abbildung 6: Angenommene regionale Verteilung der gesamten Stromverbräuche



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In den folgenden Abschnitten werden die grundlegenden Annahmen zur Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland sowie dessen regionale Verteilung und zeitlicher Verlauf in den Jahren 2037 und 2045 nach Sektoren beschrieben.

2.3.1 Private Haushalte

Im Sektor der privaten Haushalte sind Bereiche wie Haushaltsgeräte, Beleuchtung und Anwendungen der Informations- und Kommunikationstechnologie bilanziert, die bereits heute weitestgehend elektrifiziert sind. Raumwärme und Warmwasser werden heutzutage hingegen häufig noch durch fossile Energieträger bereitgestellt. Im Zuge der Dekarbonisierung des Sektors der privaten Haushalte wird einerseits eine Umstellung der Beheizungsstruktur und andererseits eine höhere Effizienz unterstellt. Das Laden von E-Fahrzeugen im privaten Bereich wird im Verkehrssektor mitbilanziert.

Im Gerätebestand wird grundsätzlich von Einspareffekten aufgrund von effizienteren Geräten ausgegangen. Hier wird von einem Rückgang des Stromverbrauchs in Höhe von 10 – 18 % im Jahr 2037 und von 10 – 28 % im Jahr 2045 ausgegangen, wobei Szenario C den geringsten Rückgang aufweist. Dennoch steigt der Stromverbrauch im Haushaltssektor an, da eine starke Elektrifizierung der Wärmebereitstellung durch die Inbetriebnahme zahlreicher Wärmepumpen angenommen wird (s. Kapitel 2.4.4 für Fernwärme). Die Anzahl der Wärmepumpen wird zwischen den Szenarien nicht variiert, jedoch unterscheiden sich die Heizwärmebedarfe und damit der Stromverbrauch. In den Szenarien A und B wird im Vergleich zu Szenario C eine umfassendere energetische Gebäudesanierung unterstellt.

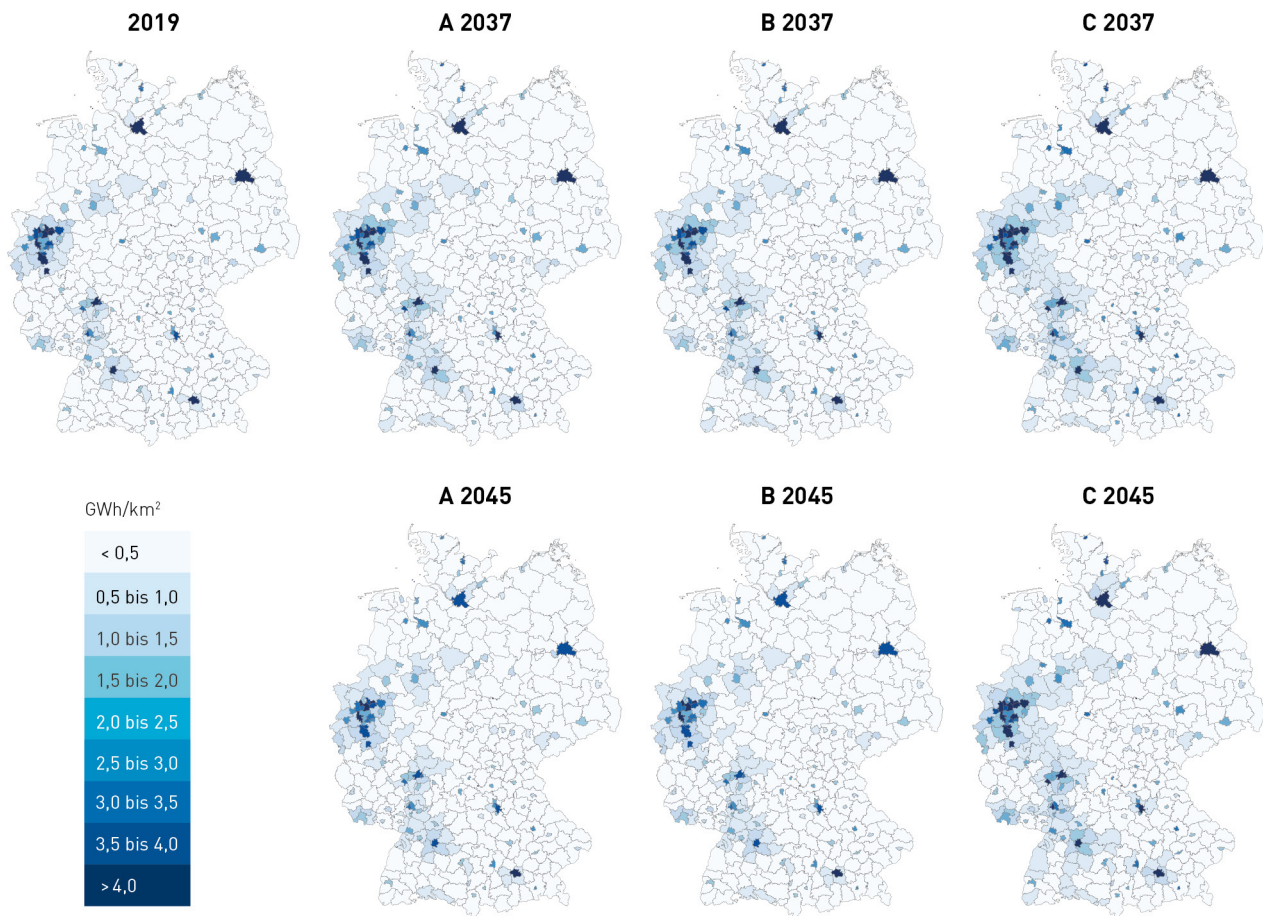
Methodik zur Regionalisierung

Der Stromverbrauch des Gerätebestands wird auf Basis der Daten der statistischen Landesämter des Jahres 2018 auf die Bundesländer verteilt. Davon ausgehend wird der Stromverbrauch des Gerätebestands anhand der gewichteten Faktoren Bevölkerung, Anzahl der Haushalte und Einkommen auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte bestimmt. Die Regionalisierung der Wärmepumpen erfolgt auf Basis des Bestands an Ein- und Zweifamilienhäusern.

Methodik zur Herleitung von Lastprofilen

Die Stromlastprofile des Gerätebestands werden mithilfe von normierten Profilen aus der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) mit einer hohen räumlichen Auflösung generiert. Für die Modellierung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen wird zunächst der tägliche Wärmebedarf bestimmt. Dies erfolgt auf Basis des jährlichen Heizwärmebedarfs eines repräsentativen 3-Personen-Haushalts unter Zuhilfenahme eines Standardlastprofilverfahrens mit regionalen Temperaturdaten. Ausgehend vom täglichen Wärmebedarf werden mithilfe eines typischen Tageslastgangprofils stündliche Wärmebedarfe ermittelt. Im Folgenden wird unter Berücksichtigung des temperaturabhängigen COP (Coefficient of Performance, Leistungszahl) der stündliche, ungesteuerte Strombedarf der Wärmepumpen jeweils in allen Landkreisen und kreisfreien Städten hergeleitet. Zur Abbildung unterschiedlicher Gebäudetypen werden dabei verschiedene Heizwärmebedarfe und Vorlauftemperaturen von Wärmepumpen berücksichtigt. Mit zunehmender Durchdringung von Wärmepumpen wird eine intelligente Steuerung des Einsatzes einen immer höheren Stellenwert einnehmen. Dieser Themenkomplex wird in Kapitel 2.4.1 vertieft.

Der resultierende regionale Stromverbrauch des privaten Haushaltssektors, bestehend aus Gerätebestand und Haushaltswärmepumpen, ist in den folgenden Grafiken für das Referenzjahr 2019 und für die Zieljahre 2037 und 2045 in Abbildung 7 dargestellt.

Abbildung 7: Angenommene regionale Verteilung der Stromverbräuche im Sektor der privaten Haushalte


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Die Annahmen und Entwicklungen im GHD-Sektor sind vergleichbar mit dem Haushaltssektor. Im Gerätebestand wird ein Rückgang des Stromverbrauchs von 10 – 20 % bis 2037 und von 10 – 25 % bis 2045 erwartet. Gleichzeitig wird ein starker Zuwachs an Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser angenommen.

Berücksichtigt werden darüber hinaus Netzanschlüsse neuer Großstromverbraucher, die im Rahmen einer von der BNetzA bei den Netzbetreibern durchgeführten Abfrage als in der Realisierung hinreichend wahrscheinlich bewertet wurden. Dies umfasst im GHD-Bereich etwa Projekte im Handel oder Gesundheitswesen sowie eine hohe Anzahl an Neuanschlüssen im Bereich Digitalisierung (Rechenzentren). Insgesamt wird dadurch ein zusätzlicher Stromverbrauch in Höhe von etwa 30 TWh im Jahr 2037 und 50 TWh im Jahr 2045 veranschlagt.

Methodik zur Regionalisierung

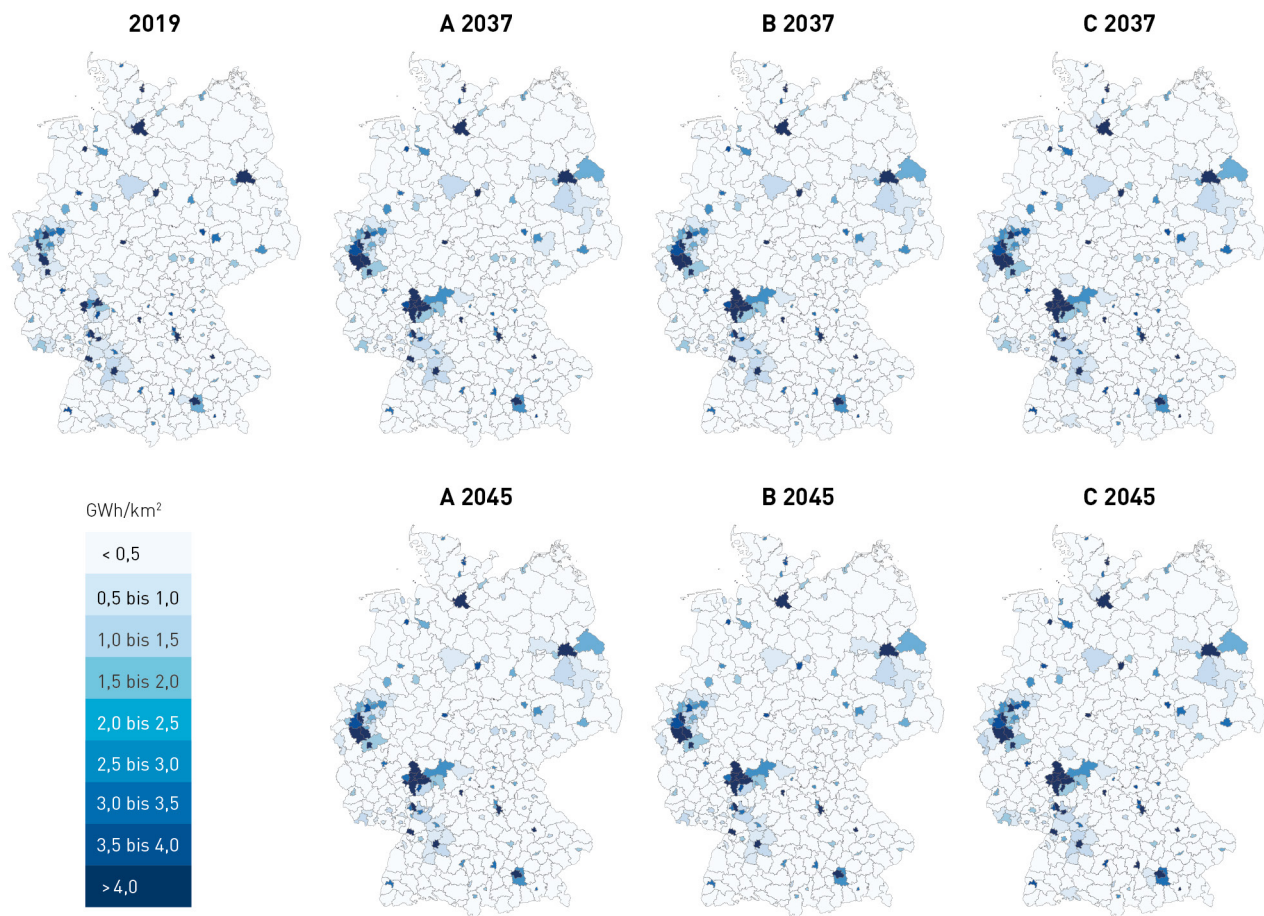
Der Stromverbrauch des Gerätebestands wird auf Basis der Daten der statistischen Landesämter des Jahres 2018 auf die Bundesländer verteilt. Davon ausgehend wird der Stromverbrauch des Gerätebestands anhand der gewichteten Faktoren Erwerbstätige und Bruttowertschöpfung im Dienstleistungssektor auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte bestimmt. Die Regionalisierung der Wärmepumpen erfolgt auf Basis des regionalen Anteils der Bruttowertschöpfung im Dienstleistungssektor am bundesdeutschen Gesamtwert. Die Verortung der neuen Großstromverbraucher erfolgt gemäß den Angaben des Projektes standortscharf.

Methodik zur Herleitung von Lastprofilen

Die Generierung der Lastprofile des Gerätebestands erfolgt analog zum Sektor der privaten Haushalte. Die Modellierung der Wärmepumpen erfolgt ebenfalls analog, wobei größere Heizflächen und spezifische Heizwärmebedarfe angenommen werden. Die Stromverbrauchsprofile der neuen Großstromverbraucher werden auf der Basis von Standardlastprofilen hergeleitet. Die Profile der Rechenzentren sind dabei aufgrund der notwendigen Kühlung temperaturabhängig.

Der resultierende regionale Stromverbrauch des GHD-Sektors, bestehend aus Gerätebestand, Wärmepumpen und neuen Großstromverbrauchern, ist in Abbildung 8 für das Referenzjahr 2019 und für die Zieljahre 2037 und 2045 dargestellt.

Abbildung 8: Angenommene regionale Verteilung der Stromverbräuche im GHD-Sektor



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3.3 Industrie

Der Stromverbrauch des Industriesektors bewegt sich zwischen 265 TWh und 469 TWh und weist damit eine vergleichsweise große Spannweite zwischen den Szenarien auf. Insbesondere Wirtschaftszweige mit voraussichtlich grundlegenden Veränderungen aufgrund von Prozessumstellungen zur Dekarbonisierung werden detailliert betrachtet. In Branchen wie der Grundstoffchemie und Metallerzeugung ist zu erwarten, dass Prozesse entweder stark elektrifiziert oder auf synthetische Energieträger wie Wasserstoff umgestellt werden. Im Industriesektor wird gemäß der Szenariodefinition in Szenario A ein verstärkter Einsatz von Wasserstoff unterstellt. Die Szenarien B und C setzen einen Schwerpunkt auf die direkte Elektrifizierung von Industrieprozessen, wobei in Szenario C Ineffizienzen bei der Transformation und damit ein höherer Stromverbrauch angenommen werden.

Die ÜNB haben eine Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) in Auftrag gegeben, um die Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung zu untersuchen. Eine umfangreiche Beschreibung der Vorgehensweise und Ergebnisse können dem Begleitdokument unter www.netzentwicklungsplan.de/Studie_Stromverbrauchsmod_Dekarb_FfE entnommen werden.

