

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



3 Marktsimulation

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Von den eingegangenen Stellungnahmen werden spezifische Aspekte die Marktsimulation betreffend an entsprechender Stelle in diesem Kapitel detaillierter erklärt. Zudem werden die gezeigten Ergebnisse der Marktsimulation öffentlich zur Verfügung gestellt.

In mehreren Stellungnahmen wurde hinterfragt, inwieweit Importe aus erneuerbaren Energien gedeckt werden können. Es zeigt sich, dass in den Stunden, in denen in Deutschland importiert wird, der Energiemix der Exportländer einen ähnlichen EE-Anteil aufweist wie im Jahresverlauf.

Daneben wurden die hohen Importe aus Südosten, insbesondere Österreich, infrage gestellt. Der Genehmigung der BNetzA folgend, wird zur Abbildung des Auslands auf den Kraftwerkspark des Szenarios „Distributed Energy“ aus dem TYNDP 2022 zurückgegriffen. Stunden mit hohen Stromimporten aus Österreich sind häufig gekennzeichnet durch eine hohe Einspeisung aus Wind onshore in Österreich. Ebenfalls häufig ist die hohe Erzeugung von Pumpspeichern und sonstigen Speichern geprägt, wobei es sich hier um zuvor gespeicherte EE-Einspeisung handeln kann. Zudem sind die Handelskapazitäten zwischen Österreich und anderen Marktgebieten vergleichsweise gering, sodass Überschüsse verstärkt nach Deutschland exportiert werden.

Kritische Rückfragen zur Höhe der eingesenkten EE-Erzeugung sind ebenfalls Gegenstand weiterer Erläuterungen. Die eingesenkte Energiemenge liegt zwischen 2,5 und 3,9 % im Jahr 2045 und ist damit gemessen an der erneuerbaren Stromerzeugung vergleichsweise gering.

Weitere Aspekte finden sich auch in den Erläuterungen zum Kapitel „Szenariorahmen“, da dieser die Datengrundlage für die Marktsimulation liefert und daher wegen der engen Verzahnung eine Abgrenzung oft schwierig ist.

Zusammenfassung

- Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt in allen Szenarien im Jahr 2045 auf über 1.000 TWh. Der Einsatz von konventionellen Kraftwerkskapazitäten, Speichern und lastseitigen Flexibilitäten richtet sich sehr stark an der volatilen Erzeugung aus erneuerbaren Energien aus. Besonders die Photovoltaik prägt das Stromsystem in den Sommermonaten und begünstigt einen regelmäßigen Einsatz von Speichern und Elektrolyseuren.
- Gaskraftwerke kommen fast ausschließlich in den Wintermonaten zum Einsatz. Das deutsche Stromsystem wird besonders im Sommer in erheblichem Maße von der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien getragen. Die Volllaststundenzahl der Gaskraftwerke liegt in den Szenarien teilweise deutlich unter 1.000 h/a.
- Deutschland entwickelt sich in den Szenarien zu einem großen Netto-Stromimporteure in Europa. Dies ist insbesondere auf die vergleichsweise hohe inländische Stromnachfrage und die hohe installierte Leistung der erneuerbaren Energien im Ausland zurückzuführen. Die importierte Strommenge steigt von 2037 bis 2045 deutlich an und ist im Szenario C 2045 am größten. Insbesondere aus Frankreich, Österreich und Skandinavien werden in den Szenarien große Strommengen importiert.
- Ein signifikanter Anteil des innerdeutschen Wasserstoffbedarfs kann in den Szenarien über heimische Wasserelektrolyse gedeckt werden. Weil der Wasserstoffbedarf saisonalen Schwankungen unterliegt, muss in den Wintermonaten für den Betrieb von Gaskraftwerken auf langfristig eingespeicherten Wasserstoff oder auf Wasserstoffimporte zurückgegriffen werden.

- > Der innerdeutsche Stromtransportbedarf steigt bis 2037 deutlich an, wohingegen zwischen 2037 und 2045 in den Szenarien kein deutlicher Transportzuwachs mehr zu verzeichnen ist. Dabei weisen südliche und westliche Bundesländer in den Szenarien tendenziell ein Erzeugungsdefizit auf, während in nördlichen und östlichen Bundesländern ein Erzeugungsüberschuss vorliegt. Der innerdeutsche Transportbedarf wird maßgeblich durch eine hohe Windenergieeinspeisung im Norden und die Lage der Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland bestimmt. Zudem treten Lastflüsse in umgekehrter Richtung bedingt durch Situationen mit hoher Photovoltaik-Einspeisung im Süden auf.
- > In Abhängigkeit des Anteils von treibhausgasneutralem Wasserstoff zur Stromproduktion im Jahr 2037 reduzieren sich die verbleibenden CO₂-Emissionen. Das Stromsystem ist in allen drei Szenarien im Jahr 2045 noch für geringe Restemissionen verantwortlich. Diese sind auf die Müllverbrennung in Kraftwerken zurückzuführen und müssen zur Erreichung von Treibhausgasneutralität anderweitig ausgeglichen werden.

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem genehmigten Szenariorahmen (s. Kapitel 2) erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens eine Projektion des zukünftigen Strommarktes, die sogenannte Marktsimulation. Das Ziel der Marktsimulation ist es, für jede Stunde eines Szenariojahres die Einspeise- und Verbrauchssituationen bei minimalen variablen Kosten aller modellierten Marktgebiete zu ermitteln. Die Marktsimulation wird dabei für jedes Szenario und Betrachtungsjahr separat durchgeführt. Hierbei ist eine Vielzahl an technologischen, rechtlichen und ökologischen Randbedingungen einzuhalten. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind der systemweite, blockstarke und kostenminimale Einsatz von Stromerzeugern, Speichern und flexiblen Verbrauchern, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung sowie der grenzüberschreitende Stromaustausch für jedes Marktgebiet. Die räumlich und zeitlich detailliert aufgelösten Zeitreihen von Stromerzeugung und Stromverbrauch sind ihrerseits wiederum eine zentrale Eingangsgröße für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz (s. Kapitel 5).

3.1 Modellierung Strommarkt

Die Eingangsdaten zur Modellierung der Erzeugung, des Handels und des Verbrauchs elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem fließen in ein Strommarktmodell ein. Abbildung 20 gibt einen Überblick über das Modell.

Abbildung 20: Schematische Darstellung des Marktmodells



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Das Marktmodell simuliert die Erzeugung elektrischer Energie zur Deckung des Strombedarfs im gesamten europäischen Stromsystem. Zielvorgabe der Modellierung ist eine ökonomische Einsatzoptimierung der Stromerzeugungstechnologien und der flexiblen Lasten zu möglichst geringen variablen Kosten. Das Marktmodell minimiert dabei die



variablen Stromerzeugungskosten und bildet damit die Modellierung unter den Rahmenbedingungen eines „Energy-only-Marktes“ ab. Um die Größe des Optimierungsproblems beherrschbar zu halten, erfolgt die Optimierung des Szenario-Zieljahres schrittweise. Zunächst wird das System für ein komplettes Jahr mit geringer Detailtiefe optimiert, um saisonale Effekte zu berücksichtigen. Hierbei erfolgt insbesondere eine Optimierung der saisonalen Speicherwasserfüllstände. Die Ergebnisse aus dieser Voroptimierung bilden die Rahmenbedingungen für das eigentliche Marktmodell. Aufgrund der Modellkomplexität ist es in diesem Schritt nicht möglich, alle 8.760 Stunden des Jahres auf einmal zu optimieren. Stattdessen erfolgt die sequentielle Berechnung in mehreren Zeitscheiben mit einer Dauer von ca. einer Woche. Die aufeinander folgenden Zeitscheiben überlappen sich, weshalb diese Vorgehensweise „rollierende Planung mit Voraussicht“ genannt wird. Dabei erfolgt die Ermittlung des stündlich aufgelösten Einsatzes der Erzeugungsanlagen und flexiblen Lasten in Europa unter Berücksichtigung diverser Betriebsrestriktionen (s. nachfolgende Modellbeschreibung) und der Voroptimierung aus dem vorhergehenden Schritt. Zudem gilt der Grundsatz, dass die Stromerzeugung und der Stromverbrauch zu jedem Zeitpunkt im Gleichgewicht sind. Das Modell stellt somit in allen 8.760 Stunden des Szenario-Zieljahres ein Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung her.

Kraftwerkseinsatzoptimierung

Für die Kraftwerke und flexiblen Lasten wird ein kostenoptimaler Einsatz unter Einhaltung aller technischen Restriktionen ermittelt. Die geographische oder elektrische Distanz zwischen Erzeugern und Verbrauchern innerhalb eines Marktgebietes spielt gemäß der derzeitigen Ausgestaltung des Strommarktes keine Rolle. Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke eines Marktgebietes folgt somit weitestgehend zu den Grenzkosten der Stromerzeugung („Merit-Order“). Nach dieser Logik wird der Kraftwerkseinsatz aufsteigend nach den jeweiligen Grenzkosten ermittelt, bis eine ausreichend hohe Einspeiseleistung erreicht ist, um die Last im betrachteten Zeitpunkt zu decken. Gleichzeitig besteht die Möglichkeit zum Einsatz von DSM. Diese variablen Kosten setzen sich aus Brennstoff-, CO₂- sowie weiteren Betriebskosten zusammen. Darüber hinaus werden Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb und Anfahrkosten der Kraftwerke in der Optimierung berücksichtigt.

Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen, produzieren in erster Linie entsprechend der vorgegebenen Einspeiseprofile. Als variable Kosten fallen nur geringe Betriebs- und Wartungskosten an. Aufgrund der sehr geringen Erzeugungskosten erfolgt der Einsatz erneuerbarer Energien gemäß der Merit-Order vorrangig zum Einsatz konventioneller Kraftwerke mit hohen Grenzkosten. Eine Reduktion dieser volatilen EE-Erzeugung erfolgt im Modell nur, wenn eine vollständige Integration aus marktmodelltechnischer Sicht als Resultat von Angebot, Nachfrage, Speichereinsatz und Flexibilitätseinsatz sowie Handelsaustausch mit dem Ausland nicht möglich ist. Es kommt in diesen Fällen zu nicht integrierbarer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

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

- Es werden kraftwerkstechnische Restriktionen wie Anfahr- und Abfahrvorgänge, Mindesteinsatz- und Stillstandszeiten, Mindestleistungen sowie geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt. Ein Kraftwerksmindesteinsatz zur Bereitstellung von Wärme wird nicht vorgegeben.
- Bei Abfall- und Biomassekraftwerken sind zusätzlich die täglich zu verwertenden Brennstoffmengen exogen vorgegeben, wobei der Brennstoffeinsatz und die daraus resultierende Stromerzeugung innerhalb eines Tages optimiert wird. Ein stündlicher Mindesteinsatz besteht nicht.
- Die Einspeisung aus Pump- beziehungsweise Speicherwasserkraftwerken ist von den jeweiligen Zuflussmengen und Speicherfüllständen abhängig. Der Einsatz von Speichern erfolgt so, dass die Gesamtkosten des Systems minimiert werden.

Optimierung von Flexibilitäten

Verbraucherseitige Flexibilität wird im Rahmen der Marktmodellierung über abschaltbare, zuschaltbare und verschiebbare Lasten abgebildet. Als abschaltbare Prozesse werden bestimmte Industrieanwendungen modelliert, die bei hohen Strompreisen ihren Verbrauch reduzieren. Verschiebbare Prozesse werden beispielsweise im Zusammenhang mit Temperaturregelungen modelliert. Als zuschaltbare Lasten werden sogenannte Power-to-Heat-Anwendungen oder Elektrolyseure berücksichtigt. Dabei werden jeweils Abrufkosten beziehungsweise Grenzpreise sowie technische Parameter wie maximale Abrufdauern, Mindeststillstandszeiten und maximale Verschiebedauern berücksichtigt.



Darüber hinaus können flexiblen Verbrauchern Verfügbarkeiten zugewiesen werden, zum Beispiel zur Abbildung von Wärmebedarfen als Basis für den Einsatz von Power-to-Heat. Die Optimierung der flexiblen Lasten erfolgt wie der Kraftwerkseinsatz kostenminimierend unter Berücksichtigung der genannten Einsatzrestriktionen.

3.2 Ergebnisse der Strommarktsimulation

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Strommarktsimulation für **alle sechs** Szenarien dargestellt und analysiert sowie darauf aufbauend energiewirtschaftliche Kennzahlen und eine Indikation zur Entwicklung der Transportbedarfe hergeleitet. Dabei wird zunächst auf die Entwicklung der Stromerzeugung und Stromverbräuche in Europa eingegangen (s. Kapitel 3.2.1). Anschließend erfolgt eine Darstellung der resultierenden Handelsaustausche von und nach Deutschland sowie der sich ergebenden Transitflüsse durch Deutschland.

Ein weiterer Schwerpunkt bei der Betrachtung der Ergebnisse für Deutschland ist dabei das Einsatzverhalten der Flexibilitätsoptionen Batteriespeicher, Elektrolyseure, Power-to-Heat und DSM (s. Kapitel 3.2.2). Zudem werden einige exemplarische Situationen analysiert, auf deren Basis Teile des zukünftigen Stromsystems charakterisiert werden können. Anschließend wird auf die Energiebilanzen je Bundesland (s. Kapitel 3.2.3) eingegangen, gefolgt von einer Auswertung ausgewählter energiepolitischer Zielsetzungen (s. Kapitel 3.2.4).

3.2.1 Blick nach Europa – Länderbilanzen und Energieaustausch

Die Jahresmengen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Handelssalden von Deutschland und benachbarter Länder sind in Abbildung 21 dargestellt. Der europäische Vergleich zeigt, dass Deutschland in allen Szenarien absolut den höchsten Importbedarf aufweist. Unter anderem ist dies auf den im Vergleich zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hohen Stromverbrauch in Deutschland zurückzuführen. Eine weitere Erklärung ist, dass der thermische Kraftwerkspark in Deutschland in allen Szenarien überwiegend aus Gasturbinen besteht. Diese weisen unabhängig vom eingesetzten Brennstoff vergleichsweise hohe variable Kosten auf. Sofern die Stromnachfrage nicht in vollem Umfang durch erneuerbare Energien oder Speichereinsatz im Inland gedeckt werden kann, stellt der Import von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus konventionellen Kraftwerken mit geringeren variablen Kosten die kosteneffizientere Alternative dar. In den benachbarten Marktgebieten erfolgt in den Szenarien analog zu Deutschland ebenfalls ein umfassender Ausbau erneuerbarer Energien. In der Folge übersteigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auch im Ausland häufig den Stromverbrauch, sodass günstiger Strom zum Export zur Verfügung steht.

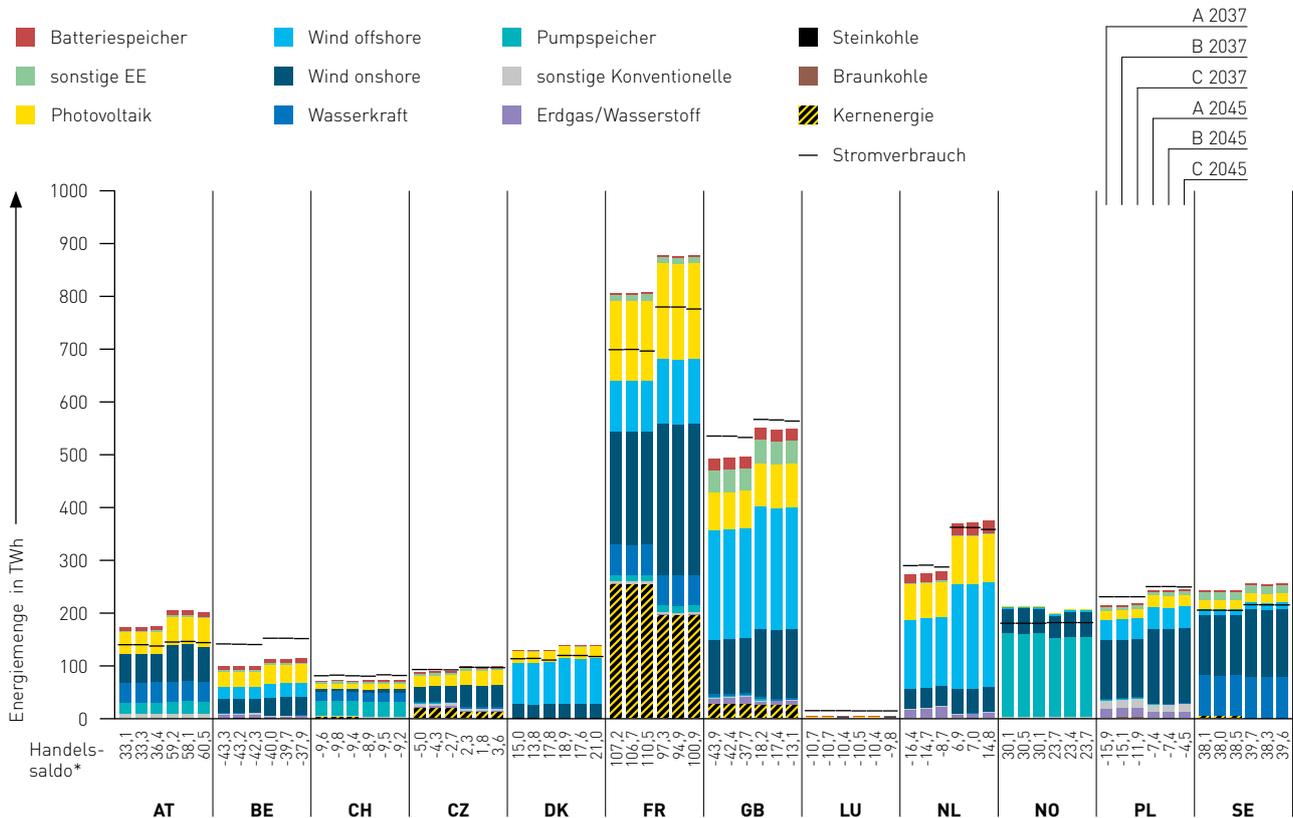
Es ist zu beobachten, dass Frankreich, Österreich und die skandinavischen Länder hohe Exportsalden aufweisen. Die Ursachen hierfür sind vielfältig, wobei die Erzeugungsstruktur der jeweiligen Länder erste Anhaltspunkte gibt. So tragen in Frankreich sowohl die niedrigen Grenzkosten der Stromerzeugung aus Kernenergie, die 2045 etwa ein Viertel der inländischen Stromerzeugung ausmacht, als auch die Kombination mit Wasserkraftwerken, Windenergie und Photovoltaik zu einem hohen Exportsaldo bei. Österreich und die skandinavischen Länder hingegen exportieren überwiegend Strom aus Wasserkraft und Windenergie. Neben Deutschland weisen Belgien, Großbritannien, Polen und die Schweiz einen hohen Importbedarf auf. In der Schweiz kann die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht den Rückgang der konventionellen Kraftwerke, insbesondere der Kernenergie, kompensieren.

Im Rahmen der öffentlichen Konsultation des NEP wurde darum gebeten, die Zusammensetzung der Energieimporte nach Deutschland näher zu betrachten. Hierzu existiert keine gängige Definition, weshalb näherungsweise der Energiemix der Nachbarländer in den Stunden, in denen sie nach Deutschland exportieren, mit dem jeweiligen Jahresmittel verglichen wurde.

Es zeigt sich, dass in den Exportstunden der Erzeugungsmix nahezu dem Jahresmittel der jeweiligen Länder entspricht. In den Stunden, in denen nach Deutschland importiert wird, weist der Energiemix der Exportländer einen ähnlichen EE-Anteil auf wie im Jahresverlauf. Somit bleibt auch der Anteil der Kernenergie in den Exportstunden aus Frankreich auf vergleichbarem Niveau wie im Jahresverlauf. So beträgt zum Beispiel der Anteil von Kernenergie in Frankreich für das Szenario B 2037 sowohl im Jahresmittel als auch in den Stunden, in denen Frankreich nach Deutschland exportiert, jeweils ca. 33%. Bis 2045 sinkt der entsprechende Anteil auf durchschnittlich 24 % im Jahr und 23 % in den Stunden mit Export nach Deutschland, aufgrund der rückläufigen Gesamtkapazität gemäß Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP 2022 und einer reduzierten Kernkraftwerkseinspeisung bei starken Einspeisespitzen der volatilen erneuerbaren Energien.

Im Bereich der Speicherkraftwerke ergibt sich die größte relative Abweichung zwischen Jahresmittel und Exportstunden nach Deutschland. So zeigt sich etwa für B 2037, dass Österreich und Schweiz den Einsatz von Speicherkraftwerken von durchschnittlich 22 % auf 33 % (AT) und von 27 % auf 59 % (CH) der heimischen Erzeugungsmenge in Stunden mit Export nach Deutschland erhöhen.

