

TITELSEITE des einfachen Berichts

Sperrfrist, auch Sendesperrfrist heute Kabinett-Ende ca. 11:50 Uhr

Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität

Stand: Januar 2023

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Referat 626

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

Vorwort

Der Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität wurde im Jahre 2022 erstellt und im Oktober 2022 abgeschlossen. Die Sorgen um die Versorgungssicherheit, die das Jahr 2022 und den Winter 2022/2023 prägten, waren daher immer im Hinterkopf der Verfasserinnen und Verfasser des Berichts. Der Bericht selbst betrifft aber einen gänzlich anderen Zeitraum. Er ist auf die mittlere Zukunft gerichtet und betrachtet die Versorgungssicherheit im Zeitraum 2025 bis 2031. Mit Blick auf Strommarkt und Stromnetz wird gemäß den rechtlichen Vorgaben die Frage geklärt, wie sich die Versorgungssicherheit mit Elektrizität in Zukunft darstellen wird, wenn die Ziele und Pläne der Bundesregierung und Europäischen Union etwa hinsichtlich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, des Ausbaus bzw. der Erschließung von Flexibilitäten, sowie der Stromnetze erfüllt werden und die Marktteilnehmer im Rahmen der geltenden Marktregeln darauf reagieren.

Der Winter 2022/2023 stellte sich in der prognostischen Vorausschau als eine der größten Herausforderungen für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit in der Geschichte der Bundesrepublik Deutschland, insbesondere im Hinblick auf die Versorgung mit Erdgas. Infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine sind die bisherigen Energieimporte (insb. Gas und Kohle) aus Russland nicht mehr möglich. Kurzfristig führte der Wegfall der Importe zu einem Preisschock vor allem an den Gas- und in der Folge auch an den Strommärkten. Inzwischen resultiert daraus ein insgesamt höheres Preisniveau an den Energiemärkten. Um die Versorgung mit Erdgas zu gewährleisten und auch die Folgen der hohen Energiepreise abzumildern, haben Bundesregierung und Bundesnetzagentur eine Reihe von Maßnahmen getroffen, die sich nach heutigem Kenntnisstand als wirksam erwiesen haben.

Darüber hinaus waren die denkbaren kurzfristigen Auswirkungen der Krise für die Stromversorgung im Winter 2022/2023 Gegenstand mehrerer Analysen, die die Übertragungsnetzbetreiber, sowohl in Deutschland, als auch in Europa während des Jahres 2022 durchgeführt haben. Schwerpunkt dieser Analysen bestand u.a. darin, dass hierfür kurzfristig auftretende Ereignisse als Grundannahmen, etwa hinsichtlich der temporär reduzierten Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke sowie hoher Energiepreise Berücksichtigung fanden. In Folge dieser Analysen wurden die nötigen gesetzgeberische Maßnahmen in Deutschland ergriffen, um die Versorgungssicherheit mit Elektrizität im Winter 2022/2023 und auch mit Blick auf den Winter 2023/2024 zu gewährleisten. Auch diese Maßnahmen greifen und die wesentlichen Risikoparameter entwickeln sich in der Realität bisher besser als prognostiziert.

Dies darf nicht zu Leichtsinne führen; denn niemand darf sich darauf verlassen, dass es schon gut gehen werde. Die Analysen für die Versorgungssicherheit im Zeitraum 2025 bis 2031 setzen deshalb bewusst an der Frage an, ob es aus Versorgungssicherheitsicht verantwortbar ist, am Pfad für einen Kohleausstieg im Jahre 2030 festzuhalten, wie es im Koalitionsvertrag von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP angestrebt ist. Die Analysen zeigen eine sehr hohe Versorgungssicherheit des Gesamtsystems unter den dafür erforderlichen Voraussetzungen. Diese werden im Bericht transparent dargestellt und erläutert.

Das Monitoring der Versorgungssicherheit führt die Bundesnetzagentur fortlaufend durch. Der zugehörige Bericht wird alle zwei Jahre verfasst und durch die Bundesregierung veröffentlicht.

Klaus Müller

Inhaltsverzeichnis

A	Zusammenfassung	7
B	Einordnung der Ergebnisse	10
1	Marktseitige Versorgungssicherheit	10
2	Netzseitige Versorgungssicherheit	16
C	Hintergrund	18
1	Rechtsgrundlagen für das Versorgungssicherheits-Monitoring	19
2	Einordnung Versorgungssicherheit	20
3	Stand der Versorgungssicherheit	22
D	Untersuchung der Versorgungssicherheit in Markt und Netz	27
1	Methodik	27
2	Szenario für die Entwicklung des Europäischen Strommarktes	40
3	Ergebnisse	49
E	Aktualisierte Untersuchung der marktseitigen Versorgungssicherheit	84
1	Methodik	84
2	Aktualisierte Rahmendaten für die Entwicklung des Europäischen Strommarktes	94
3	Ergebnisse	97
F	Ausblick	104
G	Abbildungsverzeichnis	105
H	Tabellenverzeichnis	107

A Zusammenfassung

Die Bundesnetzagentur legt mit diesem Monitoring der Versorgungssicherheit mit Elektrizität den Bericht nach §§ 51 Abs. 3, 63 Abs. 2 Nr. 2 EnWG vor. Der Bericht knüpft an die vorangegangenen Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zu diesem Sachverhalt an. Um die Robustheit der Ergebnisse zu überprüfen und zum Teil auch neuere Entwicklungen zu berücksichtigen, wurden insgesamt zwei Analysen für den vorliegenden Bericht zugrunde gelegt. Durchgeführt wurden diese von der Consentec GmbH in Zusammenarbeit mit IER und FfE sowie der r2b Energy Consulting. Die Untersuchungen zur Versorgungssicherheit umfassen den Zeitraum von 2025 bis 2031.

Der vorliegende Bericht basiert auf den Beschlüssen der Bundesregierung zu Klimaneutralität und Transformation und den daraus abgeleiteten Entwicklungen. An deren Realisierung arbeiten die Bundesregierung und beteiligte Akteure, wie die Genehmigungsbehörden oder die Netzbetreiber etc. mit Hochdruck. Um die Versorgungssicherheit unter allen Umständen sicherstellen zu können, werden und müssen in ergänzenden Betrachtungen explizit auch Szenarien betrachtet werden, die kritische Situationen und hierzu auch weiter ein vernünftiges worst-case Szenario abbilden. Eine Bedarfs- und Systemanalyse für die Jahre 2023 und 2024 auf Basis von § 3 Netzreserveverordnung, die außerordentliche und besonders kritische Situationen und stressende Faktoren untersucht, wird derzeit von den Netzbetreibern erarbeitet und bis spätestens Anfang April vorgelegt. Zusätzlich wird die Bundesnetzagentur weiter regelmäßig die Sicherheit der Energieversorgung monitoren und aufbauend auf den Daten des Berichts der Netzbetreiber einen Bericht erstellen. Die Bundesregierung wird den Deutschen Bundestag ergänzend hierüber, insbesondere über die Betrachtung des vernünftigen worst case-Szenario und über die reguläre Bedarfs- und Systemanalyse der Netzbetreiber unterrichten und ggf. nötige Handlungsempfehlungen vorlegen.

Dieser Bericht zeigt, dass in den gewählten Szenarien die sichere Versorgung mit Elektrizität im Zeitraum 2025 bis 2031 gewährleistet ist. Der Bericht unterstellt in den Szenarien verschiedene Entwicklungen, dazu gehört auch ein frühzeitiger Kohleausstieg bis 2030. Damit die sichere Versorgung mit Elektrizität gewährleistet ist, müssen eine Reihe von erzeugungs- und netzseitigen Entwicklungen realisiert und die entsprechenden Anstrengungen weitergeführt werden. Dazu wird u.a. das Monitoring der Versorgungssicherheit regelmäßig fortgeführt. Die sichere Versorgung der Verbraucher gilt sowohl im Hinblick auf ausreichende Erzeugungskapazitäten als auch im Hinblick auf ausreichende Netzkapazitäten: Die Ergebnisse der Markseite zeigen für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg bis zu den Jahren 2030 bzw. 2031, dass in allen Stunden des Jahres die Last jederzeit gedeckt werden kann. Die netzseitigen Untersuchungen zeigen, dass bei Einhaltung der aktuellen Zieldaten des Netzausbaus und unter Ausnutzung der zum Engpassmanagement zur Verfügung stehenden Potentiale ein engpassfreier Netzbetrieb gewährleistet werden kann.

Der vorliegende Bericht beantwortet die Frage, wie sich die Versorgungssicherheit in Deutschland am Strommarkt und im Stromnetz unter folgenden Annahmen darstellt: Unter Beibehaltung des geltenden Marktdesigns werden der Kohleausstieg bis 2030 umgesetzt, die Ausbauziele bei Wind- und Sonnenenergie erreicht, zudem kommen neue, flexible Verbraucher in den Markt. Ob Marktakteure auch hinreichend Vertrauen in den Fortbestand des heutigen Marktdesigns und die bestehenden Förderinstrumente (EEG, KWKG) haben und entsprechende Investitionen in die Anlagen tätigen, die erforderlich sind, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, kann das Monitoring der Versorgungssicherheit selbst nicht abschließend beantworten. Die Analysen zeigen jedoch, dass in den untersuchten Szenarien ein signifikanter „Kapazitätspuffer“ vorhanden ist („-10 GW Sensitivität“). Zudem stehen zur Deckung der Spitzenlast eine Reihe substituierbarer Optionen mit

großen Potentialen zur Verfügung, die jedoch teilweise noch erschlossen werden müssen. Diese umfassen neben Ausgleichseffekten im Binnenmarkt u. a. die Gaskraftwerke, Speicher, „Netzersatzanlagen“ sowie Nachfrageflexibilität, letzteres nach Potentialerhebungen insbesondere mit großen Potentialen von industriellem Lastmanagement. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es daher nicht erforderlich, dass einzelne bestimmte Optionen in einem ganz bestimmten Umfang, wie hier angenommen oder berechnet, genutzt werden. In Summe müssen aber genügend Optionen zur Verfügung stehen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Eine zentrale Rolle, insbesondere bei der Erschließung von Spitzenlastoptionen kommt dabei dem Ausgleichsenergiepreissystem als zentralem Element des Strommarktdesigns zu. Dieses setzt als zentrales Element im Strommarkt adäquate Anreize dafür, dass die Bilanzkreisverantwortlichen stets ausreichende Strommengen/-kapazitäten für einen strukturell ausgeglichenen Bilanzkreis beschaffen und bildet damit die Grundlage zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt.

Dieser Bericht enthält folgende für die Stromversorgungssicherheit zentralen Punkte:

- Als Ausgangspunkt hat die Bundesnetzagentur den deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien (Wind Onshore, Wind Offshore und Photovoltaik) in Deutschland von ca. 123 GW (2021) auf 360 GW (2030) bzw. 386 GW (2031) gemäß Osterpaket unterstellt. Die nötige Ausbaugeschwindigkeit ist damit mehr als dreimal so hoch wie in den Vorjahren. Erste Schritte für diese Beschleunigung sind bereits eingeleitet, wie die EEG-Novellen mit dem sog. Osterpaket und das Windenergie-an-Land-Gesetz, das zum 1. Februar 2023 in Kraft tritt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird in Zukunft und insbesondere auch vor dem Hintergrund des Angriffskriegs Russlands auf die Ukraine eine zentrale Rolle bei der Deckung des Strombedarfs spielen und muss in ganz Deutschland und Europa entsprechend weiter vorangetrieben werden. Insbesondere dürfte eine starke Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen erforderlich sein.
- Für steuerbare Kapazitäten zeigt dieser Bericht, dass bei Beibehaltung des heutigen Marktdesigns ein Zubau von Gaskraftwerken (H₂-ready), die Erschließung von „Netzersatzanlagen“ und die Bereitstellung von Lastreduktions- und Lastverschiebepotential bis 2030 bzw. 2031 in Deutschland die Versorgungssicherheit zu den geringsten Kosten gewährleisten würde. Zur Realisierung der erforderlichen Zubauten mit klimafreundlicher steuerbarer Stromerzeugung bestehen bereits erste Förderregime nach EEG für Biomasse und KWKG (für H₂-ready-Erdgasakraftwerke und Kohleersatzbonus). Zusätzlich sollen im Rahmen des aktuellen EEG zudem insgesamt 8,8 GW Kapazität Wasserstoffkraftwerken gefördert werden, die in den hier zugrunde gelegten Szenarien noch nicht berücksichtigt wurden und somit einen Beitrag zum erforderlichen Kraftwerksneubau leisten können. Es ist darauf zu achten, dass die Anlagen rechtzeitig bis Ende des Jahrzehnts einsatzbereit sind, um einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten zu können.
- Investitionen in Gaskraftwerke (die zukünftig auch H₂-ready sein sollen), werden zwar in der akuten Gasversorgungskrise nicht zurückgestellt, mittelfristig sind diese aber unter der Voraussetzung, dass entsprechende LNG-Kapazitäten geschaffen werden und sich die Preise wieder normalisieren, weiterhin sinnvoll. Entscheidend ist dabei, und das zeigen die Berechnungen, dass der Ausbau der Kapazität nicht gleichzusetzen ist mit einer höheren Gasverstromung.
- Damit sich die Investitionen in flexible Spitzenlastkapazitäten lohnen, müssen sie sich zum Beispiel mit wenigen Einsatzstunden im Jahr refinanzieren. Dazu sind sogenannte Preisspitzen notwendig, die

nicht mit der aktuellen Hochpreisphase zu verwechseln sind. In einem auf erneuerbare Energien ausgerichteten Stromsystem ermöglichen Preisspitzen Investitionen in steuerbare Spitzenlastkapazitäten, die flexibel dann eingesetzt werden, wenn die erneuerbaren Energien nicht verfügbar sind.

- Um die Lastmanagementpotentiale zur Lastreduktion in Knappheitssituationen leichter zu erschließen, überarbeitet die Bundesnetzagentur zudem die Regelungen für die individuellen Netzentgelte. Die Entwicklung der im Stromsystem nutzbaren Flexibilität u. a. von Elektromobilität sowie Wärmepumpen im gewerblichen und privaten Bereich ist kontinuierlich zu monitoren und bei Bedarf hierzu bestehende Hemmnisse zu beseitigen.
- Ein wichtiger Aspekt für das Engpassmanagement (Redispatch) als Teil der netzseitigen Versorgungssicherheit ist die geografische Lage von Erzeugern und Verbrauchern und damit deren Verknüpfungspunkte mit dem Netz. Insbesondere die Lage von großen Erzeugern wie z. B. konventionellen Kraftwerken und großen Lasten, wie beispielsweise Elektrolyseuren, wirkt sich maßgeblich auf die Netzbelastungen und auf die Potentiale zur Behebung von Engpässen aus. In den Förderprogrammen für Elektrolyseure und bei der Förderung von Erzeugungsanlagen sollte deshalb deren netzdienlicher Standort eine wesentliche Rolle spielen.
- Der europäische Binnenmarkt eröffnet wichtige Ausgleichseffekte für das Stromsystem. Die beiden Analysen in diesem Bericht gehen von einem funktionierenden Elektrizitätsbinnenmarkt aus. Sie setzen „offene Grenzen“ beim grenzüberschreitenden Handel und Austausch mit Strom voraus. Das bedeutet konkret, dass Deutschland gemäß den europäischen Vorgaben die entsprechenden (Mindest-) Austauschkapazitäten an den Grenzkuppelstellen bereitstellt und die Nachbarn auch entsprechend dieser Verpflichtung nachkommen. Die Berechnungen zeigen, dass Deutschland auch zu einem Stromnettoimporteur werden kann. Der Importbedarf steigt dabei über die Jahre. Gleichzeitig steigen gemäß Ausbauplänen die Kapazitäten der Grenzkuppelstellen. Wichtig ist mit Blick auf die Transportfähigkeit des Netzes auch die Einführung des grenzüberschreitenden Redispatch in den kommenden Jahren, welcher ebenfalls durch europäisches Recht vorgegeben ist. Hierzu findet zwischen den beteiligten Akteuren bereits intensiver Austausch und der Aufbau entsprechend notwendiger IT-Plattformlösungen statt.
- Die Modellberechnungen zeigen zudem, dass auch in einem von hoher Preisvolatilität geprägten Markt die Verdienstmöglichkeiten hoch genug sein können, damit im Hinblick auf die Versorgungssicherheit genügend Anlagen betrieben und gebaut werden. Für die Modellanalysen musste die ohnehin bereits hohe Komplexität reduziert werden, damit sie in endlicher Zeit zu einem Rechenergebnis kommen. Deshalb wurde nur der Day-Ahead Markt simuliert und die Terminmärkte vernachlässigt, auch wenn die dort gegebenen Chancen und Risiken für die Investitionsentscheidungen eine tragende Bedeutung haben. Auch das Zusammenwirken mit den Rohstoff-, Wärme- oder CO₂-Märkten wurde nicht über eigene Modelle simuliert, sondern durch recherchierte Annahmen vorgegeben. Für Investitionen aus dem Markt heraus ist es jedoch notwendig, dass Investoren stabile Rahmenbedingungen vorfinden und diesen ausreichend Vertrauen entgegenbringen, um solch langfristige Projekte wie Kraftwerksneubauten zu realisieren.

Das Monitoring der Versorgungssicherheit ist und bleibt mithin eine Daueraufgabe, die an die jeweiligen Marktverhältnisse und den sich ständig verändernden Netzausbauzustand anzupassen ist. Die Bundesnetzagentur wird dem sorgsam nachgehen.

B Einordnung der Ergebnisse

Dieser Bericht zeigt, dass in den gewählten Szenarien die sichere Versorgung mit Elektrizität im Zeitraum 2025 bis 2031 gewährleistet ist. Der Bericht unterstellt in den Szenarien verschiedene Entwicklungen, dazu gehört auch ein frühzeitiger Kohleausstieg bis 2030. Damit die sichere Versorgung mit Elektrizität gewährleistet ist, müssen eine Reihe von erzeugungs- und netzseitigen Entwicklungen realisiert und die entsprechenden Anstrengungen weitergeführt werden. Dazu wird u.a. das Monitoring der Versorgungssicherheit regelmäßig fortgeführt. Die sichere Versorgung der Verbraucher gilt sowohl im Hinblick auf ausreichende Erzeugungskapazitäten als auch im Hinblick auf ausreichende Netzkapazitäten.¹

Die beiden modellgestützten Untersuchungen analysieren die Versorgungssicherheit marktseitig und eine der beiden Untersuchungen auch netzseitig. In beiden Untersuchungen werden in ähnlicher Weise wie der europäische „Green Deal“ und die im Koalitionsvertrag vereinbarten Klimaziele der Bundesregierung einen Pfad hin zu einem ambitionierten Klimaschutz beschrieben. Realisiert wird dies durch einen höheren CO₂-Preis, einen stärkeren Zubau von Erneuerbaren Energien und einen höheren Stromverbrauch durch „neue“ Verbraucher im Zuge der Sektorenkopplung (u. a. E-Mobilität, Wärme, Power-to-Gas). Bis zum Jahr 2031 steigt zudem auch der Anteil dieser neuen Verbraucher mit preisgesteuertem Verhalten, sodass die Nachfrage² zunehmend flexibilisiert wird. Folgende Aussagen lassen sich treffen:

1 Marktseitige Versorgungssicherheit

Die Ergebnisse der beiden marktseitigen Versorgungssicherheitsanalysen zeigen, dass die Stromnachfrage in der gemeinsamen Gebotszone Deutschland / Luxemburg im betrachteten Zeitraum 2025 bis 2031 unter den getroffenen Annahmen und unter den in der Modellierung resultierenden Entwicklungen jederzeit gedeckt werden kann. In wenigen Ländern Europas kann es in vereinzelten Stunden zu Unterdeckungen von geringem Umfang kommen. Um die Robustheit dieses Ergebnisses zu prüfen, wurde von r2b in einer Sensitivitätsbetrachtung zur VS-Analyse die verfügbare steuerbare Erzeugungsleistung in Deutschland um 10 GW (dies entspricht ca. 15% der berechneten installierten steuerbaren Leistung) ohne weitere Marktanpassungen reduziert. Auch in diesem Fall ist ein sehr hohes Niveau der Versorgungssicherheit gewährleistet. So kann in Deutschland die Nachfrage am Markt nur in wenigen Minuten des Jahres 2030 nicht vollständig gedeckt werden. Dieser Lastüberhang liegt dabei aber weiterhin weit unter dem volkswirtschaftlich effizienten Niveau, das mit dem Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 Stunden pro Jahr errechnet wurde.³ Eine solche Unterdeckung am Markt würde im heutigen System zudem durch vorhandene Reserven behoben, sodass selbst in diesem extremen Szenario die Last jederzeit gedeckt werden kann. **Der Strommarkt, seine Akteure und der aktuelle regulatorische Rahmen sind also grundsätzlich in der Lage, das hohe Niveau der Versorgungssicherheit unter Erreichung der Klimaziele aufrecht zu erhalten.**

¹ Zur Definition Versorgungssicherheit siehe Kapitel C 2 Einordnung Versorgungssicherheit

² Zu Details siehe Kapitel D 2.1.3

³ Vgl. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/XYZ/zuverlaessigkeitsstandard-fuer-die-stromversorgung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=10

Für die Berechnungen wurden eine Reihe von Annahmen über die Marktfunktionsweise und die Weiterentwicklung des Stromsystems getroffen. Diese Annahmen werden in den Untersuchungen als gegeben vorausgesetzt, tatsächlich bedarf es aber an vielen Stellen, wie bspw. dem Ausbau der erneuerbaren Energien, weiterer Anstrengungen, damit diese Weiterentwicklungen auch entsprechend eintreten.

