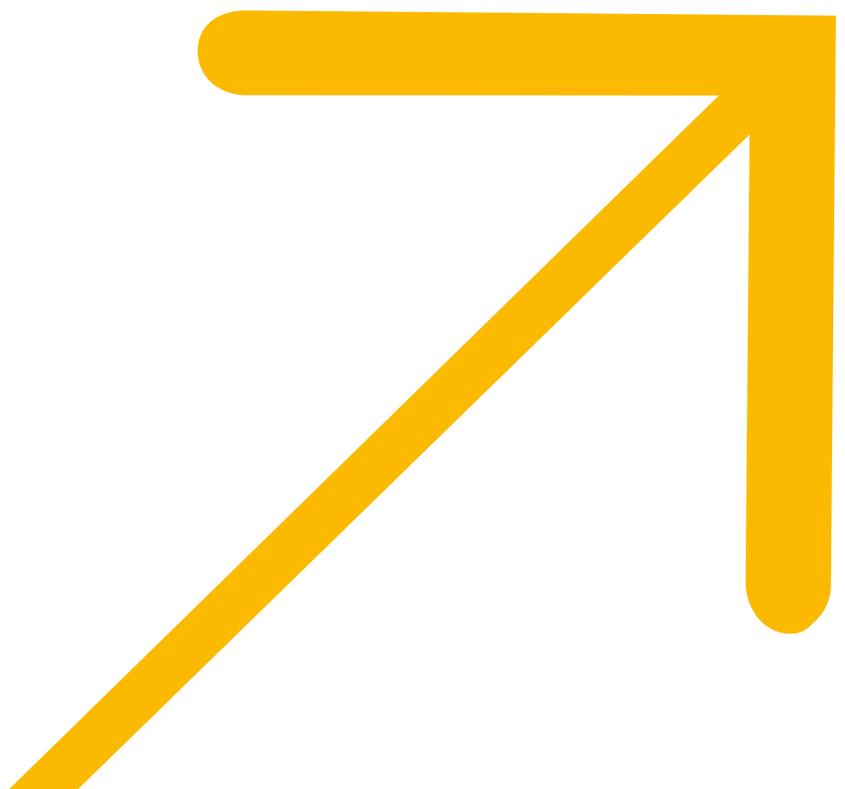


4 MARKTSIMULATION



4 MARKTSIMULATION

Zusammenfassung

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem Szenariorahmen (siehe Kapitel 2) erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens eine Simulation des zukünftigen Strommarktes, die sogenannte Marktsimulation. Die Szenarien zeigen die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen auf, nicht aber, wann und wie viel die entsprechenden Kraftwerke und erneuerbaren Energien einspeisen. Das Ziel der Marktsimulation ist es daher, die regionalen Einspeise- und Verbrauchssituationen bei minimalen Erzeugungskosten zu prognostizieren. Hierbei ist eine Vielzahl an technologischen, rechtlichen und ökologischen Randbedingungen einzuhalten. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Kraftwerkseinsatz, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung sowie der grenzüberschreitende Energieaustausch für jedes Marktgebiet. Diese sind neben der regional und zeitlich aufgelösten Einspeisung aus erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage die Eingangsgrößen für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz (siehe Kapitel 5).

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulationen zum Netzentwicklungsplan 2030 (2019) sind:

- Die Marktsimulationen zum Netzentwicklungsplan 2030 (2019) verdeutlichen, wie weit die Transformation des Energiesektors in Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien bereits fortgeschritten ist.
- Es ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Zeithorizonten und Szenarien zu beobachten: Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland, Erzeugungsdefizit in Süddeutschland. Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in Süd- und Westdeutschland aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Nord- und ostdeutsche Bundesländer erzielen dagegen Erzeugungsüberschüsse. Sie können mehr als das Doppelte ihrer jährlichen Nachfrage decken.
- Die Bedeutung erneuerbarer Energien nimmt weiter zu: Wind (on- und offshore) ist der Energieträger mit dem größten Anteil am Energiemix in allen Szenarien. Mit 55 % in 2025 bis 70 % in 2035 weist Deutschland in allen Szenarien im europäischen Vergleich einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf. Das im Koalitionsvertrag formulierte Ziel eines Anteils erneuerbare Energien von 65 % am Bruttostromverbrauch wird in allen Szenarien für 2030 erreicht – und mit rund 67–68 % sogar leicht übertroffen.
- Die steigende Flexibilisierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Anwendungen auf der Nachfrageseite fördern die Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dennoch kommt es vermehrt zur marktseitigen Einsenkung von Stromerzeugung aus erneuerbare Energien, welche nicht integriert werden kann.
- In allen Szenarien wird die Bedeutung Deutschlands als Bindeglied im europäischen Binnenmarkt deutlich. Die zahlreichen Stunden mit einem Überschuss an erneuerbaren Stromerzeugung führen zu einem deutlichen Nettoexport Deutschlands in allen Szenarien. In den Szenarien für 2030 beträgt dieser zwischen 44,6 und 75,7 TWh. Im Vergleich zur innerdeutschen Übertragungsmenge sind die Transite durch Deutschland sehr viel kleiner und bleiben insgesamt in der gleichen Größenordnung wie im Netzentwicklungsplan 2030 (2017).
- Die Volllaststunden der thermischen Erzeugungstechnologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere bei den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Erdgas. Gründe für die Unterschiede sind u. a. die vollständige Flexibilisierung der thermischen Erzeugungsanlagen in Szenario C 2030 sowie die höheren CO₂-Preise in A 2030 und B 2035.
- Eine zusätzliche Erhöhung des CO₂-Preises in Deutschland zur Erreichung der im Szenariorahmen festgelegten Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien A 2030 und B 2035 notwendig. In den übrigen Szenarien wird die Emissionsobergrenze in der Marktsimulation ohne weitere Aufschläge auf den europäischen CO₂-Preis eingehalten.
- Aufgrund der Nichtberücksichtigung von Sonderfällen in den Marktsimulationen, wie z. B. systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich, kritische Wettersituationen oder Gasknappheit, ist der Netzausbau nicht auf extreme, außerplanmäßige Eventualitäten ausgelegt, sondern auf statistisch erwartbare Bedingungen.



4.1 Modellierung des Energiemarktes und grundsätzliche Einordnung der Ergebnisse

Das Optimierungsverfahren

Die Eingangsdaten zur Modellierung der Erzeugung, des Handels und der Nachfrage elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem fließen wie auch beim Netzentwicklungsplan (NEP) 2030 (2017) in ein von Pöyry Management Consulting entwickeltes Elektrizitätsmarktmodell ein. Die Marktsimulation zum NEP 2030 (2019) wurde von den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) selbstständig durchgeführt. Abbildung 33 gibt einen Überblick über die Komponenten des Modells.

Das Marktmodell simuliert die Erzeugung elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem. Zielvorgabe der Modellierung ist eine ökonomische Optimierung, also die Erzeugung von Strom zu möglichst geringen Kosten. Damit bildet die Modellierung die gegenwärtige Ausgestaltung des Strommarktes („Energy-only-Markt“) ab.

Marktsimulation

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

Der Kraftwerkseinsatz von einzelnen konventionellen Erzeugungsanlagen ergänzt die vorrangige Einspeisung von erneuerbaren Energien (EE) und basiert auf den variablen Kosten der Stromerzeugung. Diese variablen Kosten setzen sich aus Brennstoff-, Transport-, CO₂- sowie weiteren operativen Kosten zusammen und berücksichtigen dabei den betriebszustandsabhängigen Wirkungsgrad (Teillast- oder Volllastbetrieb) jedes Kraftwerks.

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

- Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, insbesondere Windkraft- und Photovoltaikanlagen, produzieren in erster Linie in Einklang mit den vorgegebenen Einspeiseprofilen und sind in der Modellierung mit privilegiertem Einspeisevorrang vorgesehen. Eine Einschränkung dieser dargebotsabhängigen Erzeugung ist nur erlaubt, wenn eine vollständige Integration aus marktmodelltechnischer Sicht als Resultat von Angebot, Nachfrage und Handelsaustausch mit dem Ausland nicht möglich ist. Beispiel hierfür sind Situationen sehr hoher erneuerbarer Einspeisung bei gleichzeitig geringer inländischer Stromnachfrage und bereits vollständig ausgeschöpften Exportmöglichkeiten in das Ausland.
- Konventionelle Kraftwerke unterliegen kraftwerkstypischen Dynamiken wie Anfahr- und Abfahrvorgängen, minimalen Mindesteinsatz- und Stillstandzeiten, Mindestleistungen oder Instandhaltungszeiten. Darüber hinaus werden die Anfahrtskosten eines Kraftwerksblocks und Wirkungsgradverluste bei Teillast in der Optimierung berücksichtigt.
- Kraftwerke mit einer Must-Run-Vorgabe werden unter Berücksichtigung eines vorgegebenen Mindesteinspeisebedarfs betrieben, der in Abhängigkeit der zusätzlichen Versorgungsaufgabe (Nah- und Fernwärmebereitstellung oder industrielle Prozesswärme) in jeder Stunde variieren kann. (siehe Kapitel 2)
- Die Einspeisung aus Pump- bzw. Speicherwasserkraftwerken ist von den jeweiligen Zuflussmengen und Speicherfüllständen abhängig.

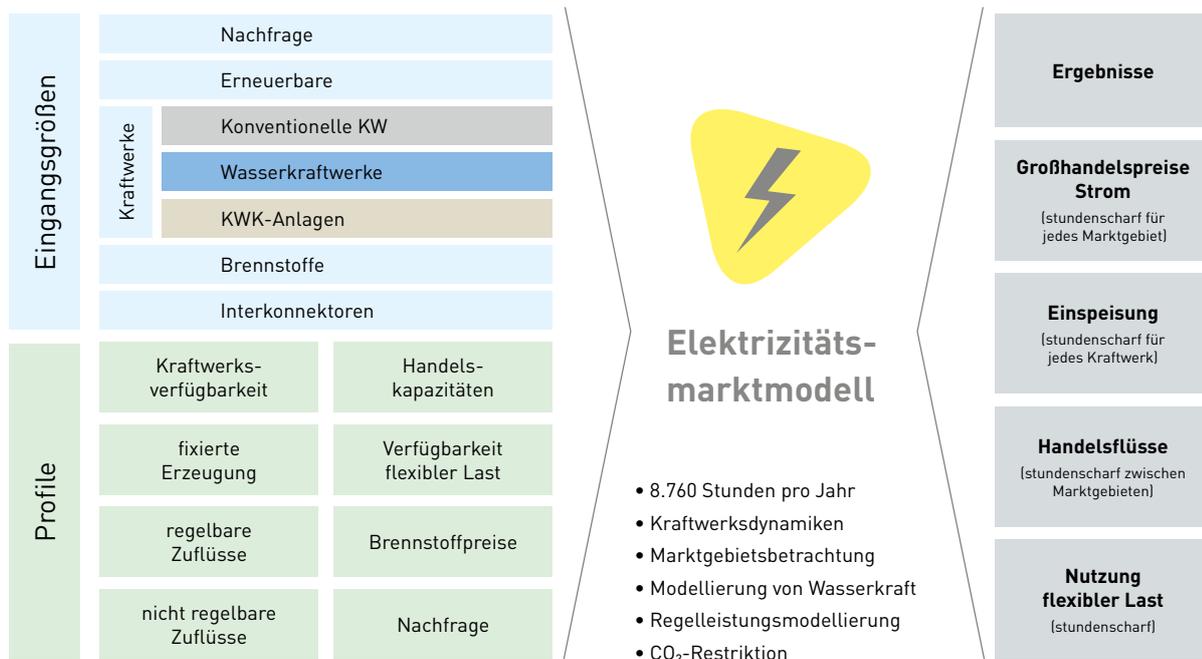
Die vorrangige Einspeisung der aus erneuerbaren Quellen gewonnenen Energien wird dadurch abgebildet, dass sie in der Merit-Order aufgrund der sehr geringen variablen Kosten an erster Stelle stehen und somit vorrangig zu allen anderen Kraftwerken mit höheren variablen Kosten eingesetzt werden. Der Kraftwerkseinsatz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



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

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

Abbildung 33: Überblick über das Elektrizitätsmarktmodell



Quelle: Pöry Management Consulting / Übertragungsnetzbetreiber

Einhaltung von nationalen CO₂-Emissionsvorgaben

Wie in Kapitel 2.3 dargestellt sind durch die Genehmigung zum Szenariorahmen 2030 (2019) verbindliche Grenzen für die nationalen CO₂-Emissionen von Kraftwerken vorgegeben. Bei der Bestimmung in den jeweiligen Szenarien werden dabei die CO₂-Emissionen des gesamten Kraftwerksparks in Deutschland betrachtet. Dies erfolgt unabhängig davon, ob diese Emissionen für die Strom- oder Wärmeerzeugung anfallen. Für den Fall, dass die mithilfe des Marktmodells ermittelten Gesamtemissionen der Kraftwerke oberhalb des jeweiligen CO₂-Grenzwerts liegen, wird eine modelltechnische Nebenbedingung eingesetzt, welche die CO₂-Emissionen in Deutschland begrenzt. Diese Nebenbedingung führt in den Analysen des aktuellen NEP 2030 (2019), wie auch im vorangegangenen NEP 2030 (2017) zu einem, im Vergleich zum Rest Europas, erhöhten CO₂-Zertifikatspreis in Deutschland. Im NEP 2030 (2019) sind davon die Szenarien A 2030 sowie B 2035 betroffen. Hierdurch wird die CO₂-emittierende Stromproduktion deutscher Kraftwerke modelltechnisch verteuert und somit Produktion ins Ausland verlagert. In den Szenarien B 2025, B 2030 und C 2030 liegen die Gesamtemissionen des Kraftwerksparks bereits ohne Nebenbedingung unterhalb der jeweiligen Grenzwerte.

Methodische Neuerungen und Weiterentwicklungen gegenüber dem Netzentwicklungsplan 2030 (2017)

Das auch im NEP 2030 (2017) eingesetzte Marktmodell konnte für den aktuellen NEP 2030 (2019) weiterentwickelt werden. Hierunter fällt u. a. eine detaillierte Abbildung von nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen (Power-to-Gas – PtG, Power-to-Heat – PtH) sowie die Berücksichtigung einer lastflussbasierten Allokation von Handelskapazitäten (Flow-Based Market Coupling – FBMC) für Deutschland und die benachbarten Marktgebiete (siehe ausführliche methodische Beschreibung in Kapitel 2.7), welche durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) in der Genehmigung des Szenariorahmens vorgegeben wurde.



