

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



4 Marktsimulation

Ergänzungen aus dem Konsultationsverfahren

Mit Blick auf die im Konsultationsprozess eingegangenen Stellungnahmen werden spezifische Aspekte im vorliegenden Kapitel an entsprechender Stelle etwas detaillierter beleuchtet. Das betrifft zunächst den in mehreren Stellungnahmen kritisierten Ansatz eines reduzierten Emissionsfaktors von Erdgaskraftwerken in Szenario B 2040 und die in diesem Zusammenhang geforderte Konkretisierung der Maßnahmen, die zu dieser Reduktion führen. Daneben haben viele Konsultationsteilnehmer aus Konsistenzgründen eine Aufnahme der in den Szenarien zunächst nicht berücksichtigten Interkonnektoren gefordert, insofern die bei einigen Projekten aufgrund europarechtlicher Vorgaben durchzuführende Kosten-Nutzen-Analyse positiv ausfällt. Weitere Themen, die im Rahmen der Konsultation angemerkt wurden, waren die Darstellung der EE-Überschüsse, der Transite und die Versorgungssicherheit. Auf Basis dieser Stellungnahmen finden sich im zweiten Entwurf ergänzende Erläuterungen.

Darüber hinaus wurde die grafische Darstellung von Erzeugung, Last und Handel in ausgewählten Situationen auf Wunsch eines Konsultationsteilnehmers hin überarbeitet. In diesem Zusammenhang werden auch ergänzende Daten zur Verfügung gestellt. Gegenüber dem ersten Entwurf gibt es in Szenario B 2040 Änderungen in den ausgewiesenen Jahresmengen. Darüber hinaus wurde für alle Szenarien die Auswertung der summierten bilanziellen Transite korrigiert.

Zusammenfassung

Auf Basis der aufbereiteten Daten aus dem genehmigten Szenariorahmen (siehe Kapitel 2) erfolgt mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens eine Projektion des zukünftigen Strommarktes, die sogenannte Marktsimulation. Der Szenariorahmen zeigt, wo und wie viel Erzeugungsleistung einer Technologie installiert ist, nicht aber, wann und wie viel die entsprechenden Stromerzeuger einspeisen. Das Ziel der Marktsimulation ist es daher, für jede Stunde eines Szenariojahres die regionalen Einspeise- und Verbrauchssituationen bei minimalen Systembetriebskosten zu ermitteln. Die Marktsimulation wird dabei für jedes der vier Szenarien separat durchgeführt. Hierbei ist eine Vielzahl an technologischen, rechtlichen und ökologischen Randbedingungen einzuhalten. Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulation sind der systemweite, blockscharfe und kostenminimale Einsatz von Stromerzeugern, Speichern und flexiblen Verbrauchern, die resultierenden Gesamtkosten der Stromerzeugung zur Nachfragedeckung sowie der grenzüberschreitende Stromaustausch für jedes Marktgebiet. Die räumlich und zeitlich detailliert aufgelösten Zeitreihen von Stromerzeugung und Stromverbrauch sind ihrerseits wiederum eine zentrale Eingangsgröße für die anschließenden Netzanalysen und bestimmen den Übertragungsbedarf im deutschen Stromnetz (siehe Kapitel 5).

Wesentliche Ergebnisse der Marktsimulationen zum Netzentwicklungsplan 2035 (2021) sind:

- Die Marktsimulationen zum Netzentwicklungsplan 2035 (2021) verdeutlichen die enorme Transformation des Stromsektors. Der Ausbau erneuerbarer Energien schreitet weiter fort, der Kohleausstieg ist in nahezu allen Szenarien abgeschlossen, die CO₂-Emissionen sind gegenüber heute deutlich reduziert und die Nachfrageseite ist durch eine Vielzahl neuer Stromanwendungen und flexibler Verbraucher gekennzeichnet.
- Es ist ein starkes innerdeutsches Erzeugungsgefälle in allen Zeithorizonten und Szenarien zu beobachten: Erzeugungsüberschuss in Nord- und Ostdeutschland, Erzeugungsdefizit in Süd- und Westdeutschland. Mehr als ein Drittel des jährlichen Strombedarfs werden in Süd- und Westdeutschland aus in- und ausländischen Importen gedeckt. Gleichzeitig können nord- und ostdeutsche Bundesländer teils mehr als das Doppelte ihres jährlichen Stromverbrauchs selbst decken.
- Die Bedeutung erneuerbarer Energien nimmt weiter zu: In allen Szenarien liegt die durch sie erzeugte Strommenge in Deutschland bei über 70 % des Bruttostromverbrauchs. Der Großteil der erneuerbaren Stromerzeugung erfolgt dabei durch Windenergie- und Photovoltaikanlagen.

- Die steigende Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken und Anwendungen auf der Nachfrageseite fördern die Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dennoch kommt es vermehrt zur marktseitigen Einsenkung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, welche im angenommenen Szenario- und Marktrahmen nicht integriert werden kann.
- In allen Szenarien wird die Bedeutung Europas für die Stromversorgung in Deutschland deutlich. Deutschland weist in allen Szenarien einen geringen Nettoimport in Höhe von maximal 3 % des Bruttostromverbrauchs auf. In den Szenarien für 2035 beträgt dieser zwischen 3 und 18 TWh und im Jahr 2040 rund 22 TWh.
- In keinem der betrachteten Szenarien ist eine zusätzliche Erhöhung des CO₂-Preises in Deutschland zur Einhaltung der im Szenariorahmen für 2035 festgelegten sektorspezifischen Emissionsobergrenzen notwendig. Im Szenario B 2040 kann die Emissionsobergrenze jedoch nur eingehalten werden, wenn die mit dem Brennstoffverbrauch von Erdgaskraftwerken verbundenen Emissionen durch zusätzliche Maßnahmen (beispielsweise Beimischung klimaneutraler Gase) um ca. 40 % gegenüber der konventionellen Erdgasverfeuerung reduziert werden.
- Aufgrund der Nichtberücksichtigung von Sonderfällen in den Marktsimulationen, wie systematische Nichtverfügbarkeiten von Kernkraftwerken in Frankreich, extreme Wettersituationen oder Gasknappheit, ist der Netzausbau nicht auf seltene, außerplanmäßige Eventualitäten ausgelegt, sondern auf statistisch erwartbare Bedingungen.

4.1 Modellierung des Strommarktes

Die Eingangsdaten zur Modellierung der Erzeugung, des Handels und des Verbrauchs elektrischer Energie im gesamten europäischen Stromsystem fließen in das Strommarktmodell JMM („Joint Market Model“) ein. JMM wurde im Rahmen des europäischen Forschungsprojektes WILMAR¹⁹ entwickelt. Die im NEP genutzte Version wurde maßgeblich vom energiewirtschaftlichen Lehrstuhl EWL der Universität Duisburg-Essen sowie den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) weiterentwickelt. Dies umfasst insbesondere die Abbildung von Flow-Based Market Coupling (FBMC), Speicherbewirtschaftung, Demand Side Management (DSM), Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Flexibilisierung der Must-Run-Einspeisung. Die Marktsimulation zum NEP 2035 (2021) wurde von den Übertragungsnetzbetreibern selbstständig durchgeführt. Abbildung 34 gibt einen Überblick über das Modell.

Das Marktmodell simuliert die Erzeugung elektrischer Energie zur Deckung des Strombedarfs 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 Gegebenheiten in einem „Energy-only-Markt“ ab. Das Marktmodell minimiert dabei die variablen Stromerzeugungskosten. Um die Größe des Optimierungsproblems beherrschbar zu halten, werden nicht alle 8.760 Stunden eines Jahres gleichzeitig berechnet, sondern die Berechnung erfolgt in mehreren Zeitscheiben von ungefähr einer Woche Dauer, welche sequenziell gelöst werden, wobei sich aufeinander folgende Zeitscheiben überlappen. Diese Vorgehensweise wird rollierende Planung mit Voraussicht genannt. Die Ermittlung des stündlich aufgelösten Einsatzes der Erzeugungsanlagen in Europa erfolgt dabei unter Berücksichtigung diverser Restriktionen des Kraftwerksparks (siehe nachfolgende Modellbeschreibung) und unter der Voraussetzung, dass die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt wird. Das Modell stellt somit in allen 8.760 Stunden des Szenario-Zieljahres ein Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung her.

¹⁹ Forschungsprojekt WILMAR: www.wilmar.risoe.dk



Abbildung 34: Überblick über das Strommarktmodell



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Kraftwerkseinsatzoptimierung

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-, CO₂- sowie weiteren Betriebskosten zusammen. Darüber hinaus werden Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb und Anfahrkosten der Kraftwerke in der Optimierung berücksichtigt.

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

- > Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen), produzieren in erster Linie entsprechend der vorgegebenen Einspeiseprofile. Eine Reduktion 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.
- > Bei der Modellierung von konventionellen Erzeugungsanlagen werden kraftwerkstechnische Restriktionen wie Anfahr- und Abfahrvorgänge, Mindesteinsatz- und Stillstandzeiten, Mindestleistungen sowie geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt.
- > Einsatzrestriktionen von Kraftwerken mit zusätzlichen Versorgungsaufgaben (Nah- und Fernwärmebereitstellung oder industrielle Eigenversorgung) werden so berücksichtigt, dass die Kraftwerke bis zur Höhe der für die Versorgungsaufgabe notwendigen Stromerzeugung priorisiert eingesetzt werden. Im Modell ist dies durch Zusatzkosten für eine Unterschreitung vorgegebener Mindestleistungsmengen umgesetzt. Die vorgegebene Mindestleistung ist also kein Zwang, wodurch der zunehmenden Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks Rechnung getragen wird.
- > Bei Abfall- und Kuppelgaskraftwerken sind die täglich zu verwertenden Brennstoffmengen exogen vorgegeben, wobei der Brennstoffeinsatz und die daraus resultierende Stromerzeugung innerhalb eines Tages verschoben werden können.
- > Die Einspeisung aus Pump- bzw. Speicherwasserkraftwerken ist von den jeweiligen Zuflussmengen und Speicherfüllständen abhängig.

Für die Kraftwerke wird ein kostenoptimaler Einsatz unter Einhaltung aller technischen Restriktionen ermittelt. Die geographische oder elektrische Distanz zwischen Erzeugern und Verbrauchern innerhalb eines Marktgebietes spielt dabei gemäß den derzeitigen gesetzlichen Regelungen keine Rolle. Die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke eines Marktgebietes folgt somit weitestgehend den Grenzkosten der Stromerzeugung („Merit-Order“). In dieser Logik erfolgt ein Einsatz der Kraftwerke solange, bis genügend Einspeiseleistung vorhanden ist, um die Last im betrachteten Zeitpunkt zu decken. Gleichzeitig besteht die Möglichkeit zum Einsatz von flexiblen Nachfrageelementen (DSM), die in Abhängigkeit der Marktpreise zu- oder abgeschaltet werden können. Die vorrangige Einspeisung der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Strommenge 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.

Abbildung von Flexibilitäten

In Stromsystemen mit hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energieträger ist die Flexibilität auf der Erzeugungsseite als auch der Verbraucherseite von zunehmender Bedeutung. Im Marktmodell wird die verbraucherseitige Flexibilität durch abschaltbare, zuschaltbare und verschiebbare Lasten abgebildet. Abschaltbare Prozesse sind beispielsweise Industrieanwendungen, die in der Lage sind bei vergleichsweise hohen anfallenden Kosten ihren Verbrauch zu reduzieren. Bestimmte Anwendungsfälle im Zusammenhang mit Kühlung bzw. Temperaturregelung ermöglichen eine Verschiebung der Last. Darüber hinaus werden zuschaltbare Lasten, z. B. sogenannte Power-to-Heat-Anwendungen, im Modell berücksichtigt. Die Abbildung von Power-to-Gas-Anwendungen im Modell entspricht ebenfalls derjenigen von zuschaltbaren Lasten, jedoch ist die Parametrierung so gewählt, dass sich der Einsatz am Angebot erneuerbarer Energieträger orientiert. Die Optimierung von Lastflexibilitäten erfolgt, wie auch der Kraftwerkseinsatz kostenminimierend, wobei jede Flexibilitätsoption mit Abrufkosten verbunden ist und bestimmten Einsatzrestriktionen (z. B. maximaler Verschiebe- und/oder Abrufdauer) unterliegt.

Darüber hinaus ist eine Flexibilisierung der Wärmebereitstellung berücksichtigt. Eine Einsatzentscheidung zwischen Power-to-Heat-Anlagen und Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt abhängig vom Strompreis. Die durch die Wärmeauskopplung induzierte vorgegebene Mindesteinspeisung der KWK-Anlagen kann mit Anfall zusätzlicher Kosten teilweise bis zur technischen Mindestlast der Anlage abgesenkt werden, was eine flexiblere Fahrweise von Heizkraftwerken mit Wärmespeicher repräsentiert.

Einhaltung von nationalen CO₂-Emissionsvorgaben

Wie in Kapitel 2.5 dargestellt, definiert der Szenariorahmen des NEP 2035 (2021) verbindliche, an den Klimaschutzziele orientierte CO₂-Emissionsobergrenzen für den deutschen Kraftwerkspark in den Zieljahren 2035 und 2040. Bei der Bestimmung der CO₂-Emissionen wird, unabhängig von Strom- oder Wärmeerzeugung, der gesamte CO₂-Ausstoß des deutschen Kraftwerksparks betrachtet. Für die Szenarien mit dem Zieljahr 2035 würde, falls die mithilfe des Marktmodells ermittelten Gesamtemissionen der Kraftwerke oberhalb des vorgegebenen Grenzwertes liegen, der deutsche CO₂-Preis so lange iterativ erhöht werden bis die Emissionsgrenze eingehalten wird. Durch den Preisaufschlag würde die Stromerzeugung CO₂-intensiver Kraftwerke in Deutschland gesenkt und durch CO₂-ärmere Stromerzeugung in Deutschland oder ausländische Stromerzeugung ersetzt. Im Szenario B 2040 wird angenommen, dass der Emissionsfaktor von Erdgaskraftwerken bei Bedarf durch Beimischung von synthetischen oder biogenen Gasen reduziert wird, um die Einhaltung der CO₂-Emissionsobergrenze zu gewährleisten. Im Marktmodell ergeben sich in dem Fall keine Änderungen im Kraftwerkseinsatz, da angenommen wird, dass die Einsparung von CO₂-Kosten durch höhere Einkaufskosten für die emissionsärmeren Gase kompensiert wird.

4.2 Ergebnisse der Marktsimulationen

Ergebnis der Marktsimulationen sind die Einspeise- und Verbrauchsprofile der Stromerzeugungsanlagen und Lasten der betrachteten Marktgebiete. Für Deutschland sind diese Profile mindestens pro elektrischem Knotenpunkt des Übertragungsnetzes (typischerweise für unterlagerte PV-Anlagen und die konventionelle Last) oft aber auch standortscharf vorhanden (für konventionelle/hydraulische Kraftwerke und Großverbraucher). Neben den beschriebenen Profilen für Erzeugung und Last ergeben sich als Ergebnis der Marktmodellierung auch die Handelsflüsse zwischen den Marktgebieten.

Alle beschriebenen Größen werden für den gesamten Untersuchungszeitraum des jeweils untersuchten Szenarios ausgewiesen. Dieser beträgt jeweils ein Jahr bzw. 8.760 Stunden. In den folgenden Darstellungen und Abbildungen werden Ergebnisse oft in der Einheit Terawattstunden (TWh) angegeben. Diese Darstellungsform resultiert aus der Aggregation der eingangs vorgestellten Ergebnisgrößen über den gesamten Untersuchungszeitraum hinweg.

Aus den Ergebnissen der Marktsimulation kann noch nicht die tatsächliche Auslastung des Netzes abgeleitet werden. Allerdings geben sie eine erste Indikation für den Transportbedarf, der zwischen unterschiedlichen Regionen des Übertragungsnetzes über einen bestimmten Zeitraum auftritt. Für die Netzplanung bzw. eine Netzdimensionierung werden die bekannten Ergebnisse der Marktsimulation kombiniert mit den Restriktionen des Übertragungsnetzes bzw. der zugrunde liegenden Netztopologie. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik zur Netzplanung im NEP findet sich im Kapitel 5.1.