Gleichzeitig ist dabei zu berücksichtigen, dass im Strommarkt eine Reihe substituierbarer Optionen mit großen Potentialen zur Verfügung stehen und es Anpassungsprozesse gibt. Diese umfassen neben Ausgleichseffekten im Binnenmarkt u.a. die Gaskraftwerke, Speicher, „Netzersatzanlagen“ sowie Nachfrageflexibilität, letzteres nach Potenzialhebung insbesondere mit großen Potentialen von industriellem Lastmanagement. Diese Potentiale müssen jedoch teilweise noch erschlossen werden. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist es daher nicht erforderlich, dass einzelne bestimmte Optionen in einem ganz bestimmten Umfang, wie hier angenommen oder berechnet, genutzt werden. In Summe müssen aber genügend Optionen zur Verfügung stehen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Das heißt, auch wenn einer der im Folgenden gelisteten Punkte nicht eins zu eins realisiert wird, ist nicht gleich mit einer Reduktion des Versorgungssicherheitsniveaus zu rechnen.

Nichtsdestotrotz zeigen die Analysen notwendige Schritte auf, die im Folgenden eingeordnet werden:

1.1 Ausbau der Erneuerbaren Energien

Den Berechnungen und Bewertungen in diesem Bericht liegen Annahmen zu umfangreichen Ausbauten der Kapazitäten der Erneuerbaren Energien (Wind onshore, Wind offshore, PV) zugrunde. So wird ein europaweiter (Betrachtungsgebiet) Kapazitätszuwachs von 707 GW bis 2031 unterstellt (2022: 460 GW; 2031: 1.167 GW). Für Deutschland selbst wird gemäß Koalitionsvertrag und EEG in den nächsten zehn Jahren ein Zuwachs von rund 263 GW (2021: 123 GW; 2031: 386 GW) bzw. in den ergänzenden Berechnungen im Zeitraum von 2022 bis 2030 ein Zubau von 226 GW angenommen (2022: 134 GW; 2030: 360 GW) (siehe Kapitel D 2.1.4 und E 2.4).

Dem steht in den vergangenen 10 Jahren ein Zubau der Erneuerbaren Energien in Deutschland von etwa 68,6 GW gegenüber. **Das jetzige Ausbautempo muss sich folglich mehr als verdreifachen**, d. h. die jedes Jahr neu zu installierende Kapazität einschließlich dem Ersatz von an ihr Lebensende gekommenen Altanlagen („Retrofit“) muss mehr als dreimal so groß sein wie die bisherigen jährlichen Zubauten, da gegenüber dem bisherigen Zubau auch der Wegfall von Altanlagen kompensiert werden muss. Mit dem Osterpaket wurde der erste wichtige Schritt in diese Richtung unternommen: So werden neue Flächen für den Ausbau der Photovoltaik bereitgestellt, die Beteiligung der Kommunen bei Wind an Land und Photovoltaik ausgeweitet, wind-schwache Standorte verstärkt erschlossen und die Rahmenbedingungen für den Ausbau von Photovoltaik-dachanlagen verbessert. Zudem wurden Planungs- und Genehmigungsverfahren verschlankt und Hemmnisse abgebaut. Hier bedarf es aber weiterer großer Anstrengungen, um den rasanten Ausbau auf allen Ebenen politisch, ökonomisch und gesellschaftlich möglich zu machen.

1.2 Kohleausstieg

Den Berechnungen dieses Monitorings liegt die Annahme zugrunde, dass Deutschland bis 2030 aus der Kohleverstromung aussteigt. Die Ergebnisse beider marktseitigen Untersuchungen zeigen, dass die Stromproduktion aus Kohle unter der Annahme steigender CO₂-Preise europaweit unter starken Druck gerät, wenn sich die Relation der Brennstoffpreise für Kohle und Erdgas wieder in Richtung Vorkrisenniveau bewegt. Die Kohlekraftwerke treten in diesem Fall größtenteils vor dem Jahr 2030 aus dem Markt aus.

Die Ergebnisse zeigen, dass der Kohleausstieg ohne Auswirkungen auf die marktseitige oder die netzseitige Versorgungssicherheit möglich ist. Die Energiemengen aus Kohle müssen aber anderweitig kompensiert werden, um das Versorgungssicherheitsniveau aufrecht zu erhalten. In beiden Modellen geschieht dies in den hier zugrundeliegenden Berechnungen über den Zubau von emissionsärmeren Stromproduktionskapazitäten wie z. B. erdgasbefeuerten (und H₂-fähigen) Kraftwerken oder von Erneuerbaren Energien. Darüber hinaus trägt der Aufbau bzw. die Nutzbarmachung von Flexibilitätsoptionen in erheblichem Maße dazu bei, wegfallende Kohlekapazitäten zu kompensieren, indem die Spitzen bei der Residuallast verschoben bzw. reduziert werden. Zuletzt werden auch verstärkt Importe genutzt, um die Last in Deutschland zu decken. Netzseitig ist es zudem notwendig, dass Netzoptimierung und Netzausbau entsprechend vorankommen, um die durch einen schnelleren Kohleausstieg und steigende Erneuerbare-Energien-Erzeugung größer werdenden Transportbedarfe zu ermöglichen.

Zusammenfassend zeigt dieser Bericht, dass in den gewählten Szenarien die Versorgung mit Elektrizität im Zeitraum 2025 bis 2031 gewährleistet ist. Gleichzeitig müssen Investitionen in Erneuerbare Energien und neue, H₂-fähige Gaskraftwerke, die Erschließung von Lastflexibilitäten sowie der Netzausbau entsprechend umgesetzt werden.

1.3 Investitionen in konventionelle Anlagen und neue Technologien

Der zukünftigen marktseitigen Versorgungssicherheit liegen Investitionen in neue konventionelle Anlagen sowie in neue Technologien (wie beispielsweise Flexibilitätsoptionen) zugrunde (vgl. Kapitel D 3.1 und E 3). So zeigen die Modellergebnisse für Deutschland bereits ab 2023 die Aktivierung bestehender Kapazitäten an Netzersatzanlagen und den Aufbau von Lastverschiebepotentialen. Beide Untersuchungen zeigen ferner einen Zubau von neuen erdgasbefeuerten Erzeugungskapazitäten, je nach Modellrechnung in der Größenordnung von rund 17 GW bis 21 GW bis 2031. In den aktualisierten Berechnungen wurden auch ein Zubau von 7 GW neuen Biomassekraftwerken gemäß EEG-Ausschreibungen berücksichtigt. Die bereits im EEG angelegten Förderprogramme für insgesamt 9 GW Wasserstoffkraftwerke wurden in den Untersuchungen noch nicht berücksichtigt, schaffen aber bereits einen Rahmen, um neben dem KWKG und der Förderung von Biomasseanlagen im EEG weitere Kraftwerkskapazitäten zu fördern. Die zukünftige Entwicklung der Investitionen in steuerbare Kapazität ist Gegenstand des fortlaufenden Monitorings.

Die Anzahl der Vollaststunden bei den zugebauten Gas- und Dampf-Kraftwerken (GuD) sinkt kontinuierlich. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien schiebt die Stromerzeugung aus GuD weiter in die Richtung Spitzenlastdeckung. Die Wirtschaftlichkeitsabschätzungen (siehe Kapitel D 3.1.2) zeigen zudem, dass rein durch den „Verkauf von Strom“ am Day-Ahead Markt kaum eine Anlage wirtschaftlich betrieben werden könnte. Durch Zusatzerlöse aus dem Regelenenergie- und dem Wärmemarkt und durch die Erwartung auf hohe Preisspitzen in Knappheitssituationen werden wirtschaftliche Investitionen möglich. Ohne die Preisspitzen bzw. die Erwartung derselben würde ein Teil der Investitionen ausbleiben. Stromversorger und Industriekunden sichern sich wiederum gegen Preisspitzen ab. Durch diese Absicherungs- und Termingeschäfte entstehen in der Realität zusätzliche wichtige und kalkulierbare Einnahmeströme für Stromerzeuger.

Preisspitzen, die sich aus dem Marktgeschehen ergeben und wie diese sich auch in diesen Untersuchungen gezeigt haben, ziehen nicht automatisch einen Anstieg der durchschnittlichen Preise nach sich, da es gleichzeitig bei starker Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zu immer mehr Stunden mit geringen Preisen kommt. Jedoch nimmt die Volatilität, d.h. die Spannbreite zwischen niedrigstem und höchstem Wert der Preise, zu. Die in Folge der ausbleibenden Erdgaslieferung aus Russland sehr stark gestiegenen Erdgas- und

Kohlepreise sowie in der Folge auch stark gestiegenen Strompreise stellen, anders als die hier dargestellten Preisspitzen, die sich aus einem normalen Marktgeschehen ergeben, einen exogenen Preisschock dar. Dies ist nicht zu verwechseln mit den stundenweise auftretenden Preisspitzen, die infolge von temporären Knappheiten am Markt auftreten.

Historisch gesehen ist der Strommarkt in Deutschland von einem Kraftwerkspark mit hohen Fixkosten bei vergleichsweise niedrigen variablen Einsatzkosten und im Wesentlichen unflexibler Last geprägt. Mit der Zunahme einer immer volatileren Erzeugungsstruktur, getrieben durch steigende Wind- und PV-Einspeisung und gleichzeitig steigenden CO₂-Preisen lohnen sich solche Grundlast-Kraftwerke immer weniger, denn der oftmals relativ inflexible Grundlastbetrieb ist mit einem von hohen Anteilen erneuerbarer Energien geprägten System nur begrenzt kompatibel. Dadurch steigen in den Modellrechnungen die Kapazitäten flexibler Erzeugung (z. B. Gaskraftwerke) und Lastmanagementoptionen (z. B. industrielles Lastmanagement) mit insgesamt großer Kapazität, aber kleiner Anzahl von Betriebsstunden (siehe Kapitel D 3.1 und Kapitel E 3). Dies spiegelt die Kostenstrukturen dieser Technologien wider, die im Vergleich zu Großkraftwerken kleine bis sehr kleine Fixkosten bei gleichzeitig relativ hohen variablen Kosten aufweisen. Es ist daher also durchaus sinnvoll, große Kapazitäten dieser Technologien aufzubauen, wenn mit hinreichend großer Sicherheit davon ausgegangen werden kann, dass die Refinanzierung in den wenigen Einsatzstunden oder aus Absicherungsverträgen erfolgen kann.

Um diese Investitionen anzureizen und zu ermöglichen, ist es folglich notwendig, dass das Marktpreissignal im gesamten Marktgebiet auch mit Preisspitzen und -tälern im nötigen Umfang bei den Marktakteuren ankommen kann, um von diesen genutzt zu werden. **Im einem Stromsystem mit einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energie und entsprechend hoher Preisvariabilität müssen Preisspitzen auftreten können, damit notwendige Investitionen in Spitzenlastkraftwerke aus dem Markt ermöglicht werden.**

Investitionen in neue Gaskraftwerke werden in den Berechnungen in relevantem Umfang von 17-21 GW bis 2030/2031 erwartet (siehe Kapitel D 3.1 und Kapitel E 3.1). Investitionen in solche Anlagen haben typischerweise aufgrund des Projekt- und Investitionsumfangs eine relativ große Vorlaufzeit. **Für die Entscheidung, in neue Anlagen zu investieren, sind daher langfristige stabile Rahmenbedingungen für Investoren notwendig, sodass sich die Wirtschaftlichkeit der Anlage über die geplante Amortisationsdauer ausreichend sicher bewerten lässt.** Die im EEG und KWKG angelegten Förderprogramme stellen eine Basis zur Absicherung von Investitionen dar. Es bleiben aber beispielsweise die Unsicherheit bezüglich des Aufbaus der Wasserstoffherzeugung und -infrastruktur sowie der Importmöglichkeiten für Wasserstoff als Brennstoff zu nennen. Für Investitionen in neue Gaskraftwerke spielt zudem auch die Entwicklung des CO₂-Preises eine große Rolle, der in diesem Monitoring mit bis zu 125,3 €/t CO₂ in 2030 angesetzt ist.

Es gibt Unsicherheiten, wie sich die Rahmenbedingungen für die Investitionen in neue Gaskraftwerke entwickeln werden, und ob die hier berechneten Neubauten tatsächlich errichtet werden. Dies ist daher eng zu überwachen, um bei ausbleibenden Investitionsentscheidungen rechtzeitig reagieren zu können.

Essentiell ist, dass die Marktakteure und Stakeholder des Strommarktes und der angekoppelten Sektoren darauf vertrauen können, dass die Marktregeln nur mit Bedacht weiterentwickelt werden, um auf dieser Grundlage langfristige Investitionsentscheidungen treffen zu können. Im Rahmen der geplanten Plattform Klimaneutrales Stromsystem werden diese Fragen deshalb gemeinsam mit den Marktakteuren dis-

kutiert und weiterentwickelt. Aufgrund der relativ langen Vorlaufzeiten einiger Investitionen ist es notwendig, weitere Anreize, beispielsweise für die bereits im EEG angelegten Förderprogramme für Wasserkraftwerke zügig zu setzen.

1.4 Flexible Lasten und Speicher

Die marktseitige Nutzung von Lastflexibilitäten kann erheblich zur kostengünstigen Gewährleistung der Systemsicherheit beitragen: Durch die Reaktion auf (hohe) Strompreise können Flexibilitäten insbesondere in Stunden mit hoher Residuallast zum Einsatz kommen (siehe Kapitel D 3.1 und E 3.1). In diesen Stunden erfüllen sie die wichtige Aufgabe, die Spitze der Residuallast durch das zeitliche Verschieben des Strombezugs zu verringern, und so die Versorgungssicherheit auch bei ansonsten hoher Nachfrage zu ermöglichen. Der ursprünglich intendierte Strombezug wird um wenige Stunden verschoben und dann später nachgeholt, wodurch die Nachfrage-, aber auch die Preisspitzen vermindert werden. Die im Modell berücksichtigten Lastflexibilitäten umfassen u. a. Anteile der Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen sowie industrielle Großverbraucher und Elektrolyseure.

Den Ergebnissen dieses Monitorings liegt daher die Annahme zugrunde, dass vor allem neue Verbraucher in größerem Umfang ihren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können, indem sie flexibel auf Preissignale reagieren. **Neben dem Zulassen von Preisspitzen ist es notwendig, dass die marktlichen Anreize zum flexiblen Agieren entsprechend der Preise nicht durch regulatorische Fehlanreize unterlaufen werden.**

Nach der aktuellen Rechtslage hemmen jedoch starke Anreize zur Verbrauchsoptimierung anhand von Eigenverbrauchs- und Netzentgeltprivilegien die Reaktion auf Preissignale. So begünstigt z. B. die aktuelle Netzentgeltsystematik mit der Bandlastregelung des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV eine gleichmäßige Stromentnahme unabhängig von den Preisen am Strommarkt. Die Einsparungen an Netzentgelten durch einen gleichmäßigen Lastgang mit hohen Benutzungsstundenzahlen können die Gewinne überwiegen, die durch flexibles Agieren und Ausnutzen der Preisdifferenzen am Markt erwirtschaftet werden könnten. Sollen die Großverbraucher zukünftig, wie hier im Monitoring unterstellt, einen wirksamen Beitrag zur Reduktion der Residuallastspitze und damit zur Versorgungssicherheit leisten, sind **Anpassungen an der Netzentgeltsystematik notwendig**. Die Bundesnetzagentur plant, die Flexibilitätsanreize in der Netzentgeltsystematik zu stärken. Dabei sollen ausreichende Übergangsregelungen die Umstellung für die betroffenen Großverbraucher erleichtern.

Der in beiden Untersuchungen angenommene Zuwachs an Lastflexibilität findet bis 2030 u. a. zu großen Teilen bei der Elektromobilität und den Wärmepumpen im gewerblichen und privaten Bereich statt. Gleichzeitig zur steigenden Anzahl von E-Autos und Wärmepumpen steigt auch insgesamt der Anteil an der Last, die flexibel auf Strompreise reagiert. Die tatsächliche Entwicklung ist im Monitoringprozess der nächsten Jahre kontinuierlich zu überprüfen und zu analysieren, ob strukturelle Hemmnisse einer solchen Entwicklung entgegenstehen und diese bei Bedarf zu beseitigen.

Auch andere Anreize zur Markt-Entkopplung (u. a. durch eine eigenverbrauchsoptimierte Betriebsweise) sollten gemindert werden. Die Berechnungen zeigen, dass die angenommenen Flexibilitäten auch netzseitig zum Engpassmanagement genutzt werden können. Inwiefern und unter welchen Bedingungen dies in Zukunft tatsächlich notwendig und möglich ist, soll auch im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem sorgfältig diskutiert werden.

Zusätzlich zu den Flexibilitäten können Speicher in Spitzenlastzeiten einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, indem sie in nachfragekräftigen Stunden zusätzliche Energie zur Verfügung stellen. Daher ist es sinnvoll, dass **Speicherkapazitäten insgesamt erhalten und ausgebaut werden**. Jedoch unterliegen Speicher vielen Restriktionen insbesondere bei der Einspeisedauer und -höhe und können daher längere Schwankungen der Erzeugung und Last, z. B. bei einer Dunkelflaute, allein nicht ausgleichen.

1.5 Bruttostromverbrauch

Der Bruttostromverbrauch in Deutschland und Europa hat einen großen Einfluss auf die Versorgungssicherheit. Sinkt die reale Nachfrage (eines Jahres) gegenüber der erwarteten Nachfrage, so steht dem geringeren Verbrauch ein verhältnismäßig größerer Anlagenpark gegenüber. Steigt die reale Nachfrage umgekehrt jedoch an, könnte der verhältnismäßig kleinere Anlagenpark möglicherweise nicht mehr in allen Stunden die Nachfrage vollumfänglich decken. Entsprechend benötigt also eine höhere Nachfrage mehr Kapazitäten zur Lastdeckung. Insbesondere die aus Klimaschutzgründen sinnvolle Sektorenkopplung wird künftig die Stromnachfrage deutlich erhöhen. Dies ist grundsätzlich in die Modellierungen eingearbeitet und die Annahme zum Bruttostromverbrauch wurde für die aktualisierten Berechnungen von rund 565 TWh in 2021 nochmal auf die zwischenzeitlich konkretisierten 750 TWh erhöht.

Elektrolyseure tragen zukünftig einen wesentlichen Beitrag zur Höhe des Bruttostrombedarfs bei. Ganz entscheidend dabei ist die Betriebsweise der Elektrolyseure. Ein systemoptimaler Betrieb bedeutet, dass die Anlagen insbesondere zu Erzeugungsspitzen der erneuerbaren Energien und nicht kontinuierlich eingesetzt werden.

Die Stromnachfrage muss also kontinuierlich überwacht werden, um die Prognosen für zukünftige Bedarfe anzupassen. Das VSM unterstellt, dass durch die Sektorenkopplung der gesamte Bruttostromverbrauch stark steigen wird, durch Effizienzmaßnahmen die Zunahme jedoch abgemildert wird. Damit dieser Abmilderungseffekt tatsächlich eintritt, ist die weitere Förderung von Effizienzmaßnahmen geboten.

1.6 Importe

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien, der inländische Zubau von konventionellen Kapazitäten und Flexibilitätsoptionen sowie die Stromnachfrage wirken sich auf die Importe aus.