Auswirkungen des Einsatzes von Flow-Based Market Coupling

Bei einer NTC-Modellierung (Net Transfer Capacities) sind bilaterale Handelsaustauschmöglichkeiten zwischen Marktgebieten voneinander entkoppelt. So wird beispielsweise die maximale Handelskapazität von Deutschland nach Frankreich als stets verfügbar und unabhängig von anderen Handelsaustauschen – beispielsweise zwischen Deutschland und der Schweiz – modelliert. Das den ÜNB in der Szenariorahmengenenehmigung vorgegebene FBMC ermöglicht nun aber die (in Realität auftretenden) Ringflüsse auf den Kuppelleitungen zu berücksichtigen. Um im zuvor genannten Beispiel zu bleiben, bedingt ein Handelsaustausch von Deutschland in die Schweiz auch einen Fluss über die Grenzen von Deutschland nach Frankreich und weiter von Frankreich in die Schweiz. Da also bereits ein Teilfluss des Handels von Deutschland in die Schweiz über die deutsch-französische Grenze fließt, steht zeitgleich nicht die maximale Handelskapazität zwischen Deutschland und Frankreich für weiteren Handel zur Verfügung. Gleiches gilt auch im umgekehrten Fall eines Handels von der Schweiz nach Deutschland. Dieses Prinzip betrifft alle Grenzen der Marktgebiete, deren Austausch über FBMC-Methodik miteinander modelliert werden – allerdings sind die Auswirkungen mit zunehmenden („elektrischem“) Abstand der Marktgebiete voneinander geringer. Dies hat folgende Auswirkungen:

- **Gesteigerter bilateraler Handel:** Der oben beschriebene Zusammenhang kann nun in der Strommarktsimulation genutzt werden, um den bilateralen Handel zu erhöhen. So ist beispielsweise ein höherer Export von Deutschland in die Schweiz möglich, wenn gleichzeitig in der Gegenrichtung von Frankreich nach Deutschland exportiert wird. Die unterschiedlichen Handelsrichtungen (nach Süden in die Schweiz und nach Norden aus Frankreich) sorgen tendenziell für geringere Belastungen auf den Kuppelleitungen als wenn Frankreich und die Schweiz gleichzeitig aus Deutschland importieren würden. Ein zielgerichteter Handel an der einen Grenze kann somit beim FBMC die Handelsmöglichkeiten an einer anderen Grenze erhöhen, wodurch bei sonst gleichen Randbedingungen gegenüber dem bisherigen NTC-Ansatz höhere bilaterale Handelsaustausche möglich sind.
- **Zeitgleiche Handelskapazität:** Aus den gesteigerten bilateralen Handelsmöglichkeiten folgt kein Anstieg der gesamten Import- bzw. Exportkapazität eines Marktgebiets. Aus obigem Beispiel wird klar, dass Deutschland nicht zeitgleich maximal mit Frankreich und der Schweiz handeln kann, da ein Handelsaustausch die jeweils andere Handelsmöglichkeit reduziert. So ist der maximale Import bzw. Export aus einem Marktgebiet nicht notwendigerweise größer als im bisherigen NTC-Ansatz. Für Deutschland zeigt sich im aktuellen NEP gegenüber einer NTC-Modellierung sogar eine leichte Verringerung der maximalen, zeitgleichen Ex- und Importe durch den FBMC-Ansatz.
- **Counter-Intuitive Flows:** Ein weiterer Effekt dieser Abhängigkeiten zwischen Handelsaustauschen sind sogenannte „nicht-intuitive“ Handelsflüsse (engl. „counter-intuitive flows“). Hierbei handelt es sich um Handel, der den Anschein hat gegen ökonomische Grundsätze zu verstoßen und dessen Hintergrund sich erst bei genauerer Betrachtung erschließt. Ein solches Verhalten kann stattfinden, um gezielt einzelne bilaterale Handelskapazitäten zu erhöhen und dadurch weiteren, aus gesamtökonomischer Sicht noch vorteilhafteren Handel zu ermöglichen. Um das zu verdeutlichen kann das obige Beispiel gedanklich um Marktpreise ergänzt werden. So kann es sein, dass in einer Stunde Deutschland den geringsten Marktpreis hat, gefolgt von Frankreich sowie der Schweiz mit dem höchsten Marktpreis. In einer NTC-basierten Marktsimulation fände in dieser Situation ein Handel von Deutschland in die Schweiz und nach Frankreich statt – jeweils vom Marktgebiet mit dem günstigeren Preis in das mit dem höheren Preis. Im Fall von FBMC kann es aber vorteilhaft sein, gezielt von Frankreich nach Deutschland, d. h. im Beispiel von Marktgebieten mit hohem Preis in das mit niedrigen Kosten zu handeln, um hierüber zielgerichtet die Handelsmöglichkeit von Deutschland in die Schweiz zu erhöhen. Letzteres bedeutet dann einen entsprechend höheren volkswirtschaftlichen Nutzen. Bei den Analysen der Marktsimulationsergebnisse zeigt sich, dass Counter-Intuitive Flows in mindestens 25 % der Stunden und damit verhältnismäßig häufig vorkommen. Die ÜNB haben sich aufgrund des gesamtökonomischen Nutzens für das Zulassen dieser Handelsflüsse entschieden. Ob diese zukünftig im europäischen Handel ermöglicht werden, ist offen.



Bedeutung und Grenzen der Marktsimulation

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

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

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

4.2 Ergebnisse der Marktsimulationen

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

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

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

Die in Kapitel 2.1 beschriebenen unterschiedlichen Eingangsgrößen geben den Szenarien jeweils eine eigene Charakteristik. Diese spiegelt sich in den Ergebnissen der Marktsimulationen wider.



Szenario A 2030 (Geringe Sektorenkopplung mit zentraleren Strukturen)

Der Ausbau erneuerbarer Energien in Verbindung mit einer relativ hohen Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie und konventionellen Kraftwerken kennzeichnen das Szenario A 2030. Insgesamt kann die Erzeugung in deutschen Kraftwerken vergleichsweise kostengünstig erfolgen, sodass die europäischen Nachbarländer in diesem Szenario verstärkt elektrische Energie aus Deutschland importieren. Der Austausch mit dem Ausland intensiviert sich im Vergleich zu heute. Bei einer Ausfuhr Energiemenge von etwa 134 TWh und einem Import von etwa 58 TWh werden etwa 76 TWh netto innerhalb eines Jahres ins europäische Ausland exportiert. Hauptflussrichtung der Handelsflüsse ist in diesem Szenario von Norden und Osten in Richtung Süden und Westen. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von ca. 60 % an der Stromerzeugung in Deutschland. Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch beträgt ca. 67 % bezogen auf etwa 556 TWh.

B-Szenariopfad (Moderate Sektorenkopplung mit gemischten Strukturen)

Szenario B 2025

Der nahe Zeithorizont des Szenarios führt im Vergleich zu den anderen Szenarien zu dem geringsten EE-Anteil von rund 59 % an der Bruttostromnachfrage (in Höhe von 575 TWh). Durch die zunehmende Bedeutung von Onshore-Windenergie ergibt sich ein starkes Nord-/Süd-Gefälle der Erzeugung in Deutschland: Starker Erzeugungsüberschuss im Norden und Osten Deutschlands, hohe Stromnachfrage im Süden und Westen Deutschlands. Dieser Trend ist in allen Szenarien des B-Pfades sichtbar, jedoch in B 2025 am geringsten ausgeprägt. Der Handelssaldo in diesem Szenario liegt bei etwa 58 TWh, resultierend aus einem jährlichen Export von 118 TWh und Import von etwa 60 TWh.

Szenario B 2030

In B 2030 liegt der Anteil erneuerbarer Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch (590,5 TWh) bei etwa 67 %, womit auch hier wie in den anderen Szenarien für 2030 der Zielwert von 65 % erreicht wird. Die Zielerreichung basiert auf einem starken Anstieg der installierten Leistung erneuerbarer Energien, insbesondere Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik (PV). So steigt die Leistung dieser Technologien gegenüber B 2030 des NEP 2030 (2017) um insgesamt 50 GW an. Außerdem gelingt es, durch den hohen Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien, die CO₂-Emissionsziele ohne eine Erhöhung des nationalen CO₂-Preises zu erreichen. Ein CO₂-Kostenaufschlag, wie es ihn im letzten NEP 2030 (2017) im Szenario B 2030 gab, ist somit nicht notwendig. Der bereits in 2025 beobachtete Erzeugungsüberschuss im Norden und Osten Deutschlands nimmt weiter zu. Auch die Exporte steigen in Szenario B 2030 gegenüber B 2025 weiter an. Deutschland erzielt in Summe einen Erzeugungsüberschuss von nahezu 72 TWh, der im Wesentlichen nach Westeuropa und Südeuropa exportiert wird.

Szenario B 2035

Im Langfristszenario B 2035 setzt sich die Entwicklung aus B 2025 und B 2030 weiter fort. Die installierte Leistung aus Wind onshore, Wind offshore und PV erhöht sich im Vergleich zum Szenario B 2035 aus dem NEP 2030 (2017) um 55,5 GW. Dies führt zu einem EE-Anteil am Bruttostromverbrauch (588,8 TWh) von etwa 74 %. Dass die Bruttostromnachfrage in B 2035 geringer als in B 2030 ist, obwohl der Nettostrombedarf steigt, ist auf den stark gesunkenen Eigenbedarf thermischer Kraftwerke zurückzuführen. Deren installierte Leistung beträgt nur noch ca. 55 GW und ist damit rund 35 GW geringer als im Referenzjahr 2017. Trotz des Wandels in der Erzeugungsstruktur ist eine nationale CO₂-Preiserhöhung von 28 € pro Tonne CO₂ notwendig, um die vorgegebenen Emissionsziele zu erreichen. Die Auswirkung des hohen CO₂-Preisauflags und der verringerten konventionellen Erzeugungsleistung findet sich auch im den deutschen Exportverhalten wieder. So sinkt der Handelsüberschuss auf ca. 36 TWh, was rund der Hälfte des Werts von B 2030 entspricht. Der Energiefluss von Nord-Ost- nach Süd-Westdeutschland wird noch einmal ausgeprägter als in 2030.



Szenario C 2030 (Starke Sektorkopplung mit dezentraleren Strukturen)

Szenario C 2030 zeichnet sich gegenüber Szenario B 2030 durch eine erhöhte Stromnachfrage und eine höhere Einspeisung aus erneuerbaren Energien aus. Durch die angenommene Abnahme der installierten konventionellen Kapazitäten und eine vollständige Flexibilisierung des Anlagenbetriebs von Kraftwerken ist die Einspeisung konventioneller Kraftwerke in Deutschland gegenüber B 2030 und A 2030 reduziert. Die vorgegebene CO₂-Begrenzung auf 184 Mio. t wird ohne weitere nationale Eingriffe erreicht. Erneuerbare Energien haben in diesem Szenario einen Anteil von 65 % an der Stromerzeugung. Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch beträgt 68 % bezogen auf etwa 616 TWh. Der Handelssaldo liegt bei einem Wert von rund 45 TWh, womit Deutschland auch in diesem Szenario ein Nettoexporteur von Strom ist.

4.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch

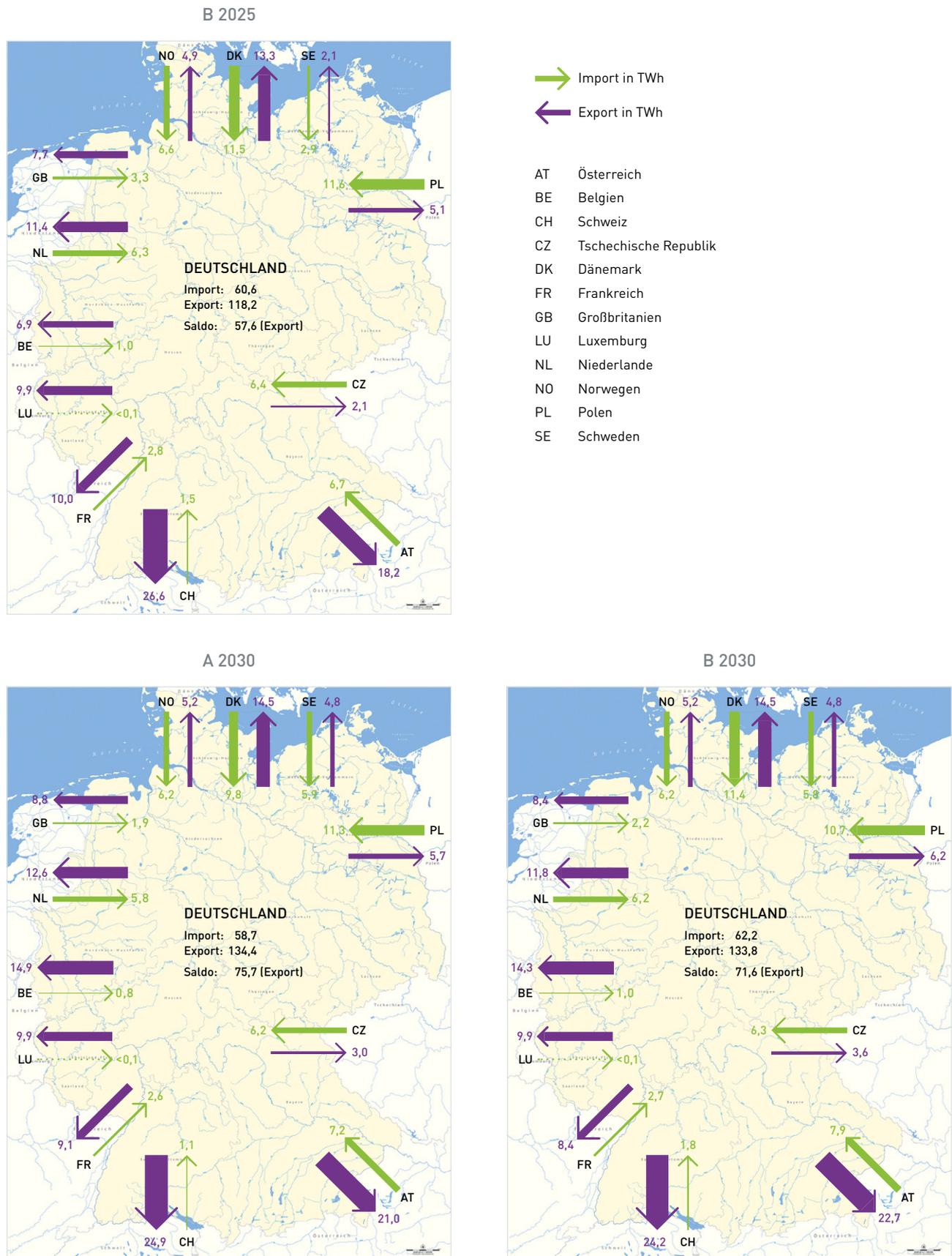
Da die Austauschmöglichkeiten elektrischer Energie in Europa physikalisch begrenzt sind, bilden sich Märkte mit unterschiedlichen Strompreisen. Für die Dimensionierung eines bedarfsgerechten Übertragungsnetzes in Deutschland sind Höhe, Zeitpunkt und Richtung der Austauschleistungen zwischen Deutschland und den angrenzenden Marktgebieten von großer Bedeutung. Daher ist die Erzeugung aus europäischen Kraftwerken und erneuerbaren Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. In der Gesamtkostenbetrachtung ergeben sich daraus Situationen, in denen Deutschland günstige Energie ins Ausland exportiert, oder aber andersherum auch günstige Energie aus dem Ausland bezieht. Eine Austauschleistung wird im Marktmodell zu einem konkreten Zeitpunkt ermittelt und ist daher stets von einem Handelsfluss über einen bestimmten Zeitraum abzugrenzen. Die Austauschleistung entspricht dabei nicht notwendigerweise dem physikalischen Strom- oder Leistungsfluss, der auf den grenzüberschreitenden Kuppelleitungen zwischen den Marktgebieten tatsächlich fließt. Mit dem im NEP 2030 (2019) gewählten FBMC-Ansatz wird aber tendenziell eine höhere Konvergenz zwischen Handelsaustauschen und physikalischen Flüssen erreicht. Letztere werden im Rahmen der Netzberechnung (siehe Kapitel 5) ermittelt und ergeben sich aus den entsprechenden Einspeise- und Nachfragesituationen sowie den elektrischen Eigenschaften des Netzes.

Austauschenergiemengen

- In allen Szenarien wird die Bedeutung Deutschlands als Bindeglied im europäischen Binnenmarkt deutlich.
- In über 99 % aller Stunden treten Transite durch Deutschland auf. Dies unterstreicht die zentrale Lage der deutschen Übertragungsnetze im europäischen Verbund.
- Die Ergebnisse der Marktsimulation legen nahe, dass sich der Handelssaldo Deutschlands im Vergleich zur heutigen Situation mit zunehmender Erzeugung aus erneuerbaren Energien und abhängig von politischen Entscheidungen und Zielsetzungen, wie beispielsweise einer CO₂-Limitierung, ändern kann. Aufgrund des sehr hohen Anteils erneuerbarer Energien ist aber insgesamt ein Nettoexport Deutschlands zu erwarten.
- Erneuerbare Energien in Deutschland führen zu einer Reduzierung konventioneller Einspeisung nicht allein in Deutschland, sondern auch im europäischen Ausland. Dies gilt besonders zu Zeitpunkten hoher erneuerbarer Einspeisung.
- Mehr erneuerbare Energien in der gesamten EU mit zeitlich unterschiedlichen Einspeiseprofilen, bedingt durch Differenzen in der Wetterlage, führen zu einem steigenden und dynamischen EU-weiten EE-Austausch. Dies ist kein Stromhandel im klassischen Sinn. Der EU-weite, grenzüberschreitende Austausch der EE-Einspeisung führt EU-weit zur Reduktion der CO₂-Emissionen.