Abbildung 21: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo elektrisch benachbarter Länder



* positive Werte bezeichnen einen Nettoexport

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Stromerzeugungsmix in den Nachbarländern

In den Zieljahren 2037 und 2045 überwiegt in den Nachbarländern als auch in Deutschland der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung, wobei dieser in Deutschland überdurchschnittlich hoch ist. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die konventionelle Stromerzeugung in Deutschland vergleichsweise hohe variable Kosten aufweist und dementsprechend seltener zum Einsatz kommt. Zur Deckung der Stromnachfrage bei geringem Dargebot erneuerbarer Energien wird stattdessen häufig Strom importiert. Von den Ländern mit elektrischen Verbindungen nach Deutschland weisen Dänemark und Schweden höhere Anteile erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung auf. Lediglich in Frankreich, Tschechien und Polen macht der Anteil der konventionellen Stromerzeugung noch über 10% der Stromerzeugung aus. Insbesondere in Frankreich weist die Kernenergie mit vergleichsweise geringen variablen Kosten signifikante Anteile an der Stromerzeugung auf. Die Erzeugung in der Schweiz und Norwegen basiert zu über 40% auf Wasserkraft. Insgesamt ist im Vergleich zum NEP 2035 (2021) im europäischen Ausland ein deutlicher Anstieg im Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erkennen. **Bis 2037 liegt der EE-Anteil an der Stromerzeugung in den Nachbarstaaten bei ca. 75% und steigt bis 2045 auf mindestens 80%.**

Einbindung in den europäischen Binnenmarkt

Da die Austauschmöglichkeiten bzw. Handelskapazitäten elektrischer Energie in Europa physikalisch begrenzt sind, bilden sich in den Märkten unterschiedliche Strompreise. Für die Dimensionierung eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes in Deutschland sind Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung. In der Gesamtkostenbetrachtung ergeben sich daraus Situationen, in denen Deutschland günstige Energie ins Ausland exportiert, oder umgekehrt günstige Energie aus dem Ausland bezieht. Eine Austauschleistung wird im Marktmodell zu einem konkreten Zeitpunkt ermittelt und ist daher stets von einem Handelsfluss über einen bestimmten Zeitraum abzugrenzen. Die Austauschleistung entspricht dabei nicht dem physikalischen Strom- bzw. Leistungsfluss, der auf den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen zwischen den Marktgebieten tatsächlich auftritt. Die physikalischen Flüsse werden im Rahmen der Netzberechnung (s. Kapitel 5) ermittelt und ergeben sich aus den entsprechenden Einspeise- und Nachfragesituationen sowie den elektrischen Eigenschaften des Netzes.

Die Volatilität der Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik bedingt eine Entwicklung, in der sich Zeiträume mit einem Überschuss an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Zeiträume, in denen erneuerbare Energien die Stromnachfrage nicht vollständig decken können, häufig abwechseln. Bei einer hohen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien können Flexibilitäten wie Speicher, Elektrolyseure oder Power-to-Heat-Anlagen den reichlich vorhandenen Strom aufnehmen und so die Integration von erneuerbaren Energien begünstigen. Gleichzeitig werden auch Flexibilitäten im Ausland genutzt, um erneuerbare Energien in das europäische System zu integrieren. Marktgebiete mit entsprechend hohen Wasserkraftspeicherkapazitäten wie Österreich, Schweiz, Norwegen und Schweden speichern eigene Überschüsse sowie Überschüsse aus benachbarten Marktgebieten und unterstützen über eine zeitlich versetzte Ausspeicherung eine kostengünstige Lastdeckung. Auf der anderen Seite bezieht Deutschland immer dann Strom aus dem Ausland, wenn die inländische Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik im Vergleich zur Stromnachfrage gering ist und Strommengen günstig aus benachbarten Marktgebieten importiert werden können.

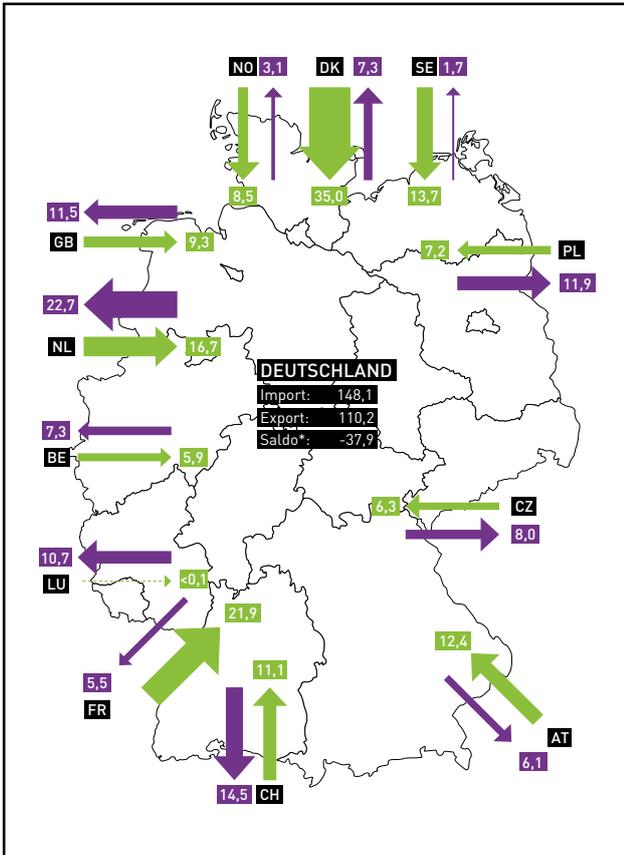
Mit Blick auf die Austauschenergiemengen mit den Anrainerstaaten lässt sich für Deutschland insgesamt ein hoher Nettoimport feststellen, der sich von 2037 bis 2045 noch weiter erhöht (s. Abbildung 22). Am stärksten lässt sich dieser Effekt in Szenario C beobachten, das zur Dekarbonisierung maßgeblich eine direkte Elektrifizierung bei geringerer Effizienz unterstellt. In diesem Szenario ist der Stromverbrauch deutlich höher als in den Szenarien A und B und die erneuerbaren Energien können diesen Zuwachs trotz eines stärkeren Ausbaus bilanziell nicht kompensieren. So liegt der Gesamtjahresimport Deutschlands in B 2037 bei rund 152 TWh und der Gesamtjahresexport bei rund 111 TWh (Nettoimport: 41 TWh). *Im Vergleich steigt der Gesamtjahresimport Deutschlands in C 2037 auf bei 175 TWh und der Gesamtjahresexport auf 96 TWh, sodass der Nettoimport sich fast verdoppelt.* In C 2045 liegt der Gesamtjahresimport dagegen bei 219 TWh und der Gesamtjahresexport bei 57 TWh (Nettoimport: 162 TWh).

Während sich der Nettoimport von 2037 auf 2045 in allen Szenarien erhöht, ändern sich die Handelsmengen an den einzelnen Grenzen. Die Verschiebungen basieren auf der unterschiedlichen Entwicklung der Erzeugungsstruktur in den entsprechenden Ländern. Während die größten Handelsmengen in B 2037 aus Dänemark (34 TWh), Frankreich (22 TWh) und den Niederlanden (17 TWh) nach Deutschland importiert werden, sind es in B 2045 Österreich (43 TWh), Dänemark (28 TWh) und Frankreich (23 TWh). Betrachtet man die höchsten Gesamtjahresexporte, dominieren in B 2037 die Niederlande mit 23 TWh, die Schweiz mit 15 TWh und Polen mit 11 TWh. In B 2045 ergeben sich Stromexporte aus Deutschland vor allem in die Schweiz mit 14 TWh, nach Luxemburg mit 10,4 TWh und in die Niederlande mit 9,6 TWh. Eine ähnliche Entwicklung lässt sich auch für die Szenarien A und C feststellen.

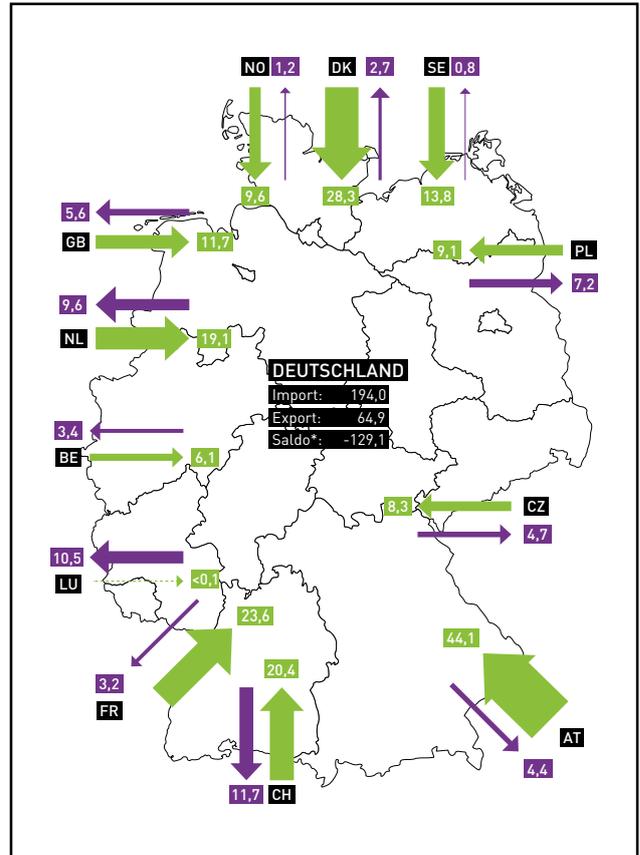
Im Rahmen der öffentlichen Konsultation des NEP wurde auf die hohen Importe aus Österreich, insbesondere im Zieljahr 2045 hingewiesen. Stunden, in denen Deutschland besonders viel Strom aus Österreich importiert, sind häufig gekennzeichnet durch hohe Einspeisungen von Wind onshore in Österreich. Ebenfalls häufig ist die hohe Erzeugung von Pumpspeichern und sonstigen Speichern geprägt, wobei es sich hier um zuvor gespeicherte EE-Einspeisung handeln kann. Handelskapazitäten zwischen Österreich und anderen Marktgebieten sind vergleichsweise gering und die realisierten Handelsflüsse dorthin weisen in Summe keine mit den Handelsflüssen mit Deutschland vergleichbaren Auffälligkeiten auf.

Abbildung 22: Handelsaustauschenergiemengen der Szenarien

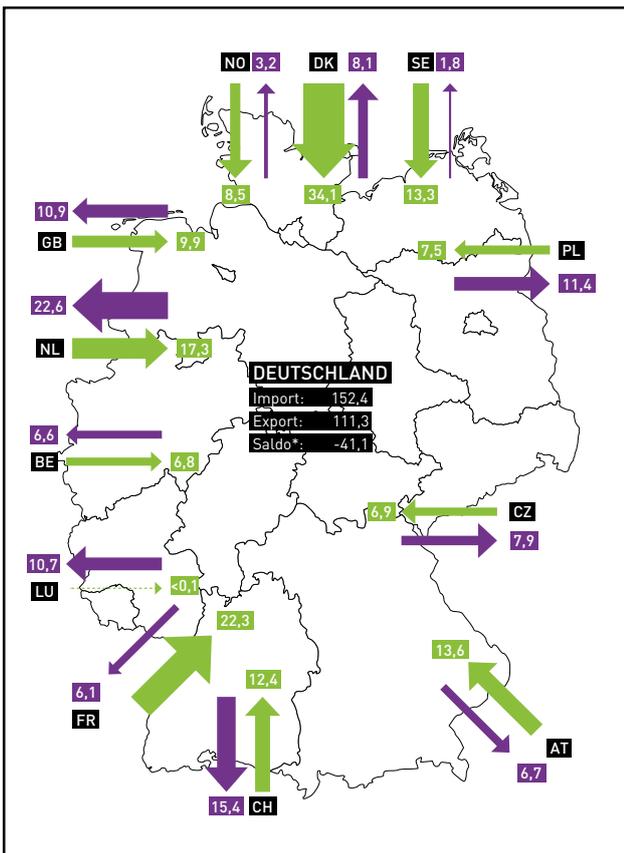
Handelsaustauschenergiemengen A 2037



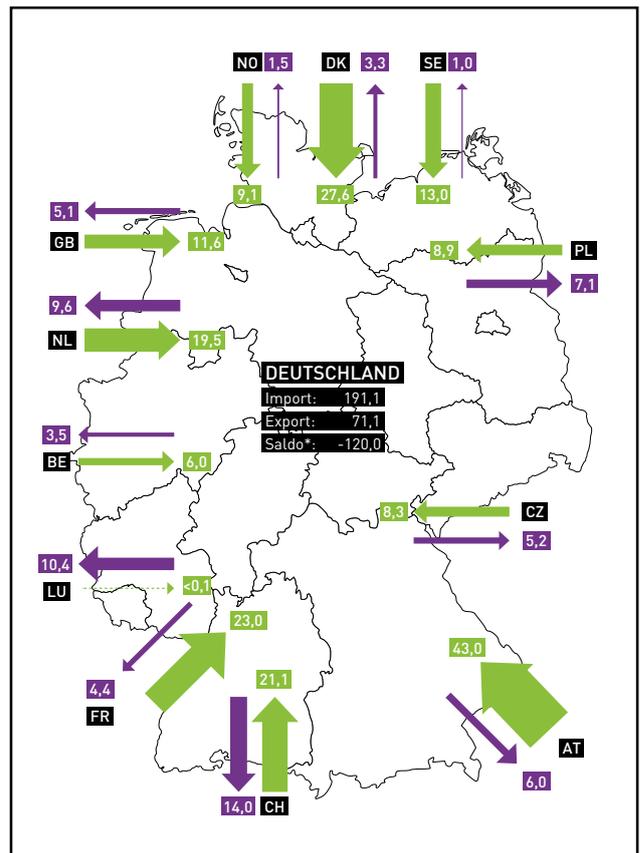
Handelsaustauschenergiemengen A 2045



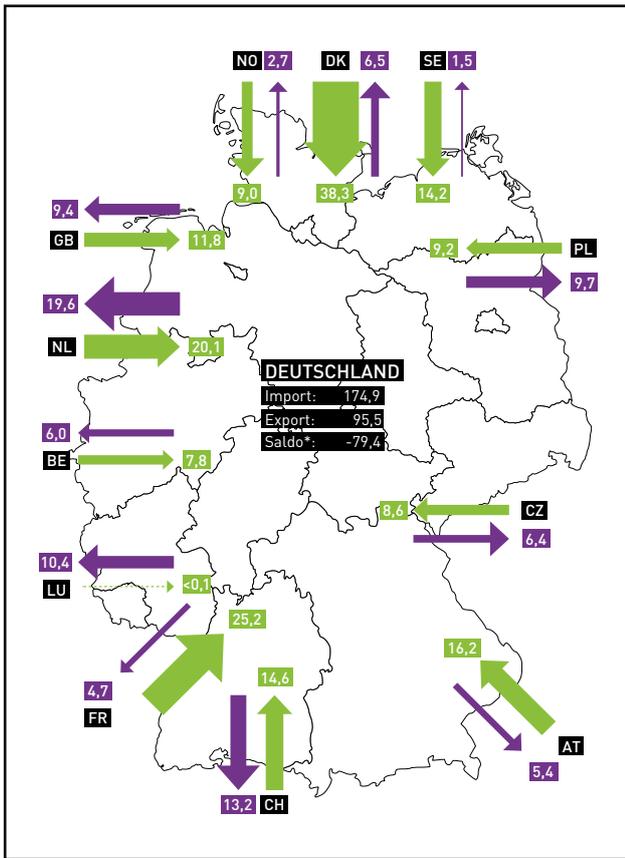
Handelsaustauschenergiemengen B 2037



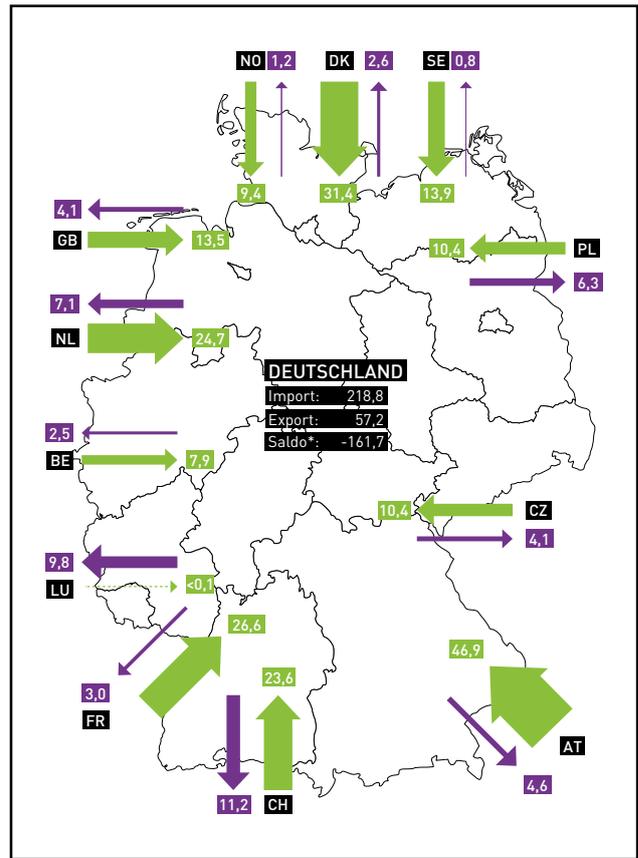
Handelsaustauschenergiemengen B 2045



Handelsaustauschenergiemengen C 2037



Handelsaustauschenergiemengen C 2045



* Bei der Berechnung des Saldos können sich Rundungsabweichungen ergeben.



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Resultierende Transitflüsse

Aus den Im- und Exporten Deutschlands können sich Transite und damit zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz in Deutschland ergeben. Transite durch ein Land treten auf, wenn an verschiedenen Ländergrenzen gleichzeitig importiert und exportiert wird. Vom jeweiligen Jahresimport und -export an den Ländergrenzen (s. Abbildung 22) lässt sich nur begrenzt auf die Richtung der Energieaustausche schließen. Ein Transit in einer Stunde ist stets als Minimum aus den gesamten Exporten und Importen definiert. Wenn Deutschland innerhalb einer bestimmten Stunde beispielsweise 2 GWh aus Skandinavien importiert und dabei gleichzeitig 5 GWh in die anderen Nachbarländer exportiert, beträgt der Transit durch Deutschland 2 GWh und der Export aus deutscher Erzeugung 3 GWh.

In allen *Betrachtungsjahren der sechs* Szenarien ist Deutschland das Land in Europa mit sowohl dem Spitzenwert für Transite in einer einzelnen Stunde als auch für den Umfang der Transite über das Jahr summiert. Der hohe Strom-austausch durch Deutschland ist eine Folge der zentralen Lage des deutschen Marktgebietes im europäischen Verbund. Für das Jahr 2037 beträgt die Summe der Transite durch Deutschland **53–63 TWh**. Im Jahr 2045 sinkt die Gesamtmenge der Transite auf 40–51 TWh. Dies kann auf die zunehmenden Kapazitäten und hohen Einspeisungen erneuerbarer Energien zurückgeführt werden. In der Folge ist zu beobachten, dass die Anzahl an Stunden mit geringen oder keinen Preisdifferenzen zwischen den Marktgebieten bis 2045 ansteigt. Dementsprechend sinkt die Anzahl an Stunden mit Transiten. Der Spitzenwert für Transite liegt in den Szenarien **für 2037 bei 20 GW** und steigt bis 2045 auf rund 23 GW.

Grundsätzlich können aus der Höhe der bilanziellen Transite nicht unmittelbar Rückschlüsse auf die physikalischen Lastflüsse und damit die in Anspruch genommenen innerdeutschen Leitungskapazitäten gezogen werden. Transite können situationsabhängig die Belastung der Übertragungsnetze erhöhen oder verringern. Zu beachten ist weiterhin, dass die Höhe der Transite im Vergleich zur rein innerdeutschen Übertragungsaufgabe gering ist (s. Kapitel 3.2.3).