Bei den angenommenen Ausbaumengen der Erneuerbaren Energien wird Deutschland perspektivisch zu einem Nettoimporteure (siehe Kapitel D 3.1.1). Abhängig vom Wetter kann sich der Saldo auch von Jahr zu Jahr unterscheiden und sich in sehr starken Wind- und/oder Sonnenjahren auch in einen Exportsaldo wandeln. Während heute noch die (fossilen) Energieträger (Erdöl, Erdgas, Steinkohle und bis vor kurzem auch Uran) selbst importiert werden müssen, wird es sich durch die zunehmende Elektrifizierung bei der zukünftigen Importware um Strom selbst und voraussichtlich auch Wasserstoff und -folgeprodukte handeln. Die hier in den Untersuchungen unterstellte Elektrifizierung bzw. die daraus resultierende benötigte elektrische Energiemenge wird nicht vollständig in Deutschland erzeugt und wird daher zukünftig teilweise importiert werden. **Zur Deckung der Last in Deutschland ist es also neben den inländischen Investitionen notwendig, dass die unterstellten Ausbauten an Erneuerbaren Energien entsprechend dem Fit-for-55 Paket und auch die Investitionen in konventionelle Anlagen in Europa realisiert werden.**

Die zur Sicherstellung der marktlichen Versorgungssicherheit auftretenden Importe können netzseitig vollumfänglich abgebildet werden, da die erwarteten maximalen Importe stets deutlich unter der theoretisch möglichen Importkapazität liegen (siehe Kapitel D 3.2.2).⁴

2 Netzseitige Versorgungssicherheit

Die Rechnungen zur netzseitigen Versorgungssicherheit zeigen, dass unter Ausnutzung aller zum Engpassmanagement zur Verfügung stehenden Potentiale grundsätzlich ein engpassfreier Netzbetrieb gewährleistet werden kann. Neben der Marktseite ist also auch die netzseitige Versorgungssicherheit grundsätzlich beherrschbar. **Dazu müssen jedoch, analog zum Markt, einige Rahmenbedingungen gegeben sein, die in die Netzmmodellierung als Annahme eingegangen sind.**

2.1 Netzausbau und Redispatch

Die Netzauslastungen sind in allen Betrachtungsjahren hoch (siehe Kapitel D 3.3.2). Langfristige Abhilfe schafft hier vor allem der Netzausbau. Unter der Voraussetzung der Umsetzung des durch den Netzentwicklungsplan vorgegebenen Netzausbaus tritt keine sogenannte "Übertragungs herausforderung" auf. Das bedeutet, dass das Netz in der Lage ist, die Energie engpassfrei und ggf. unter Ausnutzung aller zur Engpassbehebung zur Verfügung stehenden Instrumente, insbesondere Redispatch, vom Erzeuger zum Verbraucher zu transportieren. Der Netzausbau trägt zur Sicherstellung der netzseitigen Versorgungssicherheit entscheidend bei.

Erfolgt der Netzausbau nicht wie hier unterstellt, ist davon auszugehen, dass die Netzbelastungen weiter steigen. Es könnte bei verzögertem Netzausbau zu Situationen mit Übertragungs herausforderungen kommen, da sich die Transportaufgabe auf weniger Leitungen verteilen muss. **Der Netzausbau gemäß EnLAG und BBPG ist also entscheidend zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.**

Mögliche Anpassungen am Netzausbaubedarf aufgrund deutlich gestiegener Ausbauziele bei den Erneuerbaren Energien oder der Erhöhung der Last beispielsweise durch Elektrolyseure werden im Netzentwicklungsplan untersucht.

Der Netzentwicklungsplan dimensioniert das Übertragungsnetz aus verschiedenen Gründen nicht vollständig engpassfrei, da dies erstens nicht wirtschaftlich wäre, aber auch um mögliche Innovationen im Netzbetrieb oder der Anlagentechnik, die weniger Leitungsausbau erforderlich machen, Raum zu lassen⁵. Dementsprechend sind im hier betrachteten Szenario in allen untersuchten Jahren weiterhin engpassbehaftete Stunden zu erwarten, die Redispatchvolumina insgesamt und der Redispatchbedarf können in einzelnen Stunden hoch sein (siehe Kapitel D 3.3.3). Dabei spiegelt der Gesamt-Redispatchbedarf die Diskrepanz zwischen Transporterfordernis und Transportfähigkeit wider. Grundsätzlich zeigen die Ergebnisse des vorliegenden Monitorings der Versorgungssicherheit jedoch, dass bei Unterstellung des jeweiligen Anlagenparks ausreichend Redispatchpotentiale vorhanden sind, um die Engpassfreiheit des Netzes herzustellen. Sollte sich der Anlagenpark jedoch deutlich anders entwickeln als unterstellt, beispielsweise durch weniger Zu- oder schnellere Rückbauten von Anlagen am Markt oder deren aus netztechnischer Sicht ungünstiger geographischer Verteilung, kann sich die Überführung von Anlagen in die Netzreserve als „Übergangsinstrument“ zur Engpassbehebung über

⁴ Die maximale Netzkapazität ist der aus Netzsicht unter Beachtung des Flow Based Market Couplings theoretisch größtmögliche Import (Netzkapazität).

⁵ Vgl. Bundesnetzagentur (2019): Bedarfsermittlung 2019-2030 sowie Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2019.

2025 hinaus anbieten. Die Ermittlung und Feststellung eines konkreten, zukünftigen Bedarfs an Netzreserve erfolgt mit kurzem zeitlichem Vorlauf im Kontext der Systemanalysen gemäß Netzreserveverordnung. In diesem Rahmen ist auch zu bewerten, ob ggf. weitergehende Maßnahmen notwendig werden, weil z. B. Anlagen aufgrund des hohen Alters und des damit verbundenen schlechten technischen Zustands oder wegen auslaufender immissionsschutzrechtlicher Genehmigungen aus der Netzreserve ausscheiden müssen.

Wichtig ist darüber hinaus, dass den angesprochenen möglichen Innovationen im Netzbetrieb und bei der Anlagentechnik der Raum gegeben wird, um über konkrete Anwendungen im Netz den Stand der Technik weiter zu entwickeln und damit die bestehenden Transportkapazitäten effizienter zu nutzen. Hierfür sind zwar erste Pilotprojekte in der Umsetzung, wobei diese noch nicht ausreichen dürften.

2.2 Regionale Verteilung von Neuanlagen und Lasten

Infolge des voranschreitenden Kohleausstiegs in Kombination mit den getroffenen Annahmen zu den Brennstoffpreisen ist davon auszugehen, dass es zukünftig zu einem verstärkten „fuel switch“ von Kohle- hin zu Erdgas-befeuerten Anlagen kommt (siehe Kapitel D 3.1). Diese Neuanlagen können an den Standorten der bisherigen Kohlekraftwerke oder an gänzlich neuen Standorten realisiert werden. Auch werden viele Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen erfolgen. In diesem Bericht wird eine mögliche regionale Verteilung der Neuanlagen und auch der Lasten unterstellt und damit deren netztopologische Lage als Annahme festgelegt (siehe Kapitel D 3.3.1). Für den Zu- und Rückbau von konventionellen Kraftwerken ist es eine Grundannahme der Modelle, dass dieser regional gleichmäßig verteilt erfolgt. Die Regionalisierung der Last erfolgt in Deutschland auf Ebene der Landkreise, unter Berücksichtigung von Sektoren und Anwendungen, Bevölkerungsentwicklung und ähnlichem.

Die regionale Verteilung der Erzeugung und der Last ist für das Netz maßgeblich. Konzentrieren sich beispielsweise in einer Region die Erzeuger, ist aufgrund der hohen konzentrierten Einspeisung mit deutlich höheren Netzbelastungen zu rechnen als bei einer vergleichsweise gleichmäßig verteilten Einspeisung. Gleiches gilt für die Nachfrage, insbesondere für größere Lasten wie beispielsweise Industrie oder auch die zukünftig steigende Anzahl an Elektrolyseuren. Zudem ist die Lage der Redispatch-fähigen Anlagen, insbesondere derer, die Hochfahrpotential bereitstellen können, relevant für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb. Erfolgt beispielsweise ein Großteil des Neubaus von Gas- und Dampfkraftwerken im Norden Deutschlands und damit vor den derzeit bestehenden Netzengpässen, könnte deren Hochfahrpotential im Redispatch nicht genutzt werden. Es müsste, trotz Neubau, verstärkt auf Netzreservekraftwerke im Süden zugegriffen werden.

Die hier unterstellte regionale Verteilung der konventionellen und erneuerbaren Anlagen erlaubt grundsätzlich die Herstellung der Engpassfreiheit im Netz unter Rückgriff auf alle verfügbaren Redispatchpotentiale. Dieses Ergebnis ist abhängig von der tatsächlichen regionalen Verteilung von Erzeugung und Last. **Die Lage von Investitionen und Stilllegungen wird daher kontinuierlich überwacht, damit bei Bedarf entsprechende Regelungen und Maßnahmen getroffen werden können, um mit den vorhandenen Ressourcen die Engpassfreiheit zu sichern.**

2.3 Auswirkungen der Mindestkapazitätsvorgaben des Europäischen Handels

Die in Teilen des Gebiets des europäischen Strombinnenmarkts und auch für Deutschland geltende lastflussbasierte Marktkopplung (Flow Based Market Coupling) legt prinzipiell die verfügbaren Netzkapazitäten bei der Bestimmung der Handelsobergrenzen zugrunde. So sollen die Netzbelastung und ein möglichst umfang-

reicher Handel unter einen Hut gebracht werden. Jedoch werden die netzseitig begrenzten Handelskapazitäten durch die Vorgaben zur Bereitstellung von Mindesthandelskapazitäten (minRAM: Minimum Remaining Available Margin) gemäß Art. 16 Abs. 8 der VO (EU) 2019/943⁶ teilweise deutlich überschritten. Dies führt zu teilweise deutlichen Netzüberlastungen entlang der Gebotszonengrenzen (siehe Kapitel D 3.3.2).

Diese Engpässe lassen sich mitunter nicht mehr rein national beheben. Eine solche Entwicklung wurde bereits auf europäischer Ebene vorhergesehen, weswegen gemäß EU-Recht (Art. 75 und 76 (1 b) und (2) der System Operation Guideline (SO GL) Verordnung (EU) 2017/1485) die Methoden zur Implementierung von grenzüberschreitendem Redispatch verpflichtend umzusetzen sind. Die Verordnung (EU) 2019/943 verstärkt die Verpflichtung zur grenzüberschreitenden Optimierung der Entlastungsmaßnahmen vor dem Hintergrund der verpflichtenden Mindesthandelskapazitäten. Unter Zugrundelegung der grenzüberschreitenden Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber lassen sich insbesondere Überlastungen an Gebotszonengrenzen beheben. Mit Einführung der europäischen grenzüberschreitenden Redispatchoptimierung ist nicht vor 2025 zu rechnen. Die Netzberechnungen dieses Berichts unterstellen entsprechend diesen grenzüberschreitenden Redispatch, allerdings unter der Maßgabe, dass Engpässe im Ausland durch den Redispatch nicht verschärft werden (siehe Kapitel D 1.5).

Die Einhaltung der verpflichtenden Mindesthandelskapazitäten kann u. a. mittels europäischer Optimierung von Entlastungsmaßnahmen abgesichert werden. **Der grenzüberschreitende Redispatch ist daher essentiell für die Gewährleistung der Engpassfreiheit und damit für den sicheren europäischen Netzbetrieb.** Der Ausbau und die Vertiefung der Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber und deren Koordination des grenzüberschreitenden Engpassmanagements wird sich dementsprechend in den nächsten Jahren deutlich intensivieren und weiterentwickeln müssen.

C Hintergrund

Deutschland hat bisher ein hohes Versorgungssicherheitsniveau. Haushalte, Gewerbe und Industrie rechnen mit einer durchgehenden und zuverlässigen Stromversorgung. Diese sichere Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität ist eine der wichtigsten im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) festgeschriebenen Zielsetzungen und stellt somit auch einen Grundpfeiler energiepolitischen Handelns dar. Unter den Bedingungen des fortschreitenden Ausbaus der Erneuerbaren Energien, des steigenden Stromverbrauchs durch die Elektrifizierung anderer Sektoren und des gleichzeitigen Ausstiegs aus Kernenergie und Kohleverstromung kommt dieser Zielsetzung eine besondere Bedeutung zu. Der Gesetzgeber hat deshalb zur kontinuierlichen Überprüfung und Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit vielschichtige Prozesse etabliert, die eine frühzeitige und präventive Reaktion auf eine unerwünschte Reduktion des Versorgungssicherheitsniveaus ermöglichen. Zu diesen Prozessen zählen die jährliche Überprüfung des Bedarfs an Netzreservekraftwerken, die Systemrelevanzprüfung für aus dem Markt ausscheidende Kraftwerke und das fortlaufende Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität.

⁶ Verpflichtende Vorgabe, dass nach dem 31.12.2025 70 % der Kapazität an den Grenzkuppelstellen für den internationalen Handel freigehalten werden müssen. Dazu wird ein linearer Anstieg von 11,5 % im Jahr 2020 bis 70 % ab dem Jahr 2026 antizipiert.

Seit dem 1. Januar 2021 obliegt die Zuständigkeit für die Durchführung des fortlaufenden Monitorings sowie für den alle zwei Jahre zu erstellenden Bericht zum Stand und der Entwicklung der Versorgungssicherheit (im Folgenden: VSM-Bericht) der Bundesnetzagentur.

Der vorliegende Bericht basiert auf den Methoden, Berechnungen und Ergebnissen des von der Bundesnetzagentur beauftragten Gutachtens „Monitoring der Versorgungssicherheit mit Strom“, das von einem Konsortium bestehend aus der Consentec GmbH, dem Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) und der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) durchgeführt wurde. Der Bericht greift die wesentlichen Ergebnisse und Erkenntnisse der Untersuchungen auf. Daneben greift der Bericht die für eine zusätzliche Analyse mit nochmal aktualisierten Annahmen durchgeführten Berechnungen des Gutachtens der r2b Energy consulting GmbH zur marktseitigen Versorgungssicherheit auch im Hinblick auf den Kohleausstieg, der gemäß Koalitionsvertrag von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP idealerweise bis 2030 gelingt, sowie vor dem Hintergrund der mit dem Osterpaket aktualisierten Stromverbrauchsprognose der Bundesregierung (750 TWh in 2030) im Rahmen eines weiteren Forschungsprojektes auf und stellt diese in einem eigenen Abschnitt dar. Für etwaige Details der umfangreichen Berechnungen und Analysen wird auf den Bericht der Gutachter verwiesen.⁷

1 Rechtsgrundlagen für das Versorgungssicherheits-Monitoring

Die Rechtsgrundlagen sowie die Vorgaben an die Durchführung des Versorgungssicherheits-Monitorings entstammen sowohl dem deutschen Recht (Kapitel C 1.1), als auch maßgeblich gewissen europäischen Bestimmungen (Kapitel C 1.2). Hinsichtlich der europäischen Vorgaben ist nochmals zu differenzieren zwischen den Bestimmungen, die sich unmittelbar aus der Strombinnenmarktverordnung ergeben, und solchen, die aus der auf Grundlage der Strombinnenmarktverordnung erlassenen ACER- Entscheidung 23/2020 bzw. dessen Annex-I resultieren.⁸

1.1 Nationaler Regelungsrahmen

Der Untersuchungsgegenstand des Monitorings im Bereich der Versorgung mit Elektrizität wird allgemein im § 51 Abs. 3 EnWG bestimmt. Dabei handelt es sich um eine nicht abschließende Aufzählung der insgesamt zu untersuchenden Aspekte. Im Rahmen des Versorgungssicherheits-Monitorings sind demnach sowohl der Markt als auch das Netz zu untersuchen.

Die Bewertung der Versorgungssicherheit an den (europäischen) Strommärkten erfolgt anhand von Indikatoren und Schwellenwerten, die auf Grundlage wahrscheinlichkeitsbasierter Analysen bestimmt werden (vgl. auch § 51 Abs. 4a EnWG). Diese haben dem Stand der Wissenschaft zu entsprechen und erfolgen auf Basis eines integrierten Investitions- und Einsatzmodells (vgl. Kapitel D 1.2. bis D 1.3).

Die Anforderungen an das netzseitige Monitoring der Versorgungssicherheit werden in § 51 Abs. 4b EnWG konkretisiert. Dabei soll untersucht werden, inwiefern aktuell und zukünftig die Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze gewährleistet ist und ob Maßnahmen zur kurz- und

⁷ Vgl. Consentec, FfE, IER (2022): Bericht zum Gutachten für den Monitoringbericht 2022 gem. § 63 EnWG und r2b Energy consulting GmbH: Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland mit Kohleausstieg bis 2030.

⁸ Vgl. ACER (2020): ACER- Entscheidung 23/2020.

längerfristigen Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich sind. In diesem Rahmen ist auch die Langfristige Netzanalyse (LNA)⁹ der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vom 22.12.2020 zu berücksichtigen. Allerdings sind auch die Annahmen der zum 22.12.2020 erstellten LNA mittlerweile nicht mehr aktuell, da diese noch einen Ausstieg aus der Kohleverstromung im Jahre 2038 zugrunde legen. Um den neuen Zielen der Bundesregierung und den gesetzlichen Vorgaben angemessen Rechnung zu tragen, wird daher vorliegend auch auf die qualitativen Aussagen zur vom BMWK beauftragten Langfristanalyse für das Jahr 2030 (LA2030) Bezug genommen, die die Übertragungsnetzbetreiber aktuell erstellen.

1.2 Europäischer Regelungsrahmen

Vorgaben auf europäischer Ebene zur Durchführung des Versorgungssicherheits-Monitorings finden sich in der Strombinnenmarktverordnung. Die europäische Verordnung entfaltet bereits ohne einen nationalen Umsetzungsakt auf Ebene der Mitgliedstaaten allgemeine Geltung (Art. 288 AEUV). Das Gesetz verweist in § 51 Abs. 4a Satz 3 EnWG zusätzlich darauf, dass die Vorgaben der Strombinnenmarktverordnung einzuhalten sind.

Art. 23 Strombinnenmarktverordnung regelt die Ausgestaltung der Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf europäischer Ebene („European Resource Adequacy Assessment; ERAA“). Methodische Vorgaben finden sich im Einzelnen in Art. 23 Abs. 5 Strombinnenmarktverordnung. Darin wird etwa festgelegt, dass als Indikatoren für die Beurteilung der Versorgungssicherheit die erwartete Energieunterdeckung („expected energy not served“; EENS) sowie die Lastüberhangwahrscheinlichkeit als erwartete, sprich wahrscheinliche, Anzahl nicht gedeckter Stunden („loss of load expectation“; LOLE)¹⁰ Verwendung finden sollen.

Die Anforderungen an das ERAA sind gem. Art. 24 Strombinnenmarktverordnung ebenfalls im Rahmen des nationalen Resource Adequacy Assessments einzuhalten. Dies umfasst insbesondere die Einhaltung der Vorgaben aus Art. 23 Abs. 5 lit. b) bis m) Strombinnenmarktverordnung. Nach dieser Vorschrift sind beim VSM etwa ein Marktmodell zu verwenden, bei dem erforderlichenfalls der lastflussgestützte („flow-based“) Ansatz gewählt wird. Weiterhin sind die wahrscheinlichkeitsbasierten Indikatoren „erwartete Energieunterdeckung“ („expected energy not served“; EENS) und die „Lastunterdeckungserwartung“ („loss of load expectation“; LOLE) zur Bewertung der Versorgungssicherheit zu verwenden. Zudem ergibt sich aus Art. 24 Abs. 3 Strombinnenmarktverordnung, dass die nationale Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen sich auf die einschlägige Gebotszone selbst und nicht allein den jeweiligen Mitgliedstaat zu beziehen hat. Vorliegend ist dies die deutsch-luxemburgische Gebotszone.

2 Einordnung Versorgungssicherheit

Der Begriff der Versorgungssicherheit umfasst sowohl markt- („resource adequacy“) als auch netzseitige („transmission adequacy“) Aspekte.

⁹ Vgl. Bundesnetzagentur (2020): Bericht über Sicherheit, Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Elektrizitätsversorgungsnetze gemäß § 51 Abs. 4b Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes.

¹⁰ Erwartungswert der Anzahl unterdeckter Stunden (engl. Loss of Load Expectation, LOLE): beschreibt die erwartete Anzahl an Stunden pro Jahr (h/a), in denen marktseitig die Nachfrage nicht vollständig gedeckt sein wird

Der erste wichtige Bestandteil zur Beurteilung der Versorgungssicherheit ist somit die marktseitige Versorgungssicherheit (d. h. die sog. „resource adequacy“), also die Sicherung eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den europäischen Strommärkten. Marktseitig ist Versorgungssicherheit dann gegeben, wenn das vorhandene Angebot auf dem Strommarkt ausreicht, um die nachgefragten Energiemengen in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone in einem volkswirtschaftlich effizienten Maß zu decken. Dies setzt voraus, dass der Markt unter erwartbaren und kalkulierbaren Risiken, wie beispielsweise der Entwicklung der Stromnachfrage oder des CO₂-Preises, im Rahmen der gegebenen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dafür ausreichend Erzeugungskapazitäten bereitstellt.

