1 Einführung

2 Szenariorahmen und Marktmodellierung

3 Marktsimulationsergebnisse

4 Technologie und Innovationen

5 Offshore-Netz

6 Onshore-Netz

7 Interkonnektoren

8 Maßnahmenübersicht

9 Konsultation

10 Zusammenfassung

3 Marktsimulationsergebnisse

Zusammenfassung

- Das deutsche Stromversorgungssystem ist nach Maßgabe der politischen Vorgaben auf dem Weg zur Klimaneutralität. Erneuerbare Energien sind von zentraler Bedeutung für die Stromversorgung in Europa und Deutschland. Sie werden nach den zugrunde gelegten Annahmen mit einem Anteil von über 90 % gemessen am Bruttostromverbrauch für den Großteil der Stromerzeugung in Deutschland in beiden Zieljahren sorgen. Verbleibende Restemissionen von 3 Mio. t CO_2 im Jahr 2045 müssen kompensiert werden.

- Der Strommarkt nutzt über die Zeit zunehmend die wachsende Flexibilität in den gekoppelten Sektoren Mobilität, Wärme und Wasserstoff und profitiert von dieser. Flexible Lasten und Speicher schieben ihre Last in Richtung der Mittagsstunden, um die Einspeisespitze der erneuerbaren Energien zu nutzen. Die Rückspeisung des Stroms durch die Speicher erfolgt meist in den Abendstunden, um die hohe Last in dieser Zeit kostengünstig zu decken.

- Sowohl im europäischen Ausland als auch in Deutschland werden erneuerbare Energien durch Speicher, flexible Lasten und Handelskapazitäten gut integriert, sodass die marktliche Abregelung im Jahr 2045 in Deutschland unter 3 % des Erzeugungspotenzials liegt.

- Im Zieljahr 2045 sowie in B 2037 kann die Last in Deutschland in jeder Stunde gedeckt werden, ohne das lastnahe Reserven eingesetzt werden müssen. Im Jahr 2037 kommt es im Szenariopfad A in geringem Umfang zum Einsatz lastnaher Reserven.

- Die Produktion von Wasserstoff durch Elektrolyse in Deutschland hängt maßgeblich vom Dargebot erneuerbarer Energien ab und variiert stark zwischen den Szenarien und über die Zeit. Während in B 2045 Elektrolyseure gut 200 TWh Strom verbrauchen, sind es in A 2037 gut 50 TWh. Insbesondere Strom aus Photovoltaikanlagen wird im Sommer zur Elektrolyse genutzt. Die Auslastung der Elektrolyseure steigt vom Jahr 2037 von rund 2.800 h/a auf über 3.500 h/a im Jahr 2045, während die Volllaststunden der Wasserstoffkraftwerke im gleichen Zeitraum auf unter 600 h/a sinken. Wasserstoffkraftwerke werden vorrangig im Winter in Zeiten mit geringer Erzeugung erneuerbarer Energien eingesetzt. Es sind in allen Szenarien zusätzliche Wasserstoffimporte zur Deckung der Wasserstoffnachfrage notwendig.

- Deutschland ist in allen Szenarien Nettostromimporteur. Mit der Zeit steigt der Nettoimport an, da die Stromnachfrage steigt und die inländische Erzeugung aus Wasserstoffkraftwerken vergleichsweise teuer ist. Dabei begünstigt die Zunahme der Einspeisung von Offshore-Windkraftanlagen im europäischen Ausland Stromimporte nach Deutschland. Deutschland importiert überwiegend von nördlicher gelegenen Marktgebieten während in östlichere und südlichere Marktgebiete eher exportiert wird. Der Handelsaustausch an den Grenzen steigt vom Jahr 2037 zum Jahr 2045 an.

- Innerhalb Deutschlands zeigen sich starke regionale Unterschiede bei Stromerzeugung und -verbrauch. Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg haben hohe Erzeugungsüberschüsse durch Windenergie. In den Bundesländern an der Küste nehmen Elektrolyseure einen erheblichen Teil der Stromerzeugung auf, was die regionalen Überschüsse begrenzt. Das größte Erzeugungsdefizit gibt es in Nordrhein-Westfalen gefolgt von Hessen, da in diesen Bundesländern ein hoher Stromverbrauch insbesondere durch neue Stromgroßverbraucher in der Industrie und neue Rechenzentren erwartet wird. Südliche Bundesländer und die Stadtstaaten weisen ein strukturelles Erzeugungsdefizit auf.

- Der innerdeutsche Stromtransport von Nord nach Süd dominiert und ist deutlich höher als vom Süden in den Norden, da im Norden viel Windstrom erzeugt sowie günstiger Strom importiert wird und in die großen Verbrauchszentren in den Süden transportiert werden muss. Der innerdeutsche Transport von Nord nach Süd steigt zwischen 2037 und 2045 nur moderat (197–215 TWh), da sich der weitere Anstieg an Stromerzeugung und Stromverbrauch nicht auf eine Region fokussiert.

- Die stark unterschiedlichen Annahmen zu Erzeugern und Verbrauchern in den Szenariopfaden A und B spiegeln sich in den Marktergebnissen wider. Die Stromerzeugung in Deutschland liegt im Jahr 2045 zwischen 1.005 TWh im Szenariopfad A und 1.200 TWh im Szenariopfad B. Gleiches gilt für die Stromnachfrage, die zwischen 1.047 TWh und 1.273 TWh liegt. Die höhere Erzeugung erneuerbarer Energien im Inland im Szenariopfad B kompensiert den Lastanstieg nicht vollständig, sodass im Jahr 2045 die Nettoimporte mit 73 TWh deutlich über den 42 TWh im Szenariopfad A liegen.

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Marktsimulation für die Szenarien des ersten Entwurfs A 2037, B 2037, A 2045 und B 2045 dargestellt und analysiert. Zuerst erfolgt ein Überblick über die Entwicklung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in Europa (s. Kapitel 3.1). Anschließend wird der Fokus der Analyse auf Deutschland, seine Bundesländer sowie ausgewählte energiewirtschaftliche Kennzahlen gelegt (s. Kapitel 3.2). Abschließend erfolgt in Kapitel 3.3 eine detaillierte Analyse von ausgewählten Erzeugungs- und Verbrauchssituationen, der Volllaststunden der Erzeuger und Verbraucher, der überschüssigen Erzeugung erneuerbarer Energien, des Einsatzes lastnaher Reserven, des Einsatzverhaltens von Flexibilitäten und der Wärmebedarfsdeckung in Fernwärmenetzen.

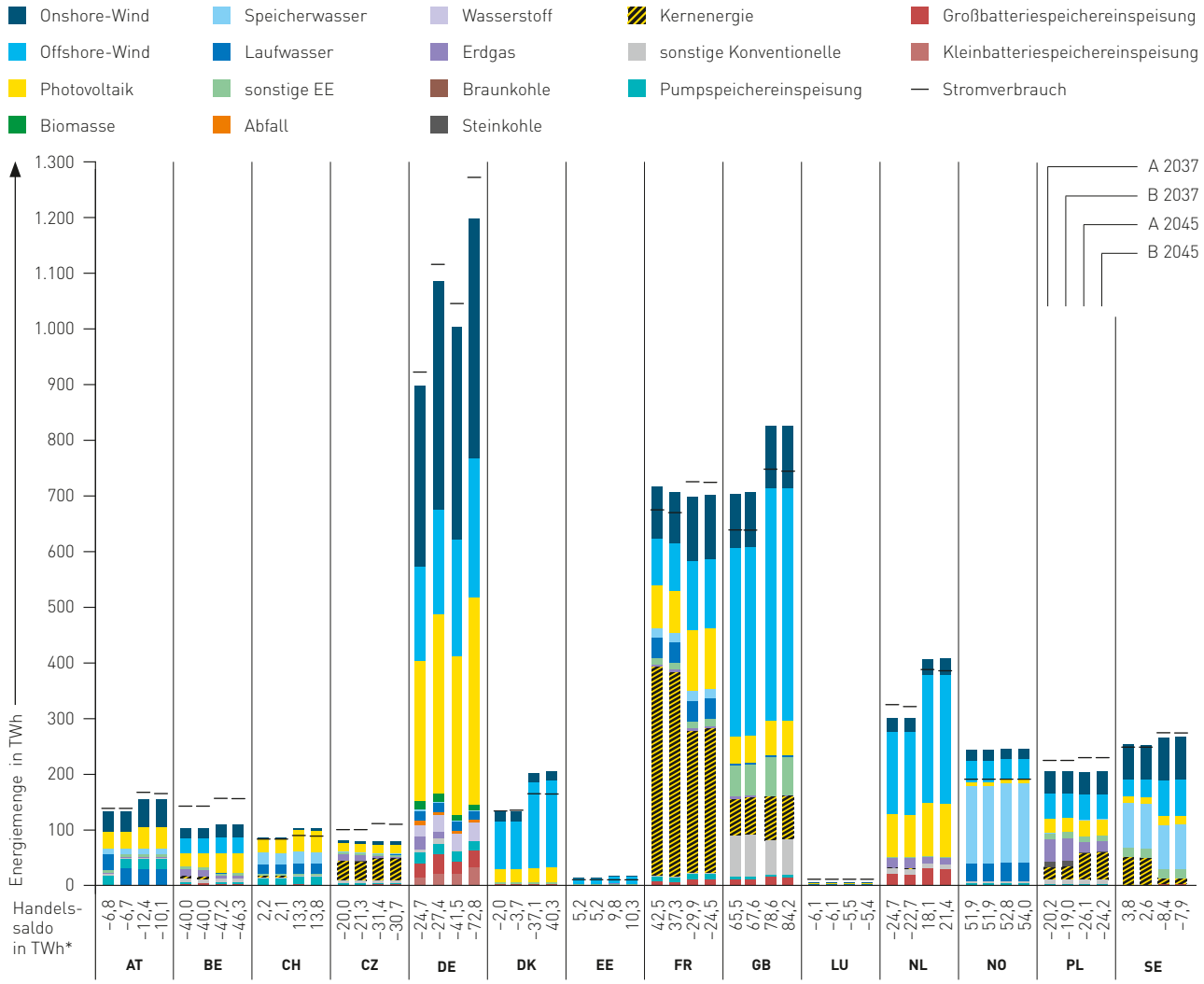
3.1 Ergebnisse der Marktsimulation für Europa

Das deutsche Stromversorgungssystem ist in ein europäisches Netz eingebunden. Durch viele direkte Verbindungen des deutschen Übertragungsnetzes zu anderen europäischen Ländern bietet sich die Möglichkeit zum Stromhandel. Dieser beeinflusst sowohl den deutschen Strommarkt als auch die Netzauslastung. Daher wird nachfolgend für die Szenarien die Erzeugung, die elektrische Last und der Saldo von Ländern gezeigt, die eine direkte Verbindung zu Deutschland haben. Der deutsche Handelssaldo sowie der Handel mit den Nachbarländern wird analysiert. Abschließend wird auf Handelstransite eingegangen. Details zur deutschen Energiebilanz werden anschließend in Kapitel 3.2 dargestellt.

Länderbilanzen und Handelssituation

Die Jahresmengen der Stromerzeugung, des Stromverbrauchs und der Handelssalden von Ländern, welche mit dem deutschen Übertragungsnetz verbunden sind, sind in Abbildung 19 dargestellt.

Abbildung 19: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo Deutschlands und seiner elektrisch benachbarten Länder



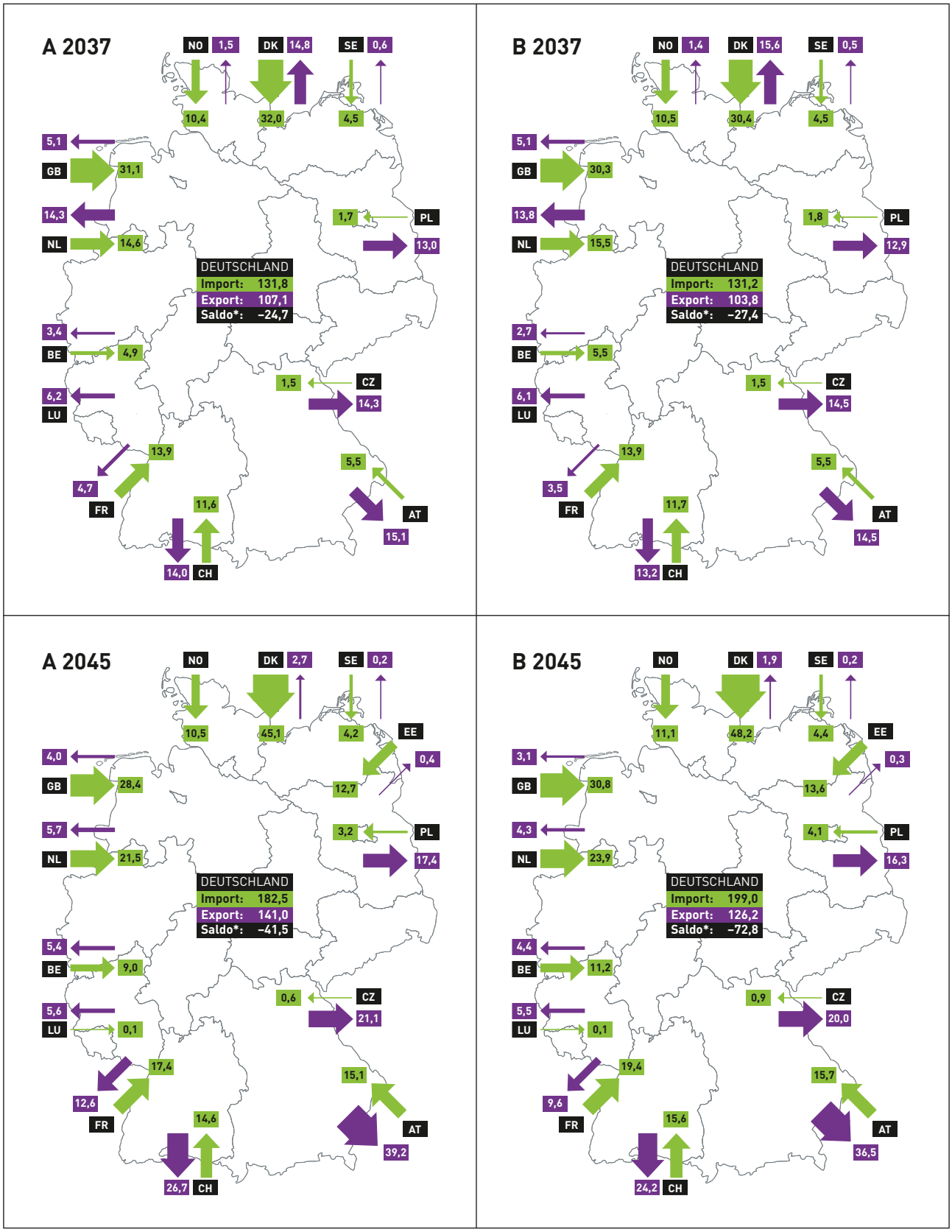
* positive Werte bezeichnen einen Nettoexport

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In allen Szenarien ist Deutschland bei Betrachtung des ganzen Jahres Nettostromimporteur. Nettoimport bedeutet, dass die Importe aus verbundenen Ländern nach Deutschland in Summe die deutschen Exporte übersteigen. Der Nettoimport ist im Szenario A 2037 mit 25 TWh am geringsten und fällt in B 2045 mit 73 TWh am höchsten aus. Handelskapazitäten ermöglichen Deutschland den Import von Strom aus dem Ausland, vor allem wenn die inländische Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik im Vergleich zur Stromnachfrage gering ist und Strom günstiger aus anderen Marktgebieten importiert werden kann. In Situationen mit geringem Dargebot erneuerbarer Energien können Importe wesentlich zur Sicherung der Stromversorgung in Deutschland beitragen. Darüber hinaus können in Deutschland flexible Lasten wie z. B. Elektrolyseure Strom aus Importen aufnehmen, wenn die Strompreise gerade niedrig sind. Die Handelskapazitäten können aber auch genutzt werden, um andere Länder mit kostengünstiger Erzeugung aus Deutschland zu versorgen, z. B. in Situationen hoher erneuerbarer Erzeugung in Deutschland. Den Szenariopfad B kennzeichnet sowohl eine höhere Erzeugung aus erneuerbaren Energien als auch ein höherer Stromverbrauch. Gleiches gilt beim Vergleich des Zieljahres 2045 mit 2037. Jedoch kann die zusätzliche erneuerbare Erzeugung die zusätzliche Last nicht vollständig decken und die verbliebene konventionelle Erzeugung in Deutschland ist im Vergleich zur ausländischen konventionellen Erzeugung häufig teurer. Infolgedessen steigen die Exporte weniger stark als die Importe. Daher ist der Nettoimport im Szenariopfad B höher als im Szenariopfad A und im Jahr 2045 höher als im Jahr 2037.

Der Stromhandel zwischen Deutschland und den direkt verbundenen Marktgebieten ist in Abbildung 20 für jedes Szenario dargestellt.