Methodik zur Regionalisierung

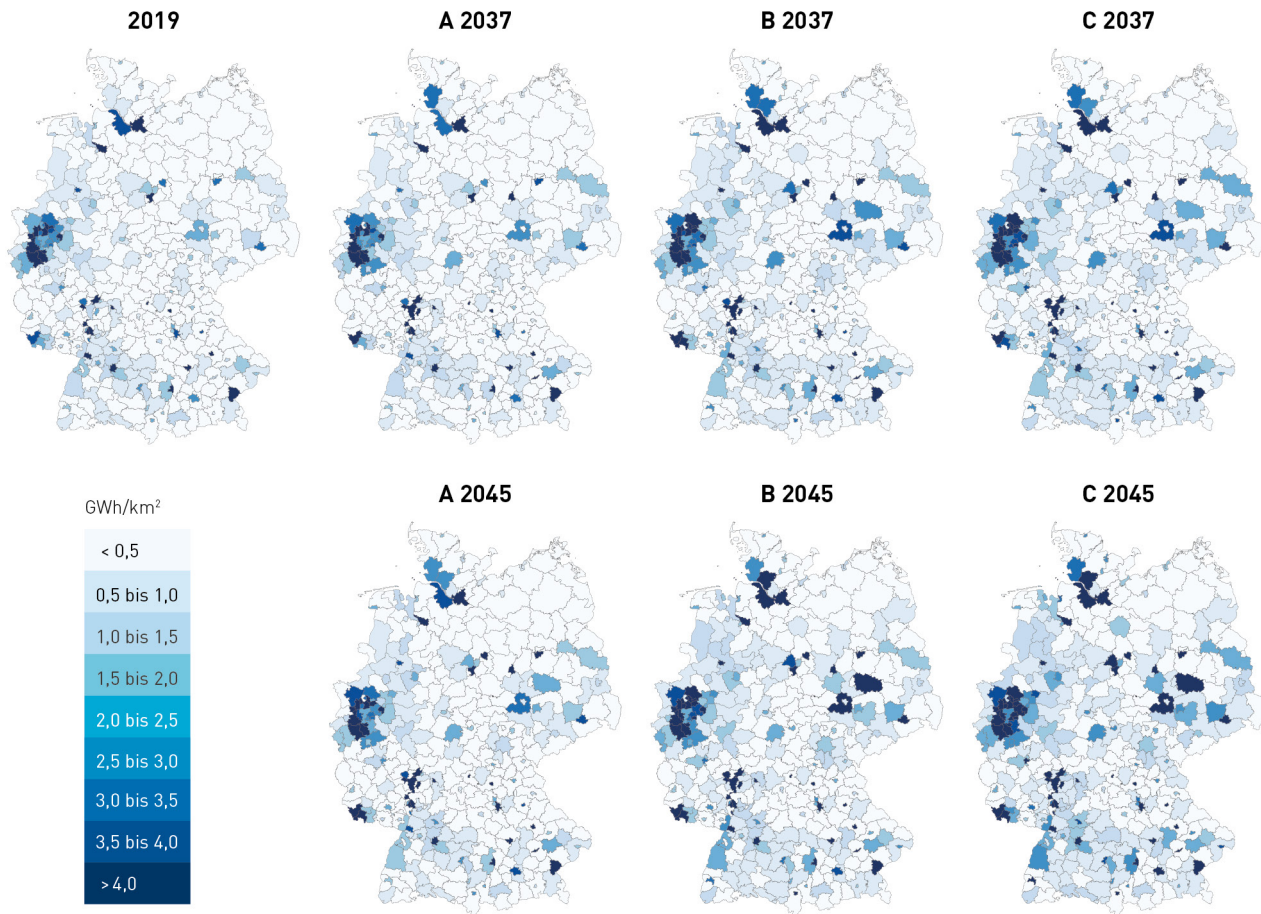
Im Rahmen der Studie konnte eine Methodik zur Regionalisierung für heutige und zukünftige industrielle Strom- und Wasserstoffverbräuche (inkl. Derivaten) entwickelt werden, aus der auch die Anschlussleistung je Landkreis oder kreisfreier Stadt für jedes Stützjahr und Szenario hervorgeht. Die Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs wird dabei auf regionaler Ebene durch herkömmliche und transformationsbedingte Änderungen beschrieben. Die herkömmliche Verbrauchsentwicklung resultiert dabei aus einer steigenden beziehungsweise sinkenden Wirtschaftsleistung und steigender Effizienz. Die transformationsbedingte Verbrauchsentwicklung hingegen ist durch einen Energieträgerwechsel mit dem Ziel der Dekarbonisierung von Prozessen bedingt. Insbesondere bei der transformationsbedingten Verbrauchsentwicklung unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich einer verstärkten Umstellung der heutigen Energieträger auf Wasserstoff beziehungsweise Strom.

Die Regionalisierung berücksichtigt explizit Netzanschlüsse neuer Großstromverbraucher im Industriesektor, die im Rahmen einer von der BNetzA bei den Netzbetreibern durchgeführten Abfrage als in der Realisierung hinreichend wahrscheinlich bewertet wurden. Dies umfasst zum Beispiel bekannte Produktionserweiterungen, aber auch Projekte zur Umstellung und Dekarbonisierung von Produktionsprozessen. Auf regionaler Ebene erfolgt eine Verrechnung der standortscharf bekannten, neuen Großstromverbraucher mit den innerhalb der Studie ermittelten herkömmlichen und transformationsbedingten Steigerungen des Stromverbrauchs. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass erwartbare und bekannte Änderungen der regionalen Verteilung berücksichtigt werden und gleichzeitig die Vorgabe zum gesamten Industriestromverbrauch je Szenario erfüllt wird.

Methodik zur Herleitung von Lastprofilen

Für die Anteile des Industriestromverbrauchs, die sich aus dem Bestand und der herkömmlichen Verbrauchsentwicklung ergeben, werden die aus der Bilanzkreisabrechnung bekannten Lastprofile zugrunde gelegt. Für neue Großstromverbraucher und den transformationsbedingten Zuwachs des Industriestromverbrauchs werden spezifische Lastprofile je Industriezweig verwendet.

Der resultierende regionale Stromverbrauch des Industriesektors ist in Abbildung 9 für das Referenzjahr 2019 und für die Zieljahre 2037 und 2045 dargestellt.

Abbildung 9: Angenommene regionale Verteilung der Stromverbräuche im Industriesektor


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3.4 Verkehr

Zur Erreichung der Emissionsreduktionsziele im Verkehrssektor gemäß Klimaschutzgesetz (KSG) sind tiefgreifende Veränderungen notwendig. Dies bedeutet eine Umstellung von Antriebstechnologien in der gesamten Fahrzeugflotte. Diese wird in die Kategorien Elektro-PKW (E-PKW), Plug-in-Hybride, leichte und schwere batterieelektrische Nutzfahrzeuge, Oberleitungs-Hybrid-LKW, Schienenverkehr sowie Busverkehr eingeteilt.

Es wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass sich im Bereich der PKW und leichten Nutzfahrzeuge der direkte elektrische Antrieb durchsetzt. Im Bereich des Schwerlastverkehrs wird in Szenario A angenommen, dass vermehrt Wasserstoff oder Wasserstofffolgeprodukte zum Antrieb genutzt werden. Entsprechend wird in den Szenarien B und C eine höhere Anzahl an elektrischen schweren Nutzfahrzeugen und Oberleitungs-Hybrid-LKW angenommen. Die angesetzten Stromverbräuche der genannten Kategorien sowie Angaben zur Anzahl, Fahrleistungen und spezifischen Verbräuchen finden sich in Tabelle 6 der Genehmigung⁴.

Die Methodik zur Regionalisierung und Lastgangerstellung im Bereich der Elektromobilität wird aus der dem NEP 2035 (2021) zugrundeliegenden Studie übernommen. Detaillierte Informationen hierzu sind abrufbar unter www.netzentwicklungsplan.de/Zw6.

⁴ https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2037/SR/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile

Methodik zur Regionalisierung

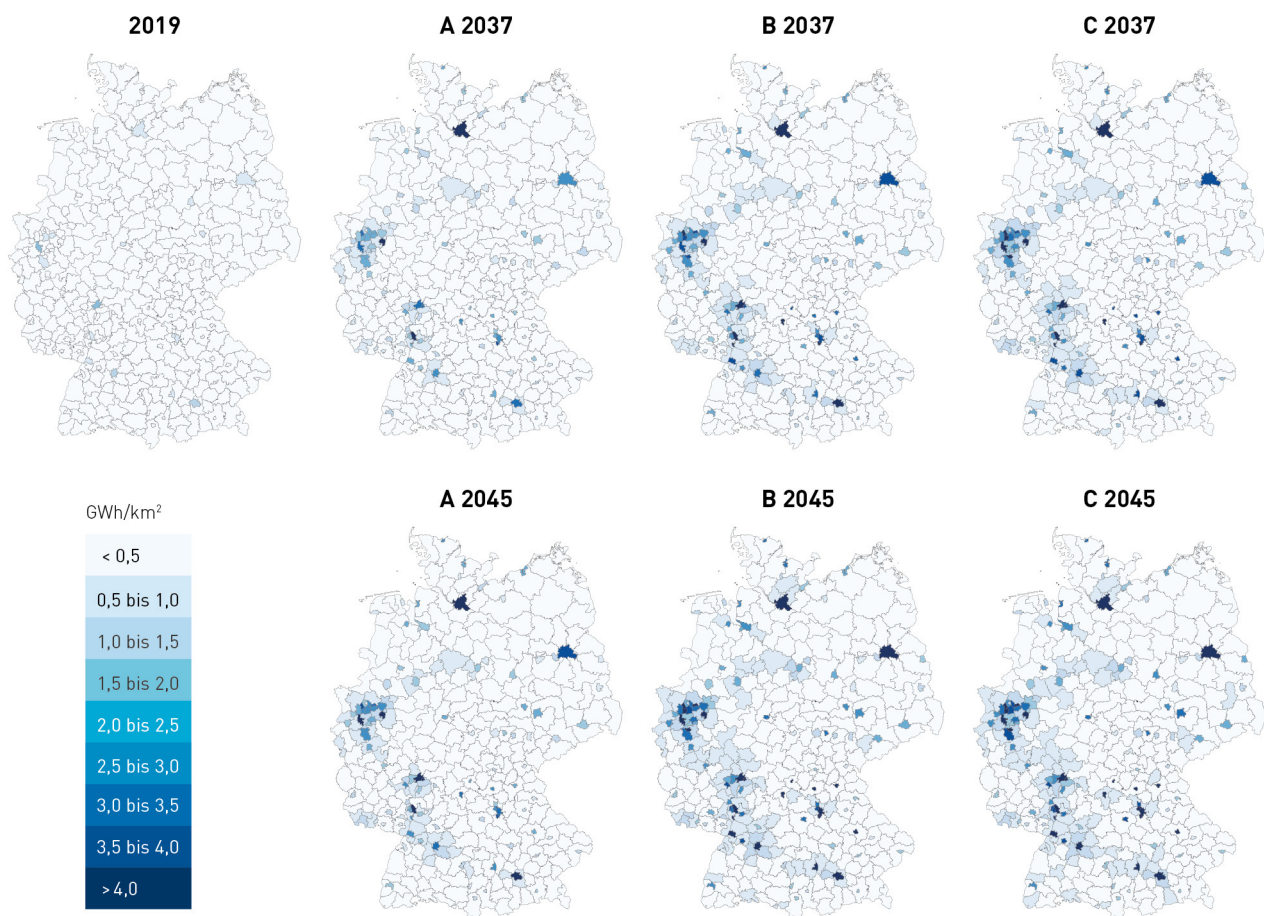
Die Regionalisierung des Stromverbrauchs von E-PKW und Plug-in-Hybriden basiert auf folgenden Parametern: Anzahl an Garagen, durchschnittliche Pendeldistanz pro Gemeinde, Leistung von Photovoltaik-Aufdachanlagen, durchschnittliche Wohnfläche und mittleres Einkommen. Es wird davon ausgegangen, dass 70 % des Stromverbrauchs von E-PKW und Plug-in-Hybriden durch das Laden am Wohnort oder am Arbeitsplatz verursacht wird. Die restlichen 30 % sind bedingt durch Fahrten über große Distanzen und fallen hauptsächlich an Schnellladepunkten entlang von Autobahnen oder Bundesstraßen an.

Methodik zur Herleitung von Lastprofilen

Bei den E-PKW und Plug-in-Hybriden wird im Rahmen der Lastgangmodellierung ebenfalls zwischen den Varianten Laden zu Hause oder am Arbeitsplatz und Laden an Schnellladesäulen im öffentlichen Raum unterschieden. Einfluss auf das Ladeprofil haben der Regionstyp (urban, ländlich) sowie Zeiteffekte (Wochentag, Feiertag). Unter Berücksichtigung technischer und systemischer Parameter von Fahrzeugen und verfügbarer Ladeinfrastruktur werden jährliche Ladelastgänge für jeden Regionstyp generiert. Entsprechend der Zuordnung der Landkreise zu Regionstypen und der zuvor abgeleiteten Anzahl von E-PKW und Plug-in-Hybriden werden so die spezifischen Ladelastgänge pro Landkreis beziehungsweise kreisfreier Stadt ermittelt. Mit zunehmender Durchdringung von Elektrofahrzeugen wird das Thema des Lademanagements einen immer höheren Stellenwert einnehmen. Dieser Themenkomplex wird in Kapitel 2.4.1 vertieft.

Der resultierende regionale Stromverbrauch des Verkehrssektors ist in Abbildung 10 für das Referenzjahr 2019 und für die Zieljahre 2037 und 2045 dargestellt.

Abbildung 10: Angenommene regionale Verteilung der Stromverbräuche im Verkehrssektor



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.3.5 Verluste

Neben dem Nettostromverbrauch fallen in einem Elektrizitätssystem Verluste an. Hierbei handelt es sich um Energie, die nicht unmittelbar Endverbrauchern zugeordnet wird, dennoch erzeugt werden muss. In erster Linie umfasst dies ohmsche Verluste oder Verluste durch Koronaentladungen in Stromleitungen. Unterschieden wird dabei zwischen Übertragungs- und Verteilnetzverlusten. Hinzu kommen Speicherverluste, die bei der Umwandlung und Speicherung von Energie entstehen. Zusätzlich kann der Eigenverbrauch von thermischen Kraftwerken ebenfalls den Verlusten zugeordnet werden. Aus dem Nettostromverbrauch zuzüglich der genannten Verluste errechnet sich der Bruttostromverbrauch. Weitere Erläuterungen dazu finden sich in Kapitel 3.2.4.

In den Szenarien wird angenommen, dass Netzverluste, die im Übertragungs- und Verteilnetz anfallen, zukünftig ansteigen werden. Verteilnetzverluste werden in einer Höhe von 34,8 TWh berücksichtigt, was in etwa einer Verdoppelung zu heute entspricht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Netzbelastung und der Ausbaubedarf in den Verteilnetzen durch den dezentralen Anschluss sehr vieler neuer Stromerzeuger und Stromverbraucher deutlich ansteigen werden. Die Übertragungsnetzverluste werden auf Basis der szenariospezifischen Netzanalysen exakt berechnet. Die Höhe der Speicherverluste hängt von der Anzahl an Speicherzyklen und den Wirkungsgraden der Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke ab. In Folge der zunehmenden installierten Leistung an Batteriespeichern steigt auch die absolute Höhe an Verlustenergie bei Speichern. Die Verluste aus dem Kraftwerkseigenverbrauch hingegen sinken aufgrund des stark rückläufigen Einsatzes konventioneller Kraftwerke von etwa 31 TWh in 2019 auf weniger als 1 TWh in den 2037-/2045-er Szenarien.

2.4 Modellierung von Flexibilitäten

Der Szenariorahmen beschreibt ein Stromsystem, in dem sich der Einsatz regelbarer Erzeugungstechnologien und Lasten in hohem Maße an der Einspeisung volatiler erneuerbarer Energien orientiert. Ein Großteil des Bedarfs an Flexibilität wird durch eine Anpassung der Stromverbräuche bereitgestellt. Grundsätzlich wird in der Genehmigung des Szenariorahmens durch die BNetzA ein sehr hoher Grad an Strommarktorientierung vorgegeben. Regelbare Stromerzeuger und flexible Verbraucher orientieren sich daher an der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt. Mögliche Restriktionen bei der Netzintegration (z. B. Verteilnetze) oder wärmeseitige Anforderungen spielen dagegen nur eine untergeordnete Rolle und bleiben in der Modellierung teils unberücksichtigt. Die Vorteile einer strommarktorientierten Einsatzweise liegen dabei in einer maximalen Integration erneuerbarer Energien und damit einhergehend einer Senkung variabler Erzeugungskosten. Dem gegenüber stehen aufgrund der räumlichen Distanz zwischen Stromerzeugung und den eingesetzten Verbrauchern potenziell größere Transportbedarfe und Belastungen der Stromnetze. In den folgenden Abschnitten werden ausgewählte Flexibilitäten näher beleuchtet.

2.4.1 Haushaltsnahe Flexibilitäten

Im Sektor der privaten Haushalte sowie in Teilen des GHD-Sektors werden im Zuge der Durchdringung von Wärmepumpen, E-PKW und Batteriespeichern die zeitlichen Verläufe der Stromnachfrage maßgeblich verändert. Diese Technologien ermöglichen es zudem, ihren Stromverbrauch innerhalb bestimmter Grenzen flexibel anzupassen. Sie bieten ein erhebliches, dezentrales Flexibilitätspotenzial, das unterschiedlich genutzt werden kann.