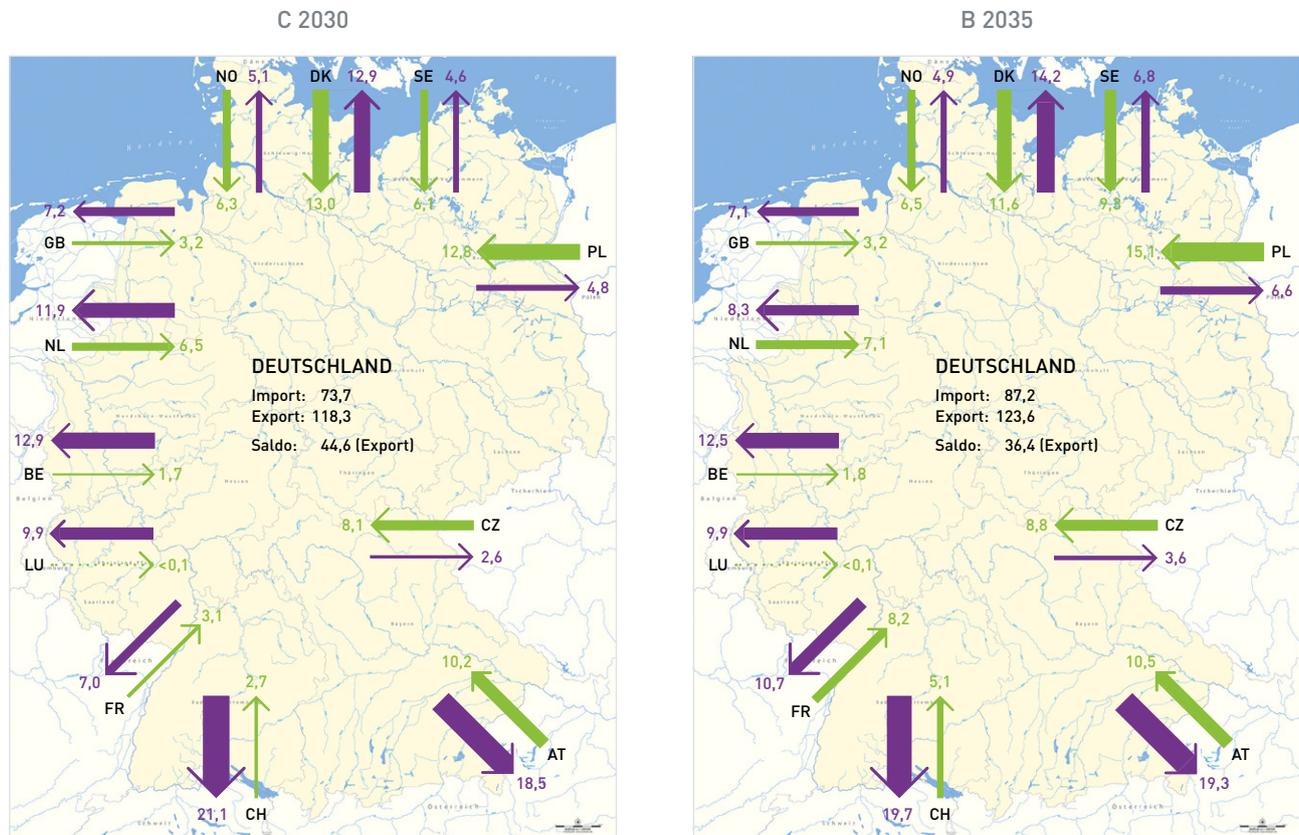
Abbildung 34: Handelsaustauschenergiemengen in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 34: Handelsaustauschenergiemengen in den Szenarien des NEP 2030 (2019)

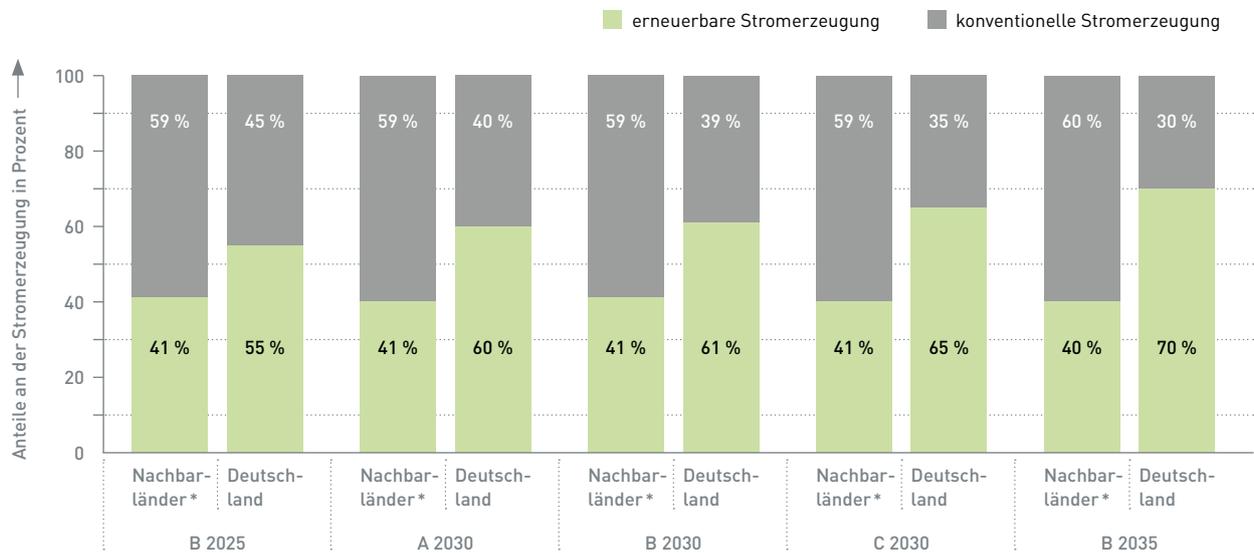


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Handelssituation im europäischen Umfeld wird neben den Annahmen zum deutschen und europäischen Erzeugungspark sowie Verbrauch auch von einer Einhaltung der CO₂-Emissionsziele in Deutschland und in Europa beeinflusst. In Zentraleuropa weist Belgien in allen Szenarien den größten Importsaldo (Importbedarf) auf. Zu den größten Exportländern zählen dagegen Frankreich, Tschechien und Schweden.

Der Handelssaldo Deutschlands hängt dabei vom Zusammenspiel verschiedener Faktoren ab. Einen wesentlichen Einfluss haben die jeweils in Deutschland und den anderen europäischen Ländern installierten Leistungen erneuerbarer und konventioneller Erzeugungseinheiten und deren Verhältnis im Ländervergleich. Bei einem ausreichend großen konventionellem Kraftwerkspark führen höhere EE-Anteile in einem Marktgebiet im Allgemeinen zu einem größeren Nettoexport. In Stunden mit hoher grenzkostenfreier EE-Stromerzeugung liegen die Strompreise tendenziell niedriger als in benachbarten Marktgebieten mit geringeren EE-Anteilen – entsprechend wird Strom exportiert. Abbildung 35 stellt die Anteile der erneuerbaren und konventionellen Energien an der Gesamterzeugung in Deutschland den direkten Nachbarländern dar.

Abbildung 35: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an der Gesamterzeugung



*Länder mit gemeinsamer Grenze zu Deutschland

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Transitflüsse im europäischen Binnenmarkt

Aus den Im- und Exporten von Deutschland können sich Transite und damit zusätzliche Anforderungen an das Übertragungsnetz in Deutschland ergeben. Transite durch ein Land treten dann auf, wenn an den Ländergrenzen zeitgleich importiert und exportiert wird. Vom jeweiligen Jahresimport und -export an den Ländergrenzen (siehe Abbildung 34) lässt sich dabei nur begrenzt auf die Richtung der Energieaustausche schließen. Ein Transit in einer Stunde ist stets als Minimum aus den gesamten Exporten und Importen definiert. Wenn Deutschland innerhalb einer bestimmten Stunde beispielsweise 2 GWh aus Skandinavien importiert und dabei gleichzeitig 5 GWh in die anderen Nachbarländer exportiert, beträgt der Transit durch Deutschland 2 GWh und der Export aus deutscher Erzeugung 3 GWh.

In den Marktsimulationen des NEP 2030 (2019) treten Transite durch Deutschland in nahezu allen Stunden des Jahres auf. Die Vielzahl der Energieaustausche durch Deutschland ist eine Folge des weiteren Voranschreitens des europäischen Binnenmarktes mit größeren Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten und der zentralen Lage des deutschen Übertragungsnetzes im europäischen Verbund. Es zeigt sich im NEP 2030 (2019), dass Transite überwiegend aus Skandinavien und Osteuropa nach Südwesten durchgeleitet werden. Dabei dominiert im NEP 2030 (2019) die Flussrichtung der Transite von Ost- nach Süd-Westeuropa. Über das Jahr summieren sich die Transite je nach Szenario auf ca. 28 bis 56 TWh. Dennoch liegen diese Werte im Vergleich zur innerdeutschen Stromübertragungsmenge sehr viel niedriger.



4.2.2 Einspeisungen und Bundesländerbilanzen in Deutschland

Energiemengen

- Die Ergebnisse der Marktsimulation betonen die Bedeutung erneuerbarer Energien im Energiemix Deutschlands.
- Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung liegt in den Szenarien zwischen 55 % in B 2025 und 70 % in B 2035. Bezogen auf die jeweiligen Bruttostromverbräuche beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien 59 % bis 74 %.
- Windenergie an Land nimmt in allen Szenarien eine bedeutende Rolle ein, sie hat jeweils den höchsten Anteil an der Stromerzeugung.
- Konventionelle Einspeisung, insbesondere aus Kohlekraftwerken, wird zunehmend durch Erzeugung aus erneuerbaren Energien substituiert

Die Zusammensetzung des Energiemixes ist in den einzelnen Szenarien weitgehend heterogen. Dies ist auf die Annahmen zu den installierten Leistungen in Deutschland zurückzuführen. Auch die unterschiedlichen Vorgaben zur Stromnachfrage haben einen wesentlichen Einfluss auf den Energiemix.

Die konventionelle Stromerzeugung hat in Szenario B 2025 die größte Bedeutung. In diesem Szenario ist ihr Anteil mit ca. 45 % an der Gesamtstromerzeugung in Deutschland am höchsten. In etwa 13 % der 8.760 Stunden des Jahres kann die Last in Szenario B 2025 theoretisch allein durch die inländische Erzeugung aus regenerativen Energiequellen gedeckt werden. In Szenario B 2030 steigt dieser Wert bereits auf rund 23 % und in Szenario B 2035 auf mehr als 30 % an. In Szenario A 2030 liegt dieser Wert bei 22 %, in Szenario C 2030 bei bereits 25 %.

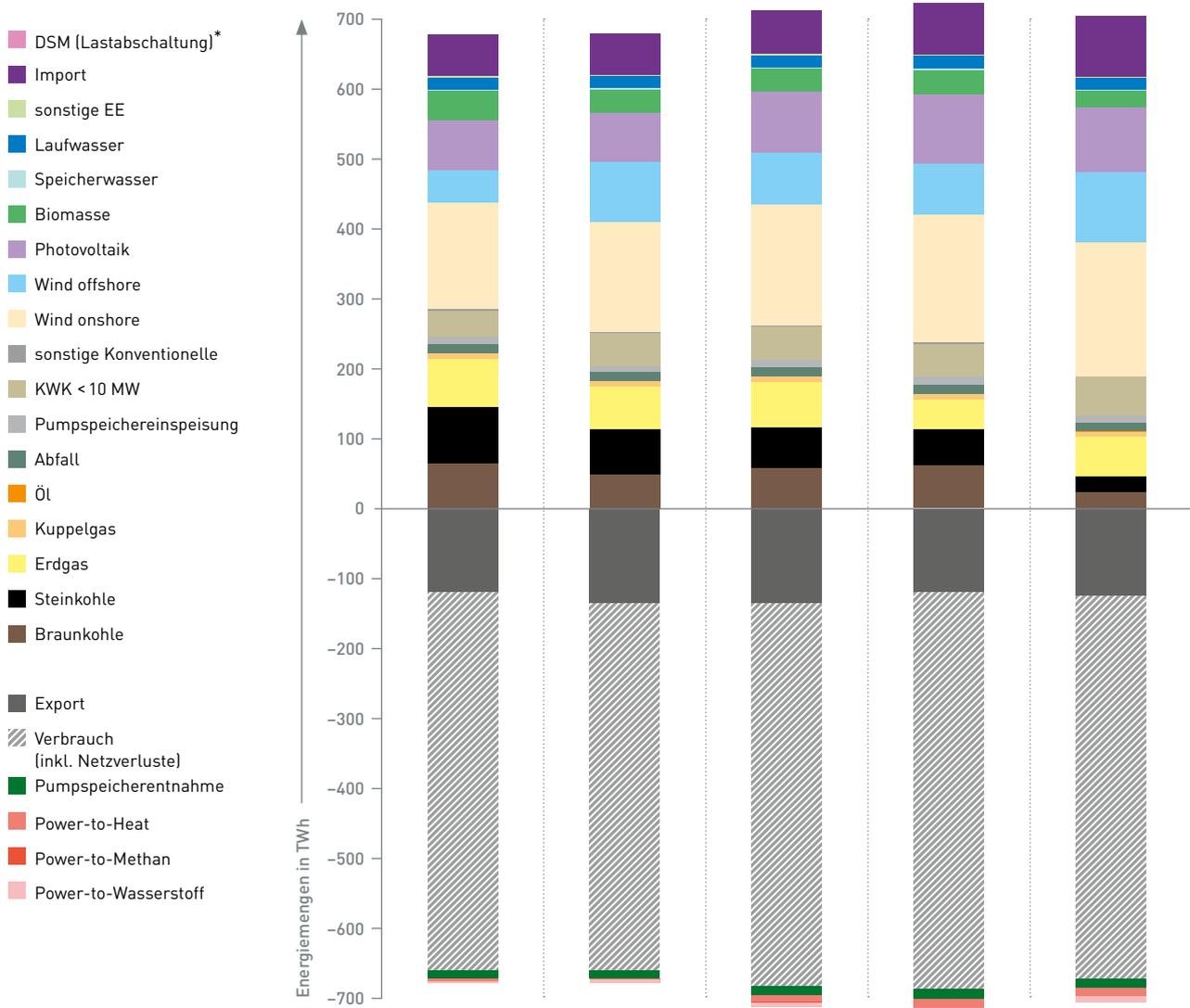
Die regenerative Erzeugungstechnologie mit dem höchsten Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland ist in allen Szenarien Wind onshore. Sie ersetzt zunehmend die konventionelle Erzeugung wie ein Vergleich zwischen B 2025 und B 2030 zeigt: Der Rückgang der konventionellen Erzeugung um 24 TWh von B 2025 auf B 2030 ist überwiegend auf den Rückgang der Stromerzeugung aus Steinkohle um 23 TWh zurückzuführen. Gleichzeitig nimmt die Erzeugung aus regenerativen Quellen um 56 TWh zu, davon alleine aus Wind onshore um etwa 22 TWh und Wind offshore um 27 TWh. Wie in B 2030 liegt auch in A 2030 und C 2030 der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern an der Gesamterzeugung bei jeweils über 60 %.

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

Abbildung 36 zeigt die Stromerzeugung, den Verbrauch und die Im- und Exporte der Szenarien aufgeschlüsselt nach Kategorien im Vergleich. Positive Werte stellen ein Angebot, negative Werte eine Nachfrage nach elektrischer Energie dar. Erkennbar ist hier unter anderem der wesentliche Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung der inländischen und ausländischen Stromnachfrage.



Abbildung 36: Energiemengen der Einspeisung, des Verbrauchs und des Imports/Exports der Szenarien im Vergleich



	B 2025	A 2030	B 2030	C 2030	B 2035
DSM (Lastabschaltung)	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Import	60,5	58,7	62,2	73,7	87,2
sonstige EE	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Laufwasser	16,1	16,1	16,1	17,7	16,1
Speicherwasser	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Biomasse	43,4	33,5	33,8	34,1	24,0
Photovoltaik	70,3	69,6	86,7	99,1	91,9
Wind offshore	46,8	86,8	73,8	74,0	100,7
Wind onshore	151,9	157,3	173,8	182,8	190,8
sonstige Konventionelle	1,8	1,5	1,7	1,9	1,3
KWK < 10 MW	38,3	46,7	46,7	46,7	55,1
Pumpspeichereinspeisung	9,9	9,4	10,8	11,2	10,8
Abfall	12,6	12,2	12,3	13,0	12,1
Öl	0,8	0,8	0,8	0,0	0,4
Kuppelgas	6,9	6,9	6,7	8,4	6,7
Erdgas	69,7	61,4	67,0	41,9	57,0
Steinkohle	80,2	64,7	57,0	52,4	22,0
Braunkohle	64,3	47,9	57,7	60,8	23,6
Export	-118,2	-134,4	-133,8	-118,3	-123,6
Verbrauch (inkl. Netzverluste)	-540,5	-525,0	-547,9	-568,3	-547,8
Pumpspeicherentnahme	-11,9	-11,2	-13,0	-13,6	-13,1
Power-to-Heat	-5,2	-2,6	-10,1	-13,7	-11,7
Power-to-Methan	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,6
Power-to-Wasserstoff	-2,0	-4,5	-6,3	-7,8	-8,4

*Ebenfalls berücksichtigt sind DSM-Prozesse, die eine Lastverschiebung ermöglichen. Die Jahresenergiemenge summiert sich hierbei zu Null.