Abbildung 20: Handelsaustauschenergiemengen der Szenarien



* Bei der Berechnung des Saldos können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Import in TWh Export in TWh

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Deutschland importiert überwiegend von nördlichen Nachbarn und exportiert in Richtung Süden (Österreich und Schweiz), beziehungsweise Osten (Tschechien, Polen). Dies trägt zu einer Erhöhung des innerdeutschen Transportbedarfs bei. Der Stromerzeugungsmix der Länder, mit denen Deutschland eine direkte Verbindung hat, ist in den meisten Ländern stark durch erneuerbare Energien geprägt, insbesondere bei den nördlichen Nachbarn. Daher ist Deutschland in allen Szenarien Nettoimporteur von kostengünstigem Strom aus Großbritannien und Norwegen. In beiden Szenariopfaden entwickeln sich Länder mit einem starken Anstieg der Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie, z. B. die Niederlande und Dänemark, ebenfalls zu Exporteuren nach Deutschland. Ein weiterer Faktor, der den Import kostengünstigen Stroms nach Deutschland erhöht, sind neue Interkonnektoren. Die Verbindung nach Estland führt zu zusätzlichem Import von Offshore-Windenergie. Marktgebiete mit hohen Wasserkraftspeicherkapazitäten wie Österreich, die Schweiz, Norwegen und Schweden speichern eigene Überschüsse sowie Überschüsse aus benachbarten Marktgebieten und unterstützen über eine zeitlich versetzte Ausspeicherung eine kostengünstige Lastdeckung. In Norwegen beispielsweise spielt Wasserkraft traditionell eine wichtige Rolle bei der Stromerzeugung. Diese kann die Last fast vollständig decken, sodass Strom aus weiteren erneuerbaren Energieträgern überwiegend für den Export genutzt werden kann. Bei Norwegen kommt hinzu, dass Wasserkraft aufgrund der großen Speicherbeckenvolumina die meiste Zeit flexibel zur Verfügung steht und Zeiträume abdecken kann, in denen das Dargebot an Photovoltaik und Windkraft geringer ist. So werden Handelskapazitäten auch gleichzeitig zur Nutzung von Flexibilitäten im Ausland genutzt, um erneuerbare Energien in das europäische System zu integrieren.

Die Zunahme der Exporte nach Tschechien und Polen liegt unter anderem daran, dass die Stromerzeugung in diesen Ländern höhere Anteile Kernkraft und fossil befeuerter Kraftwerke aufweist, als dies in den anderen Nachbarländern von Deutschland der Fall ist. In Zeiträumen höheren Dargebots erneuerbarer Energien stellt der Import in diesen Ländern eine günstige Alternative dar. Auch die westlichen Nachbarn Belgien, Frankreich und Luxemburg haben geringere Anteile der Stromerzeugung erneuerbarer Energien in Bezug auf die Last als andere direkt verbundene Marktgebiete im Norden. In Frankreich stellt die Kernenergie wesentliche Anteile der Stromerzeugung. Diese ist jedoch rückläufig und in den beiden Szenarien im Jahr 2045 über 100 TWh niedriger als im Jahr 2037 des gleichen Szenariopfads. Belgien weist als Nachbar von Frankreich in allen Szenarien hohe Nettoimporte aus. Genau wie Deutschland importieren diese Länder aus Großbritannien. Großbritannien ist in allen Szenarien der stärkste Stromexporteur. In nahezu allen Marktgebieten wird von einem Anstieg der Last ausgegangen, was neben der Entwicklung des Erzeugungsparks die Stromversorgung wesentlich beeinflusst. Ein starker Treiber für den Lastanstieg ist Elektrolyse. In Dänemark übersteigt der Stromverbrauch für Elektrolyse den Stromverbrauch aller anderen Lastkomponenten. Der Nettoimport von Strom aus Frankreich nach Deutschland sinkt vom Zieljahr 2037 zum Zieljahr 2045 leicht. Eine Ursache dieser Entwicklung ist die Zunahme des Verbrauchs und die sinkende Erzeugung aus Kernenergie in Frankreich. Während Frankreich im Jahr 2037 noch Exporteur ist, ändert sich dies im Jahr 2045. Die Zunahme der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann den Lastanstieg und die Reduktion der Stromerzeugung aus Kernenergie nicht kompensieren.

Transitflüsse

Ein Transit liegt aus Sicht des Stromhandels dann vor, wenn Deutschland aus einem Marktgebiet Strom importiert und zeitgleich in ein anderes Marktgebiet Strom exportiert wird. Handelstransite können situationsabhängig zu einer zusätzlichen Belastung des Übertragungsnetzes führen. Von Handelstransiten und dem Stromhandel kann jedoch nicht direkt auf die physikalischen Lastflüsse und damit die Netzbelastung geschlossen werden. Die physikalischen Flüsse werden im Rahmen der Netzberechnung (s. Kapitel 6) ermittelt und ergeben sich aus den entsprechenden Einspeise- und Nachfragesituationen Deutschlands und seiner Nachbarn sowie den elektrischen Eigenschaften des Netzes. Zur Ermittlung von Handelstransiten wird das Minimum aus den gesamten Exporten und Importen herangezogen. Dies soll an nachfolgendem Beispiel veranschaulicht werden. Angenommen Deutschland importiert zu einem bestimmten Zeitpunkt T 2 GWh aus Marktgebiet A und exportiert gleichzeitig 5 GWh nach Marktgebiet B, so beträgt der Handelstransit durch Deutschland 2 GWh und der Export aus eigener Erzeugung 3 GWh.

Wegen seiner zentralen Lage im europäischen Verbundnetz weist Deutschland hohe Handelstransite auf. Diese betragen im Jahr 2037 in beiden Entwicklungspfaden insgesamt zwischen 54 TWh und 58 TWh. Bis 2045 steigen diese dann im Szenario B 2045 auf fast 90 TWh an. Im Szenario A 2045 liegen die Handelstransite mit 87 TWh nur knapp darunter. Das Maximum der Handelstransite in einer einzelnen Stunde beträgt in B 2045 etwa 25 GW. Ein Grund für die Zunahme von Handelstransiten ist die unterschiedliche Dynamik der Entwicklung erneuerbarer Energien. In manchen Ländern wie den Niederlanden und Großbritannien wird eine dynamische Entwicklung von Offshore-Windenergie angenommen. In diesem Marktgebieten erhöht sich die Anzahl der Stunden, in denen das Angebot erneuerbarer Energien höher als die Last ist und damit als günstige Option für den Export zur Verfügung stehen. Dieser Export kann auch als Handelstransit durch Deutschland erfolgen, vorrangig von Ländern nördlich von Deutschland zu Ländern im Süden und Osten. Durch neue Interkonnektoren ist ein verstärkter Austausch kostengünstiger Stromerzeugung in Europa möglich, der ebenfalls für höhere Transite sorgt.

3.2 Überblick der Marktsimulationsergebnisse für Deutschland

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Strommarktsimulation für Deutschland dargestellt und analysiert. Zunächst erfolgt ein Überblick über die Entwicklung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in Deutschland insgesamt (s. Kapitel 3.2.1) sowie in den einzelnen Bundesländern (s. Kapitel 3.2.2). Der resultierende innerdeutsche Transportbedarf wird in Kapitel 3.2.3 besprochen. Anschließend werden in Kapitel 3.2.4 energiewirtschaftliche Kennzahlen ausgewiesen. Für einen detaillierten Blick auf einzelne Aspekte der Simulationsergebnisse wird hier auf das nachfolgende Kapitel 3.3 verwiesen.

3.2.1 Energiebilanz Deutschland

Die Jahresmengen der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in Deutschland sowie der Im- und Exporte sind in Abbildung 21 dargestellt. Positive Werte beschreiben die Erzeugung und negative Werte den Verbrauch elektrischer Energie.

Die Gesamterzeugung unterscheidet sich zwischen den Szenariopfaden erheblich und liegt im Jahr 2037 zwischen 896 TWh und 1.084 TWh und im Jahr 2045 zwischen 1.006 TWh und 1.200 TWh. Erneuerbare Energien stellen mit 80 % den größten Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland in beiden Szenariopfaden und Zieljahren dar. Den größten Anteil an der Stromerzeugung haben in allen Szenarien Onshore-Windenergieanlagen, gefolgt von Photovoltaikanlagen und Offshore-Windenergieanlagen. Der Zuwachs an Erzeugung innerhalb der Szenariopfade vom Jahr 2037 zum Jahr 2045 wird nahezu ausschließlich durch Windenergie und Photovoltaik verursacht. Darüber hinaus trägt eine Kombination weiterer erneuerbarer Erzeuger, verschiedener konventioneller Erzeuger und Speicher zur Deckung der Residuallast bei. Unter diesen Technologien haben Batteriespeicher, Wasserstoffkraftwerke und im Jahr 2037 auch noch Erdgaskraftwerke die größten Anteile.

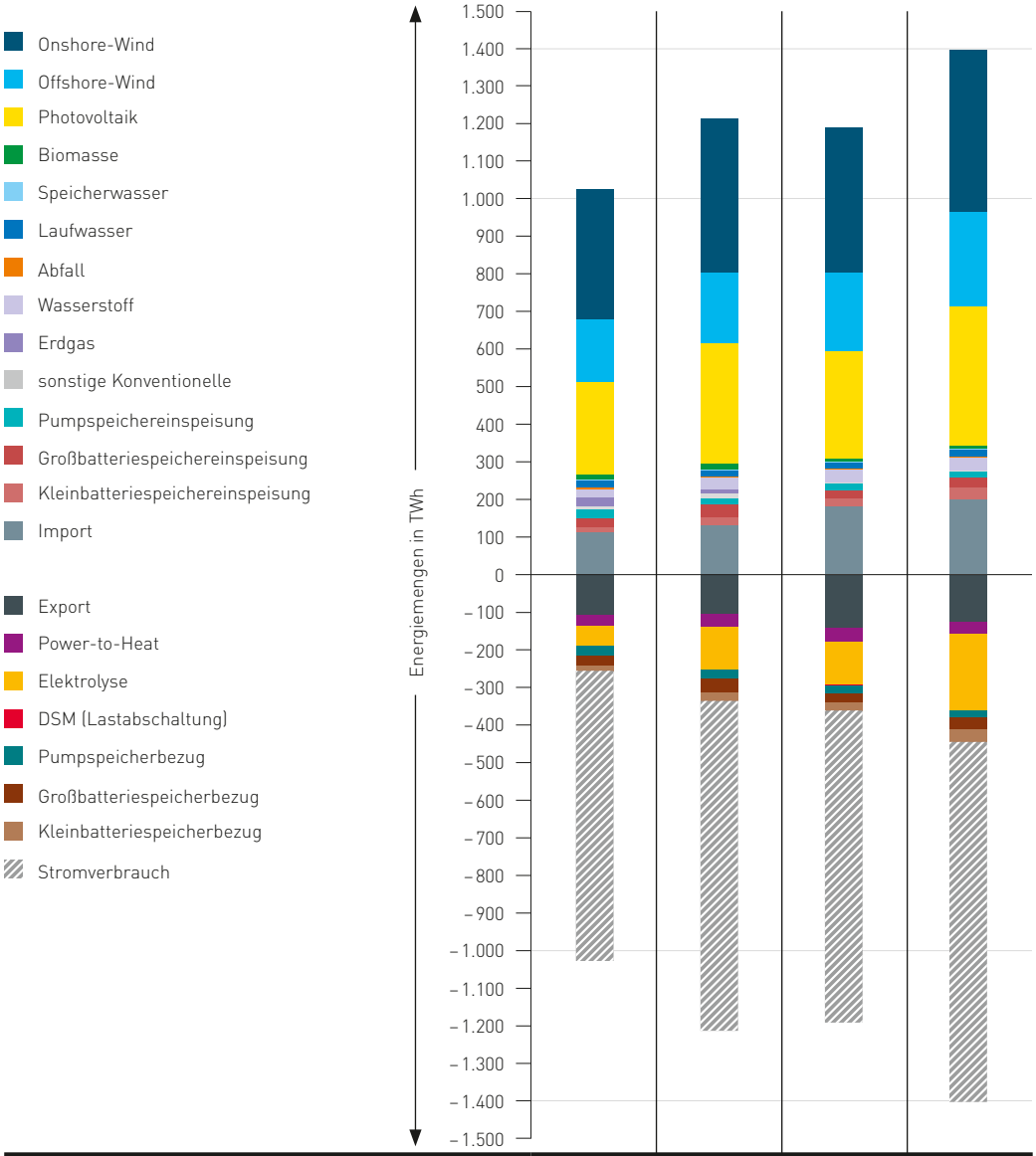
Die Einspeisung aus Speichern, also Groß- und Kleinbatteriespeichern sowie Pumpspeichern, bleibt zwischen 2037 und 2045 auf einem vergleichbaren Niveau. Es findet jedoch ein Abtausch zwischen den Technologien statt. Während sich die Leistung der Großbatteriespeicher und Pumpspeicher zwischen den Zieljahren nicht unterscheidet, verdoppelt sich die Leistung der Kleinbatteriespeicher nahezu.

Im Bereich der konventionellen Erzeuger sinkt die Erzeugung aus Erdgas von 2037 bis 2045 auf Null, wobei diese teilweise durch Erzeugung aus Wasserstoff, teilweise aus anderen Quellen kompensiert wird. Während in A 2037 Erdgas- und Wasserstoffkraftwerke ungefähr gleich viel Strom erzeugen, übersteigt in B 2037 die Erzeugung aus Wasserstoff die aus Erdgas bereits deutlich. Die Erzeugung aus Wasserstoff ändert sich im Jahr 2045 nicht wesentlich und liegt in beiden Szenarien auf einem ähnlichen Niveau wie bei B 2037 mit maximal 33 TWh. Eine Ursache dafür sind die relativ hohen variablen Kosten der Wasserstoffkraftwerke im Vergleich zu anderen Erzeugern im Inland und Ausland. Teilweise ersetzt die zusätzliche Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Inland die Erzeugung aus Erdgaskraftwerken, teilweise kommt es eher zu günstigen Importen aus dem Ausland als zum Einsatz der Wasserstoffkraftwerke. Unter „Sonstige" fallen im Jahr 2037 überwiegend noch mit Erdgas betriebene Blockheizkraftwerke, deren Anteil im Jahr 2045 stark zurückgeht. Die Erzeugung aus Abfallkraftwerken sinkt leicht vom Jahr 2037 zum Jahr 2045. Durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und Flexibilitäten einerseits sowie günstiger Importmöglichkeiten andererseits sinkt die konventionelle Erzeugung insgesamt vom Jahr 2037 zum Jahr 2045.

Die zunehmende Nutzung von Strom im Bereich Mobilität und zur Bereitstellung von Wärme und Erzeugung von Wasserstoff führt zu einem höheren Stromverbrauch. Auf die klassischen Anwendungen im Haushalts- und GHD-Sektor sowie auf die Industrie entfallen in den Szenarien noch etwa 40 % bis 50 % des Bruttostromverbrauchs (s. Abbildung 6). Die größte Schwankung zeigt sich beim Stromverbrauch für Elektrolyseure, der mit der Menge und Häufigkeit kostengünstiger Erzeugung aus erneuerbaren Energien steigt. Eine detailliertere Analyse des Einsatzes der Elektrolyseure erfolgt in Kapitel 3.3.6.

Insgesamt zeichnet sich der Szenariopfad B gegenüber Szenariopfad A durch höhere Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien, höheren Verbrauch durch die verstärkte Nutzung von Strom in den Bereichen Mobilität, Wärme und Wasserstoff sowie höhere Importe aus.