Kann der Markt die Nachfrage nicht decken, greift in Deutschland der Mechanismus der Kapazitätsreserve (gemäß § 13e EnWG i.V.m. mit den Vorschriften der KapResV). Diese Anlagen nehmen nicht am Markt teil und werden erst dann aktiviert, wenn absehbar ist, dass sich keine Markträumung einstellt. Ihr Abruf erfolgt zudem nur dann, wenn die vorgehaltene Regelleistung nicht mehr ausreicht, um Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Die Kapazitätsreserve sichert damit unvorhersehbare Extremereignisse ab, für die der Strommarkt selbst keine Vorsorge trifft. Sie ist nicht Teil des Marktgeschehens und ihre Vorhaltung darf Investitionen in den Strommarkt nicht beeinflussen. Die Kapazitätsreserve findet daher bei der Bewertung der marktseitigen Versorgungssicherheit keine Berücksichtigung für die Frage, ob im Strommarkt ein effizientes Niveau der Versorgungssicherheit erreicht wird und ob ein Bedarf für zusätzliche Maßnahmen im Rechts- und Regulierungsrahmen für den Strommarkt besteht.

Ereignisse, die über die im marktlichen Rahmen stattfindenden Prozesse – und damit über den Bereich des dargelegten Monitoringprozesses – hinausgehen, z. B. Ereignisse extremer Ausprägung wie Naturkatastrophen oder geopolitisch bedingte Brennstoffmangelsituationen, liegen im Bereich der staatlichen Risiko- und Krisenvorsorge. Bezüglich der Krisenvorsorge sieht die Verordnung (EU) 2019/941 Pflichten der Mitgliedstaaten zur Darstellung von Krisenszenarien sowie zur Entwicklung von geeigneten Gegenmaßnahmen vor (Risikovorsorgeplan). Vor diesem Hintergrund bestimmt die BNetzA turnusmäßig, spätestens alle vier Jahre Krisenszenarien, deren Eintreten eine nationale Energieversorgungskrise verursachen könnten. Anknüpfend an diese Szenarien wurde vom BMWK der erste Risikovorsorgeplan Strom erarbeitet. Dieser wurde zum 05.01.2022 veröffentlicht.¹¹

Der zweite wichtige Bestandteil zur Beurteilung der Versorgungssicherheit ist die netzseitige Betrachtung („transmission adequacy“). Sie analysiert, ob eine Deckung von Angebot und Nachfrage im Sinne der marktseitigen Versorgungssicherheit auch durch die bestehende Netzinfrastruktur abgesichert ist, ob also die Netzinfrastruktur ausreichend dimensioniert ist, um die Energie vom Erzeuger zum Verbraucher zu transportieren. Auch wenn das deutsche Übertragungsnetz von Netzengpässen gekennzeichnet ist, kann Versorgungssicherheit im Stromnetz gewährleistet sein, wenn ausreichende geeignete Maßnahmen zur Engpassbehebung zur Verfügung stehen und eingesetzt werden können. Die wesentliche Maßnahme zur Engpassbehebung ist das Herunterfahren eines Kraftwerks vor dem Netzengpass und das gleichzeitige Herauffahren eines Kraftwerks hinter dem Engpass. Dieser Eingriff in den Kraftwerksfahrplan (Dispatch) wird als Redispatch bezeichnet und muss von den Netzbetreibern in Deutschland nahezu täglich durchgeführt werden.

¹¹ Abrufbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/risikovorsorgeplan-strom-bundesrepublik-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Das VSM ist ein fortlaufender Prozess, der als Frühwarnsystem fungiert und so politischen Handlungsbedarf frühzeitig identifizieren kann. Eine rechtzeitige Einschätzung des Handlungsbedarfs ist vor allem deswegen erforderlich, da gegebenenfalls notwendige Investitionen in Kraftwerke und Netze oder auch die Ausweitung von Reserven oder europäischen Prozessen und Kooperationen einen entsprechenden zeitlichen Vorlauf benötigen. Im Mittelpunkt des Monitorings steht jedoch zunächst die Frage, ob und inwieweit Anreize aus dem Markt ausreichend sind, damit die agierenden Unternehmen genügend Investitionen tätigen, um die Nachfrage nach Strom heute und in Zukunft in einem volkswirtschaftlich effizienten Maß zu decken und ob die netzseitige Versorgungssicherheit angemessen gewährleistet ist.

3 Stand der Versorgungssicherheit

Das fortlaufende zweijährige Monitoring der Versorgungssicherheit dient der Prognose der markt- und netzseitigen Versorgungssicherheit. Zur besseren Einordnung der Ergebnisse sowie als Ausgangsbasis soll hier zunächst ein Überblick über den aktuellen Stand gegeben werden. Dafür wird für die Versorgungssicherheit am Markt zum einen die tatsächliche Entwicklung des Kraftwerksbestands evaluiert, zum anderen werden die Preise hinsichtlich ihrer Signalwirkung als Knappheitsindikator untersucht. Netzseitig geben u. a. der System Average Interruption Duration Index (SAIDI), also das Maß für Versorgungsunterbrechungen, sowie das Volumen notwendiger Redispatchmaßnahmen Aufschluss über den Zustand der Versorgungssicherheit. Detaillierte rückblickende Einordnungen, auch zu Einsatz und Ausnutzungsgrad anderer Systemdienstleistungen, finden sich im jährlichen Monitoringbericht von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt.¹²

3.1 Stand der Versorgungssicherheit am Markt

Die gesamte Erzeugungskapazität in Deutschland beläuft sich mit Stand vom 31. Mai 2022 auf etwa 232 GW. Davon agieren rund 219,5 GW am Markt, wovon wiederum etwa 139 GW den erneuerbaren Energieträgern zuzuordnen sind. Im Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz wurde die Möglichkeit der temporären Marktrückkehr für Netzreservekraftwerke geschaffen (§50a EnWG). Bis zum 31.10.2022 wurden rund 5 GW Leistung bei der Bundesnetzagentur für eine Marktrückkehr angezeigt.

Diese Werte werden regelmäßig durch die Bundesnetzagentur unter www.bundesnetzagentur.de/kraftwerksliste aktualisiert und dienen neben anderen Quellen auch der Erstellung des statischen Kraftwerksparks 2022 für den Start der Versorgungssicherheitsberechnungen (vgl. auch Kapitel D 1.3.1). In Zukunft werden im Rahmen des fortlaufenden VSM die Annahmen für die Entwicklung des Kraftwerksparks mit den tatsächlichen Entwicklungen abgeglichen.

Für die kurzfristige Entwicklung der Versorgungssicherheit in Deutschland ist vor allem der Ausstieg aus der Kernkraft und der Kohleverstromung relevant. Die installierte Leistung der Kernkraftwerke beträgt derzeit rund 4 GW. Die verbleibenden drei Kernkraftwerke sollten bis Ende 2022 stillgelegt werden, werden nun aber als Vorsorgemaßnahme für den Winter 2022/2023 bis Mitte April 2023 weiterbetrieben.

Das entsprechende Zielniveau für die Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung legt das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) fest. Die installierte Leistung, genauer Nettonennleistung, der verbleibenden Anlagen am Strommarkt soll bis Ende 2022 bei 30 GW, bis 2030 bei 17 GW und 2035, aber spätestens

¹² https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoring_Berichte_node.html

bis Ende 2038, bei 0 GW liegen. Zwischen 2022 und 2030, sowie zwischen 2030 und 2038 sinkt die installierte Leistung gemäß Vorgaben des KVBG in gleichmäßigen jährlichen Schritten. Zur Erreichung des gesetzlich festgelegten Zielniveaus für die Steinkohleverstromung sieht das KVBG zwei Instrumente vor: Für die Zieljahre bis einschließlich 2027 werden Ausschreibungsverfahren für Steinkohleanlagen (und Braunkohlekleinanlagen ≤ 150 MW) durchgeführt; ab 2028 ist bis zum Zieldatum 2038 ein ordnungsrechtlicher Ausstiegspfad ohne finanzielle Kompensation vorgesehen, die sog. gesetzliche Reduktion. Die Abschaltung sowie die Entschädigung der Betreiber größerer Braunkohleanlagen (>150 MW) erfolgen über einen gesetzlich definierten Ausstiegspfad sowie gesetzlich festgelegte Entschädigungen. Für die hier dargestellten Untersuchungen wurde zwar ein vollständiger Kohleausstieg bis Anfang 2030 unterstellt; dieser erfolgt unter den gewählten Modellannahmen, insbesondere zu CO₂- und Gasbrennstoffpreisen, größtenteils marktgetrieben vor 2030.

Die Bereitstellung von Stromerzeugungskapazitäten setzt voraus, dass die Anbieter dieser Kapazitäten hinreichend hohe Erlöse, auch oberhalb der spezifischen Grenzkosten einer Anlage, erzielen können. Die Preise an den Strombörsen dienen deshalb als Indikator für Refinanzierungsmöglichkeiten von Investitionen. Gleichzeitig gilt der Preis auch als Signal dafür, ob zu einem gegebenen Zeitpunkt Knappheit am Markt herrscht oder ob ausreichend Kapazitäten vorhanden sind.

Preisspitzen dienen dabei u. a. dazu, Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten oder die Erschließung von Lastmanagement zur Deckung von Lastspitzen anzureizen. Preisspitzen sind hierfür im aktuellen Strommarktdesign für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich. Zu erwarten ist, dass die künftig zugebauten Technologien stark auf den Einsatz als sog. Spitzenlastkapazitäten konzentriert sein werden. Solche Technologien haben i.d.R. relativ niedrige Kapitalkosten, dafür aber teilweise auch höhere Betriebs- bzw. Grenzkosten. Damit diese Technologien rentabel werden sind Preisspitzen notwendig, die typischerweise bei einer hohen residualen Last (hohe Nachfrage bei gleichzeitig geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien) auftreten

Eine Knappheit im Sinne ungedeckter Nachfrage an der Strombörse liegt dann vor, wenn die unlimitierten Kaufgebote an der Strombörse mengenmäßig sämtliche Verkaufsgebote übersteigen. In diesen Fällen setzen die technischen Limits der Börse eine Preisobergrenze. Aktuell betragen diese +4.000,00 EUR/MWh auf dem Day-Ahead Markt und +9.999,99 EUR/MWh an den Intraday-Märkten. Wenn der Day-Ahead Börsenpreis 60 % des technischen Limits erreicht, werden sie um 1000,00 EUR/MWh erhöht und wenn diese Grenze das Intraday-Limit übersteigen sollten, wird die Preisobergrenze für Intraday auf dasselbe Niveau gehoben¹³. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Preisobergrenzen den Handel nicht beschränken und tatsächlich nur technische Limits bleiben. Am 03.04.2022 und nochmal am 17.08.2022 wurde der Schwellenwert auf dem Day-Ahead Markt erreicht. Entsprechend der Vorgabe wurde das Limit am 10.05.2022 von 3000,00 EUR/MWh auf 4.000,00 EUR/MWh erhöht. Aufgrund der Situation an den Energiemärkten wurde die eigentlich vorgesehene Erhöhung auf 5000,00 EUR/MWh durch die Strombörsen mit Bestätigung der EU Kommission ausgesetzt. Die Strombörsen wurden aufgefordert die Methode für die automatische Anpassung der Marktpreislimits anzupassen.

¹³ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2017%20on%20NEMOs%20HMMCP%20for%20single%20intraday%20coupling.pdf

3.2 Stand der netzseitigen Versorgungssicherheit

Als Indikatoren für die Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit können rückblickend u. a. der SAIDI (System Average Interruption Duration Index) und die netzbedingten Eingriffe in die marktbedingte Erzeugung in Form von Engpassmanagementmaßnahmen herangezogen werden.

Betreiber von Energieversorgungsnetzen haben der BNetzA alle in ihrem Netz aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen vorzulegen, die länger als 3 Minuten andauerten. Aus diesen Werten ermittelt die BNetzA insbesondere die bundesweite durchschnittliche Unterbrechungsdauer (System Average Interruption Duration Index (SAIDI)) je angeschlossenem Letztverbraucher.

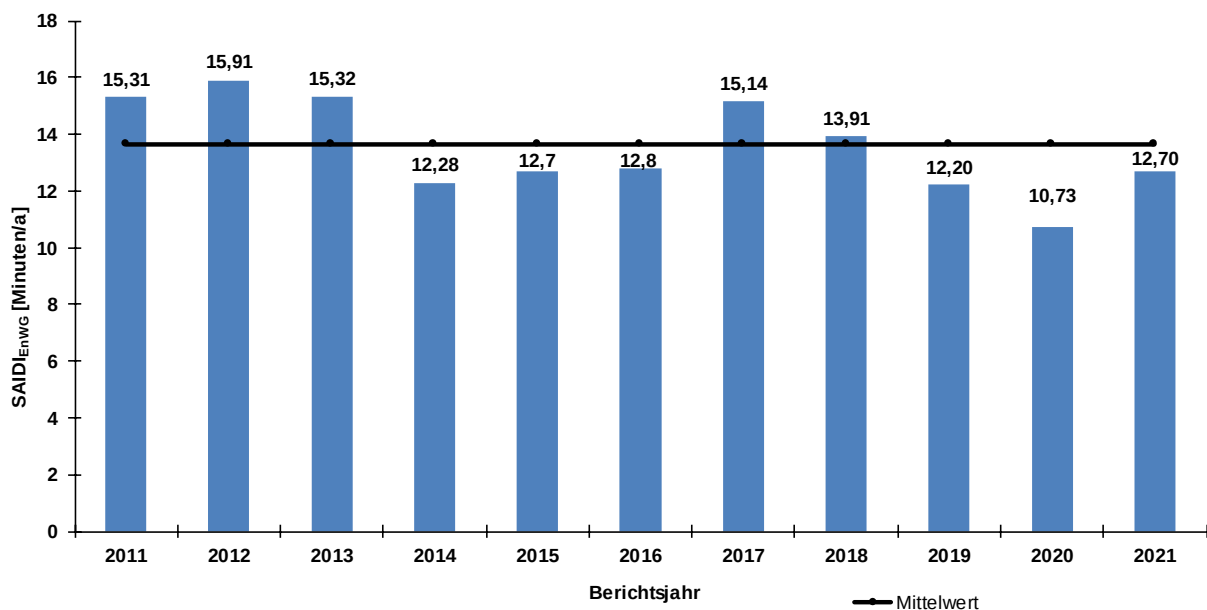


Abbildung 1 Entwicklung des SAIDI_{EnWG} von 2011 bis 2021 (Quelle: Bundesnetzagentur).

Im Jahr 2021 lag der bundesweite SAIDI_{EnWG} bei 12,7 Minuten. Somit steigt der Wert nach vier Jahren erstmalig, liegt aber weiterhin unter dem zehnjährigen Mittelwert von 13,6 Minuten (siehe Abbildung 1).

Ein gesamteuropäischer Vergleich für 2021 lässt sich mangels fehlender Veröffentlichungen nicht ziehen. Für Österreich und die Schweiz ist im Berichtsjahr 2021 ein Wert von 23 bzw. 8 Minuten veröffentlicht. In dem aktuellsten europäischen Vergleich aus dem CEER Benchmarking Report vom 26. Juli 2018, in dem auf das Jahr 2016 abgestellt wird, belegt der damalige deutsche SAIDI_{EnWG} von 12,8 Minuten einen Spitzenwert. Lediglich die Schweiz verzeichnet ein besseres Ergebnis mit 9,0 Minuten. Großbritannien und Frankreich weisen in diesem Zeitraum Werte größer 35 Minuten aus.

Ein maßgeblicher Einfluss der Energiewende und der damit einhergehenden steigenden dezentraleren, kleinteiligeren und gleichzeitig lastferneren Erzeugungsstruktur auf die Versorgungsqualität ist bisher nicht zu erkennen.

Entwicklung der Engpassmanagementmaßnahmen

Seit dem Jahr 2015 liegen die Redispatchmaßnahmen mit konventionellen und erneuerbaren Anlagen (zuvor Einspeisemanagementmaßnahmen), also die Eingriffe der Netzbetreiber in die Fahrweise der Kraftwerke und Anlagen, auf dauerhaft hohem Niveau, siehe Abbildung 2. Die Reduzierung von Kraftwerksleistung betrug dabei in den vergangenen Jahren rund 3 - 5 % der Stromerzeugung. Wie die Abbildung 2 zeigt, müssen diese Strommengen durch positiven Redispatch ausgeglichen werden.¹⁴

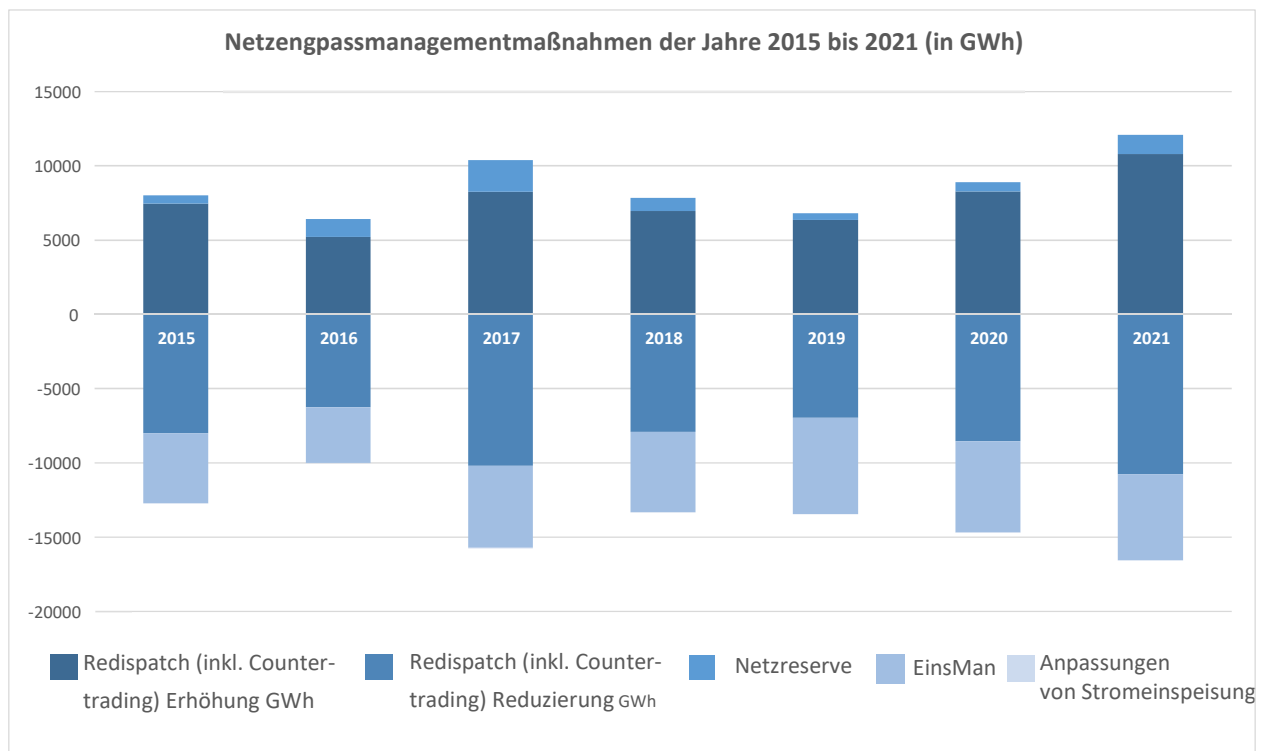


Abbildung 2 Engpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2021 in GWh (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur)

Im laufenden Jahr 2022 haben die Engpassmanagementmaßnahmen deutlich zugenommen. Dies hat mehrere Gründe. Zum einen schreitet der Ausbau von EE-Anlagen stetig voran, wohingegen der Netzausbau nicht in gleichem Maße voranschreitet. Die Versorgungslage in Frankreich, die von einer großen Zahl an nicht betriebsbereiten Atomkraftwerken geprägt ist, hat die Exporte nach Südwesten stark ansteigen lassen, was ebenfalls den Redispatchbedarf angehoben hat. Darüber hinaus hatte auch die Abschaltung des Kernkraftwerks Gundremmingen C in der Amprion Regelzone in Bayerisch-Schwaben eine deutliche Auswirkung auf die Redispatchmaßnahmen in Süddeutschland. Die Versorgung des Gebiets um das abgeschaltete Kernkraftwerk hat

¹⁴ Bislang wurde dieser Ausgleich nur für Redispatch mit konventionellen Anlagen systematisch durch die Übertragungsnetzbetreiber durchgeführt. Für die Reduzierung erneuerbarer Anlagen waren die Bilanzkreisverantwortlichen selbst verantwortlich. Aus diesem Grund sind die Mengen in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** nicht ausgeglichen. Durch die neuen Regeln des Redispatch 2.0 wird auch die Reduzierung von erneuerbaren Anlagen durch den Netzbetreiber ausgeglichen.

eine hohe Auslastung der Zuleitung aus der Tennet Regelzone zur Folge, dadurch führt eine Einspeiseleistungserhöhung in Bayern (häufig in den Mittagsstunden durch PV-Anlagen) oder Österreich zu einer weiteren Verschärfung dieses Engpasses und hat zusätzliche Redispatcheinsätze zur Folge.