Der genehmigte Szenariorahmen geht davon aus, dass der Verbrauch der privaten Haushalte zukünftig in hohem Maße durch einen variablen Preis für Endkunden beeinflusst wird. Dieser Preis spiegelt die jeweilige Preissituation am Strommarkt wieder. Unter Berücksichtigung eines Preissignals können flexible Verbräuche in Zeiten niedriger Strompreise verlagert werden. Es wird dabei davon ausgegangen, dass in den Szenarien zwischen 50 % und 100 % der Einheiten flexibel und damit marktorientiert eingesetzt werden (s. Tabelle 2).

Tabelle 2: Anteil marktorientierter Einheiten in privaten Haushalten

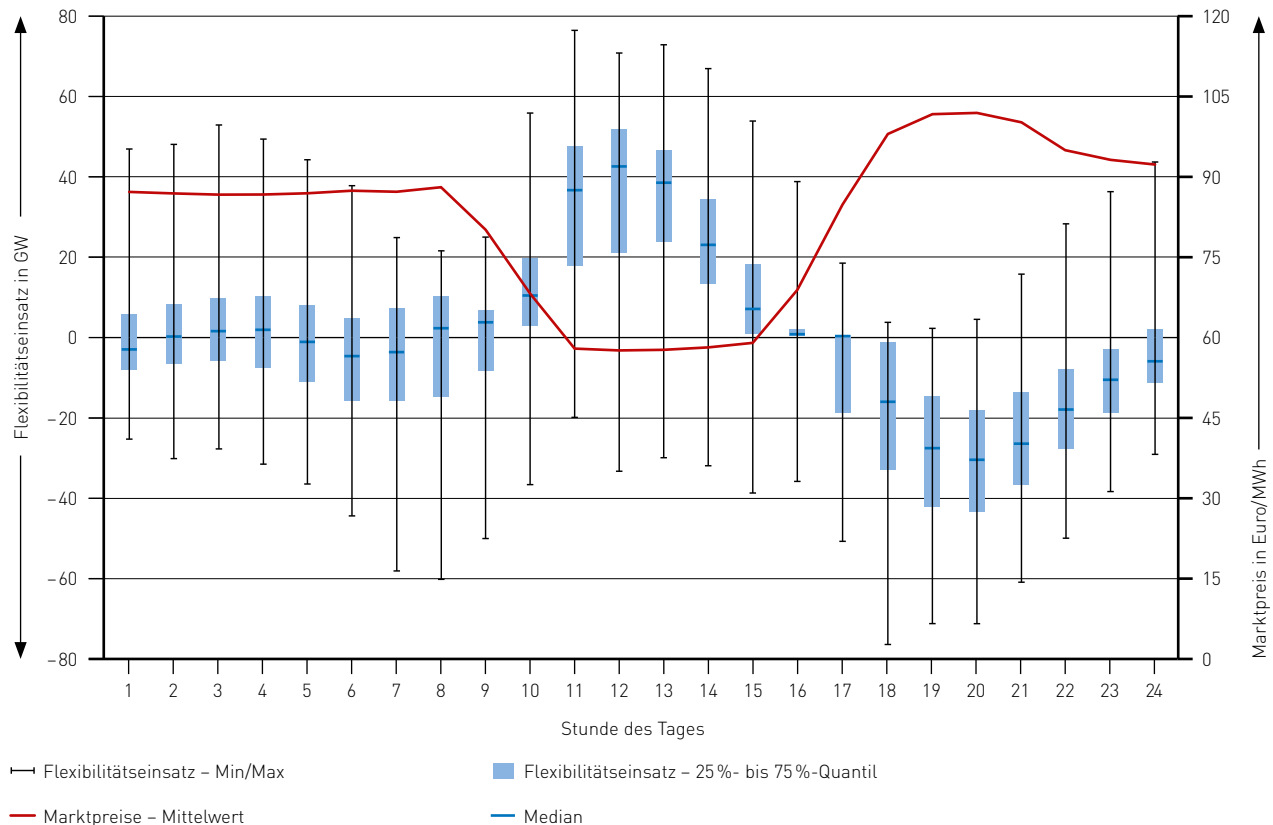
in %	Szenario A	Szenario B	Szenario C
2037	50	100	75
2045	75	100	100

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Flexibilitätspotenzial von Wärmepumpen ergibt sich dabei unter anderem aus dem Wärmebedarf der privaten Haushalte. In Zeiten geringer beziehungsweise keiner Nachfrage von Raumwärme besteht infolge des niedrigen Stromverbrauchs nahezu kein Verschiebe- und Steuerungspotenzial. Zudem kann der Einsatz von Wärmepumpen an kälteren Tagen nicht beliebig lange ausgesetzt werden, um eine Auskühlung von Gebäuden zu verhindern. Neben dem temperaturabhängigen Wärmebedarf spielt also auch die thermische Trägheit der Gebäude eine wesentliche Rolle für die nutzbare Flexibilität. In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass der Einsatz von Wärmepumpen unter Berücksichtigung des Heizwärmebedarfs in Zeiten niedriger Strompreise um bis zu 4 Stunden vorgezogen werden kann.

Analog zu den Restriktionen bei Wärmepumpen bestehen auch Einschränkungen bei dem Einsatz von Flexibilitäten im Bereich der Elektromobilität. Im Kontext Elektromobilität sind Fahrprofile zu berücksichtigen, die das jeweilige Nutzerverhalten abbilden. Im Haushaltsbereich können E-PKW nur geladen werden, sofern sie an die Ladeinfrastruktur angeschlossen sind. Zudem kann die Anpassung der Ladeleistung insoweit erfolgen, als der Füllstand der Batterie zum Ende des Ladevorgangs ausreichend hoch für die nächste Fahrt sein muss. Daraus ergeben sich Randbedingungen für ein frühest- und spätestmögliches Laden von E-PKW an Ladesäulen. Darüber hinaus wird über die sogenannte Anschlussleistung bestimmt, wie hoch der maximale Strombezug der E-PKW zu einem Zeitpunkt sein kann. Aus diesen Informationen ergibt sich das Verschiebepotenzial des Lastgangs von E-PKW. Die Inanspruchnahme des Potenzials ergibt sich in den Szenarien aus der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt. Bei der Optimierung wird primär auf eine zeitliche Verschiebung des Stromverbrauchs abgezielt, eine Rückspeisung in das Stromnetz („vehicle-to-grid“) wird nicht betrachtet.

Modellseitig erfolgt die Optimierung der Lastgänge der Wärmepumpen und E-Fahrzeuge bereits vor der Strommarktsimulation. Die Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt wird hierbei über die Residuallast approximiert. Die Lastgänge werden unter Berücksichtigung der beschriebenen Restriktionen so optimiert, dass die resultierende stündliche Residuallast möglichst konstant ist. So wird sichergestellt, dass Überschüsse erneuerbarer Energien einerseits effizient genutzt und andererseits der Verbrauch in Knappheitssituationen entsprechend verringert wird. Im Ergebnis erfolgt eine Glättung der Residuallastkurve.

Abbildung 11: Mittlerer, minimaler und maximaler Flexibilitätseinsatz je Tagesstunde in Szenario B 2037


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Einsatz der Flexibilität im Sektor der privaten Haushalte ist in Abbildung 11 beispielhaft für das Szenario B 2037 dargestellt. Für jede Tagesstunde sind Kenngrößen für die Verschiebung des initialen Lastgangs von Wärmepumpen und E-PKW kombiniert mit dem Einsatz von Kleinbatteriespeichern in Form sogenannter Boxplots⁵ dargestellt. Zur Einordnung ist zusätzlich für jede Tagesstunde der Mittelwert, der im Rahmen der Marktsimulation ermittelten Großhandelsstrompreise abgebildet. Hierbei ist zu erkennen, dass insbesondere in den Mittagsstunden überdurchschnittlich geringe Strompreise, häufig in Folge von Erzeugungsüberschüssen durch Photovoltaik (PV), und in den Abendstunden überdurchschnittliche hohe Strompreise auftreten. Entsprechend korreliert der Flexibilitätseinsatz, indem der Stromverbrauch bevorzugt von den Abendstunden in die Mittagsstunden hin verlagert wird. Es ist darauf hinzuweisen, dass sich beispielsweise bei entsprechender Stromerzeugung aus Windenergie auch andere Muster ergeben können. Hervorzuheben ist, dass sich in beide Richtungen ein Flexibilitätseinsatz in Höhe von bis zu 80 GW ergibt. Ein Großteil dieser Flexibilität, insbesondere in den Spitzen, wird dabei durch den Einsatz von Batteriespeichern bereitgestellt.

⁵ Mit Boxplots lassen sich Verteilungen von Datenpunkten beschreiben. In dieser Darstellung werden 25 % Quantile (Quartile) verwendet. Die untere Antenne beschreibt das Minimum der Werte und der Beginn der Box das untere Quartil. Der Strich innerhalb der Box beschreibt den Zentralwert aller Werte, den Median. Der obere Abschluss der Box beschreibt das obere Quartil und die obere Antenne das Maximum der Werte.

2.4.2 Batteriespeicher

Batteriespeicher liefern einen wichtigen Beitrag zur Bereitstellung von Flexibilität im Stromsystem, indem sie kurzfristige Schwankungen in der Einspeisung erneuerbarer Energien ausgleichen. Der Szenariorahmen weist im Bereich Batteriespeicher eine installierte Leistung von 91 GW im Jahr 2037 und zwischen 141 und 168 GW im Jahr 2045 aus (s. Tabelle 3). Das Verhältnis aus Speicherkapazität zu installierter Leistung beträgt jeweils 2 kWh/kW. Die beiden Kategorien Klein- und Großbatteriespeicher unterscheiden sich dabei im Hinblick auf die installierte Leistung und Systematik der regionalen Verteilung.

Tabelle 3: Installierte Leistung von Batteriespeichern

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Kleinbatteriespeicher	67,4	67,4	67,4	97,7	97,7	113,4
Großbatteriespeicher	23,7	23,7	24,2	43,3	43,3	54,5
Summe	91,1	91,1	91,6	141,0	141,0	167,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kleinbatteriespeicher sind im Bereich privater Haushalte oder GHD häufig an die Installation und den Betrieb von PV-Aufdachanlagen gekoppelt. Daher ist ihre regionale Verteilung im Szenariorahmen unter Berücksichtigung des Bestands an der Verteilung von PV-Aufdachanlagen orientiert. Wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, ist der Einsatz von Kleinbatteriespeichern eng verbunden mit dem Einsatz und der Flexibilität von Wärmepumpen und der E-Mobilität. Während Kleinbatteriespeicher aktuell vor allem zum Zwecke der Eigenbedarfsoptimierung eingesetzt werden, geht der Szenariorahmen langfristig von einem strommarktorientierten Einsatz aus. Dabei richtet sich der Einsatz der Batteriespeicher an der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt aus. Die Batteriespeicher werden im Rahmen der Strommarktsimulation optimiert.

Für Großbatteriespeicher wird angenommen, dass diese überwiegend in räumlicher Nähe zu PV-Freiflächenanlagen oder Onshore-Windenergieanlagen errichtet werden. Aus diesem Grund wird die regionale Verteilung ausgehend vom Bestand entsprechend daran geknüpft. Der Szenariorahmen sieht analog zu den Kleinbatteriespeichern einen strommarktorientierten Einsatz vor.

2.4.3 Wasserstoff und Elektrolyse

In Anwendungen, in denen eine direkte Elektrifizierung mit höheren volkswirtschaftlichen Kosten verbunden oder technologisch nicht möglich ist, kann die Nutzung von Wasserstoff beziehungsweise synthetischen Brennstoffen vorteilhaft sein. Eine energetische Nutzung ist in Endenergieanwendungen im Verkehr oder bei der Wärmebereitstellung, insbesondere für Anwendungen mit hohen Temperaturniveaus, denkbar. Darüber hinaus ist die Ausweitung der stofflichen Nutzung von Wasserstoff als Ausgangsstoff für viele Produktionsketten in der Industrie, zum Beispiel der Chemie- oder Stahlindustrie, zu erwarten.

Die genehmigten Szenarien unterstellen eine umfassend ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur bereits im Jahr 2037. Im Szenariorahmen wird davon ausgegangen, dass etwa die Hälfte des Wasserstoffbedarfs in Deutschland durch inländische Elektrolyse bereitgestellt wird. Die angenommene installierte Leistung der Elektrolyseure in den Betrachtungsjahren 2037 und 2045 wird in Tabelle 4 abgebildet.

Tabelle 4: Installierte Leistung der Elektrolyseure

in GW	Szenario A	Szenario B	Szenario C
2037	40,0	26,0	28,0
2045	80,0	50,0	55,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Methodik zur Regionalisierung

Bei der Verortung von Elektrolyseuren wird mehrstufig vorgegangen. In einem ersten Schritt werden heute bereits absehbare Projekte aus Netzanfragen berücksichtigt, die im Rahmen einer von der BNetzA bei den Netzbetreibern durchgeführten Abfrage als in der Realisierung hinreichend wahrscheinlich bewertet wurden. Zudem werden alle Projekte berücksichtigt, welche als sogenannte „Important Projects of Common European Interest“ („IPCEI“) gefördert werden. In Summe betrifft dies Projekte mit einer Kapazität von über 14 GW. Die Differenz zur Erreichung der genehmigten Elektrolyseleistung wird in einem zweiten Schritt nach einem netzdienlichen Ansatz verortet.

Zur Ermittlung eines bedarfsgerechten Netzausbaus sollen die Standorte der Elektrolyseure möglichst wenig belastend oder sogar entlastend auf die Übertragungsnetze wirken. Dazu werden die Elektrolyseure so platziert, dass sie hohe lokale Überschüsse aus erneuerbaren Energien ausgleichen können, um eine Belastung der Stromnetze und eine Abregelung von Erzeugungsanlagen zu vermeiden. Konkret erfolgt eine Auswertung der Jahresresiduallast auf Ebene der Regierungsbezirke (NUTS2) sowie darauf aufbauend auf Ebene von Netzknoten. Elektrolyseleistung wird dabei nur Regionen beziehungsweise Netzknoten mit negativen Jahresresiduallasten, also regionalen Erzeugungsüberschüssen aus erneuerbaren Energien, zugewiesen. Der lokale Umfang der Elektrolyseleistung ergibt sich gewichtet aus der Höhe der negativen Jahresresiduallast.

Die Verortung der Elektrolyseure wird unter Berücksichtigung der neu ermittelten Netzausbaumaßnahmen mit dem Ziel angepasst, die deutschlandweiten Engpässe im Übertragungsnetz zu reduzieren. Somit soll sichergestellt werden, dass durch die Verortung der Elektrolyseure keine neuen Engpässe im Übertragungsnetz entstehen, wie es die BNetzA im zugrunde liegenden Szenariorahmen vorgegeben hat.

Methodik zur Herleitung von Einsatzprofilen

Der Einsatz aller Elektrolyseure wird innerhalb der Strommarktmodellierung ermittelt. Dabei wird eine breite Verfügbarkeit einer Wasserstoffinfrastruktur unterstellt, sodass beispielsweise für Industriebetriebe keine Restriktionen in der Versorgung mit Wasserstoff angenommen werden. Wasserstoff wird nur in Zeiten niedriger Strompreise erzeugt. Der Strompreis darf dabei maximal so hoch sein, dass unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten (Wirkungsgrad von 70%) die Kosten für die Erzeugung von Wasserstoff unterhalb des angenommenen Wasserstoffpreises liegen. Der Wasserstoffpreis ergibt sich dabei aus den Kosten von Erdgas inklusive bei der Verbrennung anfallender CO₂-Emissions-

kosten, um mit der Modellierung der Stromerzeugungsseite konsistent zu sein (s. Kapitel 3.2.2). Liegt der Strompreis unter dem ermittelten Grenzpreis (2037: 36 EUR/MWh), erzeugen die Elektrolyseure Wasserstoff. Bei höheren Strompreisen sind die Elektrolyseure nicht in Betrieb. Der Grenzpreis liegt deutlich unter den Grenzkosten von Kohle- oder Gaskraftwerken, weswegen ein zeitgleicher Betrieb ausgeschlossen werden kann.