Abbildung 21: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Import/Export im Vergleich



in TWh	A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
Onshore-Wind	325,8	410,0	384,4	431,0
Offshore-Wind	168,8	186,7	208,6	252,9
Photovoltaik	249,6	321,8	287,3	373,2
Biomasse	15,0	15,0	9,0	9,0
Speicherwasser	2,0	2,0	2,0	2,0
Laufwasser	16,1	16,1	16,1	16,1
Abfall	8,3	7,1	6,1	5,8
Wasserstoff	22,0	29,6	31,3	32,6
Erdgas	23,9	10,8	0,0	0,0
sonstige Konventionelle	6,3	11,2	0,5	0,5
Pumpspeichereinspeisung	20,9	18,0	18,5	15,8
Großbatteriespeichereinspeisung	24,4	35,6	21,7	30,5
Kleinbatteriespeichereinspeisung	13,4	20,0	20,1	30,9
Import	131,8	131,2	182,5	199,0
Export	–107,1	–103,8	–141,0	–126,3
Power-to-Heat	–27,2	–33,8	–35,6	–31,2
Elektrolyse	–52,4	–114,4	–115,7	–201,2
DSM (Lastabschaltung)	–0,1	–0,1	–2,3	–2,9
Pumpspeicherbezug	–24,6	–20,6	–21,4	–17,7
Großbatteriespeicherbezug	–26,5	–38,7	–23,6	–33,2
Kleinbatteriespeicherbezug	–14,5	–21,7	–21,8	–33,5
Stromverbrauch*	–776,1	–882,1	–831,2	–959,1

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

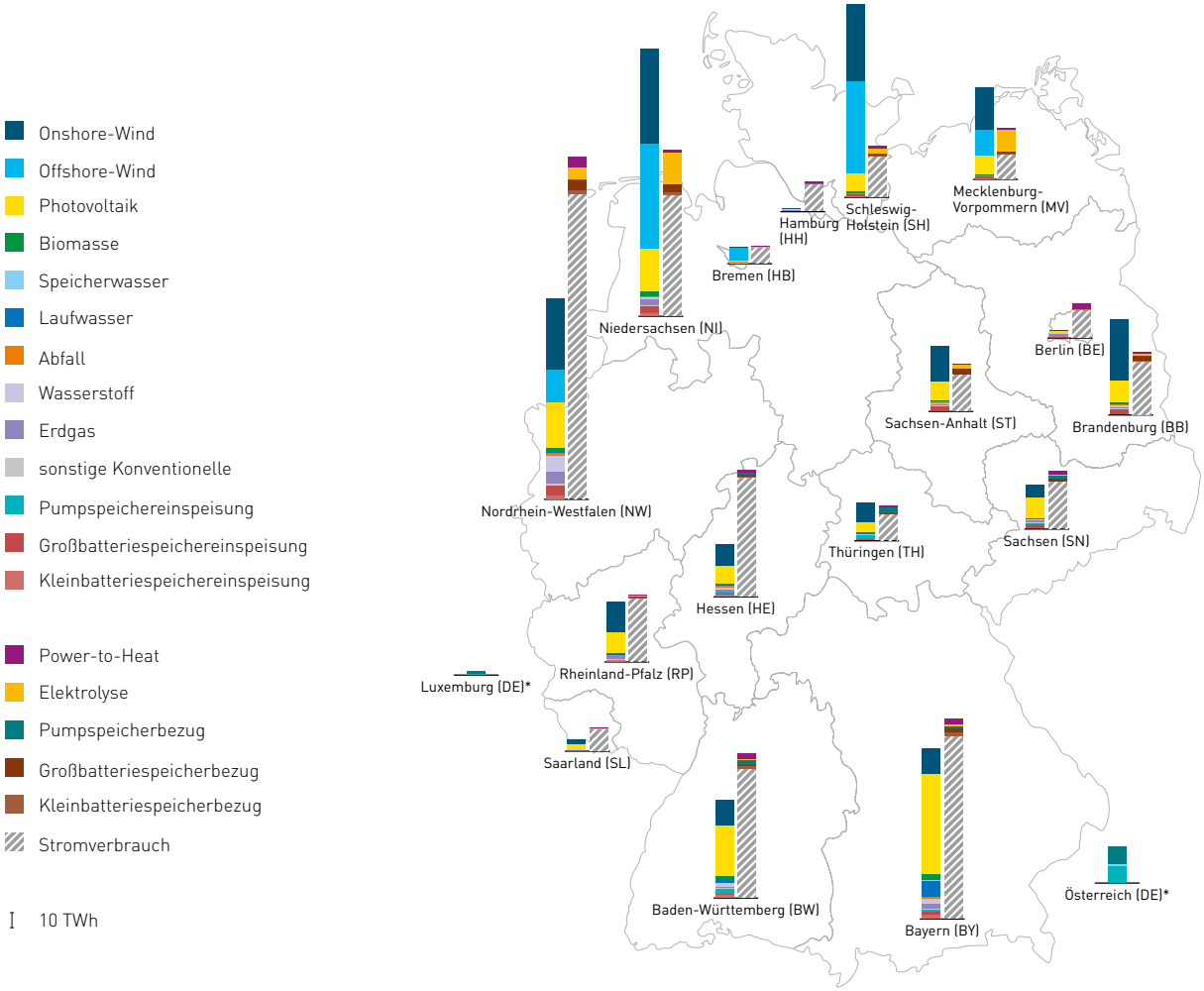
3.2.2 Energiebilanzen je Bundesland

Die Abbildungen 22 bis 25 stellen für jedes Bundesland und jedes Szenario jeweils die Jahresenergiebilanz der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs gegenüber. In den Diagrammen sind auf der rechten Seite gestapelte Säulen dargestellt, die den Verbrauch flexibler Lasten wie Elektrolyse, Power-to-Heat und Demand Side Management (DSM) separat ausweisen. Der übrige Stromverbrauch wird darüber in Summe dargestellt. Marktseitig eingesenkte Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird nicht dargestellt.

Die Auswertung verdeutlicht die regional sehr unterschiedlichen Stromerzeugungs- und Verbrauchsstrukturen in Deutschland und erklärt die Notwendigkeit einer vorausschauenden Stromnetzplanung, um überregionale Ungleichgewichte bei Stromerzeugung und Last auszugleichen. Das größte Erzeugungsdefizit gibt es in Nordrhein-Westfalen gefolgt von Hessen, da in diesen Bundesländern ein hoher Stromverbrauch insbesondere durch neue Stromgroßverbraucher in der Industrie und neue Rechenzentren erwartet wird. Südliche Bundesländer und die Stadtstaaten weisen ein strukturelles Erzeugungsdefizit auf. In den südlichen Bundesländern dominiert die Stromerzeugung aus Photovoltaik gegenüber der aus Windkraftanlagen. Die geplante direkte Anbindung von Offshore-Windparks an Nordrhein-Westfalen eröffnet die Möglichkeit, erneuerbare Erzeugung lastnah zu integrieren.

Im Gegensatz dazu verzeichnen Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg hohe Erzeugungsüberschüsse, die vor allem auf die Nutzung von Windenergie zurückzuführen sind. In küstennahen Bundesländern sind große Elektrolysekapazitäten angesiedelt, die einen erheblichen Teil der Stromerzeugung direkt vor Ort für die Wasserstoffproduktion binden, was die regionalen Überschüsse begrenzt.

Abbildung 22: Energiebilanz der Bundesländer im Szenario A 2037



A 2037 in TWh	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photo-voltaik	Bio-masse	Speicher-wasser	Lauf-wasser	Abfall	Wasser-stoff	Erdgas	Sonstige Konven-tionelle	Pump-speicher-einspei-sung	Groß-batterie-speicher-einsp.	Klein-batterie-speicher-einsp.	Power-to-Heat	Elektro-lyse	DSM	Pump-speicher-bezug	Groß-batterie-speicher-bezug	Klein-batterie-speicher-bezug	Strom-verbrauch ***
BW	16,0	0,0	31,8	1,5	0,1	2,6	0,5	1,8	1,0	1,0	2,8	0,5	1,8	3,2	0,3	0,0	3,6	0,5	2,0	80, 6
BY	15,5	0,0	63,6	3,1	0,8	10,6	0,9	3,1	2,8	0,9	1,2	1,8	2,5	3,4	1,5	0,0	1,5	2,0	2,7	114,5
BE	0,1	0,0	1,5	0,1	0,0	0,0	0,2	0,2	2,0	0,4	0,0	0,0	0,1	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	17,6
BB	38,2	0,0	14,2	0,8	0,0	0,0	0,7	1,6	0,5	0,2	0,0	3,2	0,5	0,8	0,7	0,0	0,0	3,4	0,5	33,1
HB	0,6	8,2	0,6	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,1	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	9,9
HH	0,3	0,0	0,9	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,1	0,8	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	17,1
HE	13,5	0,0	11,5	0,4	0,1	0,3	1,1	1,5	1,1	0,4	0,8	1,1	1,0	1,7	0,1	0,0	1,1	1,2	1,1	74,2
MV	26,1	16,2	11,9	0,7	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,1	0,0	1,2	0,3	0,8	13,9	0,0	0,0	1,3	0,3	15,6
NI	59,4	66,1	26,6	3,1	0,0	0,3	0,6	1,4	3,4	0,6	0,2	4,3	1,8	1,4	20,0	0,0	0,3	4,7	1,9	75,7
NW	44,9	20,7	29,0	2,0	0,1	0,6	2,0	9,6	7,6	1,1	0,3	5,7	2,4	6,3	7,5	0,0	0,4	6,2	2,6	191,5
RP	19,0	0,0	13,0	0,3	0,0	1,0	0,4	0,0	2,3	0,2	0,0	0,3	0,8	0,5	0,2	0,0	0,0	0,4	0,9	39,7
SL	2,7	0,0	2,6	0,0	0,0	0,1	0,1	1,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,2	0,4	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	13,4
SN	7,8	0,0	12,7	0,7	0,0	0,4	0,1	0,6	1,1	0,4	1,0	1,9	0,6	2,0	1,0	0,0	1,3	2,0	0,7	29,1
ST	21,7	0,0	12,0	0,8	0,0	0,1	0,8	0,7	0,9	0,2	0,1	3,1	0,3	0,5	2,7	0,0	0,1	3,4	0,3	22,7
SH	48,2	57,6	11,3	1,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,3	0,1	1,1	0,6	1,3	3,6	0,0	0,1	1,2	0,6	25,1
TH	11,9	0,0	6,6	0,5	0,0	0,1	0,1	0,2	0,4	0,2	3,1	0,1	0,3	0,8	0,1	0,0	3,9	0,1	0,3	16,5
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,2	0,0	0,0	0,0
Summe**	**325,8**	**168,8**	**249,6**	**15,0**	**2,0**	**16,1**	**8,3**	**22,0**	**23,9**	**6,3**	**20,9**	**24,4**	**13,4**	**27,2**	**52,4**	**–0,1**	**24,6**	**26,5**	**14,6**	**776,1**

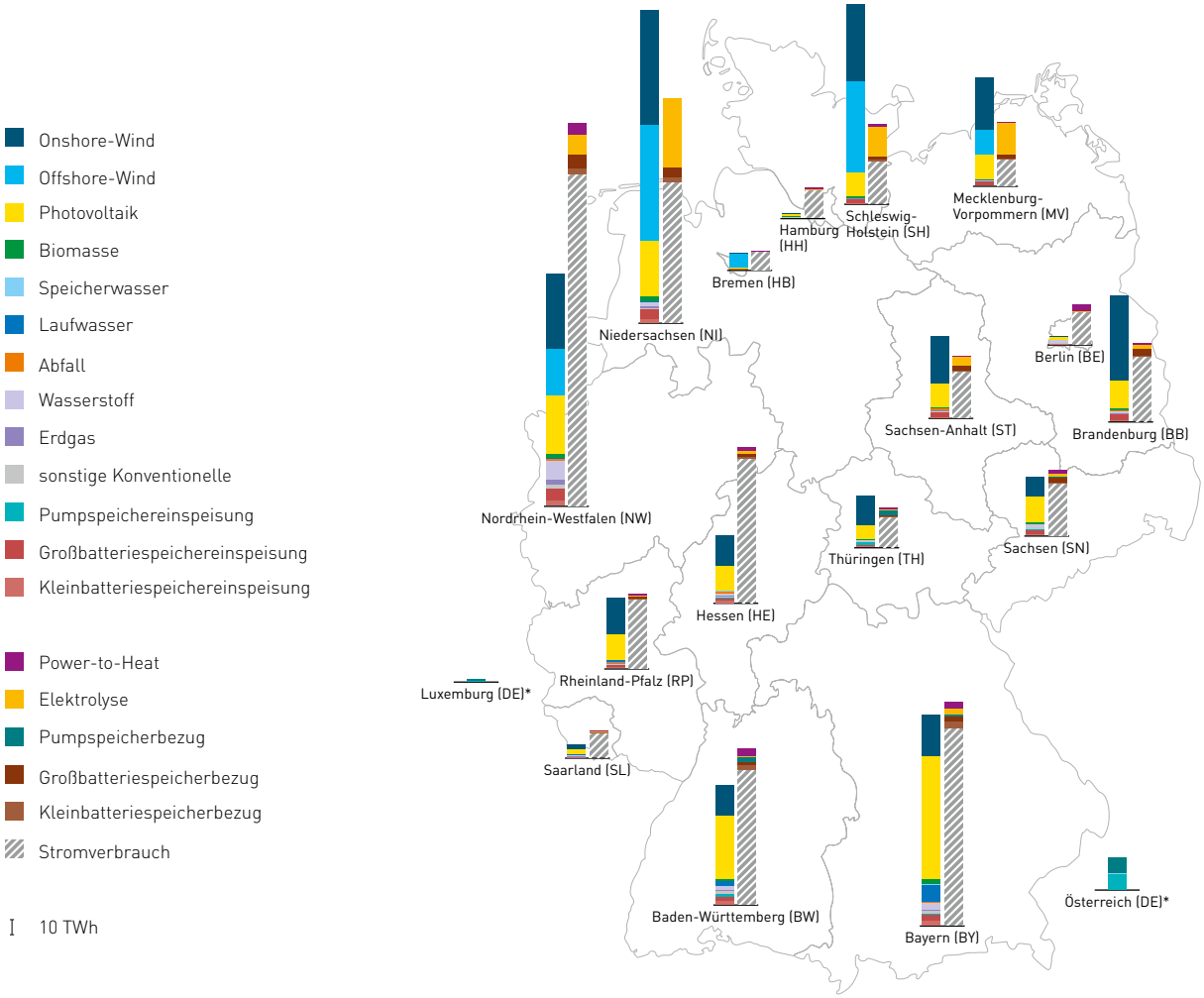
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

** 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 Elektrolyse– und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 23: Energiebilanz der Bundesländer im Szenario B 2037



B 2037 in TWh	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photo-voltaik	Bio-masse	Speicher-wasser	Lauf-wasser	Abfall	Wasser-stoff	Erdgas	Sonstige Konven-tionelle	Pump-speicher-einspei-sung	Groß-batterie-speicher-einsp.	Klein-batterie-speicher-einsp.	Power-to-Heat	Elektro-lyse	DSM	Pump-speicher-bezug	Groß-batterie-speicher-bezug	Klein-batterie-speicher-bezug	Strom-verbrauch ***
BW	19,6	0,0	40,1	1,5	0,1	2,6	0,4	2,0	0,9	1,8	2,4	2,1	2,6	4,9	0,5	0,0	3,0	2,3	2,8	86,3
BY	26,0	0,0	78,5	3,1	0,8	10,6	0,8	4,0	1,2	1,7	1,0	3,1	3,6	4,4	3,9	0,0	1,2	3,4	4,0	126,6
BE	0,1	0,0	2,3	0,1	0,0	0,0	0,1	1,5	0,4	0,5	0,0	0,1	0,2	4,3	0,1	0,0	0,0	0,2	0,3	20,5
BB	54,5	0,0	18,2	0,8	0,0	0,0	0,6	1,4	0,5	0,3	0,0	3,8	0,7	1,0	2,7	0,0	0,0	4,1	0,8	41,4
HB	0,6	8,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	11,6
HH	0,4	0,0	1,4	0,1	0,0	0,0	0,2	0,3	0,2	0,3	0,0	0,0	0,2	1,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,2	17,7
HE	19,5	0,0	15,5	0,4	0,1	0,3	0,8	1,8	0,7	0,6	0,6	1,1	1,5	2,1	1,6	0,0	0,8	1,2	1,6	91,9
MV	33,0	16,2	15,4	0,7	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,0	2,5	0,5	0,7	19,8	0,0	0,0	2,8	0,5	16,7
NI	72,9	74,6	35,4	3,1	0,0	0,3	0,5	2,0	1,3	1,0	0,1	5,8	2,7	1,8	43,9	0,0	0,2	6,3	2,9	89,6
NW	47,5	29,7	37,8	2,0	0,1	0,6	1,7	11,9	3,2	2,0	0,2	7,6	3,6	7,2	12,4	0,0	0,3	8,2	3,9	212,0
RP	22,8	0,0	16,7	0,3	0,0	1,0	0,3	0,3	0,9	0,3	0,0	1,2	1,2	0,7	0,4	0,0	0,0	1,3	1,3	43,6
SL	3,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,1	0,1	1,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,3	0,4	0,4	0,0	0,0	0,1	0,4	15,6
SN	12,2	0,0	16,8	0,7	0,0	0,4	0,1	1,7	0,2	0,8	0,7	2,6	0,9	2,3	2,1	0,0	1,0	2,8	1,0	32,9
ST	30,1	0,0	15,2	0,8	0,0	0,1	0,8	0,5	0,6	0,4	0,1	3,2	0,4	0,4	5,6	0,0	0,1	3,4	0,5	29,5
SH	49,5	57,9	14,8	1,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,1	0,5	0,1	1,9	0,9	1,4	19,2	0,0	0,1	2,1	1,0	27,3
TH	18,4	0,0	9,5	0,5	0,0	0,1	0,1	0,3	0,3	0,4	2,5	0,5	0,4	0,8	1,1	0,0	3,1	0,6	0,5	19,2
LU (DE)*	0,0	0,0	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	0,9	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9	0,0	0,0	0,0
Summe**	**410,0**	**186,7**	**321,8**	**15,0**	**2,0**	**16,1**	**7,1**	**29,5**	**10,8**	**11,2**	**17,9**	**35,6**	**20,0**	**33,8**	**114,4**	**–0,1**	**20,6**	**38,7**	**21,8**	**882,2**