Trotz dieser Eingriffe lässt sich festhalten, dass die koordinierten Prozesse für den sicheren Netzbetrieb funktionieren. Aktuelle Informationen zum Umfang der Engpassmanagementmaßnahmen finden sich in den Quartalsberichten der Bundesnetzagentur unter www.bundesnetzagentur.de/systemstudie.

D Untersuchung der Versorgungssicherheit in Markt und Netz

Das Versorgungssicherheitsmonitoring umfasst die Beurteilung der markt- und netzseitigen Versorgungssicherheit (siehe Kapitel C 2). Diese Bewertung erfolgt basierend auf einheitlichen Annahmen (siehe Kapitel 2) und aufeinander aufbauenden und abgestimmten Methoden, die im folgenden Kapitel vorgestellt werden.

1 Methodik

Abbildung 3 zeigt die einzelnen methodischen Schritte auf, die zur Bewertung der Versorgungssicherheit durchlaufen werden. Ausgehend von einem Szenario (Kapitel D 1.1), welches eine mögliche Entwicklung der Energielandschaft abbildet, erfolgt zunächst die Zeitreihenerstellung (Kapitel D 1.2). Bei dieser wird die Wetterabhängigkeit von bspw. Last und erneuerbarer Energien abgebildet. Anschließend wird auf Grundlage u. a. der Stromnachfrage und der erwarteten Erzeugung aus erneuerbaren Energien prognostiziert, wie sich der künftige (konventionelle) Kraftwerkspark entwickeln wird (Kapitel D 1.3). Mit Kenntnis über die verfügbare konventionelle und erneuerbare Erzeugungsleistung wird im dritten Schritt die marktseitige Versorgungssicherheit, auch Angemessenheit der Ressourcen genannt, bewertet (Kapitel D 1.4). Abschließend wird die netzseitige Versorgungssicherheit überprüft (Kapitel D 1.5). Die Ergebnisse der Versorgungssicherheitsberechnungen werden analysiert und mit den Eingangsparametern, insbesondere dem Kraftwerkspark, verglichen. So können abschließend Aussagen darüber getroffen werden, welche Bedingungen dazu führen, dass ggf. Versorgungsengpässe auftreten oder nicht. Zum einen kann Knappheit beim Angebot die Ursache sein, zum anderen können die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den vorhandenen Strom zum Verbraucher zu transportieren.

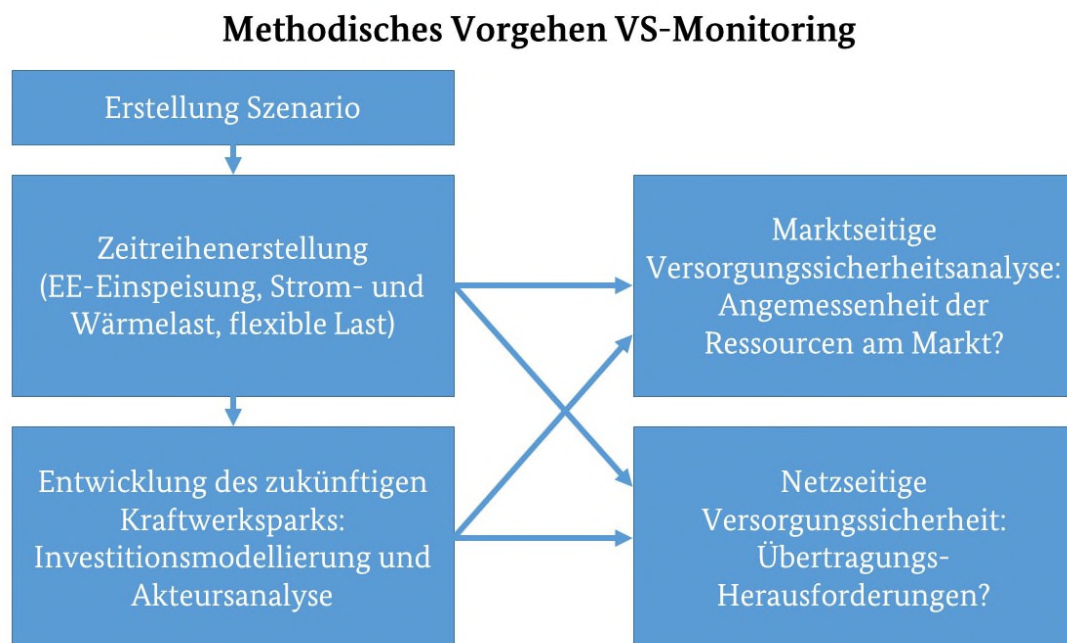


Abbildung 3 Methodisches Vorgehen VS-Monitoring (eigene Darstellung basierend auf Consentec, FfE, IER)

1.1 Szenarioerstellung

Die Bewertung der Versorgungssicherheit in diesem Bericht umfasst den Zeitraum bis einschließlich 2031. Dafür wird ein Szenario erstellt, welches die politischen Zielvorgaben zum Energiesystem in diesem Zeitraum bestmöglich abbildet. Dabei werden alle verfügbaren Informationen berücksichtigt und auf Konsistenz mit anderen Szenarien, wie beispielsweise aus dem Netzentwicklungsplan, geachtet.

Zunächst wird ein Rahmen für das Szenario geschaffen. Dieser Rahmen besteht im Wesentlichen aus den nationalen energiepolitischen Zielen Deutschlands und der weiteren betrachteten Staaten sowie den Zielvorgaben der EU. Die europäischen und nationalen Verordnungen und Gesetze dienen als Leitplanken für die zu erwartenden Entwicklungen der jeweils betrachteten Länder. Für Deutschland bedeutet das beispielsweise, dass Gesetze wie das EnWG, EEG oder das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz die „Leitplanken“ bilden, innerhalb derer sich ein Szenario entwickelt.

Wesentliche Entwicklungen sind neben dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung vor allem die Klimaschutzziele der Europäischen Union und der Bundesregierung. Die daraus resultierenden Veränderungen hin zu einer CO₂-neutralen Energiewirtschaft betreffen die Erzeugung, den Transport und die Art und Weise, wie elektrische Energie genutzt wird. Wesentliche Treiber dieser Veränderungen sind u. a. der weitere Zuwachs Erneuerbarer Energien, die steigende Flexibilisierung des Verbrauchs und die Sektorenkopplung.

Bei der Szenarioentwicklung sowie bei den weiteren Untersuchungen bilden Luxemburg und Deutschland die Fokusregion. Diese wird ergänzt um die hier als Hauptregion bezeichneten Länder Frankreich, Belgien, Niederlande, Österreich, Schweiz, Italien, Polen, Tschechien, Dänemark, Schweden und Norwegen sowie Großbritannien. Das gesamte Betrachtungsgebiet wird durch die Länder Finnland, Kroatien, Rumänien, Ungarn, Spanien, Portugal, Slowakei und Slowenien vervollständigt. Diese Länder werden ebenfalls analysiert und konsistente Pfade entsprechend der europäischen und dort geltenden bzw. angenommenen Rahmenbedingungen erstellt.

Ist ein Rahmen geschaffen, werden anschließend die für die Zielerreichung wesentlichen, konkreten Rahmenbedingungen bestimmt:

- Der Erzeugungskapazitätszuwachs der einzelnen Erneuerbaren-Energien-Technologien,
- die Sektorenkopplung (E-Mobilität, Power to Gas, etc.), ihre Kapazitäten und Kostenstrukturen,
- die daraus resultierende Höhe der zukünftigen Stromnachfrage unter Berücksichtigung der Energieeffizienzmaßnahmen,
- der gesetzlich beschlossene Ausstieg aus der Kernenergie.
- im Koalitionsvertrag von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP ist festgehalten, dass der Ausstieg aus der Kohleverstromung idealerweise bis 2030 gelingt. Es wird daher ein Kohleausstieg in 2030 angenommen,
- die Nachfrageflexibilisierung (Demand Response) der Industrie aber auch der neuen Verbraucher der Sektorenkopplung,
- Speicher, ihre Potentiale und Kostenstrukturen,
- die Brennstoff- und CO₂-Preisentwicklung.

Diese Rahmendaten sind nur teilweise konkret gesetzlich verankert und beeinflussen sich untereinander. Wenn bspw. die Elektrifizierung anderer Sektoren forciert wird, steigt die Stromnachfrage. Sollen gleichzeitig die nationalen und europäischen Klimaziele erfüllt werden, muss auch der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Europa entsprechend höher ausfallen. Den wechselseitigen Abhängigkeiten wird in fachlich begründbarer Weise Rechnung getragen, indem die wichtigsten der bisher vorliegenden Studien und Pläne zur Entwicklung des Energiesystems ausgewertet und analysiert werden. Hierzu zählen neben dem Netzentwicklungsplan auch das Pendant auf europäischer Ebene, der „Ten Year Network Development Plan“, die Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken, der World Energy Outlook der IAE, die dena-Leitstudie zur Integrierten Energiewende und weitere Quellen. Bei der Auswahl der Annahmen aus diesen verschiedenen Studien steht insbesondere die Konsistenz im Vordergrund, um beispielsweise, wie im obigen Beispiel, bei zunehmender Sektorenkopplung nicht eine gleichbleibende Stromnachfrage zu unterstellen und so kein plausibles Szenario zu erstellen. So wird für das Szenario im Rahmen der vorgegebenen Leitplanken eine konsistente Entwicklung der Rahmendaten und der weiteren notwendigen Annahmen konstruiert. Neben den Informationen aus vorliegenden Studien werden dabei neuere Erkenntnisse, beispielsweise aufgrund politischer Richtungsentscheidungen, ebenfalls berücksichtigt.

Als Ergebnis dieses Prozesses steht ein Szenario, welches mit Hilfe von Kennzahlen für den gesamten Zeitraum und das gesamte Betrachtungsgebiet eine konsistente, plausible und mögliche Entwicklung beschreibt. Diese Kennzahlen bilden die Grundlage für alle nachgelagerten Schritte (siehe). Das Szenario und die wichtigsten Kennzahlen sind in Kapitel D 2 dargestellt.

Zusätzlich zur Erstellung dieses Szenarios und dessen Untersuchung der markt- und netzseitigen Versorgungssicherheit wird eine zweite marktseitige Analyse bzw. Untersuchung mit aktualisierten Annahmen zum Bruttostromverbrauch und den Brennstoffpreisen durchgeführt. Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine hat die Erdgaspreise drastisch verteuert. Da sich diese Entwicklung auch nach Start der Berechnungen fortgesetzt hat und auch die Prognosen der Bundesregierung zum zukünftigen Stromverbrauch in Deutschland zwischenzeitlich noch konkretisiert wurde, wurde eine weitere Berechnung durchgeführt, die eine zusätzliche (marktseitige) Betrachtung mit aktualisierten Annahmen vornimmt und so eine breitere Basis zur Bewertung der marktseitigen Versorgungssicherheit sicherstellt. Die methodische Vorgehensweise bei der Berechnung unterscheidet sich zum Teil von der hier beschriebenen Vorgehensweise der Parametrierung und Berechnung. Hierauf wird in Kapitel E 1 eingegangen. Die veränderten Annahmen werden in Kapitel E 2 dargestellt.

Im Folgenden wird die Methodik zur Erstellung und Untersuchung der ersten Analyse erläutert.

1.2 Zeitreihenerstellung

Die Eckdaten des Szenarios enthalten, wie im vorigen Kapitel dargestellt, alle für die Entwicklung des Strommarktes notwendigen Rahmendaten. Diese Werte beziehen sich jeweils auf ein ganzes Land, z. B. auf Deutschland. Für die Markt- und Netzberechnungen ist es jedoch notwendig, diese Werte auf die einzelnen Erzeuger, Verbraucher und Netzknoten aufzuteilen. Beispielsweise beeinflusst die geografische Lage der Erneuerbaren Energien die Höhe ihrer Stromerzeugung und für die Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit ist entscheidend, wo die Erzeuger und die Verbraucher konkret angesiedelt sind. Es müssen deshalb für den Verbrauch, die Erzeugung der Erneuerbare-Energien-Anlagen und den für KWK-Anlagen relevanten Wärmebedarf sogenannte Zeitreihen erstellt werden, die für jede Stunde eines untersuchten Jahres konkret angeben, welche Leistung von wem und an welcher Stelle nachgefragt oder in Abhängigkeit vom Wetter erzeugt wird.

Verbrauchsseitig werden, differenziert nach den Sektoren Industrie, Gewerbe und Haushalte Zeitreihen erstellt. Zudem wird berücksichtigt, ob Verbraucher zu einem gewissen Grad flexibel sind, also ihren Verbrauch zeitlich verschieben und zu einem späteren Zeitpunkt nachholen können. Aus diesen Verbrauchsprofilen ergeben sich Potenziale für flexible Lasten. Diese Flexibilitätspotenziale werden wie die Erzeugung und der Verbrauch regionalisiert und fließen als Zeitreihe der jeweiligen Technologien in die Modellberechnungen mit ein.

Insbesondere die Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist wesentlich vom Wetter abhängig. Auch der Stromverbrauch, z. B. über Wärmepumpen, ist wetterabhängig. Zusätzlich folgt dieser einem Tages-, Wochen- und Jahresrhythmus. So ist der Stromverbrauch typischerweise nachts niedriger als tagsüber, am Wochenende niedriger als werktags und im Sommer niedriger als im Winter.

Zur Parametrierung der zu erwartenden Zeitreihen für Verbrauch- und Erzeugung wird auf vergangene sogenannte Wetterjahre zurückgegriffen. Ein Wetterjahr umfasst historische Wetterdaten für alle Stunden eines Jahres in einer hohen geografischen Auflösung. Für die Windkraftherzeugung ist dabei beispielsweise die Windgeschwindigkeit, für die Photovoltaik die diffuse und direkte Sonneneinstrahlung und für die Erzeugung der Raumwärme die Außentemperatur ausschlaggebend. Diese Daten werden aus vorhandenen externen Datenbanken für ein (vergangenes) Jahr zusammengestellt und bilden so ein konsistentes Set an Daten zum (wetterabhängigen) Lastverlauf und zur Einspeisung aus Erneuerbaren Energien.

Basierend auf den Zeitreihen des (in der Vergangenheit liegenden) Wetterjahres und der prognostizierten Rahmendaten, werden bezogen auf die geografische Lage einer Anlage oder Verbrauchseinheit, deren Erzeugung bzw. Verbrauch für die zukünftigen Jahre berechnet.

Die vergangenen (Wetter-)Jahre unterscheiden sich untereinander teilweise deutlich bezüglich des Angebotes von Wind und Sonne. Des Weiteren gibt es Wetterjahre, die tendenziell kälter sind und somit einen höheren Stromverbrauch, u. a. für Heizanwendungen, über das Jahr hervorrufen. Die Auswahl des Wetterjahres ist daher eine relevante Größe für die Ergebnisse. Für die Planung eines Energiesystems, z. B. den Ausbau der Übertragungsnetze im Netzentwicklungsplan Strom, wird in der Regel auf ein durchschnittliches Wetterjahr zurückgegriffen, da das Übertragungssystem für die wahrscheinliche Entwicklung „im Durchschnittsbereich“ ausreichend dimensioniert sein sollte. Auch ist davon auszugehen, dass Investoren in ihren Entscheidungen über den Bau oder Rückbau von Energieerzeugungsanlagen eher von durchschnittlichen Jahren ohne große Extremereignisse ausgehen werden, da sie ihre Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen nicht auf unwahrscheinliche Entwicklungen abstellen. Deshalb wird für die Berechnungen zum Investitionsverhalten (konventioneller) Anlagenbetreiber (siehe Kapitel D 2.2 auf ein repräsentatives Wetterjahr abgestellt. Vervollständigt wird dieses Vorgehen durch Berechnungen mit einem weiteren Wetterjahr, dass die Charakteristika des repräsentativen Wetterjahres komplementär ergänzt.

Für die Bewertung der Versorgungssicherheit ist es jedoch relevant, nicht nur auf ein durchschnittliches Wetterjahr zu schauen, sondern ebenfalls zu prüfen, ob das System in außergewöhnlichen Wetterlagen eine sichere Versorgung ermöglicht. Die Versorgungssicherheitsanalyse umfasst daher neun Wetterjahre, die sich im Temperaturverlauf und folglich auch in ihrem Angebot an regenerativer Energie und dem Verbrauchsverhalten der Endkunden unterscheiden. So wird eine Bandbreite möglicher wetterbedingter Entwicklungen abgebildet und bezüglich ihrer Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit bewertet.

Die Zeitreihen für die zu untersuchenden (zukünftigen) Jahre gehen im nächsten Schritt als Eingangsdaten in die Investitions-, Markt-, und Netzberechnungen ein.

1.3 Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks

Die Rahmendaten der einzelnen Szenarien, in Verbindung mit den wetterabhängigen Zeitreihen der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien und der Nachfrage, geben vor, welche Veränderungen am Strommarkt in den nächsten Jahren möglich sind. In diesem Kontext entwickelt sich der konventionelle Kraftwerkspark durch Zu- und Rückbauentscheidungen sowie die Nachfrage durch Investitionen in entsprechende Technologien zur Flexibilisierung. Die Modellierung dieser Prozesse ist der dritte Schritt auf dem Weg zur Bewertung der Versorgungssicherheit (siehe Abbildung 3) und besteht aus zwei Teilschritten. Zunächst wird im integrierten Einsatz- und Investitionsmodell berechnet, mit welchen Investitionen in neue Technologien und Anlagen zu rechnen ist, und welche Rückbauten oder Stilllegungen erfolgen. Anschließend wird in der sogenannten Akteursanalyse das Ergebnis des Investitionsmodells mittels einer externen Wirtschaftlichkeitsrechnung geprüft, und für Betreiber unrentable Investitionen aus den Berechnungsergebnissen gestrichen.

1.3.1 Investitionsmodellierung

Unter Vorgabe der politischen Ziele zum Ausbau der Erneuerbare Energien Anlagen, der Förderung der Kraftwärme-Kopplung und dem Ausstieg aus der Kernenergie- und Kohleverstromung, müssen Akteure am Strommarkt entscheiden, ob sie ihre konventionellen Kraftwerke weiterhin im Markt betreiben oder auch in neue Anlagen bzw. Technologien, z. B. zur Flexibilisierung der Nachfrage, investieren. Ihre Absicht zur betriebswirtschaftlichen Gewinnmaximierung kann unter der Annahme eines funktionierenden/perfekten Wettbewerbsmarkts als Minimierung der Gesamtkosten zwecks Lastdeckung abgebildet werden. Es wird also derjenige Kraftwerkspark ermittelt, der gemeinsam mit den Erneuerbare Energien Anlagen die Stromnachfrage insgesamt mit den geringsten Kosten deckt.

Die Investitions- und Rückbauentscheidungen werden also mit einem kostenminimierenden, fundamentalen Strommarktmodell ermittelt, welche die Zu- und Rückbauentscheidungen sowie die stündlichen Einsatzentscheidungen für Kraftwerke, Speicher und flexible Lasten berechnet. Das Modell bildet die wesentlichen Faktoren des Strommarktes ab: Neben den teilnehmenden Einheiten (Kraftwerke, Speicher, EE-Anlagen, Flexibilitäten) sind dies auch die Deckung der Strom- und Wärmenachfrage sowie exogene politische Vorgaben (z. B. Abschaltung der Kohle- und Kernkraftwerke, Anteil der Stromerzeugung aus den Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch).

Die Einbindung Deutschlands in den europäischen Strommarkt geschieht über die länderscharfe Abbildung der Hauptregion (Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich, Schweiz, Italien, Polen, Tschechien, Dänemark, Schweden und Norwegen sowie Großbritannien). Die restlichen Länder werden in geeigneter Form aggregiert abgebildet (z. B. Spanien und Portugal) oder über feste Im- und Exportzeitreihen je Stichjahr berücksichtigt.

Angebot und Nachfrage müssen immer ausgeglichen sein, weswegen im Modell eine unausgeglichene Leistungsbilanz finanziell bestraft wird, nämlich in Höhe der Strafkosten eines Kapazitätsreserveeinsatzes (20.000 €/MWh). Damit ist die Pflicht zur ausgeglichenen Bilanzkreisbewirtschaftung abgebildet, sodass durch die entstehenden Kosten neue Investitionen in Kraftwerke oder Flexibilitäten angereizt werden.

Im Modell berücksichtigt ist auch die Deckung derjenigen Wärmenachfrage, die von KWK-Anlagen gedeckt wird, die am öffentlichen Stromnetz angeschlossen sind. Dadurch sind diese Anlagen in ihrer stromseitigen Flexibilität eingeschränkt. Berücksichtigt ist auch die Vorhaltung der Regelleistung zur Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs. Die entsprechenden Erlösströme sind im Investitionsmodell implizit enthalten und in der Akteursanalyse explizit (vgl. Kapitel D 1.3.2).