3.2.2 Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland

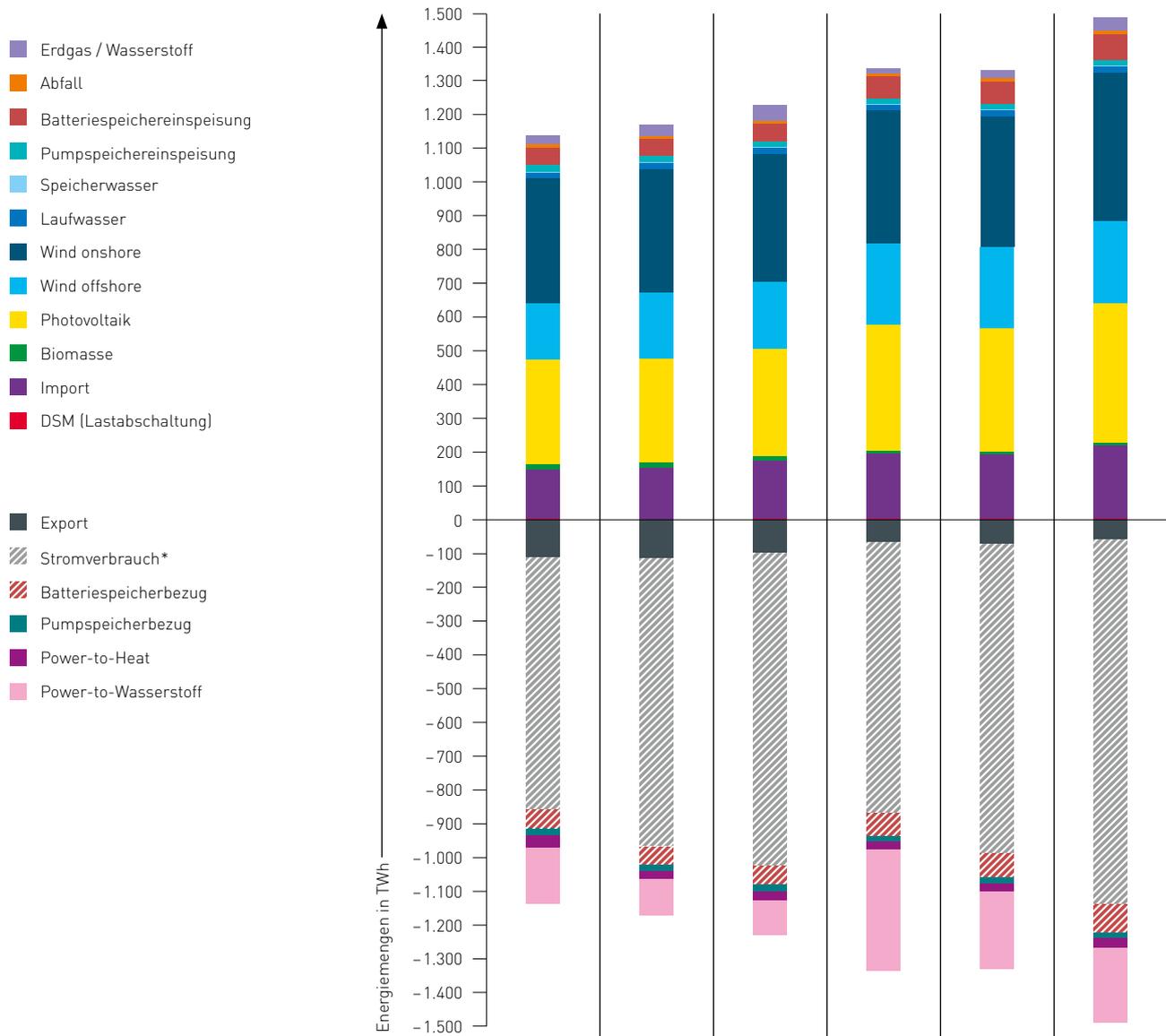
Die Jahresmengen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in Deutschland sowie der Im- und Exporte sind in Abbildung 23 dargestellt. Positive Werte beschreiben die Erzeugung und negative Werte den Verbrauch elektrischer Energie. Hierbei zeigt sich in allen Szenarien die enorme Bedeutung der erneuerbaren Energien für die Deckung des Strombedarfs in Deutschland.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der im Inland erzeugten Strommenge liegt bei etwa 90%. Davon sind wiederum über 95% auf die Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik zurückzuführen. Insgesamt nimmt die Einspeisung durch Windenergieanlagen den größten Anteil am Erzeugungsmix ein.

In windschwachen und sonnenarmen Zeiten muss die Residuallast weiterhin über den konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland, Flexibilitätsoptionen sowie Importe gedeckt werden. Der Einsatz von Gaskraftwerken reduziert sich **dabei innerhalb aller Szenariopfade von 2037 bis 2045. Der entsprechende Kraftwerkseinsatz ist für Szenario A mit 25 TWh in 2037 bzw. 13 TWh in 2045 am geringsten und fällt für die Pfade B und C jeweils etwas höher aus (B 2037: 34 TWh, B 2045: 23 TWh, C 2037: 47 TWh, C 2045: 39 TWh)**. Bedingt durch den vergleichsweise hohen Stromverbrauch kommt es in **den Szenarien B 2037, C 2037 und C 2045** zusätzlich zum Einsatz lastnaher Reserven.



Abbildung 23: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports im Vergleich



in TWh	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Erdgas / Wasserstoff	25,3	33,7	46,6	13,3	22,7	39,2
Abfall	9,2	9,4	9,5	8,9	9,1	9,3
Batteriespeichereinspeisung	52,6	49,8	50,7	65,9	67,8	78,9
Pumpspeichereinspeisung	19,4	19,4	19,4	15,4	17,0	16,6
Speicherwasser	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Laufwasser	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
Wind onshore	368,9	365,2	377,8	391,8	386,8	439,5
Wind offshore	168,5	196,6	199,0	242,0	239,2	241,0
Photovoltaik	310,6	308,7	315,1	375,8	368,7	414,9
Biomasse	13,5	13,5	13,5	6,0	6,0	6,0
Import	148,1	152,4	174,9	194,0	191,1	218,8
DSM (Lastabschaltung)	0,5	1,0	1,3	1,0	1,4	2,1
Export	-110,2	-111,3	-95,5	-64,9	-71,1	-57,2
Stromverbrauch*	-746,0	-854,4	-928,2	-801,3	-914,8	-1.080,2
Batteriespeicherbezug	-55,3	-52,3	-53,4	-69,3	-71,4	-83,1
Pumpspeicherbezug	-21,7	-21,7	-21,8	-16,5	-18,5	-18,0
Power-to-Heat	-37,7	-21,4	-26,5	-23,5	-23,8	-27,2
Power-to-Wasserstoff	-164,9	-108,0	-101,8	-357,9	-229,6	-220,1

* Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie DSM.

Volllaststunden der Erzeugungsanlagen und lastseitige Flexibilitäten in Deutschland

Die Volllaststunden oder auch Vollbenutzungsstunden sind ein Maß für die Ausnutzung der installierten Leistung von Kraftwerken oder anderen Stromerzeugern und Stromverbrauchern. Sie geben an, wie lange eine Einheit pro Jahr theoretisch mit Nennleistung betrieben werden müsste, um die für diese Einheit ermittelte Jahresenergiemenge zu erreichen. Diese Rechengröße dient im Fall der Stromerzeugung dem Vergleich der tatsächlichen Stromerzeugung mit der theoretisch maximal möglichen Stromerzeugung. Wenn zum Beispiel eine Erzeugungseinheit mit 100 MW Nennleistung das gesamte Jahr (8.760 Stunden) mit 50 MW eingespeist hat, ergibt sich rechnerisch ein Wert von 4.380 Volllaststunden. Theoretisch hätte eine solche Erzeugungseinheit bei Betrieb mit Nennleistung diese Jahresenergiemenge schon nach einem halben Jahr erbracht. Die Analyse der Volllaststunden über verschiedene Jahre zeigt somit, wie sich der Einsatz von Stromerzeugern und Stromverbrauchern ändert.

Die Volllaststunden der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien ergeben sich jeweils aus der technologie-spezifischen Stromerzeugung dividiert durch die installierte Leistung und sind in Abbildung 24 dargestellt.

Bei den konventionellen Kraftwerken erreichen im Jahr 2045 nur Abfallkraftwerke Volllaststunden von mehr als 4.000 Stunden. Ihre Auslastung orientiert sich jedoch nur untertätig an den am Strommarkt zu erzielenden Erlösen, sodass die Volllaststundenzahl die Vorgaben in Bezug auf die zu verwertenden Abfallmengen widerspiegelt. Der Einsatz von Gaskraftwerken unterscheidet sich zwischen den Szenarien, jedoch wird *nur in den Szenarien C 2037 und C 2045* eine Volllaststundenzahl von *mehr als* 1.000 h/a überschritten. *In allen anderen Szenarien liegen die Volllaststunden deutlich unter diesem Wert.* Es zeigt sich, dass der Einsatz der Gaskraftwerke nur in Situationen mit einem geringen Dargebot erneuerbarer Energien erfolgt. Ein Mindesteinsatz, etwa bedingt durch wärmeseitige Einsatzrestriktionen, erfolgt nicht.

Windenergie- und PV-Anlagen weisen nur geringe Unterschiede in den Volllaststunden zwischen den Szenarien auf. Die Unterschiede sind auf die Regionalisierung und unterschiedliche Mengen an Stromerzeugung, die nicht in das System integriert werden können, zurückzuführen. Die Volllaststunden von Windenergieanlagen auf See weisen minimale Unterschiede zwischen den Szenarien auf. Gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens vom 08.07.2022 sowie dem Flächenentwicklungsplan 2023 vom 20.01.2023 fallen die unterstellten Volllaststunden im Vergleich zum letzten NEP 2035 (2021) allerdings deutlich geringer aus. Dies ist bedingt durch die höhere Leistungsdichte der Offshore-Windparks (OWP).

Die unterschiedliche Volllaststundenzahl bei Batterie- und Pumpspeichern ist auf die unterschiedliche Höhe der leistungsbezogenen Speicherkapazität zurückzuführen. Die Preisverläufe weisen durch die zunehmende Erzeugung aus erneuerbaren Energien häufig längere Perioden mit sehr geringen Preisen auf. Vor allem im Sommer wird bedingt durch die Photovoltaik in der Regel nur maximal ein Speicherzyklus am Tag vollzogen. Dementsprechend ist die größere Speicherkapazität von Pumpspeichern, die eine volle Ausspeicherung über mehrere Stunden ermöglicht, mit ursächlich für eine im Vergleich höhere Volllaststundenzahl.

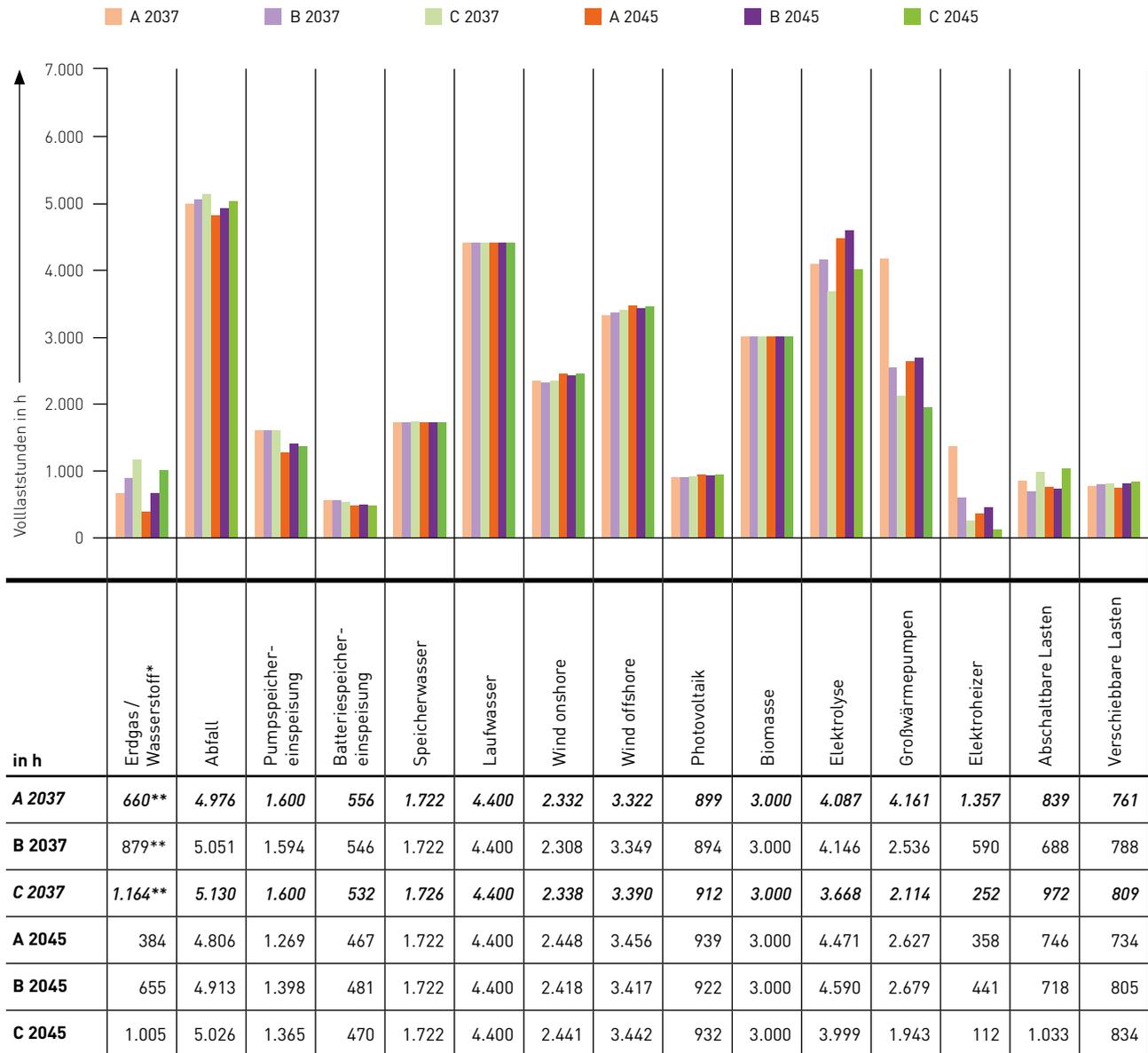
Die Volllaststunden von flexiblen Verbrauchern sind ebenfalls in Abbildung 24 dargestellt. Die Werte ergeben sich analog aus dem Stromverbrauch dividiert durch die installierte elektrische Leistung.

Abschaltbare Lasten werden im Szenario C 2045 mit etwas über 1.000 h/a am häufigsten eingesetzt. Der Stromverbrauch und das entsprechende Preisniveau sind in diesem Szenario am höchsten. In den Szenarien A und B sind die Volllaststunden *über alle Zieljahre* im Bereich von *688 bis 839 h/a* für abschaltbare Lasten auf ähnlichem Niveau. Bei den verschiebbaren Lasten sind nur geringfügige Unterschiede zwischen den Szenarien erkennbar. Die Volllaststunden *über alle Zieljahre und Szenarien* bewegen sich im Bereich von *734 bis 834 h/a*.

Die Technologien Elektrolyseure, Großwärmepumpen und Elektroheizer werden in den Szenarien A und B im Vergleich zu C häufiger eingesetzt. Ursächlich hierfür ist ebenso der hohe Stromverbrauch in Szenario C, der durch den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht in gleichem Maße kompensiert wird, sodass das Preisniveau entsprechend höher ist. Folglich treten in den Szenarien A und B häufiger Situationen mit Strompreisen auf, die den Einsatz der genannten Technologien wirtschaftlich erscheinen lassen.



Abbildung 24: Vergleich der gemittelten Volllaststunden in Deutschland je Szenario



* enthält nicht den Einsatz lastnaher Reserven

** enthält den Einsatz von kleinen KWK-Anlagen

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Batteriespeicher

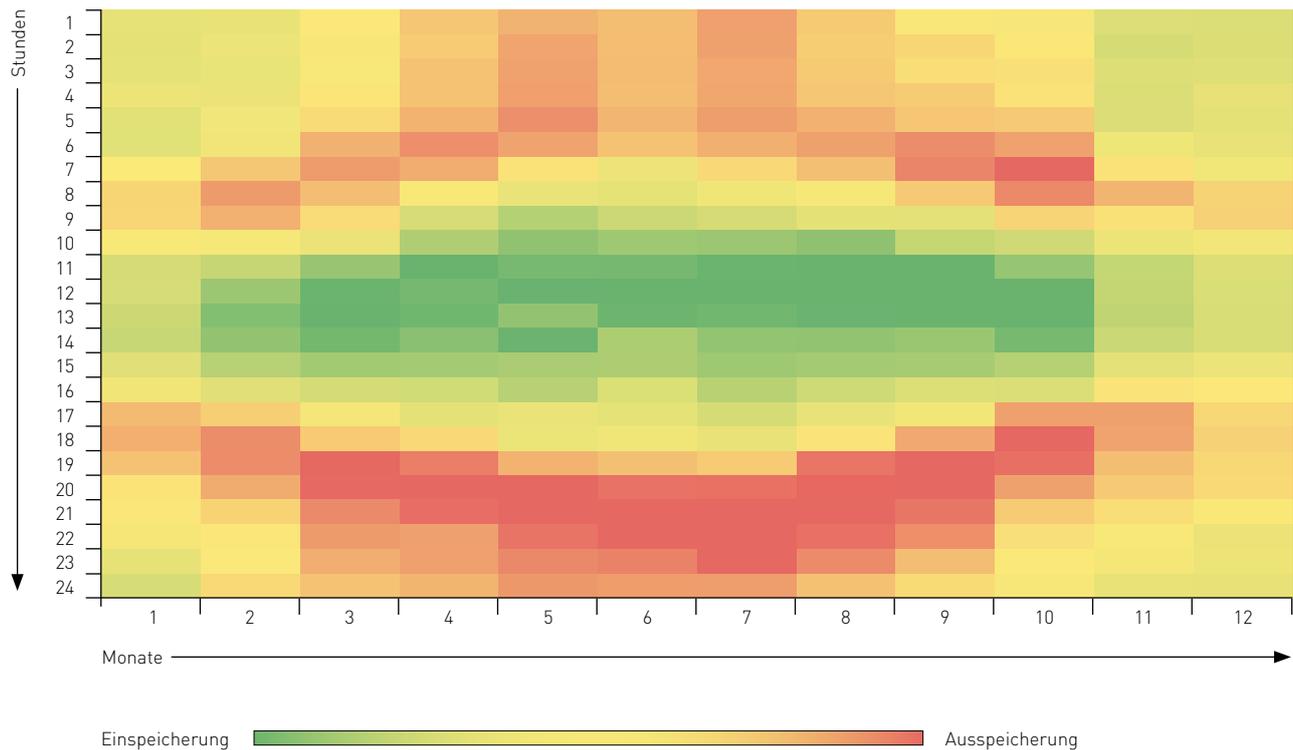
Der Einsatz der Groß- und Kleinbatteriespeicher in der Strommarktssimulation erfolgt stets kostenminimierend unter Berücksichtigung der jeweiligen Angebots- und Nachfragesituation. Die Batteriespeicher werden damit weitestgehend analog zu Pumpspeicherkraftwerken modelliert, wobei Batteriespeicher im Vergleich ein deutlich kleineres Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung aufweisen, aber einen größeren Zykluswirkungsgrad. Natürliche Zuflüsse entfallen bei Batteriespeichern.

Bei einer Analyse der Einsatzstunden zeigt sich vor allem im Sommer ein recht homogenes Bild. Bedingt durch die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen und den daraus resultierenden Preisen erfolgt meist eine Einspeicherung tagsüber und eine Ausspeicherung vor allem in den späten Abendstunden. In den Wintermonaten verschiebt sich die Ausspeicherung in die frühen Abendstunden, während eine Einspeicherung neben den Mittagsstunden häufig nachts

erfolgt. Dies ist auf die geringeren Stromverbräuche nachts und den im Winterhalbjahr zunehmenden Einfluss der Windenergie zurückzuführen. Dieses jahres- und tageszeitspezifische Verhalten deckt sich mit dem der Pumpspeicherkraftwerke. Der Einsatz der Batteriespeicher ist aufgrund ihrer geringeren leistungsbezogenen Speicherkapazität jedoch stärker auf einzelne Stunden fokussiert oder es wird nicht die maximale Leistung abgerufen. Pumpspeicherkraftwerke hingegen können ihre maximale Ein- und Ausspeicherung über längere Zeiträume aufrechterhalten. Zwischen den Szenarien gibt es nur geringe Unterschiede im Einsatzverhalten und bei den Volllaststunden der Batteriespeicher.

Die Abbildung 25 und 26 zeigen den Einsatz von Batterie- bzw. Pumpspeichern.