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 2035

Der Bruttostromverbrauch liegt im Szenario A 2035 mit 650 TWh aufgrund der vergleichsweise geringen Sektorenkopplung am unteren Rand der für 2035 abgebildeten Szenarien, jedoch deutlich über dem heutigen Niveau. Dies gilt ebenso für den Anteil der erneuerbaren Energien, welcher 70 % beträgt. Szenario A 2035 ist das einzige Szenario des NEP 2035 (2021), in dem noch Kohlekraftwerke berücksichtigt werden. Ihre Stromerzeugung ist jedoch mit knapp 18 TWh auch in diesem Szenario nur noch sehr gering. So kann die CO₂-Obergrenze ohne eine weitere Erhöhung des CO₂-Preises eingehalten werden. Im Szenario A 2035 ist der Nettoimport von Strom aus dem Ausland im Vergleich zu den anderen Szenarien für 2035 mit 18 TWh sowohl absolut, als auch relativ (ca. 3 % des Bruttostromverbrauchs) am höchsten.

Szenarien B 2035 und B 2040

Das Szenario B 2035 liegt bzgl. Sektorenkopplung, Stromverbrauch und EE-Anteil zwischen den Szenarien A 2035 und C 2035. Zwischen B 2035 und B 2040 schreitet sowohl die Elektrifizierung und Nutzung neuer Stromanwendungen als auch der Ausbau der erneuerbaren Energien weiter voran. Der Bruttostromverbrauch steigt entsprechend auf 667 TWh in B 2035 und auf 704 TWh in B 2040. Ausgehend von einem EE-Anteil von 65 % in 2030 steigt dieser bis 2035 auf etwa 73 % weiter deutlich an. Bis 2040 verlangsamt sich die Ausbaudynamik jedoch, wodurch in 2040 76 % erreicht werden. Die Obergrenze für den CO₂-Ausstoß sinkt zwischen 2035 und 2040 dagegen deutlich von 120 auf 60 Mio. t CO₂. Während das CO₂-Limit in B 2035 ohne weitere Maßnahmen eingehalten wird, ist für die Erreichung des 2040-Ziels eine Reduktion des Emissionsfaktors von Erdgaskraftwerken um ca. 40 % notwendig. Auch in den B-Szenarien ist Deutschland ein Nettoimporteur von Strom, wobei der Import von 2035 (17 TWh) nach 2040 (22 TWh) ansteigt. Für das Jahr 2035 liegt dieser insgesamt etwas unter dem Niveau des A-Szenarios.

Szenario C 2035

Szenario C 2035 zeichnet sich von den Szenarien für das Jahr 2035 durch die stärkste Durchdringung neuer Stromanwendungen und damit dem höchsten Bruttostromverbrauch (700 TWh) aus. Gleichzeitig schreitet in diesem Szenario auch der Ausbau der erneuerbaren Energien am schnellsten voran, sodass nicht nur die installierte Leistung, sondern auch der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch (74 %) über den Szenarien A 2035 und B 2035 liegen. Die CO₂-Obergrenze kann ohne eine weitere Erhöhung des CO₂-Preises eingehalten werden. Der Handelssaldo von Deutschland ist mit einem Nettoimport von lediglich 3 TWh nahezu ausgeglichen.



4.2.1 Deutschland im europäischen Kontext – Länderbilanzen und Energieaustausch

Bevor in Kapitel 4.2.2 detailliert auf die Struktur von Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland eingegangen wird, wird in diesem Kapitel die Rolle Deutschlands im europäischen Kontext beschrieben. Dabei wird insbesondere auf den Handelsaustausch mit den Nachbarländern eingegangen.

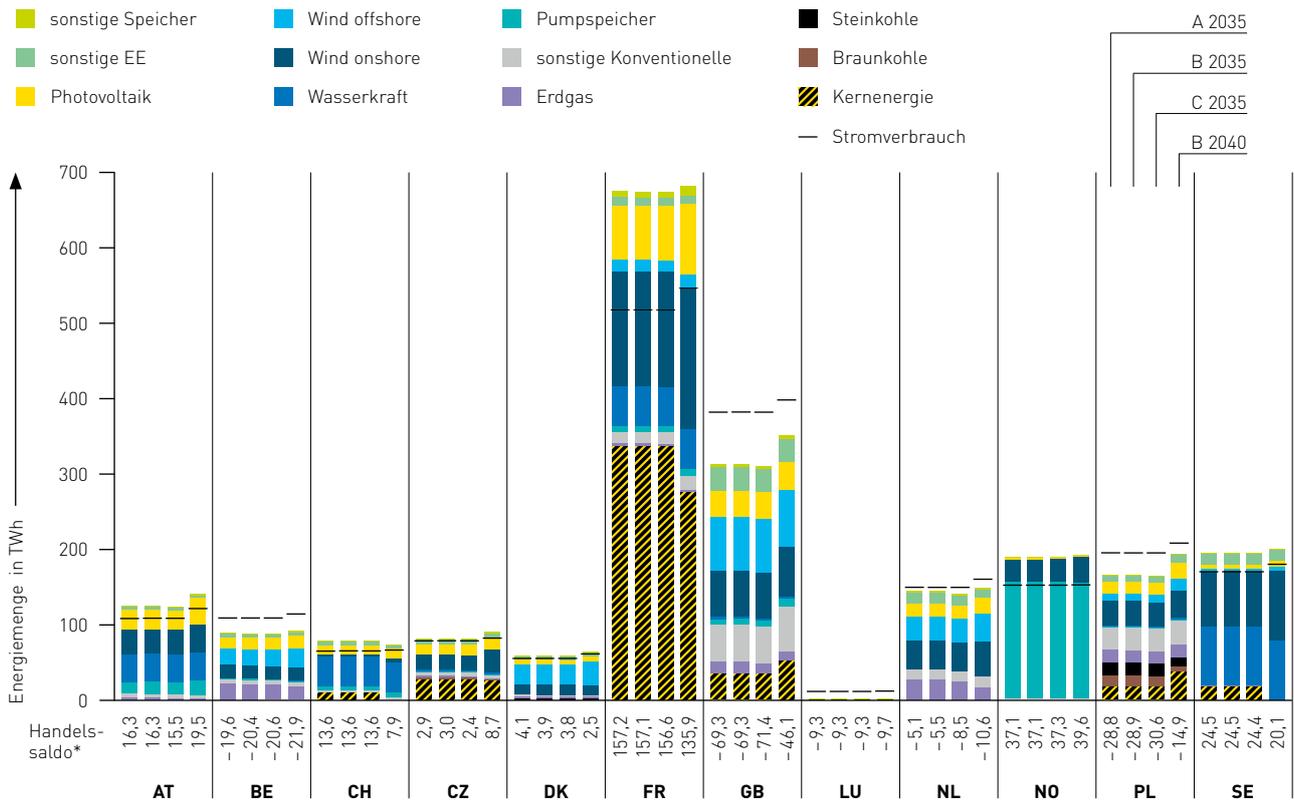
- In allen Szenarien wird die Bedeutung Europas für die Stromversorgung in Deutschland deutlich. Insgesamt zeigen die Marktsimulationen für 2035 und 2040 einen geringen Nettoimport Deutschlands. Im NEP 2030 (2019) resultierte aus der Marktsimulation für 2035 noch ein deutlicher Nettoexport. Gründe für die Veränderung sind zum einen Änderungen im Kraftwerkspark und auf der Nachfrageseite in Deutschland. Einen maßgeblichen Einfluss hat jedoch auch die Entwicklung der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur im europäischen Umfeld, die zunehmend durch erneuerbare Energien geprägt ist.
- Die marktgebietsübergreifende Nutzung von Flexibilitäten im Ausland unterstützt die Integration der zunehmenden Stromerzeugung aus volatilen erneuerbaren Energiequellen. Der grenzüberschreitende Austausch führt damit EU-weit zur Reduktion der CO₂-Emissionen.
- In über 99 % aller Stunden treten Transite durch Deutschland auf. Dies unterstreicht die zentrale Lage des deutschen Übertragungsnetzes im europäischen Verbund.

Energiemengen

Abbildung 35 zeigt eine Übersicht über Stromerzeugung, Stromverbrauch und Handelssalden von Deutschland und weiteren europäischen Marktgebieten. Trotz des hohen Anteils günstiger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien weist Deutschland in allen Szenarien einen geringen Nettoimport auf. Dies hat vor allem zwei Gründe: Zum einen wachsen auch im Ausland die Anteile der erneuerbaren Energien. Je mehr Einspeisung aus erneuerbaren Energien auch im Ausland auftritt, desto wahrscheinlicher wird es, dass dort die Nachfrage nach in Deutschland erzeugter Energie aus erneuerbaren Quellen sinkt. Zum anderen weist der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland durch die hauptsächliche Nutzung von Erdgas im europäischen Vergleich hohe variable Erzeugungskosten auf. So ist es zu Zeiten, in denen die Einspeisung erneuerbarer Energien gering ist, häufig günstiger, elektrische Energie aus dem Ausland zu beziehen. Knappheitssituationen, in denen der gesamte inländische Kraftwerkspark genutzt wird, sind verhältnismäßig selten.

Wie in Abbildung 35 zu erkennen ist, weisen insbesondere Frankreich aber auch die skandinavischen Länder einen hohen Exportsaldo auf. Die Ursachen sind dabei vielfältig. Die Erzeugungsstruktur ist über Europa hinweg sehr heterogen. In Frankreich etwa tragen sowohl die günstige Stromerzeugung aus Kernenergie, die etwa die Hälfte der Stromerzeugung unserer Nachbarn ausmacht, als auch zusätzlich Windenergie und Wasserkraft zu einem sehr hohen Exportsaldo bei. Den größten Importbedarf haben Belgien, Großbritannien und Polen. Während in Polen und Großbritannien die Kohlestromerzeugung nicht mehr dominierend ist, wirkt sich in Belgien der vollständige Ausstieg aus der Kernenergie aus.

Abbildung 35: Stromerzeugung, Stromnachfrage und Handelssaldo elektrisch benachbarter Länder in den Szenarien



* positive Werte bezeichnen einen Nettoexport

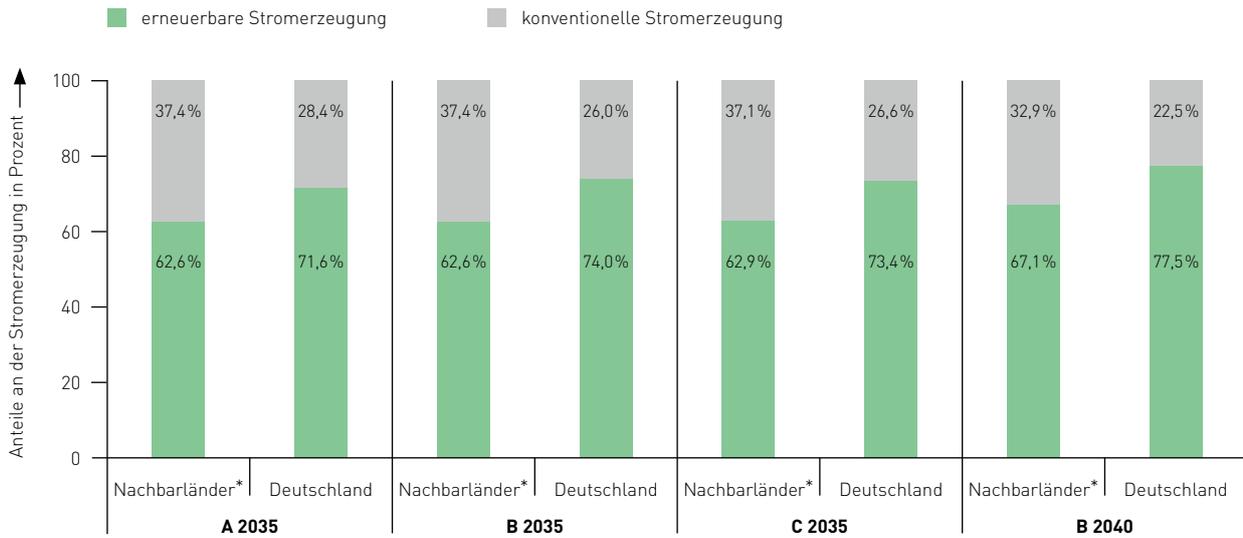
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Stromerzeugungsmix in den Nachbarstaaten

Die Anteile der erneuerbaren und konventionellen Energien an der Gesamterzeugung in Deutschland und in elektrisch benachbarten Marktgebieten sind in Abbildung 36 dargestellt. In den Szenarien überwiegt dabei sowohl in Deutschland als auch im Ausland der Anteil der erneuerbaren Energien, wobei dieser in Deutschland überdurchschnittlich hoch ist. Höhere Anteile weisen die skandinavischen Länder sowie Österreich und die Schweiz auf. Lediglich in Frankreich und Polen macht der Anteil der konventionellen Stromerzeugung im Jahr 2035 noch über die Hälfte aus. Insgesamt ist im Vergleich zum NEP 2030 (2019) im europäischen Ausland ein deutlicher Anstieg im Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erkennen.



Abbildung 36: Anteil der konventionellen und erneuerbaren Stromerzeugung an Gesamterzeugung



* Länder mit elektrischen Verbindungen nach Deutschland

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

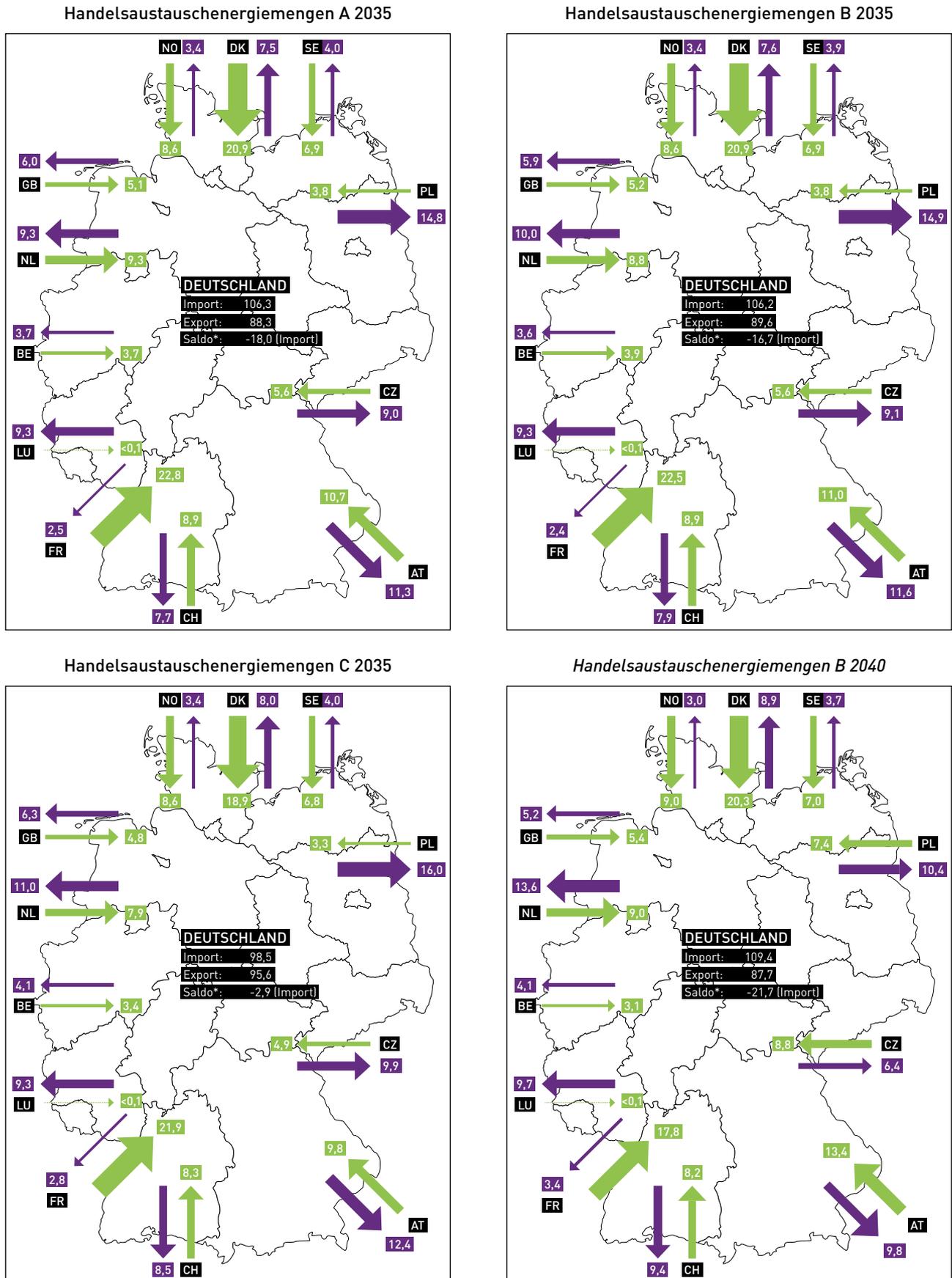
Austauschenergiemengen

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 genauso wie der Stromverbrauch im Ausland 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 Marktmodell abgebildeten FBMC-Ansatz wird aber tendenziell eine hohe Konvergenz zwischen Handelsaustauschen und physikalischen Flüssen erreicht. Die physikalischen Flüsse werden im Rahmen der Netzberechnung (siehe Kapitel 5) ermittelt und ergeben sich aus den entsprechenden Einspeise- und Nachfragesituationen sowie den elektrischen Eigenschaften des Netzes.