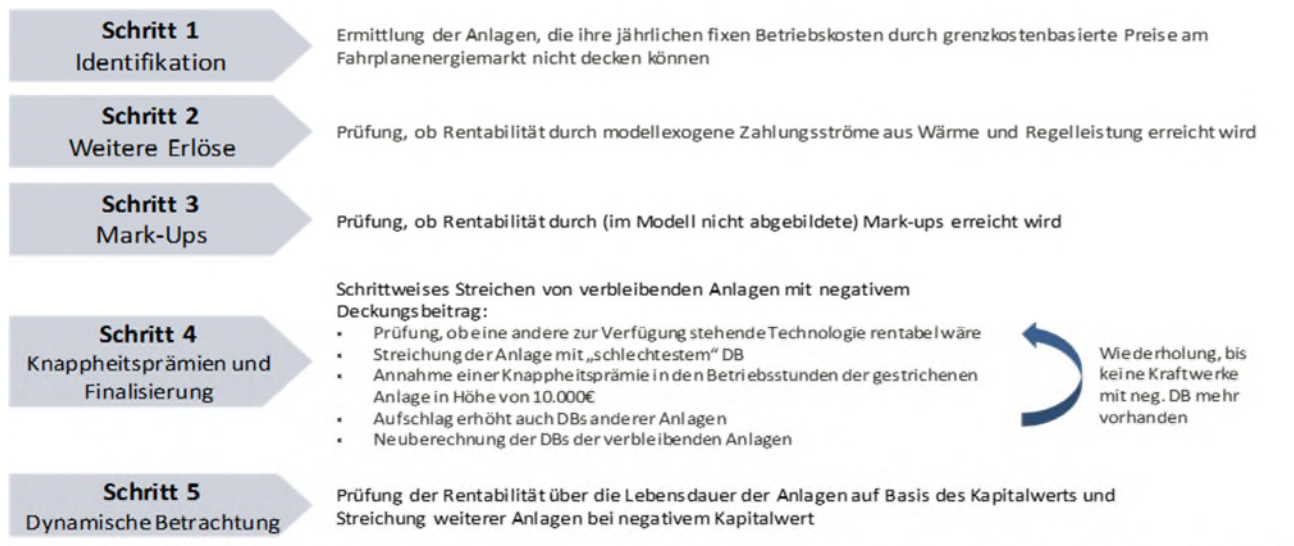
Das Investitionsmodell berechnet für jedes Betrachtungsjahr die Zu- und Rückbauten für die konventionellen Kraftwerke, sowie vorläufigen Stilllegungen und für die Flexibilisierungsoptionen (z. B. Lastverschiebungspotential in Industrieanlagen) das Ausmaß der Potentialerschließung.

Da das Investitionsmodell aufgrund des Umfangs nicht blockscharf, sondern mit Anlagenklassen rechnet, werden nach der Berechnung die Leistungsmengen für jedes Betrachtungsjahr je Kategorie (z. B. zugebaute Leistung) und je Technologie in typische Anlagengrößen aufgeteilt. Das Ergebnis der Investitionsmodellierung wird auf diese Weise auf einzelne Anlagen heruntergebrochen, um damit in einem weiteren Modell den blockscharfen Einsatz je Betrachtungsjahr berechnen zu können. Hierfür wird ein, gegenüber dem Investitionsmodell, detaillierteres Marktmodell verwendet, das nur ein Jahr auf einmal betrachtet und nicht den ganzen Zeitraum bis 2050. Darum sind Detaillierungen möglich, die beispielsweise in der umfangreicheren Abbildung der technischen Details der Erzeugungsanlagen und den zur Verfügung stehenden Handelskapazitäten bestehen. Das Ergebnis des Marktmodells sind neben den blockscharfen Kraftwerkseinsätzen, die für die Netzberechnung nötig sind, die Grenzkosten der Stromerzeugung, die als Schätzer für die stündlichen Stromgroßhandelspreise genutzt werden. Es wird so für jede Stunde der zu erwartende Strompreis ermittelt, der umgekehrt den Anlagen zur Finanzierung der Investitions-, fixen und variablen Kosten dient.

Die Stromgroßhandelspreise bestimmen gemeinsam mit dem berechneten Einsatz jedes Kraftwerks und jeder Flexibilität sowie den variablen/fixen Kosten und den weiteren Erlösen den sogenannten Deckungsbeitrag, also den Wert, der zur Verfügung steht um Fix- und Investitionskosten einer Anlage zu decken

1.3.2 Akteursanalyse

Die Ergebnisse der Investitionsrechnungen stehen unter der Annahme, dass sich die Marktakteure vollkommen rational verhalten und über vollständige Informationen (z. B. über das Verhalten anderer Marktakteure und die Zukunft) verfügen. Notwendige Vereinfachungen und Abstraktionen im Modell führen dazu, dass das reale Verhalten der Akteure nur vereinfacht und unvollständig abgebildet werden kann. In der Realität gibt es jedoch Unternehmensstrategien, die über die reinen idealtypischen Aspekte auch übergeordneten Portfolio-gedanken, langfristigeren Verdrängungen von Wettbewerbern oder Ähnliches berücksichtigen. Ebenso sind die im Modell abgebildeten gleichbleibenden Randbedingungen in der Realität nicht unbedingt gegeben, wie die durchaus dynamischen Gesetzesänderungen im Energiebereich der letzten Jahre zeigen. Auch dies hat gravierende Auswirkungen auf das Akteursverhalten, jedoch lassen sich solche Aspekte aufgrund der subjektiven und individuellen Ausprägung modelltechnisch nicht abbilden. Bei der Herleitung der auf den Modellergebnissen basierenden Handlungsempfehlungen sind solche exogenen Einflüsse auf das tatsächliche Marktgeschehen jedoch immer zu berücksichtigen. Zur Bewertung der Ergebnisse der Investitionsmodellierung erfolgt daher ergänzend eine sogenannte Akteursanalyse. Diese untersucht für den Anlagepark in Deutschland, ob die aus der volkswirtschaftlichen Modellierung zu erwarteten Neubau-Kraftwerke ihre betriebswirtschaftlichen Investitions- und Betriebskosten über ihre Lebensdauer erwirtschaften können und ob Bestandskraftwerke ihre laufenden Kosten decken können. Dies erfolgt in fünf Schritten, siehe Abbildung 4.



Anmerkung: Schritt 1-4 erfolgen für jedes der modellierten Jahre separat und Streichungen erfolgen entsprechend auch nur für das jeweils betrachtete Jahr ($\hat{=}$ temporäre Stilllegung). In Schritt 5 wird die gesamte Anlagenlebensdauer berücksichtigt und die Leistung wird entsprechend auch in allen Betriebsjahren der Anlage gestrichen ($\hat{=}$ Investition erfolgt nicht).

Abbildung 4 Überblick zum Vorgehen in der Akteursanalyse (Quelle: Consentec, FfE, IER¹⁵)

Im ersten Schritt wird für jede Anlage und jedes Betrachtungsjahr ermittelt, welche Erlöse die Anlage am reinen Strommarkt (Fahrplanenergiemarkt) erwirtschaften kann. Diese Erlöse werden mit den Kosten der Anlage verglichen. Ein negativer Deckungsbeitrag entsteht dann, wenn die jährlichen Kosten die Erlöse übersteigen.

Neben dem Fahrplanenergiemarkt steht einigen Anlagen auch der Regelenenergiemarkt offen. Für diese Anlagen wird im zweiten Schritt ermittelt, welche Erlöse hier zu erwirtschaften sind. Analog werden allen KWK-Anlagen, die Wärme liefern, entsprechende Erlöse aus dem Wärmemarkt zugeordnet. Beide Erlösströme können im Investitionsmodell und im anschließenden Dispatchlauf nicht abgebildet werden und werden daher in der Akteursanalyse zur nachträglichen Bewertung der Wirtschaftlichkeit herangezogen.

Das gilt auch für die im dritten Schritt aufgeschlagenen Mark-Ups. Diese Mark-Ups bilden die Tatsache ab, dass Anlagen im (realen) Strommarkt nicht stets ausschließlich mit ihren Grenzkosten anbieten, sondern auch mit Preisaufschlägen, also mit Preisen oberhalb der jeweiligen Grenzkosten insb. in Knappheitssituationen. Die Mark-Ups bilden dabei empirisch ermittelte Preisaufschläge ab, die in den letzten Jahren im Intradaymarkt beobachtet wurden. Dafür wird die Differenz der maximalen Intradaypreise der letzten Jahre (2013 - 2020) den geschätzten jeweiligen Grenzkosten des teuersten (sich in Betrieb befindlichen) Kraftwerks gegenübergestellt.

Der gewichtete Mittelwert des so errechneten Mark-Ups liegt bei rund 88 EUR/MWh. Der Mittelwert der Anzahl der Stunden, in denen der Preis oberhalb der Grenzkosten lag, beträgt 344 Stunden im Jahr. In Schritt 3 der Akteursanalyse werden also Aufschläge in Höhe von rund 88 Euro in 344 Stunden des Jahres in die Deckungsbeitragsberechnung hinzugefügt.

¹⁵ Vgl. Consentec, FfE, IER (2022): Bericht zum Gutachten für den Monitoringbericht 2022 gem. § 63 EnWG.

Nach Abschluss des dritten Schrittes werden alle Anlagen ermittelt, die auch nach der Berücksichtigung aller externen Erlöse einen negativen Deckungsbeitrag aufweisen. Von diesen Anlagen wird im vierten Schritt diejenige mit dem niedrigsten Deckungsbeitrag gestrichen. Es wird also unterstellt, dass die Anlage folglich nicht am Markt zur Verfügung steht. Für die Stunden, in denen das gestrichene Kraftwerk laut Modellierung eingespeist hat, ist daher von einer knappen Angebotssituation auszugehen, weswegen die verbleibenden Anlagen Knappheitsprämien bis 10.000€/MWh aufschlagen und Erlösen können. Dieser Wert entspricht dem aktuellen Preislimit im untertägigen Strommarkt (Intraday-Markt). Durch diese Knappheitsprämie, die typischerweise nur in wenigen Stunden des Jahres wirksam wird, erhöhen sich die Deckungsbeiträge der restlichen Kraftwerke.

Anschließend werden die Schritte eins bis drei iteriert, und im vierten Schritt erneut das Kraftwerk mit dem niedrigsten Beitrag gestrichen. Für die Betriebsstunden des gestrichenen Kraftwerks wird erneut die Knappheitsprämie angenommen. Diese Iteration erfolgt solange, bis die restlichen Kraftwerke nur noch positive Deckungsbeiträge aufweisen.

Ermittelt das Investitionsmodell in den einzelnen Betrachtungsjahren Investitionen in neue Kraftwerke, wird für diese anhand der sogenannten Barwertberechnung in einem fünften Schritt zusätzlich überprüft, ob sich die Investition über die Lebenszeit rentiert. Ist dies nicht der Fall, wird die Investition als nicht getätigt unterstellt und die entsprechende Kapazität ebenfalls gestrichen.

Der so ermittelte Kraftwerkspark wird anschließend auch in der Versorgungssicherheitsanalyse betrachtet und bewertet

1.4 Marktseitige Versorgungssicherheitsanalyse

Im vorangegangenen Abschnitt wurde beschrieben, wie derjenige Anlagenpark bestimmt wird, der kostenminimal die Last deckt. Hierfür wurde ein durchschnittliches Wetterjahr sowie durchschnittliche Kraftwerksnichtverfügbarkeiten unterstellt. Die Versorgungssicherheitsanalyse (VS-Analyse) widmet sich nun der Frage, ob dieser Anlagenpark auch dann noch in der Lage ist die Last zu decken, wenn sowohl das Wetter als auch die Ausfälle von Kraftwerken variiert werden. Es wird also geprüft, wie robust die Stromversorgung gegenüber geänderten Bedingungen ist und ob auch in diesen Fällen die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann.

Mit neun (2011-2019) unterschiedlichen Wetterjahren wird der Tatsache Rechnung getragen, dass sowohl die Erzeugung dargebotsabhängiger Energien als auch die Stromnachfrage stark vom Wetter beeinflusst werden. Es wird also auch geprüft, ob der in Kapitel D 1.3 ermittelte Anlagenpark die Stromnachfrage bedienen kann, wenn z. B. aufgrund einer Dunkel- oder Windflaute die EE-Erzeugung in bestimmten Zeitpunkten gering ist, oder aufgrund einer kalten Periode die Wärmenachfrage besonders hoch ist.

Zusätzlich zu Schwankungen des Wetters werden auch die Kraftwerksverfügbarkeiten variiert. Hierbei wird zwischen geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten differenziert. Geplante Nichtverfügbarkeiten weisen einen saisonalen, deterministischen Verlauf auf. Dies können z. B. wiederkehrende Revisionen sein. Im Modell werden die geplanten Nichtverfügbarkeiten durch pauschale Abschläge auf die installierte Leistung berücksichtigt, die sich in der Höhe über das Jahr unterscheiden. Einzelne Kraftwerksblöcke können jedoch auch aufgrund zufälliger Störungen nicht zu jedem Zeitpunkt zur Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Es ist somit möglich, dass ein Teil oder die ganze Anlage zu bestimmten Zeitpunkten im Jahr nicht einsatzfähig

ist. Da sich ungeplante Ausfälle nicht zeitpunktscharf prognostizieren lassen, wird für das Modell angenommen, dass diese näherungsweise zufällig und gleichverteilt im Jahr auftreten. Die zufällige Ziehung eines Ausfallmusters von Anlagen, also die zufällig übers Jahr verteilten ungeplanten Nichtverfügbarkeiten einzelner Anlagen, wird analog zum Wetterjahr als Ausfalljahr bezeichnet. Zur Abbildung der Unwägbarkeiten des jährlich zu erwartenden Ausfallmusters werden bei der Bewertung der Versorgungssicherheit, ebenfalls analog zur Verwendung mehrerer Wetterjahre, eine Vielzahl von Ausfalljahren untersucht. Die Kombination eines Wetter- und eines Ausfalljahres wird „Wetter-Ausfall-Jahr“ genannt.

Bei der VS-Analyse muss wie auch bei der Investitionsmodellierung berücksichtigt werden, dass Kraftwerke Regelleistung vorhalten, die z. T. nicht zur Deckung der Stromnachfrage am Spotmarkt zur Verfügung steht. Hier wird im Modell zwischen einem nieder- und hochfrequenten Anteil der Regelleistung unterschieden. Während ersterer z. B. bei Prognosefehlern oder Kraftwerksausfällen zum Tragen kommt, sich also auf mehrere Stunden bis Tage auswirkt, ist letzterer durch Last- und EE-Rauschen, Rampen oder Fahrplansprünge gekennzeichnet, die im Sekunden- bis Minutenbereich ausgeglichen werden müssen. Die verursachenden Ereignisse des niederfrequenten Anteils werden durch die wetterabhängigen Residuallastzeitreihen und die explizit modellierten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten bereits angemessen berücksichtigt. Die hochfrequenten Anteile müssen jedoch separat berücksichtigt werden, da das Modell eine stündliche Auflösung hat und der hochfrequente, unterstündliche Anteil dadurch nicht erfasst werden kann. Diesem Sachverhalt wird im Modell dadurch Rechnung getragen, dass die Residuallast¹⁶ in jeder Gebotszone um den Anteil des positiven hochfrequenten Regelleistungsbedarfs erhöht wird.

Im Gegensatz zur Investitionsmodellierung wird bei den VS-Berechnungen auch nicht mehr mit bilateralen Austauschkapazitäten gerechnet, sondern auf tatsächliche Lastflüsse abgestellt, sodass der Handel hier detaillierter abgebildet ist.

Im nächsten Schritt wird für zahlreiche verschiedene Wetter-Ausfall-Jahre jeweils der Einsatz des europäischen Kraftwerks- und Speicherparks bestimmt. Im Unterschied zur Investitionsmodellierung wird derjenige Einsatz bestimmt, der die Nachfrageunterdeckung minimiert. Dieses Vorgehen dient der Untersuchung der Fragestellung, ob in Knappheitssituationen ausreichend Kapazitäten im In- und Ausland vorhanden wären, um die Nachfrage zu decken. Für alle Wetter-Ausfall-Jahre wird also bestimmt, ob und ggf. in welchem Umfang eine Unterdeckung, also die nicht vollumfängliche Deckung der Nachfrage, zu erwarten ist. Dabei wird für jedes Jahr die Anzahl der unterdeckten Stunden sowie die jeweils fehlende Energiemenge bestimmt.

Anschließend werden die Ergebnisse bewertet. Dazu werden zwei Indikatoren herangezogen:

- **Erwartete Anzahl unterdeckter Stunden** (engl. Loss of Load Expectation, LOLE): beschreibt die erwartete Anzahl an Stunden pro Jahr (h/a), in denen marktseitig die Nachfrage nicht vollständig gedeckt sein wird. Diese Stunden stellen keinen Black-out dar, sondern führen z. B. zum Einsatz von Instrumenten jenseits des Marktes, wie z. B. die Kapazitätsreserve.

¹⁶ Eine Erhöhung der Residuallast entspricht bilanziell dem gleichen Effekt wie eine Reduktion der zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistung.

- **Erwartete nicht gedeckte Energiemenge** (engl. Expected Energy Not Served, EENS): beschreibt den Erwartungswert der Energiemenge (MWh/a), die voraussichtlich am Strommarkt nicht gedeckt werden kann.

Zur Berechnung dieser beiden Kenngrößen wird für jedes Wetter-Ausfall-Jahr die Anzahl der unterdeckten Stunden und die nicht gedeckte Energiemenge bestimmt und dann über alle Wetter-Ausfall-Jahre der Erwartungswert der beiden Kenngrößen gebildet. Die maßgebliche Kenngröße ist der LOLE, der die erwartete Höhe des Versorgungssicherheitsniveaus (VS-Niveau) angibt. Der LOLE trifft eine Aussage darüber, mit wie vielen Stunden einer unvollständigen Lastdeckung durch den Strommarkt pro Jahr zu rechnen ist, wenn man die in den Szenarien ausgearbeiteten Rahmendaten und den in der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ermittelten Kraftwerkspark unterstellt. Bei der Bewertung dieser Indikatoren muss berücksichtigt werden, dass Versorgungssicherheit nicht zwangsläufig mit einem LOLE von 0 gleichzusetzen ist. Da die Kosten für die Versorgung mit der letzten kWh Strom sehr hoch sind und ggf. über der Zahlungsbereitschaft der Stromkunden liegen, ist es unter volkswirtschaftlichen Kosten-Nutzen Abwägungen unter Umständen günstiger eine marktliche Unterdeckung in Kauf zu nehmen.

Zur Bewertung der (nationalen) Versorgungssicherheit ist es wichtig, auf die zu jedem Zeitpunkt im Strommarkt stattfindenden Im- und Exporte zu schauen. In einem integrierten europäischen Strommarkt ist grenzüberschreitender Handel von zentraler Bedeutung sowohl für die nationale und europäische Versorgungssicherheit als auch für die möglichst preiswerte und nachhaltige Versorgung mit Energie. Schließlich können potentielle Lastüberhänge durch Importe gedeckt werden, wenn diese in ausreichendem Maß zur Verfügung stehen. Bei der VS-Analyse muss zwischen marktgetriebenem Handel und notwendigen Importen unterschieden werden. Ersterer ergibt sich aus der Logik rationaler Händler am Markt, die Strom importieren, wenn dieser im Ausland günstiger ist. Letzterer drückt ein Abhängigkeitsverhältnis aus, das entsteht, wenn die inländische Erzeugung nicht mehr ausreicht, um den Bedarf vollständig zu decken. In diesem Zusammenhang tritt nur dann eine inländische Lastunterdeckung auf, wenn die inländisch nicht gedeckte Nachfrage größer ist als die Importkapazität, oder im Ausland keine Energie zum Export zur Verfügung steht. Zur Bestimmung der „tatsächlich notwendigen Importe nach Deutschland“ in Abgrenzung zu marktgetriebenen Importen wird Handel in der VS-Analyse pönalisiert, also künstlich verteuert, sodass erst alle inländischen Kapazitäten zur Deckung der (inländischen) Last verwendet werden. Ausländische Anlagen, die dort nicht eingesetzt werden, decken dann die verbleibende Nachfrage.