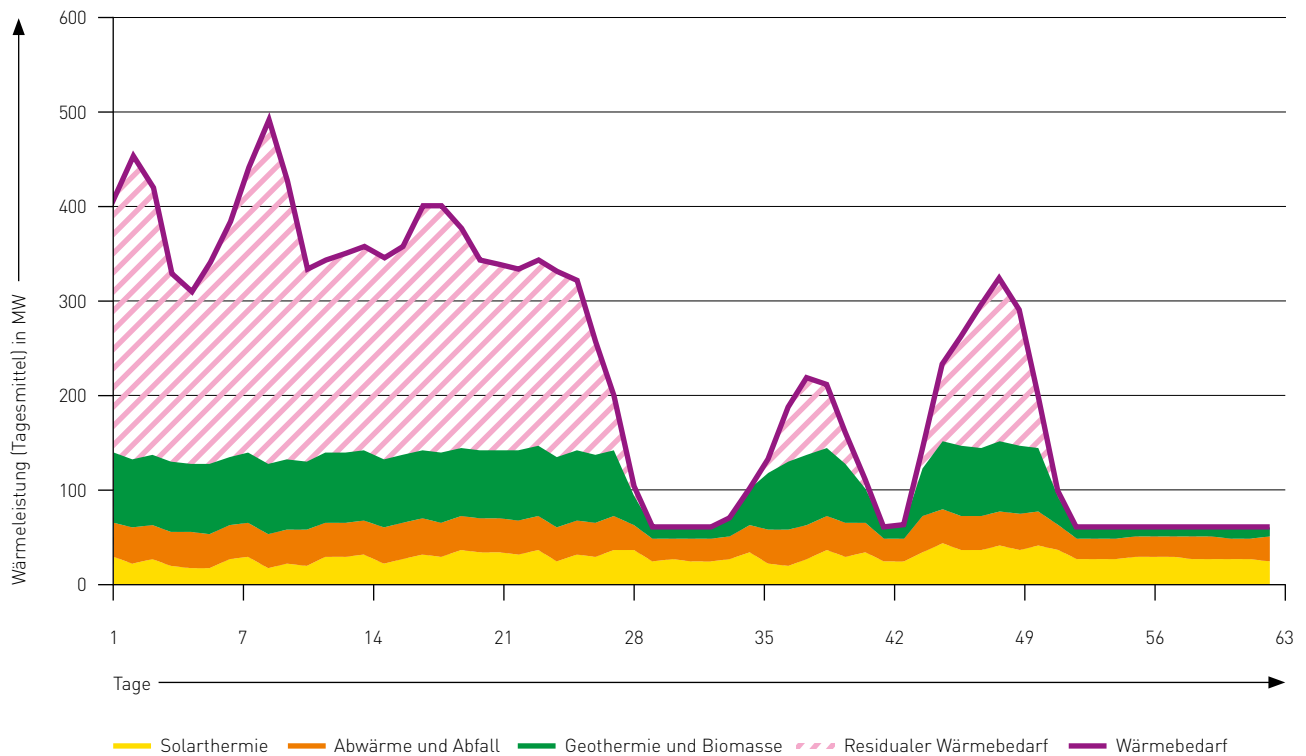
2.4.4 Fernwärme

Im Bereich der Fernwärme wird in den Szenarien A und B von einer Steigerung des Wärmebedarfs von heute 125 TWh auf 162 TWh im Jahr 2037 und 150 TWh im Jahr 2045 ausgegangen. Der erhöhte Wärmebedarf ist auf eine Ausdehnung der bestehenden Fernwärmenetze und die Erschließung neuer Wärmenetze sowie Kunden zurückzuführen. Eine verbesserte Gebäudedämmung und Effizienzsteigerungen bei Produktionsprozessen wirken sich dabei senkend auf den Fernwärmebedarf aus. In Szenario C ist dieser wärmebedarfssenkende Effekt weniger stark ausgeprägt, woraus sich ein Bedarf von 214 TWh im Jahr 2037 und 200 TWh im Jahr 2045 ergibt.

Die Bereitstellung von Fernwärme erfolgt zukünftig nicht mehr vordergründig über die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) von Kraftwerken. Ein relevanter Teil der Wärmeherzeugung wird stattdessen durch erneuerbare Energien wie Geo- oder Solarthermie und Biomasse sowie industrielle Abwärme und Abfallverbrennung bereitgestellt. Darüber hinaus wird 2037 etwa ein Drittel und 2045 zwischen 40 – 50 % der Fernwärme durch Großwärmepumpen und Elektroheizer erzeugt. Die zusammengenommene elektrische Leistung der Großwärmepumpen und Elektroheizer liegt in den Szenarien zwischen 13 und 27 GW. Die regionale Verteilung dieser Leistung erfolgt anhand der Wärmebedarfe und unter Berücksichtigung anderer Wärmeherzeuger je Fernwärmenetz. Dabei wird auf die Ergebnisse der von den ÜNB beauftragten Studie „Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeherzeuger in Deutschland“ der FfE zurückgegriffen.

Der zeitabhängigen Modellierung des Einsatzes liegt eine Wärmenetzsimulation zugrunde, aus der die Wärmebedarfe je Fernwärmenetz und entsprechende temperaturabhängige Wärmebedarfsprofile hervorgehen. Darauf aufbauend wird zunächst die angebotsorientierte Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien und Industrie approximiert und der Wärmebedarf entsprechend reduziert (s. Abbildung 12). Im Rahmen der Strommarktsimulation wird für die Stunden mit verbleibendem Wärmebedarf bestimmt, ob der Strompreis ein Niveau erreicht, zu dem die Bereitstellung von Fernwärme durch Großwärmepumpen und Elektroheizer rentabel ist. Dabei ist der Betrieb von Großwärmepumpen im Vergleich zu Elektroheizern aufgrund der höheren Wirkungsgrade auch bei höheren Strompreisen noch wirtschaftlich. Verbleibt im Anschluss eine Wärmenachfrage, weil die Strompreise zu hoch oder die Heizleistung nicht ausreichend ist, ist diese durch den Einsatz von KWK-Anlagen, Heizkesseln oder aus Wärmespeichern zu decken.

Abbildung 12: Exemplarische Wärmebedarfskurve eines Fernwärmenetzes und Wärmebereitstellung durch erneuerbare Energien und Abwärme (Tagesmittelwerte im Frühjahr)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

2.4.5 Demand Side Management

Die Flexibilisierung der Stromnachfrage in der Industrie und dem GHD-Sektor erfolgt in den Szenarien über sogenanntes Demand Side Management. Der Szenariorahmen weist in diesem Bereich eine abrufbare Leistung zwischen 5 GW und 7,2 GW im Jahr 2037 und zwischen 8,9 GW und 12 GW im Jahr 2045 aus. Dabei wird eine Veränderung des Nachfrageverhaltens ausgewählter Prozesse in Abhängigkeit ihrer spezifischen wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen unterstellt. Die resultierenden, abrufbaren DSM-Potenziale finden sich in Tabelle 5.

Tabelle 5: Angenommene DSM-Potenziale

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Industrie	2,5	4,1	4,1	5,3	6,7	6,7
abschaltbar	0,8	1,5	1,5	1,3	2,0	2,0
verschiebbar	1,7	2,6	2,6	4,0	4,7	4,7
GHD	2,5	3,1	3,1	3,6	5,3	5,3
abschaltbar	0	0	0	0	0	0
verschiebbar	2,5	3,1	3,1	3,6	5,3	5,3
Summe	5,0	7,2	7,2	8,9	12,0	12,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die regionale Verteilung der DSM-Potenziale orientiert sich an den Ergebnissen des beauftragten Gutachtens „Regionale Lastmanagementpotenziale“. Im Rahmen dieser Studie werden sowohl bestehende als auch mittel- bis langfristige Lastmanagementpotenziale in Deutschland beschrieben, quantifiziert und auf Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte verortet. Hierbei wird zwischen Industrieprozessen, industriellen Querschnittstechnologien und GHD-Prozessen unterschieden. Das Gutachten ist hier abrufbar: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE_0.pdf

Der Abruf des DSM-Potenzials erfolgt strompreisbasiert im Rahmen der Strommarktmodellierung. Dabei werden den jeweiligen DSM-Prozessen neben den Abrufkosten prozessspezifische technische Parameter wie maximale Abrufdauern, Mindeststillstandszeiten oder maximale Verschiebedauern zugewiesen.

2.5 Erneuerbare Energien

Ausbau und Integration erneuerbarer Energien sind von elementarer Bedeutung für ein klimaneutrales Energiesystem. Grundlage dieses Szenariorahmens sind die Ausbauziele der erneuerbaren Energien des novellierten EEG 2023. Besonders in den Fokus rückt der Ausbau der Technologien Photovoltaik, Windenergie onshore und Windenergie offshore. Zusammen mit Wasserkraft und Biomasse sowie eines Anteils der Abfallverbrennung wird in diesem Szenariorahmen eine installierte Gesamtleistung erneuerbarer Energien von bis zu 576 GW im Jahr 2037 und bis zu 703 GW im Jahr 2045 zugrunde gelegt. Letztgenannter Wert entspricht einer Verfünfachung der heute installierten Leistung.

Methodik und Ergebnisse der Regionalisierung

Zur Bestimmung der zukünftigen regionalen Verteilung von Photovoltaik, Windenergie onshore und Biomasseanlagen wird ein geodatenbasiertes Prognosemodell des Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) angewandt. Eine ausführliche Beschreibung der angewandten Methodik und der zugrunde liegenden Annahmen und Daten kann unter www.netzentwicklungsplan.de/Studie_Regionalisierung_EE_IEE abgerufen werden. Ebenfalls dort zu finden sind detaillierte Ergebnisse der Regionalisierung sowie zahlreiche grafische Aufbereitungen.

Eine umfassende Beschreibung der Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Offshore-Windenergieanlagen erfolgt in Kapitel 4. Die regionale Verteilung der Laufwassererzeugung und Speicherwasserkraftwerke orientiert sich am Bestand. Bei Biomasseanlagen wird bis 2037 und 2045 ein Rückgang der Stromerzeugungsleistung angenommen.

Windenergie onshore

Für die Regionalisierung der Onshore-Windenergieanlagen wird zunächst eine Allokation der installierten Leistung auf Bundeslandebene vorgenommen. Hierbei wird für jedes Bundesland ein Kurzfriststützpunkt bestimmt, der den bereits heute absehbaren, kurzfristigen Zubau der Windenergie abbilden soll. Darauf aufbauend wird für die Verteilung des Netto-Restzubaus auf die Bundesländer ein Aufteilungsschlüssel zugrunde gelegt, der sowohl die Potenzialflächen eines Bundeslandes auf Basis einer Weißflächenanalyse als auch eine Flächenbewertung anhand von Konfliktrisikoklassen⁶ berücksichtigt. Für jedes Bundesland wird zudem eine weiche Leistungsobergrenze einbezogen, die sich jeweils aus den spezifischen Flächenbedarfen von Windenergieanlagen und zwei Prozent der Landesfläche beziehungsweise den Flächenbeitragswerten je Bundesland gemäß Wind-an-Land-Gesetz ergibt.

Im Ergebnis führt der beschriebene Ansatz dazu, dass ein Großteil der installierten Leistung in den norddeutschen Bundesländern verortet wird. Aber auch in Mittel- und Süddeutschland und insbesondere in Bayern ist mit einem deutlichen Anstieg der installierten Leistung zu rechnen. Bestehende bundeslandspezifische Abstandsregelungen wie die 10H-Regelung in Bayern werden aufgrund der aktuellen politischen Diskussionen und des langfristigen Zeithorizonts nicht berücksichtigt.

Die kleinräumige Verteilung der Anlagen erfolgt nach der im Szenariorahmenentwurf und im Begleitdokument beschriebenen Systematik. Heute bereits bekannte Vorrang- und Eignungsgebiete für Windenergie onshore werden prioritär erschlossen. Sofern die Leistung eines Bundeslandes bei Bebauung der ausgewiesenen Gebiete noch nicht erreicht wird, werden darüber hinaus weitere Flächen erschlossen. Dabei werden Standorte mit einer geringen Anzahl an bekannten Restriktionen bevorzugt.

⁶ Für die Flächenbewertung werden die Ergebnisse der Studie „Analyse der Flächenverfügbarkeit für Windenergie an Land post-2030“ (durchgeführt von Guidehouse, Fraunhofer IEE, bosch&partner, Stiftung Umweltenergierecht, im Auftrag des BMWK) herangezogen.

Photovoltaik

Ausgehend vom Bestand wird der Zubau der Photovoltaikanlagen gleichmäßig auf die beiden Kategorien Aufdach- und Freiflächen-PV verteilt. Für die Freiflächen-PV erfolgt analog zu den Onshore-Windenergieanlagen zunächst eine Allokation auf Bundeslandebene. Die Leistung in einem Bundesland ergibt sich aus einem Kurzfriststützpunkt und einer Aufteilung anhand ertragsgewichteter Potenzialflächen. Der Kurzfriststützpunkt bildet für jedes Bundesland den Ausgangspunkt für den weiteren Zubau und stellt damit gleichzeitig eine untere Grenze für die installierte Leistung dar.

Darüber kann eine höhere Erschließungswahrscheinlichkeit von Standorten mit höheren Erträgen abgebildet werden. Auf die Potenzialflächen und prognostizierten Erträge wird ebenfalls im Zuge der kleinräumigen Verteilung zurückgegriffen. Diese erfolgt für jede Anlage unter Berücksichtigung einer angenommenen Verteilung bestimmter Anlagengrößen und Flächenbedarfe.

Für die Aufdach-PV wird auf regionaler Ebene anhand von historischem Zubau und Potenzial eine beschränkte Wachstumsfunktion hergeleitet, aus der sich für den weiteren Zubau eine asymptotische Annäherung an die Potenzialobergrenze ergibt. Dieser Ansatz folgt der Annahme, dass die Zubaurate in einer Region abnimmt, wenn die verbliebenen Flächen immer schlechter geeignet sind.

Zur Erreichung der Mantelzahlen ist in allen Bundesländern ein deutlicher Anstieg der installierten PV-Leistung anzunehmen. Freiflächenanlagen haben dabei Schwerpunkte im Süden und Osten Deutschlands, während Aufdachanlagen einen Schwerpunkt in Süddeutschland haben.

Methodik zur Bestimmung von Einspeisezeitreihen

Die Ergebnisse der Regionalisierung werden für die Technologien Photovoltaik und Windenergie onshore mit Wetterdaten und Anlagenspezifika sowie weiteren modelltechnischen Annahmen verknüpft, sodass zeitlich und räumlich aufgelöste Zeitreihen der Einspeisung bestimmt werden können. Die Einspeisezeitreihen und Volllaststunden orientieren sich an den in der Genehmigung des Szenario Rahmens angegebenen Rahmendaten. Für Windenergie onshore wird hierbei den aktuell weiter steigenden Nabenhöhen der Anlagen Rechnung getragen.

Im Bereich Windenergie offshore werden gebietsscharfe Einspeisezeitreihen der Studie „Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen“ genutzt. Die Studie wurde durch das Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme im Auftrag des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie begleitend zum Flächenentwicklungsplan durchgeführt. Die Einspeisezeitreihen zeichnen sich dadurch aus, dass eine Erhöhung der Leistungsdichten in den einzelnen Offshore-Gebieten und damit einhergehende Verschattungseffekte berücksichtigt sind.

Biomassekraftwerke stellen eine regelbare Erzeugungstechnologie dar. Es wird angenommen, dass der Energieträger Biomasse überwiegend kontinuierlich anfällt und nicht unbegrenzt erzeugt sowie gelagert werden kann. Unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Biomasse können Biomassekraftwerke ihre Stromerzeugung entsprechend der Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt anpassen. Im Rahmen der Strommarktmodellierung erfolgt dies, indem Biomassekraftwerke die ihr zugewiesene Stromerzeugung innerhalb eines Tages frei verschieben können. Bei der Wasserkraft ergeben sich die Einspeisezeitreihen und die Parametrierung aus dem zugrundeliegenden Wetterjahr und dem Bestand.

Insbesondere die Zeitreihen von Photovoltaik und Windenergie sind aufgrund der hohen Leistungen von hoher Relevanz für das Strommarktgeschehen. Der Einsatz der im System befindlichen Flexibilitäten wird sich maßgeblich danach ausrichten. Es ist zu beachten, dass die berechnete stündliche Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik im Rahmen der Strommarktsimulation nur reduziert werden kann, wenn eine Integration in das System unter Nutzung aller zuschaltbaren Lasten und verfügbaren Speicher- und Handelskapazitäten nicht möglich ist.