Die Handelssituation im europäischen Umfeld wird maßgeblich durch die Annahmen zum deutschen und europäischen Erzeugungspark sowie der Nachfrage nach elektrischer Energie in den jeweiligen Marktgebieten beeinflusst. In Abbildung 37 werden die bilateralen Stromhandelsmengen zwischen Deutschland und seinen elektrischen Nachbarn abgebildet. Es wird deutlich, dass der negative Handelssaldo Deutschlands vor allem mit hohen Nettoimporten aus Skandinavien und Frankreich zusammenhängt. In B 2040 kann zudem ein Nettoimport aus Österreich und der Schweiz beobachtet werden.



Abbildung 37: Handelsaustauschenergiemengen in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



* Bei der Berechnung des Saldos können sich Rundungsabweichungen ergeben.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

→ Import in TWh
← Export in TWh

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 gleichzeitig importiert und exportiert wird. Vom jeweiligen Jahresimport und -export an den Ländergrenzen (siehe Abbildung 37) 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 2035 (2021) 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 Marktgebietes im europäischen Verbund. Es zeigt sich im NEP 2035 (2021), dass Transite überwiegend aus Skandinavien und Frankreich nach Osteuropa (insbesondere Polen) durchgeleitet werden. Über das Jahr summieren sich die Transite je nach Szenario auf ca. *50 bis 54 TWh. In der Spitze liegen die Transite zwischen 15,1 GW und 17,7 GW. Grundsätzlich können aus der Höhe der bilanziellen Transite nicht unmittelbar Rückschlüsse auf die durch sie in Anspruch genommenen innerdeutschen Leitungskapazitäten gezogen werden. Transite können situationsabhängig die Belastung der Übertragungsnetze erhöhen oder verringern. Zu beachten ist weiterhin, dass die Höhe der Transite im Vergleich zur rein innerdeutschen Übertragungsaufgabe gering ist.*

4.2.2 Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland

- Die Ergebnisse der Marktsimulationen unterstreichen die dominierende Rolle der erneuerbaren Energien im Energiemix Deutschlands. Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Gesamtstromerzeugung liegt in den Szenarien für das Jahr 2035 zwischen 72 % und 74 % und für das Jahr 2040 bei 78 %. Bezogen auf die jeweiligen Bruttostromverbräuche beträgt der Anteil der erneuerbaren Energien zwischen 70 % und 74 % (2035) und 76 % (2040). Onshore-Windenergie hat über alle Technologien und Szenarien hinweg den jeweils höchsten Anteil an der Stromerzeugung.
- Flexible Verbraucher unterstützen die Integration der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Die Stunden mit dem höchsten Stromverbrauch sind durch ein hohes EE-Angebot und einem damit einhergehenden Strombezug von flexiblen Power-to-X-Technologien und Speichern gekennzeichnet.
- Konventionelle Stromerzeugung erfolgt überwiegend noch aus Erdgas und wird zunehmend durch Erzeugung aus erneuerbaren Energien substituiert. Die Volllaststunden von Braunkohle- und Erdgaskraftwerken sinken gegenüber heute deutlich.

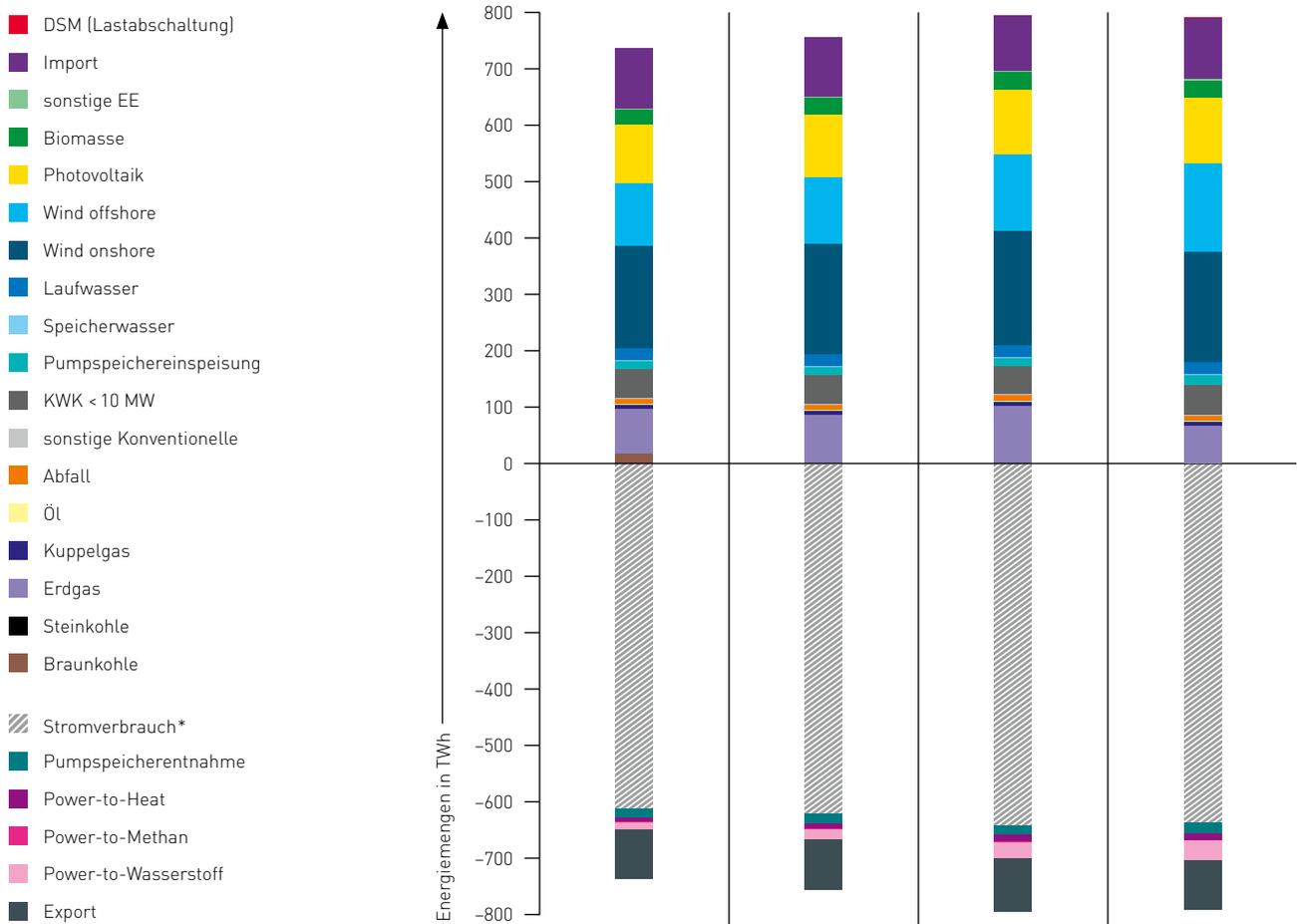
Energiemengen

Die Auswertung der Marktsimulationsergebnisse des NEP 2035 (2021) zeigt deutlich, wie weit die Verdrängung der konventionellen durch erneuerbare Stromerzeugung in den Jahren 2035 und 2040 bereits fortgeschritten ist. Die Anteile der erneuerbaren Energien an der inländischen Stromerzeugung liegen in allen Szenarien über 70 %. Etwa 90 % der Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist dabei auf Windenergie und Photovoltaik zurückzuführen. Den größten Anteil am Erzeugungsmix nimmt in allen Szenarien die Onshore-Windenergie ein.

Die konventionelle Stromerzeugung besteht zu überwiegenden Teilen aus Erdgas. Lediglich in Szenario A 2035 tritt noch Stromerzeugung aus Braunkohle auf. In etwa einem Drittel des Jahres in 2035 kann die Last theoretisch allein durch die inländische Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden. Im langfristigen Szenario (B 2040) steigt dieser Anteil auf etwa 40 % an.

Abbildung 38 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 38: Stromerzeugung, Verbrauch und Importe/Exporte der Szenarien im Vergleich

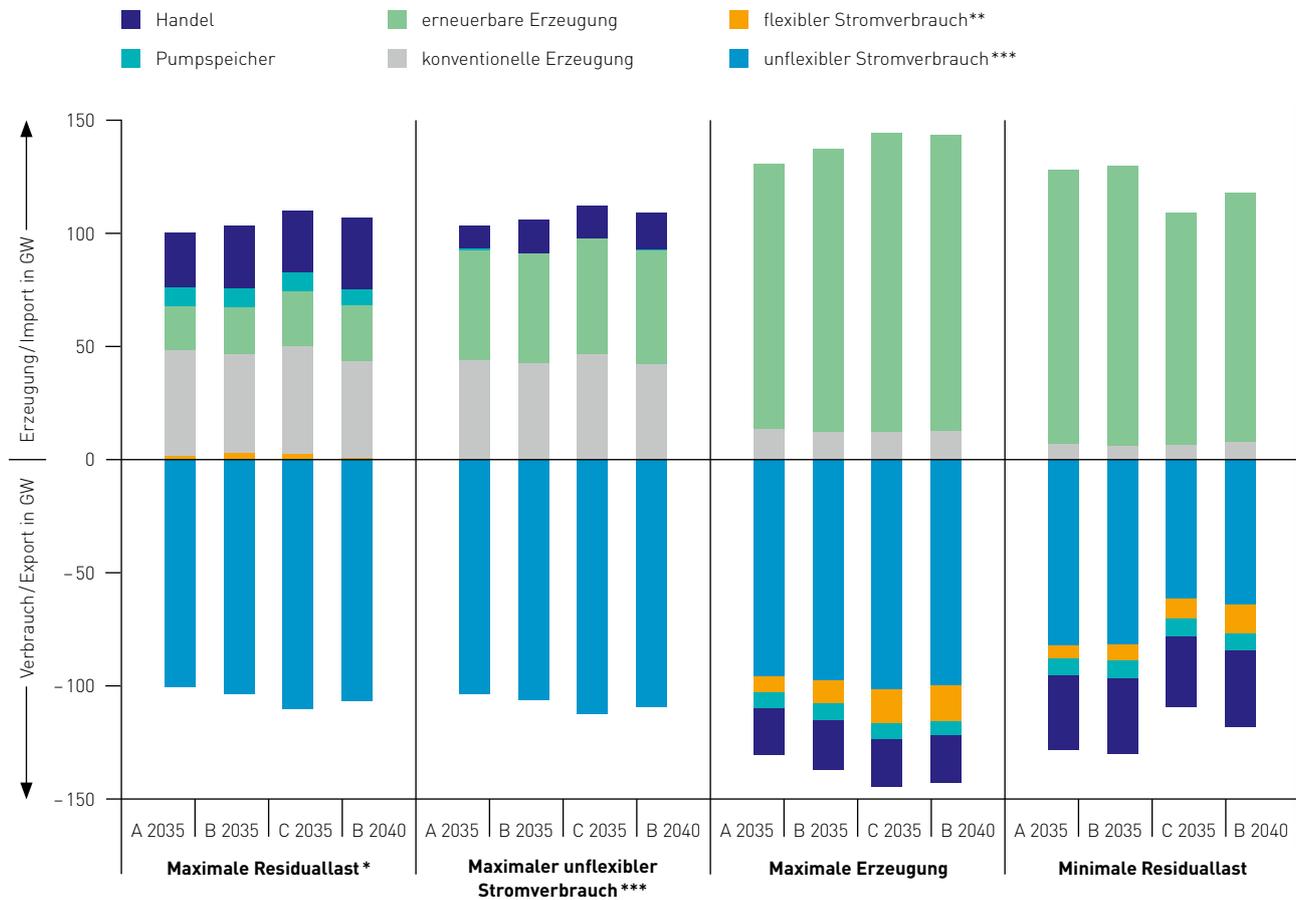


	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
DSM (Lastabschaltung)	< 0,1	< 0,1	< 0,1	0,2
Import	106,3	106,2	98,5	109,4
sonstige EE	1,8	1,8	1,8	1,8
Biomasse	26,5	28,5	32,2	31,2
Photovoltaik	104,4	111,1	113,3	116,1
Wind offshore	111,1	119,2	135,5	157,2
Wind onshore	181,1	194,5	202,5	195,7
Laufwasser	20,8	20,8	20,8	20,8
Speicherwasser	2,5	2,5	2,5	2,5
Pumpspeichereinspeisung	13,3	13,7	13,1	16,4
KWK < 10 MW	51,5	51,5	51,5	52,7
sonstige Konventionelle	0,7	0,6	0,6	0,6
Abfall	10,9	10,7	10,7	10,3
Öl	0,7	0,6	0,6	0,4
Kuppelgas	7,4	7,4	7,2	7,1
Erdgas	77,8	85,3	102,5	67,2
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	17,8	0,0	0,0	0,0
Export	-88,3	-89,5	-95,6	-87,7
Stromverbrauch*	-610,7	-620,2	-640,9	-635,7
Pumpspeicherentnahme	-15,9	-16,4	-15,6	-20,2
Power-to-Heat	-8,3	-10,1	-12,5	-10,8
Power-to-Methan	-0,8	-0,8	-0,8	-0,7
Power-to-Wasserstoff	-10,7	-17,5	-28,2	-34,6

* Stromverbrauch umfasst den konventionellen Stromverbrauch sowie Wärmepumpen, E-Fahrzeuge, Industriemehrverbrauch und alle Netzverluste im Verteil- und Übertragungsnetz.

Stromverbrauch und Jahreshöchstlast

Abbildung 39: Erzeugung, Verbrauch und Handel in ausgewählten Situationen



* Nettostromverbrauch zzgl. Netzverluste abzgl. Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen.