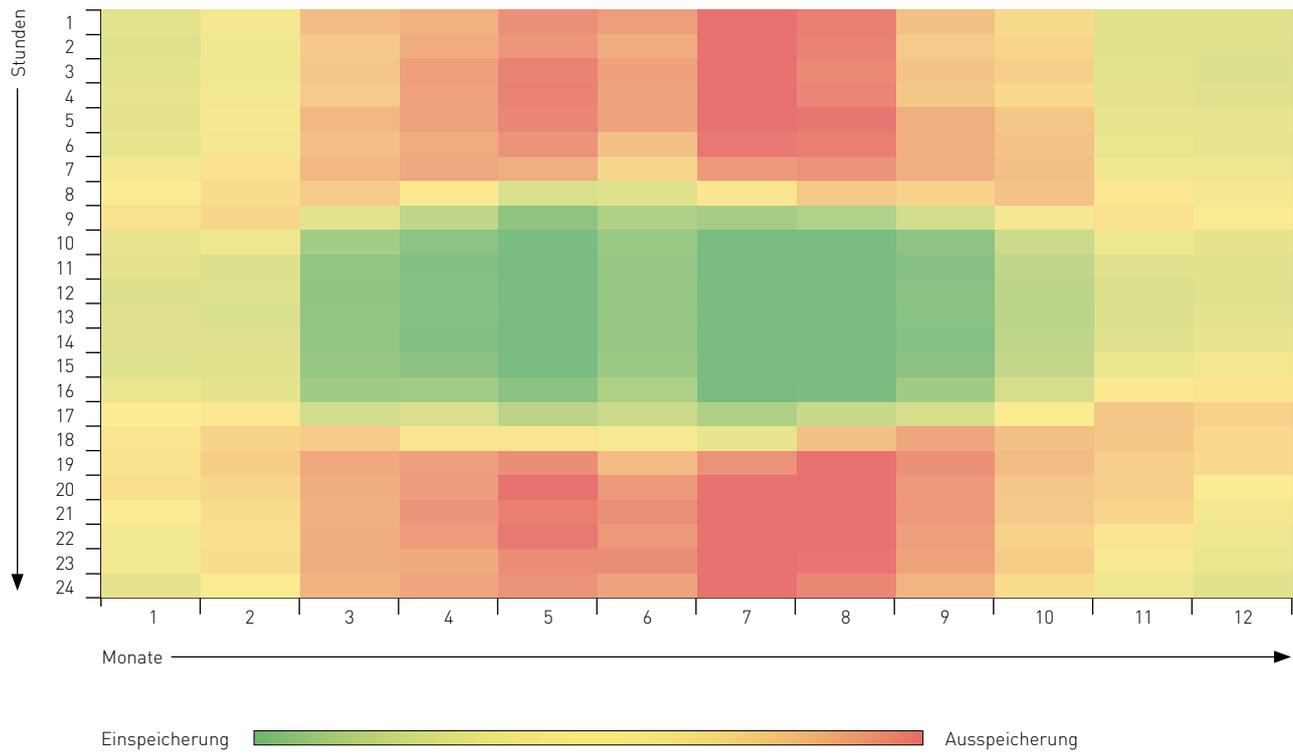
Abbildung 25: Einsatz last- und erzeugungsseitiger Flexibilität – Batteriespeicher



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 26: Einsatz last- und erzeugungsseitiger Flexibilität – Pumpspeicher



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Elektrolyse

Über die inländische Wasserelektrolyse kann in den Szenarien ein signifikanter Teil des Wasserstoffbedarfs in Deutschland gedeckt werden. Die produzierte Menge an Wasserstoff je Szenario ergibt sich dabei aus den Elektrolysekapazitäten, dem angenommenen Wirkungsgrad und dem strommarktorientierten Einsatz der Elektrolyseure. Sie liegt in den vorliegenden Berechnungen *im Jahr 2037 zwischen 71 und 116 TWh* und im Jahr 2045 im Bereich von 154 TWh bis maximal 250 TWh. Tabelle 10 stellt die resultierenden Energiemengen für die Szenarien gegenüber. Dargestellt ist jeweils die Menge des erzeugten Wasserstoffs sowie der Bedarf an Wasserstoff zur Stromerzeugung unter der Annahme, dass in Gaskraftwerken ausschließlich Wasserstoff verfeuert wird.

Tabelle 10: Wasserstoffproduktion und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung in den Szenarien

in TWh/Mrd. m ³	Wasserstoffproduktion	Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung
A 2037	115,5/32,6	≤ 61,34/≤ 17,3
B 2037	75,6/21,4	≤ 81,9/≤ 23,1
C 2037	71,2/20,1	≤ 113,0/≤ 31,9
A 2045	250,5/70,8	31,7/9,0
B 2045	160,7/45,4	54,2/15,3
C 2045	154,1/53,4	94,6/26,7

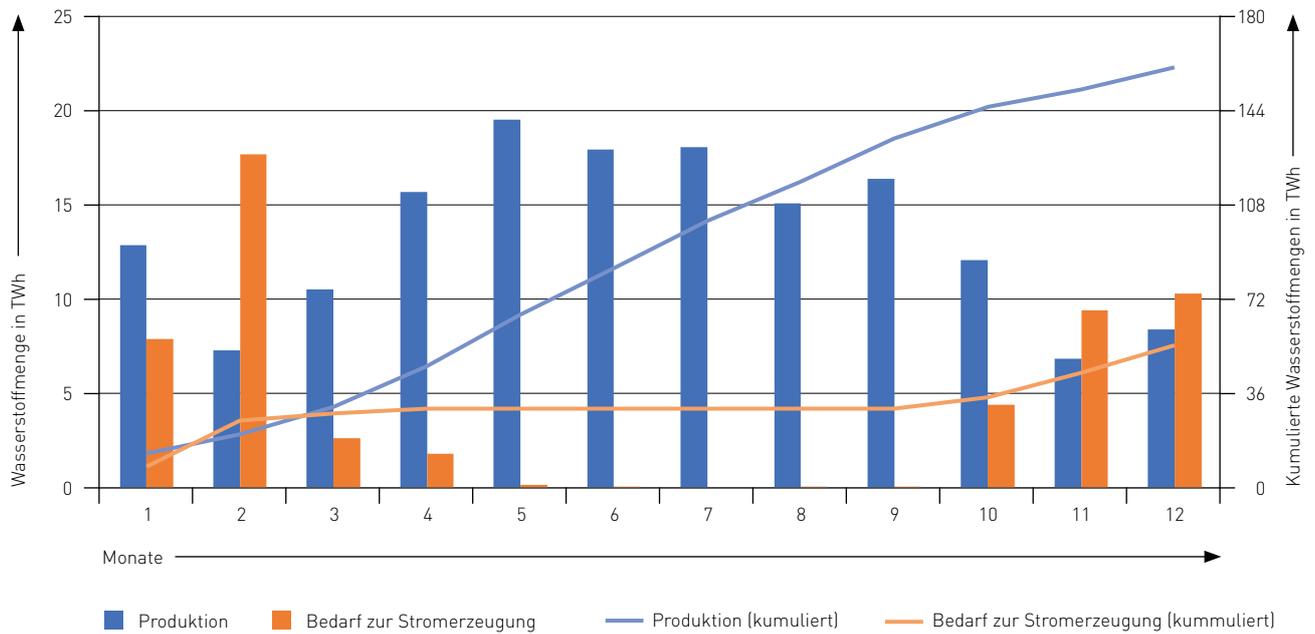
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Es zeigt sich, dass der Bedarf an Wasserstoff in Gaskraftwerken im Jahr 2045 bilanziell vollständig durch Wasserstoff aus heimischer Elektrolyse bereitgestellt werden kann. Insbesondere in Szenario A wird im Vergleich deutlich mehr erzeugt als im Stromsektor notwendig ist. Mit Blick auf den Bedarf in anderen Sektoren ist Deutschland jedoch trotz hoher Eigenerzeugung weiterhin auf Importe von Wasserstoff angewiesen. Die Bundesnetzagentur sieht in der Genehmigung des Szenariorahmens vor, dass etwa die Hälfte des Wasserstoffbedarfes durch inländische Erzeugung gedeckt wird. In den Marktsimulationen ergeben sich höhere Volllaststunden als in der Genehmigung vorgesehen, was im Umkehrschluss zu einer geringeren Importquote führt.

In Folge der strommarktorientierten Einsatzweise der Elektrolyseure ist im Jahresverlauf eine deutliche Saisonalität erkennbar (s. Abbildung 27). Die größten Mengen an Wasserstoff werden im Sommerhalbjahr zwischen April und September erzeugt. Darüber hinaus treten im zugrundeliegenden Wetterjahr auch im Januar windreiche Zeiträume auf, in denen eine Produktion von Wasserstoff wirtschaftlich ist. Der Bedarf an Wasserstoff zur Stromerzeugung zeigt dabei insgesamt einen gegenläufigen Trend zur Wasserstoffproduktion. Während in den Sommermonaten in Szenario B 2045 beispielsweise nahezu keine Stromerzeugung aus Gaskraftwerken notwendig ist, übersteigt der Wasserstoffbedarf der Kraftwerke die Wasserstoffproduktion in den Wintermonaten teils deutlich. In dieser Zeit ist folglich auf den im Sommerhalbjahr gespeicherten Wasserstoff oder auf Importe zurückzugreifen. Dies setzt eine entsprechende Transport- und Speicherinfrastruktur für Wasserstoff voraus.



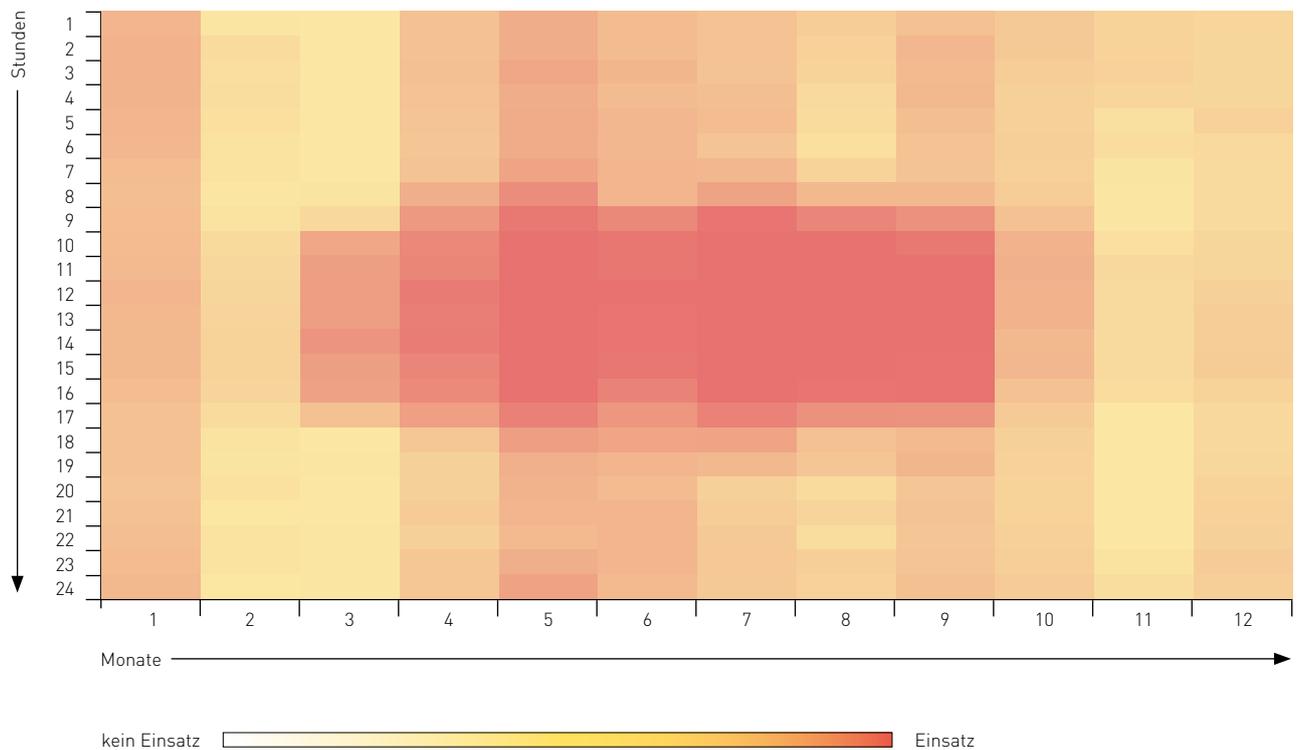
Abbildung 27: Monatliche Wasserstoffproduktion und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung in B 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bei der Analyse des untertägigen Einsatzes von Elektrolyseuren fällt auf, dass diese insbesondere in den Mittagsstunden des Sommerhalbjahres zugeschaltet werden, um von niedrigen Strompreisen und dem hohen Angebot erneuerbarer Energien zu profitieren. Dazu sind in Abbildung 28 horizontal die Kalendermonate dargestellt und vertikal die Tagesstunden.

Abbildung 28: Einsatz last- und erzeugungsseitiger Flexibilität – Elektrolyse

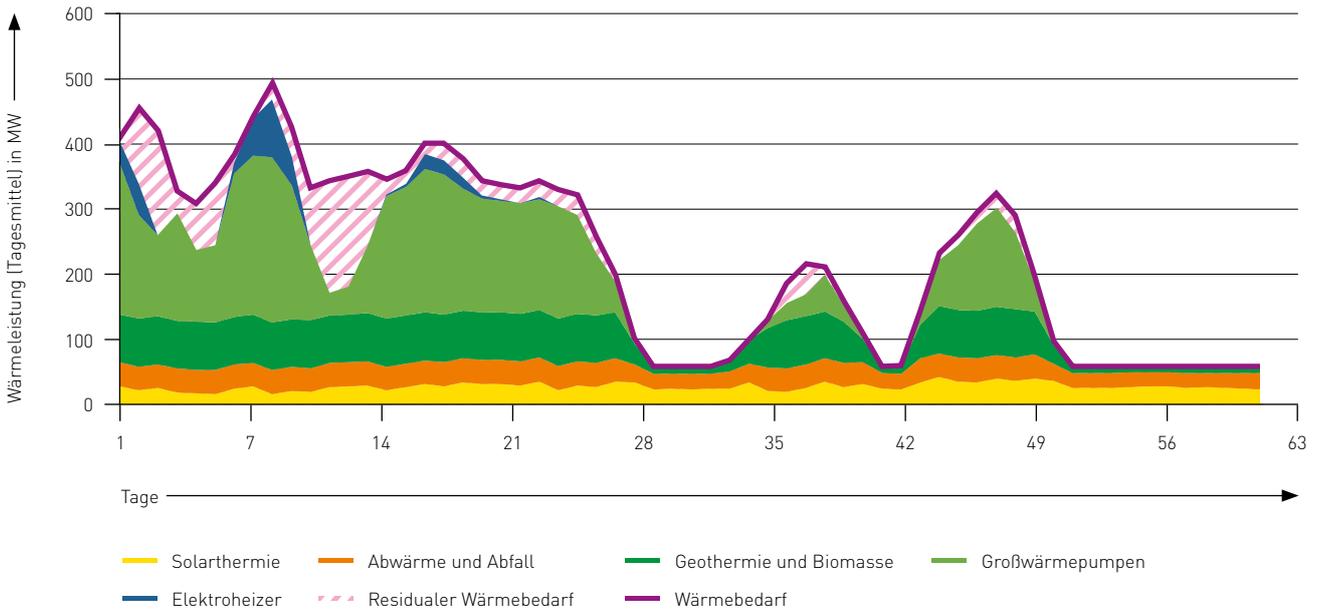


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Fernwärme

Wie in Kapitel 2.4.4. beschrieben, werden für jedes Fernwärmenetz zunächst Wärmebedarfsprofile und die stündliche Restwärmenachfrage unter Berücksichtigung der angebotsorientierten Wärmerzeugung hergeleitet. Im Rahmen der Strommarktsimulation wird anschließend die Bereitstellung von Wärme durch Großwärmepumpen und Elektroheizern kostenbasiert bestimmt. In Abbildung 29 ist exemplarisch dargestellt, wie der Betrieb von Großwärmepumpen gegenüber Elektroheizern vorrangig erfolgt.

Abbildung 29: Exemplarische Wärmebedarfskurve eines Fernwärmenetzes mit zusätzlicher Wärmebereitstellung durch Großwärmepumpen und Elektroheizern

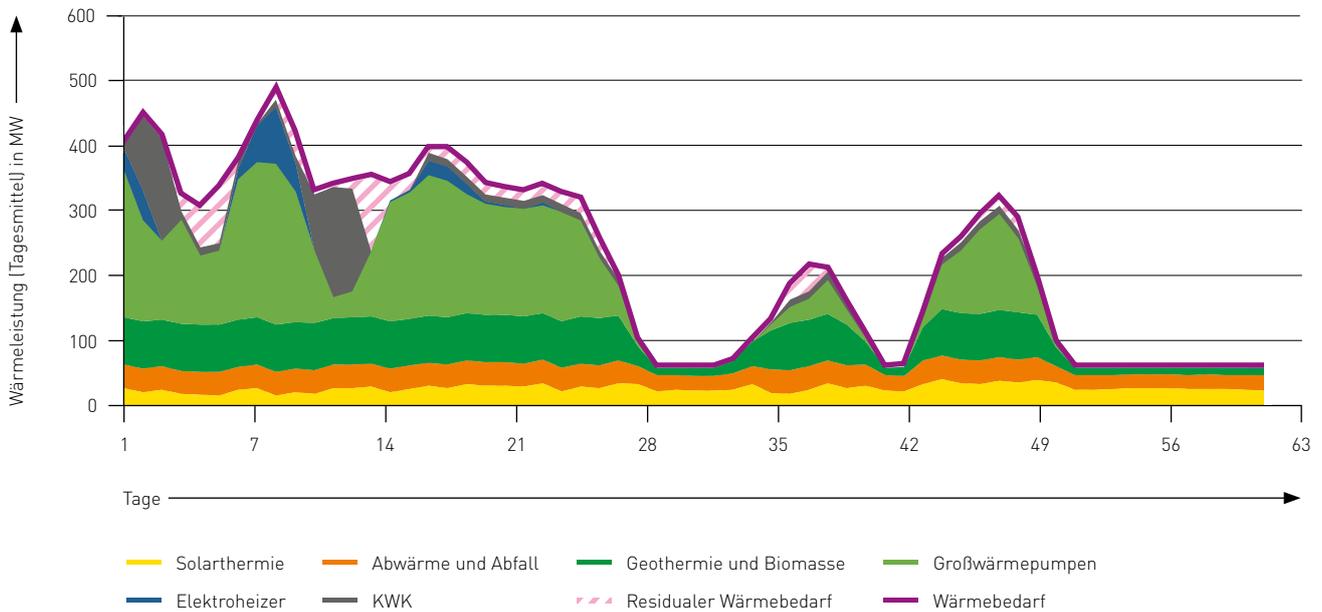


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der verbleibende Wärmebedarf wird in den Szenarien durch den Einsatz von KWK-Anlagen, durch Heizkessel oder aus Wärmespeichern gedeckt. Für das exemplarische Fernwärmenetz ist in der folgenden Abbildung 30 zusätzlich die Wärmeproduktion von KWK-Anlagen dargestellt. Der Einsatz von KWK-Anlagen erfolgt gemäß den Vorgaben der Genehmigung des Szenariorahmens vollständig strommarktorientiert. Restriktionen aus den Fernwärmenetzen werden nicht berücksichtigt. Es wird kein Mindesteinsatz unterstellt, wenn eine Restwärmenachfrage besteht. Ebenso ist eine Stromerzeugung auch in Zeiten möglich, in denen kein Wärmebedarf in einem Fernwärmenetz besteht. Verbleibt nach dem Einsatz der KWK-Anlagen ein Wärmebedarf ist dieser pauschal durch Heizkessel oder Wärmespeicher zu decken.



Abbildung 30: Exemplarische Wärmebedarfskurve eines Fernwärmenetzes mit zusätzlicher Wärmebereitstellung durch Großwärmepumpen, Elektroheizer und KWK-Anlagen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

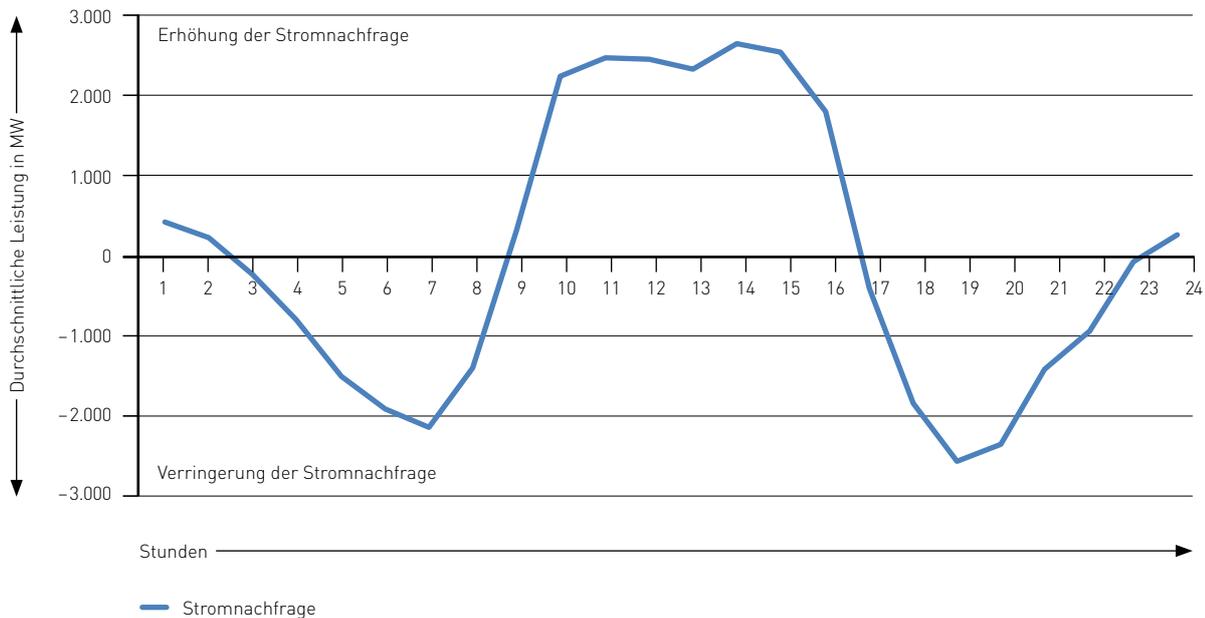
Die resultierenden Volllaststunden für Großwärmepumpen und Elektroheizer sind in Abbildung 24 dargestellt. Die auffällige Reduktion der Volllaststunden in Szenario C 2045 ist bedingt durch eine höhere installierte Leistung von Großwärmepumpen und höhere Strompreise, die den Einsatz von Großwärmepumpen und Elektroheizer trotz eines größeren Wärmebedarfs in der Modellierung reduziert erscheinen lassen. **Analog, durch eine geringere installierte Leistung und niedrigere Strompreise, lassen sich die erhöhten Volllaststunden für Großwärmepumpen und Elektroheizern in Szenario A 2037 erklären.**

Demand Side Management

Eine weitere Flexibilisierung des Stromverbrauchs in der Industrie und dem GHD-Sektor wird über sogenanntes Demand Side Management abgebildet. Dabei wird zwischen verschiebbaren und abschaltbaren Lasten unterschieden (s. Kapitel 3.1). Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen, dass verschiebbare Lasten insgesamt einen deutlichen Beitrag zur Flexibilisierung leisten. In den betrachteten Szenarien wird beispielsweise eine Energiemenge in Höhe von etwa 8,3 TWh in C 2045 verschoben. Der Einsatz der verschiebbaren Lasten weist keine jahreszeitlichen Schwerpunkte auf, jedoch analog zu anderen Flexibilitäten ein ausgeprägtes tageszeitliches Profil (s. Abbildung 31). Die Reduktion des Stromverbrauchs erfolgt hauptsächlich in den frühen Morgenstunden und den Abendstunden. Eine Erhöhung des Stromverbrauchs tritt maßgeblich in den Mittagsstunden und teilweise in den Nachtstunden auf. Die abschaltbaren Lasten leisten ebenfalls einen Beitrag zur Flexibilisierung, sodass in den betrachteten Szenarien der Gesamtstromverbrauch um etwa 0,5 TWh (A 2037) bis 2,1 TWh (C 2045) reduziert wird.