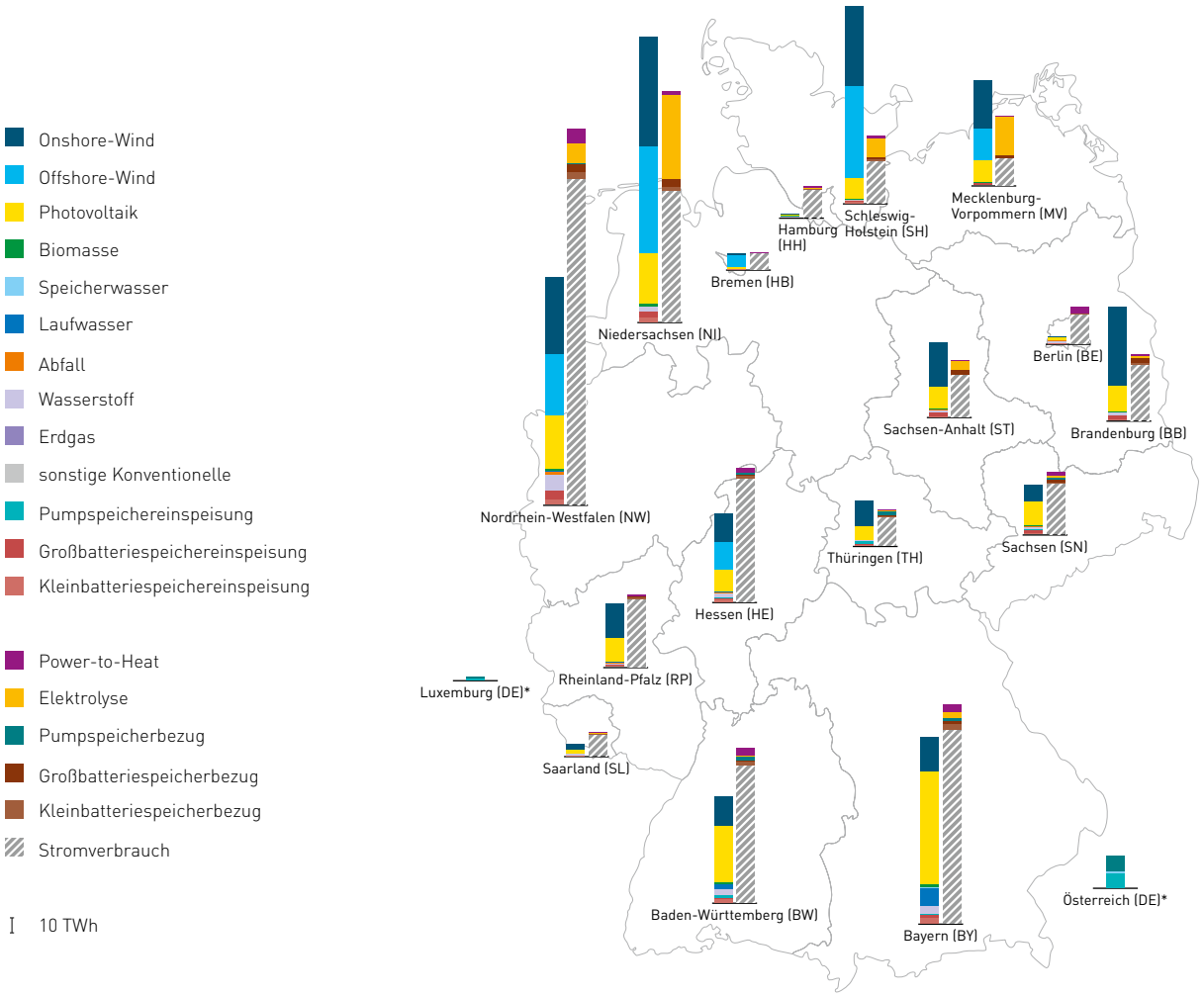
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

** 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 Elektrolyse– und Power-to-Heat-Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 24: Energiebilanz der Bundesländer im Szenario A 2045



A 2045 in TWh	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photo-voltaik	Bio-masse	Speicher-wasser	Lauf-wasser	Abfall	Wasser-stoff	Erdgas	Sonstige Konven-tionelle	Pump-speicher-einspei-sung	Groß-batterie-speicher-einsp.	Klein-batterie-speicher-einsp.	Power-to-Heat	Elektro-lyse	DSM	Pump-speicher-bezug	Groß-batterie-speicher-bezug	Klein-batterie-speicher-bezug	Strom-verbrauch ***
BW	18,5	0,0	35,9	0,9	0,1	2,6	0,4	3,2	0,0	0,1	2,4	0,4	2,4	4,5	0,4	–0,4	3,0	0,4	2,7	86,1
BY	21,6	0,0	71,0	1,8	0,8	10,6	0,6	4,7	0,0	0,1	1,1	1,6	3,5	4,5	3,9	–0,4	1,3	1,8	3,8	122,1
BE	0,1	0,0	2,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	18,6
BB	49,3	0,0	16,3	0,5	0,0	0,0	0,5	1,2	0,0	0,0	0,0	2,8	0,7	0,8	1,5	–0,1	0,0	3,1	0,8	35,2
HB	0,6	8,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	10,2
HH	0,4	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,8	0,6	0,0	0,0	0,0	0,3	17,8
HE	17,5	17,3	13,7	0,2	0,1	0,3	0,9	2,2	0,0	0,0	0,7	0,9	1,5	2,8	0,2	–0,1	0,9	1,0	1,6	77,8
MV	30,3	20,0	13,8	0,4	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	1,1	0,5	0,8	24,2	0,0	0,0	1,2	0,6	16,9
NI	69,0	67,4	31,2	1,9	0,0	0,3	0,3	2,8	0,0	0,0	0,2	3,8	2,7	1,9	53,0	–0,2	0,2	4,2	2,9	82,4
NW	47,9	38,6	33,7	1,2	0,1	0,6	1,7	10,0	0,0	0,1	0,3	5,1	3,6	9,2	12,2	–0,5	0,3	5,5	3,9	205,1
RP	21,8	0,0	14,9	0,2	0,0	1,0	0,2	0,7	0,0	0,0	0,0	0,3	1,2	0,8	0,3	–0,1	0,0	0,3	1,3	42,5
SL	3,1	0,0	2,9	0,0	0,0	0,1	0,1	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,6	0,0	0,0	0,0	0,4	13,7
SN	10,3	0,0	15,0	0,4	0,0	0,4	0,1	1,4	0,0	0,0	0,9	1,7	1,0	2,3	1,4	–0,1	1,1	1,8	1,1	31,7
ST	27,5	0,0	13,6	0,5	0,0	0,1	0,7	0,9	0,0	0,0	0,1	2,8	0,4	0,5	5,1	–0,1	0,1	3,0	0,5	26,3
SH	50,4	57,2	13,2	0,6	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	0,1	1,0	0,9	1,3	12,1	0,0	0,1	1,1	1,0	26,8
TH	16,1	0,0	8,2	0,3	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0	2,8	0,1	0,5	0,7	0,2	–0,1	3,4	0,1	0,5	18,1
LU (DE)*	0,0	0,0	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	1,1	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,7	0,0	0,0	0,0
Summe**	**384,4**	**208,6**	**287,3**	**9,0**	**2,0**	**16,1**	**6,1**	**31,3**	**0,0**	**0,5**	**18,5**	**21,7**	**20,1**	**35,6**	**115,7**	**–2,3**	**21,3**	**23,6**	**21,8**	**831,2**

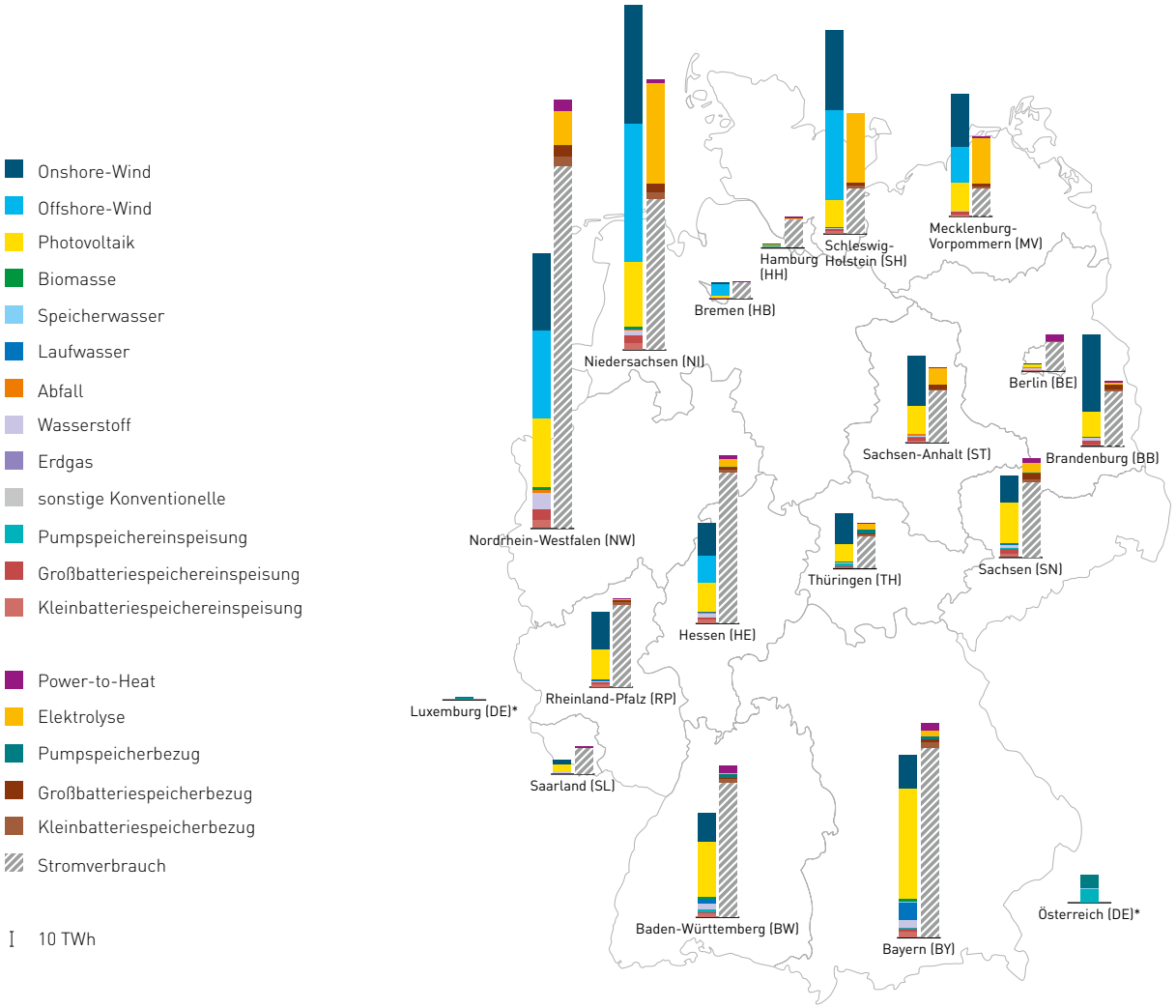
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

** 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 Elektrolyse– und Power–to–Heat–Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern nicht eindeutig zugeordnet werden.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 25: Energiebilanz der Bundesländer im Szenario B 2045



B 2045 in TWh	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photo-voltaik	Bio-masse	Speicher-wasser	Lauf-wasser	Abfall	Wasser-stoff	Erdgas	Sonstige Konven-tionelle	Pump-speicher-einspei-sung	Groß-batterie-speicher-einsp.	Klein-batterie-speicher-einsp.	Power-to-Heat	Elektro-lyse	DSM	Pump-speicher-bezug	Groß-batterie-speicher-bezug	Klein-batterie-speicher-bezug	Strom-verbrauch ***
BW	20,5	0,0	45,7	0,9	0,1	2,6	0,4	3,5	0,0	0,1	2,0	1,8	3,7	4,6	0,9	–0,5	2,4	1,9	4,0	93,3
BY	27,3	0,0	89,0	1,8	0,8	10,6	0,5	4,4	0,0	0,1	0,9	2,7	5,4	3,7	6,9	–0,5	1,1	2,9	5,8	136,1
BE	0,1	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,1	1,5	0,0	0,0	0,0	0,1	0,4	3,8	0,5	0,0	0,0	0,1	0,4	21,8
BB	57,8	0,0	21,1	0,5	0,0	0,0	0,5	1,5	0,0	0,0	0,0	3,3	1,2	0,9	6,6	–0,1	0,0	3,5	1,3	43,5
HB	0,6	8,3	1,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	12,0
HH	0,4	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,2	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,4	18,3
HE	20,9	17,5	18,5	0,2	0,1	0,3	0,8	2,1	0,0	0,0	0,5	1,0	2,3	2,1	4,9	–0,2	0,7	1,0	2,5	96,6
MV	34,1	22,9	18,0	0,4	0,0	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	2,2	0,8	0,7	28,9	0,0	0,0	2,4	0,9	18,0
NI	76,6	89,1	41,7	1,9	0,0	0,3	0,3	3,1	0,0	0,0	0,1	5,0	4,2	1,7	64,8	–0,3	0,2	5,4	4,6	97,0
NW	49,6	57,3	44,1	1,2	0,1	0,6	1,6	10,6	0,0	0,1	0,2	6,5	5,5	6,9	22,2	–0,7	0,3	7,1	6,0	234,0
RP	24,0	0,0	19,4	0,2	0,0	1,0	0,2	0,5	0,0	0,0	0,0	1,0	1,8	0,6	0,7	–0,2	0,0	1,1	2,0	52,6
SL	3,2	0,0	3,7	0,0	0,0	0,1	0,1	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,3	0,6	0,0	0,0	0,0	0,6	16,1
SN	12,7	0,0	19,8	0,4	0,0	0,4	0,1	1,4	0,0	0,0	0,7	2,2	1,6	2,2	4,6	–0,2	0,9	2,4	1,7	36,0
ST	32,2	0,0	17,5	0,5	0,0	0,1	0,7	1,0	0,0	0,0	0,1	2,7	0,7	0,3	10,8	–0,1	0,1	2,9	0,7	33,4
SH	51,5	57,8	17,4	0,6	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	0,1	1,6	1,4	1,2	44,7	0,0	0,1	1,8	1,6	29,4
TH	19,7	0,0	11,5	0,3	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,0	2,3	0,4	0,7	0,6	3,5	–0,1	2,8	0,5	0,8	20,9
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	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	8,4	0,0	0,0	0,0
Summe**	**431,0**	**252,9**	**373,2**	**9,0**	**2,0**	**16,1**	**5,8**	**32,6**	**0,0**	**0,5**	**15,8**	**30,5**	**30,8**	**31,1**	**201,2**	**–2,9**	**17,8**	**33,1**	**33,5**	**959,1**

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz.

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

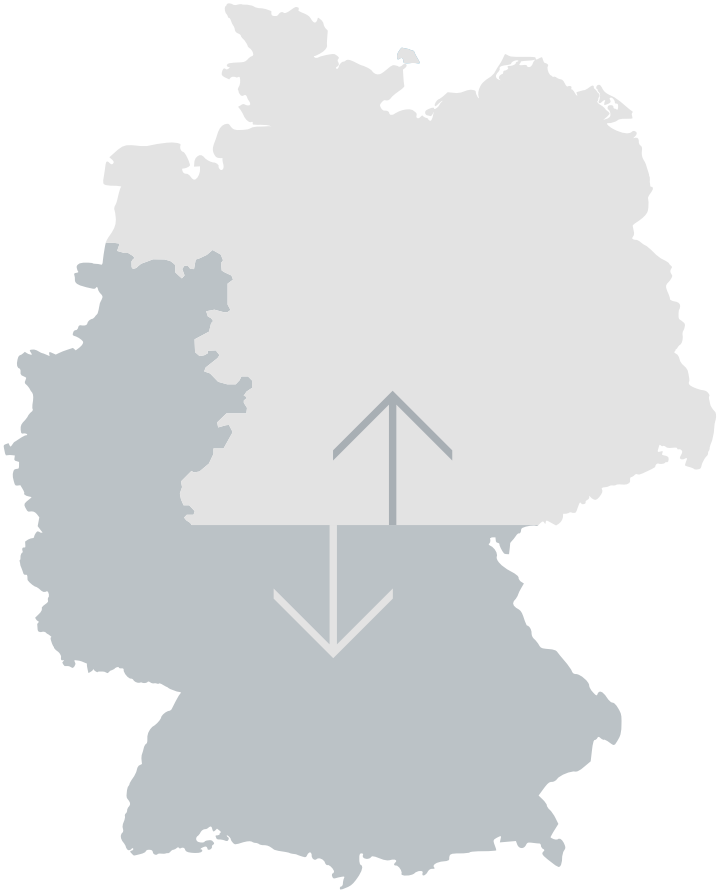
*** Stromverbrauch umfasst in dieser Darstellung den Nettostromverbrauch inklusive aller Netzverluste ohne Berücksichtigung des nebenstehenden Stromverbrauchs durch Elektrolyse– und Power–to–Heat–Anlagen (Fernwärme) sowie Demand Side Management. Netzverluste im Übertragungsnetz können den Bundesländern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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.2.3 Entwicklung der innerdeutschen Transportaufgabe

Auf Grundlage der Energiebilanzen und der Auswertung von Stromtransiten lassen sich erste Tendenzen zur Entwicklung der Transportaufgabe des Übertragungsnetzes ableiten. Dazu werden die Strommengen analysiert, die gemäß den Marktsimulationsergebnissen über eine fiktive Achse zwischen dem Nordosten und Südwesten Deutschlands ausgetauscht werden. Für die vorliegende Analyse wird das Netzgebiet südlich des 50,4° Breitengrades einschließlich der Amprion-Regelzone als „Süden" definiert, während der „Norden" das übrige deutsche Netzgebiet umfasst (s. Abbildung 26).