Darüber hinaus erfolgt im Rahmen dieses NEP gemäß der Genehmigung des Szenario Rahmens der BNetzA (S. 57) keine explizite Modellierung von Spitzenkappung. Begründet wird dies einerseits damit, dass das Instrument der Spitzenkappung durch die VNB derzeit nur in sehr begrenztem Maße umgesetzt wird. Eine über die Planungen der VNB hinausgehende Berücksichtigung durch die ÜNB ist nicht vorgegeben und birgt das Risiko einer Unterschätzung



von Netzbelastungen. Darüber hinaus ist hervorzuheben, dass das Instrument der Spitzenkappung nicht für große Stromsysteme mit einer hohen Zahl an flexiblen Verbrauchern und Speichern, wie sie in diesem Szenariorahmen angesetzt werden, konzipiert und bewertet worden ist. Es ist zu beachten, dass sich eine Vielzahl an Flexibilitäten in unmittelbarer räumlicher Nähe zu Photovoltaik- oder Windenergieanlagen befinden und die netztechnische Wirkung der Einspeisung in den unterlagerten Netzebenen nicht unter Vernachlässigung des Einsatzes dieser Verbraucher und Speicher approximiert werden kann.

2.6 Modellierung konventioneller Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke sind als regelbare Erzeugungseinheiten weiterhin fester Bestandteil eines klimaneutralen Stromsystems. In den Szenarien wird dabei ein vollständiger Ausstieg aus der Kernenergie gemäß Atomgesetz und aus der Kohleverstromung gemäß dem Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung (KVBG) angenommen. Gemäß des Koalitionsvertrages der aktuellen Regierungsparteien wird ein beschleunigter Kohleausstieg unterstellt, sodass bereits im Jahr 2037 keine Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken mehr erfolgt. Der konventionelle Kraftwerkspark wird in allen Szenarien gleich abgebildet.

Die genannten politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen führen in den Szenarien zu einem starken Rückgang der konventionellen Kraftwerkskapazität gegenüber heute. Gaskraftwerke bilden mit 38,4 GW im Jahr 2037 die Basis des thermischen Kraftwerksparks. Durch den sukzessiven Rückgang von dezentralen KWK-Anlagen reduziert sich die installierte Leistung von gasbefeuerten Kraftwerken bis 2045 auf 34,6 GW. Neben den gasbefeuerten Kraftwerken besteht der thermische Kraftwerkspark aus mit Abfall befeuerten Kraftwerken. Mit einer installierten Leistung von rund 2,0 GW spielen diese im Energiesystem bereits 2037 nur eine nachrangige Rolle. In den Szenarien werden ausschließlich Kapazitäten an bereits bekannten Kraftwerksstandorten betrachtet. Mit Ausnahme von gelisteten Neubaulprojekten wird kein Zubau von Kraftwerken abgebildet.

Zur Erreichung der Treibhausgasneutralität müssen gasbefeuerte Kraftwerke absehbar mit einem klimaneutralen Brennstoff betrieben werden. Daher wird in den Szenarien angenommen, dass gasbefeuerte Kraftwerke mittel- bis langfristig anstatt mit Erdgas mit Wasserstoff oder einem anderen klimaneutralen Brennstoff betrieben werden. Bereits für 2037 wird unterstellt, dass ein Teil der Kraftwerke mit klimaneutralen Brennstoffen versorgt wird oder eine entsprechende Beimischung zum Brennstoff erfolgt. Bis 2045 wird aufgrund der erforderlichen Dekarbonisierung von einer vollständigen Umstellung der Gaskraftwerke auf einen Brennstoff wie Wasserstoff ausgegangen.

Neben den thermischen Kraftwerken gehören auch hydraulische Kraftwerke wie Pumpspeicherkraftwerke zum konventionellen Kraftwerkspark. Basierend auf dem aktuellen Bestand, dem Rückbau, den in Bau und den in Planung befindlichen Projekten stehen sowohl 2037 als auch 2045 in Summe 12,2 GW zur Verfügung. Die installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks ist für die Jahre 2037 und 2045 in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Installierte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks

in GW	Szenarien A / B / C 2037	Szenarien A / B / C 2045
Erdgas / Wasserstoff	38,4	34,6
Abfall	2,0	2,0
Pumpspeicher	12,2	12,2

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Einsatzrestriktionen und weitere Modellierungsannahmen

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 Mindestbetriebszeiten und -stillstandzeiten. Außerdem werden geplante und ungeplante Kraftwerksausfälle berücksichtigt. Diese werden mithilfe von Zufallsziehungen ermittelt, die auf der in der Vergangenheit beobachteten durchschnittlichen Dauer und Häufigkeitsverteilung von Ausfällen je Kraftwerkstechnologie basieren.

Neben der Stromerzeugung für die öffentliche Versorgung erfüllen viele der konventionellen Kraftwerke heutzutage 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. In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass diese Versorgungsaufgaben für den Einsatz der Kraftwerke langfristig nur eine untergeordnete Rolle spielen. Der Einsatz aller konventionellen Kraftwerke richtet sich folglich in hohem Maße an der jeweiligen Angebots- und Nachfragesituation am Strommarkt aus. Dies gilt insbesondere für Gaskraftwerke, bei denen alle heute im Bestand befindlichen Erdgaskraftwerke sowie bekannte Zubauprojekte als Gasturbinen modelliert werden und damit sehr flexibel einsetzbar sind.

Die gasbefeuerten dezentralen KWK-Anlagen werden ebenfalls strommarktorientiert eingesetzt. Eine Stromproduktion erfolgt jedoch nur, wenn ein Wärmebedarf vorhanden und der Strompreis entsprechend hoch ist. Für Abfallkraftwerke wird vorgegeben, wie viel des Brennstoffs innerhalb eines Tages verfeuert werden muss. Damit wird berücksichtigt, dass die Lagerkapazitäten von Abfall begrenzt sind. Die Aufteilung der Stromproduktion innerhalb eines Tages ist ein Ergebnis der Strommarktsimulation. Pumpspeicherkraftwerke reagieren auf die Preissituation am Strommarkt und passen Stromerzeugung und -verbrauch unter Berücksichtigung von Speicherkapazitäten, Zuflüssen und weiteren Parametern an.

Lastnahe Reserven

Die Aufgabe des NEP ist es nicht, die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit und die Existenz notwendiger Investitionsanreize im Zeitverlauf zu bewerten. Es wird im Szenariorahmen nicht sichergestellt, dass der angenommene Kraftwerkspark und die zur Verfügung stehenden Flexibilitätsoptionen in allen Szenarien ausreichen, um die Last in jeder Stunde zu decken. Daher werden gemäß der Genehmigung neben den zuvor beschriebenen Kraftwerkskapazitäten modellseitig lastnahe Reserven angenommen. Diese werden im Rahmen der Strommarktmodellierung jeweils allen europäischen Marktgebieten zur Verfügung gestellt und zur Bestimmung des Brennstoffbedarfs als Gasturbinen modelliert. Der Einsatzpreis für die lastnahen Reserven wird so gewählt, dass sie vom Modell nach allen anderen Stromerzeugern und Flexibilitätsoptionen eingesetzt werden. Die Verortung eines Einsatzes erfolgt proportional zur konventionellen Spitzenlast an allen Netzknoten. Über diesen Ansatz wird die Generierung eines zusätzlichen Netzausbaubedarfs vermieden. Die Annahmen dienen dementsprechend ausschließlich einer robusten, bedarfsgerechten Netzentwicklung und sind nicht als eine Prognose des zukünftigen Kraftwerksparks zu verstehen.

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 Szenario „Distributed Energy“ veröffentlichten Energiepreisen für Rohöl, Steinkohle, Braunkohle und Kernenergie. Der Erdgaspreis wird dem World Energy Outlook 2021 (WEO) und dem Szenario „Announced Pledges“ entnommen. Der CO₂-Zertifikatspreis stammt aus dem Szenario „Net Zero Emissions by 2050“.

Innerhalb der Strommarktsimulation erfolgt keine Unterscheidung zwischen Kraftwerken, die mit gasförmigen Brennstoffen betrieben werden. Der Einsatz von Erdgas und Wasserstoff zur Stromerzeugung erfolgt stets zu gleichen Grenzkosten. Standortspezifische Annahmen zur Umstellung von Erdgaskraftwerken auf Wasserstoff sind daher nicht erforderlich. Bei Gaskraftwerken wird für alle Betrachtungshorizonte der Erdgaspreis inklusive CO₂-Emissionskosten zugrunde gelegt.

Die Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen sind Tabelle 7 zu entnehmen. Zudem sind die CO₂-Emissionsfaktoren in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 7: Annahmen zu Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen

	Szenarien A / B / C 2037	Szenarien A / B / C 2045
CO ₂ -Zertifikatspreise in EUR/t	160,1	199,5
Rohöl in EUR / MWh	35,1	33,7
Erdgas in EUR / MWh	19,4	19,4
Steinkohle in EUR / MWh	6,9	6,7
Braunkohle in EUR / MWh	6,5	6,5
Kernenergie in EUR / MWh	1,7	1,7

Quelle: Bundesnetzagentur, ENTSO-E, WEO 2021, Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 8: CO₂-Emissionsfaktoren nach Energieträgern

in t CO ₂ /MWh _{th}	CO ₂ -Emissionsfaktor
Abfall*	0,165
Braunkohle	0,393
Steinkohle	0,337
Erdgas	0,201
Kernenergie	0,000
Mineralölprodukte	0,287
Wasserstoff	0,000

* Annahme Abfall: 50 % biogener Anteil

Quelle: Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber



2.7 Nachbildung des Auslands

Das Maßnahmenpaket „Fit for 55“, das im Juli 2021 vorgestellt wurde, beinhaltet reformierte und neue Richtlinien und Verordnungen der Europäischen Kommission zur Klimapolitik der Europäischen Union. Ziel ist es, einerseits den Ausstoß von Treibhausgasen in der EU bis 2030 um mindestens 55 % gegenüber dem Ausstoß von 1990 zu reduzieren und andererseits Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen.

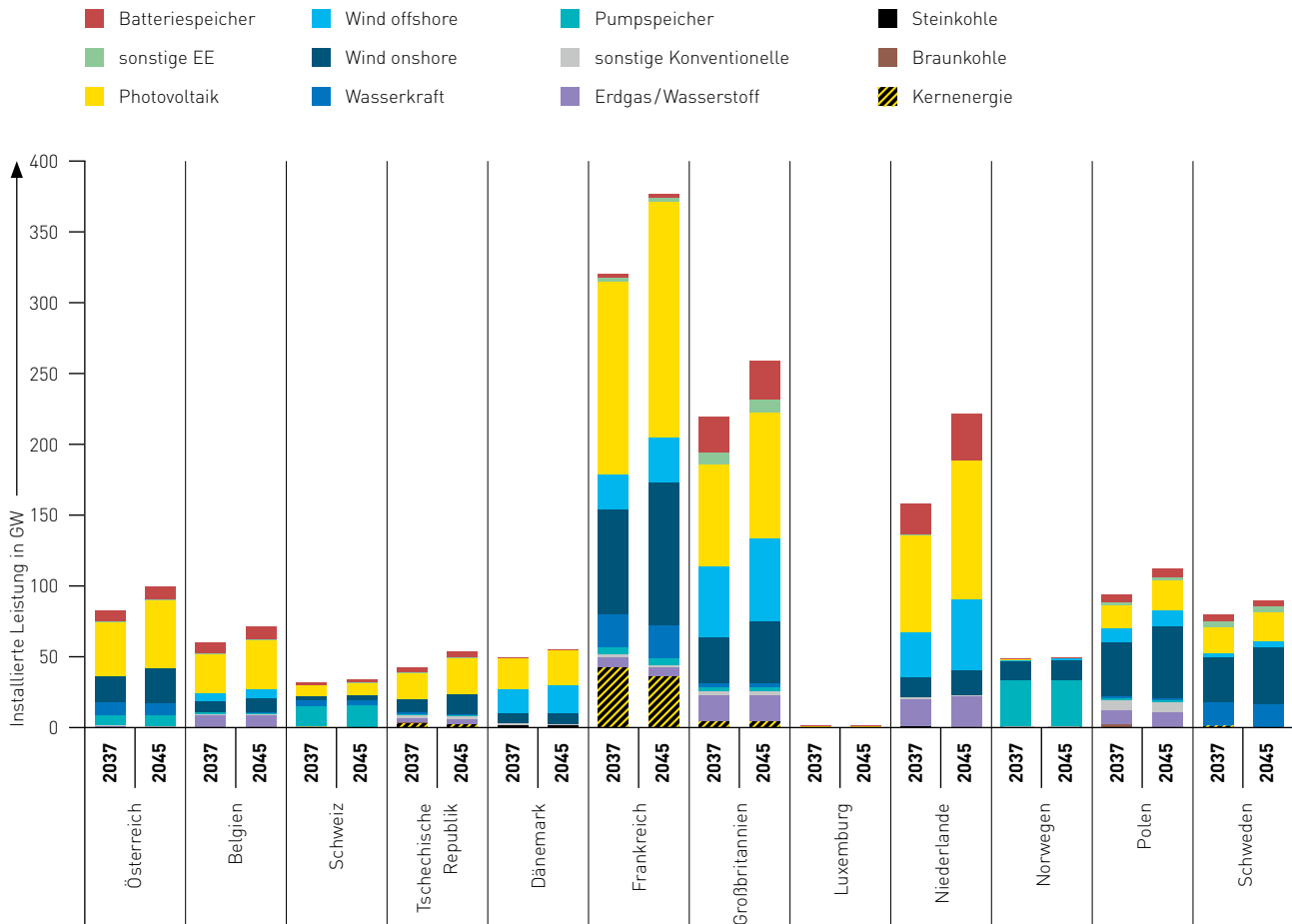
Diese setzen den Rahmen für den im April 2022 veröffentlichten und bereits konsultierten Entwurf des Scenario Report 2022 zum TYNDP, der von den europäischen Übertragungsnetzbetreibern (ENTSO-E) und Fernleitungsbetreibern (ENTSO-G) alle zwei Jahre veröffentlicht wird. Im TYNDP 2022 werden insgesamt drei Szenarien für die zukünftige Entwicklung des europäischen Stromsystems betrachtet. Zwei Szenarien stellen einen Pfad zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 dar und ein Szenario zeigt einen Pfad bis 2040 auf.

In diesem Szenariorahmen ist das Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2022 die zentrale Grundlage für die Annahmen des konventionellen Kraftwerksparks, der installierten Leistung und der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie der Höhe und der zeitlichen Verläufe des Stromverbrauchs im Ausland. Die Annahmen zu Deutschland aus der Genehmigung des Szenariorahmens bleiben davon unberührt. Dabei handelt es sich um ein „Top-Down“ erstelltes Szenario, welches die auf europäischer Ebene verankerte Senkung der EU-weiten Emissionen mit dem Ziel der Klimaneutralität bis 2050 berücksichtigt. Zudem wird die Kompatibilität mit dem 1,5 °C-Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens unterstellt. Der Fokus im Szenario „Distributed Energy“ liegt auf dem Einsatz von dezentralen Technologien wie Photovoltaik oder Batteriespeicher und erweist sich als das geeignetste Szenario zur angenommenen Entwicklung in Deutschland, siehe Genehmigung Szenariorahmen der BNetzA.

Für das Zieljahr 2037 werden die europäischen Daten mittels linearer Interpolation aus den Werten des TYNDP 2022 für die Zieljahre 2030 und 2040 hergeleitet. Die folgende Abbildung 13 zeigt die angenommenen installierten Leistungen je Energieträger für das europäische Ausland. Weitere Informationen zu den Szenarien des TYNDP 2022 können unter folgendem Link abgerufen werden: <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>



Abbildung 13: Installierte Leistung für erneuerbare und konventionelle Energieträger auf Basis des Szenarios „Distributed Energy“ des TYNDP 2022



Quelle: ENTSO-E, Stand: März 2023

Die Erzeugungskapazitäten des konventionellen Kraftwerksparks sind im TYNDP 2022 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, laufend aktualisiert sowie geeignet an die Mantelzahlen des TYNDP angepasst.

Neben den Zielen des Maßnahmenpakets „Fit for 55“ werden in der Marktsimulation auch weitere konkrete Vorgaben berücksichtigt. Hierbei ist insbesondere die Erhöhung der zur Verfügung gestellten Handelskapazität auf mindestens 70 % der Leitungskapazitäten bis zum 01.01.2026 zu nennen, die sich aus dem EU-Legislativpaket „Clean energy for all Europeans package“ (CEP), das am 22.05.2019 veröffentlicht wurde, ableitet.