** Flexibler Stromverbrauch umfasst den Einsatz von DSM und Power-to-X-Anwendungen.

*** Unflexibler Stromverbrauch umfasst den Nettostromverbrauch zzgl. Netzverluste ohne Einsatz von DSM und Power-to-X-Anwendungen.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 19: Kennzahlen ausgewählter Situationen

	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Maximale Residuallast*	89,9	90,5	95,5	92,7
Zeitpunkt	Februar, abends	Februar, abends	Februar, abends	Februar, abends
Konventionelle Erzeugung	46,3	43,2	47,4	42,4
Erneuerbare Erzeugung	19,4	21,1	24,3	24,8
davon Photovoltaik	0,8	1,0	1,2	1,1
davon Wind onshore	4,1	4,5	4,6	4,6
davon Wind offshore	3,8	4,3	6,1	7,2
zusätzlich eingesenkte Überschüsse (ohne Spitzenkappung)	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	8,8	8,5	8,5	7,1
Handel	24,0	27,5	27,3	31,3
Flexibler Stromverbrauch**	1,7	2,9	2,5	0,8
Unflexibler Stromverbrauch***	-100,2	-103,2	-110,0	-106,4

4 Marktsimulation

	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Maximaler unflexibler Stromverbrauch ***	103,4	106,0	112,2	109,2
Zeitpunkt	Februar, abends	Februar, abends	Februar, abends	Februar, abends
Konventionelle Erzeugung	43,7	42,3	46,3	41,6
Erneuerbare Erzeugung	48,5	48,6	51,2	50,9
davon Photovoltaik	0,7	0,9	1,1	0,9
davon Wind onshore	28,3	31,0	32,9	31,9
davon Wind offshore	9,3	9,6	9,8	10,8
zusätzlich eingesenkte Überschüsse (ohne Spitzenkappung)	0,0	0,0	0,0	0,0
Pumpspeicher	1,0	0,3	0,2	0,2
Handel	10,1	14,6	14,2	16,3
Flexibler Stromverbrauch **	0,1	0,2	0,2	0,2
Unflexibler Stromverbrauch ***	-103,4	-106,0	-112,2	-109,2
Maximale Erzeugung	130,3	136,8	144,4	142,8
Zeitpunkt	Februar, mittags	Februar, mittags	Februar, mittags	Februar, mittags
Konventionelle Erzeugung	13,1	11,9	12,2	12,4
Erneuerbare Erzeugung	117,2	124,9	132,2	130,5
davon Photovoltaik	26,6	28,2	28,4	27,8
davon Wind onshore	62,0	66,2	69,6	61,8
davon Wind offshore	25,8	27,6	31,3	34,2
zusätzlich eingesenkte Überschüsse (ohne Spitzenkappung)	0,0	0,0	0,0	9,5
Pumpspeicher	-7,3	-7,3	-7,3	-6,2
Handel	-20,7	-21,9	-20,9	-21,1
Flexibler Stromverbrauch **	-6,8	-10,4	-14,8	-15,7
Unflexibler Stromverbrauch ***	-95,6	-97,2	-101,4	-99,7
Minimale Residuallast	-31,0	-32,4	-29,9	-31,2
Zeitpunkt	Juli, vormittags	Juli, vormittags	Mai, mittags	Oktober, mittags
Konventionelle Erzeugung	6,6	5,6	5,9	7,3
Erneuerbare Erzeugung	121,3	124,1	103,1	110,5
davon Photovoltaik	53,2	54,9	66,5	27,6
davon Wind onshore	42,8	44,3	11,4	43,5
davon Wind offshore	22,4	22,0	22,0	36,7
zusätzlich eingesenkte Überschüsse (ohne Spitzenkappung)	0,7	4,8	1,7	0,0
Pumpspeicher	-7,4	-7,5	-7,5	-7,3
Handel	-33,1	-33,5	-31,4	-34,0
Flexibler Stromverbrauch **	-5,5	-7,6	-9,1	-12,7
Unflexibler Stromverbrauch ***	-81,9	-81,2	-61,0	-63,9

* Nettostromverbrauch zzgl. Netzverluste abzgl. Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen.

** Flexibler Stromverbrauch umfasst den Einsatz von DSM und Power-to-X-Anwendungen.

*** Unflexibler Stromverbrauch umfasst den Nettostromverbrauch zzgl. Netzverluste ohne Einsatz von DSM und Power-to-X-Anwendungen.

Analog zu Abbildung 39 bedeuten negative Vorzeichen einen Verbrauch oder Export, positive Vorzeichen eine Erzeugung oder Import. Ein flexibler Stromverbrauch erhält ein positives Vorzeichen, wenn ein Verbrauch über Demand Side Management abgeschaltet wird.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber



Abbildung 39 und Tabelle 19 zeigen Stromerzeugung und -verbrauch für ausgewählte Stunden der im NEP 2035 (2021) abgebildeten Szenarien. Die Darstellung enthält für jedes Szenario jeweils die Stunde mit der höchsten Stromerzeugung, die Stunde mit dem höchsten unflexiblen Stromverbrauch (ohne Berücksichtigung von flexiblen Verbrauchern und Stromexport) sowie die Stunde mit der höchsten **sowie geringsten** Residuallast (Stromverbrauch abzüglich der Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik). Die gezeigten Situationen befinden sich **mit Ausnahme der minimalen Residuallast allesamt** im Modellmonat Februar, der aufgrund der geringen Temperaturen durch einen besonders hohen Stromverbrauch gekennzeichnet ist. Beim Vergleich zwischen den Szenarien ist der Anstieg des Stromverbrauchs von A 2035 nach C 2035 gut zu erkennen. Darüber hinaus zeigt die Abbildung deutlich den unterschiedlichen Einsatz der konventionellen Kraftwerke und nachfrageseitigen Flexibilitäten in den verschiedenen Situationen.

Die Stunden der höchsten Residuallast und des höchsten unflexiblen (nicht-marktorientierten) Stromverbrauchs sind durch eine hohe Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken sowie durch Stromimporte aus dem Ausland gekennzeichnet. Letztere sind in den Stunden mit höchster Residuallast deutlich größer. Im Zusammenspiel mit einer Entnahme aus den Speichern kompensieren sie die geringe Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. In B 2035 und C 2035 wird darüber hinaus auch die Möglichkeit zur Abschaltung bzw. Verschiebung von Stromnachfrage (DSM) genutzt. In beiden Situationen werden Power-to-X-Technologien nicht eingesetzt, um den Stromverbrauch nicht noch weiter zu erhöhen.

In den dargestellten Stunden mit höchster Stromerzeugung ist dagegen ein hoher Einsatz von Power-to-X-Technologien zu beobachten. Die Nutzung von Power-to-X-Anlagen, die Befüllung von Pumpspeichern und Stromexporte ins Ausland tragen ebenso wie ein deutliches Herunterfahren der konventionellen Kraftwerke zur Integration einer sehr hohen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei. Die Stunden mit höchster Stromerzeugung sind in allen Szenarien durch eine Einspeisung aus erneuerbaren Energien von weit über 100 GW gekennzeichnet. Aufgrund des hohen Einsatzes der zuschaltbaren Verbraucher ist der Gesamtstromverbrauch in diesen Stunden noch höher als in den zuvor analysierten Höchstlaststunden des unflexiblen Stromverbrauchs.

Ein etwas inhomogeneres Bild zeigt sich bei der im zweiten Entwurf ergänzten Betrachtung der Situationen mit minimaler Residuallast. Die identifizierten Situationen treten schwerpunktmäßig im Sommer oder Herbst bei geringen bis mittleren Stromverbräuchen auf. Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist sehr hoch, erreicht in den dargestellten Stunden aber nicht ihr absolutes Maximum. Es ist zu beobachten, dass jeweils eine unterschiedliche Verteilung auf Windenergie- und PV-Einspeisung zugrunde liegen kann. Gleichzeitig ist die konventionelle Stromerzeugung stark reduziert. Die Stromexporte sind in diesen Situationen nah am beobachteten Maximum.

In keinem der Szenarien kommt es in den Marktsimulationen zu Situationen, in denen die Stromnachfrage in Deutschland nicht durch die im Szenariorahmen definierten Erzeugungseinheiten oder Stromimport gedeckt werden kann. Reservekraftwerke kommen nicht zum Einsatz. Entsprechend werden die modellseitig angenommenen lastnahen und netzneutralen Reserven zu keinem Zeitpunkt aktiviert. Für eine belastbare Bewertung des Niveaus der Versorgungssicherheit in den Szenarien wären jedoch weitere Analysen außerhalb des NEP notwendig.

In einigen Stellungnahmen wird eine Berechnung des Niveaus der Versorgungssicherheit für die Szenarien des NEP gefordert. Die Versorgungssicherheit ist ohne Zweifel von großer Bedeutung für das zukünftige Energiesystem. Gleichzeitig ist zu betonen, dass die langfristige Netzentwicklungsplanung nur insofern von der Frage der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit abhängig ist, als dass sichergestellt wird, dass für die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit kritische Situationen nicht dimensionierend auf den Netzausbau wirken. Das Thema der Versorgungssicherheit steht nicht im Fokus des NEP. Es wird in einer Reihe anderer Studien ausführlich adressiert. Dazu gehören auf nationaler Ebene unter anderem das Versorgungssicherheitsmonitoring, welches ab 2021 federführend durch die Bundesnetzagentur durchgeführt wird, und auf europäischer Ebene im Speziellen das European resource adequacy assessment (ERAA), durchgeführt durch ENTSO-E. Auch die ÜNB beschäftigen sich mit dieser Thematik in eigenen Analysen.

Das sogenannte Demand Side Management, also die Lastverschiebung oder -abschaltung bei Industrie- und GHD-Kunden (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), wird in allen Szenarien nur in sehr geringem Umfang eingesetzt. So wird deren Stromverbrauch in den betrachteten Szenarien für das Jahr 2035 lediglich in Höhe von 0,4 TWh (A 2035) bis 0,7 TWh (C 2035) verschoben. In B 2040 steigt die zeitlich verschobene Strommenge auf 1,2 TWh. Abschaltbare Lasten werden noch deutlich weniger abgerufen. Ihr Einsatz beträgt in allen Szenarien für 2035 etwa 0,1 TWh und in B 2040 0,2 TWh. Der geringe Einsatz ist vor allem durch die relativ hohen Abrufkosten von 100 bis 300 €/MWh begründet.

Volllaststunden der Erzeugungsanlagen in Deutschland

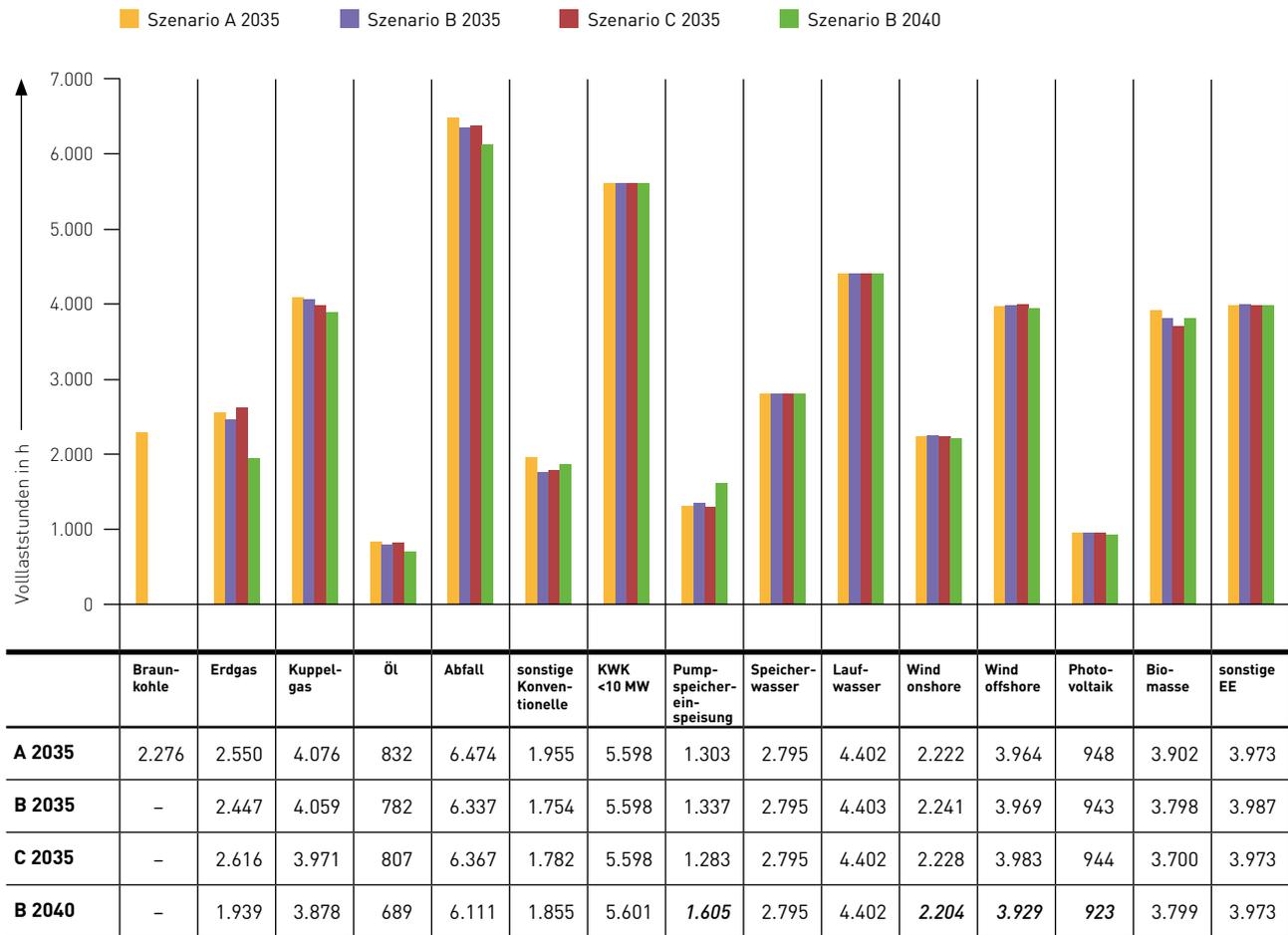
Die Volllaststunden oder auch Vollbenutzungsstunden sind ein Maßstab für die Ausnutzung der installierten Leistung von Kraftwerken pro Energieträger. Sie geben an, wie lange Kraftwerke pro Jahr theoretisch mit Nennleistung betrieben werden müssten, um die für dieses Kraftwerk ermittelte Jahresenergiemenge 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 einem halben Jahr erbracht. Die Analyse von Volllaststunden über mehrere Jahre oder im Szenarienvergleich zeigt, wie sich der Einsatz von Kraftwerkstypen ändert. Volllaststunden erlauben zudem eine Aussage dahingehend, 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 Überschussenergie und Spitzenkappung – aus den jeweiligen regionalen Gegebenheiten und Wetterverhältnissen. Gleichwertige Anlagen an unterschiedlichen Standorten führen somit zu unterschiedlichen Einspeisungen.

Die in Abbildung 40 dargestellten Volllaststunden ergeben sich jeweils aus der gesamten Energieerzeugung einer Kraftwerksklasse dividiert durch die in dieser Klasse insgesamt installierte Nettoleistung. Dabei sind insbesondere die sehr geringen Volllaststunden von Braunkohle- und Erdgaskraftwerken auffällig. Diese liegen mit etwa 2.000 Volllaststunden deutlich unter dem heutigen Niveau. Aufgrund der zunehmenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien reduziert sich ihr Einsatz noch stärker als ihre installierte Leistung. Im Szenario B 2040 ist die Auslastung der Erdgaskraftwerke aufgrund des höheren EE-Anteils am geringsten. Auf Seiten der konventionellen Kraftwerke erreichen in den Szenarien des NEP 2035 (2021) nur Abfall- und Kuppelgaskraftwerke Volllaststunden von mehr als 4.000 Stunden. Ihre Auslastung orientiert sich nicht primär an den am Strommarkt zu erzielenden Erlösen, sondern vor allem an den zu verwertenden Abfall- und Kuppelgasmengen.

Verglichen mit den Angaben im Genehmigungsdokument zur Abschätzung des Anteils am Bruttostromverbrauch, schwanken die tatsächlich erreichten Volllaststunden von Windenergie- und PV-Anlagen leicht zwischen den Szenarien. Die geringen Unterschiede zwischen den Szenarien resultieren insbesondere aus der Regionalisierung des jeweiligen unterschiedlichen Zubaus sowie der unterschiedlichen Menge an auftretender Überschussleistung (siehe folgender Abschnitt).

Abbildung 40: Vergleich der gemittelten Volllaststunden in Deutschland je Szenario



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Überschüssige Stromerzeugung von EE-Anlagen in Deutschland

Ein überschüssiges Angebot an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien tritt dann auf, wenn zur Deckung der Nachfrage im Inland nicht das gesamte Angebot benötigt wird und die verbleibende Strommenge auch nicht exportiert oder gespeichert werden kann. Diese Größe ergibt sich also aus einer marktseitigen Betrachtung. Netzrestriktionen, die die Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energien möglicherweise verhindern, spielen bei der Ermittlung dieses Überschusses keine Rolle. Davon abzugrenzen sind auch die Spitzenkappung als Planungsinstrument, welche die Einspeisespitzen bereits vor der Marktsimulation absenkt (siehe Kapitel 2), und das Einspeisemanagement, welches die Abregelung von EE-Anlagen aufgrund von Netzengpässen in einem bestehenden Netz bezeichnet.