Nachfrageseitige Flexibilitäten

Der Einsatz der flexibel zuschaltbaren Lasten von PtH- und PtG-Anlagen steigt etwa proportional zur installierten Kapazität dieser Technologien. Ihre Bedeutung für die Integration fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigt von B 2025 (7,3 TWh) nach B 2035 (20,7 TWh) deutlich an. In den Szenarien für 2030 sind die nachgefragten Strommengen im Szenario C 2030 am höchsten (21,8 TWh gegenüber 16,7 TWh in B 2030 und 7,3 TWh in A 2030).

Verschiebbare und abschaltbare Lasten werden in allen Szenarien dagegen kaum eingesetzt. So wird die Nachfrage an Strom in den betrachteten Szenarien lediglich in Höhe von etwa 0,1 TWh (B 2025 und A 2030) bis 0,3 TWh (B 2035 und C 2030) verschoben. In B 2030 beträgt die zeitlich verschobene Strommenge etwa 0,2 TWh. Abschaltbare Lasten werden noch deutlich weniger abgerufen. Ihr Einsatz beträgt in allen Szenarien unter 0,1 TWh.

Bundesländerbilanzen

- Die Szenarien zeigen ein starkes Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands: tendenziell weisen südliche und westliche Bundesländer ein Erzeugungsdefizit auf, nördliche und östliche Bundesländer dagegen einen deutlichen Erzeugungsüberschuss.
- Zwischen etwa einem Viertel und der Hälfte des jährlichen Bedarfs werden in Süd- und Westdeutschland aus in- und ausländischen Importen gedeckt.
- Der Erzeugungsüberschuss einzelner Bundesländer ist teilweise hoch. Allein Niedersachsen und Schleswig-Holstein kommen zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von knapp 100 TWh in B 2030. Auch Bundesländer wie Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern können mehr als das Doppelte ihres jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken.
- Im Szenario B 2035 erhöht sich der Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland weiter. Konventionelle Erzeugung wird weiter reduziert und erfährt eine relative Verlagerung in Richtung Gas.

Die Abbildungen 37 bis 41 stellen für jedes Bundesland für die einzelnen Szenarien jeweils Erzeugung und Nachfrage gegenüber. Power-to-X-Anwendungen als gesteuerte Flexibilitätsoptionen sind hierbei separat ausgewiesen. Die Erzeugung umfasst hierbei Erzeugungsanlagen, welche im Nieder- bis Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Nicht dargestellt sind durch die Spitzenkappung weggefallene Energiemengen und gegebenenfalls anfallende Dumped Energy-Mengen, also Energie, die nicht in das System integriert werden kann, da sie weder verbraucht, noch exportiert, noch gespeichert werden kann. Diese werden im Kapitel 4.2.3 erläutert und dargestellt.

Insgesamt zeigt sich für die deutschen Bundesländer eine recht heterogene Last- und Erzeugungsstruktur. Insbesondere die südlichen und westlichen Bundesländer weisen Erzeugungsdefizite auf, welche durch Importe aus anderen Bundesländern sowie dem Ausland gedeckt werden. Umgekehrt weisen vor allem die nördlich gelegenen Bundesländer einen großen Erzeugungsüberschuss auf. Allein Niedersachsen und Schleswig-Holstein kommen zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von rund 100 TWh in den Szenarien für 2030. Mecklenburg-Vorpommern kann sogar mehr als das Dreifache seines jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken. Dies ist vor allem auf die hohe Stromerzeugung aus Wind on- und teilweise offshore in den nördlichen Bundesländern zurückzuführen.

Ein ebenso heterogenes Bild ergibt sich bei der Betrachtung der regionalen Stromerzeugungsmengen nach Technologie. Bedingt durch die Regionalisierung der Windenergieanlagen (siehe Kapitel 2.4.1) und das hohe Winddargebot im Norden ergeben sich Erzeugungszentren von Onshore-Windenergie in Niedersachsen, Schleswig-Holstein (jeweils auch Offshore-Windenergie) und Brandenburg. Auch Mecklenburg-Vorpommern und Nordrhein-Westfalen tragen wesentlich zur Erzeugung aus Windenergie bei. Der Hauptanteil an der Erzeugung aus PV wird in allen Szenarien in Bayern und Baden-Württemberg produziert. Die regionalen Unterschiede in der Erzeugung aus erneuerbaren Energien können im Jahresverlauf stark variieren. Insbesondere in den tendenziell windreicheren Wintermonaten kann die Erzeugung in den nördlichen Bundesländern und damit das Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands stark zunehmen.



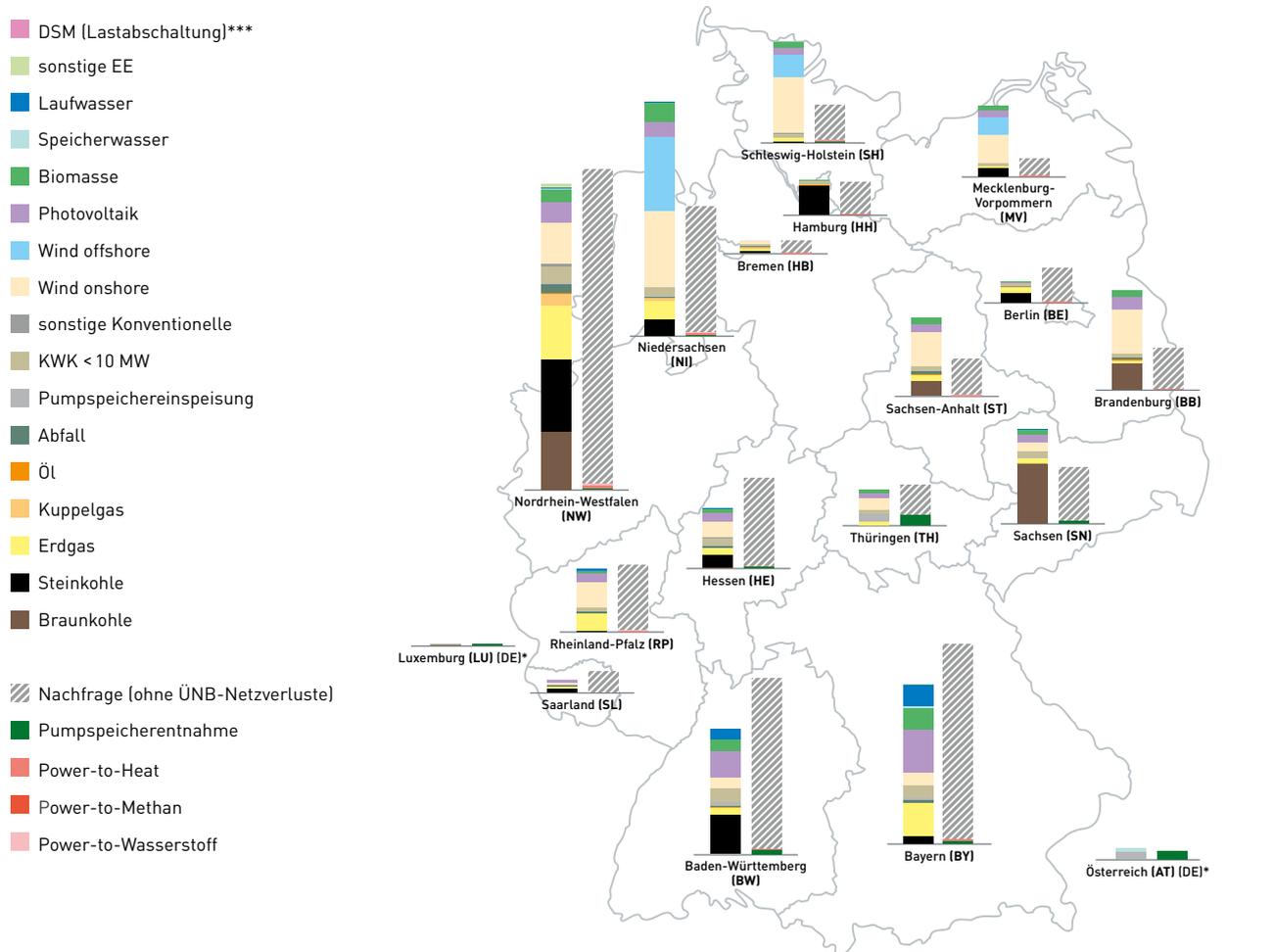
Die Regionalisierung der konventionellen Stromerzeugung ist neben den installierten Leistungen und Wirkungsgraden der Kraftwerke insbesondere von den Brennstoffpreisen und Transportkosten abhängig. Dabei stammt die Erzeugung aus Steinkohlekraftwerken hauptsächlich aus Nordrhein-Westfalen und Baden-Württemberg.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

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

Im Szenario B 2035 erfolgt eine weitergehende Veränderung der Erzeugungsstruktur in Deutschland, hin zu mehr erneuerbarer und weniger konventioneller Stromerzeugung. Das Erzeugungsdefizit in den südlichen Bundesländern wie Bayern, Baden-Württemberg und Hessen nimmt verglichen mit den Szenarien für 2030 weiter zu. Die nördlich gelegenen Bundesländer erhöhen in den Szenarien für 2035 ihren Erzeugungsüberschuss gegenüber 2030. Dies ist vor allem auf die steigende Stromerzeugung aus Wind on- und offshore zurückzuführen. Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern kommen so zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von 184 TWh in B 2035. Die konventionelle Stromerzeugung in Deutschland reduziert sich im Szenario B 2035. Dies ist vor allem auf den starken Rückgang der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle von 144,6 TWh in B 2025 auf 114,8 TWh in B 2030 bzw. nur noch 45,6 TWh in B 2035 zurückzuführen. Gleichzeitig sinkt auch die Stromerzeugung aus Erdgas von 70 TWh in 2025 auf 57 TWh in 2035.



Abbildung 37: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2025



B 2025 (in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Ab- fall	Pump- speicher- einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	DSM	Nach- frage	Pump- speicher- entnahme	PtH	PtM	PtW
BW	0,0	15,9	2,9	0,0	0,2	0,7	1,5	5,4	0,0	4,5	0,0	10,8	4,8	0,0	4,2	0,0	0,0	69,6	1,8	0,3	0,0	0,0
BY	0,0	3,0	13,2	0,0	0,0	1,5	0,7	5,0	0,0	5,2	0,0	17,9	8,6	0,6	9,0	0,3	0,0	80,0	0,9	0,6	0,0	0,1
BE	0,0	3,6	2,7	0,0	0,0	0,3	0,0	1,0	0,0	0,1	0,0	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	13,9	0,0	0,2	0,0	0,0
BB	10,6	0,0	0,8	0,4	0,2	0,8	0,0	1,7	0,1	18,0	0,0	4,8	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	16,6	0,0	0,1	0,0	0,1
HB	0,0	0,7	1,0	0,5	0,0	0,7	0,0	0,4	0,0	1,2	0,0	0,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	4,9	0,0	0,1	0,0	0,0
HH	0,0	11,7	0,2	0,0	0,1	0,2	0,0	1,3	0,0	0,2	0,0	0,2	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	13,0	0,0	0,2	0,0	0,1
HE	0,2	4,8	3,0	0,0	0,0	0,8	0,3	2,9	0,2	6,5	0,0	3,7	1,5	0,1	0,3	0,1	0,0	36,0	0,4	0,2	0,0	0,0
MV	0,0	3,3	0,8	0,0	0,0	0,1	0,0	1,0	0,0	11,6	7,2	2,9	1,9	0,0	0,0	0,0	0,0	7,1	0,0	0,4	0,0	0,0
NI	0,0	6,4	7,8	1,0	0,0	0,6	0,1	3,7	0,0	31,1	30,4	5,7	8,1	0,0	0,3	0,1	0,0	51,5	0,1	0,9	0,0	0,3
NW	23,5	29,1	22,2	4,8	0,2	3,9	0,1	7,0	0,9	16,9	0,0	8,6	5,1	0,1	0,7	1,2	0,0	128,6	0,2	1,3	0,0	0,7
RP	0,0	0,1	7,2	0,0	0,0	0,7	0,0	1,6	0,0	10,3	0,0	3,6	1,0	0,0	1,0	0,1	0,0	27,1	0,0	0,1	0,0	0,2
SL	0,0	1,5	0,5	0,3	0,0	0,2	0,0	0,3	0,2	1,0	0,0	0,8	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0
SN	24,2	0,0	2,0	0,0	0,0	0,1	0,6	2,2	0,0	3,8	0,0	2,8	2,0	0,0	0,4	0,0	0,0	21,8	0,8	0,1	0,0	0,1
ST	5,7	0,0	2,7	0,0	0,1	1,5	0,0	1,8	0,1	13,8	0,0	3,4	2,7	0,0	0,1	0,0	0,0	14,9	0,0	0,1	0,0	0,2
SH	0,0	0,3	1,4	0,0	0,0	0,3	0,0	1,4	0,2	23,1	9,1	2,5	2,6	0,0	0,0	0,1	0,0	14,5	0,1	0,7	0,0	0,1
TH	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,1	3,3	1,5	0,0	4,6	0,0	2,1	1,6	0,0	0,1	0,0	0,0	12,2	4,0	0,1	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0
Summe**	64,3	80,2	69,7	6,9	0,8	12,6	9,9	38,3	1,8	151,9	46,8	70,3	43,4	2,4	16,1	2,2	< 0,1	520,4	11,9	5,2	0,1	2,0

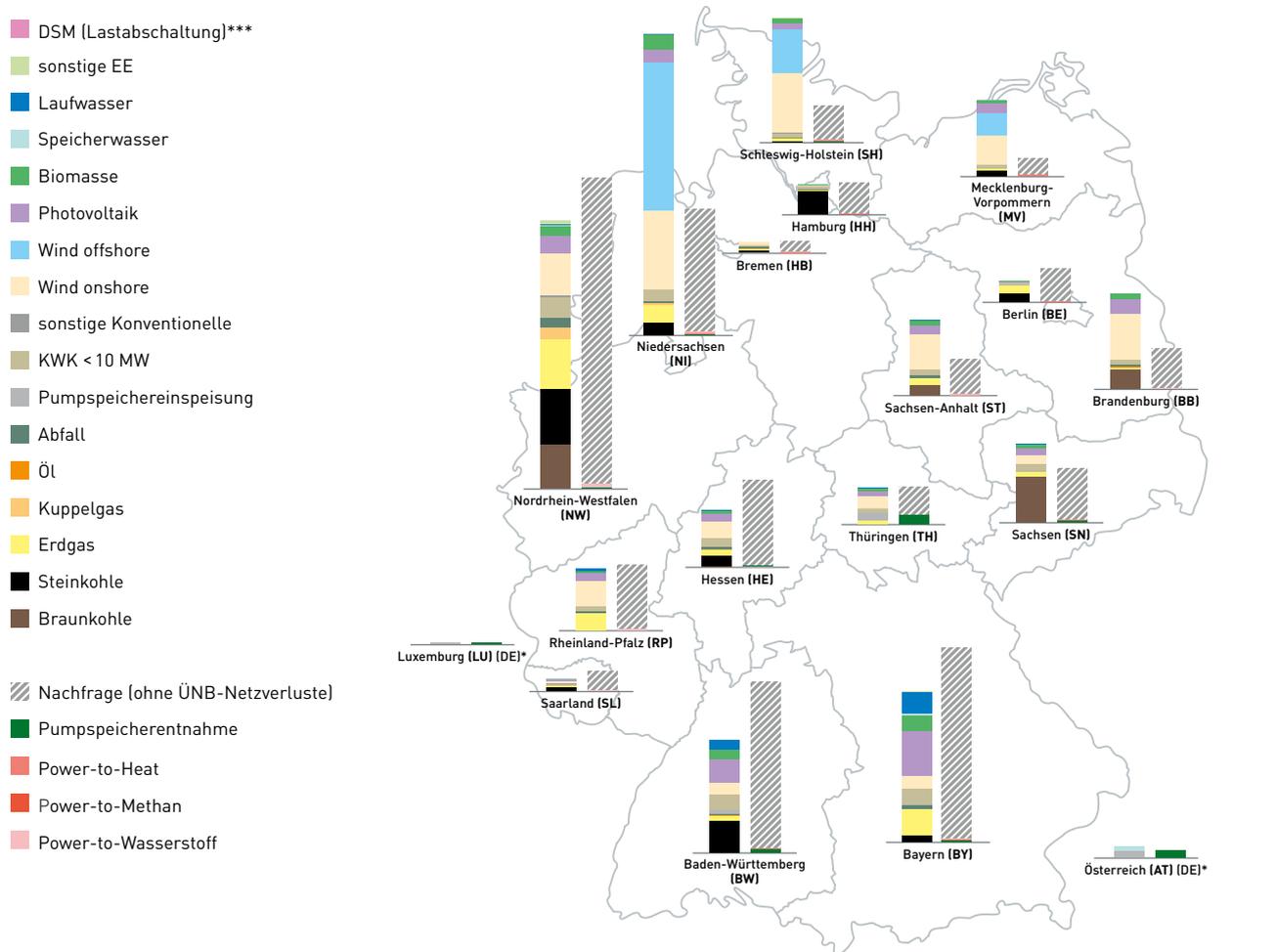
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Ebenfalls berücksichtigt sind DSM-Prozesse, die eine Lastverschiebung ermöglichen. DSM (Lastverschiebung) saldiert sich zu Null.