Abbildung 31: Durchschnittlicher Tagesverlauf von verschiebbarem DSM im Szenario C 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Überschüssige Stromerzeugung von EE-Anlagen in Deutschland

Überschüssige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tritt dann auf, wenn das gesamte Angebot erneuerbarer Energien größer ist als die inländische Stromnachfrage und die verbleibende Strommenge auch nicht exportiert oder gespeichert werden kann. Diese Größe ergibt sich aus einer marktseitigen Betrachtung. Innerdeutsche Netzrestriktionen, welche die Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien möglicherweise verhindern, spielen bei der Ermittlung dieses Überschusses keine Rolle.

Ein solcher Überschuss ergibt sich in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem insbesondere in Zeiten von hoher EE-Stromerzeugung. Sofern der Stromverbrauch von flexiblen Verbrauchern und Speichern oder der Stromexport nicht weiter erhöht werden kann, wird die Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Marktmodell gesenkt. Daraus folgt auch, dass ein Zuwachs an lastseitiger Flexibilität, von Speichern oder auch eine Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks stets zu einer Reduzierung dieser Überschussmengen beiträgt.

In den vorliegenden Szenarien ist die höchste marktseitige Einsenkung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien in B 2037 erforderlich. Bis 2045 können die erneuerbaren Energien infolge zusätzlicher lastseitiger Flexibilität und einem weiteren Ausbau von Speicherkapazitäten besser integriert werden. Mit einem Überschuss von rund 2,5% der potenziellen EE-Stromerzeugung weist A 2045 den kleinsten Wert auf. Die höchste Menge an Stromüberschüssen für das Jahr 2045 zeigt Szenario B mit rund 3,9% der EE-Stromerzeugung. Die im Vergleich geringere Einsenkung in A 2045 ist etwa auf eine höhere installierte Leistung von zuschaltbaren Lasten wie Elektrolyseure zurückzuführen. In der Folge können erneuerbare Energien besser integriert und vermehrt Wasserstoff produziert werden. **Bis 2045 sinken die EE-Überschüsse. Die höhere installierte Leistung von Flexibilitäten, insbesondere Elektrolyseure, sorgen für eine bessere Integration der Einspeisespitzen volatiler erneuerbarer Energien.** Die Überschüsse der erneuerbaren Erzeugung sind in Tabelle 11 dargestellt.

Im Rahmen der öffentlichen Konsultation wurde der Anteil der überschüssigen EE-Erzeugung im Verhältnis zur Gesamt-erzeugung hinterfragt. Für das Jahr 2045 sind die überschüssigen Strommengen in einer Bandbreite von 2,5 bis 3,9% im Vergleich zur erneuerbaren Erzeugung vergleichsweise gering. Die Stundenanzahl mit hohen negativen Residuallasten (auf Basis der konventionellen Last ohne flexible Lasten) von teilweise über 100 GW liegt im niedrigen dreistelligen Bereich.



Eine Betrachtung des maximalen Leistungseinsenkung ist in Tabelle 11 unter höchster EE-Überschuss je Szenario aufgeführt.

Tabelle 11: Überschüssige EE-Erzeugung je Szenario

	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
EE-Stromerzeugung in TWh	888	911	932	1.042	1.028	1.128
Überschüssige EE-Stromerzeugung in TWh	47,6	56,0	42,4	26,5	41,2	35,2
Anteil der überschüssigen EE-Stromerzeugung am Potenzial in %	5,3	5,8	4,5	2,5	3,9	3,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Lastnahe Reserven

Lastnahe Reserven werden modellseitig eingesetzt, wenn zur Deckung der Stromnachfrage keine anderen Stromerzeuger oder Flexibilitätsoptionen mehr zur Verfügung stehen (s. Kapitel 2.6). Die Parametrierung von lastnahen Reserven ist in allen Marktgebieten identisch, sodass hieraus keine Anreize für zusätzliche Exporte oder Importe entstehen. Die Ergebnisse zeigen, dass in A 2037, A 2045 und B 2045 kein Einsatz von lastnahen Reserven in Deutschland erforderlich ist. Der Einsatz der lastnahen Reserven in B 2037 beträgt 0,15 TWh. *In C 2037 ist dieser mit knapp 2 TWh deutlich höher.* Der höchste Einsatz zeigt sich mit etwa 4,5 TWh in C 2045. Dies entspricht etwas mehr als 0,3% des Bruttostromverbrauchs.

Dies bedeutet, dass in den Szenarien B 2037, C 2037 und C 2045 ohne die modellierten lastnahen Reserven nicht ausreichend Erzeugungskapazität vorhanden ist, um die Last jederzeit decken zu können, siehe § 12b Abs. 2 S. 2. EnWG. Zur netzseitigen Bewältigung dieser Problematik haben die vier ÜNB sogenannte lastnahe Reserven modelliert (s. Kapitel 2.6). Es handelt sich ausdrücklich nicht um ein Ergebnis einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheitsbewertung. Daher ist eine belastbare Aussage der zusätzlich benötigten Kraftwerkskapazität nicht möglich und auch nicht Aufgabe des Netzentwicklungsplans. Analysen der Versorgungssicherheit erfolgen im Rahmen des nationalen Monitoringberichts zur Versorgungssicherheit der BNetzA nach §§ 51 Abs. 3 und 63 Abs. 2 Nr. 2 EnWG und auf europäischer Ebene im Rahmen des ERAA.

Kennzahlen ausgewählter Situationen

Abbildung 32 und Tabelle 12 zeigen Stromerzeugung und -verbrauch für ausgewählte Stunden der vorliegenden Szenarien. Die Darstellung enthält für jedes Szenario jeweils die Stunde mit der höchsten Residuallast, die Stunde mit der höchsten Stromerzeugung und die Stunde mit dem höchsten Überschuss erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland. Die Stunden *mit dem höchsten EE-Überschuss* finden sich beim Vergleich der Szenarien *im Juni* wieder. *Für die Zeiträume der übrigen Kategorien und Szenarien ergibt sich ein uneinheitlicheres Bild (Februar, April, Mai, Oktober und September).*

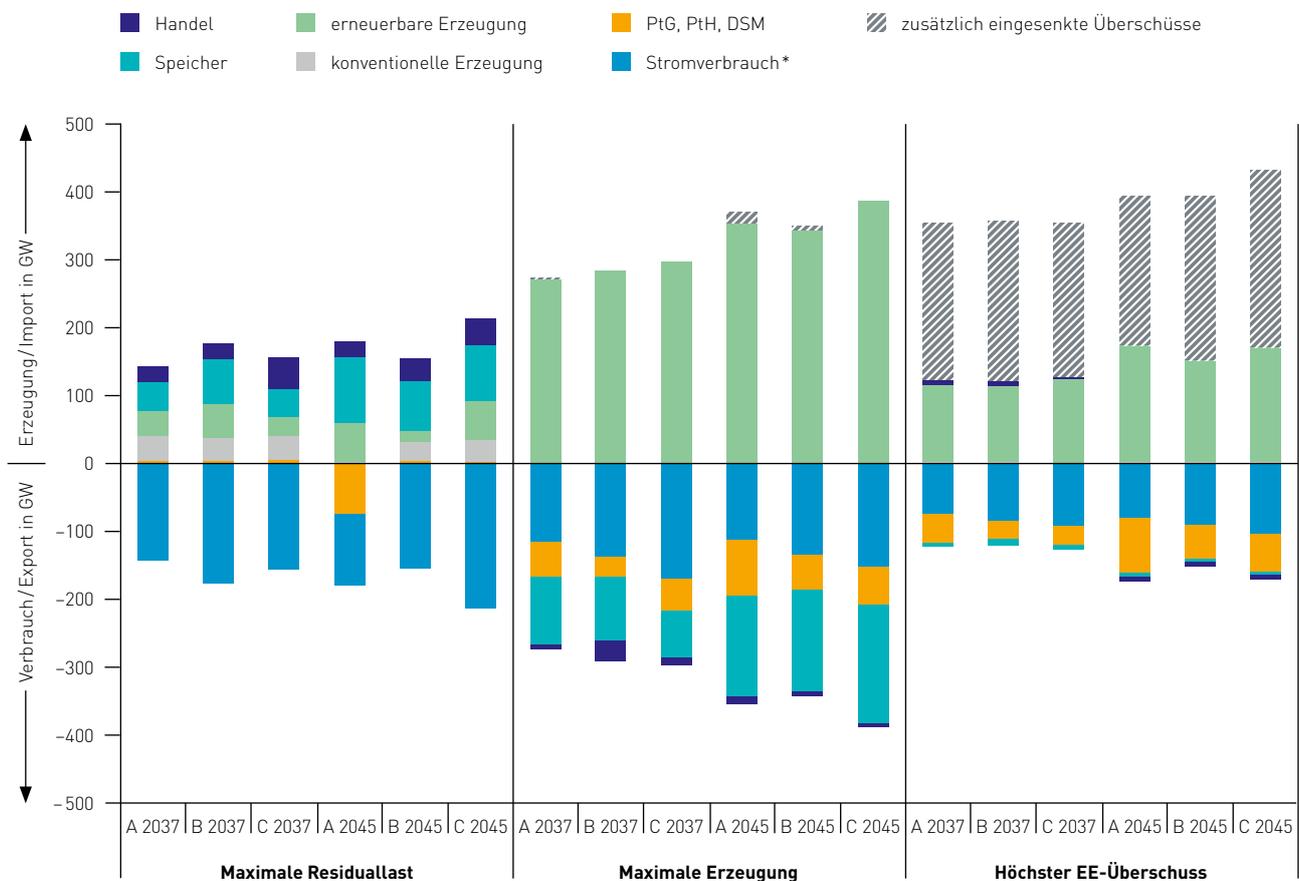
Die Stunde der höchsten Residuallast ist *in den Szenarien mit Ausnahme von A 2045* durch einen hohen Stromverbrauch, eine relative hohe Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken sowie durch Stromimporte aus benachbarten Marktgebieten gekennzeichnet. Batterie- und Pumpspeicher liefern den größten Beitrag zur Kompensation der verhältnismäßig geringen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. In allen Szenarien mit Ausnahme von A 2045 sind die Marktpreise so hoch, dass zum Zeitpunkt der höchsten Residuallast die Möglichkeit zur Abschaltung beziehungsweise Verschiebung des Stromverbrauchs (DSM) genutzt wird. *Im Unterschied zu der oben beschriebenen Situation kommt für das Szenario A 2045 die hohe Residuallast durch die Kombination aus mäßig hohem Stromverbrauch und relativ starker Lasterhöhung aus PtG-, PtH- und DSM-Anlagen zustande. Die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken ist dabei nahe null.*



Die Situation der maximalen Stromerzeugung ist *in den überwiegenden Fällen durch eine sehr hohe Einspeicherung in Batterie- und Pumpspeicher und eine sehr hohe Stromerzeugung aus Photovoltaik gekennzeichnet. C 2037 unterscheidet sich dabei von den übrigen Szenarien, als dass statt Photovoltaik verstärkt Windkraft zum Einsatz kommt.* Die konventionelle Stromerzeugung liegt *wiederum in allen Szenarien* nahe null. *Zudem ist die Situation durch einen verstärkten Einsatz der lastseitigen Flexibilitätspotenziale als auch durch Exporte gekennzeichnet. Allerdings zeigt sich – mit Ausnahme von B 2037 – am relativ geringen Umfang der Exporte sowie an der Einsenkung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in A 2037, A 2045 und B 2045, dass in diesen Stunden auch in den benachbarten Marktgebieten verstärkt Überschüsse auftreten.* Der Einsatz flexibler Verbraucher, wie Elektrolyseure, erreicht in diesen Stunden Spitzenwerte, da *die* Strompreise entsprechend günstig sind. In absoluten Werten liegt der Einsatz flexibler Verbraucher *in den Szenarien für 2045* höher als *für 2037*. Auch der übrige Stromverbrauch erreicht hohe Werte, da sich Flexibilitäten auf Haushaltsebene entsprechend der Angebots- und Nachfragesituation ausrichten.

In der Stunde des höchsten Überschusses an Stromerzeugung erneuerbarer Energien werden in allen Szenarien *jeweils* deutlich über 200 GW an Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik eingesenkt. Flexible Verbraucher werden weitestmöglich eingesetzt, wobei aufgrund der höheren Temperaturen keine Nachfrage seitens Power-to-Heat-Anlagen besteht. Batterie- und Pumpspeicher sind zu großen Teilen bereits vollgeladen beziehungsweise vollständig gefüllt. Der Handel mit benachbarten Marktgebieten bewegt sich auf geringem Niveau, da dort ebenfalls deutliche Überschüsse auftreten. *In den Szenarien für 2037* wird sogar ein geringer Import beobachtet. Im Zuge der Flow-Based-Modellierung können durch die Verschiebung von überschüssigen Strommengen zwischen Marktgebieten unter gewissen Voraussetzungen Interkonnektoren entlastet und zusätzliche Handelskapazitäten zu anderen Marktgebieten geschaffen werden, wo Stromerzeugung mit höheren Grenzkosten verdrängt werden kann.

Abbildung 32: Erzeugung, Verbrauch und Handel in ausgewählten Situationen



* Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie DSM.

Tabelle 12: Kennzahlen ausgewählter Situationen

in GW	A 2037	B 2037	C 2037	A 2045	B 2045	C 2045
Maximale Residuallast	102,1	125,7	125,9	120,4	137,6	154,3
Zeitpunkt	<i>Februar, abends</i>	Februar, nachmittags	<i>Februar, abends</i>	<i>September, abends</i>	Oktober, morgens	Februar, nachmittags
Konventionelle Erzeugung	37,8	35,7	37,1	0,4	29,0	33,1
Erneuerbare Erzeugung	37,5	48,5	26,6	57,9	14,7	56,0
davon Photovoltaik	0,0	10,2	0,0	0,0	5,4	13,2
davon Wind onshore	18,7	10,6	14,6	34,5	2,2	12,8
davon Wind offshore	10,5	19,8	6,7	20,2	2,3	26,2
zusätzlich eingesenkte Überschüsse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Speicher	41,6	67,2	43,1	97,9	74,9	82,8
Handel	22,8	22,8	45,7	22,1	33,6	38,4
PtG, PtH, DSM	1,9	1,9	3,0	-73,1	1,9	1,4
Stromverbrauch*	-141,5	-176,2	-155,6	-105,2	-154,2	-211,7
Maximale Erzeugung	271,4	289,6	296,3	353,1	341,4	386,3
Zeitpunkt	<i>April, vormittags</i>	Mai, vormittags	<i>Februar, mittags</i>	Mai, vormittags	Mai, vormittags	Mai, vormittags
Konventionelle Erzeugung	0,3	0,4	0,5	0,3	0,2	0,4
Erneuerbare Erzeugung	271,1	289,3	295,9	352,8	341,2	386,0
davon Photovoltaik	212,9	226,0	90,7	280,1	285,1	319,0
davon Wind onshore	27,9	24,3	144,3	25,1	35,3	39,2
davon Wind offshore	27,6	36,4	58,5	45,5	18,8	25,5
zusätzlich eingesenkte Überschüsse	1,9	0,0	0,0	16,3	7,4	0,0
Speicher	-99,9	-94,1	-70,7	-149,8	-150,0	-174,4
Handel	-6,2	-30,6	-10,5	-10,5	-6,7	-5,5
PtG, PtH, DSM	-51,0	-29,3	-46,0	-82,4	-52,7	-56,1
Stromverbrauch*	-114,3	-135,7	-169,1	-110,4	-132,1	-150,3
Höchster EE-Überschuss	-231,7	-240,0	-233,2	-233,1	-253,7	-272,5
Zeitpunkt	<i>Juni, vormittags</i>	Juni, vormittags	<i>Juni, vormittags</i>	Juni, vormittags	Juni, vormittags	Juni, vormittags
Konventionelle Erzeugung	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Erneuerbare Erzeugung	115,0	113,3	123,2	172,4	150,7	169,7
davon Photovoltaik	68,4	67,4	73,1	106,8	93,0	106,7
davon Wind onshore	28,1	27,7	30,5	38,6	33,6	38,6
davon Wind offshore	14,4	15,6	16,9	24,3	21,2	21,8
zusätzlich eingesenkte Überschüsse	231,6	236,3	227,9	219,9	241,8	260,7
Speicher	-7,1	-10,1	-7,5	-7,2	-5,8	-5,8
Handel	6,6	6,1	1,9	-6,5	-6,5	-6,5
PtG, PtH, DSM	-42,1	-26,1	-28,1	-80,0	-50,0	-55,0
Stromverbrauch*	-72,8	-83,5	-89,8	-79,1	-88,8	-102,8

* Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie DSM.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



3.2.3 Energiebilanzen je Bundesland

Die Abbildungen 33 bis 38 stellen für jedes Bundesland und jedes Szenario jeweils Stromerzeugung und -verbrauch gegenüber. Power-to-X-Anwendungen als flexible Verbraucher sind hierbei separat ausgewiesen. In der Darstellung nicht enthalten sind marktseitig eingesenkte Energiemengen.