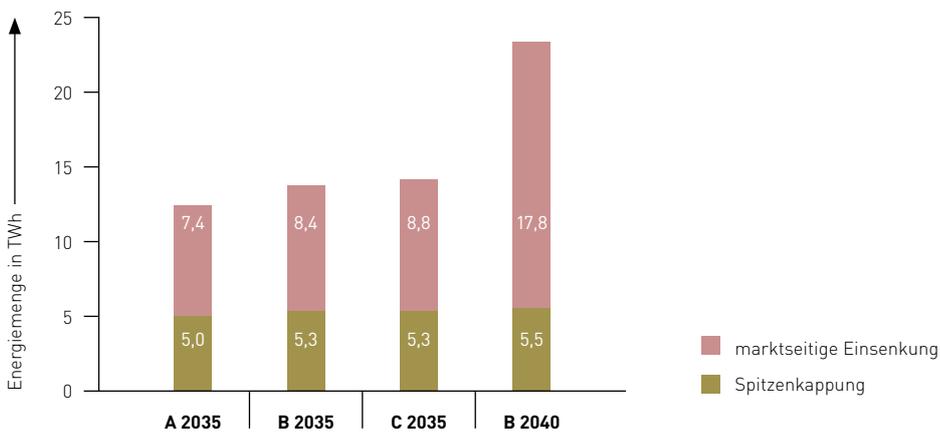
Ein solcher Überschuss kann sich in einem von erneuerbaren Energien dominierten Stromsystem insbesondere in Zeiten von hoher EE-Stromerzeugung ergeben und wird durch eine unflexible, nicht regelbare Einspeisung des thermischen Kraftwerksparks („Must-Run“) weiter erhöht. Kann der Stromverbrauch von flexiblen Verbrauchern und Speichern oder der Stromexport nicht weiter erhöht werden, wird die Einspeisung aus erneuerbaren Energien im Marktmodell entsprechend zurückgefahren. Dabei ist die Existenz von eingesenkter Überschussleistung nicht zwangsläufig als negativ zu bewerten. Vielmehr ist, analog zur Spitzenkappung in der Netzdimensionierung, aus Gesamtkostensicht zu betrachten, bis zu welcher Höhe an EE-Einspeisung eine Auslegung der marktseitigen Flexibilität ökonomisch sinnvoll ist.



Tatsächlich wird in den Szenarien des NEP 2035 (2021) von einer deutlichen Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke und des Stromverbrauchs ausgegangen (siehe Kapitel 2). Im Vergleich zum NEP 2030 (2019) zeigt sich dennoch ein weiterer Anstieg der Überschussmengen. Dies hängt nicht nur mit der angestiegenen inländischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zusammen. Ein weiterer Grund hierfür scheint insbesondere die verminderte Möglichkeit eines Stromexports in Überschusstunden zu sein. Neben den, im Vergleich zum vergangenen NEP, reduzierten Handelskapazitäten ist der Stromerzeugungsmix der Nachbarstaaten selbst durch deutlich höhere EE-Anteile gekennzeichnet. Zu Stunden mit hohem EE-Angebot in Deutschland herrscht tendenziell auch in den Nachbarstaaten ein erhöhtes EE-Angebot vor und die Nachfrage nach Strom aus Deutschland ist entsprechend gering.

Für das Jahr 2035 ist die überschüssige Stromerzeugung aus EE-Anlagen im Szenario A mit 7,4 TWh am geringsten und im Szenario C mit 8,8 TWh am höchsten. Das Szenario B 2040 zeigt mit **17,8 TWh** die mit Abstand höchste Menge an **Überschüssen**, was neben dem höheren EE-Anteil in Deutschland auch an der weiter ansteigenden EE-Nutzung im Ausland liegt. Insgesamt werden damit in B 2040 **23,2 TWh** EE-Erzeugung entweder durch Spitzenkappung oder durch marktseitige Überschüsse nicht in das Stromsystem integriert. Das entspricht etwa **4,2 %** der potenziellen EE-Einspeisung in diesem Szenario. In den Szenarien für 2035 liegt dieser Wert bei rund 2,7 %.

Abbildung 41: Spitzenkappung und marktseitige Einsenkung von EE-Anlagen in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



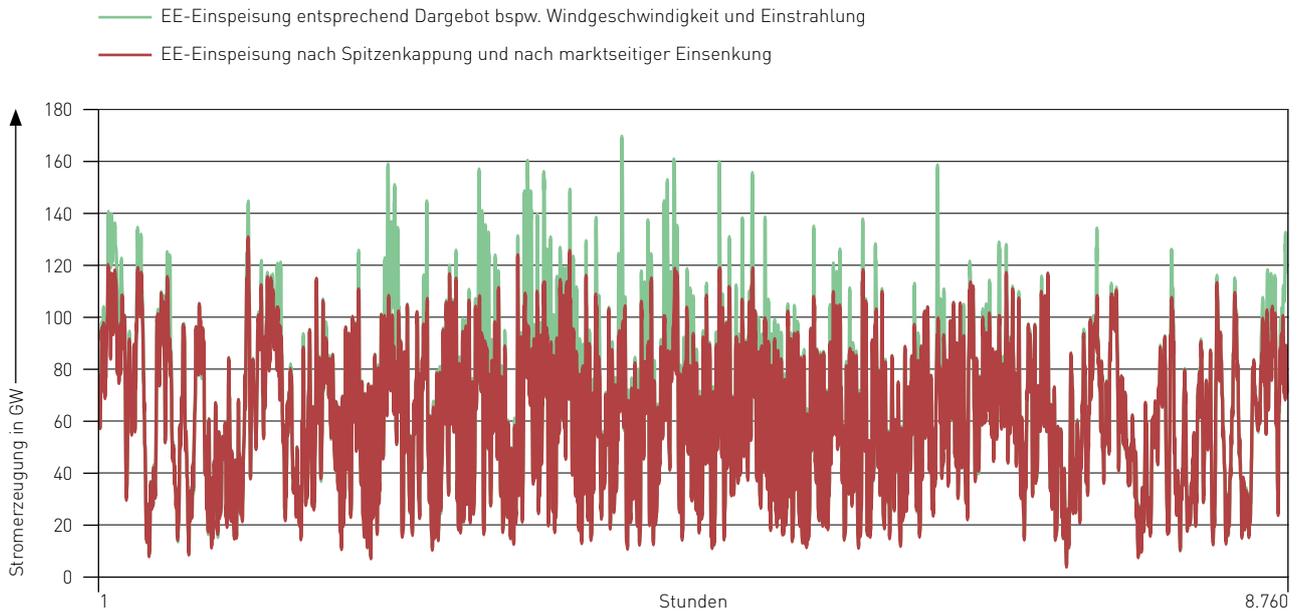
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

In Abbildung 41 ist dazu passend der stündliche Vergleich zwischen dem theoretisch erzeugbaren EE-Strom und der tatsächlich ins System integrierten Menge exemplarisch für das Szenario B 2040 aufgeführt. Dort könnten theoretisch bis zu 170 GW in Spitze aus erneuerbaren Energien produziert werden. Aufgrund von Spitzenkappung und marktseitiger Einsenkung **reduziert sich diese Spitze auf 130 GW**.

In der Konsultation wurde angemerkt, dass die gewählte Modellierungsmethodik, insbesondere der dezentralen Flexibilität, zu einer Überschätzung der EE-Überschüsse führt. Nach Ansicht der ÜNB ließen sich durch eine andere Optimierung der dezentralen Flexibilität die Überschüsse zwar etwas reduzieren, in Abbildung 42 wird jedoch bereits angedeutet, dass die Überschüsse in vielen Stunden teils sehr deutlich über dem liegen, was durch Wärmepumpen und Elektromobilität aufgenommen werden kann. Die Tendenz bliebe also bestehen. Die ausgewiesenen Überschüsse können ausdrücklich als zusätzliches Potenzial für die kostengünstige Nutzung von Strom durch jegliche (flexible) Verbraucher oder Speicher interpretiert werden.



Abbildung 42: Zeitreihe der EE-Einspeisung vor und nach Spitzenkappung und marktseitiger Einsenkung im Szenario B 2040



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

4.2.3 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.
- Mehr als ein Drittel des jährlichen Strombedarfs werden in Süd- und Westdeutschland aus in- und ausländischen Importen gedeckt.
- Der Erzeugungsüberschuss in den nördlichen Bundesländern ist sehr hoch. Niedersachsen und Schleswig-Holstein kommen in Szenario B 2035 zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von über 140 TWh. Brandenburg kann mehr als Doppelte und Mecklenburg-Vorpommern mehr als das Dreifache des jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken.
- Bis zum Jahr 2040 erhöht sich der Erzeugungsüberschuss in Norddeutschland weiter. Für Schleswig-Holstein entspricht die prognostizierte Stromerzeugung dann mehr als dem Vierfachen des eigenen Strombedarfs. Die konventionelle Erzeugung wird dabei immer weiter reduziert.

Die Abbildungen 43 bis 46 stellen für jedes Bundesland für die einzelnen Szenarien jeweils Stromerzeugung und Stromverbrauch gegenüber. Power-to-X-Anwendungen als steuerbare Verbraucher sind hierbei separat ausgewiesen. Nicht dargestellt sind durch die Spitzenkappung weggefallene oder marktseitig eingesenkte Energiemengen. Diese werden in Kapitel 4.2.2 erläutert und dargestellt.

Insgesamt zeigt sich für die deutschen Bundesländer eine heterogene Last- und Erzeugungsstruktur. Insbesondere die südlichen und westlichen Bundesländer weisen Erzeugungsdefizite auf, welche durch Importe aus anderen Bundesländern sowie aus dem Ausland gedeckt werden müssen. Umgekehrt weisen vor allem die nördlich gelegenen Bundesländer aufgrund der dort verorteten Stromerzeugung aus Wind (on- und offshore) einen großen Erzeugungsüberschuss auf. Allein Niedersachsen und Schleswig-Holstein kommen zusammen auf einen jährlichen Erzeugungsüberschuss von 123 bis 156 TWh in den Szenarien für 2035. Mecklenburg-Vorpommern kann mehr als das Dreifache seines jährlichen Verbrauchs mit eigener Erzeugung decken.



Bei der Betrachtung der Stromerzeugungsmengen nach Technologie dominieren die erneuerbaren Energien. Sie stellen in nahezu allen Bundesländern den überwiegenden Anteil der Stromerzeugung dar. Dabei sind die Küstenländer geprägt durch große Stromerzeugungsmengen aus Offshore-Windenergie. Allein diese Strommenge liegt in Szenario B 2040 etwa auf dem Niveau des jährlichen Stromverbrauchs Nordrhein-Westfalens. Die Bundesländer mit der höchsten Stromerzeugung aus Onshore-Windenergieanlagen befinden sich mit Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Brandenburg ebenso im Norden Deutschlands. Dagegen wird ungefähr die Hälfte der Stromerzeugung aus PV-Anlagen in Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen produziert. Da die Erzeugung aus erneuerbaren Energien grundsätzlich abhängig von den lokalen Wetterbedingungen ist, kann diese im zeitlichen Verlauf stark variieren. Insbesondere in den tendenziell windreicheren Herbst- und Wintermonaten kann die Erzeugung in den nördlichen Bundesländern und damit das Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands besonders groß sein.

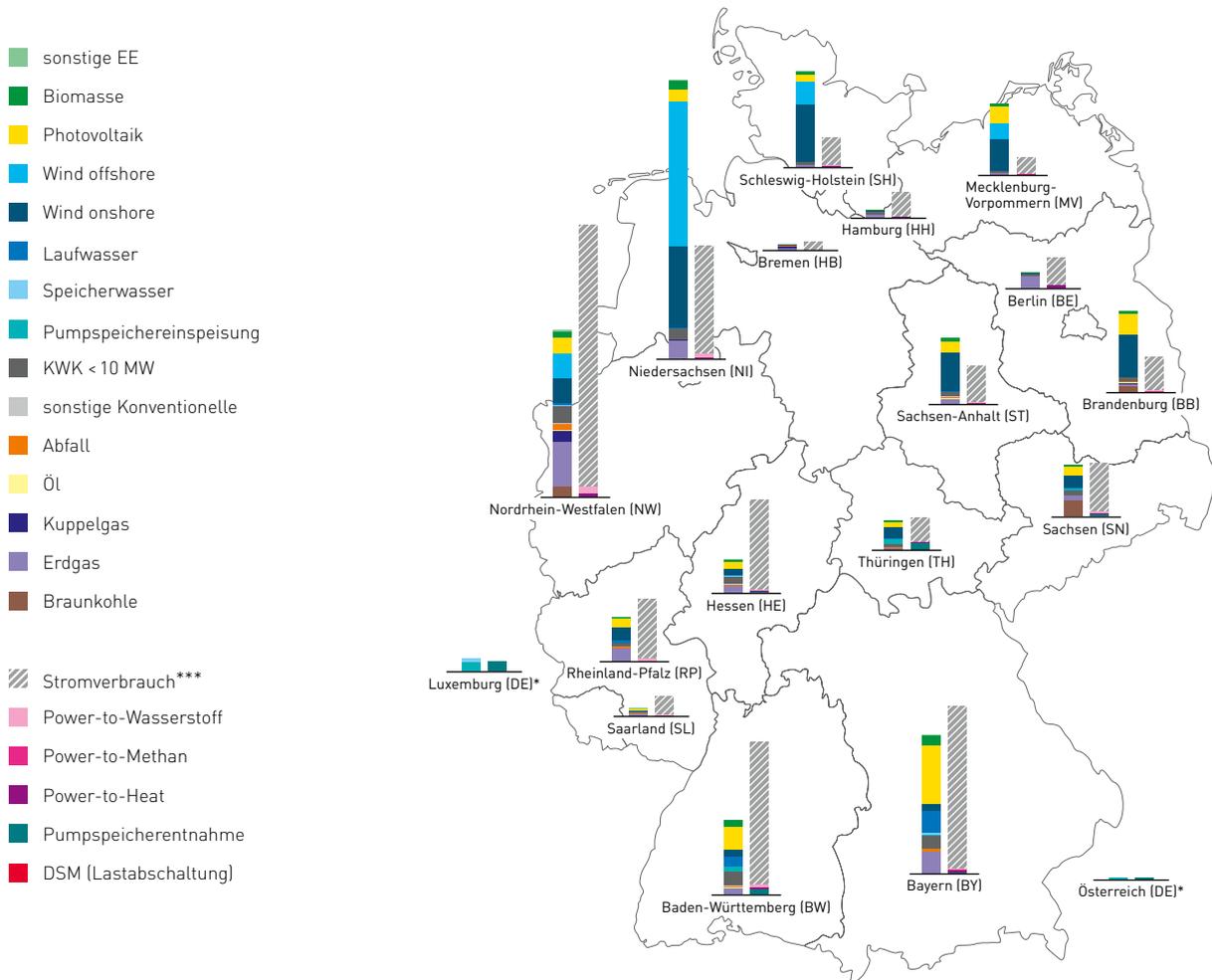
Die konventionelle Stromerzeugung spielt in den Szenarien nur noch eine untergeordnete Rolle. Erdgas ist der letzte verbliebene konventionelle Energieträger mit signifikanten Erzeugungsmengen²⁰ – zwischen 123 und 148 TWh im Jahr 2035. Diese befinden sich schwerpunktmäßig in Nordrhein-Westfalen, Bayern und Niedersachsen. Im weiteren Verlauf reduziert sich die Stromerzeugungsmenge aus Erdgas auf 114 TWh in 2040. Stromerzeugung aus Braunkohle erfolgt nur in Szenario A 2035 in den Braunkohleregionen der Länder Nordrhein-Westfalen, Brandenburg und Sachsen.