Abbildung 38: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2030



A 2030 (in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Ab- fall	Pump- speicher- einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	DSM	Nach- frage	Pump- speicher- entnahme	PtH	PtM	PtW
BW	0,0	13,0	1,9	0,0	0,2	0,6	1,4	6,4	0,0	4,7	0,0	9,9	3,7	0,0	4,2	0,0	0,0	68,0	1,7	0,1	0,0	0,0
BY	0,0	2,4	10,8	0,0	0,0	1,5	0,7	6,2	0,0	5,1	0,0	18,2	6,6	0,6	9,0	0,3	0,0	78,0	0,8	0,2	0,0	0,2
BE	0,0	3,4	2,8	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	13,6	0,0	0,1	0,0	0,0
BB	7,6	0,0	0,6	0,4	0,2	0,8	0,0	2,0	0,1	19,0	0,0	5,8	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	16,1	0,0	0,0	0,0	0,3
HB	0,0	0,6	0,6	0,5	0,0	0,7	0,0	0,5	0,0	1,2	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	4,7	0,0	0,1	0,0	0,1
HH	0,0	9,5	0,2	0,0	0,1	0,2	0,0	1,5	0,0	0,2	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	12,7	0,0	0,2	0,0	0,1
HE	0,1	4,1	2,7	0,0	0,0	0,8	0,3	3,5	0,1	6,6	0,0	3,3	1,2	0,1	0,3	0,1	0,0	34,8	0,4	0,1	0,0	0,0
MV	0,0	2,1	0,8	0,0	0,0	0,1	0,0	1,3	0,0	12,3	8,9	4,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	6,7	0,0	0,4	0,0	0,1
NI	0,0	5,1	6,9	1,0	0,0	0,6	0,1	4,6	0,0	32,6	60,3	5,0	6,3	0,0	0,3	0,1	0,0	50,0	0,1	0,6	0,0	0,7
NW	17,7	22,9	20,0	4,8	0,2	3,8	0,1	8,6	0,7	16,9	0,0	7,4	4,0	0,1	0,7	1,2	0,0	125,0	0,2	0,1	0,0	1,6
RP	0,0	0,0	6,8	0,0	0,0	0,7	0,0	2,0	0,0	10,4	0,0	3,4	0,7	0,0	1,0	0,1	0,0	26,3	0,0	0,0	0,0	0,4
SL	0,0	1,3	0,5	0,3	0,0	0,2	0,0	0,4	0,2	1,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	8,3	0,0	0,0	0,0	0,1
SN	18,4	0,0	1,9	0,0	0,0	0,1	0,5	2,7	0,0	3,7	0,0	2,8	1,5	0,0	0,4	0,0	0,0	20,8	0,7	0,1	0,0	0,3
ST	4,0	0,0	2,6	0,0	0,1	1,4	0,0	2,2	0,1	14,0	0,0	3,8	2,1	0,0	0,1	0,0	0,0	14,2	0,0	0,0	0,0	0,5
SH	0,0	0,2	1,3	0,0	0,0	0,2	0,0	1,8	0,2	24,5	17,6	2,6	2,0	0,0	0,0	0,1	0,0	14,1	0,1	0,6	0,0	0,2
TH	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,1	3,1	1,9	0,0	5,0	0,0	2,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,0	11,6	3,7	0,0	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0
Summe**	47,9	64,7	61,4	6,9	0,8	12,2	9,4	46,7	1,5	157,3	86,8	69,6	33,5	2,4	16,1	2,2	< 0,1	504,9	11,2	2,6	0,2	4,5

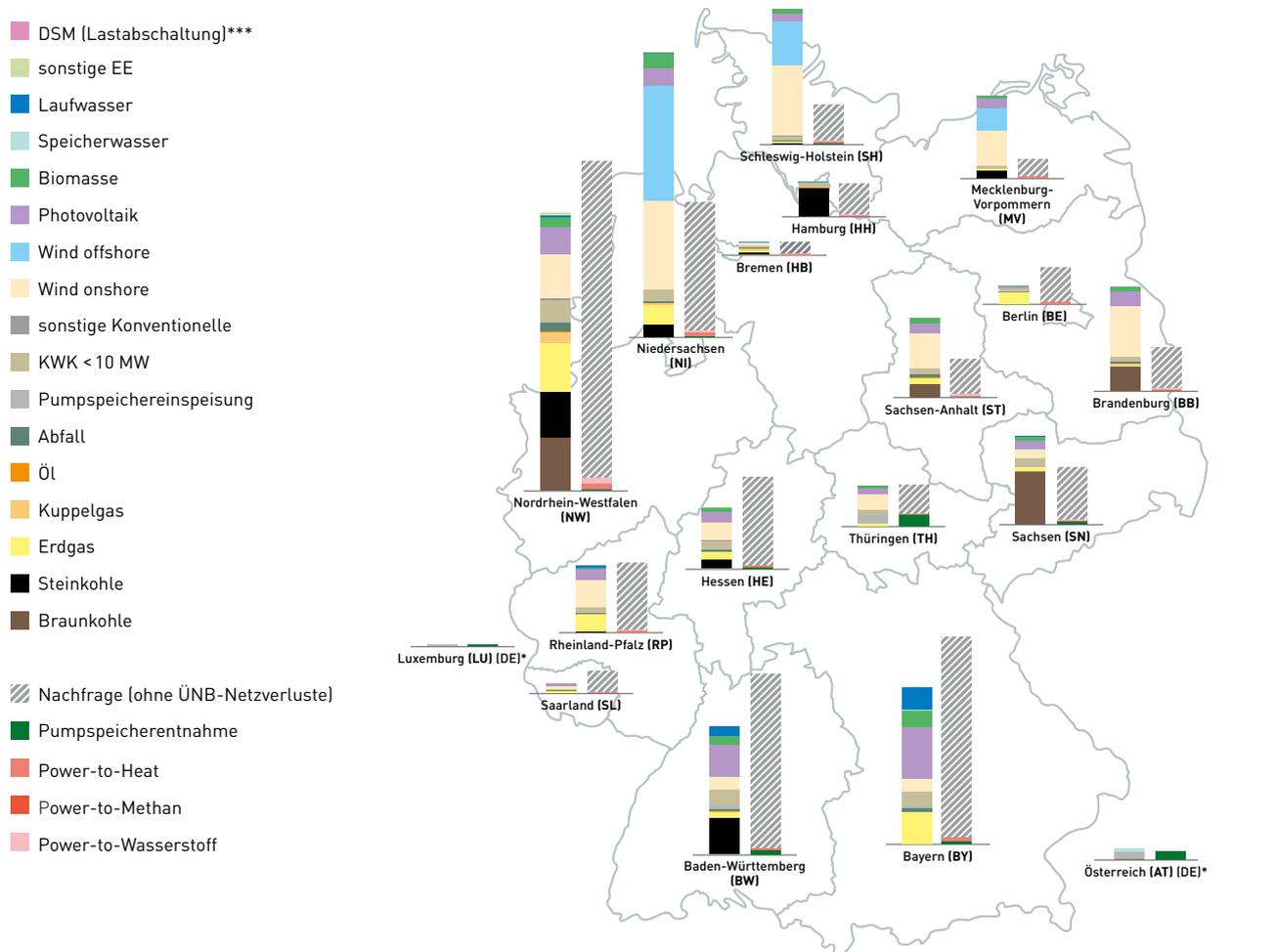
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Ebenfalls berücksichtigt sind DSM-Prozesse, die eine Lastverschiebung ermöglichen. DSM (Lastverschiebung) saldiert sich zu Null.



Abbildung 39: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2030



B 2030 (in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Ab- fall	Pump- speicher- einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	DSM	Nach- frage	Pump- speicher- entnahme	PtH	PtM	PtW
BW	0,0	14,7	2,7	0,0	0,2	0,7	1,6	6,4	0,0	5,4	0,0	12,9	3,7	0,0	4,2	0,0	0,0	71,4	1,9	0,6	0,0	0,0
BY	0,0	0,0	12,8	0,0	0,0	1,5	0,8	6,2	0,0	5,1	0,0	21,1	6,7	0,6	9,0	0,3	0,0	82,0	1,0	1,2	0,0	0,3
BE	0,0	0,0	4,6	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	0,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	14,1	0,0	0,6	0,0	0,0
BB	9,7	0,0	0,6	0,4	0,2	0,8	0,0	2,0	0,1	20,5	0,0	6,0	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	16,8	0,0	0,3	0,0	0,4
HB	0,0	0,6	1,1	0,5	0,0	0,7	0,0	0,5	0,0	1,2	0,0	0,2	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	4,9	0,0	0,1	0,0	0,1
HH	0,0	11,4	0,1	0,0	0,1	0,2	0,0	1,5	0,0	0,2	0,0	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	13,0	0,0	0,2	0,0	0,2
HE	0,0	3,5	3,3	0,0	0,0	0,7	0,4	3,5	0,2	7,0	0,0	4,7	1,2	0,1	0,3	0,1	0,0	36,6	0,5	0,5	0,0	0,0
MV	0,0	3,1	0,4	0,0	0,0	0,1	0,0	1,3	0,0	14,4	8,9	4,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	7,1	0,0	0,5	0,0	0,1
NI	0,0	4,8	8,0	1,0	0,0	0,6	0,1	4,6	0,0	36,3	47,2	7,1	6,3	0,0	0,3	0,1	0,0	52,5	0,1	1,5	0,1	0,9
NW	21,4	18,7	20,0	4,6	0,2	3,8	0,2	8,6	0,8	18,3	0,0	11,0	4,0	0,1	0,7	1,2	0,0	129,8	0,2	2,5	0,0	2,2
RP	0,0	0,1	7,0	0,0	0,0	0,7	0,0	2,0	0,0	11,2	0,0	4,5	0,7	0,0	1,0	0,1	0,0	27,5	0,0	0,4	0,0	0,5
SL	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,2	0,0	0,4	0,2	1,1	0,0	1,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	8,6	0,0	0,1	0,0	0,1
SN	21,5	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,7	2,7	0,0	3,8	0,0	3,4	1,5	0,0	0,4	0,0	0,0	21,7	0,9	0,3	0,0	0,4
ST	5,2	0,0	2,4	0,0	0,1	1,5	0,0	2,2	0,1	14,2	0,0	4,2	2,1	0,0	0,1	0,0	0,0	14,7	0,0	0,3	0,0	0,7
SH	0,0	0,1	0,9	0,0	0,0	0,3	0,0	1,8	0,3	28,8	17,6	3,2	2,0	0,0	0,0	0,1	0,0	15,1	0,1	0,9	0,0	0,3
TH	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,1	3,7	1,9	0,0	6,2	0,0	2,5	1,2	0,0	0,1	0,0	0,0	12,1	4,5	0,2	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0
Summe**	57,7	57,0	67,0	6,7	0,8	12,3	10,8	46,7	1,7	173,8	73,8	86,7	33,8	2,4	16,1	2,2	< 0,1	528,0	13,0	10,1	0,3	6,3

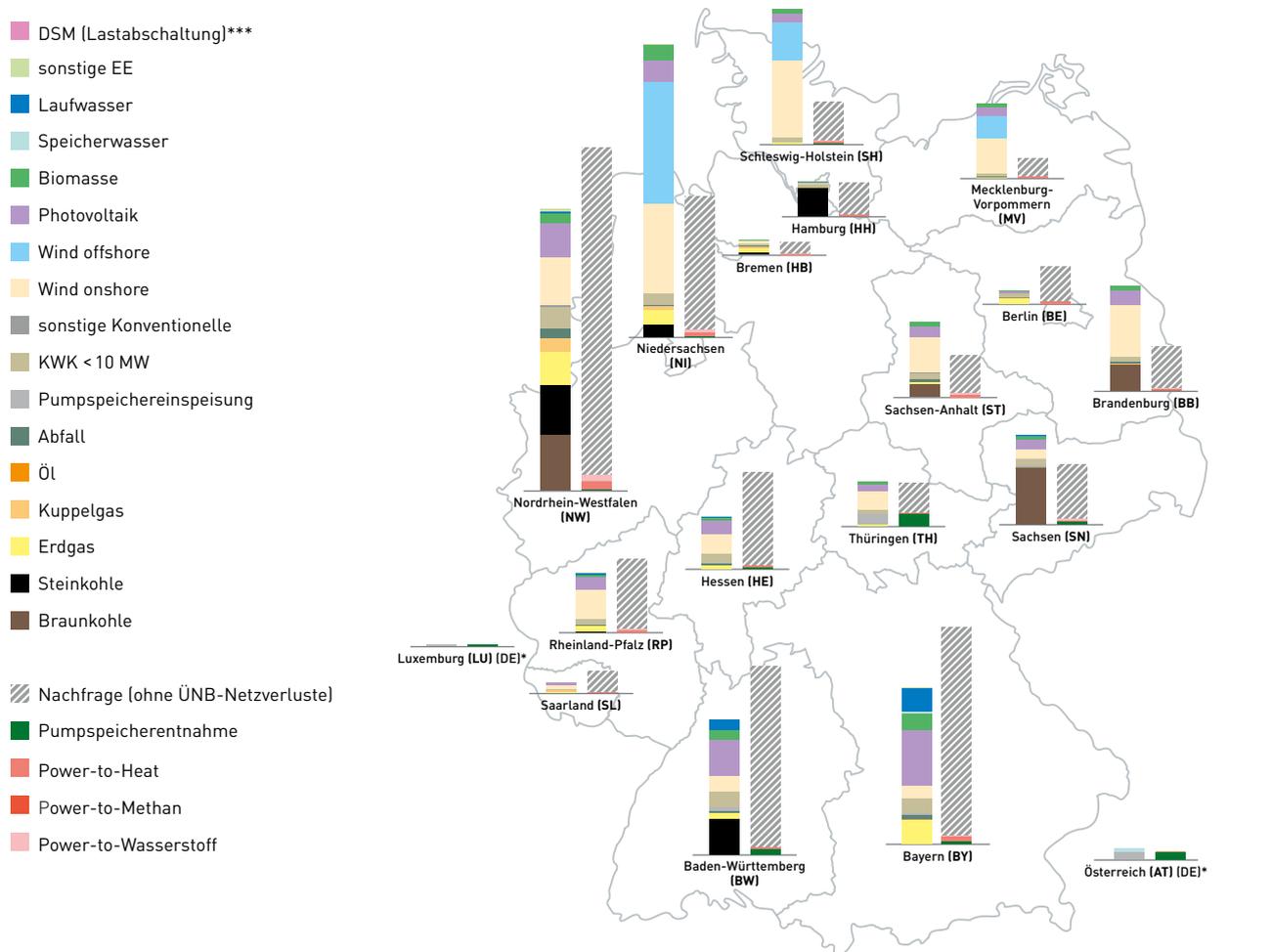
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Ebenfalls berücksichtigt sind DSM-Prozesse, die eine Lastverschiebung ermöglichen. DSM (Lastverschiebung) saldiert sich zu Null.