1.5 Netzseitige Versorgungssicherheitsanalyse

Neben der Bewertung der marktseitigen Versorgungssicherheit ist es wichtig zu prüfen, ob die am Strommarkt bereitgestellte Energie auch im Übertragungsnetz unter Wahrung der Netzsicherheit transportiert werden kann. Diese netzseitige Versorgungssicherheit bedeutet, dass die Netzinfrastuktur zu jedem Zeitpunkt in der Lage ist, die Energie engpassfrei vom Erzeuger zum Verbraucher zu übertragen. Die Bewertung dieser Fähigkeit erfolgt mittels Netz- und Redispatchberechnungen sowie der Auswertung der Aus- und Überlastungen einzelner Leitungen. Das Vorgehen ist in Abbildung 5 zu sehen.

Grundlage der Berechnungen ist ein netzknotenscharfes Modell des europäischen Synchronnetzes, wobei der Fokus auf der deutsch-luxemburgischen Gebotszone liegt. Als „Netz“ wird der Bestand an Leitungen und sonstigen Betriebsmitteln zugrunde gelegt, einschließlich des bis zum Betrachtungszeitraum erwarteten Zubaus. Eine genauere Darstellung der Annahmen für das Netz erfolgt in Kapitel D 2.3.

In dieses Netzmodell werden die Ergebnisse der Marktsimulation überführt (Schritt 1, Abbildung 5). Diese Marktsimulationsdaten enthalten für jeden Netznutzungsfall, also für jede Stunde eines Betrachtungsjahres, netzknoten- und anlagenscharf aufgelöste Angaben zu Last und Einspeisung und stellen jeweils eine konkrete Marktsituation dar. Für jede dieser stündlichen Marktsituationen wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, die Auskunft über die Auslastung der einzelnen Netzbetriebsmittel, insbesondere der Leitungen im Übertragungsnetz, gibt. Die resultierenden Lastflüsse werden für (n-1)-Ausfallsimulationen berechnet, es wird also jeweils ein einzelner Ausfall von unterschiedlichen Leitungen simuliert und geprüft, ob es zu kritischen Leitungsbelastungen kommt. Dabei bedeutet (n-1), dass der Ausfall von jeweils einem Netzelement angenommen wird und dieser Ausfall zu keinen weiteren Ausfällen im Netz führt. Es erfolgt keine Betrachtung von Mehrfachfehlereignissen. Gemäß Planungsgrundsätzen¹⁷ der Übertragungsnetzbetreiber ist die Prüfung des (n-1)-Kriteriums grundsätzlich für mittel- bis langfristige Planungszeiträume und damit für den hier betrachteten Zeitraum angemessen.

Die Untersuchung von (n-1)-Ausfallsimulationen steht im Einklang mit dem Auftrag des Monitorings der Versorgungssicherheit, wahrscheinliche Situationen markt- und netzseitig zu bewerten. Unwahrscheinlichere Fälle wie auslegungsrelevante Mehrfachfehler sowie das erweiterte (n-1)-Kriterium, werden für kurzfristige Zeiträume durch die jährlichen Systemanalysen der ÜNB gemäß § 3 NetzResV abgedeckt.

Außerdem wird das wetterabhängige Potential zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit der Leitungen (sog. Freileitungsmonitoring) berücksichtigt. Es kann also, vereinfacht gesagt, in kalten oder windreichen Stunden aufgrund der Kühlungseffekte mehr Strom transportiert werden als an heißen Tagen. Der Widerstand in Leitungen führt zu deren Erwärmung, die bestimmte Grenzwerte nicht überschreiten darf. Auch weitere Instrumente zur Reduzierung von Überlastungen, wie z. B. die Leistungsflusssteuerung mittels Phasenschiebertransformatoren, werden modelliert.

Mit diesen Annahmen wird geprüft, ob und an welcher Stelle im Netz Engpässe auftreten. Daran anknüpfend werden Redispatchrechnungen durchgeführt, d. h. es wird untersucht, ob eine Veränderung des Einsatzes von konventionellen oder erneuerbaren Erzeugungsanlagen eine engpassfreie Übertragung ermöglichen könnte. Hierbei werden sowohl inländische als auch ausländische Kraftwerkskapazitäten, Flexibilitätsoptionen sowie die Netzreserve entsprechend ihrer Verfügbarkeit im Betrachtungsjahr zum Redispatch eingesetzt. Ausländische Redispatch-Potentiale, insbesondere der angrenzenden Länder und Italiens, werden gleichrangig zu den Potentialen der deutsch-luxemburgischen Gebotszone betrachtet. Dies ist gemäß EU-Recht (Art. 76 (1 b) und (2) der System Operation Guideline (SO GL) 2017/1485) ab 2025 verpflichtend. Vorrangregelungen zur Einspeisung, beispielsweise die grundsätzliche Vorzugswürdigkeit von Erneuerbaren-Energien- und KWK-Anlagen werden hierbei konform zu den regulatorischen Rahmenbedingungen angewendet.

Die Auswahl der so zum Redispatch eingesetzten Anlagen erfolgt unter der Zielsetzung, das Redispatch-Volumen zu minimieren. Als Ergebnis der Redispatchberechnungen können einzelne Stunden, sog. Netznutzungs-fälle, identifiziert werden, in denen die Netzsicherheit auch unter vollständiger Berücksichtigung der zur Engpassbehebung zur Verfügung stehenden Maßnahmen nicht gewährleistet wird. In diesen Netznutzungs-fällen liegt dann eine sogenannte Übertragungs herausforderung (bzw. ein sogenanntes „Transmission Adequacy Concern“ (TAC)) vor. Zu den Maßnahmen der Engpassbehebung zählen neben netz- und marktbezogenen

¹⁷ Vgl. 4 ÜNB (2022): Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, Kap.3.

Maßnahmen (Netzschaltungen, marktbasierter Redispatch) u. a. auch schon der Einsatz von Kraftwerken aus der Netzreserve.

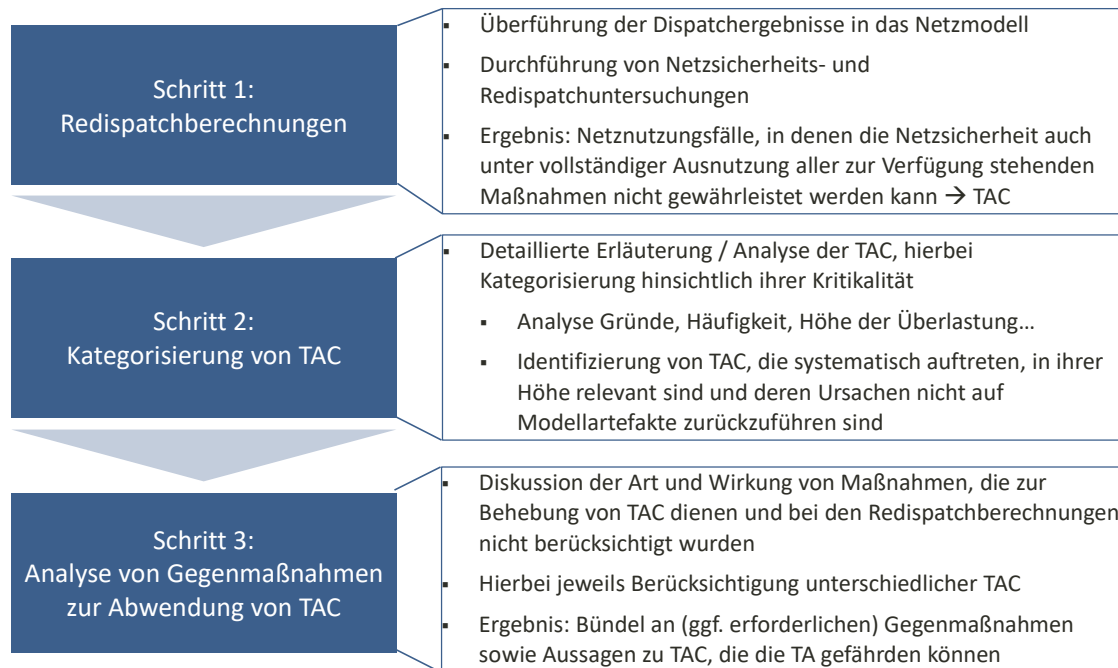


Abbildung 5 Untersuchungsansatz zur Abschätzung der netzseitigen Versorgungssicherheit (Quelle: Consen-
tec, FfE, IER)

Im zweiten Schritt (Abbildung 5) werden die ermittelten Übertragungs Herausforderungen analysiert, um diese hinsichtlich ihrer Kritikalität (z. B. Höhe der Überlastung, Häufigkeit) einzuordnen und die Ursachen zu ermitteln. Eine Zuordnung zu einzelnen konkreten Ursachen ist jedoch nicht immer eindeutig möglich, da Stromnetzengpässe häufig verschiedene und sich teils überlagernde Ursachen haben. Von Interesse für die Bewertung der Versorgungssicherheit sind insbesondere solche Übertragungs Herausforderungen, die systematisch und nicht nur vereinzelt auftreten. Weiterhin muss ausgeschlossen werden, dass die Übertragungs Herausforderungen nur auf Grund von Modellartefakten ermittelt wurden.

Anschließend wird untersucht, welche Gegenmaßnahmen, die über die bereits betrachteten Maßnahmen wie Redispatch, Einspeisemanagement und Netzreserve hinausgehen, zur Behebung der Übertragungs Herausforderung geeignet sein können (Schritt 3, Abbildung 5). Hierzu zählen:

- Schaltmaßnahmen: Gibt es Schaltmaßnahmen, die die Überlastungen lösen können? Dies ist insbesondere bei vereinzelt Engpässen, die nicht systematisch auftreten, denkbar.
- Längerfristige Maßnahmen wie z. B. die Netzanschlusspunkte von Kraftwerken und EE- Anlagen nach netztechnischen Gesichtspunkten optimieren: Neubauprojekte würden in diesem Fall an „netztechnisch geeigneten“ Netzanschlusspunkten zugebaut, sodass insgesamt die Auslastungen der Betriebsmittel sinken können.
- Zeitlich begrenzte Verzögerung der Stilllegung von einzelnen thermischen Kraftwerken (sog. Systemrelevanz).
- Erschließung von zusätzlichen Redispatch-Potenzialen im Ausland.

Grundsätzlich können mehrere Maßnahmen zur Behebung einer einzelnen Übertragungs Herausforderung oder einer Gruppe davon geeignet und sinnvoll sein. Die derart im Rahmen des Monitorings der Versorgungssicherheit identifizierten möglichen Gegenmaßnahmen werden hinsichtlich ihrer grundsätzlichen Eignung eingehender betrachtet, es erfolgt jedoch keine Beurteilung hinsichtlich der Vorzugswürdigkeit einzelner möglicher Gegenmaßnahmen. Netzausbau als solcher scheidet jedoch aufgrund des betrachteten Zeitraums von zehn Jahren und den deutlich längeren Umsetzungszeiten aus. Die konkrete Ermittlung und Festlegung geeigneter Abhilfemaßnahmen sowie die behördliche Entscheidung darüber erfolgen im Kontext bestehender und bewährter Prozesse wie beispielsweise der jährlichen Systemanalyse, der Systemrelevanzprüfung sowie der Netzentwicklungsplanung.

2 Szenario für die Entwicklung des Europäischen Strommarktes

Das in diesem Bericht untersuchte Szenario beschreibt den Wandel des elektrischen Energiesystems in Deutschland und Europa und beruht auf Einschätzungen zur zukünftigen Entwicklung zahlreicher Faktoren, die diese Entwicklungen beeinflussen. Generell gilt, dass die Prognoseunschärfe der Annahmen zunimmt, je weiter der Blick in die Zukunft reicht. Wichtig ist, dass die wesentlichen Treiber des Energiesystems untereinander konsistent parametrisiert werden, sodass sich ein in sich schlüssiges Bild unter Beachtung aktueller und zukünftiger Rahmenbedingungen und Entwicklungen ergibt. Das Szenario erstreckt sich über den Zeitraum zwischen den Jahren 2023 und 2031. Konkret betrachtet und berechnet werden in hier die Stützjahre 2023, 2025, 2026, 2028 und 2031. Die Rahmendaten werden jeweils für diese Stützjahre festgelegt.

2.1 Rahmendaten

Das vorliegende Szenario bildet einen ambitionierten Wandel zu einer klimaneutralen Energieversorgung ausgehend von den energiepolitischen Zielen der aktuellen Bundesregierung ab (Stand Anfang 2022). Ausschlaggebend für die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung ist das 2021 aufgrund des einschlägigen Urteils des Bundesverfassungsgerichts¹⁸ novellierte Bundes-Klimaschutzgesetz 2021(KSG) mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität im Jahre 2045. Dieses Gesetz gibt für das Jahr 2030 vor, dass die Treibhausgasemissionen um 65 Prozent gegenüber 1990 sinken müssen. Neben den nationalen Klimaschutzzielen werden auch die Ziele der Europäischen Kommission berücksichtigt. Die zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens geführte Diskussion um den „Green Deal“ und das „Fit for 55“ – Paket, verschärfen die energiepolitischen Ziele für die europäische Union hinsichtlich des Klimaschutzes.

Das Szenario wird entsprechend der in Kapitel D 1.1 dargestellten Vorgehensweise parametrisiert und anschließend gemäß der Kapitel D 1.3 bis D 1.5 berechnet. Im Folgenden werden die Rahmendaten des Szenarios sowie die Annahmen zum jeweiligen Netzausbauzustand der einzelnen Betrachtungsjahre dargestellt.

Die vom Gesetzgeber vorgegebenen Rahmenentwicklungen und -ziele der nächsten Jahre geben die Richtung vor, in die sich das Stromsystem in Deutschland entwickeln soll u. a.:

- Ausstieg aus der Atomkraft (bis 2022)
- Ausstieg aus der Kohleverstromung (idealerweise bis spätestens 2030)
- Ausbau der Erneuerbaren Energien (Referentenentwurf zum EEG2023 Stand Feb. 2022)
 - o feste jährlichen Ausbauraten
 - o fester prozentualer Anteil der Erneuerbaren Energieerzeugung am Bruttostromverbrauch (80 % im Jahr 2030).

Diese Ziele hängen voneinander und von weiteren Faktoren ab, wie etwa den Kosten für Brennstoffe und Emissionszertifikaten. Beispielsweise hängt das Ziel „80 % Erneuerbare Erzeugung am Bruttostromverbrauch in 2030“ maßgeblich davon ab, wie sich die Zubauten bei Erneuerbaren Energien auf der einen und die Steigerung der Nachfrage aufgrund der Sektorenkopplung auf der anderen Seite entwickeln werden.

¹⁸ Bundesverfassungsgericht, Beschluss vom 29. April 2021, Az. 1 BvR 2656/18, 1 BvR 288/20, 1 BvR 96/20, 1 BvR 78/20.

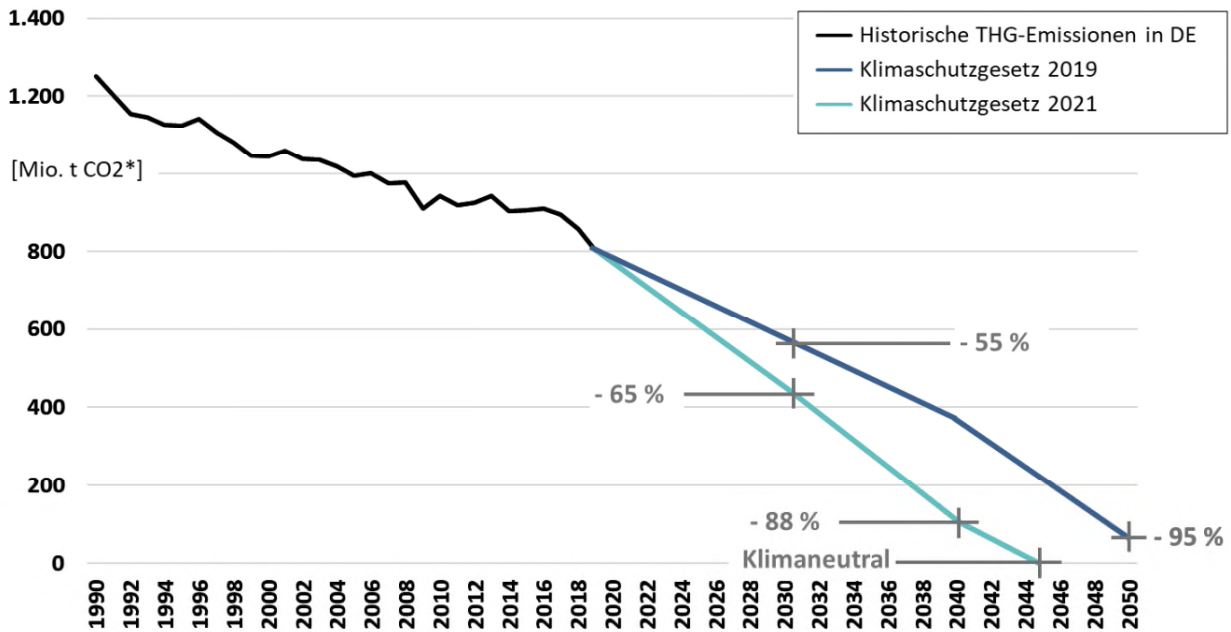


Abbildung 6 Treibhausgasreduktionsziele für Deutschland (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Als Grundlage für die Parametrierung des Szenarios dienen der Szenariorahmen der Bundesnetzagentur zum Netzentwicklungsplan 2021-2035, bereits existierende Studien¹⁹, die Ausgestaltung neuer bzw. bestehender Gesetze der Bundesregierung wie dem KVBG sowie die Vorgängerstudie (Versorgungssicherheits-Monitoring) des BMWi. Zudem werden grundsätzlich die Ergebnisse des aktuellen Ten-Year-Network-Development-Plan (TYNDP 2020) von ENTSO-E herangezogen, um auch den im europäischen Ausland fortschreitenden Wandel des Stromsystems angemessen zu beschreiben. Wie zuvor beschrieben, verschärfen der „Green Deal“ und das „Fit for 55“-Paket die Szenarioannahmen für das europäische Ausland. Diese Verschärfung sorgt für einen ambitionierteren jährlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien und einen höheren Bruttostromverbrauch getrieben von den „neuen Verbrauchern“ im Vergleich zum TYNDP2020.

2.1.1 Brennstoff- und Zertifikatspreise

Entscheidenden Einfluss auf die Entwicklung des zukünftigen Stromsystems haben die Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise. Gemeinsam bilden sie die maßgeblichen variablen Kostenfaktoren für die Kraftwerksbetreiber und entscheiden darüber, zu welchen Preisen der Strom am Markt angeboten werden kann. Im Vordergrund steht dabei die Steigerung des CO₂-Zertifikatspreises, der aus den THG-Minderungszielen abgeleitet wird. Um die THG-Minderungsziele in den Berechnungen darzustellen wurde deshalb im Szenario ein Preis von rund 81 Euro pro Tonne CO₂ im Jahr 2023 angenommen, der bis zum Jahr 2030 auf über 113 Euro ansteigt. Da sich die angenommenen CO₂-Preise auch auf die Nachfrage von fossilen Energieträgern und damit in der Folge ebenfalls die Brennstoffpreise auswirken, sinken die heute sehr hohen Brennstoffpreise im Szenario über die Betrachtungsjahre hinweg. In Abbildung 7 sind die Annahmen für die Brennstoff- und Zertifikatspreisverläufe des Szenarios über die betrachteten Jahre dargestellt. Dabei werden die zum Zeitpunkt des Starts

¹⁹Dies sind u. a.: World Energy Outlook (WEO) 2020; Szenarien des TYNDP von ENTSO-E; Mid-term Adequacy Forecast; Integrierte Energie- und Klimapläne, deren Grundlage für Deutschland die Prognos-Studie zum Klimaschutzprogramm ist; dena-Leitstudie Integrierte Energiewende 2018; Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Stand 2020); Mittelfristprognose 2020.

der Berechnung im März 2022 geltenden Werte der Preis-Futures verwendet, um die Preisentwicklung der nächsten 4 Jahre abzubilden. Zu diesem Zeitpunkt war der weitere starke Preisanstieg insbesondere von Erdgas nicht besser prognostizierbar. Langfristig werden Annahmen aus dem Szenario Stated Policies aus dem World Energy Outlook herangezogen.