Handelskapazitäten

Zur Abbildung der Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten werden in den Berechnungen zum Jahr 2045 ausschließlich sogenannte Net Transfer Capacities (NTC) berücksichtigt. In der Strommarktsimulation wird durch NTC die handelbare Strommenge zwischen zwei Marktgebieten stets auf einen konstanten Wert begrenzt. Dieser Ansatz wird in der Genehmigung der BNetzA für den Zeithorizont 2045 aufgrund der hohen Unsicherheiten hinsichtlich des zukünftigen Netzausbauzustands und der Entwicklungen am Strommarkt als geeignet betrachtet.

2 Szenariorahmen

Die angenommenen NTC basieren auf Daten europäischer Studien. Es werden NTC aus dem European Resource Adequacy Assessment 2022 (ERAA 2022) sowie darauf aufbauend die Projektplanungen des TYNDP 2022 zugrunde gelegt. Zusätzlich werden für 2045 und für nichtdeutsche Grenzen die Ergebnisse der „Identification of System Needs“ Studie (IoSN) des TYNDP 2022 berücksichtigt, sofern diese die antizipierten Kapazitäten nach der vorangegangenen Methodik überschreiten.

Die NTC zu den deutschen Anrainern und der Anrainer untereinander sind nachfolgend in Tabelle 9 dargestellt. Der Fokus liegt hierbei auf den Anrainerstaaten Deutschlands, sodass die Handelskapazitäten der Anrainer nicht vollständig abgebildet sein können. Die Interkonnektorkapazitäten von und nach Deutschland sind für die Zieljahre 2037 und 2045 identisch.

Tabelle 9: Handelskapazitäten der deutschen Anrainer für 2045

in GW		Marktgebiet zu													
		AT	BE	BEI	CH	CZ	DE	DKE	DKW	FR	GB	NL	NO	PL	SE
Marktgebiet von	AT	-			1,7	1,5	8,5								
	BE		-				2,0		2,0	3,8	3,8	4,4			
	BEI			-			2,0	1,2							
	CH	1,4			-		6,1			3,5					
	CZ	1,0				-	3,0							1,5	
	DE	8,5	2,0	2,0	6,1	3,0	-	1,0	3,5	4,8	2,8	6,0	1,4	2,0	2,0
	DKE			1,2			1,0	-	0,6						1,7
	DKW		2,0				3,5	0,6	-		2,8	0,7	1,7		1,4
	FR		5,3		4,9		4,8			-	8,8				
	GB		3,8				2,8		2,8	8,8	-	3,0	2,8		
	NL		4,4				6,0		0,7		3,0	-	0,7		
	NO						1,4		1,7		2,8	0,7	-		3,6
	PL					1,5	3,0							-	0,6
	SE						2,0	1,3	1,4				4,0	0,6	-

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für das Zieljahr 2037 sieht der genehmigte Szenariorahmen die Anwendung einer lastflussbasierten Kapazitätsberechnung an allen synchron verbundenen Grenzen Deutschlands zu den benachbarten Marktgebieten vor. Bereits heute kommt Flow-Based Market Coupling (FBMC) an den Grenzen der gesamten Core-Region⁷ zur Bestimmung von verfügbaren Handelskapazitäten zum Einsatz. Ziel dieses Ansatzes ist eine Annäherung an die auftretenden Lastflüsse und in der Folge eine effiziente Nutzung der verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern. Der wesentliche Unterschied zu der Anwendung von NTC besteht darin, dass verfügbare Kapazitäten nicht zwischen Marktgebieten, sondern auf sogenannten „kritischen Zweigen“ vorgegeben werden. Als kritische Zweige werden diejenigen Leitungen definiert, die durch einen grenzüberschreitenden Handel besonders stark belastet werden. Die aufgrund der handelsseitig ausgetauschten Strommengen resultierenden Lastflüsse dürfen auf diesen Leitungen die vorgegebenen Kapazitätswerte (Remaining Available Margin – RAM) nicht übersteigen.

⁷ Die Core-Region umfasst die folgenden Länder: Belgien, Frankreich, Kroatien, Luxemburg / Deutschland, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn.

Zur Bestimmung der RAM einer Leitung wird zunächst eine initiale Marktsimulation durchgeführt, in der sämtliche Handelskapazitäten über NTC abgebildet werden. Basierend auf den Ergebnissen der initialen NTC-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 spätestens ab 01.01.2026 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 Lastflüsse 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 Netzelemente innerhalb der Marktgebiete, sondern ausschließlich Leitungen zwischen den Marktgebieten (Interkonnektoren) berücksichtigt.

Neben den RAM der kritischen Zweige muss zusätzlich ermittelt werden, wie sich der handelsseitige Austausch von Strom zwischen zwei Marktgebieten auf den Lastfluss einer Leitung auswirkt. Dazu werden zwei Eingangsgrößen benötigt:

- Die Power-Transfer-Distribution-Factors (PTDF), welche angeben, wie sich der Lastfluss 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 GSK davon abhängig, welche Kraftwerke in der jeweiligen Situation ins Netz einspeisen und wie sie im Netz verteilt sind. 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 je Marktgebiet im Falle einer Nettopositionsänderung bestimmt. Dafür werden konventionelle regelbare Kraftwerke 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 des Marktgebiets 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 PTDF sind im Wesentlichen von der Netztopologie abhängig. Entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens wird zur Ermittlung der PTDF als Basis das Netz mit den bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans 2035 (2021) (Bestätigungsdokument vom 14.01.2022) genutzt. In den PTDF wird das (n-1)-Kriterium berücksichtigt, indem für jede Leitung neben dem (n-0)-Fall auch der Lastfluss, bei für die jeweilige Leitung kritischen Ausfällen, bestimmt wird.

Neben der grundlegenden Netztopologie haben auch lastflusssteuernde Betriebsmittel, wie Phasenschiebertransformatoren (PST) und HGÜ, Einfluss auf die Belastung der AC-Interkonnektoren. Marktgebietsinterne HGÜ innerhalb der FB-Region werden im NEP 2037/2045 (2023) 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 Lastflussberechnungen eingehen.

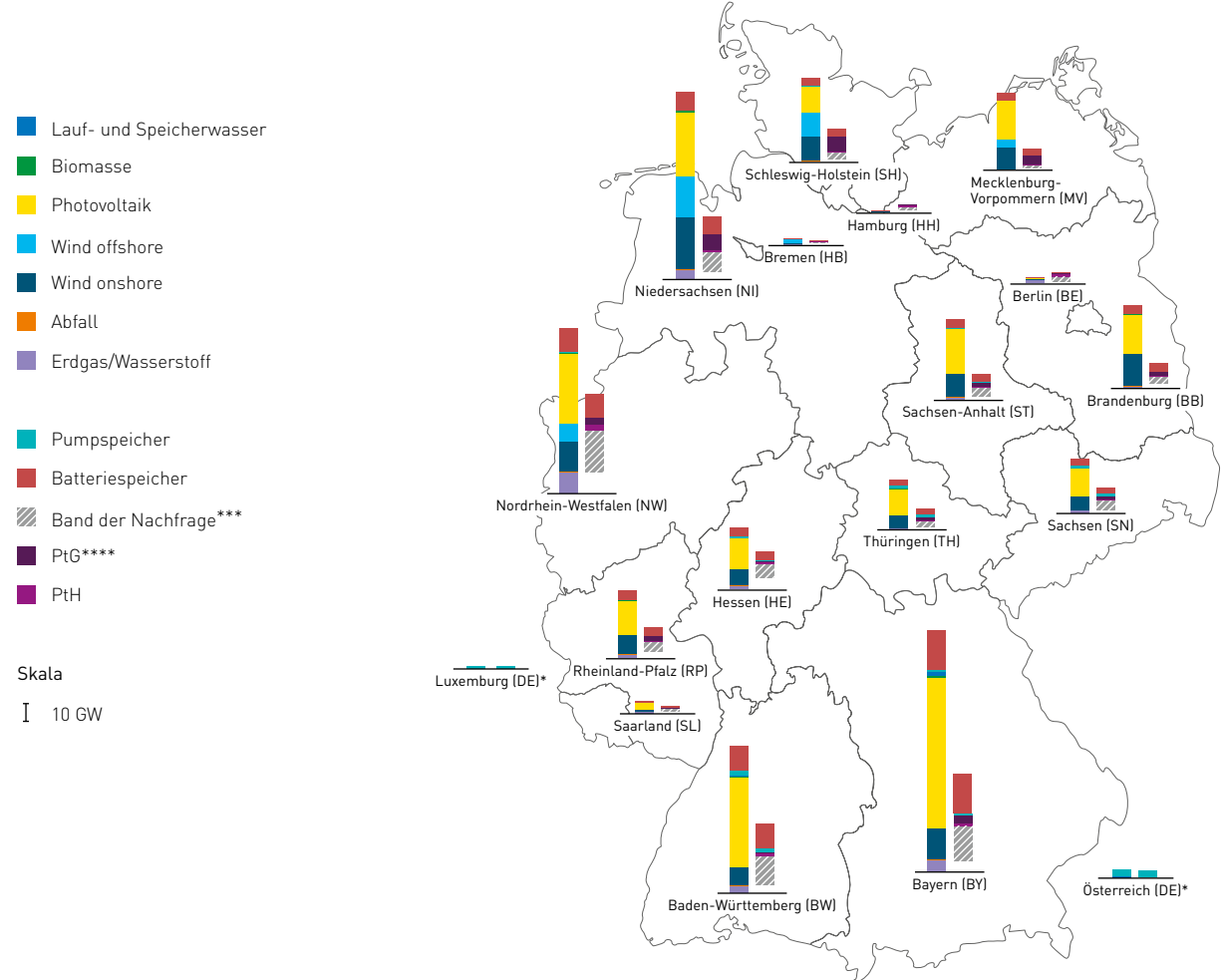
Entsprechend der Genehmigung des Szenariorahmens der BNetzA wird ausschließlich in den Szenarien des Zieljahres 2037 FBMC angewandt. Die modellierte FBMC-Region umfasst die Grenzen zwischen Deutschland, den heutigen synchron verbundenen Anrainerstaaten sowie Ungarn, Slowenien und die Slowakei. Zwischen allen anderen Marktgebieten wird weiterhin das NTC-Verfahren mit bilateralen Handelskapazitäten aus europäischen Studien genutzt. Für das Zieljahr 2045 werden aufgrund der hohen Unsicherheiten bezüglich des Netzausbauzustands und Entwicklungen am Strommarkt ausschließlich NTC-Marktsimulationen durchgeführt.

2.8 Ergebnisse der aufbereiteten Rahmendaten

Die folgenden Abbildungen 14 bis 19 und Tabellen zeigen die Ergebnisse der aufbereiteten Daten des Szenariorahmens je Bundesland und Szenario. Neben den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen sind auch die jeweiligen Minimal- und Maximalwerte des als unflexibel angenommenen Stromverbrauchs sowie die installierten Leistungen von flexiblen Bestandteilen der Stromnachfrage (Power-to-Gas (PtG), Power-to-Heat (PtH), DSM) angegeben.

Da die installierten Leistungen der erneuerbaren Energien im Zuge der Datenaufbereitung der elektrischen Netztopologie zugeordnet werden, beziehen sich die angegebenen Bundeslandwerte in den Abbildungen 6 bis 10 auf die elektrischen Standorte der jeweiligen Umspannwerke. Bei Betrachtung der geografischen Anlagenstandorte können sich leicht abweichende Werte je Bundesland ergeben.

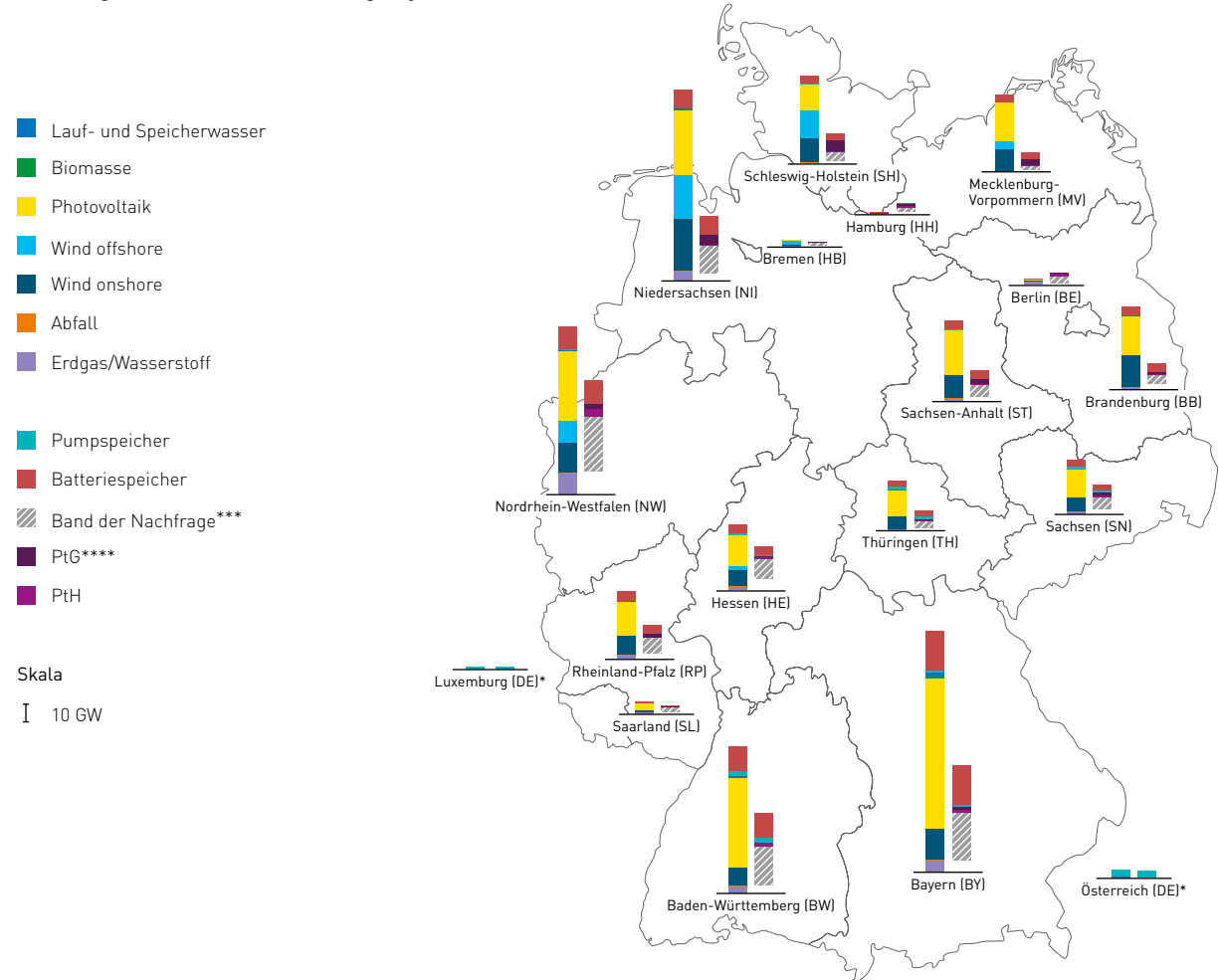
Abbildung 14: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2037



A 2037 Angaben in GW	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Pump- speicher	Batterie- speicher	Band der Nachfrage***	PtH	PtG****	DSM
BW	3,8	0,1	9,9	0,0	47,1	0,5	1,0	2,2	12,9	3,9 – 19,2	1,6	0,6	0,5
BY	5,8	0,2	16,8	0,0	80,0	0,9	2,4	1,0	20,8	5,5 – 24,0	1,6	4,1	0,7
BE	2,0	0,0	0,1	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9 – 3,5	1,5	0,4	0,1
BB	0,9	0,2	16,8	0,0	21,1	0,2	0,0	0,0	4,7	2,3 – 6,0	0,2	2,1	0,3
HB	0,6	0,1	0,2	2,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7 – 1,7	0,2	0,2	0,0
HH	0,5	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	1,0 – 3,0	0,8	0,3	0,1
HE	2,0	0,2	8,5	0,0	16,5	0,2	0,1	0,6	4,7	5,9 – 13,7	0,9	0,5	1,1
MV	0,4	0,0	11,2	4,4	20,8	0,2	0,0	0,0	3,8	0,5 – 2,5	0,2	4,3	0,0
NI	4,8	0,1	28,2	21,3	33,9	0,9	0,3	0,0	10,0	3,5 – 14,4	0,6	8,4	0,3
NW	11,1	0,5	15,5	10,0	36,6	0,5	0,3	0,2	12,6	10,7 – 33,4	3,0	3,2	1,1
RP	2,0	0,1	10,1	0,0	18,4	0,1	0,2	0,0	4,8	3,1 – 8,8	0,3	2,2	0,2
SL	0,7	0,0	1,4	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	1,0	0,7 – 2,6	0,1	0,1	0,0
SN	1,3	0,0	7,5	0,0	14,8	0,2	0,1	1,1	3,7	1,6 – 6,5	0,8	1,5	0,2
ST	1,3	0,2	12,1	0,0	24,1	0,3	0,0	0,1	4,6	1,7 – 6,4	0,3	2,4	0,1
SH	0,5	0,1	12,8	13,1	13,4	0,3	0,0	0,1	4,1	1,2 – 4,8	0,4	8,0	0,1
TH	0,7	0,0	6,9	0,0	13,9	0,1	0,0	1,9	2,9	0,8 – 3,7	0,2	1,8	0,1
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
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	38,3	1,9	158,2	50,7	345,4	4,5	5,1	12,2	91,1	44,5 – 153,7	12,6	40,0	5,0

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
 *** Das Band der Nachfrage enthält den Stromverbrauch aus den Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ohne den Stromverbrauch aus Elektrolyse (PtG), Fernwärmeerzeugung (PtH) und Demand Side Management (DSM) sowie ohne Übertragungsnetzverluste.
 **** Neben bereits absehbaren Projekten werden bei der Verortung von PtG-Anlagen Überschüsse an erneuerbaren Energien sowie Engpässe im Übertragungsnetz berücksichtigt.