Aus den Bundesländerbilanzen und dem daraus ersichtlichen Erzeugungsgefälle innerhalb Deutschlands ergibt sich bereits eine erste Indikation für den Übertragungsbedarf, die jedoch in den Netzanalysen auf Basis der jeweiligen Netznutzungsfälle verifiziert werden muss.

²⁰ Stromerzeugung aus erdgasbetriebenen Großkraftwerken und KWK<10MW.



Abbildung 43: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario A 2035



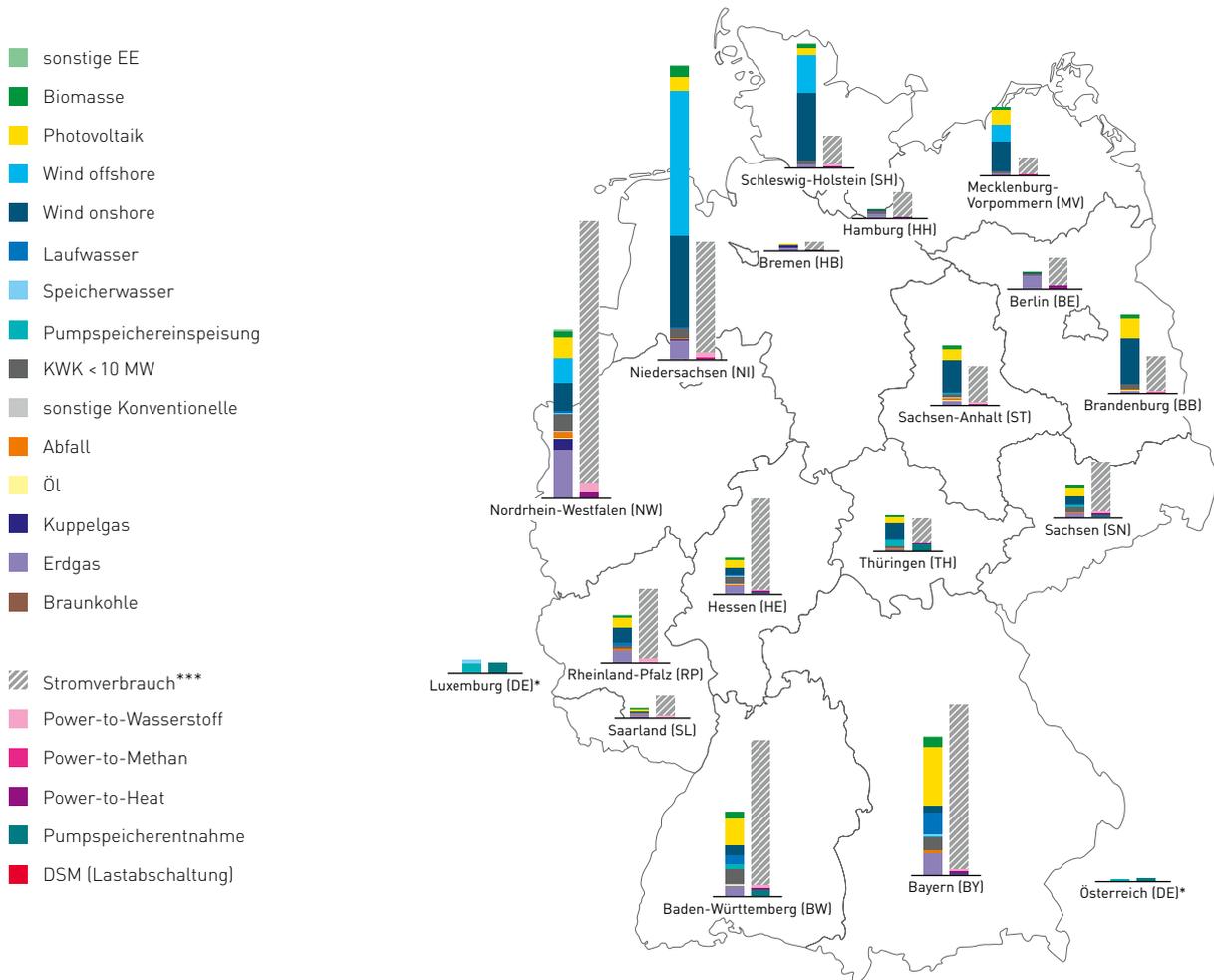
A 2035 (in TWh)	Braunkohle	Erdgas	Kuppelgas	Öl	Abfall	sonstige Konventionelle	KWK < 10 MW	Pumpspeichereinspeisung	Speicherwasser	Laufwasser	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	sonstige EE	Stromverbrauch***	DSM	Pumpspeicherentnahme	PIH	PIM	PW
BW	0,0	3,6	0,0	0,2	0,7	0,3	7,8	2,4	0,0	5,1	4,2	0,0	11,8	3,3	0,0	76,2	0,0	3,0	0,9	0,0	1,1
BY	0,0	11,7	0,0	0,0	1,4	0,0	7,1	0,5	0,6	11,9	4,0	0,0	31,3	5,3	0,3	87,1	0,0	0,7	1,0	0,1	0,5
BE	0,0	6,3	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,2	0,0	14,6	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0
BB	3,4	0,8	0,4	0,2	0,8	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	23,0	0,0	10,6	1,4	0,0	18,3	0,0	0,0	0,2	0,1	0,3
HB	0,0	1,2	0,6	0,0	0,6	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
HH	0,0	1,4	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,1	0,0	13,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
HE	0,0	3,8	0,0	0,0	0,7	0,1	3,8	0,5	0,1	0,3	3,6	0,0	3,6	1,0	0,1	48,1	0,0	0,7	0,5	0,0	0,5
MV	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	17,1	8,6	8,7	1,3	0,0	8,9	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0
NI	0,0	9,7	0,2	0,0	0,5	0,0	5,4	0,1	0,0	0,4	43,8	77,2	6,0	5,2	0,1	57,8	0,0	0,2	0,6	0,2	1,6
NW	5,6	23,8	5,9	0,2	3,4	0,2	9,3	0,2	0,1	0,9	13,7	13,2	8,5	2,9	1,0	139,6	0,0	0,3	1,8	0,0	3,2
RP	0,0	6,9	0,0	0,0	0,6	0,0	2,0	0,0	0,0	1,2	7,1	0,0	5,2	0,6	0,1	32,2	0,0	0,0	0,1	0,0	1,1
SL	0,0	1,1	0,3	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,8	0,0	1,1	0,1	0,2	9,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5
SN	8,8	2,2	0,0	0,0	0,1	0,0	3,0	1,0	0,0	0,5	6,2	0,0	4,7	1,0	0,0	26,2	0,0	1,3	0,5	0,0	0,7
ST	0,0	2,6	0,0	0,1	1,2	0,1	2,3	0,1	0,0	0,2	21,1	0,0	5,9	1,6	0,0	19,4	0,0	0,1	0,1	0,1	0,6
SH	0,0	0,9	0,0	0,0	0,2	0,1	1,9	0,1	0,0	0,0	30,3	12,1	3,9	1,7	0,1	14,7	0,0	0,1	0,7	0,0	0,5
TH	0,0	1,0	0,0	0,0	0,1	0,0	1,8	2,8	0,0	0,2	6,1	0,0	2,6	0,8	0,0	13,3	0,0	3,5	0,1	0,0	0,0
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	0,0	0,0	0,0
Summe**	17,8	77,8	7,4	0,7	10,9	0,7	51,5	13,3	2,5	20,8	181,1	111,0	104,4	26,5	1,8	610,7	-0,1	15,9	8,3	0,8	10,7

* Erzeugungsmengen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

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

Abbildung 44: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2035



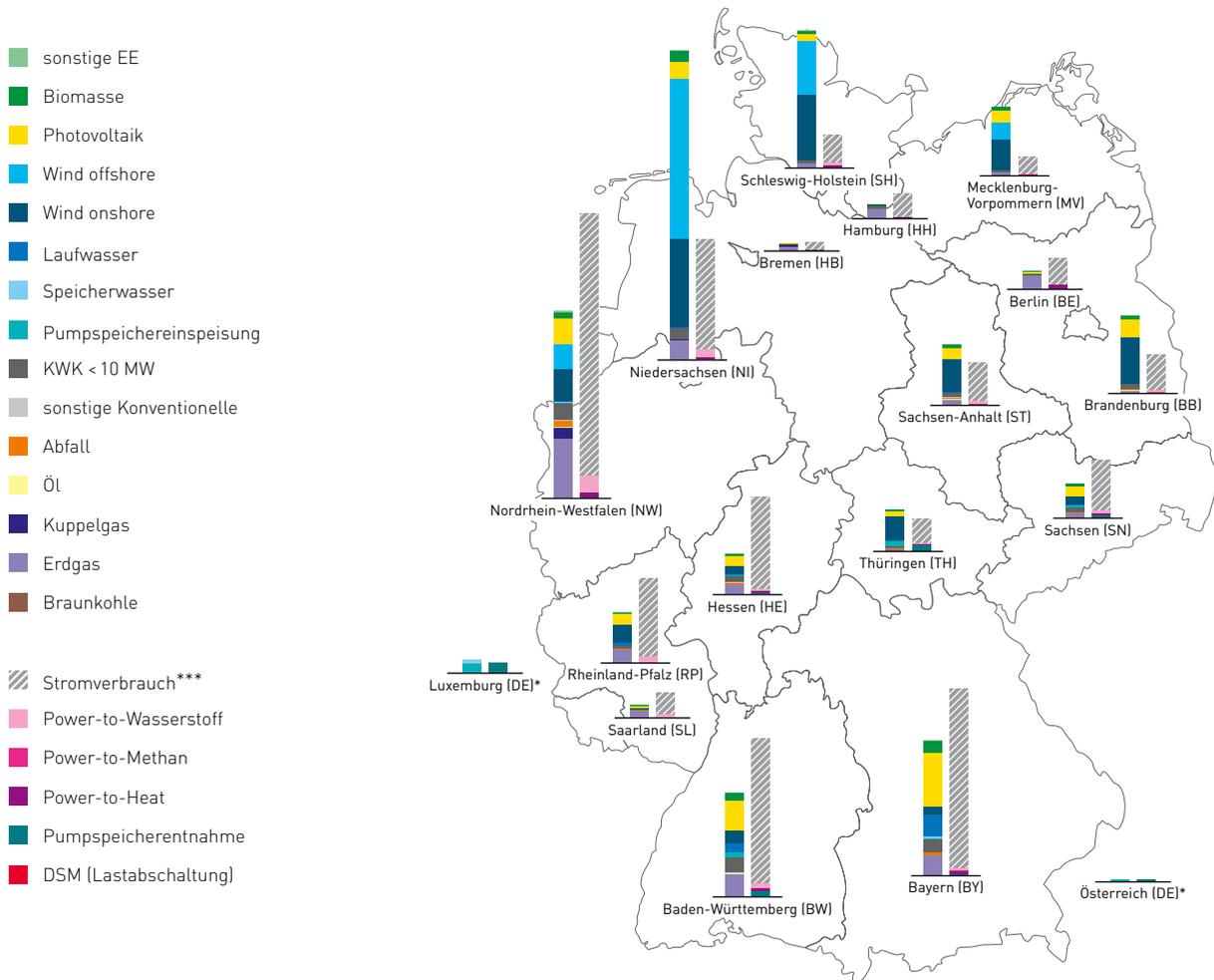
B 2035 (in TWh)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher- ein- speisung	Speicher- wasser	Lauf- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Strom- ver- brauch ***	DSM	Pump- speicher- ent- nahme	PTH	PTM	PW
BW	0,0	5,5	0,0	0,1	0,7	0,2	7,8	2,4	0,0	5,1	5,6	0,0	14,0	3,5	0,0	76,7	0,0	3,1	1,0	0,0	1,8
BY	0,0	11,8	0,0	0,0	1,3	0,0	7,1	0,5	0,6	11,9	4,2	0,0	30,7	5,6	0,3	88,0	0,0	0,7	1,2	0,1	0,9
BE	0,0	6,8	0,0	0,0	0,2	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5	0,2	0,0	14,7	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0
BB	0,0	0,7	0,4	0,2	0,8	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	24,8	0,0	10,3	1,6	0,0	18,5	0,0	0,0	0,2	0,1	0,4
HB	0,0	1,5	0,7	0,0	0,6	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
HH	0,0	2,0	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1	0,0	13,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
HE	0,0	4,4	0,0	0,0	0,6	0,1	3,8	0,5	0,1	0,3	3,9	0,0	4,5	1,0	0,1	48,5	0,0	0,7	0,6	0,0	0,9
MV	0,0	0,8	0,0	0,0	0,1	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	16,1	8,6	7,9	1,4	0,0	9,1	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1
NI	0,0	10,6	0,2	0,0	0,5	0,0	5,4	0,1	0,0	0,4	48,8	77,1	7,5	5,6	0,1	58,2	0,0	0,2	0,8	0,2	2,6
NW	0,0	25,7	5,9	0,2	3,4	0,2	9,3	0,2	0,1	0,9	15,2	13,2	11,1	3,1	1,0	139,3	0,0	0,3	2,4	0,0	5,2
RP	0,0	6,5	0,0	0,0	0,6	0,0	2,0	0,0	0,0	1,2	8,2	0,0	5,7	0,7	0,1	37,2	0,0	0,0	0,1	0,0	1,8
SL	0,0	1,7	0,3	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,8	0,0	1,3	0,1	0,2	10,6	0,0	0,0	0,2	0,0	0,9
SN	0,0	2,3	0,0	0,0	0,1	0,0	3,0	1,0	0,0	0,5	4,4	0,0	5,0	1,1	0,0	26,4	0,0	1,3	0,6	0,0	1,2
ST	0,0	2,4	0,0	0,1	1,2	0,1	2,3	0,1	0,0	0,2	17,5	0,0	5,8	1,8	0,0	19,5	0,0	0,1	0,1	0,1	0,9
SH	0,0	1,6	0,0	0,0	0,2	0,1	1,9	0,1	0,0	0,0	35,9	20,3	3,9	1,8	0,1	14,9	0,0	0,1	0,8	0,0	0,9
TH	0,0	0,9	0,0	0,0	0,1	0,0	1,8	2,9	0,0	0,2	9,0	0,0	2,8	0,9	0,0	13,5	0,0	3,5	0,1	0,0	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,4	0,0	0,0	0,0
Summe**	0,0	85,3	7,4	0,6	10,7	0,6	51,5	13,7	2,5	20,8	194,5	119,2	111,1	28,5	1,8	620,2	-0,1	16,4	10,1	0,8	17,5