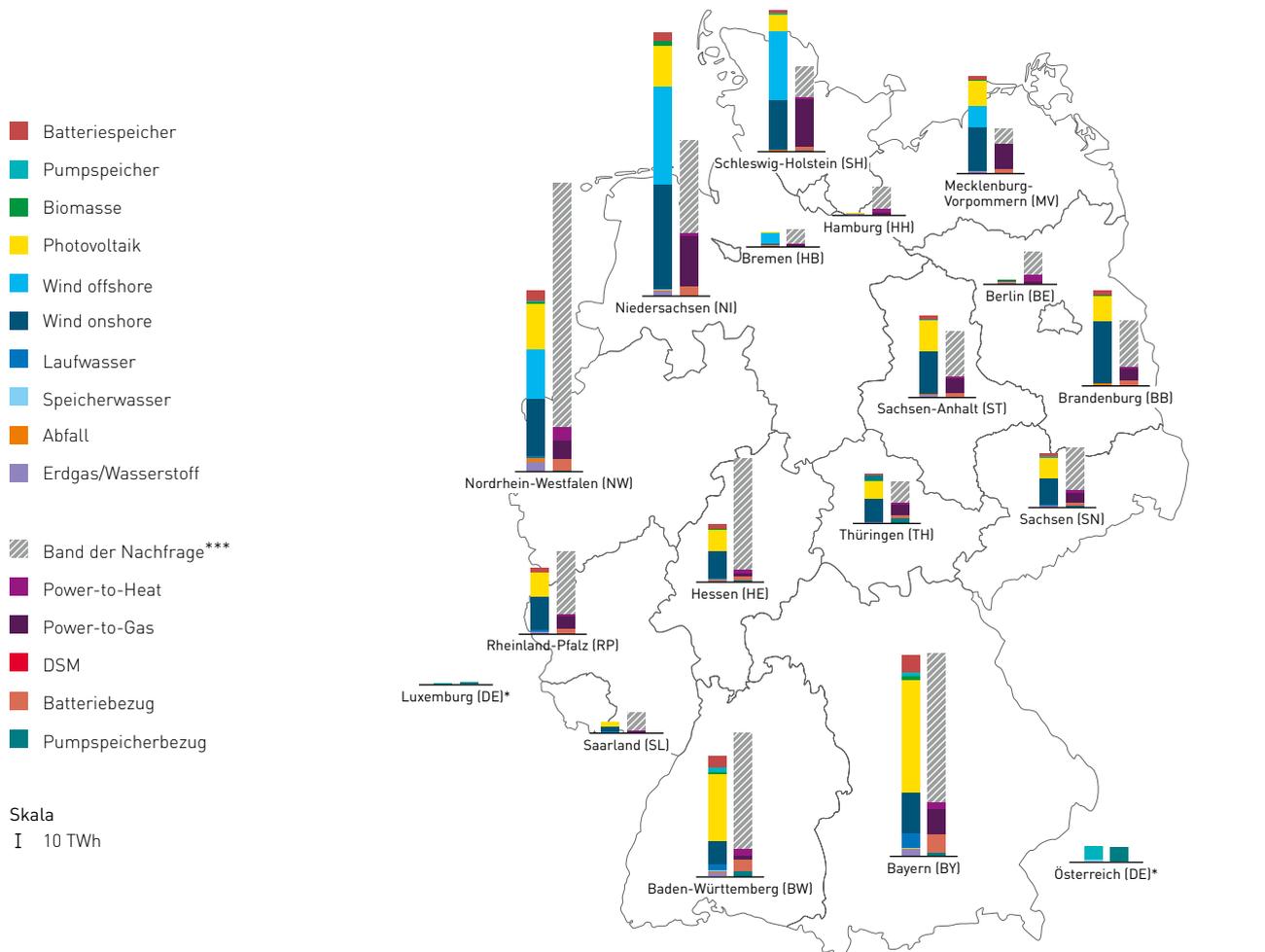
Die Auswertung zeigt eine heterogene Erzeugungsstruktur innerhalb Deutschlands. In der Strommengenbetrachtung weisen südliche Bundesländer tendenziell ein leichtes Erzeugungsdefizit und westliche Bundesländer, insbesondere Nordrhein-Westfalen ein hohes Erzeugungsdefizit auf. Nördliche und östliche Bundesländer haben hingegen Erzeugungsüberschüsse. Beispielsweise beläuft sich der Erzeugungsüberschuss von Niedersachsen und Schleswig-Holstein in B 2037 summiert auf 135 TWh. Dem gegenüber steht ein Erzeugungsdefizit in Nordrhein-Westfalen, Hessen und Rheinland-Pfalz von summiert vergleichbarer Größenordnung.

Insgesamt zeigt sich eine für die geographische Beschaffenheit der Bundesländer charakteristische Erzeugungsstruktur. Die nördlichen Bundesländer weisen hohe Mengen an Stromerzeugung aus Windenergie, die südlichen Bundesländer im Vergleich eine höhere Stromerzeugung aus Photovoltaik auf. Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken spielt mit 13 bis 47 TWh nur eine untergeordnete Rolle. Schwerpunkte liegen hier in Nordrhein-Westfalen und im süddeutschen Raum.

Elektrolyseure werden in Regionen mit Erzeugungsüberschüssen verortet (s. Kapitel 2.4.3). Insbesondere in A 2045 reduziert sich der Erzeugungsüberschuss in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern in Folge der hohen Elektrolyseleistung erheblich. In allen Szenarien entfällt auf diese Bundesländer über die Hälfte der deutschen Wasserstoffproduktion.



Abbildung 33: Energiebilanz im Szenario A 2037



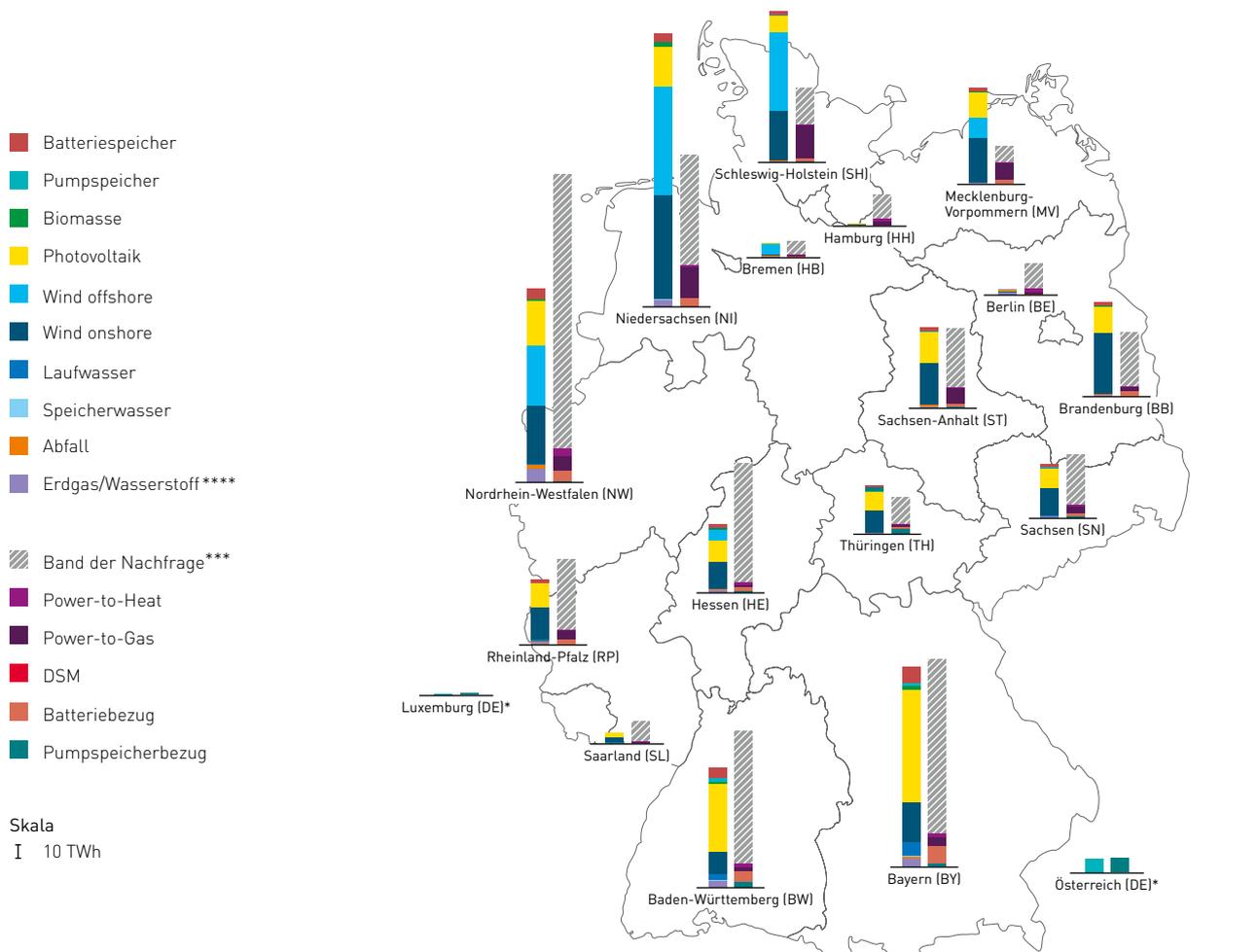
A 2037 in TWh	Erdgas/Wasserstoff	Abfall	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pumpspeicher	Batteriespeicher	Stromverbrauch***	PtH	PtG	DSM	Batteriebezug	Pumpspeicherbezug
BW	3,2	0,5	0,1	4,2	15,9	0,0	46,0	1,6	2,8	7,3	79,3	4,8	2,6	-0,1	7,7	3,5
BY	4,0	1,2	0,2	9,9	27,8	0,0	76,8	2,7	2,1	11,9	102,2	4,8	16,9	-0,1	12,5	1,9
BE	1,4	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,7	0,1	0,0	0,2	16,1	4,1	1,7	0,0	0,2	0,0
BB	0,6	0,7	0,0	0,0	41,9	0,0	18,0	0,7	0,0	2,8	32,1	0,7	8,7	0,0	2,9	0,0
HB	0,5	0,6	0,0	0,0	0,6	7,6	0,3	0,0	0,0	0,1	9,6	0,6	1,0	0,0	0,1	0,0
HH	0,4	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1	15,3	2,5	1,2	0,0	0,1	0,0
HE	1,0	1,0	0,0	0,3	18,1	0,0	14,7	0,5	0,6	2,7	76,0	2,6	2,0	0,0	2,8	0,7
MV	0,2	0,1	0,0	0,0	31,2	13,9	17,6	0,6	0,0	2,2	10,0	0,5	17,6	0,0	2,3	0,0
NI	3,1	0,6	0,4	0,3	71,6	66,5	28,0	2,8	0,0	5,8	63,2	1,9	34,6	-0,1	6,1	0,0
NW	6,7	2,2	0,3	0,7	39,6	33,7	31,0	1,5	0,1	7,2	166,5	9,0	13,2	-0,1	7,6	0,2
RP	1,1	0,5	0,0	1,0	21,9	0,0	17,0	0,3	0,0	2,8	43,1	1,0	8,9	0,0	2,9	0,0
SL	0,4	0,2	0,0	0,1	3,2	0,0	3,1	0,0	0,0	0,6	12,3	0,4	0,2	0,0	0,6	0,0
SN	1,0	0,1	0,0	0,4	18,3	0,0	13,3	0,5	0,9	2,2	28,6	2,3	6,2	0,0	2,3	1,1
ST	0,8	1,0	0,0	0,1	28,7	0,0	20,7	0,9	0,1	2,7	30,9	0,9	9,8	0,0	2,9	0,1
SH	0,4	0,3	0,0	0,0	34,2	46,9	10,9	0,9	0,1	2,4	20,8	1,1	32,9	0,0	2,6	0,1
TH	0,5	0,1	0,0	0,1	15,5	0,0	12,5	0,4	2,7	1,7	14,9	0,7	7,4	0,0	1,8	3,3
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	1,2
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,3	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	9,5
Summe**	25,3	9,2	2,0	17,3	368,9	168,5	310,6	13,5	19,4	52,6	746,0	37,7	164,9	-0,5	55,3	21,7

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

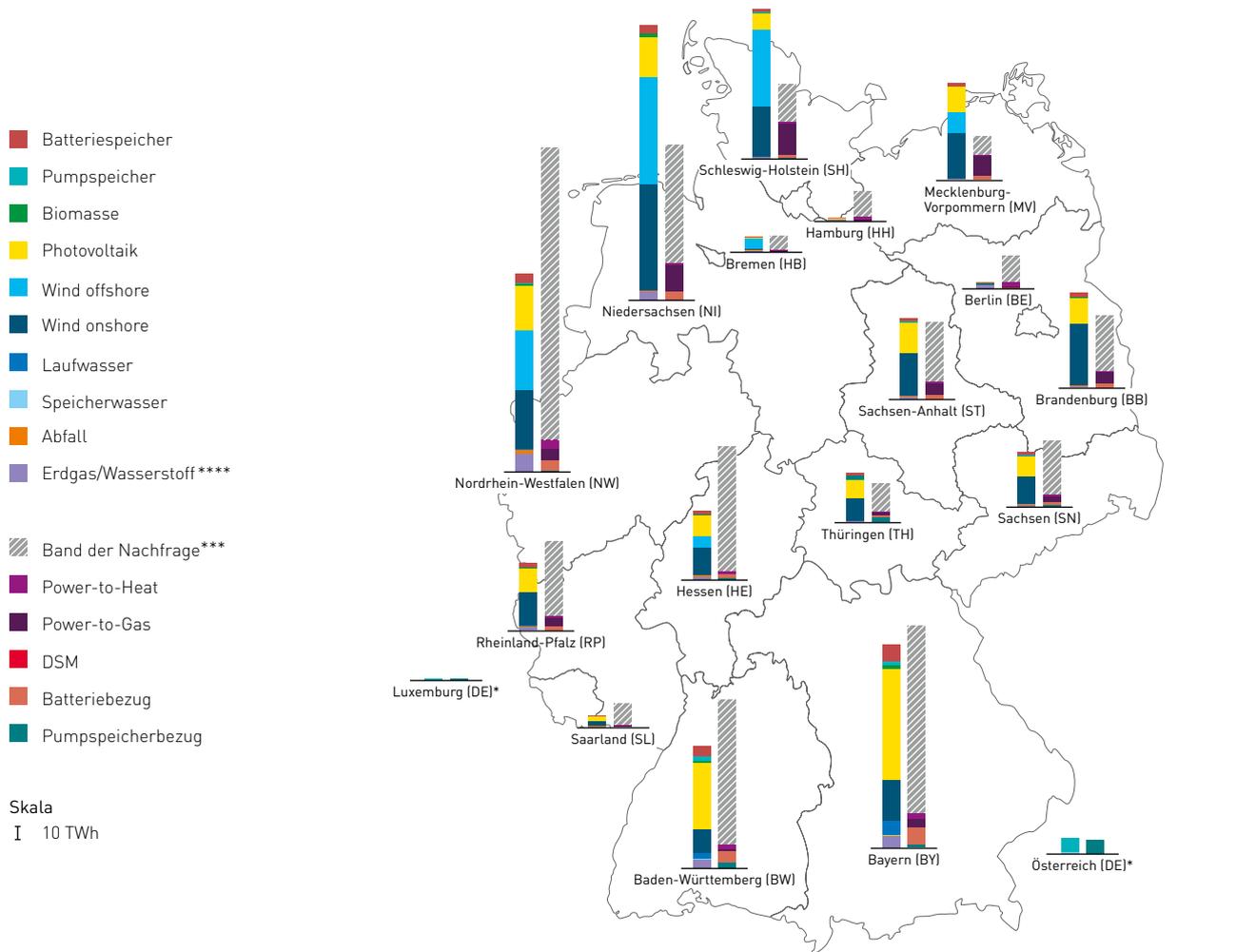
Abbildung 34: Energiebilanz im Szenario B 2037



B 2037 in TWh	Erdgas/Wasserstoff****	Abfall	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pumpspeicher	Batteriespeicher	Stromverbrauch***	PtH	PtG	DSM	Batteriebezug	Pumpspeicherbezug
BW	4,0	0,5	0,1	4,2	15,7	0,0	45,7	1,6	2,7	6,9	91,2	2,8	2,2	-0,2	7,3	3,5
BY	5,4	1,2	0,2	9,9	27,5	0,0	76,3	2,7	2,1	11,2	118,8	2,7	6,0	-0,2	11,8	1,9
BE	1,8	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,7	0,1	0,0	0,1	16,9	2,1	1,9	0,0	0,2	0,0
BB	0,8	0,8	0,0	0,0	41,5	0,0	17,9	0,7	0,0	2,6	36,8	0,4	3,5	0,0	2,8	0,0
HB	0,6	0,6	0,0	0,0	0,6	7,5	0,3	0,0	0,0	0,1	9,9	0,3	1,0	0,0	0,1	0,0
HH	0,5	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1	16,9	1,4	2,7	0,0	0,1	0,0
HE	1,4	1,0	0,0	0,3	17,9	7,6	14,6	0,5	0,6	2,5	81,7	1,5	1,6	-0,1	2,7	0,7
MV	0,3	0,1	0,0	0,0	30,9	13,8	17,5	0,6	0,0	2,1	11,4	0,3	12,0	0,0	2,2	0,0
NI	4,1	0,6	0,4	0,3	70,8	73,4	27,8	2,8	0,0	5,5	75,2	1,1	21,3	-0,1	5,8	0,0
NW	9,1	2,3	0,3	0,7	39,2	40,9	30,9	1,5	0,1	6,8	187,4	5,1	10,0	-0,3	7,2	0,1
RP	1,5	0,5	0,0	1,0	21,6	0,0	16,9	0,3	0,0	2,6	47,8	0,6	6,4	-0,1	2,8	0,0
SL	0,5	0,2	0,0	0,1	3,2	0,0	3,0	0,0	0,0	0,5	14,2	0,2	0,2	0,0	0,6	0,0
SN	1,3	0,1	0,0	0,4	18,1	0,0	13,2	0,5	0,8	2,0	34,1	1,3	4,7	0,0	2,1	1,1
ST	1,1	1,0	0,0	0,1	28,4	0,0	20,5	0,9	0,1	2,6	40,3	0,5	10,5	0,0	2,7	0,1
SH	0,6	0,3	0,0	0,0	33,9	53,5	10,8	0,9	0,1	2,3	24,7	0,6	22,3	0,0	2,4	0,1
TH	0,6	0,1	0,0	0,1	15,3	0,0	12,4	0,4	2,5	1,6	18,1	0,4	1,4	0,0	1,7	3,1
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9
Summe**	33,7	9,4	2,0	17,3	365,2	196,6	308,7	13,5	19,4	49,8	854,4	21,4	108,0	-1,0	52,3	21,7

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
 *** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.
 **** Enthält den Einsatz lastnaher Reserven.

Abbildung 35: Energiebilanz im Szenario C 2037



C 2037 in TWh	Erdgas/Wasserstoff****	Abfall	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pumpspeicher	Batteriespeicher	Stromverbrauch***	PtH	PtG	DSM	Batteriebezug	Pumpspeicherbezug
BW	5,5	0,5	0,1	4,2	16,4	0,0	46,6	1,6	2,8	7,1	101,2	3,4	1,60	-0,2	7,5	3,6
BY	7,3	1,2	0,2	9,9	28,5	0,0	77,9	2,7	2,1	11,5	131,0	3,4	6,04	-0,3	12,1	1,9
BE	2,4	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,7	0,1	0,0	0,2	18,8	2,7	0,97	0,0	0,2	0,0
BB	1,2	0,8	0,0	0,0	42,6	0,0	18,3	0,7	0,0	2,7	38,8	0,5	8,38	0,0	2,8	0,0
HB	0,8	0,6	0,0	0,0	0,6	7,6	0,3	0,0	0,0	0,1	10,5	0,4	0,43	0,0	0,1	0,0
HH	0,7	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1	18,1	1,8	0,74	0,0	0,1	0,0
HE	2,1	1,0	0,0	0,3	18,7	7,6	14,9	0,5	0,6	2,6	87,0	1,9	0,53	-0,1	2,7	0,7
MV	0,5	0,1	0,0	0,0	32,1	14,0	17,9	0,6	0,0	2,1	12,7	0,4	14,55	0,0	2,3	0,0
NI	5,7	0,6	0,4	0,3	73,4	74,3	28,4	2,8	0,0	5,6	82,7	1,3	18,08	-0,1	5,9	0,0
NW	12,8	2,3	0,3	0,7	40,4	41,4	31,5	1,5	0,1	7,0	203,4	6,3	8,43	-0,3	7,3	0,1
RP	2,3	0,5	0,0	1,0	22,5	0,0	17,2	0,3	0,0	2,7	52,0	0,7	6,37	-0,1	2,8	0,0
SL	0,7	0,2	0,0	0,1	3,3	0,0	3,1	0,0	0,0	0,5	15,3	0,3	0,19	0,0	0,6	0,0
SN	1,7	0,1	0,0	0,4	18,9	0,0	13,5	0,5	0,8	2,1	37,2	1,6	3,72	-0,1	2,2	1,1
ST	1,5	1,1	0,0	0,1	29,2	0,0	21,0	0,9	0,1	2,6	42,0	0,7	8,22	0,0	2,8	0,1
SH	0,8	0,3	0,0	0,0	34,8	54,1	11,0	0,9	0,1	2,4	26,6	0,8	21,68	0,0	2,5	0,1
TH	0,8	0,1	0,0	0,1	15,9	0,0	12,6	0,4	2,6	1,6	19,8	0,5	1,86	0,0	1,7	3,2
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9
Summe**	46,6	9,5	2,0	17,3	377,8	199,0	315,1	13,5	19,4	50,7	928,2	26,5	101,8	-1,3	53,4	21,8