Abbildung 40: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2030



C 2030 (in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Ab- fall	Pump- speicher- einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	DSM	Nach- frage	Pump- speicher- entnahme	PtH	PtM	PtW
BW	0,0	14,5	2,3	0,0	0,0	0,8	1,7	6,4	0,0	6,3	0,0	15,0	3,7	0,0	4,6	0,0	0,0	74,4	2,0	0,9	0,0	0,0
BY	0,0	0,0	9,9	0,0	0,0	1,6	0,8	6,2	0,0	5,1	0,0	22,9	6,8	0,6	9,9	0,3	0,0	85,6	1,0	1,6	0,0	0,4
BE	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,1	0,0	1,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	14,5	0,0	0,8	0,0	0,0
BB	10,5	0,0	0,1	0,4	0,0	0,8	0,0	2,0	0,1	20,8	0,0	6,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	17,5	0,0	0,4	0,0	0,5
HB	0,0	0,7	1,8	0,6	0,0	0,7	0,0	0,5	0,0	1,2	0,0	0,3	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	5,0	0,0	0,1	0,0	0,1
HH	0,0	11,4	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	1,5	0,0	0,2	0,0	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	13,3	0,0	0,4	0,0	0,2
HE	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,9	0,4	3,5	0,2	7,6	0,0	5,8	1,2	0,1	0,3	0,1	0,0	38,2	0,5	0,7	0,0	0,1
MV	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	1,3	0,0	14,6	9,0	3,8	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4	0,0	0,5	0,0	0,1
NI	0,0	5,1	5,8	1,5	0,0	0,6	0,1	4,6	0,0	36,8	49,9	8,7	6,4	0,0	0,3	0,1	0,0	54,8	0,1	1,6	0,1	1,1
NW	22,5	20,6	13,6	5,4	0,0	4,1	0,2	8,6	0,9	19,6	0,0	13,9	4,0	0,1	0,7	1,2	0,0	134,1	0,2	3,5	0,0	2,7
RP	0,0	0,1	2,3	0,0	0,0	0,7	0,0	2,0	0,0	12,0	0,0	5,3	0,7	0,0	1,0	0,1	0,0	28,6	0,0	0,7	0,0	0,7
SL	0,0	0,0	0,3	0,5	0,0	0,2	0,0	0,4	0,2	1,2	0,0	1,2	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	8,9	0,0	0,1	0,0	0,1
SN	22,8	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,8	2,7	0,0	3,8	0,0	3,9	1,5	0,0	0,4	0,0	0,0	22,5	1,0	0,4	0,0	0,5
ST	5,1	0,0	0,8	0,0	0,0	1,5	0,0	2,2	0,2	14,4	0,0	4,4	2,1	0,0	0,1	0,0	0,0	15,2	0,0	0,8	0,0	0,9
SH	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,3	0,0	1,8	0,3	31,5	15,2	3,6	2,0	0,0	0,0	0,1	0,0	15,9	0,1	0,9	0,0	0,4
TH	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,1	4,0	1,9	0,0	7,6	0,0	2,8	1,2	0,0	0,1	0,0	0,0	12,5	4,9	0,3	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0
Summe**	60,8	52,4	41,9	8,4	0,0	13,0	11,2	46,7	1,9	182,8	74,0	99,1	34,1	2,4	17,7	2,2	< 0,1	548,6	13,6	13,7	0,3	7,8

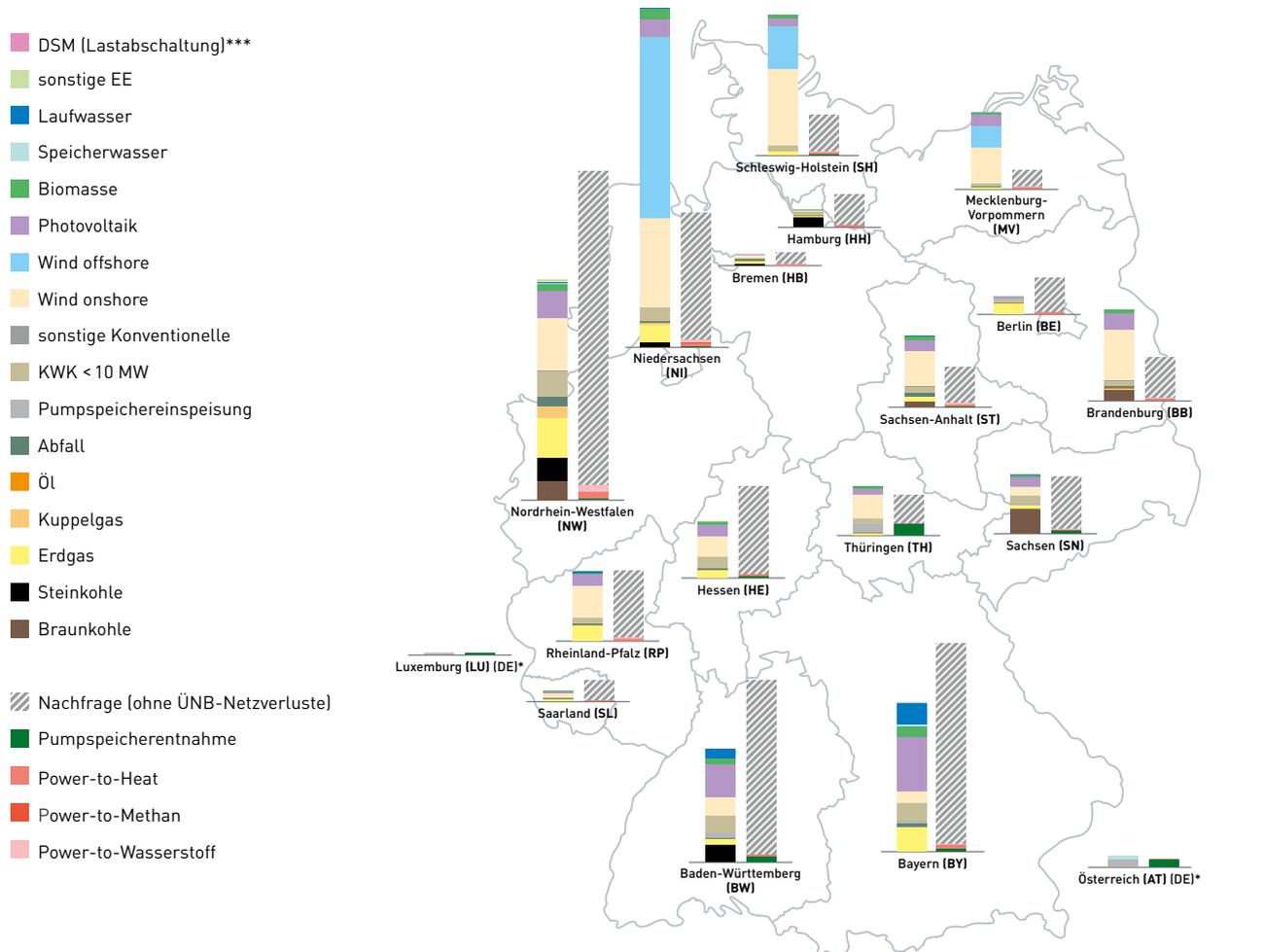
* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Ebenfalls berücksichtigt sind DSM-Prozesse, die eine Lastverschiebung ermöglichen. DSM (Lastverschiebung) saldiert sich zu Null.



Abbildung 41: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2035



B 2035 (in TWh)	Braun- kohle	Stein- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Ab- fall	Pump- speicher- einspeisung	KWK < 10 MW	sonstige Konven- tionelle	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	Speicher- wasser	Lauf- wasser	sonstige EE	DSM	Nach- frage	Pump- speicher- entnahme	PtH	PtM	PtW
BW	0,0	6,9	2,3	0,0	0,0	0,6	1,7	7,4	0,0	7,6	0,0	13,3	2,6	0,0	4,2	0,0	0,0	72,0	2,1	0,8	0,0	0,0
BY	0,0	0,0	9,9	0,0	0,0	1,5	0,8	7,3	0,0	5,0	0,0	22,2	4,7	0,6	9,0	0,3	0,0	82,7	1,0	1,4	0,0	0,4
BE	0,0	0,0	4,3	0,0	0,0	0,3	0,0	1,5	0,0	0,1	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	14,0	0,0	0,7	0,0	0,0
BB	4,1	0,0	0,2	0,4	0,1	0,8	0,0	2,3	0,1	21,0	0,0	6,8	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	16,8	0,0	0,4	0,1	0,5
HB	0,0	0,4	0,7	0,5	0,0	0,7	0,0	0,5	0,0	1,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	4,9	0,0	0,1	0,0	0,1
HH	0,0	3,6	0,7	0,0	0,0	0,2	0,0	1,7	0,0	0,2	0,0	0,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	12,8	0,0	0,4	0,0	0,2
HE	0,0	0,0	3,0	0,0	0,0	0,7	0,4	4,1	0,1	8,5	0,0	4,9	0,8	0,1	0,3	0,1	0,0	36,6	0,5	0,6	0,0	0,1
MV	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	0,0	1,5	0,0	14,6	8,8	4,8	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	6,9	0,0	0,5	0,1	0,1
NI	0,0	1,8	7,0	1,0	0,0	0,6	0,1	5,4	0,0	37,0	74,4	7,3	4,5	0,0	0,3	0,1	0,0	52,7	0,1	1,4	0,1	1,2
NW	7,6	9,4	16,6	4,6	0,2	3,7	0,2	10,2	0,6	21,5	0,0	11,3	2,8	0,1	0,7	1,2	0,0	129,6	0,2	2,8	0,0	2,9
RP	0,0	0,0	6,2	0,0	0,0	0,7	0,0	2,4	0,0	13,0	0,0	4,8	0,5	0,0	1,0	0,1	0,0	27,6	0,0	0,6	0,0	0,7
SL	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	0,2	0,0	0,4	0,2	1,3	0,0	1,0	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	8,6	0,0	0,1	0,0	0,1
SN	9,9	0,0	1,3	0,0	0,0	0,1	0,7	3,2	0,0	3,9	0,0	3,7	1,1	0,0	0,4	0,0	0,0	21,3	0,9	0,4	0,0	0,6
ST	2,0	0,0	1,9	0,0	0,1	1,4	0,0	2,7	0,1	14,5	0,0	4,6	1,5	0,0	0,1	0,0	0,0	14,5	0,1	0,6	0,1	0,9
SH	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,2	0,1	2,1	0,2	31,5	17,5	3,4	1,4	0,0	0,0	0,1	0,0	15,3	0,1	0,9	0,0	0,4
TH	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	3,6	2,2	0,0	9,8	0,0	2,6	0,9	0,0	0,1	0,0	0,0	11,8	4,4	0,2	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	3,1	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0
Summe**	23,6	22,0	57,0	6,7	0,4	12,1	10,8	55,1	1,3	190,8	100,7	91,9	24,0	2,4	16,1	2,2	< 0,1	528,1	13,1	11,7	0,6	8,4

* Erzeugungsanlagen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

*** Ebenfalls berücksichtigt sind DSM-Prozesse, die eine Lastverschiebung ermöglichen. DSM (Lastverschiebung) saldiert sich zu Null.

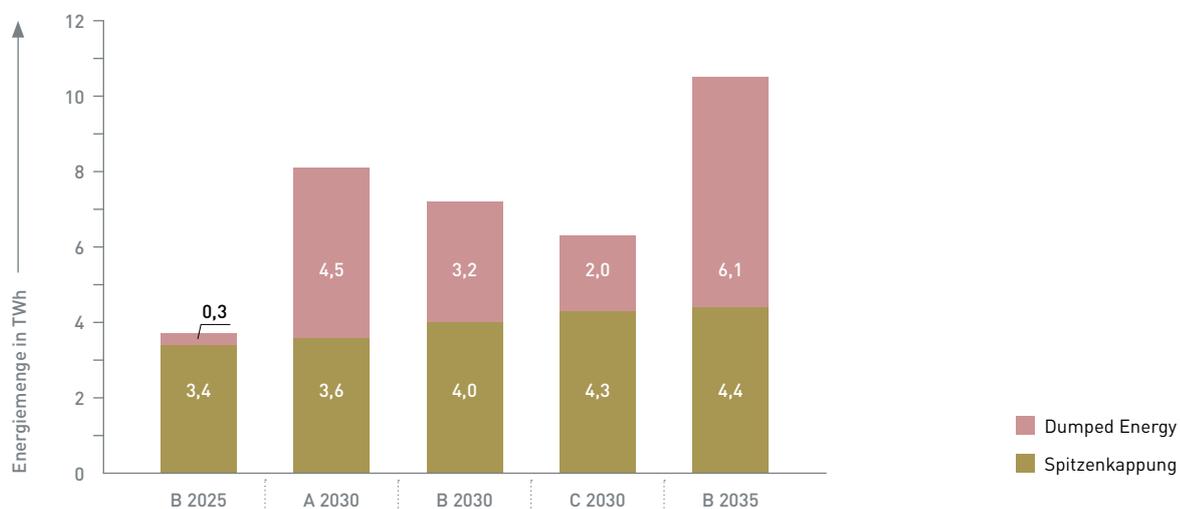


4.2.3 Dumped Power und Dumped Energy in Deutschland

Dumped Power bezeichnet nicht verwertbare Leistung und ergibt sich aus einem Überschuss an Leistung im Strommarkt (d. h. ohne Berücksichtigung der Netzrestriktionen innerhalb eines Marktgebiets), welcher weder gespeichert noch exportiert werden kann. Ein solcher Überschuss ergibt sich insbesondere durch hohe EE-Einspeisungen und wird durch eine unflexible Must-Run-Einspeisung des thermischen Kraftwerksparks weiter erhöht. Im Marktmodell wird dann die Einspeisung aus erneuerbaren Energien – über die Spitzenkappung von EE-Anlagen hinaus – zurückgefahren. Die Aufsummierung der Dumped Power über das gesamte Jahr ergibt die sogenannte Dumped Energy. Weitere Möglichkeiten, die Menge an Dumped Energy zu reduzieren, sind entweder eine Reduzierung der konventionellen Einspeisung, eine Erhöhung der Last oder eine Erweiterung der Speicher- oder Exportkapazitäten. Grundsätzlich ist die Existenz von Dumped Energy nicht zwangsläufig als negativ zu bewerten. Vielmehr ist, analog zur Spitzenkappung in der Netzplanung, aus Gesamtkostensicht zu betrachten, ob eine Auslegung der marktwirtschaftlichen Flexibilität auf jede Höhe an EE-Einspeisung ökonomisch sinnvoll ist.

In der im Szenariopfad B beschriebenen Entwicklung des Energiesystems lässt sich erkennen, dass die Menge an Dumped Energy mit steigendem EE-Anteil stetig zunimmt. Während Dumped Energy in B 2025 noch keine Rolle spielt, können ab 2030 signifikante Mengen von EE-Erzeugung strommarktseitig nicht mehr integriert werden. In B 2035 übersteigt die Menge an Dumped Energy die bereits zuvor durch Spitzenkappung abgeregelte EE-Erzeugung. Insgesamt werden damit in B 2035 10,5 TWh EE-Erzeugung entweder durch Spitzenkappung oder durch Dumped Power nicht in das Stromsystem integriert. Das entspricht etwa 2,4 % der potenziellen EE-Einspeisung in diesem Szenario. In den Szenarien für 2030 schwankt dieser Wert zwischen 1,5 % in Szenario C 2030 und 2,2 % in Szenario A 2030.

Abbildung 42: Spitzenkappung und Dumped Energy von EE-Anlagen in den Szenarien des NEP 2030 (2019)

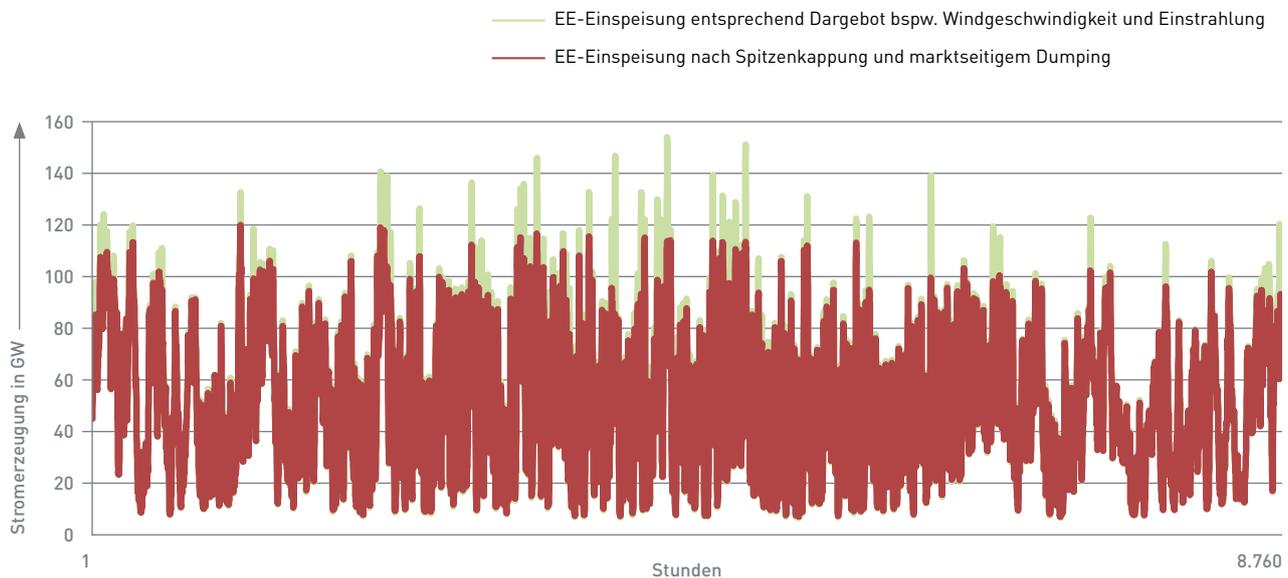


Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 43 ist dazu passend der stündliche Vergleich zwischen dem theoretisch erzeugbaren EE-Strom und der tatsächlich ins System integrierbaren Menge exemplarisch für das Szenario B 2035 aufgeführt. Dort könnten theoretisch bis zu 150 GW in Spitze durch erneuerbare Energie produziert werden. Aufgrund von Spitzenkappung und Dumped Energy werden davon aber maximal 120 GW für die Netzentwicklungsplanung relevant.