Abbildung 26: Angenommener Zuschnitt des innerdeutschen Transportbedarfs

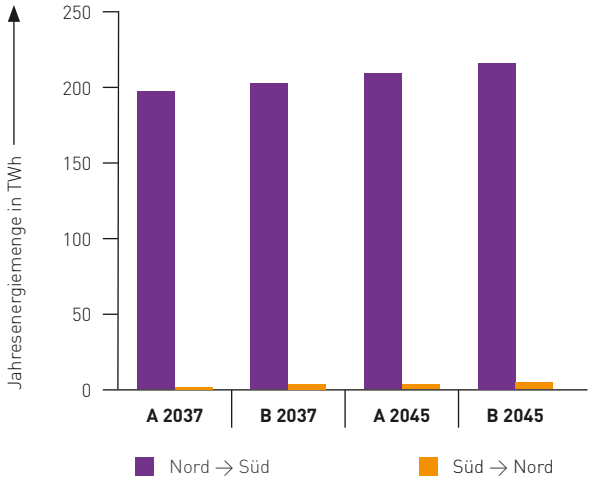


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Jahresenergiemengen des innerdeutschen Transports in Abbildung 27 verdeutlichen, dass der Transportbedarf vom Norden in den Süden deutlich höher ist als in umgekehrter Richtung. Die saisonalen Erzeugungsmuster der Windenergie- und Photovoltaikanlagen wirken sich in Kombination mit ihrer geografischen Verteilung unmittelbar auf den innerdeutschen Transport aus. In Zeiten hoher Windstromerzeugung ist ein verstärkter Stromfluss von den windreichen Regionen im Norden in Richtung Süden zu den großen Verbrauchszentren zu erwarten. Demgegenüber erfordert eine hohe Photovoltaikeinspeisung in der Regel geringere Transportkapazitäten, da sie tendenziell näher an den Verbrauchszentren im Süden liegt. Die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken spielt insgesamt aufgrund ihrer Nähe zu großen Verbrauchern nur eine untergeordnete Rolle für den innerdeutschen Transport.

Die im Vergleich zum Stromhandel mit dem Ausland großen Energiemengen des Transports verdeutlichen, dass die Nord-Süd-Achse weiterhin die zentrale Belastungsachse im deutschen Übertragungsnetz darstellt. Zwischen den Zieljahren 2037 und 2045 erfolgt nur ein moderater Anstieg des innerdeutschen Transports, da sich der weitere Anstieg an Stromerzeugung und Stromverbrauch zwischen 2037 und 2045 nicht auf eine Region fokussiert.

Abbildung 27: Jahresenergiemenge der innerdeutschen Transportaufgabe



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.2.4 Auswertung ausgewählter energiepolitischer Ziele

Gemäß § 12a Abs. 1 S. 2 EnWG müssen die Szenarien die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der klima- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abbilden. Dabei ist gemäß § 12a Absatz 1 Satz 3 EnWG sicherzustellen, dass drei weitere Szenarien das Jahr 2045 betrachten und eine Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen darstellen, die sich an den gesetzlich festgelegten sowie weiteren klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung ausrichten. Die Ausgestaltung der genehmigten Szenarien orientiert sich maßgeblich am Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG), das als übergeordnetes Ziel die Erreichung der Klimaneutralität in allen Sektoren bis zum Jahr 2045 vorgibt. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) definiert darüber hinaus weitere Leitlinien für eine nachhaltige, treibhausgasneutrale und vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromerzeugung.

Wesentliche energiepolitische und gesetzliche Zielvorgaben wie etwa die Ausbaupfade der erneuerbaren Energien oder die Beendigung der Kohleverstromung wurden im Rahmen der Ausarbeitung der Szenarien bereits integriert. Die Einhaltung der folgenden energiepolitischen Ziele in Deutschland kann jedoch erst im Rahmen der Strommarktsimulation vollumfänglich überprüft werden:

1. Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch
2. Erreichung von Netto-Treibhausgasneutralität des Energiesektors bis zum Jahr 2045

Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch

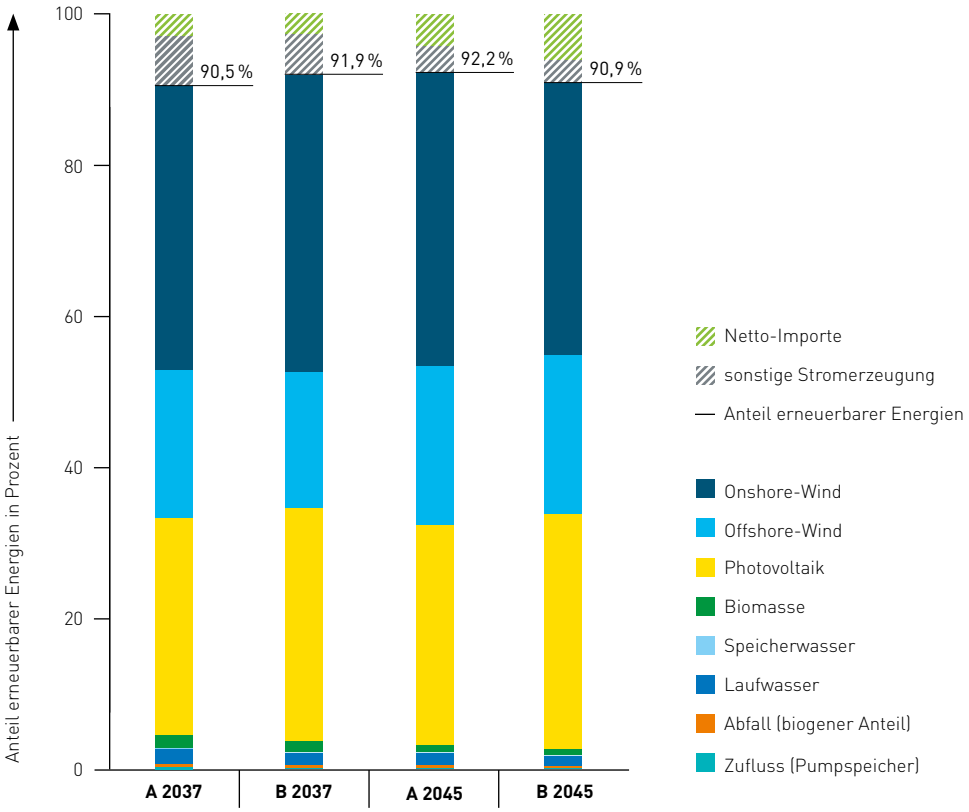
Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ist ein wichtiger Indikator für den Fortschritt der Energiewende und die Dekarbonisierung des Stromsektors. Als Maßstab und energiepolitisches Ziel ist er im EEG verankert. Dort wird ein Referenzwert von mindestens 80 % bis zum Jahr 2030 festgeschrieben (§ 1 Abs. 2 EEG).

An der im NEP etablierten Berechnungsweise zur Bestimmung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch wird festgehalten. 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 sonstige Stromerzeugung umfasst die konventionelle Stromerzeugung inklusive des Kraftwerkseigenverbrauchs und die Stromproduktion aus Wasserstoff.

Die Stromerzeugung aus Speichern ist nicht enthalten. Der Bruttostromverbrauch berechnet sich aus dem Nettostromverbrauch zuzüglich Speicherverluste, Netzverluste und Eigenbedarf der Kraftwerke (s. Kapitel 2.4.10). Es erfolgt dementsprechend keine vollständige Berücksichtigung der durch Pump- und Batteriespeicher verbrauchten und erzeugten Strommengen, sondern nur die Berücksichtigung von Speicherverlusten, um eine Doppelbilanzierung zu vermeiden.

In allen Szenarien wird ein Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von deutlich über 90 % erreicht (s. Abbildung 28). Der höchste Anteil ist in Szenariopfad A für das Jahr 2045 zu beobachten. Die zusätzliche Berücksichtigung der indirekten Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (beispielsweise über die Rückverstromung von erneuerbarem Wasserstoff) würde zu einem höheren Anteil an erneuerbaren Energien führen. Die angegebenen Werte sind daher als untere Grenze zu verstehen. Aufgrund des negativen Handelssaldos und da Stromimporte nicht angerechnet werden, können in den Szenarien jedoch auch unter Berücksichtigung der indirekten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien keine Anteile von 100 % erreicht werden.

Abbildung 28: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

CO_2-Emissionen

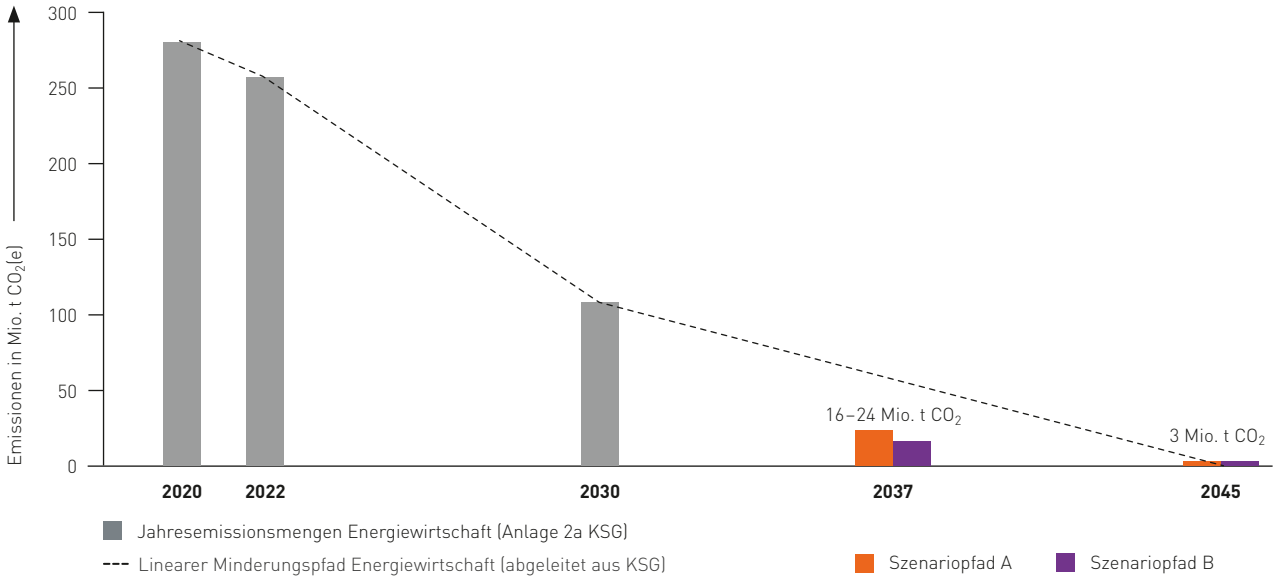
Für den Zeitraum nach 2030 sind im Klimaschutzgesetz zwar keine sektorspezifischen Jahresemissionsmengen für den Energiesektor angegeben, jedoch gilt für alle Sektoren das übergeordnete Ziel der vollständigen Dekarbonisierung bis zum Jahr 2045. Das bedeutet unter anderem, dass Kraftwerke spätestens ab 2045 ausschließlich mit erneuerbarem Wasserstoff oder anderen treibhausgasneutralen Brennstoffen betrieben oder mit Technologien zur vollständigen CO_2-Abscheidung ausgestattet sein müssen.

Für die Emissionsbilanz des deutschen Energiesektors werden in diesem Bericht sämtliche CO_2-Emissionen aus Stromerzeugungsanlagen, Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) sowie aus reinen Wärmeerzeugern in Wärmenetzen (z. B. Heizkessel) berücksichtigt. Die genehmigten Szenarien unterscheiden eindeutig zwischen Erdgas- und Wasserstoffkraftwerken, wobei angenommen wird, dass der eingesetzte Wasserstoff treibhausgasneutral ist (s. Kapitel 2.5.3). Die Jahresemissionsmengen[3] in den Szenarien als Ergebnis der Strommarktmodellierung werden in Abbildung 29 den Zielwerten des Klimaschutzgesetzes für die Energiewirtschaft gegenübergestellt.

3 Hinweis: Die Vergleichbarkeit mit den Jahresemissionsmengen des Klimaschutzgesetzes ist insofern eingeschränkt, als die dortigen Angaben zur Energiewirtschaft zusätzlich Emissionen aus Raffinerien sowie aus sonstigen Energieumwandlungsprozessen einbeziehen. Zudem werden im Klimaschutzgesetz CO_2-Äquivalente ausgewiesen, die neben CO_2 auch weitere klimawirksame Gase heranziehen. Im Rahmen der Strommarktmodellierung wird also eine abweichende Abgrenzung getroffen. Für die Zieljahre 2037 und 2045 ist davon auszugehen, dass die in der Strommarktmodellierung nicht sichtbaren Anteile an den Gesamtemissionen des Energiesektors bei voranschreitender Elektrifizierung deutlich zurückgehen werden.

Die Auswertung zeigt, dass sich der Energiesektor in Deutschland mit 16 bis 24 Mio. t CO_2 in den Szenarien A 2037 und B 2037 bereits auf einem sehr guten Weg in Richtung Klimaneutralität befindet. Die für Szenario A 2037 ausgewiesene Emissionsmenge von 24 Mio. t CO_2 stellt dabei eine Obergrenze dar, da in diesem Szenario zusätzlich von einem nicht in der Marktsimulation abgebildeten Einsatz von „Carbon Capture and Storage"-Technologien (CCS) in Kraftwerken ausgegangen wird. Die im Jahr 2045 entstehenden Restemissionen in Höhe von 3 Mio. t CO_2 sind auf die Müllverbrennung in Abfallkraftwerken zurückzuführen und gelten im Wesentlichen als unvermeidbar, da Abfall nicht durch alternative Brennstoffe ersetzt werden kann. Um dennoch vollständige Treibhausgasneutralität zu erreichen, sind Maßnahmen zum Ausgleich der verbleibenden Emissionen erforderlich. Als ergänzende Maßnahme zur Kompensation kann beispielsweise der Einsatz von Direct-Air-Capture-Technologien (DAC) in Betracht gezogen werden.

Abbildung 29: Entwicklung der CO_2-Emissionen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3 Beschreibung ausgewählter Detailergebnisse für Deutschland

In diesem Abschnitt werden bestimmte Aspekte der Marktsimulationsergebnisse im Detail analysiert, die von besonderer Bedeutung sind, um die Entwicklungen in den Jahren 2037 und 2045 zu charakterisieren und zu erklären. Dazu zählen: Ausgewählte Erzeugungs- und Verbrauchssituationen, die Volllaststunden der Erzeuger und Verbraucher, die überschüssige Erzeugung erneuerbarer Energien, der Einsatz lastnaher Reserven, das Einsatzverhalten von Flexibilitäten und die Deckung des Wärmebedarfs in Fernwärmenetzen.

3.3.1 Kennzahlen ausgewählter Situationen

Abbildung 30 zeigt Stromerzeugung und Stromverbrauch 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 in Deutschland und die Stunde mit dem höchsten Handelsaustausch. Die Stunden finden sich beim Vergleich der Szenarien in ähnlichen Zeiträumen wieder, da allen Szenarien das gleiche Wetterjahr zugrunde liegt.

Höchste Residuallast

Die Stunde der höchsten Residuallast markiert den Zeitpunkt der höchsten Differenz zwischen der gesamten Stromnachfrage und der Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik. In allen betrachteten Szenarien tritt diese Situation in den Wintermonaten Februar oder Dezember in den Abendstunden auf. Gekennzeichnet ist diese Situation stets durch eine hohe Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken sowie aus Pump- und Batteriespeichern. Gleichzeitig besteht ein negativer Handelssaldo.