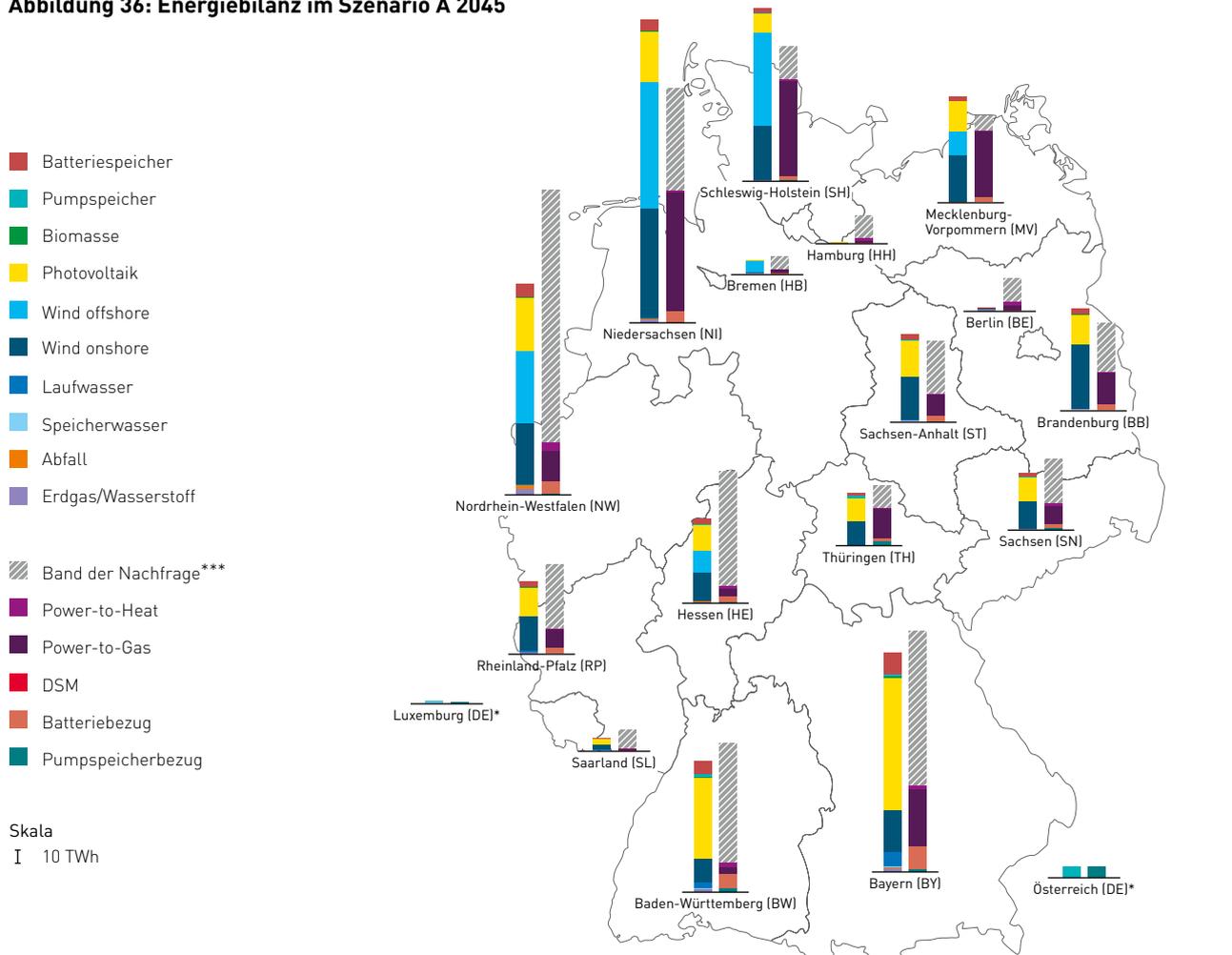
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

**** Enthält den Einsatz lastnaher Reserven.

Abbildung 36: Energiebilanz im Szenario A 2045



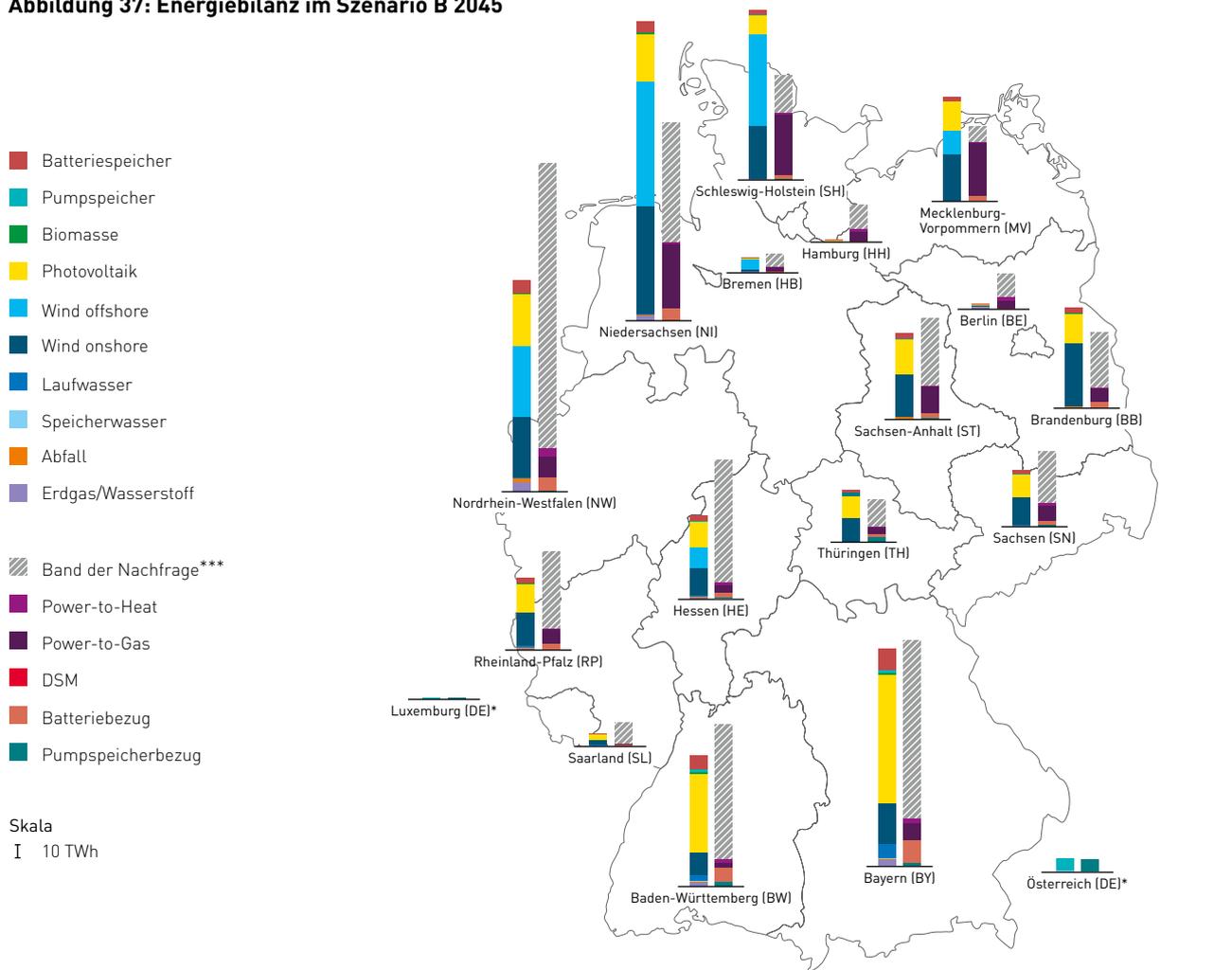
A 2045 in TWh	Erdgas/Wasserstoff	Abfall	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pumpspeicher	Batteriespeicher	Stromverbrauch***	PtH	PtG	DSM	Batteriebezug	Pumpspeicherbezug
BW	1,6	0,4	0,1	4,2	16,9	0,0	55,9	0,7	2,1	9,0	83,7	3,0	4,7	-0,2	9,5	2,6
BY	2,2	1,1	0,2	9,9	29,1	0,0	91,8	1,2	1,8	14,6	107,8	3,0	39,8	-0,2	15,4	1,5
BE	0,9	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,8	0,0	0,0	0,2	16,3	2,5	3,7	0,0	0,2	0,0
BB	0,3	0,7	0,0	0,0	44,4	0,0	21,2	0,3	0,0	3,6	33,9	0,4	22,4	0,0	3,8	0,0
HB	0,3	0,5	0,0	0,0	0,7	7,7	0,4	0,0	0,0	0,1	9,7	0,4	2,5	0,0	0,1	0,0
HH	0,1	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	15,6	1,6	1,8	0,0	0,1	0,0
HE	0,3	0,9	0,0	0,3	19,3	15,0	18,1	0,2	0,5	3,4	80,5	1,7	5,4	-0,1	3,6	0,5
MV	0,0	0,1	0,0	0,0	32,6	16,2	21,4	0,3	0,0	3,0	10,5	0,3	46,1	0,0	3,2	0,0
NI	1,8	0,6	0,4	0,3	76,3	87,8	34,5	1,3	0,0	7,4	71,4	1,2	82,6	-0,1	7,8	0,0
NW	4,0	2,2	0,3	0,7	42,2	50,0	37,6	0,7	0,1	8,6	176,1	5,6	20,9	-0,2	9,1	0,1
RP	0,7	0,5	0,0	1,0	23,4	0,0	20,7	0,1	0,0	3,5	44,3	0,6	13,2	0,0	3,7	0,0
SL	0,2	0,2	0,0	0,1	3,5	0,0	3,6	0,0	0,0	0,7	13,7	0,2	0,2	0,0	0,7	0,0
SN	0,3	0,1	0,0	0,4	19,0	0,0	16,1	0,2	0,6	2,7	31,0	1,4	13,2	0,0	2,9	0,8
ST	0,3	1,0	0,0	0,1	30,1	0,0	24,9	0,4	0,1	3,6	36,4	0,6	15,0	0,0	3,8	0,1
SH	0,2	0,3	0,0	0,0	37,3	65,3	13,1	0,4	0,1	3,0	23,2	0,7	66,2	0,0	3,2	0,1
TH	0,1	0,1	0,0	0,1	16,3	0,0	15,4	0,2	2,1	2,2	16,0	0,5	20,1	0,0	2,3	2,5
LU (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4
Summe**	13,3	9,0	2,0	17,3	391,7	242,0	375,8	6,0	15,4	65,9	801,4	23,5	357,8	-1,0	69,3	16,4

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

Abbildung 37: Energiebilanz im Szenario B 2045



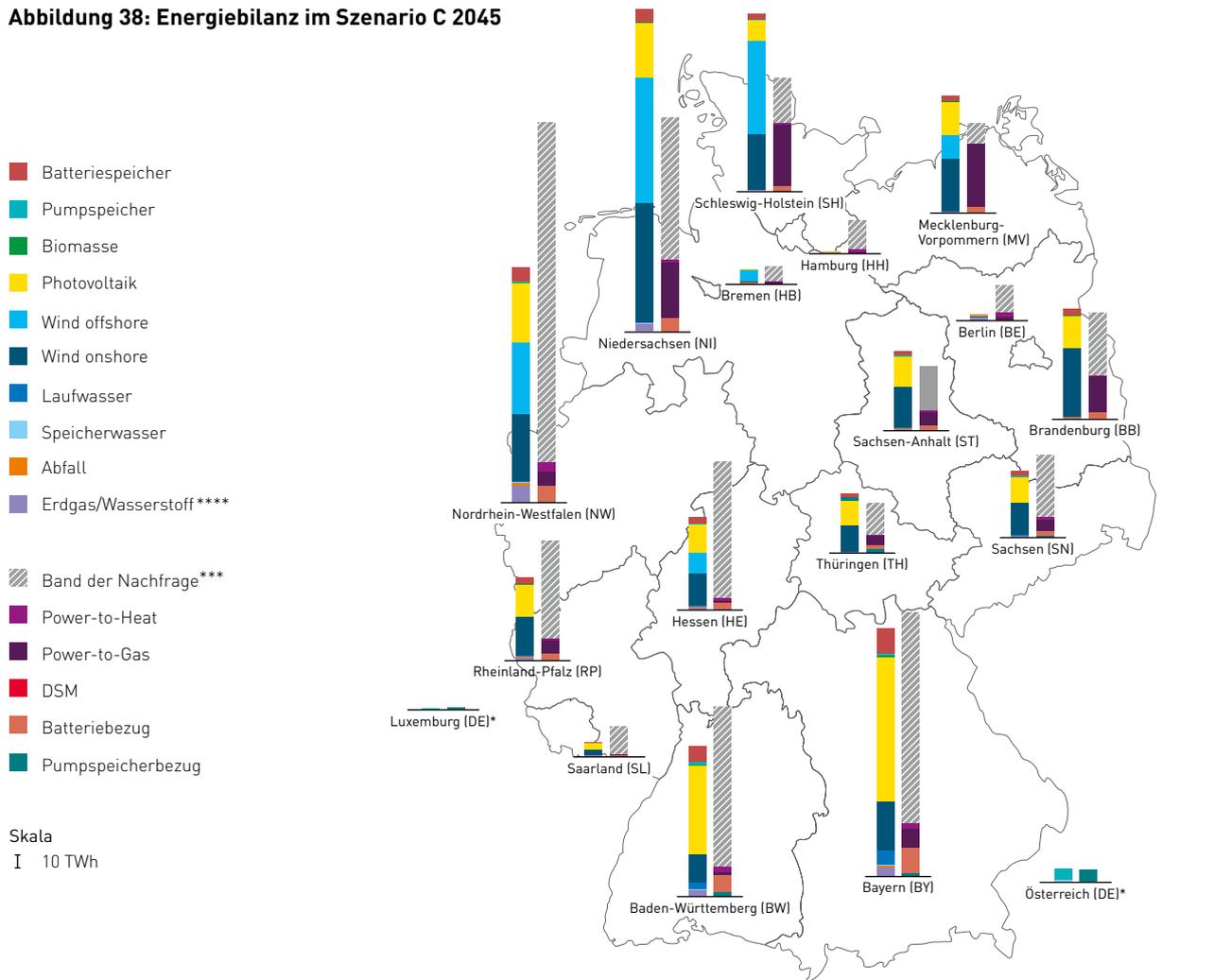
B 2045 in TWh	Erdgas/Wasserstoff	Abfall	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pumpspeicher	Batteriespeicher	Stromverbrauch***	PtH	PtG	DSM	Batteriebezug	Pumpspeicherbezug
BW	2,4	0,5	0,1	4,2	16,7	0,0	54,9	0,7	2,3	9,3	94,6	3,1	2,9	-0,2	9,8	2,9
BY	3,9	1,2	0,2	9,9	28,7	0,0	90,1	1,2	1,9	15,1	125,1	3,0	12,4	-0,3	15,9	1,6
BE	1,5	0,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,8	0,0	0,0	0,2	16,8	2,4	5,2	0,0	0,2	0,0
BB	0,5	0,7	0,0	0,0	43,9	0,0	20,8	0,3	0,0	3,7	38,9	0,4	9,7	0,0	3,9	0,0
HB	0,5	0,6	0,0	0,0	0,7	7,6	0,4	0,0	0,0	0,1	9,8	0,4	3,0	0,0	0,1	0,0
HH	0,2	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	17,1	1,6	7,1	0,0	0,1	0,0
HE	0,8	1,0	0,0	0,3	19,1	14,8	17,7	0,2	0,5	3,5	86,2	1,7	5,1	-0,1	3,7	0,6
MV	0,1	0,1	0,0	0,0	32,2	16,1	21,0	0,3	0,0	3,1	11,9	0,3	37,2	0,0	3,3	0,0
NI	3,1	0,6	0,4	0,3	75,3	86,7	33,8	1,3	0,0	7,6	83,8	1,2	45,5	-0,2	8,0	0,0
NW	6,7	2,2	0,3	0,7	41,7	49,5	36,9	0,7	0,1	8,9	199,6	5,7	15,0	-0,4	9,4	0,1
RP	1,1	0,5	0,0	1,0	23,1	0,0	20,3	0,1	0,0	3,6	54,3	0,6	9,9	-0,1	3,8	0,0
SL	0,4	0,2	0,0	0,1	3,5	0,0	3,6	0,0	0,0	0,7	15,4	0,2	0,2	0,0	0,7	0,0
SN	0,6	0,1	0,0	0,4	18,8	0,0	15,8	0,2	0,7	2,8	36,5	1,5	10,7	-0,1	2,9	0,9
ST	0,5	1,0	0,0	0,1	29,7	0,0	24,4	0,4	0,1	3,7	47,1	0,6	18,8	0,0	3,9	0,1
SH	0,3	0,3	0,0	0,0	36,8	64,6	12,8	0,4	0,1	3,1	26,9	0,7	42,0	0,0	3,3	0,1
TH	0,2	0,1	0,0	0,1	16,1	0,0	15,1	0,2	2,2	2,3	19,5	0,5	4,6	0,0	2,4	2,7
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,5
Summe**	22,7	9,1	2,0	17,3	386,9	239,2	368,7	6,0	17,0	67,8	914,8	23,7	229,7	-1,4	71,4	18,5

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

Abbildung 38: Energiebilanz im Szenario C 2045



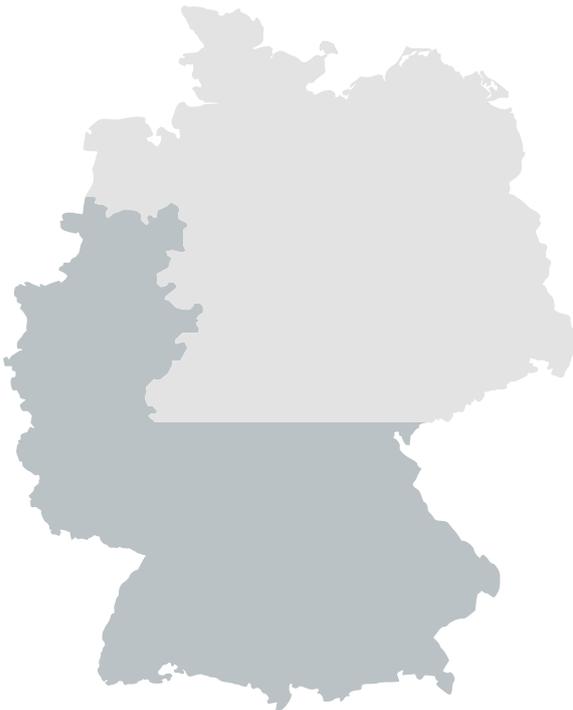
C 2045 in TWh	Erdgas/Wasserstoff****	Abfall	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Pumpspeicher	Batteriespeicher	Stromverbrauch***	PtH	PtG	DSM	Batteriebezug	Pumpspeicherbezug
BW	4,2	0,5	0,1	4,2	20,6	0,0	61,9	0,7	2,2	10,8	112,9	3,5	2,6	-0,3	11,3	2,8
BY	6,2	1,2	0,2	9,9	34,8	0,0	101,0	1,2	1,8	17,5	148,5	3,5	13,2	-0,4	18,4	1,5
BE	2,2	0,2	0,0	0,0	0,4	0,0	0,9	0,0	0,0	0,2	19,7	2,7	2,1	0,0	0,2	0,0
BB	0,9	0,8	0,0	0,0	47,7	0,0	23,1	0,3	0,0	4,4	43,8	0,5	25,3	-0,1	4,6	0,0
HB	0,7	0,6	0,0	0,0	0,7	7,7	0,4	0,0	0,0	0,1	10,7	0,4	1,0	0,0	0,1	0,0
HH	0,4	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	19,9	1,8	0,8	-0,1	0,1	0,0
HE	1,7	1,0	0,0	0,3	22,1	14,9	20,0	0,2	0,5	4,1	95,7	1,9	1,7	-0,1	4,3	0,5
MV	0,2	0,1	0,0	0,0	37,6	16,2	23,6	0,3	0,0	3,7	14,3	0,4	44,4	0,0	3,9	0,0
NI	5,1	0,6	0,4	0,3	84,1	87,4	38,3	1,3	0,0	8,9	100,2	1,4	39,5	-0,2	9,4	0,0
NW	11,5	2,3	0,3	0,7	47,2	49,8	41,8	0,7	0,1	10,2	239,2	6,5	10,3	-0,5	10,8	0,1
RP	2,1	0,5	0,0	1,0	26,8	0,0	22,9	0,1	0,0	4,3	68,8	0,7	9,4	-0,1	4,5	0,0
SL	0,7	0,2	0,0	0,1	3,9	0,0	4,0	0,0	0,0	0,8	19,2	0,3	0,2	0,0	0,8	0,0
SN	1,1	0,1	0,0	0,4	22,8	0,0	17,7	0,2	0,7	3,3	43,6	1,7	7,8	-0,1	3,5	0,8
ST	1,2	1,0	0,0	0,1	32,6	0,0	27,5	0,4	0,1	4,4	57,2	0,7	13,0	-0,1	4,6	0,1
SH	0,6	0,3	0,0	0,0	39,4	65,0	14,5	0,4	0,1	3,6	32,2	0,8	42,8	0,0	3,7	0,1
TH	0,4	0,1	0,0	0,1	18,6	0,0	17,0	0,2	2,2	2,7	23,0	0,5	6,0	-0,1	2,9	2,6
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,91
AT (DE)*	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,3
Summe**	39,2	9,3	2,0	17,3	439,5	241,0	414,9	6,0	16,6	78,9	1.080,2	27,2	220,1	-2,1	83,1	18,0

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.
 ** Bei der Aufsummierung der Einzelwerte können sich Rundungsabweichungen ergeben.
 *** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Power-to-Wasserstoff- und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.
 **** Enthält den Einsatz lastnaher Reserven.