Abbildung 15: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2037



B 2037 Angaben in GW	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Pump- speicher	Batterie- speicher	Band der Nachfrage***	PtH	PtG****	DSM
BW	3,8	0,1	9,9	0,0	47,1	0,5	1,0	2,2	12,9	4,4 – 24,5	2,1	0,5	0,8
BY	5,8	0,2	16,8	0,0	80,0	0,9	2,4	1,0	20,8	6,2 – 31,1	2,0	1,4	1,1
BE	2,0	0,0	0,1	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9 – 4,2	1,6	0,5	0,1
BB	0,9	0,2	16,8	0,0	21,1	0,2	0,0	0,0	4,7	2,5 – 7,6	0,3	0,9	0,5
HB	0,6	0,1	0,2	2,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7 – 1,9	0,2	0,2	0,0
HH	0,5	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	1,0 – 3,6	1,1	0,7	0,2
HE	2,0	0,2	8,5	2,0	16,5	0,2	0,1	0,6	4,7	6,1 – 16,7	1,1	0,4	1,4
MV	0,4	0,0	11,2	4,4	20,8	0,2	0,0	0,0	3,8	0,6 – 3,1	0,2	2,9	0,1
NI	4,8	0,1	28,2	23,3	33,9	0,9	0,3	0,0	10,0	4,2 – 18,8	0,8	5,1	0,5
NW	11,1	0,5	15,5	12,0	36,6	0,5	0,3	0,2	12,6	12,0 – 41,6	3,9	2,4	1,6
RP	2,0	0,1	10,1	0,0	18,4	0,1	0,2	0,0	4,8	3,2 – 11,2	0,4	1,6	0,3
SL	0,7	0,0	1,4	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	1,0	0,8 – 3,3	0,2	0,1	0,1
SN	1,3	0,0	7,5	0,0	14,8	0,2	0,1	1,1	3,7	1,9 – 8,5	1,0	1,1	0,3
ST	1,3	0,2	12,1	0,0	24,1	0,3	0,0	0,1	4,6	2,4 – 8,5	0,4	2,5	0,2
SH	0,5	0,1	12,8	15,1	13,4	0,3	0,0	0,1	4,1	1,4 – 6,1	0,5	5,4	0,1
TH	0,7	0,0	6,9	0,0	13,9	0,1	0,0	1,9	2,9	0,9 – 5,0	0,3	0,3	0,1
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
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	38,3	1,9	158,2	58,7	345,4	4,5	5,1	12,2	91,1	49,9 – 195,6	16,1	26,0	7,2

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

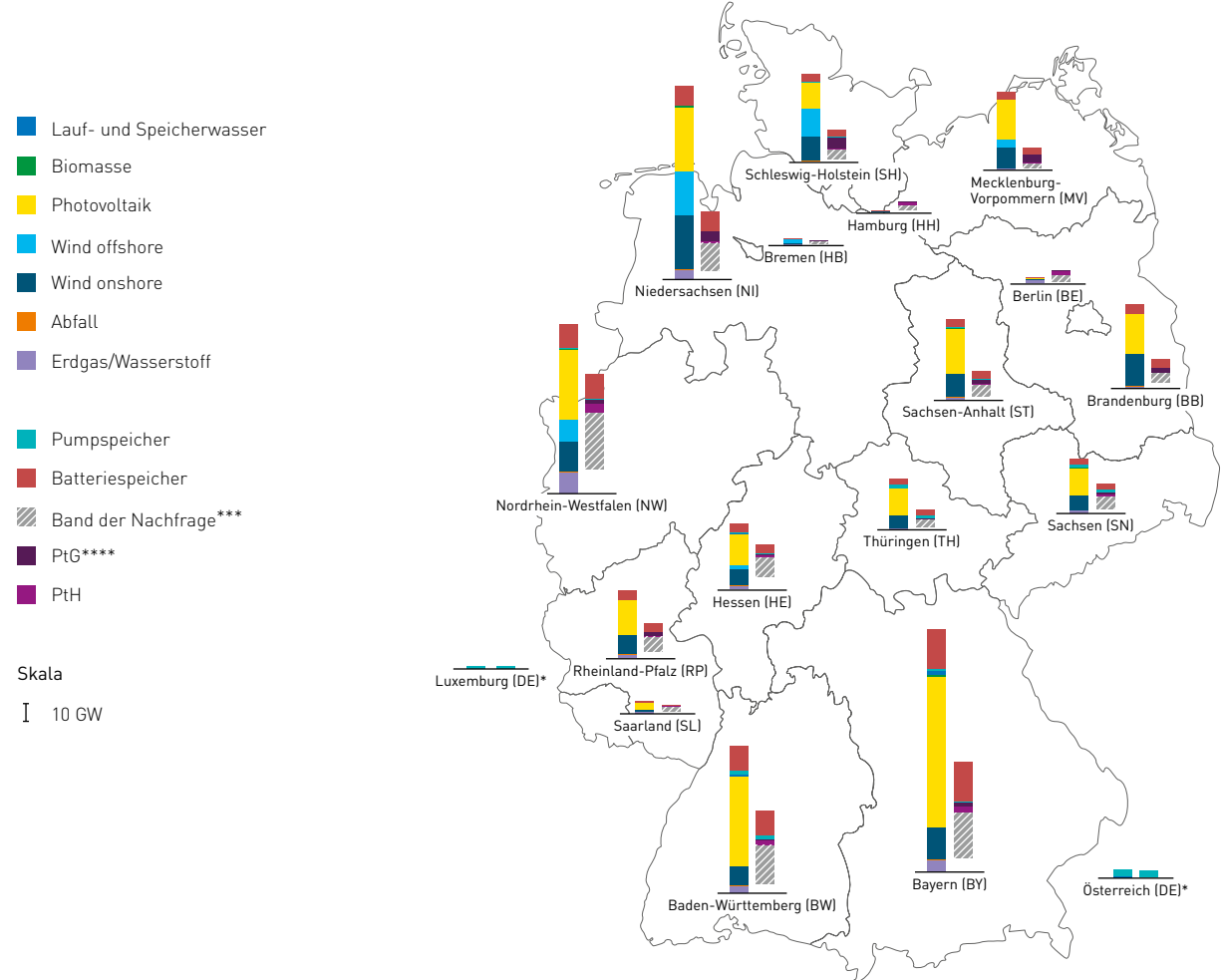
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*** Das Band der Nachfrage enthält den Stromverbrauch aus den Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ohne den Stromverbrauch aus Elektrolyse (PtG), Fernwärmeerzeugung (PtH) und Demand Side Management (DSM) sowie ohne Übertragungsnetzverluste.

**** Neben bereits absehbaren Projekten werden bei der Verortung von PtG-Anlagen Überschüsse an erneuerbaren Energien sowie Engpässe im Übertragungsnetz berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 16: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2037



C 2037 Angaben in GW	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Pump- speicher	Batterie- speicher	Band der Nachfrage***	PtH	PtG****	DSM
BW	3,8	0,1	10,3	0,0	47,1	0,5	1,0	2,2	12,9	4,7 – 25,2	2,8	0,4	0,8
BY	5,8	0,2	17,3	0,0	80,0	0,9	2,4	1,0	20,8	6,8 – 31,6	2,8	1,7	1,1
BE	2,0	0,0	0,1	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,3	1,0 – 4,2	2,2	0,3	0,1
BB	0,9	0,2	17,0	0,0	21,1	0,2	0,0	0,0	4,8	2,6 – 7,6	0,4	2,3	0,5
HB	0,6	0,1	0,2	2,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8 – 1,9	0,3	0,1	0,0
HH	0,5	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,1	1,1 – 3,7	1,5	0,2	0,2
HE	2,0	0,2	8,8	2,0	16,5	0,2	0,1	0,6	4,7	6,4 – 16,8	1,5	0,1	1,4
MV	0,4	0,0	11,5	4,4	20,8	0,2	0,0	0,0	3,8	0,6 – 3,2	0,3	4,0	0,1
NI	4,8	0,1	28,8	23,3	33,9	0,9	0,3	0,0	10,1	4,4 – 19,2	1,1	5,0	0,5
NW	11,1	0,5	15,7	12,0	36,6	0,5	0,3	0,2	12,7	12,6 – 42,3	5,3	2,3	1,6
RP	2,0	0,1	10,3	0,0	18,4	0,1	0,2	0,0	4,8	3,5 – 11,2	0,6	1,8	0,3
SL	0,7	0,0	1,5	0,0	3,3	0,0	0,0	0,0	1,0	0,8 – 3,3	0,2	0,1	0,1
SN	1,3	0,0	7,8	0,0	14,8	0,2	0,1	1,1	3,7	2,0 – 8,5	1,3	1,0	0,3
ST	1,3	0,2	12,3	0,0	24,1	0,3	0,0	0,1	4,7	2,5 – 8,4	0,5	2,3	0,2
SH	0,5	0,1	12,9	15,1	13,4	0,3	0,0	0,1	4,2	1,5 – 6,3	0,7	6,0	0,1
TH	0,7	0,0	7,0	0,0	13,9	0,1	0,0	1,9	2,9	1,0 – 4,9	0,4	0,5	0,1
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
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	38,3	1,9	161,6	58,7	345,4	4,5	5,1	12,2	91,6	52,7 – 198,2	22,0	28,0	7,2

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

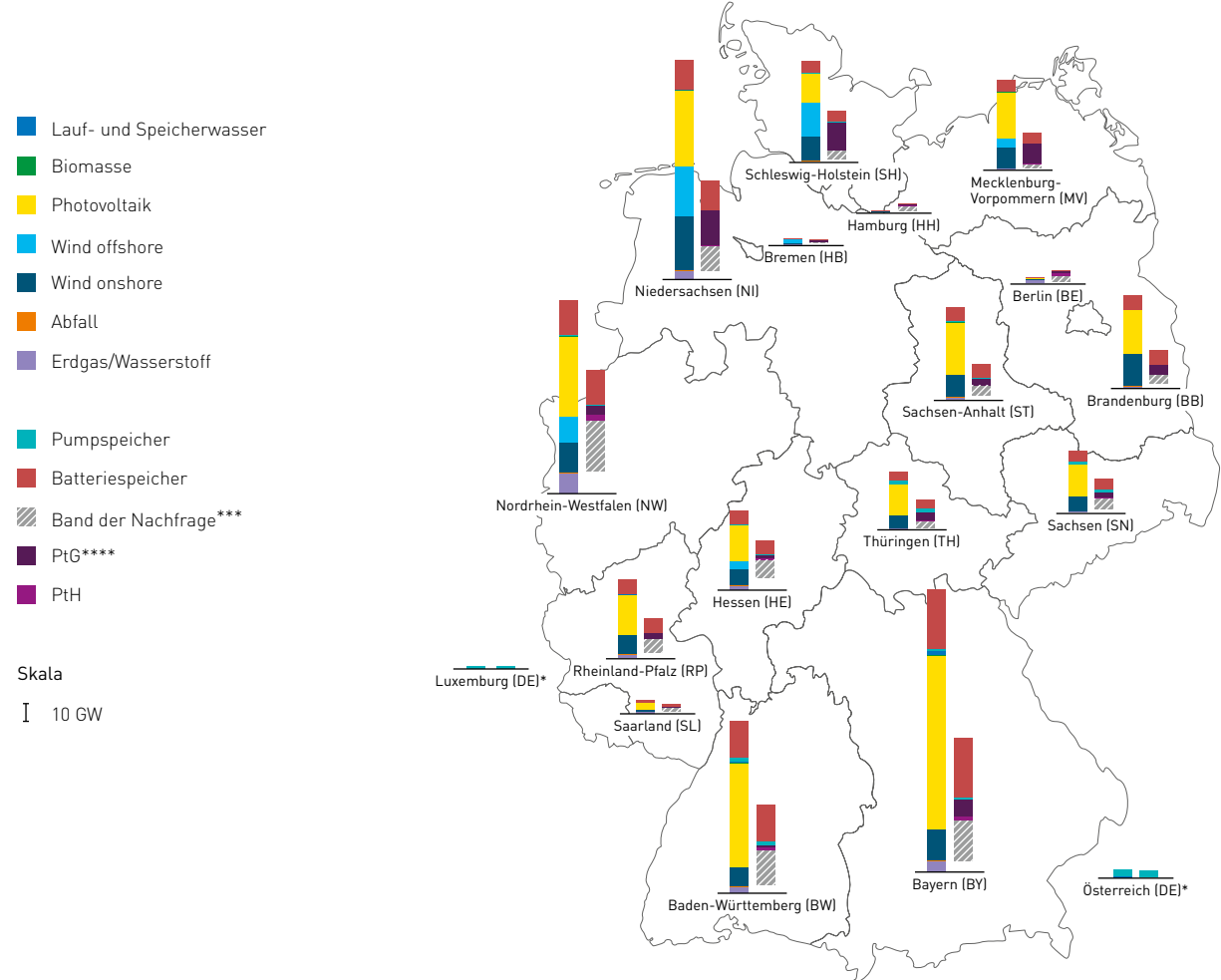
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.

*** Das Band der Nachfrage enthält den Stromverbrauch aus den Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ohne den Stromverbrauch aus Elektrolyse (PtG), Fernwärmeerzeugung (PtH) und Demand Side Management (DSM) sowie ohne Übertragungsnetzverluste.