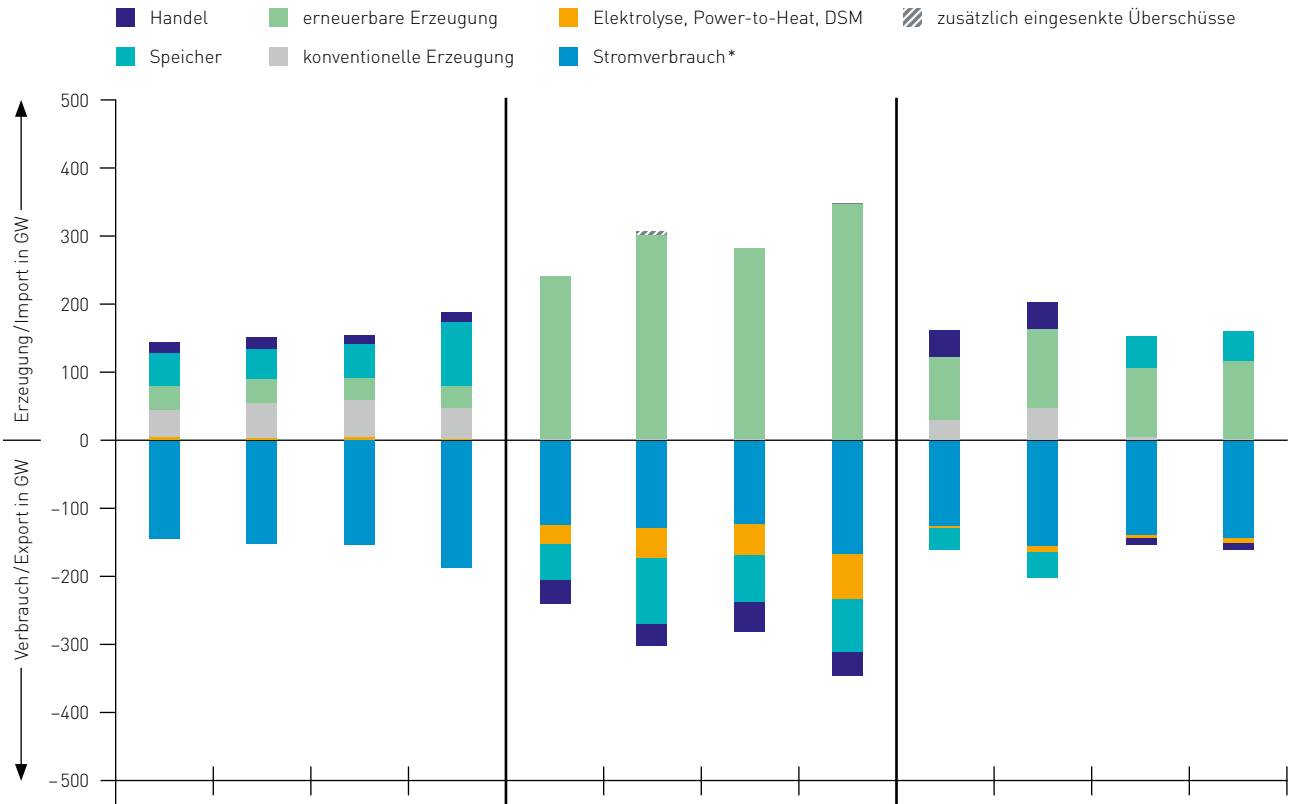
Maximale Stromerzeugung

Die Stunden mit der höchsten Stromerzeugung sind vor allem durch eine sehr hohe Einspeisung aus Photovoltaikanlagen und eine sehr hohe Einspeicherung in Batterie- und Pumpspeicher gekennzeichnet. Diese Situation tritt in allen Szenarien mittags im Mai oder Juni auf. Während die Einspeisung aus Windenergie meist auf moderatem Niveau liegt, ist die konventionelle Stromerzeugung nahezu vollständig zurückgefahren und beschränkt sich auf Abfallkraftwerke. Die Stromexporte in die Nachbarländer sind mit 31 GW bis 43 GW sehr hoch. Im Szenariopfad B zeigt sich eine marktliche Einsenkung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, was darauf hindeutet, dass auch in angrenzenden Marktgebieten vermehrt Stromüberschüsse auftreten. Der Einsatz von Speichern sowie von flexiblem Verbrauchen erreicht in diesen Stunden Spitzenwerte, da die Strompreise entsprechend günstig sind.

Höchster Handelsaustausch

Die Stunde mit dem höchsten Handelsaustausch ist diejenige, in der die Summe aller grenzüberschreitenden Stromflüsse zwischen Deutschland und den benachbarten Marktgebieten die Größte ist. Zur Berechnung der Kennzahl wird pro Grenze der Betrag des Stromhandels genommen und über alle Grenzen summiert. In allen Szenarien tritt dieses Maximum im Februar auf. Im Jahr 2037 ist die Situation durch einen hohen Nettoimport von rund 40 GW geprägt, wobei ein erheblicher Teil des importierten Stroms in Pump- oder Batteriespeicher zwischengespeichert wird. Im Jahr 2045 hingegen zeigt sich in der Stunde mit dem höchsten Handelsaustausch ein anderes Bild: Trotz eines moderaten Nettoexports von etwa 9 GW ist der gesamte Handelsaustausch weiterhin sehr hoch. Dies liegt an einem hohen Transit, bei dem über 20 GW importiert und gleichzeitig mehr als 30 GW exportiert werden.

Abbildung 30: Stromerzeugung, Stromverbrauch und Handelsaustausch in ausgewählten Situationen



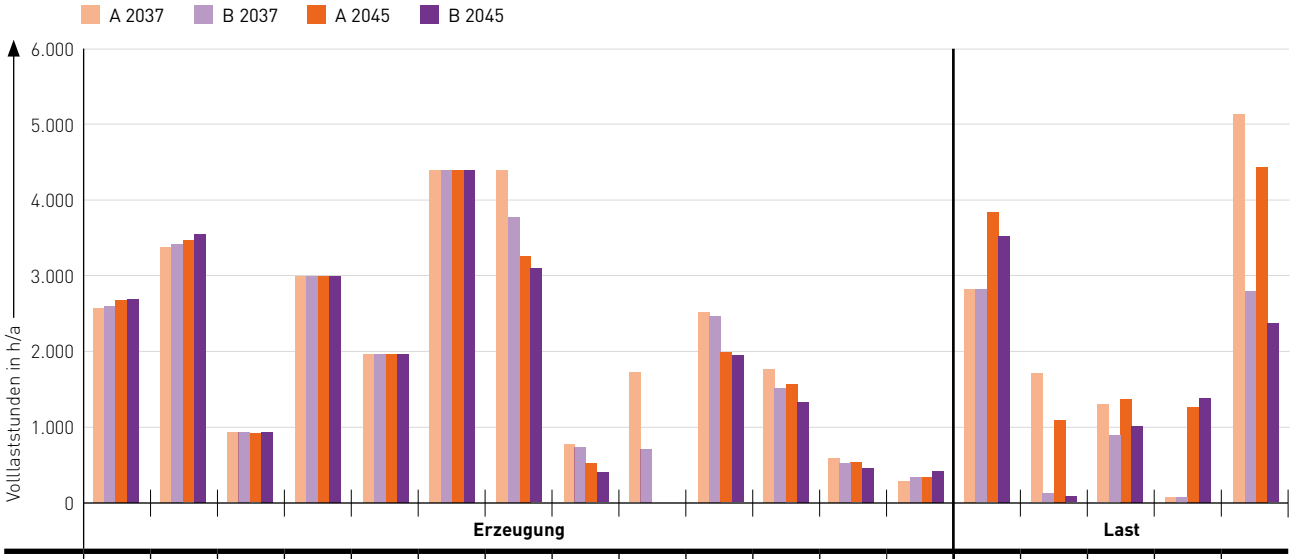
Szenario	A 2037	B 2037	A 2045	B 2045	A 2037	B 2037	A 2045	B 2045	A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
Wert in GW	112,7	120,9	123,5	155,7	239,0	300,1	279,4	344,7	40,0	39,9	52,9	52,9
Zeitpunkt	Februar, abends	Februar, abends	Dezember, abends	Dezember, abends	Mai, mittags	Mai, mittags	Mai, mittags	Juni, mittags	Februar, mittags	Februar, mittags	Februar, abends	Februar, abends

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

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3.2 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen und lastseitigen Flexibilitäten

Abbildung 31: Vergleich der gemittelten Volllaststunden



in h/a	Onshore-Wind	Offshore-Wind	Photovoltaik	Biomasse	Speicherwasser*	Laufwasser	Abfall	Wasserstoff	Erdgas	Sonstige konventionelle Erzeugung	Pumpspeicher*	Großbatteriespeicher*	Kleinbatteriespeicher*	Elektrolyse	Elektrodenheizer	DSM verschiebbar**	DSM abschaltbar	Großwärmepumpen
A 2037	2.577	3.376	924	3.000	1.965	4.400	4.399	767	1.719	2.520	1.766	595	286	2.824	1.704	1.298	74	5.132
B 2037	2.594	3.414	932	3.000	1.963	4.400	3.779	732	711	2.475	1.514	528	336	2.820	118	887	63	2.798
A 2045	2.681	3.466	912	3.000	1.962	4.400	3.259	517	0	1.992	1.562	528	337	3.834	1.090	1.375	1.263	4.440
B 2045	2.697	3.555	933	3.000	1.964	4.400	3.094	400	0	1.950	1.331	452	419	3.527	80	1.009	1.385	2.368

* Volllaststunden der Speicher beziehen sich immer auf die eingespeiste Energiemenge (Erzeugung).
** Volllaststunden von verschiebbarem DSM beziehen sich immer auf die lastseitige Energiemenge.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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 Technologien sind in Abbildung 31 dargestellt.

Erzeuger

Der Einsatz der Erdgaskraftwerke findet aufgrund des Umstiegs auf Wasserstoff bis 2045 nur noch im Zieljahr 2037 statt. Höhere Volllaststunden ergeben sich im Szenario A 2037 bei Erdgas- gegenüber Wasserstoffkraftwerken aufgrund der Modellierung von Wasserstoffkraftwerken als Spitzenlastkraftwerke. Im Szenario B 2037 werden Kraftwerke beider Energieträger als Spitzenlastkraftwerke modelliert. Die geringe Volllaststundenzahl – insbesondere in 2045 – zeigt für Spitzenlastkraftwerke typische Volllaststunden. Die Volllaststunden von Abfallkraftwerken sinken leicht von 2037 auf 2045, da in immer mehr Stunden des Jahres erneuerbare Energien die Last vollständig decken können.

Die Erzeugung durch volatile erneuerbare Energien, wie Wind und Photovoltaik, wird bei einem Erzeugungsüberschuss reduziert. Es wird von marktlicher Einsenkung gesprochen (s. Abschnitt 3.3.3). Geringe Unterschiede ergeben sich daher während der Marktsimulation durch unterschiedliche marktliche Einsenkung und auch bereits vor der Marktsimulation durch die Regionalisierung. Die Volllaststunden von Photovoltaikanlagen weisen zwischen den Szenarien nur geringe Unterschiede auf. Im Szenariopfad A ist deren marktliche Einsenkung geringfügig höher. Aufgrund von technologischem Fortschritt und einem moderneren Anlagenpark kommt es bei Onshore-Windenergieanlagen zu einer Steigerung der Volllaststunden zwischen 2037 und 2045. Die Volllaststunden von Offshore-Windenergieanlagen sind stärker als Onshore-Anlagen von gegenseitigen Verschattungseffekten geprägt. Zudem ist ein leichter Anstieg der Volllaststunden für die Offshore-Winderzeugung im Jahr 2045 und den Szenariopfad B zu verzeichnen, da neben weniger marktlicher Einsenkung auch der Zubau vor allem in windstärkeren Zonen die Volllaststunden leicht steigen lässt.

Speicher

Der Betrieb der Batteriespeicher wird stark durch das tägliche Erzeugungsmuster von Photovoltaik geprägt. Die Volllaststunden der Kleinbatteriespeicher steigen zwischen 2037 und 2045 leicht an, liegen aber in beiden Fällen unterhalb der Ausnutzung der Großbatteriespeicher. Eine weitere Kennzahl, um den Betrieb von Speichern zu charakterisieren, ist die Anzahl der jährlichen Speicherzyklen, also wie häufig ein Speicher komplett geladen und entladen wird. Kleinbatteriespeicher werden mit 115 bis 170 Zyklen pro Jahr betrieben. Großbatteriespeicher weisen zwischen 230 und 300 Zyklen pro Jahr auf. Das entspricht fast einem kompletten Speicherzyklus pro Tag. Kleinbatteriespeicher werden zu bestimmten Anteilen für die Eigenbedarfsoptimierung genutzt und stehen damit nur zu geringen Anteilen dem öffentlichen Strommarkt zur Verfügung. Dadurch wird der Betrieb geringfügig limitiert.

Speicherwasserkraftwerke weisen eine gewisse zeitliche Flexibilität bei der Stromerzeugung auf. Die Jahreserzeugung und damit die Volllaststunden sind durch die Zuflussmengen definiert. Pumpspeicherkraftwerke können durch ihre großen Speicherkapazitäten als Langzeitspeicher dienen. Die Volllaststunden liegen im Szenariopfad B leicht unter den Werten im Szenariopfad A und sinken von 2037 nach 2045 ebenfalls leicht.

Flexible Verbraucher

Die Volllaststunden von flexiblen Verbrauchern ergeben sich analog aus dem Stromverbrauch dividiert durch die installierte elektrische Leistung. Abschaltungen und Verschiebungen lastseitiger Flexibilitäten finden im lastreicheren Jahr 2045 in größerem Umfang statt als im Jahr 2037. Insbesondere abschaltbare Lasten werden szenarioübergreifend vor allem im Jahr 2045 mit je etwas über 1.000 h/a eingesetzt. Die Energiemenge der verschiebbaren Lasten ist in den Jahren 2037 und 2045 szenarioübergreifend ähnlich, doch aufgrund höherer installierter Leistung im Szenariopfad B sinken die Volllaststunden in den Szenarien B 2037 und B 2045. Die Vollaststunden von Elektrolyseuren steigen aufgrund des Zubaus erneuerbarer Energien im Jahr 2045. Die installierte Großwärmepump- und Elektrokesselleistung ist im Szenariopfad B größer als im Szenariopfad A. Trotz höherer Wärmeerzeugung sinken daher im Vergleich die Volllaststunden von Großwärmepumpen im Szenariopfad B. Elektrokessel werden im Szenariopfad B deutlich weniger eingesetzt als im Szenariopfad A, da die größere Großwärmepumpleistung häufiger zur Wärmebedarfsdeckung ausreicht.

3.3.3 Überschüssige Stromerzeugung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird als überschüssig angesehen, wenn das gesamte Angebot erneuerbarer Energien größer ist als die inländische Stromnachfrage und die verbleibende Strommenge auch nicht exportiert oder gespeichert werden kann. Es handelt sich also um einen Teil des erneuerbaren Stromerzeugungspotenzials, welcher durch den Strommarkt nicht genutzt wird. Bei dieser marktseitigen Betrachtung spielen innerdeutsche Netzrestriktionen, welche die Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien begrenzen können, keine Rolle. 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, Handelskapazitäten mit dem Ausland oder auch eine Flexibilisierung des Kraftwerksparks stets zu einer Reduzierung dieser Überschussmengen beiträgt.

Die Überschüsse der erneuerbaren Erzeugung sind in Tabelle 12 dargestellt und beziehen sich auf Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Als Bezugswert für das Erzeugungspotenzial erneuerbarer Energien wurde die erneuerbare Erzeugung plus die überschüssige Menge erneuerbarer Energien gewählt.

Zusammenfassend können über alle Szenarien zwischen 1,3 % und 2,7 % vom EE-Erzeugungspotenzial marktlich nicht integriert werden. Auch wenn in Einzelstunden hohe mögliche Einspeiseleistungen nicht genutzt werden können, so ist in vielen Einzelstunden keine marktseitige Abregelung notwendig. Im Szenario A 2045 z. B. ist in etwa 5 % der Stunden das Potenzial erneuerbarer Energien nicht vollständig nutzbar. In diesen Stunden wird im Mittel etwa 57 GW des Einspeisepotenzials erneuerbarer Energien nicht genutzt. Die im Vergleich zu A 2045 geringere Einsenkung in B 2045 kann unter anderem auf eine höhere installierte Leistung von zuschaltbaren Lasten wie Elektrolyseure zurückgeführt werden.

Tabelle 12: Überschüssige Erzeugung erneuerbare Energien je Szenario

	A 2037	B 2037	A 2045	B 2045
EE-Stromerzeugung in TWh	744,1	918,5	880,3	1057,1
Überschüssige EE-Stromerzeugung in TWh	16,4	14,0	24,3	13,5
Anteil der überschüssigen EE-Stromerzeugung am Potenzial in %	2,2	1,5	2,7	1,3

Quelle: Übertragunsgnetzbetreiber

3.3.4 Lastnahe Reserven

Lastnahe Reserven werden modellseitig eingesetzt, wenn zur Deckung der Stromnachfrage keine anderen Stromerzeuger oder Flexibilitätsoptionen mehr zur Verfügung stehen (s. Kapitel 2.5.2). Die Parametrierung von lastnahen Reserven ist in allen Marktgebieten identisch, sodass hieraus keine Anreize für zusätzliche Exporte oder Importe entstehen.

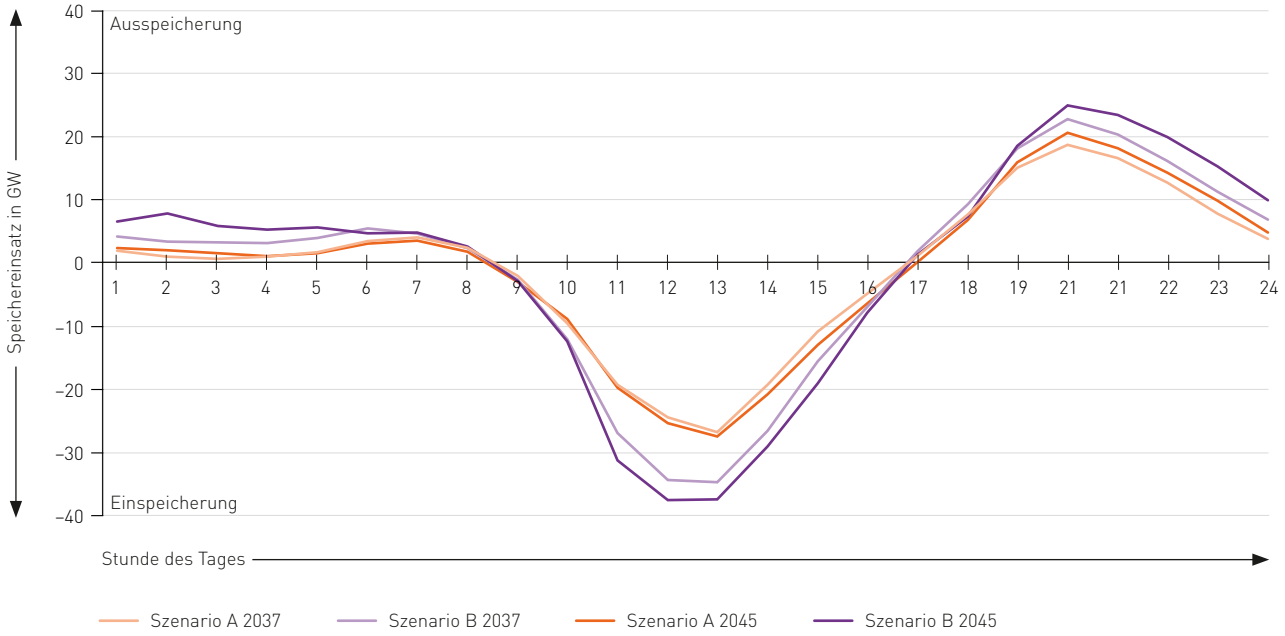
Die Ergebnisse zeigen, dass in den meisten Szenarien kein Einsatz von lastnahen Reserven in Deutschland erforderlich ist. Ein Bedarf besteht lediglich im Szenario A 2037, in dem die lastnahen Reserven mit 28,3 GWh zum Einsatz kommen. Dies bedeutet, dass im Szenario A 2037 ohne die modellierten lastnahen Reserven nicht ausreichend Erzeugungskapazität vorhanden wäre, um die Last jederzeit zu decken. Zur netzseitigen Bewältigung dieser Problematik haben die vier ÜNB daher die lastnahen Reserven modelliert. Die Berücksichtigung lastnaher Reserven dient der besonderen Anforderung an einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb gemäß § 12b Abs. 2 S. 2 EnWG.