Entwicklung der Transportaufgabe

Über die Energiebilanzen der Bundesländer und die Auswertung von Transiten sind erste Tendenzen zur Entwicklung der Transportaufgabe des Übertragungsnetzes abzuleiten. Umfassendere Erkenntnisse zu den resultierenden Netzbelastungen können aus einer Analyse der Strommengen folgen, die über eine fiktive Achse zwischen dem Nordosten und Südwesten Deutschlands ausgetauscht werden. Beispielhaft wird im Folgenden der Süden als das Netzgebiet südlich des 50,4° Breitengrades inklusive der Amprion-Regelzone definiert. Der Norden umfasst das sonstige Netzgebiet Deutschlands (s. Abbildung 39).

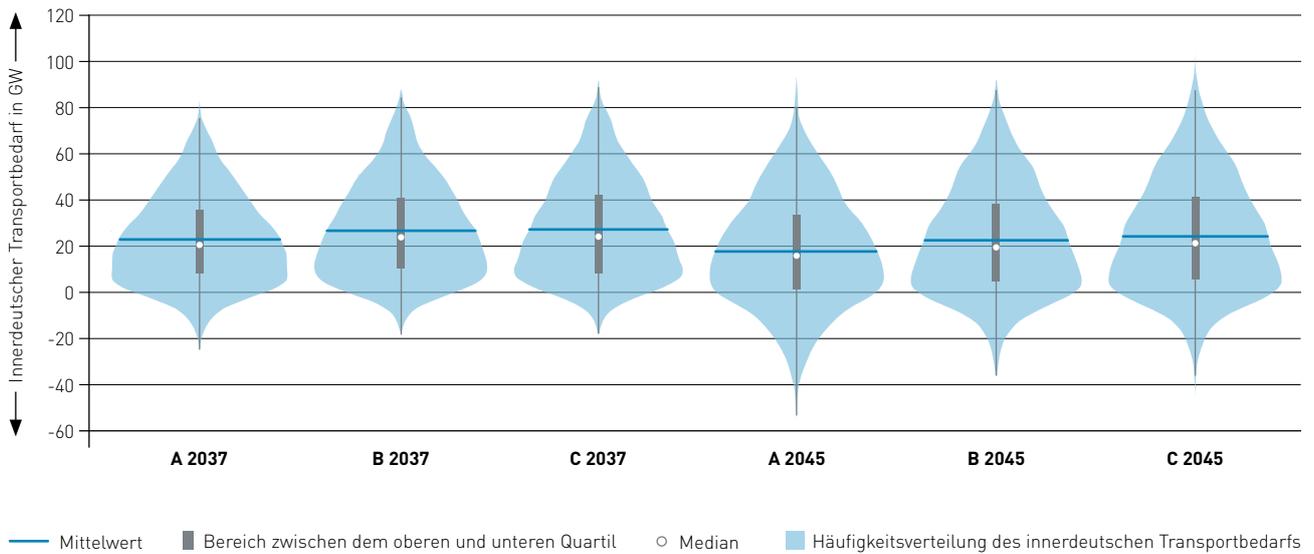
Abbildung 39: Angenommener Zuschnitt des innerdeutschen Transportbedarfs



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Mit einem sogenannten Violinen-Plot kann über die Bilanzsummen hinaus die Verteilung des Nord-Süd-Austausches über alle betrachteten Situationen analysiert werden. Dargestellt ist neben den minimalen, maximalen und durchschnittlichen Werten auch die jeweilige Häufigkeitsverteilung des Austauschs. Die äußere Violinenform liefert das Histogramm der Verteilung, zentriert und vertikal dargestellt. Das heißt, dass mit der Breite der Violine die Häufigkeit der jeweiligen Transportsituation steigt. Der Balken in Abbildung 40 parallel zur Ordinate zeigt die Verteilung der Quantile durch unterschiedliche Strichstärken. Im breit dargestellten Bereich des Balkens befinden sich somit 50% aller Werte. Der Median ist durch den Punkt und der Mittelwert durch einen horizontalen Strich dargestellt.

Abbildung 40: Innerdeutscher Transportbedarf



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Grundsätzlich kann gezeigt werden, dass der Austausch von Norden nach Süden bei dem gewählten beispielhaften Zuschnitt in allen Szenarien überwiegt. Es treten jedoch auch Situationen auf, in denen sich der Austausch umkehrt und der Norden Strom aus dem südlichen Netzgebiet importiert. Die Spitzenwerte des Nord-Süd-Flusses liegen in Szenario C 2045 im Bereich von 100 GW. Die Spitzenwerte der anderen Szenarien und Zeithorizonte liegen in einer vergleichbaren Höhe. Ein hoher Austausch in dieser Richtung ist charakterisiert durch eine hohe Windenergieeinspeisung. Der maximale Austausch von Süden nach Norden beträgt in Szenario A 2045 über 50 GW und ist vor allem bedingt durch eine hohe PV-Einspeisung.

Im Allgemeinen lässt sich feststellen, dass der durchschnittliche Austausch in Richtung Süden in Szenario C 2045 am größten und in Szenario A 2045 am kleinsten ist. Die Unterschiede sind jedoch verhältnismäßig gering. Eine weitere Beobachtung für *alle sechs Szenarien* ist, dass der Austausch von Norden nach Süden zwischen den Jahren 2037 und 2045 *nahezu* stagniert, obwohl die Stromerzeugungs- und Stromverbrauchsmengen insgesamt ansteigen. Die Einspeisung aus Windenergie onshore verändert sich in diesem Zeitraum kaum. Der Zuwachs des Austauschs von Süden nach Norden zwischen 2037 und 2045 kann dagegen auf den weiteren Ausbau der Photovoltaik zurückgeführt werden.

Mit Blick auf den innerdeutschen Transportbedarf zeigt die Auswertung, dass in den Szenarien in vielen Situationen mehr als die heutige Höchstlast in Deutschland über die Nord-Süd-Achse ausgetauscht wird. Das Übertragungsnetz ist demnach auf den Transport sehr großer Strommengen vorzubereiten. Mit dem Ausbau der Photovoltaik gewinnt zudem der Austausch von Süden nach Norden an Relevanz.



3.2.4 Auswertung ausgewählter energiepolitischer Ziele

Die Szenarien des NEP 2037 / 2045 (2023) stellen mögliche Entwicklungen der Stromerzeugungs- und Verbrauchsstrukturen für die Betrachtungsjahre 2037 und 2045 in Deutschland dar. *Der Szenariorahmen umfasst mindestens drei Szenarien, die für die mindestens nächsten zehn und höchstens 15 Jahre die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Drei weitere Szenarien müssen das Jahr 2045 betrachten und eine Bandbreite von wahrscheinlichen Entwicklungen darstellen, welche sich an den gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausrichten.*

Die Erstellung der Szenarien ist maßgeblich durch die Verabschiedung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (August 2021) und die am 01.01.2023 in Kraft getretene Novelle des EEG 2023 definiert. Anhand der Marktsimulationsergebnisse werden die folgenden ausgewählten politischen Ziele auf ihre Zielerreichung überprüft:

1. Eine treibhausgasneutrale Stromversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht. Dazu ist der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2030 zu erhöhen.
2. Senkung des sektorübergreifenden Primärenergieverbrauchs gegenüber dem Jahr 2008 um 50 % bis zum Jahr 2050.
3. Erreichung von Netto-Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045.

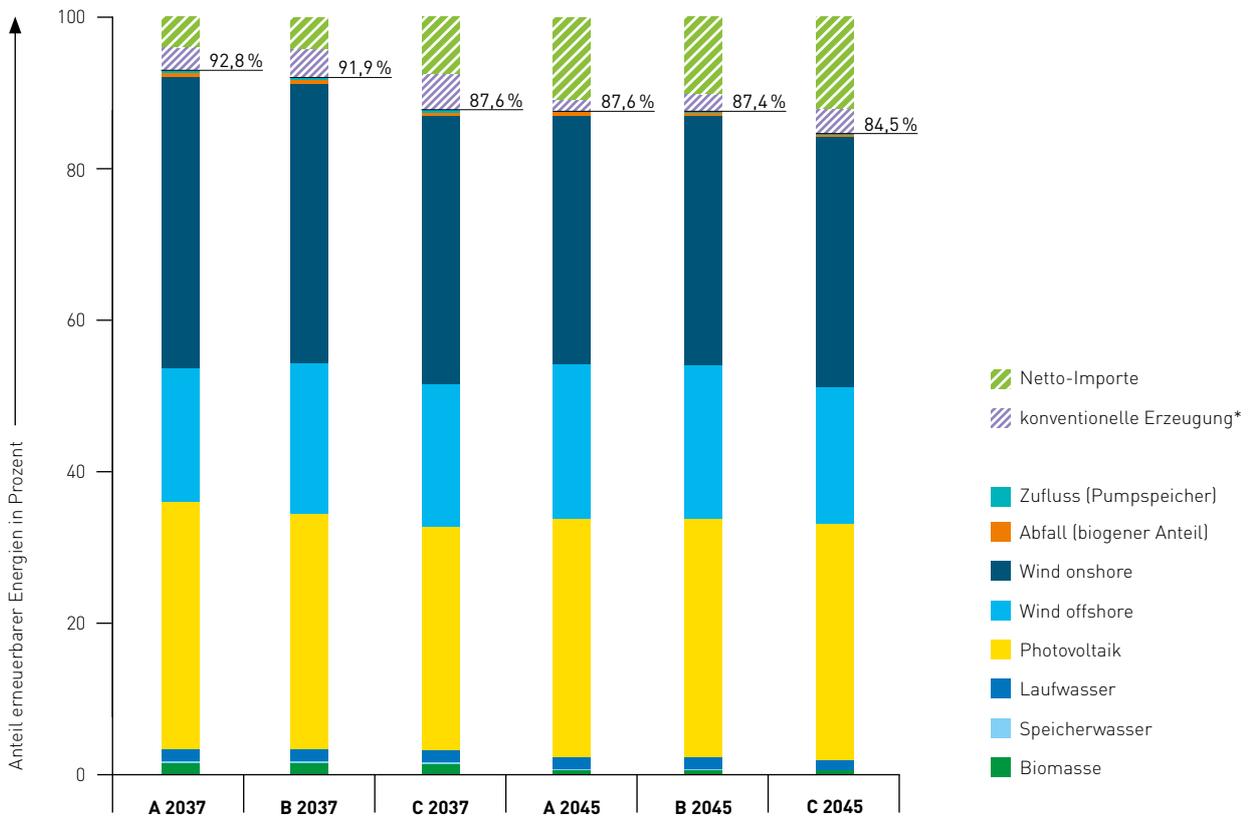
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch ist als Kennzahl unter anderem im EEG 2023 fest etabliert. Das aktuelle gesetzliche Ziel gemäß § 1 EEG ist die Erreichung eines Anteils von mindestens 80 % im Jahr 2030.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich dazu entschieden, in diesem Bericht an der im Szenariorahmenentwurf dargestellten Methodik zur Berechnung des EE-Anteils festzuhalten. Dazu wird in einem ersten Schritt die direkte inländische Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erfasst. Diese enthält 50 % des Anteils der Stromerzeugung aus Abfallkraftwerken sowie die in Wasserkraftwerken verstromten natürlichen Zuflüsse. Die Stromerzeugung aus Wasserstoff oder Speichern ist nicht enthalten. Der Bruttostromverbrauch berechnet sich aus dem Nettostromverbrauch zuzüglich Speicherverluste, Netzverluste und Eigenbedarf der Kraftwerke (s. Kapitel 2.3.5). Es erfolgt dementsprechend keine vollständige Berücksichtigung der durch Pump- und Batteriespeicher verbrauchten und erzeugten Strommengen, sondern nur eine Berücksichtigung von Speicherverlusten. Dies geschieht in erster Linie, um eine Doppelbilanzierung von eingespeichertem Strom und damit eine Verzerrung der Kennzahl zu vermeiden.



Abbildung 41: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



* Um die Zielsetzungen der EEG Novelle 2023 zu erfüllen, sind konventionelle Kraftwerke bereits bis 2037 weitgehend mit klimaneutralen Brennstoffen (z. B. Wasserstoff) zu betreiben

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In allen Szenarien kann ein Anteil der erneuerbaren Energien von deutlich über 80% erreicht werden (s. Abbildung 41). Der höchste Anteil ist in **Szenario A** für das Jahr 2037 zu beobachten. Die zusätzliche Berücksichtigung der indirekten Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (beispielsweise über die Rückverstromung von erneuerbar erzeugtem Wasserstoff) würde zu einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien führen. Die angegebenen Werte sind daher als untere Grenze zu verstehen. Aufgrund des negativen Handelssaldos können in den Szenarien jedoch auch unter Berücksichtigung der indirekten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien keine Anteile von 100% erreicht werden. **Der Anteil der erneuerbaren Energien sinkt in allen Szenarien von 2037 im Vergleich zu 2045 trotz leicht steigender Erzeugung aus erneuerbaren Energien, aufgrund des steigenden Stromverbrauchs. Dieser wird auch stark durch zusätzliche Importe gedeckt, da die installierte Leistung der erneuerbaren Energien nicht im gleichen Maß wie der Stromverbrauch ansteigt.**

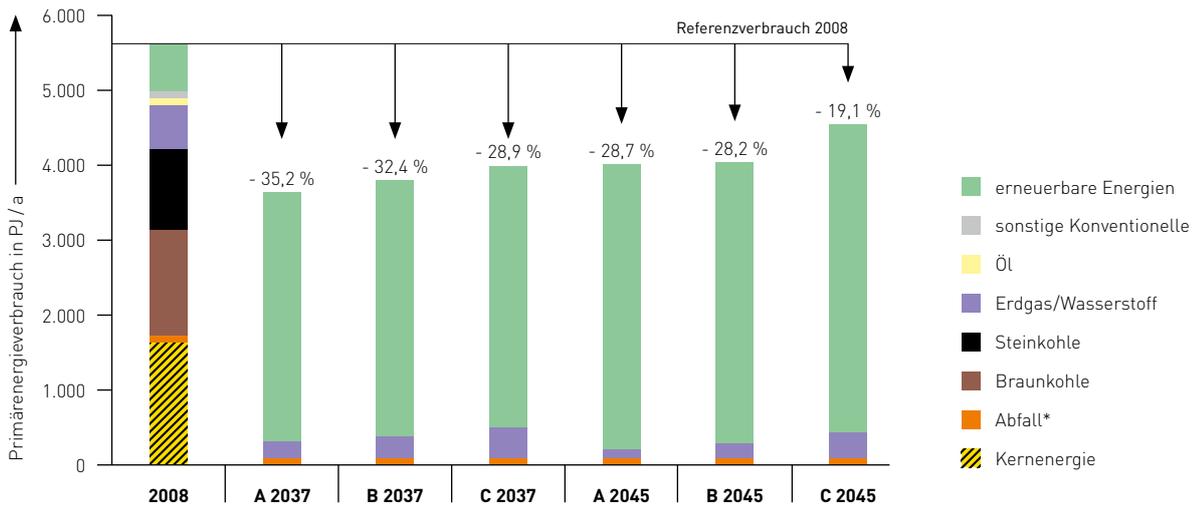
Primärenergieverbrauch

Mit der Energieeffizienzstrategie 2050⁸, die Ende 2019 von der damaligen Bundesregierung vorgestellt wurde, wird sektorübergreifend eine Halbierung des Primärenergieverbrauchs (PEV) in Deutschland im Jahr 2050 gegenüber dem Basisjahr 2008 angestrebt.

⁸ Energieeffizienzstrategie 2050, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=12

In Abbildung 42 wird der Primärenergieverbrauch der Stromerzeugung für die Szenarien dargestellt. Der Primärenergieverbrauch des Stromsystems sinkt bis 2037 **um 29 bis 35 %** und bis 2045 um 19 bis 29 % gegenüber 2008. Dabei wird der Primärenergieverbrauch langfristig durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geprägt. Eine Halbierung des Primärenergieverbrauchs im Stromsektor kann allein in Folge dieser Mitbilanzierung der erneuerbaren Energien nicht erreicht werden. Der Stromsektor leistet in den Szenarien einen sehr wichtigen Beitrag zur sektorübergreifenden Zielerreichung, da durch die Nutzung von Strom auf Basis erneuerbarer Energien die häufig ineffiziente Nutzung und der Einsatz von fossilen Energieträgern vermieden werden kann.

Abbildung 42: Primärenergieverbrauch des deutschen Kraftwerksparks



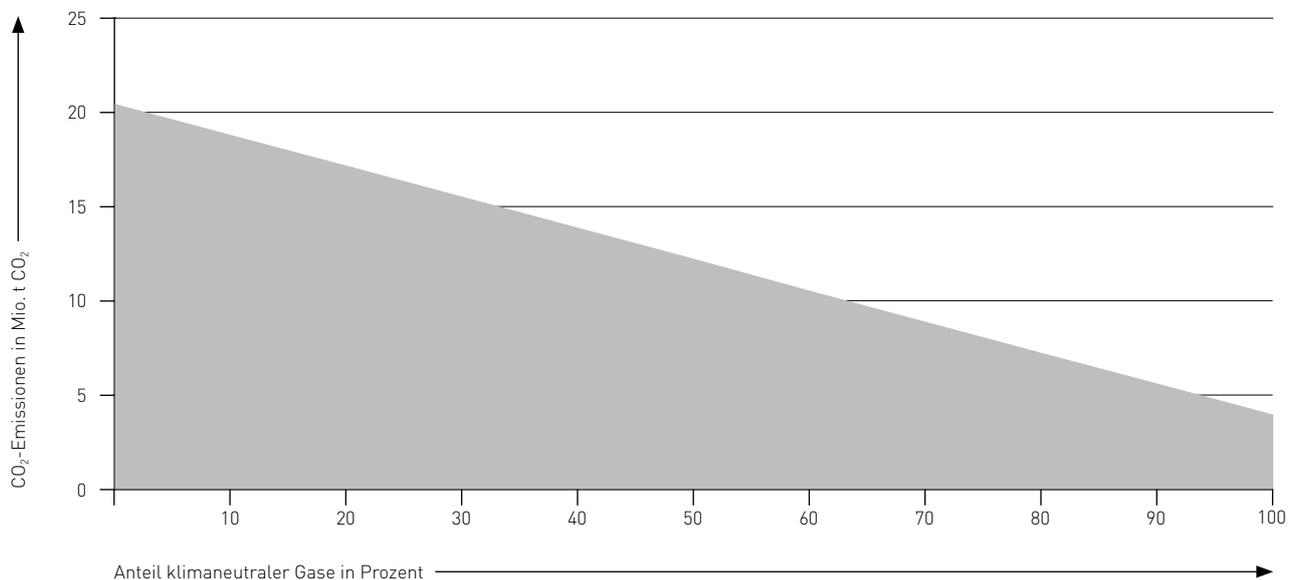
* enthält den biogenen und konventionellen Anteil

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

CO₂-Emissionen

Die Erreichung einer nahezu treibhausgasneutralen Stromerzeugung in Deutschland bis 2035 ist in der EEG-Novelle 2023 gesetzlich vorgeschrieben. Dies kann nur erreicht werden, wenn bereits 2035 ein signifikanter Anteil der konventionellen Kraftwerke auf treibhausgasneutrale Brennstoffe zurückgreifen kann.

Abbildung 43: CO₂-Emissionen in Abhängigkeit des Anteils klimaneutraler Gase in Gaskraftwerken in B 2037



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der thermische Kraftwerkspark in Deutschland setzt sich in allen Szenarien des NEP maßgeblich aus Gaskraftwerken zusammen, in denen mittel- und langfristig klimaneutraler Wasserstoff zum Einsatz kommen kann. In Abbildung 43 ist der notwendige Anteil von klimaneutralen Gasen wie Wasserstoff in Gaskraftwerken für die Erreichung bestimmter CO₂-Emissionsmengen dargestellt. Im Szenario B 2037 würden folglich noch ca. 20 Mio. t CO₂ auf den Stromsektor entfallen, sofern weiterhin ausschließlich Erdgas in Gaskraftwerken eingesetzt wird. Die Höhe der CO₂-Emissionen reduziert sich auf ca. 12 Mio. t bei einem Anteil klimaneutraler Gase in Höhe von 50% in der Stromerzeugung und sinkt auf ca. 4 Mio. t CO₂ bei einem Anteil von 100%. Für das Jahr 2045 wird grundsätzlich klimaneutraler Wasserstoff als Brennstoff in Gaskraftwerken unterstellt. Dabei bestehen die auch in 2037 auftretenden Restemissionen in Höhe von ca. 4 Mio. t CO₂ im Jahr 2045 weiter fort. Diese sind auf die Müllverbrennung in Abfallkraftwerken zurückzuführen und nicht durch den Einsatz anderer Brennstoffe zu vermeiden. Mögliche Optionen zur bilanziellen Erreichung einer klimaneutralen Stromerzeugung sind der Einsatz von Technologien zur Abspaltung und anschließenden Einspeicherung des CO₂ (Carbon-Capture-Storage) oder zur anschließenden Weiternutzung etwa in Prozessen der chemischen Industrie (Carbon-Capture-Utilization). Eine weitere Option ist der Ausgleich durch den Einsatz von Direct Air Capture (DAC).

Weiterführende Dokumente und Links

- › Energieeffizienzstrategie 2050, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=12