Abbildung 43: Zeitreihe der EE-Einspeisung vor und nach Spitzenkappung und marktseitigem Dumping in B 2035



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.2.4 Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland

- Die Volllaststunden der Erzeugungstechnologien im NEP 2030 (2019) unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere bei den Energieträgern Braun-, Steinkohle und Erdgas.

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

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

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

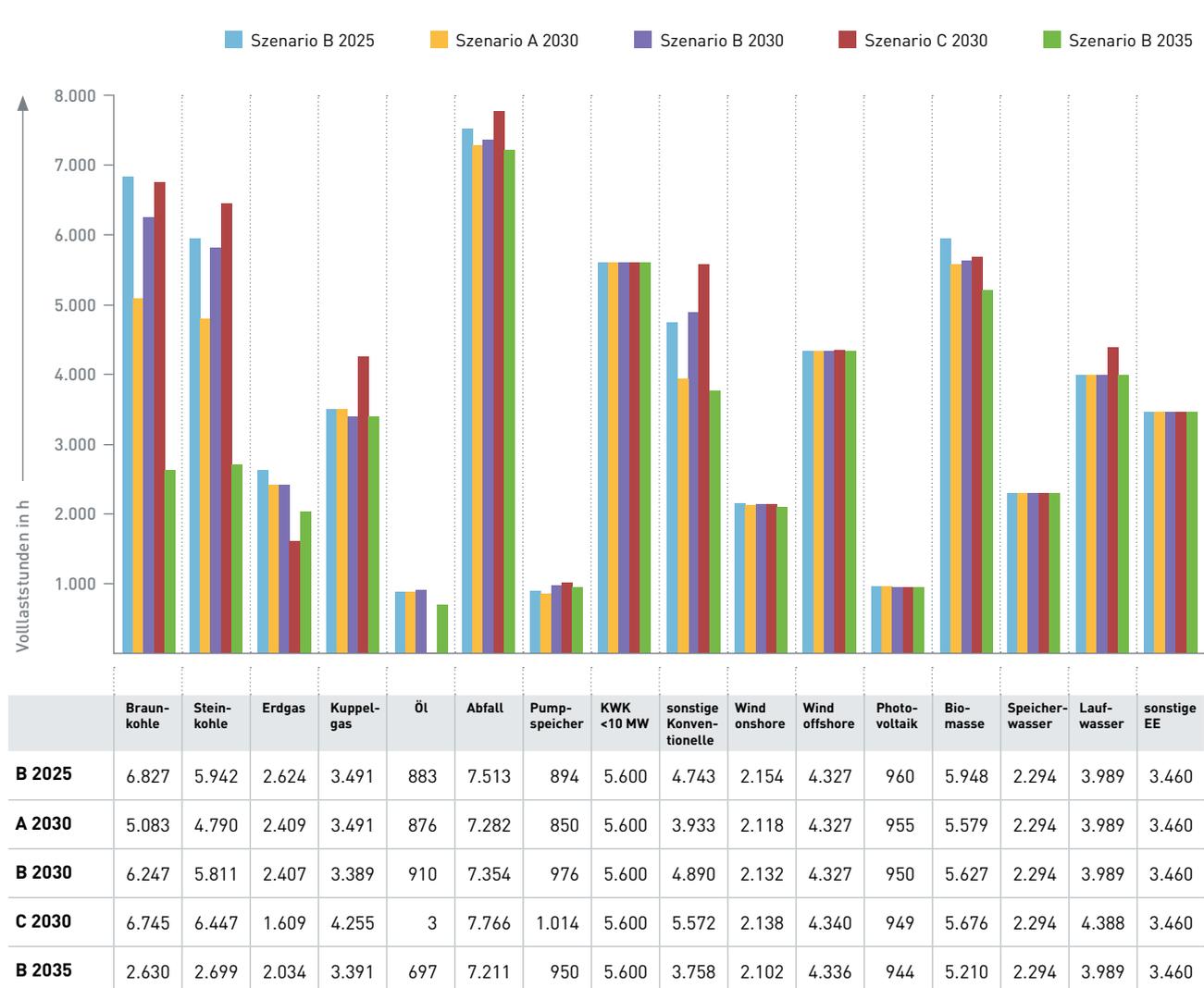


Die in Abbildung 44 dargestellten Volllaststunden ergeben sich jeweils aus der gesamten Energieerzeugung einer Kraftwerksklasse und der in dieser Klasse insgesamt installierten Nettoleistung.

Die Volllaststunden der Technologien unterscheiden sich in den einzelnen Szenarien deutlich, insbesondere bei den Energieträgern Braun-, Steinkohle und Erdgas. In den Szenarien B 2025 und B 2030 liegt die Volllaststundenzahl für Braun- und Steinkohle bei über 5.800 Stunden. In den fünf Jahren zwischen den Szenarien B 2030 und B 2035 sinken die Volllaststunden dann um mehr als 50 %. Hauptgrund für den deutlichen Rückgang ist der in B 2035 ermittelte nationale CO₂-Preiszuschlag, mit dem das Erreichen der Emissionsobergrenze sichergestellt wird. Auch bei Erdgas zeigt sich ein Rückgang von 2025 über 2030 bis 2035, der aber weit weniger stark ausfällt. Zudem fällt vor allem der deutliche Rückgang der Erdgasverstromung im Szenario C 2030 auf. Dieser Umstand ist dem szenariospezifischen rein strommarktgetriebenen Einsatz von Kraftwerken ohne Mindesterzeugungsrestriktionen in Kombination mit relativ hohen variablen Erzeugungskosten von Erdgaskraftwerken geschuldet.

Verglichen mit den Angaben im Genehmigungsdokument zum Szenariorahmen zur Abschätzung des Anteils am Bruttostromverbrauch, schwanken die tatsächlich modellierten Volllaststunden der erneuerbaren Energien leicht zwischen den Szenarien. Dies betrifft PV, Wind onshore, Wind offshore und Biomasse. Die geringen Unterschiede zwischen den Szenarien resultieren insbesondere aus der Regionalisierung des jeweiligen unterschiedlichen Zubaus sowie der unterschiedlichen Menge an auftretender Dumped Energy.

Abbildung 44: Vergleich der Volllaststunden je Szenario des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Es ist auffällig, dass die Volllaststunden von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken in den aktuellen Szenarien für 2030 im Vergleich zum NEP 2030 (2017) ansteigen. Dies ist u. a. eine direkte Folge aus der stark gesunkenen installierten Leistung an Kohlekraftwerken, was bedingt durch die Staffelung der Erzeugungsgrenzkosten gemäß Merit-Order in einer höheren Ausnutzung der verbleibenden Steinkohle- sowie Erdgaskraftwerke resultiert. Insgesamt sinkt die Stromerzeugung aus Steinkohlekraftwerken von 71 TWh im NEP 2030 (2017) auf 57 TWh im aktuellen NEP 2030 (2019). Diese Energiemenge wird aber aus entsprechend weniger Erzeugungsanlagen bereit gestellt, was zu den höheren Volllaststunden führt.

4.2.5 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung

Die Szenarien des NEP 2030 (2019) stellen mögliche Entwicklungen der Stromerzeugungs- und Verbrauchsstrukturen Deutschlands dar. Sie müssen nach § 12a Abs. 1 S. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Diese Ziele sind für den NEP 2030 (2019) im Wesentlichen durch das Energiekonzept der Bundesregierung vom 28.09.2010¹⁴ definiert, ergänzt durch weitere Festlegungen im Energiepaket der Bundesregierung vom 06.06.2011, das Aktionsprogramm Klimaschutz vom 03.12.2014, das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie das am 01.01.2016 in Kraft getretenen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Außerdem sind aktuelle Ziele der Bundesregierung, wie sie im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD genannt werden, in die Erstellung des NEP 2030 (2019) eingeflossen. Hierzu gehört insbesondere der gesteigerter Anteil von 65 % erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch.

Die durch die ÜNB den Szenarien zugrunde zu legenden Ziele sind in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2030 (2019) der BNetzA aufgeführt. Für die Entwicklung in den Szenarien gilt:

1. Reduktion der Treibhausgasemissionen auf 184 Mio. t CO₂ in 2030 bzw. 240 Mio. t CO₂ in 2025 und 127 Mio. t CO₂ in 2035.
2. Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf 65 % bis zum Jahr 2030.
3. Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber dem Jahr 2008 um 30 % bis zum Jahr 2030 und um 35 % bis zum Jahr 2035.
4. Steigerung der installierten Leistung aus Offshore-Windenergie auf 15 GW im Jahr 2030.
5. Erhöhung der Strommenge aus KWK auf 120 TWh bis zum Jahr 2025.
6. Minderung des Stromverbrauchs gegenüber dem Jahr 2008 um 10 % bis zum Jahr 2020 und um 25 % bis zum Jahr 2050.
7. Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie bis zum Jahr 2022.

Die Auswertung zeigt, dass der Stromsektor in den Szenarien des NEP 2030 (2019) in nahezu allen Bereichen erfolgreich seinen Beitrag zur Zielerreichung leistet.

1. Reduktion der Treibhausgasemissionen

Ziel der Bundesregierung ist die Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Treibhausgasen in Deutschland, mit besonderem Fokus auf Kohlenstoffdioxid. In Abbildung 45 sind die CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien in Relation zu den Zielwerten der Bundesregierung für die Jahre 2025, 2030 und 2035 sowie in Relation zum Bezugswert aus dem Jahr 1990 veranschaulicht. Die im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung angesetzten CO₂-Emissionsgrenzwerte aus dem genehmigten Szenariorahmen beinhalten neben den für die Stromproduktion anfallenden Emissionen auch die in KWK-Anlagen aus der gekoppelten Wärmeproduktion resultierenden Emissionen (siehe Kapitel 2.3).

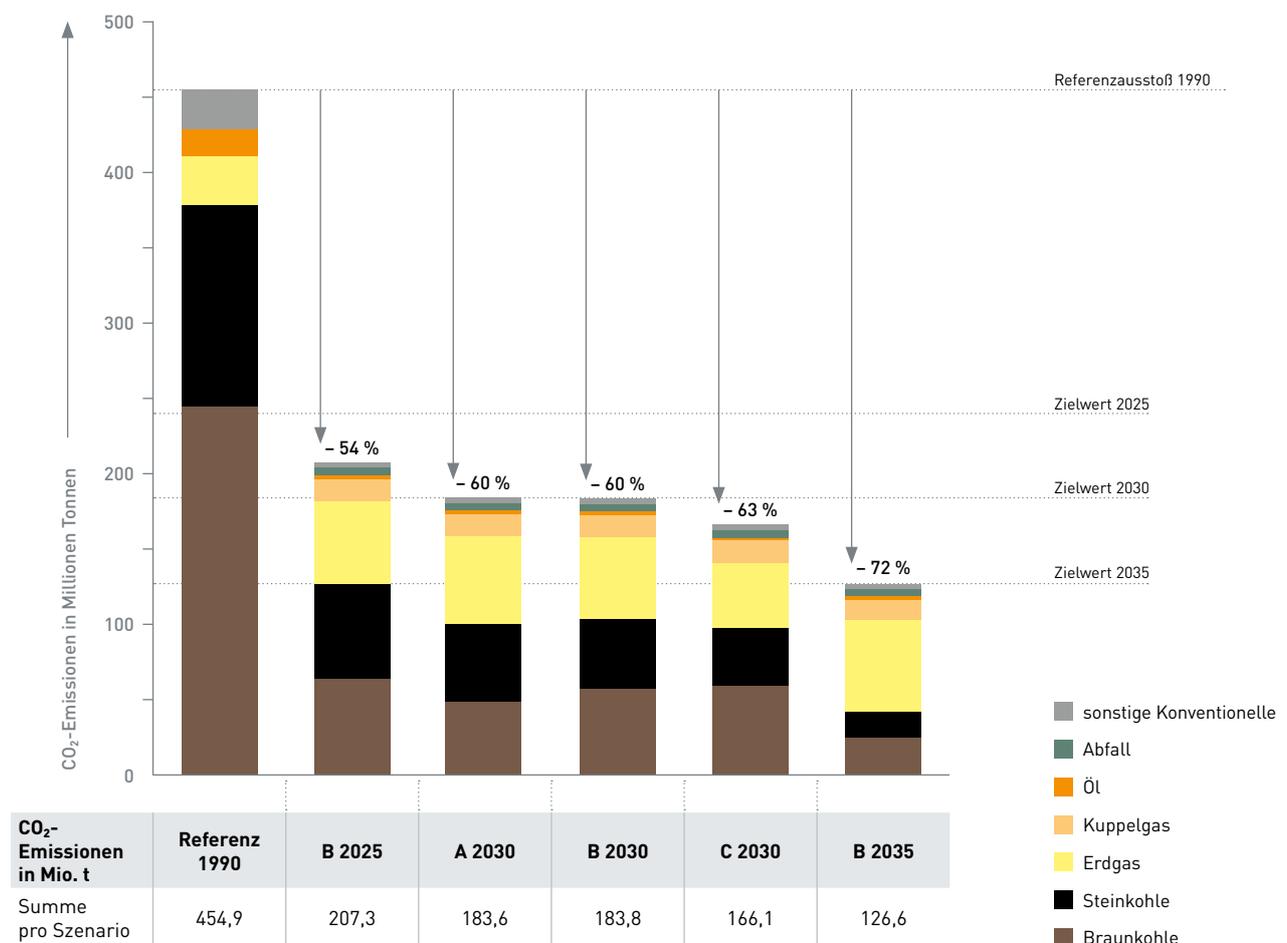
¹⁴ Bundesregierung: „Energie für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, veröffentlicht September 2010: www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?



Die wesentlichen Treiber der Emissionsreduktion in Deutschland sind in den betrachteten Zieljahren, wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen, der Ausbau erneuerbarer Energien kombiniert mit geringeren Stein- und Braunkohlekapazitäten. Außerdem wird in allen Szenarien von einem gegenüber heute deutlich gestiegenem europäischen Basispreis für CO₂-Emissionen ausgegangen. Ein nationaler Preisaufschlag auf den europäischen CO₂-Preis aufgrund der Emissionsobergrenzen ist nur in den Szenarien B 2035 (+ 28 € pro Tonne CO₂) und A 2030 (+ 9 € pro Tonne CO₂) erforderlich. Ohne diese Erhöhung ergäbe sich für B 2035 eine um 46,6 Mio. t CO₂ bzw. für A 2030 um 17,5 Mio. t CO₂ höhere Emissionsmenge. In den weiteren Szenarien wird die vorgegebene Emissionsmenge auch ohne einen nationalen Preisaufschlag eingehalten.

In Abbildung 45 sind die gesamten CO₂-Emissionen der konventionellen Kraftwerke in den Szenarien nach Brennstoffen aufgeteilt abgebildet. Ebenfalls dargestellt sind die im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung vorgegebenen Grenzwerte. Aus der Abbildung wird deutlich, dass die Zielerreichung in den Szenarien im Wesentlichen durch eine Reduktion der Energiebereitstellung aus Braun- und Steinkohlekraftwerken erreicht wird. Die Emissionsgrenze stellt hierbei nur in B 2035 und A 2030 eine Restriktion für den Einsatz der Kraftwerke dar.