**** Neben bereits absehbaren Projekten werden bei der Verortung von PtG-Anlagen Überschüsse an erneuerbaren Energien sowie Engpässe im Übertragungsnetz berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

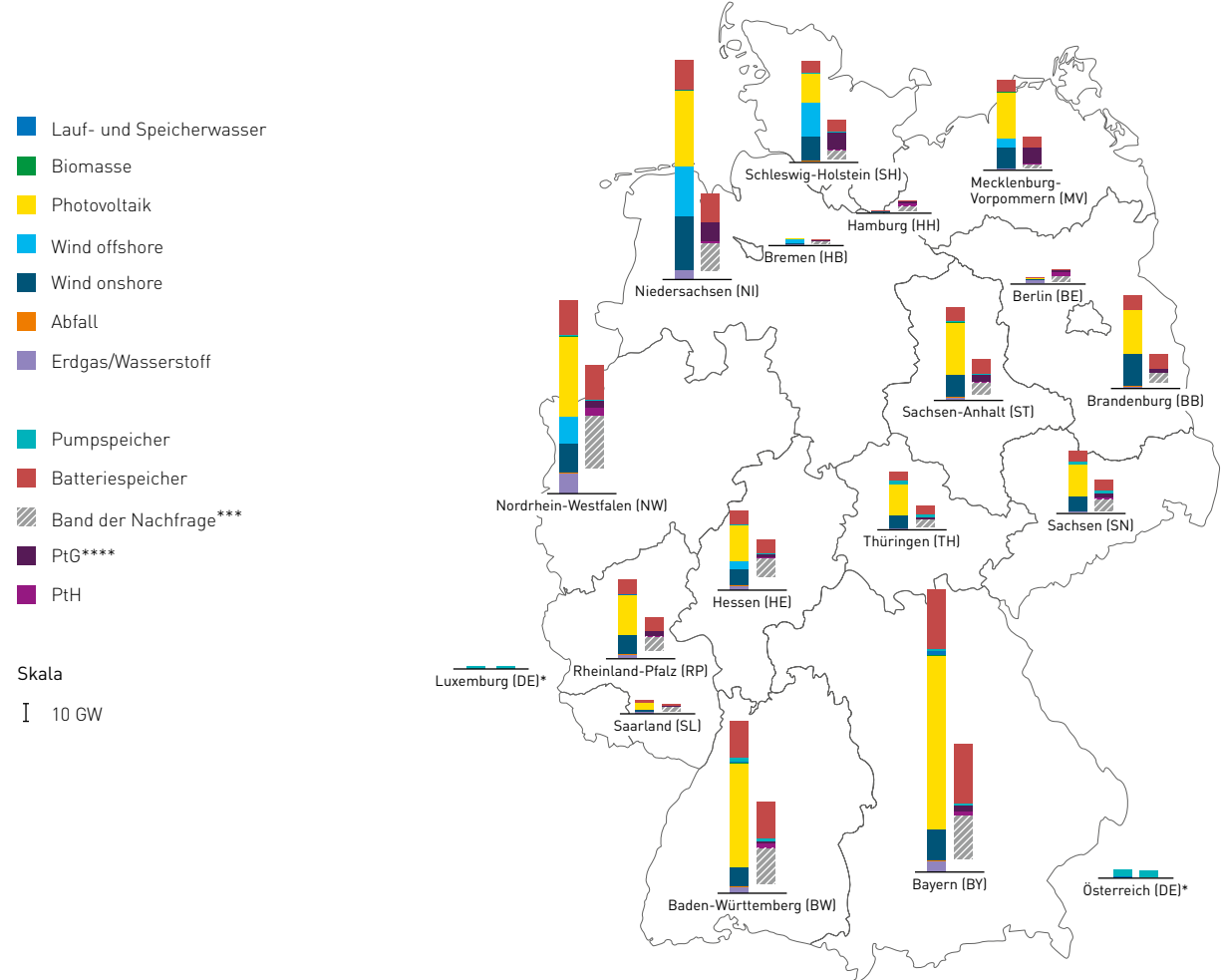
Abbildung 17: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario A 2045



A 2045 Angaben in GW	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Pump- speicher	Batterie- speicher	Band der Nachfrage***	PtH	PtG****	DSM
BW	3,2	0,1	10,1	0,0	54,9	0,2	1,0	2,2	19,5	3,9 – 22,0	1,9	1,0	1,0
BY	5,3	0,2	17,1	0,0	91,7	0,4	2,4	1,0	31,6	5,6 – 27,3	1,9	8,9	1,3
BE	1,9	0,0	0,1	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,4	0,9 – 3,8	1,8	0,8	0,2
BB	0,7	0,2	16,9	0,0	23,7	0,1	0,0	0,0	7,6	2,3 – 6,8	0,3	5,0	0,5
HB	0,6	0,1	0,2	2,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7 – 1,7	0,2	0,6	0,0
HH	0,4	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	0,9 – 3,2	1,0	0,4	0,2
HE	1,8	0,2	8,6	4,0	19,4	0,1	0,1	0,6	7,3	6,2 – 15,7	1,0	1,2	1,7
MV	0,3	0,0	11,3	5,1	24,3	0,1	0,0	0,0	6,3	0,5 – 2,9	0,2	10,3	0,1
NI	4,5	0,1	28,7	26,5	39,9	0,4	0,3	0,0	15,8	4,0 – 17,2	0,7	18,5	0,7
NW	10,4	0,5	15,4	14,2	42,5	0,2	0,3	0,2	18,7	11,3 – 38,1	3,5	4,7	1,9
RP	1,9	0,1	10,3	0,0	21,5	0,0	0,2	0,0	7,6	3,0 – 9,9	0,4	3,0	0,3
SL	0,6	0,0	1,4	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	1,5	0,8 – 3,1	0,1	0,1	0,1
SN	1,0	0,0	7,7	0,0	17,1	0,1	0,1	1,1	5,8	1,7 – 7,5	0,9	2,9	0,4
ST	1,0	0,2	12,2	0,0	27,7	0,1	0,0	0,1	7,6	2,2 – 7,3	0,4	3,4	0,2
SH	0,4	0,1	12,9	18,2	15,4	0,1	0,0	0,1	6,3	1,3 – 5,7	0,4	14,8	0,1
TH	0,5	0,0	7,0	0,0	16,4	0,1	0,0	1,9	4,7	0,8 – 4,1	0,3	4,5	0,2
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
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	34,6	1,9	160,0	70,0	400,0	2,0	5,1	12,2	141,0	47,0 – 176,1	14,9	80,0	8,9

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
 *** Das Band der Nachfrage enthält den Stromverbrauch aus den Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ohne den Stromverbrauch aus Elektrolyse (PtG), Fernwärmeerzeugung (PtH) und Demand Side Management (DSM) sowie ohne Übertragungsnetzverluste.
 **** Neben bereits absehbaren Projekten werden bei der Verortung von PtG-Anlagen Überschüsse an erneuerbaren Energien sowie Engpässe im Übertragungsnetz berücksichtigt.

Abbildung 18: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario B 2045

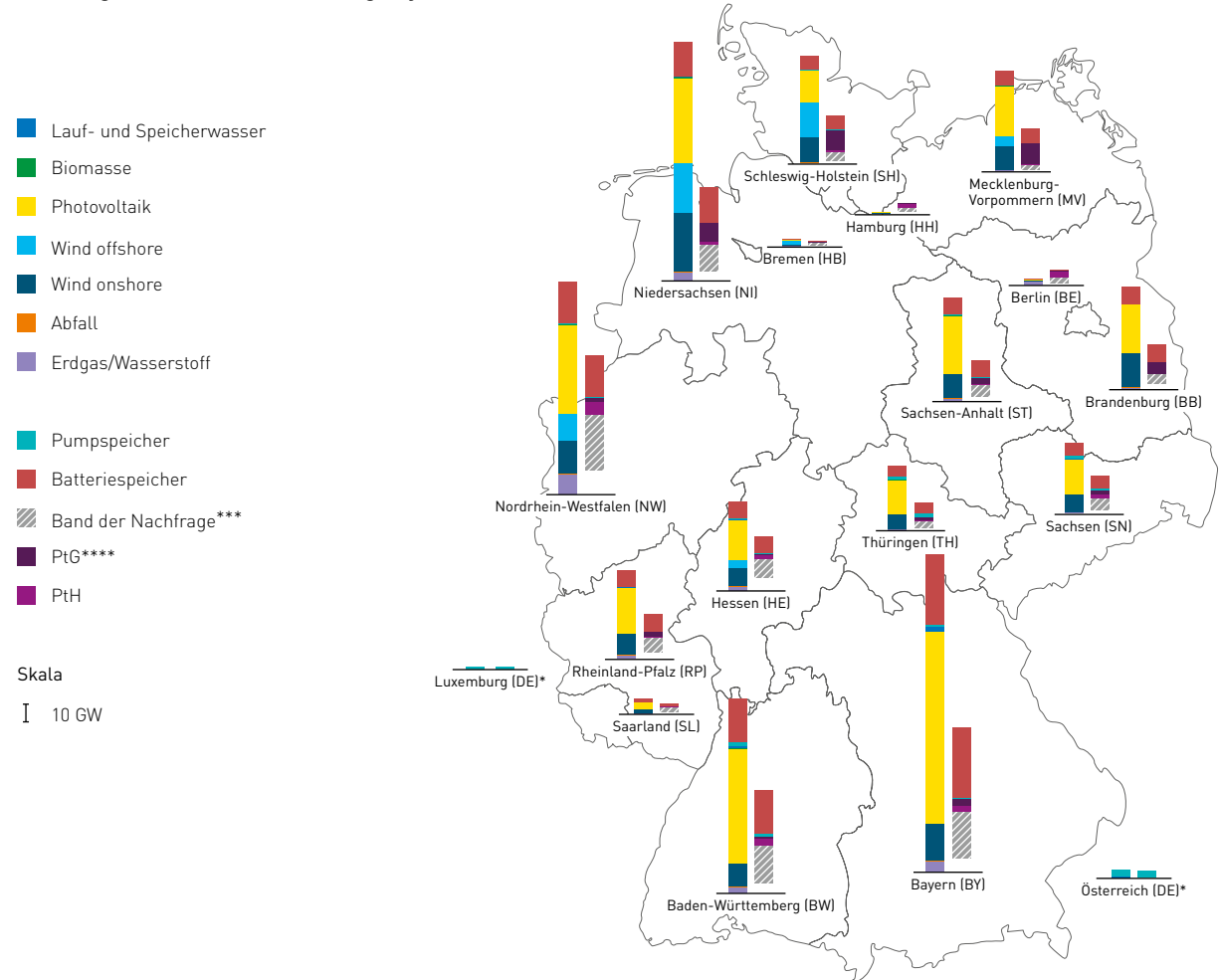


B 2045 Angaben in GW	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Pump- speicher	Batterie- speicher	Band der Nachfrage***	PtH	PtG****	DSM
BW	3,2	0,1	10,1	0,0	54,9	0,2	0,98	2,2	19,5	4,4 – 23,4	2,6	0,6	1,3
BY	5,3	0,2	17,1	0,0	91,7	0,4	2,4	1,0	31,6	6,5 – 29,7	2,6	2,7	1,8
BE	1,9	0,0	0,1	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,4	0,9 – 4,0	2,0	1,1	0,2
BB	0,7	0,2	16,9	0,0	23,7	0,1	0,0	0,0	7,6	2,6 – 7,6	0,4	2,1	0,8
HB	0,6	0,1	0,2	2,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,2	0,7 – 1,8	0,3	0,7	0,1
HH	0,4	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0 – 3,4	1,3	1,6	0,2
HE	1,8	0,2	8,6	4,0	19,4	0,1	0,1	0,6	7,3	6,4 – 16,2	1,4	1,1	2,4
MV	0,3	0,0	11,3	5,1	24,3	0,1	0,0	0,0	6,3	0,6 – 3,0	0,3	8,1	0,1
NI	4,5	0,1	28,7	26,5	39,9	0,4	0,3	0,0	15,8	4,6 – 18,9	1,0	9,9	0,9
NW	10,4	0,5	15,4	14,2	42,5	0,2	0,3	0,2	18,7	12,7 – 40,7	4,9	3,3	2,5
RP	1,9	0,1	10,3	0,0	21,5	0,0	0,2	0,0	7,6	3,8 – 11,2	0,5	2,2	0,4
SL	0,6	0,0	1,4	0,0	3,7	0,0	0,0	0,0	1,5	0,9 – 3,3	0,2	0,1	0,1
SN	1,0	0,0	7,7	0,0	17,1	0,1	0,1	1,1	5,8	2,0 – 8,3	1,2	2,3	0,5
ST	1,0	0,2	12,2	0,0	27,7	0,1	0,0	0,1	7,6	3,0 – 9,0	0,5	4,1	0,2
SH	0,4	0,1	12,9	18,2	15,4	0,1	0,0	0,1	6,3	1,6 – 6,1	0,6	9,2	0,2
TH	0,5	0,0	7,0	0,0	16,4	0,1	0,0	1,9	4,7	0,9 – 4,8	0,4	1,0	0,2
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
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	34,6	1,9	160,0	70,0	400,0	2,0	5,1	12,2	141,0	53,1 – 190,6	20,4	50,0	12,0

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.
** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
*** Das Band der Nachfrage enthält den Stromverbrauch aus den Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ohne den Stromverbrauch aus Elektrolyse (PtG), Fernwärmeerzeugung (PtH) und Demand Side Management (DSM) sowie ohne Übertragungsnetzverluste.
**** Neben bereits absehbaren Projekten werden bei der Verortung von PtG-Anlagen Überschüsse an erneuerbaren Energien sowie Engpässe im Übertragungsnetz berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 19: Installierte Leistungen je Bundesland im Szenario C 2045



C 2045 Angaben in GW	Erdgas/ Wasserstoff	Abfall	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Lauf- und Speicher- wasser	Pump- speicher	Batterie- speicher	Band der Nachfrage***	PtH	PtG****	DSM
BW	3,2	0,1	12,2	0,0	61,2	0,2	1,0	2,2	23,1	4,7 – 25,2	3,5	0,6	1,3
BY	5,3	0,2	20,3	0,0	101,6	0,4	2,4	1,0	37,5	6,8 – 31,6	3,4	3,3	1,8
BE	1,9	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,0 – 4,2	2,7	0,5	0,2
BB	0,7	0,2	18,1	0,0	26,1	0,1	0,0	0,0	9,1	2,6 – 7,6	0,5	6,3	0,8
HB	0,6	0,1	0,3	2,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,3	0,8 – 1,9	0,4	0,3	0,1
HH	0,4	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	1,1 – 3,7	1,8	0,2	0,2
HE	1,8	0,2	9,9	4,0	21,6	0,1	0,1	0,6	8,7	6,4 – 16,8	1,9	0,4	2,4
MV	0,3	0,0	13,0	5,1	26,9	0,1	0,0	0,0	7,7	0,6 – 3,2	0,4	11,1	0,1
NI	4,5	0,1	31,5	26,5	44,7	0,4	0,3	0,0	18,8	4,4 – 19,2	1,4	9,9	0,9
NW	10,4	0,5	17,3	14,2	47,5	0,2	0,3	0,2	22,0	12,6 – 42,3	6,5	2,6	2,5
RP	1,9	0,1	11,7	0,0	24,0	0,0	0,2	0,0	9,1	3,5 – 11,2	0,7	2,4	0,4
SL	0,6	0,0	1,6	0,0	4,2	0,0	0,0	0,0	1,7	0,8 – 3,3	0,3	0,1	0,1
SN	1,0	0,0	9,1	0,0	19,0	0,1	0,1	1,1	7,0	2,0 – 8,5	1,7	1,9	0,5
ST	1,0	0,2	13,3	0,0	30,9	0,1	0,0	0,1	9,1	2,5 – 8,4	0,7	3,3	0,2
SH	0,4	0,1	13,6	18,2	17,2	0,1	0,0	0,1	7,5	1,5 – 6,3	0,8	10,7	0,2
TH	0,5	0,0	7,9	0,0	18,3	0,1	0,0	1,9	5,7	1,0 – 4,9	0,5	1,5	0,2
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
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	3,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe**	34,6	1,9	180,0	70,0	445,0	2,0	5,1	12,2	167,9	52,7 – 198,2	27,0	55,0	12,0

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

*** Das Band der Nachfrage enthält den Stromverbrauch aus den Sektoren Private Haushalte, GHD, Industrie und Verkehr ohne den Stromverbrauch aus Elektrolyse (PtG), Fernwärmeerzeugung (PtH) und Demand Side Management (DSM) sowie ohne Übertragungsnetzverluste.

**** Neben bereits absehbaren Projekten werden bei der Verortung von PtG-Anlagen Überschüsse an erneuerbaren Energien sowie Engpässe im Übertragungsnetz berücksichtigt.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Weiterführende Dokumente und Links

- > Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045) der BNetzA:
https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Bedarfsermittlung/2037/SR/Szenariorahmen_2037_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile
- > Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e. V.:
„Stromverbrauchsmodellierung des Industriesektors im Kontext der Dekarbonisierung“:
https://www.netzentwicklungsplan.de/Studie_Stromverbrauchsmod_Dekarb_FfE
- > Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e. V.:
„Elektromobilität – Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans“:
<https://www.netzentwicklungsplan.de/Zw6>
- > Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e. V. und der Guidehouse Germany GmbH:
„Regionale Lastmanagementpotenziale – Quantifizierung bestehender und zukünftiger Lastmanagementpotenziale in Deutschland, 2021“:
https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Regionale_Lastmanagementpotenziale_DE_0.pdf
- > Begleitstudie des Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE:
„Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien“:
https://www.netzentwicklungsplan.de/Studie_Regionalisierung_EE_IEE
- > Information zum TYNDP 2022 von ENTSO-E: tyndp.entsoe.eu
- > Kurzstudie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) e. V.:
„Wärmenetze – Entwicklung der Wärmenetze und deren Wärmeerzeuger in Deutschland, 2022“:
<https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-01/Waermenetze.pdf>
- > Information zum Maßnahmenpaket „Fit for 55“:
<https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/package-fit-for-55>