* Erzeugungsmengen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

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

Abbildung 45: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario C 2035



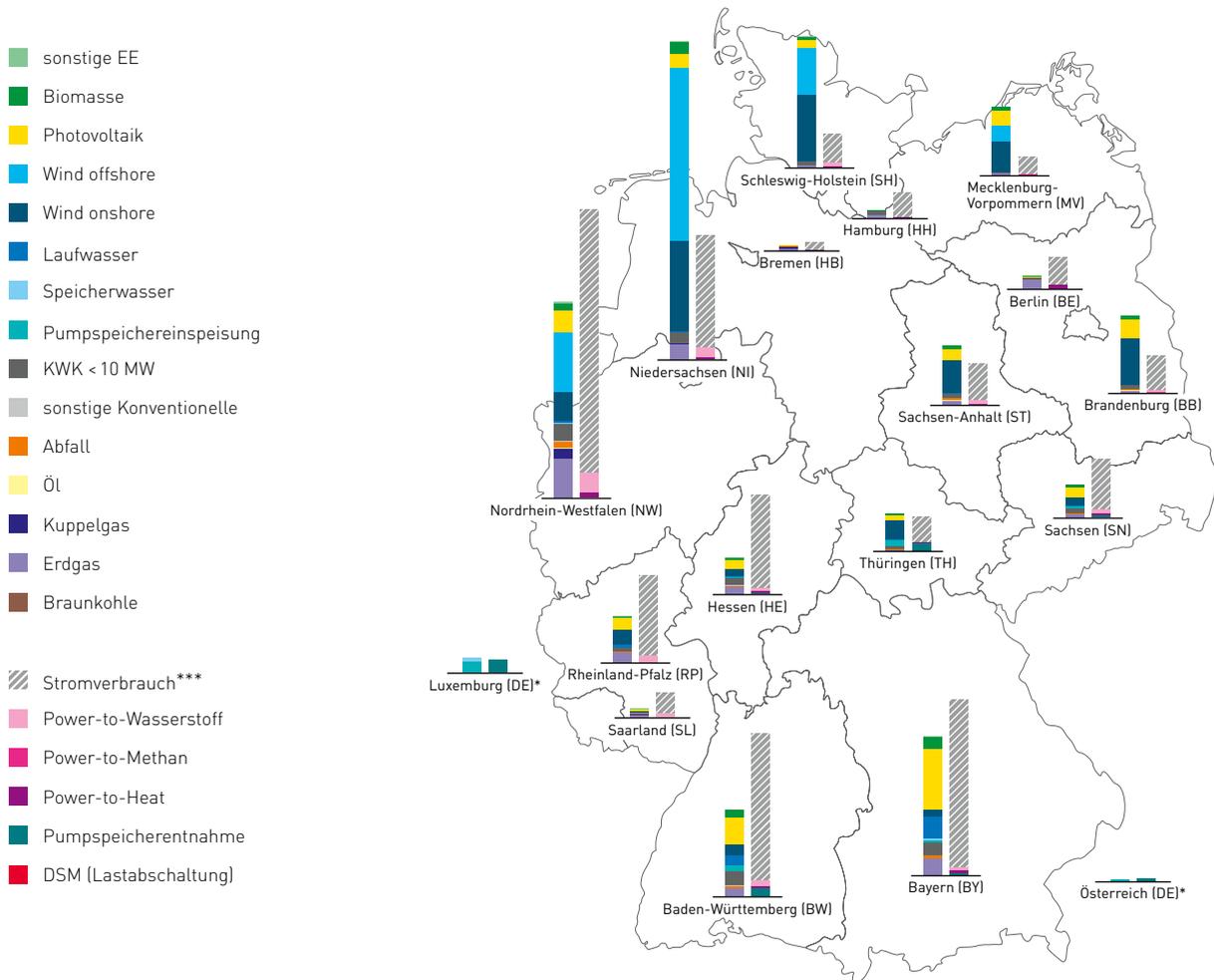
C 2035 (in TWh)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher- ein- speisung	Speicher- wasser	Lauf- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Strom- ver- brauch ***	DSM	Pump- speicher- ent- nahme	PTH	PTM	PW
BW	0,0	11,6	0,0	0,2	0,7	0,3	7,8	2,3	0,0	5,1	7,3	0,0	15,5	4,0	0,0	77,2	0,0	2,9	1,2	0,0	2,8
BY	0,0	10,8	0,0	0,0	1,3	0,0	7,1	0,5	0,6	11,9	4,4	0,0	28,4	6,4	0,3	95,7	0,0	0,6	1,5	0,1	1,4
BE	0,0	6,8	0,0	0,0	0,3	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,6	0,2	0,0	14,7	0,0	0,0	1,9	0,0	0,0
BB	0,0	0,7	0,4	0,2	0,8	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	25,2	0,0	9,6	1,8	0,0	19,1	0,0	0,0	0,3	0,1	0,7
HB	0,0	1,9	0,7	0,0	0,6	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	4,4	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
HH	0,0	4,6	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,3	0,2	0,0	13,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
HE	0,0	5,2	0,0	0,0	0,7	0,1	3,8	0,5	0,1	0,3	4,3	0,0	5,3	1,2	0,1	48,9	0,0	0,7	0,6	0,0	1,4
MV	0,0	1,4	0,0	0,0	0,1	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	16,6	8,6	6,7	1,6	0,0	9,2	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1
NI	0,0	10,5	0,1	0,0	0,5	0,0	5,4	0,1	0,0	0,4	47,1	85,3	8,8	6,3	0,1	58,7	0,0	0,2	1,0	0,2	4,2
NW	0,0	31,5	5,7	0,2	3,4	0,2	9,3	0,2	0,1	0,9	17,1	13,2	13,5	3,5	1,0	139,4	0,0	0,3	3,0	0,0	8,5
RP	0,0	6,8	0,0	0,0	0,5	0,0	2,0	0,0	0,0	1,2	9,5	0,0	6,0	0,8	0,1	42,0	0,0	0,0	0,2	0,0	2,8
SL	0,0	3,2	0,3	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,8	0,0	1,4	0,1	0,2	11,4	0,0	0,0	0,2	0,0	1,4
SN	0,0	2,3	0,0	0,0	0,1	0,0	3,0	0,9	0,0	0,5	4,6	0,0	5,2	1,2	0,0	26,6	0,0	1,2	0,7	0,0	1,9
ST	0,0	2,5	0,0	0,1	1,2	0,1	2,3	0,1	0,0	0,2	18,1	0,0	5,4	2,0	0,0	20,6	0,0	0,1	0,2	0,1	1,5
SH	0,0	1,9	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	34,6	28,4	3,7	2,1	0,1	15,1	0,0	0,1	0,9	0,0	1,4
TH	0,0	0,9	0,0	0,0	0,1	0,0	1,8	2,7	0,0	0,2	12,6	0,0	2,8	1,0	0,0	13,6	0,0	3,3	0,2	0,0	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,3	0,0	0,0	0,0
Summe**	0,0	102,5	7,2	0,6	10,7	0,6	51,5	13,1	2,5	20,8	202,5	135,5	113,3	32,2	1,8	640,9	-0,1	15,6	12,5	0,8	28,2

* Erzeugungsmengen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

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

Abbildung 46: Bundesländerbilanzen der Energiemengen für das Szenario B 2040



B 2040 (in TWh)	Braun- kohle	Erdgas	Kuppel- gas	Öl	Abfall	sonstige Konven- tionelle	KWK < 10 MW	Pump- speicher- ein- speisung	Speicher- wasser	Lauf- wasser	Wind onshore	Wind offshore	Photo- voltaik	Bio- masse	sonstige EE	Strom- verf- brauch ***	DSM	Pump- speicher- ent- nahme	PTH	PTM	PW
BW	0,0	4,5	0,0	0,0	0,7	0,3	7,9	3,1	0,0	5,1	6,1	0,0	14,6	3,8	0,0	78,0	0,0	4,1	1,0	0,0	3,5
BY	0,0	9,2	0,0	0,0	1,4	0,0	7,2	0,7	0,6	11,9	4,2	0,0	32,0	6,2	0,3	89,7	0,0	0,9	1,3	0,1	1,7
BE	0,0	4,5	0,0	0,0	0,2	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,5	0,2	0,0	15,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0
BB	0,0	0,6	0,4	0,1	0,7	0,0	2,4	0,0	0,0	0,0	24,6	0,0	10,5	1,7	0,0	18,7	0,0	0,0	0,2	0,1	0,8
HB	0,0	1,2	0,6	0,0	0,5	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	4,5	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
HH	0,0	1,5	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,2	0,0	13,2	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
HE	0,0	3,8	0,0	0,0	0,7	0,1	3,9	0,6	0,1	0,3	3,9	0,0	4,8	1,1	0,1	49,3	0,0	0,9	0,6	0,0	1,7
MV	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	15,9	8,4	8,3	1,6	0,0	9,3	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1
NI	0,0	8,0	0,1	0,0	0,5	0,0	5,5	0,2	0,0	0,4	48,3	92,0	7,8	6,1	0,1	59,6	0,0	0,3	0,8	0,2	5,2
NW	0,0	20,7	5,6	0,2	3,2	0,2	9,5	0,3	0,1	0,9	15,6	31,9	11,8	3,4	1,0	139,7	0,0	0,4	2,6	0,0	10,4
RP	0,0	5,5	0,0	0,0	0,5	0,0	2,0	0,0	0,0	1,2	8,5	0,0	6,0	0,7	0,1	42,4	0,0	0,0	0,2	0,0	3,5
SL	0,0	1,4	0,3	0,0	0,2	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,8	0,0	1,4	0,1	0,2	11,5	0,0	0,0	0,2	0,0	1,7
SN	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	3,1	1,1	0,0	0,5	4,4	0,0	5,2	1,2	0,0	26,7	0,0	1,5	0,6	0,0	2,3
ST	0,0	2,4	0,0	0,1	1,1	0,0	2,3	0,1	0,0	0,2	17,5	0,0	6,0	1,9	0,0	19,6	0,0	0,1	0,2	0,1	1,8
SH	0,0	1,0	0,0	0,0	0,2	0,0	1,9	0,1	0,0	0,0	35,6	24,9	4,1	2,0	0,1	15,1	0,0	0,2	0,8	0,0	1,7
TH	0,0	0,7	0,0	0,0	0,1	0,0	1,8	3,3	0,0	0,2	10,1	0,0	2,9	1,0	0,0	13,7	0,0	4,1	0,2	0,0	0,1
AT (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0	0,0	0,0
LU (DE)*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,5	0,0	0,0	0,0
Summe**	0,0	67,2	7,1	0,4	10,3	0,6	52,7	16,4	2,5	20,8	195,7	157,2	116,1	31,2	1,8	635,7	-0,2	20,2	10,8	0,7	34,6

* Erzeugungsmengen im Ausland mit Einspeisung in das deutsche Übertragungsnetz

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

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

4.2.4 Einhaltung der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung

Die Szenarien des NEP 2035 (2021) stellen mögliche Entwicklungen der Stromerzeugungs- und Verbrauchsstrukturen Deutschlands dar. Sie müssen nach § 12a Abs. 1 S. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes die Bandbreite wahrscheinlicher Entwicklungen im Rahmen der mittel- und langfristigen energiepolitischen Ziele der Bundesregierung abdecken. Diese Ziele sind für den NEP 2035 (2021) maßgeblich durch die Verabschiedung des Bundes-Klimaschutzgesetzes (September 2019) und des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 (Oktober 2019) definiert, ergänzt durch die am 01.01.2021 in Kraft getretene Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021), sowie die am 14.08.2020 in Kraft getretene Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2020).

Die energiepolitischen Ziele werden ebenfalls in der Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2035 (2021) von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genannt. Die Zielerreichung wird von den ÜNB anhand der Marktsimulationsergebnisse überprüft. Im Einzelnen betrifft dies folgende Ziele:

- 1. Reduktion der Treibhausgasemissionen auf 120 Mio. t CO₂ in 2035 bzw. 60 Mio. t CO₂ in 2040.
- 2. Senkung des Primärenergieverbrauchs gegenüber dem Jahr 2008 um 30 % bis zum Jahr 2030 und um 50 % bis zum Jahr 2050.
- 3. Erhöhung des Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch auf mindestens 65 % bis zum Jahr 2030.
- 4. Erhöhung der Strommenge aus KWK auf 120 TWh bis zum Jahr 2025.

Die Auswertung der Marktsimulationsergebnisse zeigt, dass die energiepolitischen Ziele in den Szenarien weitestgehend erreicht werden. Insbesondere die Treibhausgasemissionen unterschreiten im Jahr 2035 deutlich die vorgegebene Obergrenze und auch der Anteil der erneuerbaren Energien wird über den Zielwert hinaus gesteigert. Gleichzeitig ist zu beobachten, dass bei geringen Treibhausgasemissionen und hohen Anteilen erneuerbarer Energien die Erreichung des KWK-Ziels erschwert wird, weshalb dieses nur in einem Szenario eingehalten werden kann.

1. Reduktion der Treibhausgasemissionen

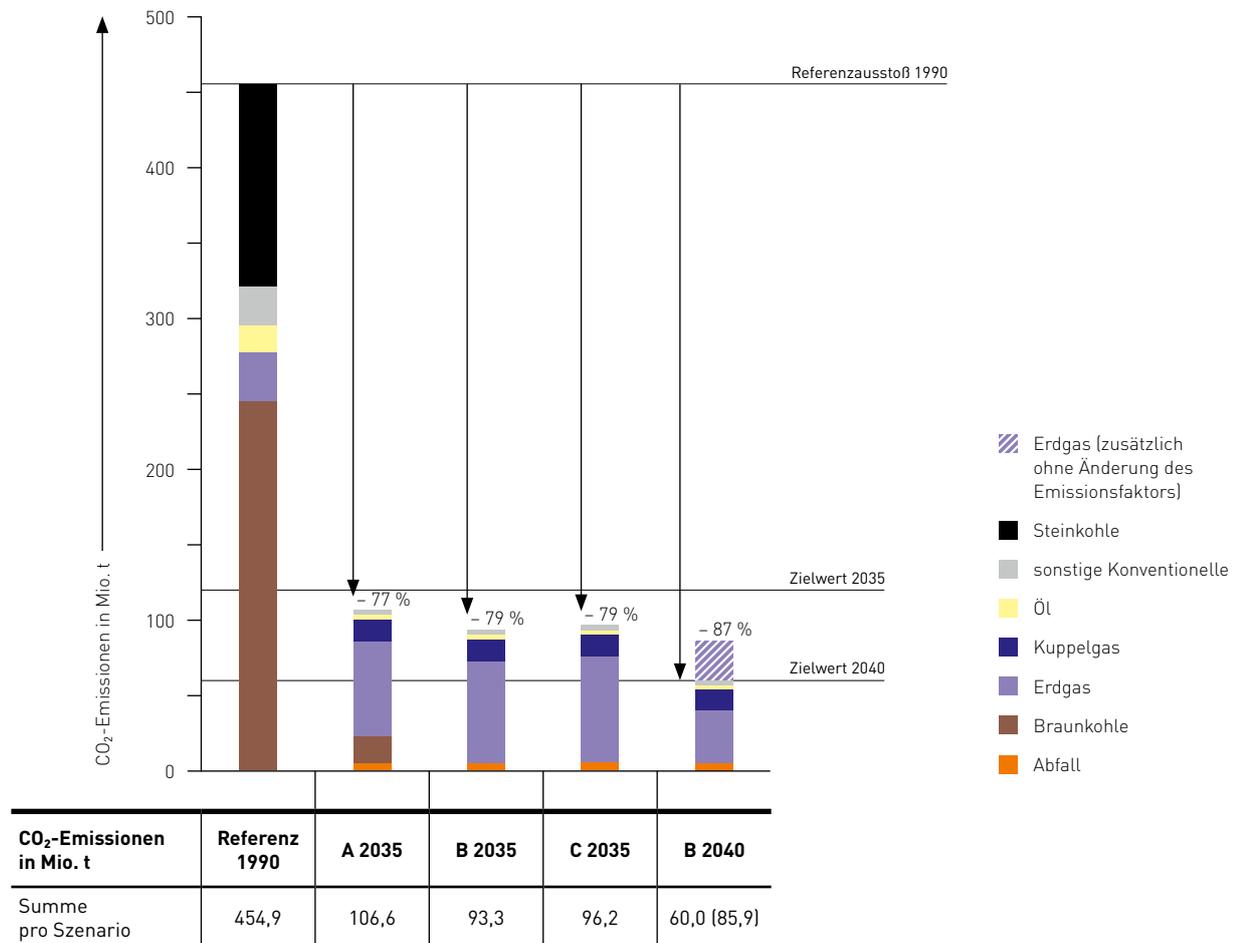
Ziel der Bundesregierung ist die Reduktion des Ausstoßes von klimaschädlichen Treibhausgasen in Deutschland, mit besonderem Fokus auf Kohlenstoffdioxid. In Abbildung 47 sind die CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien in Relation zu den von der BNetzA im Szenariorahmen vorgegebenen Zielwerten für die Jahre 2035 und 2040 sowie in Relation zum Bezugswert aus dem Jahr 1990 veranschaulicht. Die dargestellten Werte beinhalten neben den für die Stromproduktion anfallenden Emissionen auch die in KWK-Anlagen aus der gekoppelten Wärmeproduktion resultierenden Emissionen (siehe Kapitel 2.5).