Es handelt sich ausdrücklich nicht um ein Ergebnis einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheitsbewertung. Daher ist eine belastbare Aussage über die zusätzlich benötigte Kraftwerkskapazität nicht möglich und auch nicht Aufgabe des NEP. Analysen der Versorgungssicherheit erfolgen im Rahmen des nationalen Monitoringberichts zur Versorgungssicherheit der BNetzA nach §§ 51 Abs. 3, 63 Abs. 2 Nr. 2 EnWG und auf europäischer Ebene im Rahmen des European Resource Adequacy Assessment (ERAA).

3.3.5 Einsatz Speicher und Flexibilität in Haushalten

Speicher und marktorientierte Haushalte richten ihren Einsatz an der aktuellen Erzeugungs- und Nachfragesituation auf dem Strommarkt aus und sind eine wesentliche Quelle von Flexibilität. Marktorientierte Haushalte nutzen Wärmepumpen und das Laden von Elektroautos als flexible Verbrauchsoptionen. Als Speicher stehen dem Strommarkt Kleinbatterie-, Großbatterie- und Pumpspeicher zur Verfügung. Im Strommarktmodell werden sowohl Speicher als auch flexible Verbraucher technologieübergreifend kostenoptimiert eingesetzt.

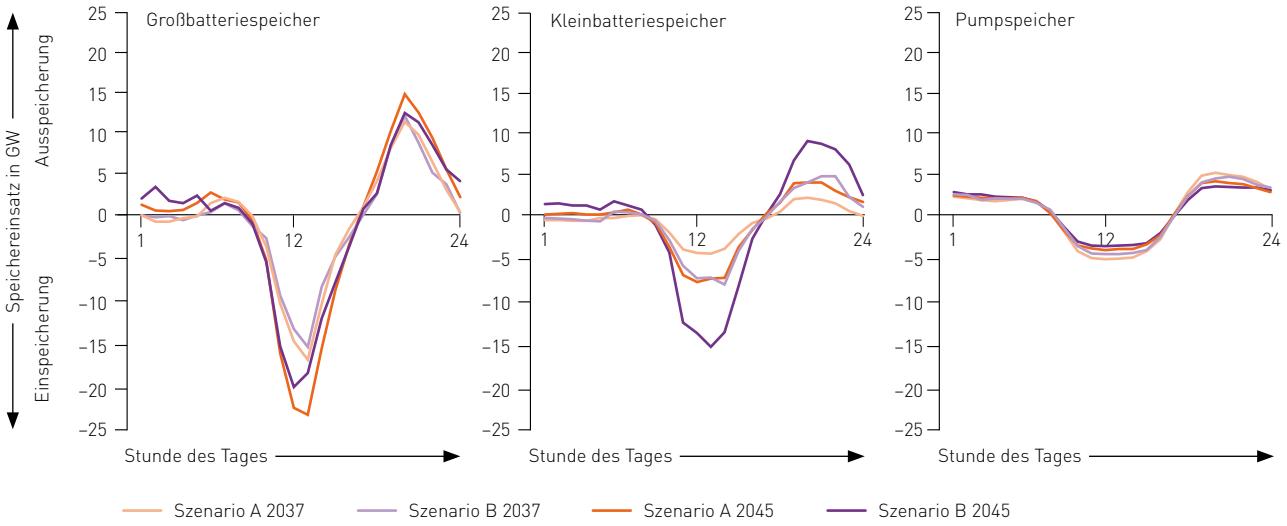
Abbildung 32: Jahresdurchschnittlicher Tagesverlauf Speichereinsatz (marktorientierte Kleinbatterie-, Großbatterie- und Pumpspeicher aggregiert)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In allen Szenarien zeigt sich ein deutliches tageszeitliches Einsatzmuster der Speicher. Kleinbatterie-, Großbatterie- und Pumpspeicher speichern gemeinsam im jahresdurchschnittlichen Tagesverlauf bis zu 38 GW ein und speichern bis zu 25 GW aus (s. Abbildung 32). Beide Werte entsprechen dem Szenario B 2045. Die Einspeicherung erfolgt typischerweise in den Mittagsstunden, um von den durch die PV-Erzeugung gesenkten Strompreisen zu profitieren. Die Ausspeicherung findet vor allem in den Abend- und Nachtstunden statt, wenn wenig oder keine PV-Erzeugung erfolgt und die Nachfrage hoch ist. Aufgrund der höheren installierten Leistungen überwiegt der Einsatz der Klein- und Großbatteriespeicher gegenüber Pumpspeicherkraftwerken (s. Abbildung 33). Da Pumpspeicherkraftwerke im Vergleich zu Batterien ein geringeres Verhältnis von Leistung zu Speichervolumen aufweisen, erfolgt das Laden mittags über einen längeren Zeitraum, während die Entladung abends sowie nachts ebenfalls länger andauert. Mit der steigenden Kapazität von Kleinbatteriespeichern und der konstanten Kapazität von Großbatteriespeichern geht der Einsatz von Großbatteriespeichern vom Szenario B 2037 zum Szenario B 2045 zurück.

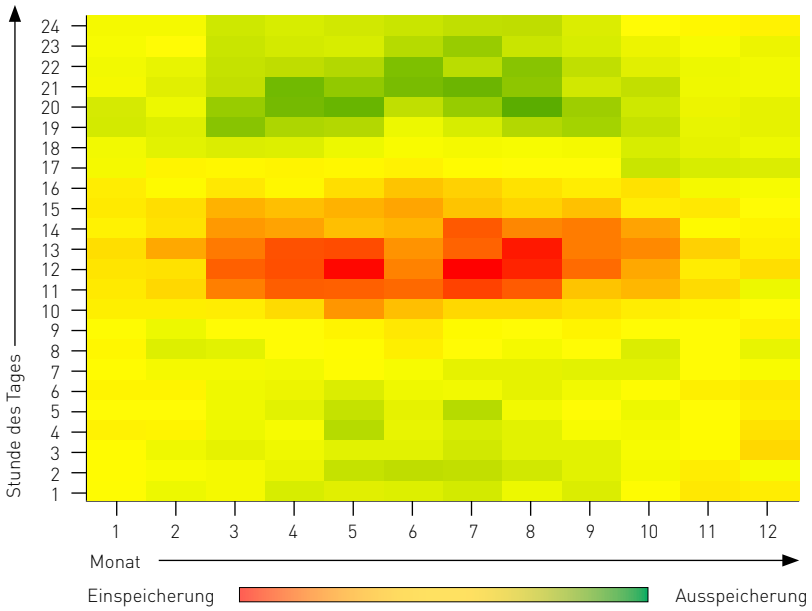
Abbildung 33: Jahresdurchschnittlicher Tagesverlauf Speichereinsatz



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Bei der Betrachtung einzelner Stunden treten teilweise deutlich höhere Werte für die Ein- und Ausspeicherung auf, als dies im jahresdurchschnittlichen Tagesverlauf der Fall ist. Wie in Abbildung 34 zu sehen ist, kommt es vor allem dann zu deutlich höheren Leistungen, wenn im Sommerhalbjahr größere Überschüsse erneuerbarer Energien auftreten, wohingegen in den Herbst- und Wintermonaten die Leistungswerte eher unter denen des jahresdurchschnittlichen Tagesverlaufs liegen.

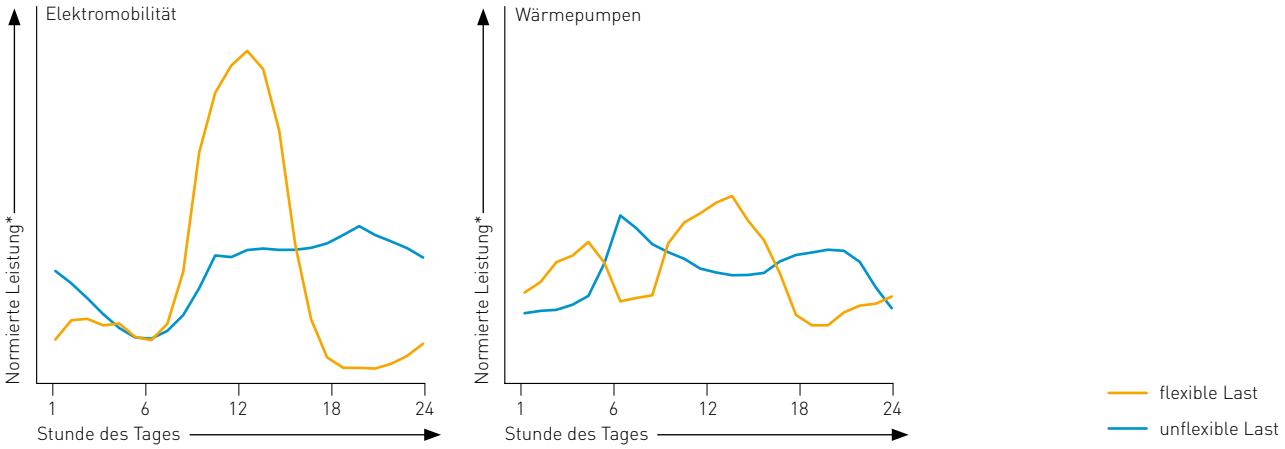
Abbildung 34: Einsatzmuster von Großbatteriespeichern nach Tageszeit und Monat in B 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Flexibilitäten in marktorientierten Haushalten zeigen ein deutliches Lastverschiebungsverhalten (s. Abbildung 35). Wärmepumpen und Elektroautos in marktorientierten Haushalten verlagern ihren Stromverbrauch systematisch im Vergleich zu nicht-marktorientierten Haushalten. Bei der Elektromobilität wird der Ladevorgang verstärkt in die Mittagsstunden verschoben. Dies wird unter anderem durch eine Verlagerung der Ladevorgänge vom Werktag ins Wochenende ermöglicht, wenn Fahrzeuge häufiger angeschlossen sind und die Strompreise niedriger sind (s. Abbildung 36). Wärmepumpen zeigen ebenfalls ein deutlich verändertes Lastprofil: Die typischen Verbrauchsspitzen am Morgen und Abend werden bei flexibler Steuerung in die Nacht- und Mittagsstunden verschoben.

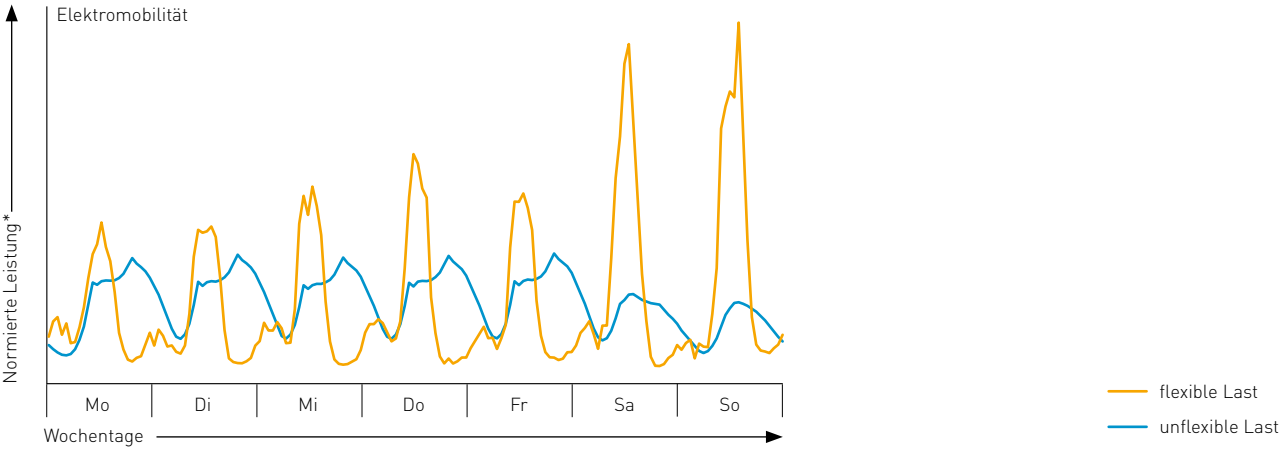
Abbildung 35: Normierter jahresdurchschnittlicher Tagesverlauf von flexiblen und unflexiblen Lasten im Szenario B 2045



* Die Energiemenge für jede Kurve wurde auf eins normiert, um die Profile vergleichbar zu machen. Daher ist die normierte Leistung eine dimensionslose Größe.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 36: Normierter jahresdurchschnittlicher Wochenverlauf von E-PKW-Ladevorgängen in B 2045

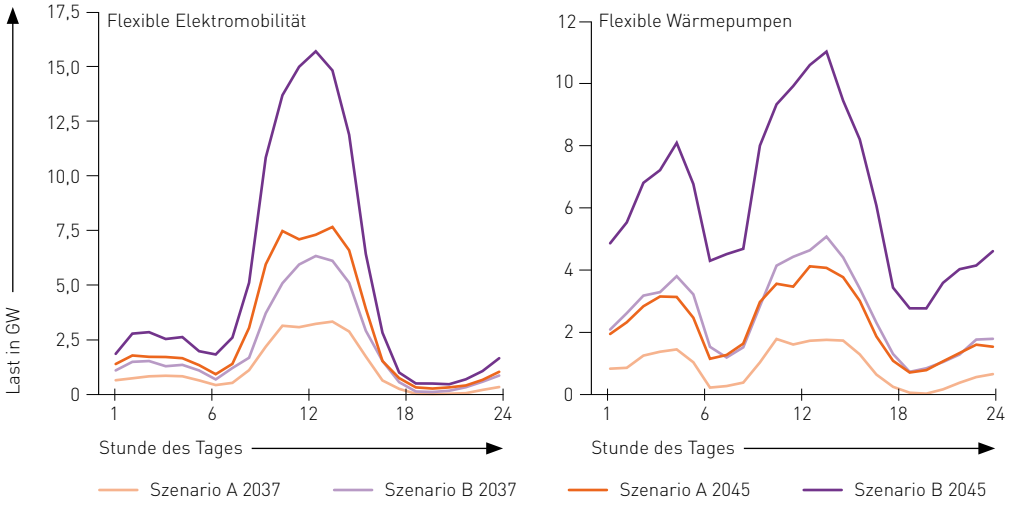


* Die Energiemenge für jede Kurve wurde auf eins normiert, um die Profile vergleichbar zu machen. Daher ist die normierte Leistung eine dimensionslose Größe.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Last durch flexible Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen oder Wärmepumpen erreicht im jahresdurchschnittlichen Tagesverlauf bis zu 16 GW bzw. 11 GW (s. Abbildung 37). Die Last von flexiblen Wärmepumpen ist im Winter erwartungsgemäß deutlich höher als im Sommer und erreicht ein Maximum von 51 GW im Szenario B 2045.