Abbildung 45: CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung in Deutschland in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



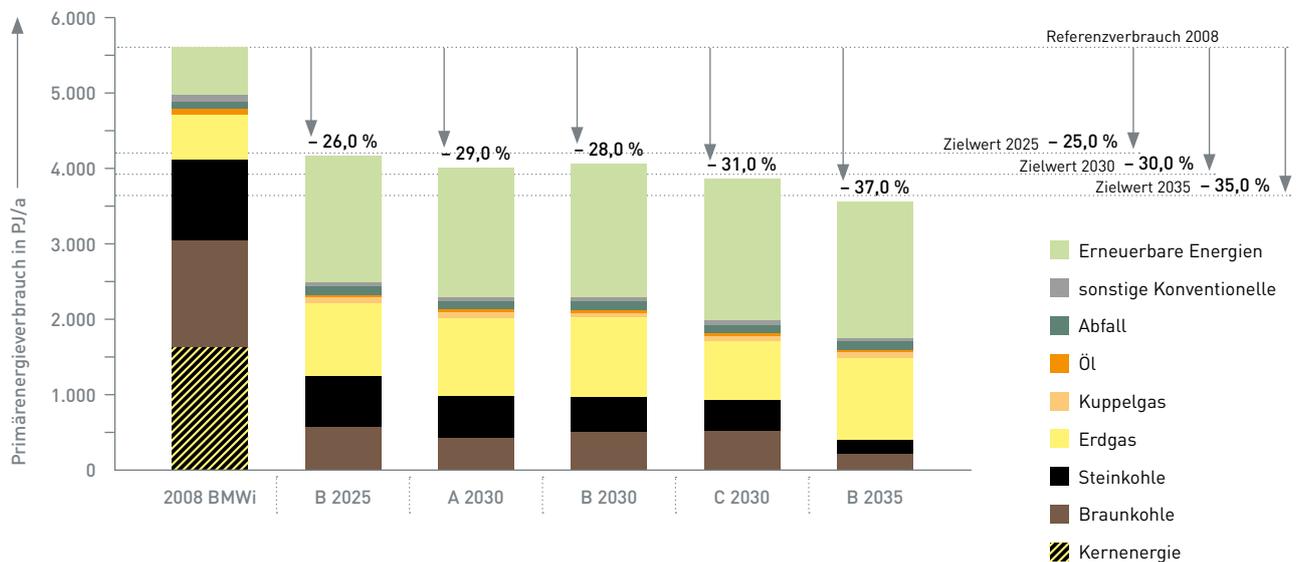
Aufgrund des nationalen Preisaufschlags ergeben sich für die Szenarien B 2035 und A 2030 folgende Aussagen und Ergebnisse in der Marktmodellierung:

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

2. Reduktion des Primärenergieverbrauchs

Das definierte Ziel der Bundesregierung sieht eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 20 % bis zum Jahr 2020 und um 50 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 vor. In Abbildung 46 werden die Primärenergieverbräuche zur Stromerzeugung in den Szenarien des NEP und der Referenzwert im Jahr 2008 in Höhe von 5.606 PJ im Vergleich dargestellt. Ebenfalls abgebildet sind die linear interpolierten Zwischenzielwerte für die Jahre 2025, 2030 und 2035. In den Szenarien B 2025, C 2030 und B 2035 werden die Zielwerte der Bundesregierung erreicht. In den Szenarien A 2030 und B 2030 wird das Ziel von 3.924 PJ dagegen knapp verfehlt (Überschreitung um 82 bzw. 135 PJ).

Abbildung 46: Primärenergieverbrauch in der Stromerzeugung in den Szenarien des NEP 2030 (2019)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

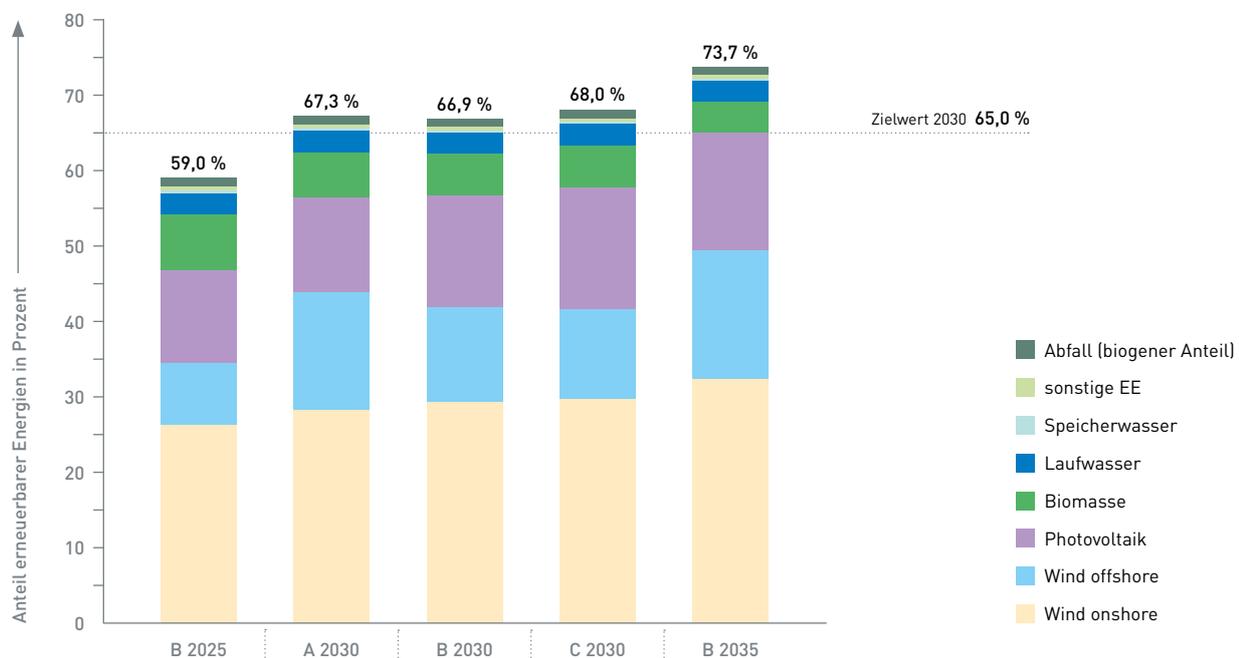


3. Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromnachfrage

Das EEG 2017 sieht einen Mindestanteil der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch vor. Dieser Anteil soll nach § 1 Abs. 2 S. 1 Nr. 1–3 EEG 2017 bis zum Jahr 2025 40 % bis 45 % und bis zum Jahr 2035 55 % bis 60 % und bis zum Jahr 2050 mindestens 80 % betragen. Die Ziele aus dem Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD sehen hingegen einen höheren Zielwert von bereits 65 % in 2030 vor, welcher in diesem Zeithorizont auch in allen Szenarien erreicht wird. Durch lineare Interpolation ergibt sich daraus ein Zielwert von 53,9 % in 2025 bzw. 68,8 % für 2035, der in den Szenarien B 2025 und B 2035 ebenfalls erreicht bzw. übertroffen wird.

In Abbildung 47 werden die Anteile der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch für die Szenarien des NEP 2030 (2019) dargestellt.

Abbildung 47: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4. Erhöhung der Offshore-Windleistung

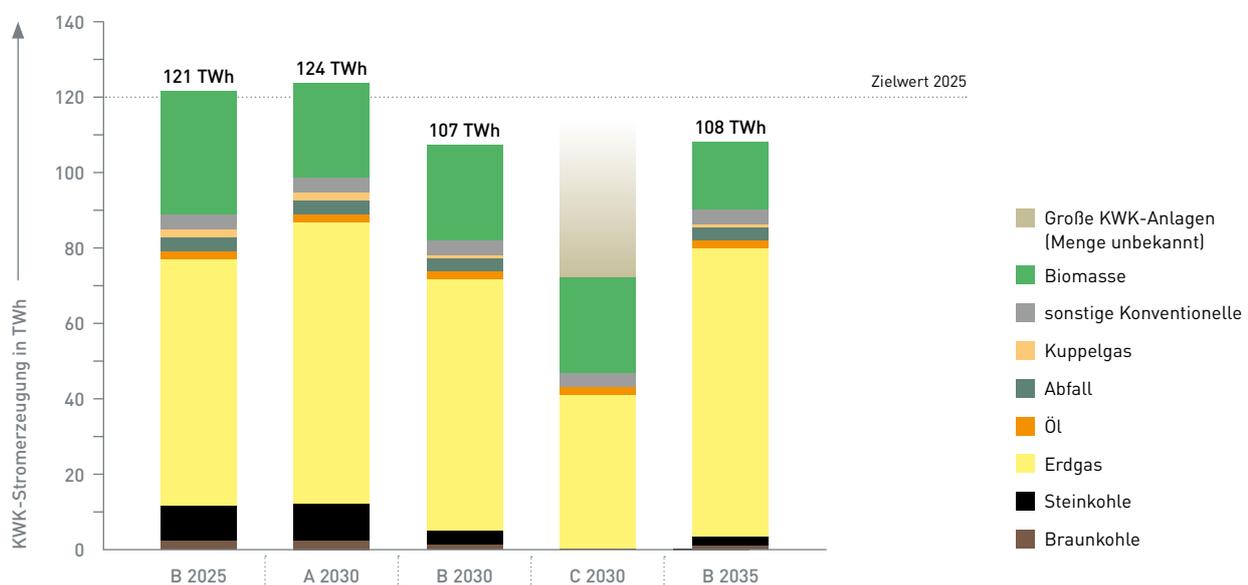
Das aktuelle gesetzliche Ziel zur Steigerung der Offshore-Windleistung auf 15 GW im Jahr 2030 wird in allen Szenarien mit Zieljahr 2030 erreicht. Die installierte Leistung in den Szenarien des NEP ist im genehmigten Szenariorahmen festgelegt und in Kapitel 3 näher beschrieben. Für das Szenario A 2030 sieht der genehmigte Szenariorahmen 20 GW Offshore-Windenergie und für die Szenarien B 2030 und C 2030 jeweils 17 GW vor.



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

Laut § 1 Abs. 1 Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) soll die Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen auf 110 TWh bis zum Jahr 2020 und auf 120 TWh bis zum Jahr 2025 erhöht werden. Dieses Ziel wird in den Szenarien B 2025 (121 TWh) und A 2030 (124 TWh) erreicht. In den Szenarien B 2030 und B 2035 wird der Zielwert der Bundesregierung mit rund 107 bzw. 108 TWh jedoch verpasst. Für das Szenario C 2030 kann keine Aussage zur Zielerreichung getroffen werden, da hier nur die Einspeisung der KWK-Anlagen < 10MW explizit zugewiesen werden kann. Für Großkraftwerke wird eine vollständige Flexibilisierung des Einsatzes angenommen, sodass der KWK-Anteil nicht eindeutig abgegrenzt werden kann. In Abbildung 48 ist die KWK-Erzeugung der deutschen KWK-Kraftwerke nach Primärenergieträger sortiert für die einzelnen Szenarien dargestellt.

Abbildung 48: KWK-Erzeugung nach Primärenergietypen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Bilanzierung der KWK-Stromerzeugung wurde gegenüber dem NEP 2030 (2017) überarbeitet, sodass nun eine klarere Trennung zwischen tatsächlicher KWK-Stromerzeugung, weiterer durch KWK bedingter Stromproduktion und sonstigen prozessbedingten Zwangseinsätzen von Kraftwerken möglich ist. Die Bilanzierung orientiert sich am AGFW-Arbeitsblatt FW 308¹⁵. Für Biomasse-Kraftwerke wird ein KWK-Anteil von 75 % angenommen.

¹⁵ Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V.: „AGFW-Arbeitsblatt FW 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes“, veröffentlicht September 2015: www.agfw.de/fileadmin/user_upload/Energiewende_u_Politik/FW_308_A_1509.pdf



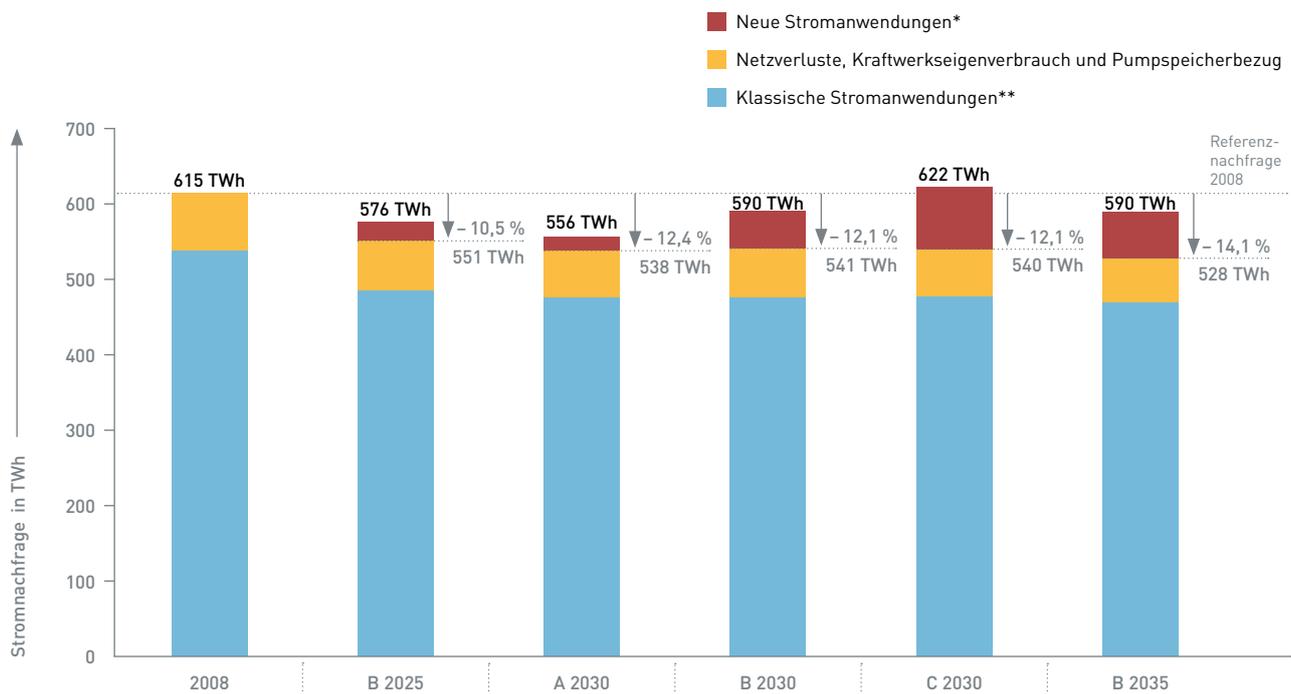
6. Reduktion des Stromverbrauchs

Das von der Bundesregierung definierte Reduktionsziel für den Stromverbrauch beträgt 10 % bis zum Jahr 2020 sowie 25 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Basisjahr 2008. Als Bezugsgröße für das Reduktionsziel kann dabei der Bruttostromverbrauch, der Nettostromverbrauch oder der reine Stromverbrauch der klassischen Stromanwendungen herangezogen werden. Je nach gewählter Bezugsgröße ergeben sich unterschiedliche Ergebnisse, so beträgt die Reduktion des Stromverbrauchs der klassischen Stromanwendungen¹⁶ in allen Szenarien über 10 %, womit bei dieser Abgrenzung die Reduktionsziele eingehalten werden. Auch bei zusätzlicher Berücksichtigung der Entwicklung von Netzverlusten, Kraftwerkseigenverbrauch und Pumpspeicherbezug – welche den Unterschied zwischen Brutto- und Nettostromnachfrage darstellen – beträgt die Minderung der Stromnachfrage über 10 %.

Brutto- und Nettostromverbrauch umfassen neben den klassischen Stromanwendungen auch neue Stromanwendungen im Zusammenhang mit PtG, PtH, Wärmepumpen und Elektromobilität. Der Anstieg des Stromverbrauchs dieser neuen Stromanwendungen kompensiert den Rückgang des Stromverbrauchs der klassischen Stromanwendungen in den Szenarien unterschiedlich stark. Im Ergebnis reicht die Bandbreite der Veränderung des Nettostromverbrauchs von einer Reduktion um 8 % in A 2030 bis zu einem leichten Anstieg um 4 % in C 2030.

In Abbildung 49 ist die Reduktion des Bruttostromverbrauchs als Ergebnis der Markt- und Netzsimulationen der Szenarien dargestellt.

Abbildung 49: Reduktion der Stromnachfrage



* PtG, PtH, Wärmepumpen, Elektromobilität

** Industrie, Haushalt, GHD, Verkehr, Umwandlungssektor

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

16 Die klassischen Stromanwendungen beinhalten nicht PtG, PtH, Wärmepumpen und Elektromobilität.



7. Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022

Das politische Ziel des Kernenergieausstiegs bis zum Jahr 2022 wird durch den von der BNetzA genehmigten Szenario-rahmen implizit eingehalten.

4.3 Aufbereitung für Netzberechnungen

Das Ergebnis der Marktsimulationen für die jeweiligen Szenarien ist Eingangsgröße für die nachfolgenden Netzberechnungen (siehe Kapitel 5 Netzanalysen). Weitere wichtige Eingangsdaten sind die regional aufbereiteten Zeitreihen des Verbrauchs und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien je Netzknoten in Deutschland und Europa, die sogenannte Regionalisierung. Sämtliche Marktdaten werden über eine normierte Schnittstelle als Mittelwert über jede Stunde und für jeden Knoten automatisiert an das Netzberechnungsprogramm übergeben.



Weiterführende Dokumente und Links

- Marktmodell BID3: www.netzentwicklungsplan.de/ZUz ↗
- Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung der Bundesregierung: www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5 ↗
- Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.:
„AGFW-Arbeitsblatt FW 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes“:
[www.agfw.de/fileadmin/user_upload/Energiewende u Politik/FW 308 A 1509.pdf](http://www.agfw.de/fileadmin/user_upload/Energiewende_u_Politik/FW_308_A_1509.pdf) ↗