Der wesentliche Treiber für die Emissionsreduktion in Deutschland ist wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen der Ausbau erneuerbarer Energien. Hinzu kommt der geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung. Der Szenariorahmen des NEP 2035 (2021) berücksichtigt nur noch in Szenario A 2035 Kohlekraftwerke. Außerdem wird in allen Szenarien von einem gegenüber heute deutlich gestiegenen europäischen Basispreis für CO₂-Emissionen ausgegangen, der eine emissionsintensive Stromerzeugung unwirtschaftlicher werden lässt. Ein nationaler Preiszuschlag auf den europäischen CO₂-Preis zur Einhaltung der Emissionsobergrenzen ist in keinem der Szenarien erforderlich. Im Langfristszenario B 2040 kann die Obergrenze von 60 Mio. t CO₂ jedoch nur eingehalten werden, wenn eine Reduktion des Emissionsfaktors von Erdgas-Kraftwerken angenommen wird.

Wie in Abbildung 47 zu erkennen ist, wird die vorgegebene Emissionsobergrenze im Zieljahr 2035 deutlich unterschritten. Die Abbildung zeigt auch, dass die verbliebenen CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks hauptsächlich auf der Verbrennung von Erdgas basieren. Die Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken in Szenario A 2035 führt im Vergleich zu den anderen Szenarien zu höheren Gesamtemissionen.



Abbildung 47: CO₂-Emissionen des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Der Szenariorahmen gibt zwischen den Jahren 2035 und 2040 eine Halbierung der CO₂-Emissionen vor. Zur Einhaltung der Emissionsobergrenze von 60 Mio. t CO₂ sind im Szenario B 2040 weiterführende Maßnahmen erforderlich, da die CO₂-Emissionen sonst bei etwa 85,9 Mio. t CO₂ lägen. Eine mögliche Maßnahme ist die Nutzung von klimaneutralen Gasen in Erdgaskraftwerken. Um das CO₂-Ziel über eine Emissionsreduktion von Erdgaskraftwerken zu erreichen, müssten deren Emissionen um 42,8 % gesenkt werden.

Einige Konsultationsteilnehmer haben den Umgang mit der Emissionsobergrenze in Szenario B 2040 aufgegriffen. Es wird kritisiert, dass die erforderlichen Maßnahmen nicht beschrieben werden und die Fragen nach der Art und Herkunft eines möglichen CO₂-neutralen Brennstoffs ungeklärt bleiben. Daraus könnten sich jedoch Rückwirkungen ergeben, unter anderem auf die Kostenparameter, die der Marktmodellierung zugrunde liegen. Tatsächlich zeigen die Modellierungsergebnisse, dass die Halbierung der CO₂-Emissionen zwischen 2035 und 2040 nur mit umfangreichen Maßnahmen erreicht werden kann. Neben dem Einsatz klimaneutraler Brennstoffe – inländisch erzeugt oder importiert – kann auch die Einspeicherung von CO₂ mittels Carbon Capture and Storage (CCS) zu diesen Maßnahmen gehören. In diesem Entwurf kann dieser wichtigen Diskussion um diese Maßnahmen nicht vorgegriffen werden. Aufgrund dessen wählen die ÜNB den von der BNetzA genehmigten vereinfachten Ansatz eines reduzierten Emissionsfaktors bei Erdgaskraftwerken, was exemplarisch für eine grundsätzliche Reduktion der Emissionen stehen soll.

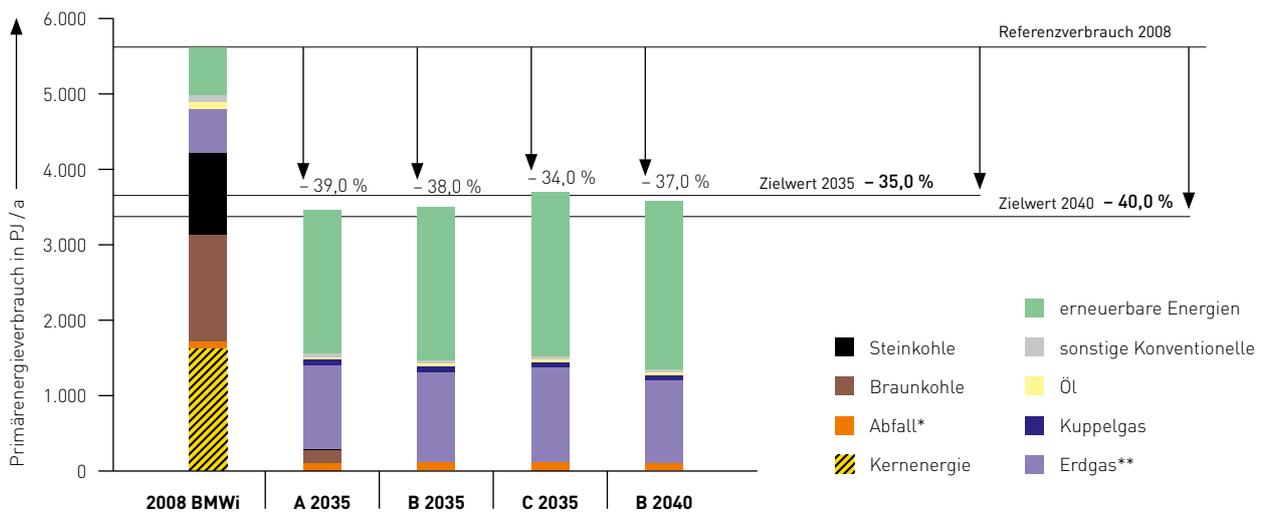


Durch die zunehmende Sektorenkopplung und damit einhergehende Elektrifizierung anderer Sektoren kann der Stromsektor zur Reduktion von CO₂-Emissionen in den Sektoren Verkehr, Wärme und Industrie beitragen. Im NEP 2035 (2021) wird der dadurch entstehende zusätzliche Stromverbrauch durch neue Stromanwendungen in den Bereichen Elektromobilität, Power-to-Heat und Power-to-Gas explizit berücksichtigt. In dem Begleitdokument zum vorliegenden NEP „Beitrag des Stromsektors zur Dekarbonisierung des Energiesystems“²¹ werden die mit diesem Stromverbrauch verbundenen CO₂-Emissionen mit Referenzanwendungen im Straßenverkehr (Dieselfahrzeuge), zur Wärmebereitstellung (Erdgas-Kessel) bzw. Wasserstoffherzeugung (Dampfreformation von Erdgas) verglichen. Es zeigt sich, dass die mit den neuen Stromanwendungen einhergehenden Mehremissionen im Stromsektor mit deutlichen Emissionsminderungen in den anderen Sektoren verbunden sind. Insgesamt führt die im NEP 2035 (2021) abgebildete Elektrifizierung dadurch zu Einsparungen in den Gesamtemissionen des deutschen Energiesystems zwischen 28 und 54 Mio. t CO₂. Damit leistet der Stromsektor in den Szenarien des NEP 2035 (2021) einen zentralen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele in Deutschland.

2. Reduktion des Primärenergieverbrauchs

Das Ziel der Bundesregierung sieht eine Reduktion des Primärenergieverbrauchs um 30 % bis zum Jahr 2030 und um 50 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Jahr 2008 vor. In Abbildung 48 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 2035 und 2040. In den Szenarien A 2035 und B 2035 wird das Ziel der Bundesregierung erreicht. In Szenario C 2035 wird das Ziel mit 3.697 PJ (statt 3.644 PJ) dagegen knapp und im langfristigen Szenario B 2040 mit 3.566 PJ (statt 3.364 PJ) etwas deutlicher verfehlt.

Abbildung 48: Primärenergieverbrauch des deutschen Kraftwerksparks in den Szenarien des NEP 2035 (2021)



* Summe Primärenergieverbrauch für konventionellen und biogenen Abfall

** In Szenario B 2040 wird der Verbrauch des Erdgas-Gemischs vollständig Erdgas zugerechnet.

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

3. Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch

Das EEG sieht einen Zielwert für den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch vor. Dieser Anteil soll im Jahr 2030 auf 65 % des Bruttostromverbrauchs steigen. Bis zum Jahr 2050 soll der gesamte Strom treibhausgasneutral erzeugt werden.

21 Begleitdokument „Beitrag des Stromsektors zur Dekarbonisierung des Energiesystems“:
www.netzentwicklungsplan.de/Beitrag_Stromsektor_Dekarbonisierung_NEP_2035_V2021_2_Entwurf.pdf

Für die Berechnung des Anteils in den Szenarien des NEP 2035 (2021) wird jeweils der Bruttostromverbrauch ermittelt. Dieser ergibt sich aus dem Nettostromverbrauch (siehe Kapitel 2.3) zuzüglich der Pumpspeicherentnahme, der Netzverluste und des Kraftwerkseigenverbrauchs gemäß folgender Tabelle:

Tabelle 20: Berechnung des Bruttostromverbrauchs

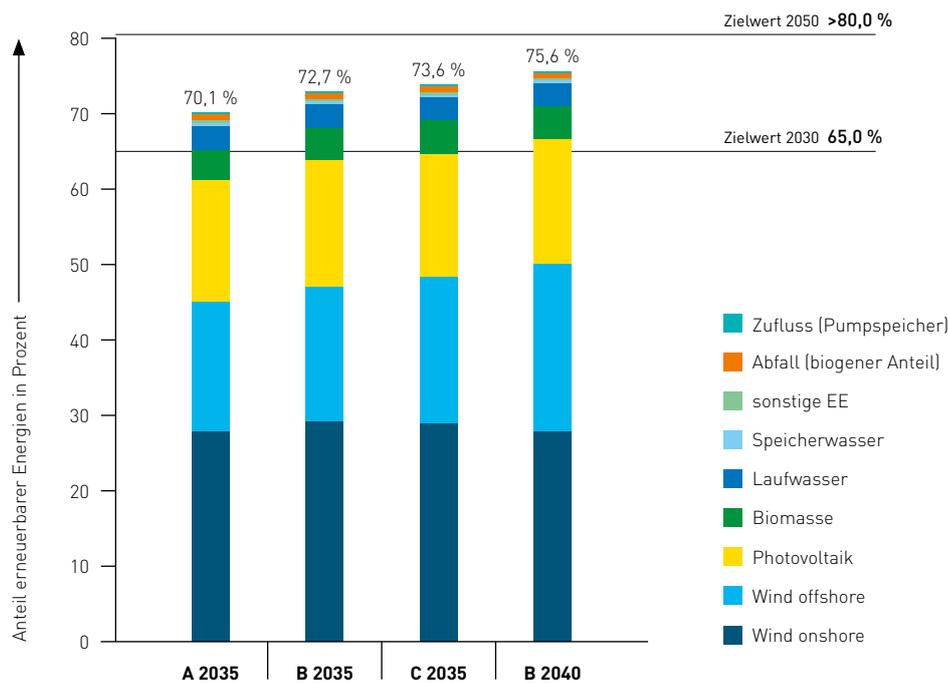
Werte in TWh	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Nettostromverbrauch	586,2	603,4	633,8	634,8
+ Netzverluste	44,1	45,1	48,5	47,4
+ Pumpspeicherentnahme	15,9	16,4	15,6	20,2
+ Kraftwerkseigenverbrauch	3,4	2,0	2,2	1,8
Bruttostromverbrauch (Summe)	649,6	667	700,1	703,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen ergibt sich aus der Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen zuzüglich der Einspeisung aus Wasserkraft, Biomasse und sonstigen erneuerbaren Energien. Die Einspeisung aus Abfallkraftwerken wird hälftig, der natürliche Zufluss bei Pumpspeicherkraftwerken vollständig berücksichtigt. Nicht berücksichtigt dagegen werden Energiemengen, die in den Szenarien aufgrund von Spitzenkappung oder marktseitiger Einsenkung von Überschüssen nicht zur Deckung der Stromnachfrage genutzt werden. Insgesamt ergibt sich dadurch eine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von 455,1 TWh in A 2035, 485,2 TWh in B 2035 und 515,4 in C 2035. Im Szenario B 2040 werden **531,8 TWh** aus erneuerbaren Energien erzeugt.

In allen Szenarien wird ein Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von mindestens 70 % erreicht. Damit wird der gesetzliche Zielwert für das Jahr 2030 bei einem steigenden Stromverbrauch deutlich überschritten. In Abbildung 49 werden die Anteile der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch für die Szenarien des NEP 2035 (2021) dargestellt.

Abbildung 49: Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch



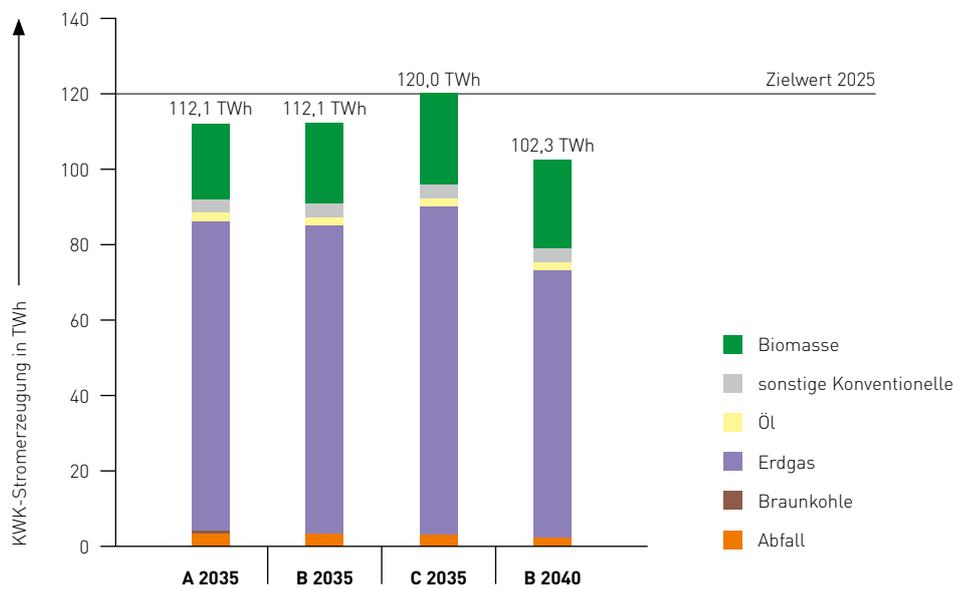
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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

Laut § 1 Abs. 1 KWKG soll die Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen bis zum Jahr 2025 auf 120 TWh erhöht werden. In den kommenden Jahrzehnten wird der Wärmebedarf jedoch zunehmend von erneuerbaren Energiequellen und Power-to-Heat-Anlagen gedeckt. Diese Entwicklung führt zusammen mit einem sinkenden Wärmebedarf aufgrund steigender Energieeffizienz dazu, dass das Ziel von 120 TWh Stromerzeugung aus KWK-Anlagen in den Jahren 2035 und 2040 nur schwer zu erreichen ist.

In den Ergebnissen der Marktmodellierung wird das Ziel nur im Szenario C 2035 – dort 120,02 TWh – eingehalten. In den Szenarien A 2035, B 2035 und B 2040 wird das Ziel mit rund 111 TWh, 112 TWh bzw. 102 TWh dagegen verfehlt. In Abbildung 50 ist die KWK-Erzeugung der deutschen KWK-Kraftwerke nach Primärenergieträger sortiert für die einzelnen Szenarien dargestellt. Die Bilanzierung der KWK-Stromerzeugung orientiert sich dabei am AGFW-Arbeitsblatt FW 308²². Wie im NEP 2030 (2019) wird für Biomasse-Kraftwerke ein KWK-Anteil von 75 % angenommen.

Abbildung 50: KWK-Stromerzeugung nach Primärenergietypen



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

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.

22 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/energiewirtschaft-recht-politik/energiewende-politik/effizienz-kwk/fw-308-kwk-prozess/

Weiterführende Dokumente und Links

- > Forschungsprojekt WILMAR: www.wilmar.risoe.dk
- > Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.:
„AGFW-Arbeitsblatt FW 308: Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes“:
www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/energie-wende-politik/effizienz-kwk/fw-308-kwk-prozess/
- > Bundesregierung: Klimaschutzprogramm 2030:
www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutzprogramm-2030.html
- > Begleitdokument „Beitrag des Stromsektors zur Dekarbonisierung des Energiesystems“:
www.netzentwicklungsplan.de/Beitrag_Stromsektor_Dekarbonisierung_NEP_2035_V2021_2_Entwurf.pdf