Abbildung 37: Jahresdurchschnittlicher Tagesverlauf von flexiblen E-PKW-Ladevorgängen und Einsatz flexibler Wärmepumpen



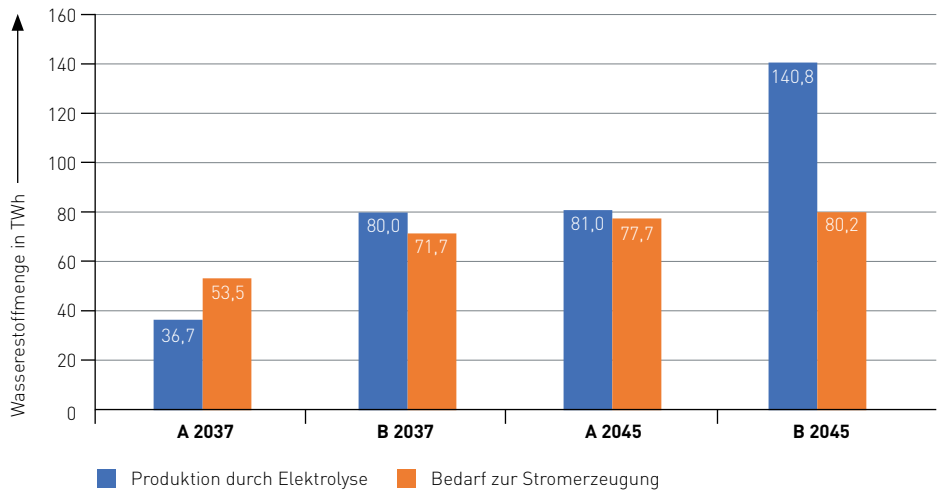
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3.6 Wasserstoff und Elektrolyseure

Der Wasserstoffsektor ist über Elektrolyseure und Wasserstoffkraftwerke unmittelbar mit dem Stromsektor gekoppelt. Elektrolyseure produzieren Wasserstoff im Modell dann, wenn der Großhandelsstrompreis eine wirtschaftliche Erzeugung erlaubt. Der aus der Elektrolyse resultierende Jahresstromverbrauch und somit auch die Wasserstoffproduktion variieren je nach Szenario erheblich (s. Abbildung 21). Wasserstoffkraftwerke kommen häufig zum Einsatz, wenn erneuerbare Energien und Speicher die Nachfrage nicht vollständig decken können und keine günstigeren Stromimporte aus dem Ausland zur Verfügung stehen.

Die jährlich erzeugte Wasserstoffmenge je Szenario ergibt sich im Rahmen der Marktsimulation bei einem angenommenen Wirkungsgrad von 70 % aus dem Stromverbrauch der Elektrolyseure (s. Abbildung 38). Dargestellt sind jeweils die Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse und der Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung. Im Szenario B 2045 übersteigt die Wasserstoffproduktion deutlich den Bedarf des Stromsektors. In den übrigen Szenarien zeigt sich entweder ein Defizit oder eine nahezu ausgeglichene Bilanz. Neben dem Sektor Strom wird auch in den Sektoren Industrie, Wärme und Verkehr Wasserstoff benötigt. Unter Berücksichtigung der Ankerpunkte der Systementwicklungsstrategie 2024 des BMWK, die zur Orientierung eine Wasserstoffnachfrage zwischen 360 und 500 TWh über alle Sektoren im Zieljahr 2045 angibt, ist in allen Szenarien davon auszugehen, dass Wasserstoffimporte notwendig sind.

Abbildung 38: Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung

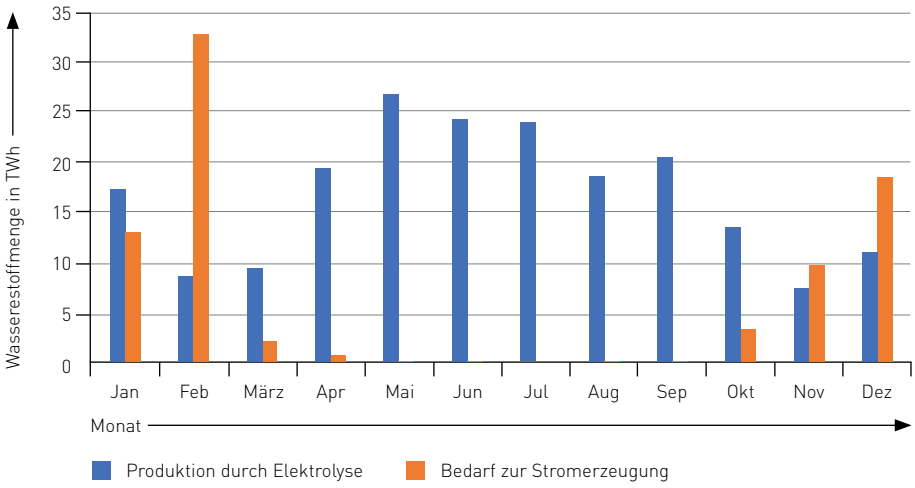


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der strompreisorientierte Betrieb der Elektrolyseure führt zu einer ausgeprägten Saisonalität (s. Abbildung 39). Die höchsten Produktionsmengen fallen in das Sommerhalbjahr zwischen April und September. Zusätzlich ermöglichen windreiche Phasen im Januar einen wirtschaftlichen Betrieb. Der Einsatz folgt dabei dem Erzeugungsmuster der Photovoltaikanlagen. Elektrolyseure laufen daher bevorzugt in den Mittagsstunden, da in diesen die Strompreise meist niedrig sind (s. Abbildung 40).

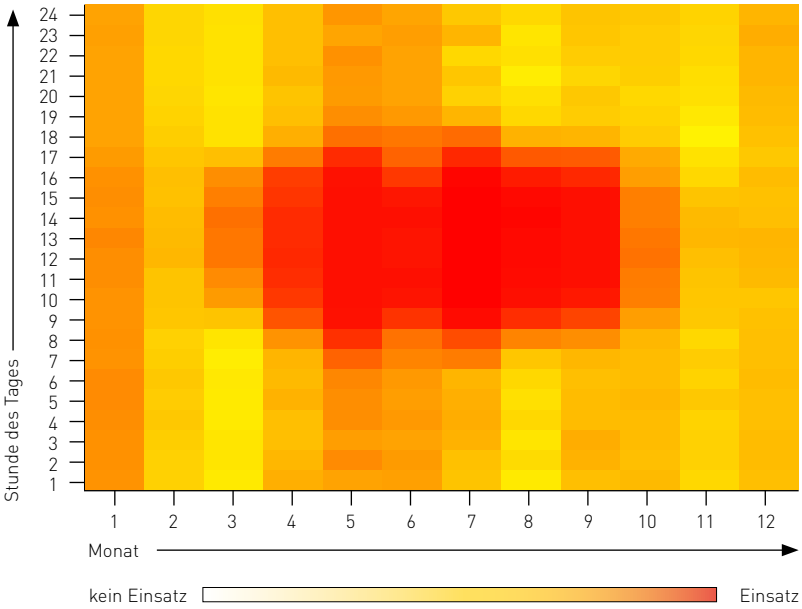
Die Stromerzeugung aus Wasserstoff zeigt einen gegenläufigen saisonalen Verlauf: Während im Sommer kaum Bedarf an Wasserstoff besteht, steigt er im Winter deutlich an. Dies ist auf eine geringere Erzeugung aus erneuerbaren Energien zurückzuführen. In dieser Zeit wird auf im Sommer produzierten und gespeicherten Wasserstoff oder auf Importe zurückgegriffen.

Abbildung 39: Monatliche Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse und Wasserstoffbedarf zur Stromerzeugung in B 2045



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Abbildung 40: Einsatzmuster Elektrolyseure nach Tageszeit und Monat in B 2045

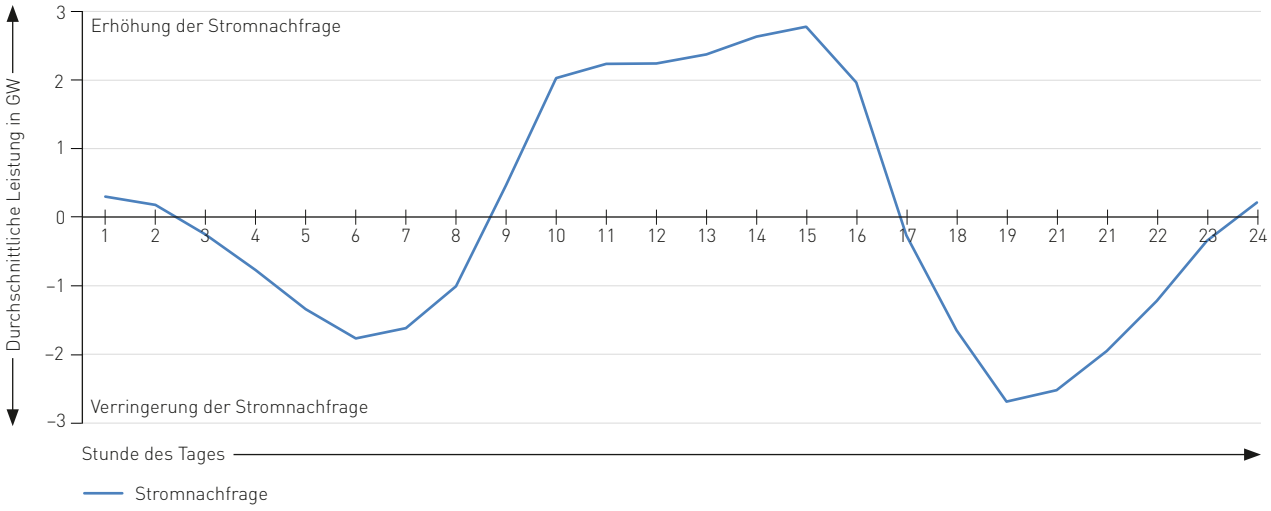


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3.3.7 Flexibilität in Industrie und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Eine weitere Flexibilisierung des Stromverbrauchs in der Industrie und dem GHD-Sektor wird über sogenanntes DSM abgebildet. Darunter fallen Lasten, die ihren Bedarf an den Strompreis anpassen können, die Last also entweder verschieben oder abschalten. Verschiebungen finden in der Regel innerhalb eines Tages statt. Abbildung 41 illustriert die tagesdurchschnittliche DSM-Verschiebezeitreihe.

Abbildung 41: Durchschnittlicher Tagesverlauf verschiebbarer DSM-Anlagen in B 2045



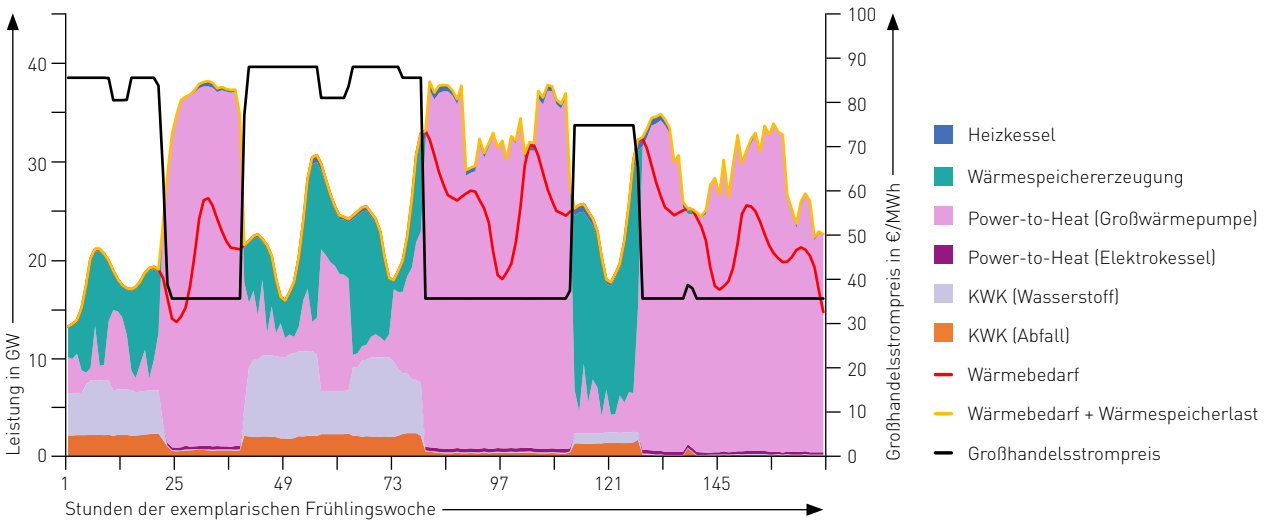
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Typischerweise wird die Last in den Morgen- und besonders in den Abendstunden eingesenkt. Diese Last wird in den Zeitraum um die Mittagszeit, zwischen 9 und 16 Uhr, verschoben. Die Ergebnisse der Marktsimulation zeigen, dass verschiebbare Lasten einen Beitrag zur Flexibilisierung leisten. In den betrachteten Szenarien wird beispielsweise eine Energiemenge in Höhe von etwa 5,1 TWh im Szenario B 2037 und 8,2 TWh im Szenario B 2045 verschoben. Die abschaltbaren Lasten leisten ebenfalls einen Beitrag zur Flexibilisierung, sodass der Gesamtstromverbrauch im Szenario A 2045 um etwa 2,3 TWh und im Szenario B 2045 um 2,9 TWh reduziert wird.

3.3.8 Wärmebedarfsdeckung in Fernwärmenetzen

Der in Kapitel 2.4.7 ermittelte, in der Marktsimulation zu deckende Wärmebedarf über alle Fernwärmenetze ist in Abbildung 42 als rote Linie exemplarisch für eine Woche im Frühling dargestellt. Der zu deckende Wärmebedarf beschreibt den Teil der Wärmeversorgung in Fernwärmenetzen, welcher mit dem Stromversorgungssystem in Wechselwirkung steht. Darüber hinaus werden in Abbildung 42 die Erzeugungszeitreihen der für diese Betrachtung relevanten Technologien und der Großhandelsstrompreis abgebildet. Letzterer beeinflusst den Einsatz der Technologien maßgeblich.

Abbildung 42: Wärmebedarf und -bereitstellung in Fernwärmenetzen – exemplarische Woche im Frühling in B 2045

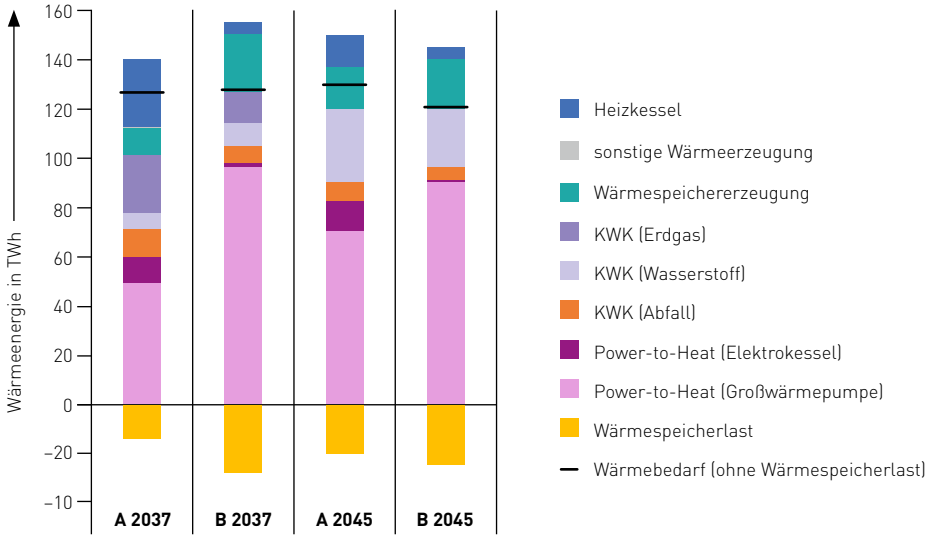


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Großwärmepumpen dominieren die Wärmebereitstellung in der exemplarischen Frühlingswoche, da sie die kosteneffizienteste Wärmequelle darstellen. Mit einer angenommenen Jahresarbeitszahl von 3 MWh_{th}/MWh_{el} liegen die Kosten des Großwärmepumpeneinsatzes bei einem Drittel des jeweils aktuellen Strompreises. Obwohl Elektrokessel im Szenario B 2045 eine ähnlich hohe installierte elektrische Gesamtleistung im Vergleich zu Großwärmepumpen aufweisen, stellen Elektrokessel mit einer Jahresarbeitszahl von 1 MWh_{th}/MWh_{el} entsprechend weniger Wärme bereit. Mit einer zyklischen Effizienz von 90 % lassen sich Wärmespeicher in Stunden mit niedrigen Großhandelsstrompreisen befüllen und in Stunden hoher Großhandelsstrompreise leeren. Diese Dynamik lässt sich über die gesamte exemplarische Woche hinweg beobachten: Während Wärmespeicher im Laufe des ersten Tages, an dem Großhandelsstrompreise fast 90 EUR/MWh erreichen, Wärme abgeben, nehmen sie in der ersten Hälfte des zweiten Tages hauptsächlich Wärme aus Großwärmepumpen zu einem Preis von ca. 12 EUR/MWh_{th} auf.

Bei hohen Großhandelsstrompreisen werden Power-to-Heat-Technologien zunehmend unattraktiver. Die Bereitstellung von Wärme durch KWK-Anlagen steigt, wie beispielsweise im Bereich der Stunden 50–70 zu sehen ist, da diese nicht auf Strom, sondern auf andere Energieträger zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung zurückgreifen. KWK-Anlagen tragen hauptsächlich außerhalb der Sommermonate zur Wärmeversorgung bei, da es in diesen zu höheren Strompreisen kommt. Heizkessel (reine Heizwerke ohne KWK) sind in der exemplarischen Woche kaum relevant. Diese tragen in der Regel nur dann zur Wärmeversorgung bei, wenn der Wärmebedarf besonders hoch ist.

Abbildung 43: Wärmebereitstellung in Fernwärmenetzen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Auch bei der Betrachtung der Jahresenergiemengen der Wärmeversorgung in Abbildung 43 zeigt sich, dass Großwärmepumpen als kosteneffizienteste Technologie dominieren.

Weiterführende Dokumente und Links

- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024). Systementwicklungsstrategie 2024. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Klimaschutz/2024-systementwicklungsstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=10 (Zuletzt abgerufen am: 05.12.2025)