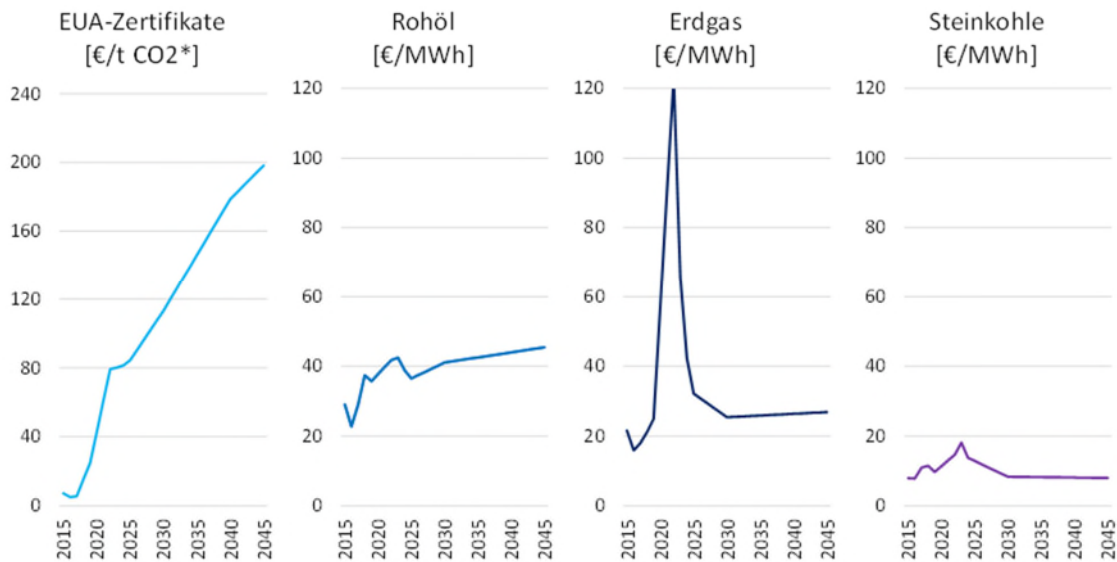


Abbildung 7 Prognostizierte Brennstoff- und Zertifikatspreisverläufe (Quelle: Consentec, IER, FfE)

2.1.2 Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerkparks

Den Berechnungen liegt die Annahme zugrunde, dass Kohle- und Kernenergiekapazitäten entsprechend der gesetzlichen Vorgaben der in diesem Versorgungssicherheitsmonitoring betrachteten Länder aus dem Markt ausscheiden (vgl. Abbildung 8). Hier können sich aber aufgrund der Berechnungen im Investitionsmodell auch andere Pfade ergeben, wenn die Kraftwerke schon zu einem vorherigen Zeitpunkt als in den Modellannahmen unterstellt, nicht mehr rentabel betrieben werden können.

Weitere erzeugungsseitige Annahmen betreffen die Bereitstellung von Wärme. Es ist unterstellt, dass der Wärmebedarf von Fernwärmenetzen und Industrieprozessen durch KWK-Anlagen, oder in Zukunft auch durch Power-to-Heat Anlagen, immer gedeckt sein muss. Deshalb werden explizit Vorgaben dazu gemacht, dass wärmeseitige Kapazitäten nicht zurückgehen dürfen und bei Stilllegungen entsprechende KWK-Ersatzinvestitionen stattfinden. Zur Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung wird zudem unterstellt, dass als Ersatzinvestitionen zu ausscheidenden kohlebefeuelten KWK-Anlagen GuD-Anlagen zum Einsatz kommen.

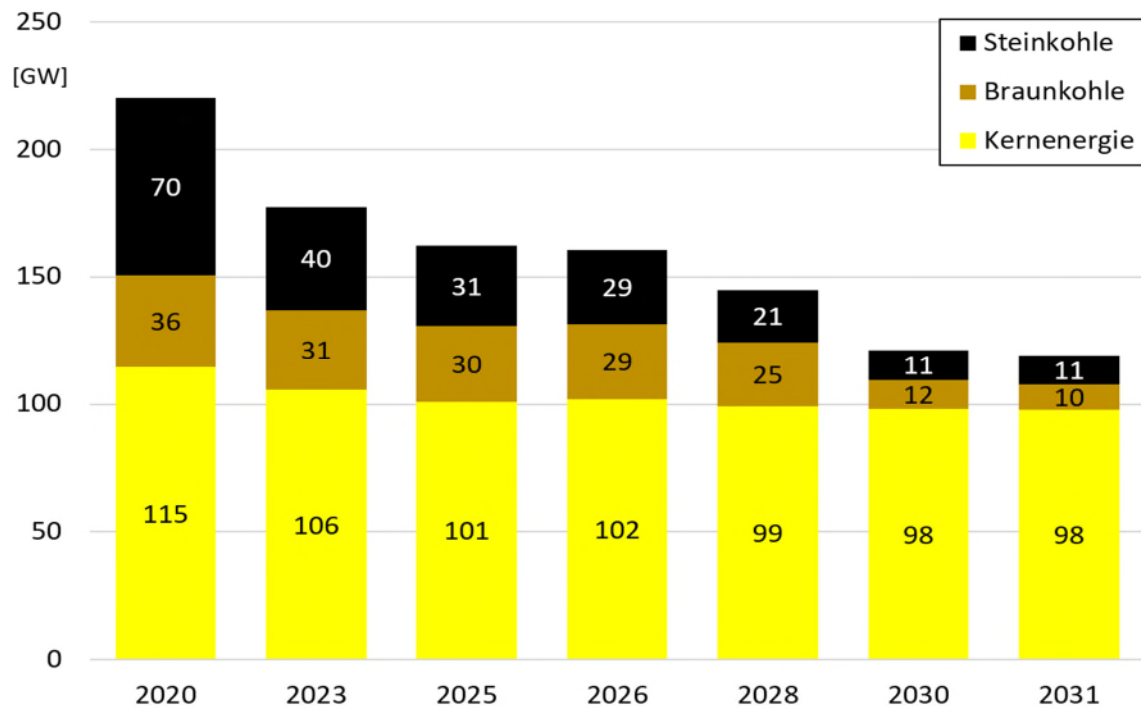


Abbildung 8 Gesetzliche Ausstiegspfade für Kern- und Kohlekraftwerke aller betrachteten Länder (Quelle: Consentec, IER, FfE)

2.1.3 Bruttostromverbrauch

Im Szenario steigt aufgrund "neuer" Verbraucher der Bruttostromverbrauch in Deutschland ab dem Jahr 2026 kontinuierlich an (vgl. Abbildung 9). Zu diesen neuen Verbrauchern zählen die Elektromobilität, Power-to-Gas- und Power-to-Heat-Anwendungen sowie Wärmepumpen. Durch die zusätzlichen Verbraucher beläuft sich der vorliegend angenommene Bruttostrombedarf im Jahr 2025 bereits auf 625 TWh und steigert sich linear bis auf 715 TWh im Jahr 2030. Der heute dominierende „klassische“ Stromverbrauch sinkt aufgrund von Energieeffizienzmaßnahmen um etwa drei Prozent. Diese Einsparungen werden aber durch zukünftige Nachfrageentwicklungen überkompensiert.

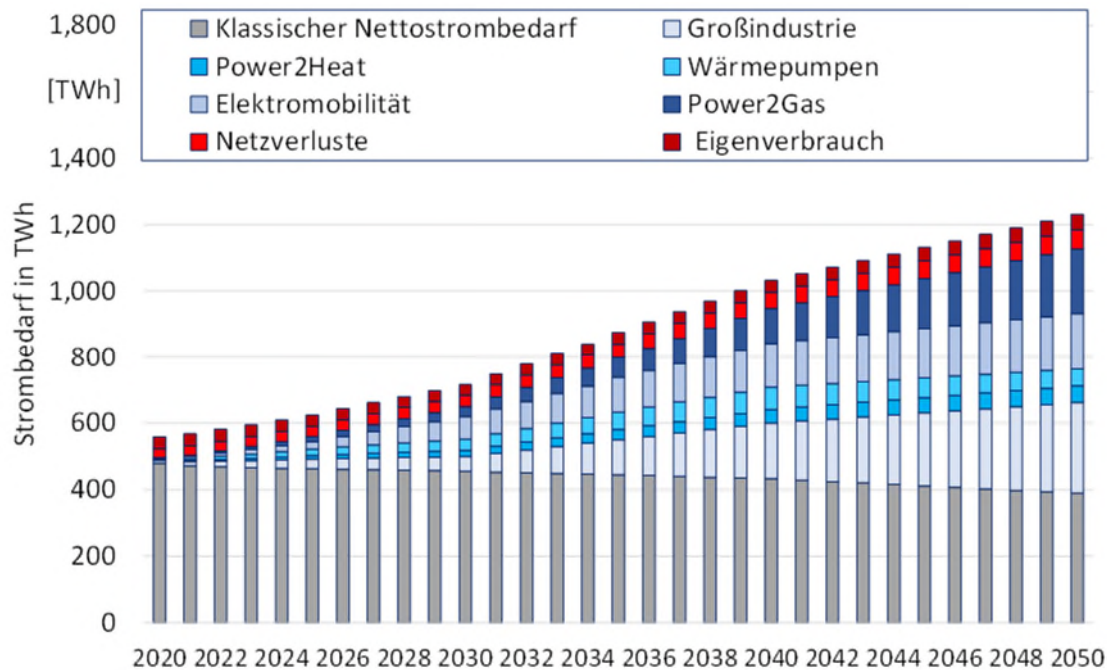


Abbildung 9 Entwicklung Bruttostromverbrauch in Deutschland (Quelle: Consentec, IER, FfE)

2.1.4 Ausbau der Erneuerbaren Energien und deren Anteil am Bruttostromverbrauch

Der Entwicklungspfad für den Ausbau der Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 ergibt sich aus den Diskussionen bezüglich der im EEG2023²⁰ festgeschriebenen Ausbauzielen (siehe Tabelle 1). Er wird dem Modell als exogene Annahme vorgegeben.

Zum Zeitpunkt der Szenarioerstellung wurde von einem Bruttostromverbrauch von 715 TWh in 2030 ausgegangen (siehe Kapitel D 2.1.3). Der im Szenario angenommene Bruttostromverbrauch liegt folglich etwas unterhalb des nach EEG2023 vorgegebenen Wertes. Somit hat der Ausbau der Erneuerbaren Energien einen etwas höheren prozentualen Anteil am Bruttostromverbrauch als im Gesetz verankert ist.

Für das Jahr 2031 werden die Annahmen konsistent zum Netzentwicklungsplan fortgeschrieben. Neben den steigenden installierten Leistungen Erneuerbarer Energien steigt auch der Anteil am Bruttostromverbrauch auf über 80 % im Jahr 2030.

²⁰ Vgl. BT-Drs. 20/1630, abrufbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/016/2001630.pdf>

Ausbau der Erneuerbaren Energien

Energieträger [GW]	2022	2025	2026	2028	2030
Wind Onshore	54,4	73,0	81,4	98,2	115,0
Wind Offshore	7,8	11,0	14,8	22,4	30,0
Photovoltaik	53,7	104,0	126,2	170,6	215,0
Biomasse	10,3	10,0	10,0	10,0	10,0
Wasserkraft	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Sonstige	0,3	0,2	0,3	0,4	0,5

Tabelle 1 Ausbau der Erneuerbaren Energien (eigene Darstellung basierend auf Consentec, IER, FfE)

2.2 Wetterjahre

Die Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks sowie die Untersuchungen zur netzseitigen Versorgungssicherheit werden anhand zweier Wetterjahre durchgeführt. Eine wesentliche Anforderung an diese beiden Wetterjahre ist, dass sie sowohl in Bezug auf die Residuallast typisch sind, als auch solche Situationen enthalten, die zu einer hohen aber repräsentativen Belastung des europäischen Übertragungsnetzes mit besonderem Fokus auf Deutschland führen. Ersteres ist notwendig, um eine belastbare Ermittlung von (Des-)Investitionsentscheidungen zu erhalten. Letzteres, damit die netzseitige Versorgungssicherheit adäquat bewertet werden kann. Zusätzlich sollen sich die beiden ausgewählten Wetterjahre in Bezug auf ihre Eigenschaften möglichst ergänzen.

Die Auswahl der konkreten Wetterjahre erfolgt anhand verschiedener Parameter, wie beispielsweise dem Jahresertrag von Photovoltaik- und Windenergieanlagen oder dem Heizwärmebedarf. Die Parameter werden dabei für die letzten vierzig Wetterjahre erhoben und untereinander verglichen. Bei der Auswahl von Referenzjahren für die Modellierung erfolgt jedoch eine Einschränkung auf die Jahre 2011 bis einschließlich 2019 mit dem Ziel, aus diesem Zeitraum ein Wetterjahr auszuwählen, das auch bei einer Betrachtung der längeren Historie als typisch gilt.

Im Ergebnis steht das Wetterjahr 2012 als „mittleres“ Jahr. Es ist u. a. charakterisiert durch typische Werte für den Ertrag von Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Unter Berücksichtigung aller vorliegenden Jahre ist das Wetterjahr 2012 trotz einer besonders kalten Woche gut als gemeinsames Referenzwetterjahr für die Analysen geeignet, weil es im Mittel und bei europaweiter Betrachtung bei allen Kenngrößen typische Ausprägungen und gleichzeitig eine kalte Woche mit ausreichend hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen in Deutschland aufweist. Das Wetterjahr 2012 wird zudem von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern für die Untersuchungen zur Ermittlung des deutschen Netzreservebedarfs verwendet.

Als zweites Wetterjahr wird das Wetterjahr 2019 ausgewählt, da dieses im Vergleich zu 2012 sehr warm ist. Es weist außerdem in Deutschland eine etwas höhere Stromerzeugung aus Windenergie auf. An konkreten Zahlen dargestellt ist bei einer Anwendung des Wetterjahres 2012 auf das Stromsystem in Deutschland im Jahr 2031 mit rund 360 TWh Stromerzeugung aus Windenergie zu rechnen, beim Wetterjahr 2019 hingegen mit 396 TWh. Der Vergleich der Wetterjahre ermöglicht eine Analyse hinsichtlich der Wirkung des angenommenen Wetters auf die Entwicklung des Kraftwerksparks. Das Jahr 2019 stellt dabei ein möglichst aktuelles Jahr dar, welches mögliche erste Veränderungen durch den Klimawandel bereits beinhaltet. Das Wetterjahr 2019

wird also als zusätzliches Wetterjahr in Form einer Sensitivitätsuntersuchung zum Referenzwetterjahr 2012 betrachtet.

In den Untersuchungen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt finden davon unabhängig die neun Wetterjahre von 2011 bis 2019 Anwendung, um eine umfassende Bewertung der Versorgungssicherheit unter Berücksichtigung vieler Wetterkonstellationen zu erreichen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die beiden Wetterjahre 2012 und 2019 für die Berechnung des Kraftwerksparks und die Berechnung der jährlichen Kraftwerkseinsätze herangezogen werden. Letztere Einsätze liegen auch der netzseitigen Versorgungssicherheitsanalyse zugrunde. Die neun verschiedenen Wetterjahre werden in der marktseitigen Versorgungssicherheitsanalyse mit unterschiedlichen Kraftwerksausfällen kombiniert, und gehen so in die wahrscheinlichkeitsbasierte Abschätzung der Versorgungssicherheit ein.

2.3 Netzausbauzustand

Neben dem oben dargestellten Szenarioannahmen, der für die Bewertung der marktseitigen Versorgungssicherheit notwendig und maßgeblich ist, ist der Ausbauzustand des deutschen und europäischen Übertragungsnetzes der wichtigste Eingangsparameter zur Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit. Im Fokus steht dabei die deutsch-luxemburgische Gebotszone, siehe Abbildung 10. Diese wird auf der Übertragungsnetzebene leitungs- und netzknotenscharf abgebildet. Die an Deutschland grenzenden Länder sowie Italien werden ebenfalls detailliert abgebildet. Die Netzinfrastuktur der weiteren europäischen Länder wird als vereinfachtes Modell betrachtet. Diese Vorgehensweise ist mit den Netzberechnungen, die dem Netzentwicklungsplan gemäß § 12b EnWG bzw. der Systemanalyse gemäß § 3 Abs. 2 NetzResV zugrunde liegen, vergleichbar²¹.

²¹ Vgl. 4 ÜNB (2022): Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes, Kap.3.



Abbildung 10 Detailgrad der Netzmodellierung: Fokusregion (blau) und angrenzende Länder (schräffiert) auf Übertragungsnetzebene netzknotenscharf; weitere Länder des Synchronverbundes (hellgrau) über vereinfachte Darstellung der Netzinfrastruktur. (Quelle: Consentec, FfE, IER)

Innerhalb des Betrachtungszeitraums der vorliegenden Analysen (2023 bis 2031) erfolgt eine Netzanalyse für drei Zieljahre. Diese stellen eine Teilmenge der Stützjahre dar, für die eine Investitionsrechnung (vgl. 1.3.1) erfolgt. Unter Berücksichtigung der Wetterjahre 2012 und 2019 (vgl. D 2.2) sind Netzberechnungen für die Jahre 2025, 2026 und 2031 Gegenstand der Betrachtung. Für jedes Betrachtungsjahr wird der angestrebte Zustand des (europäischen) Netzausbaus unterstellt. Es erfolgen keine unterjährigen Anpassungen des Netzausbauzustands. Der Netzausbauzustand wird so berücksichtigt, dass nur bis zu Beginn des jeweiligen Betrachtungsjahrs voraussichtlich in Betrieb zu nehmende Projekte antizipiert werden.

Der nationale Netzausbaufortschritt wird anhand des bestätigten Netzentwicklungsplans 2019 - 2030²² in Verbindung mit dem Bundesbedarfsplangesetz sowie aktueller Erkenntnisse aus dem Monitoring des Stromnetzausbaus der Bundesnetzagentur²³ und dem Prozess der Systemanalysen gemäß NetzResV abgebildet. Für die Projekte im europäischen Ausland sind die Angaben zu den (voraussichtlichen) Inbetriebnahmen gemäß des TYNDP 2020²⁴ maßgeblich.

Die in Deutschland geplanten Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) stehen in besonderem Fokus im Hinblick auf das Fortschreiten des Netzausbaus. Die HGÜ werden mit den in Tabelle 2 dargestellten angestrebten Inbetriebnahmejahren berücksichtigt.

²² Vgl. Bundesnetzagentur (2019): Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2019-2030.

²³ Vgl. Bundesnetzagentur (2022): Monitoring des Stromnetzausbaus, viertes Quartal 2021.

²⁴ Vgl. ENTSO-E (2021): TYNDP 2020.

Angestrebte Inbetriebnahmejahre der HGÜ	
Projektname	Angestrebtes Inbetriebnahmejahr
Emden Ost - Osterath (A-Nord)	2027
Osterath - Philippsburg (Ultranet)	2027
Brunsbüttel - Großgartach (SuedLink)	2028
Wilster - Grafenrheinfeld (SuedLink)	2028
Wolmirstedt - Isar (SuedOstLink)	2027
Klein Rogahn - Isar (SuedOstLink)	2030

Tabelle 2 Angestrebte Inbetriebnahmejahre²⁵ der in Deutschland geplanten Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) (eigene Darstellung)

Die in den einzelnen Betrachtungsjahren jeweils gültigen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise mögliche Redispatchpotentiale im Ausland und die für den Zeitraum 2024 / 2025 festgestellte Netzreserve²⁶ werden ebenfalls berücksichtigt.

²⁵ Vgl. Bundesnetzagentur (2022): Monitoring des Stromnetzausbaus, viertes Quartal 2021.

²⁶ Vgl. Bundesnetzagentur (2020): Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025.

3 Ergebnisse

Ausgehend vom Startkraftwerkspark im Jahr 2022 wird das in Kapitel D 2 vorgestellte Szenario entsprechend der in Kapitel C3.2 -D 1.5 beschriebenen Methodik analysiert. Es wird also zunächst bestimmt, wie sich unter den angenommenen Rahmenbedingungen der Kraftwerkspark weiterentwickeln wird, ob aufgrund von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen einzelne Investitionen doch nicht zu erwarten sind, und welches Niveau sich daraufhin für die Versorgungssicherheit ergibt. Zudem wird für einzelne Jahre geprüft, ob die Stromübertragung vom Erzeuger zum Verbraucher netzseitig gewährleistet werden kann, oder ob hier Maßnahmen notwendig werden.

Das Szenario ist gekennzeichnet von einem steten und starken Zuwachs Erneuerbarer Energien und der flexiblen Stromnachfrage, sowie dem Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65 % zu senken (siehe Kapitel D 2). In diesem Umfeld entwickeln sich der konventionelle Kraftwerkspark sowie Investitionen in die Flexibilisierung der Last (Demand Side Management, DSM) und in Netzersatzanlagen. Die angenommenen THG-Minderungsziele für das Szenario bedingen hohe CO₂-Preise als Input für das Investitionsmodell. In der Folge ergibt sich eine erheblich geringere Produktion aus Kohle. Die Ergebnisse dieses Szenarios legen nahe, dass Kohle-KWK-Anlagen modellendogen stillgelegt werden würden. Als Folge werden modellendogen zugebaute GuD-Anlagen als KWK-Anlagen angenommen, die die stillgelegten Kohle-KWK-Anlagen teilweise ersetzen. Modellendogen bedeutet, dass die jeweiligen Zubauten bzw. Stilllegungen nicht vorher vorgegeben wurden und sich aus den Modellberechnungen selbst ergeben und somit als marktliche Reaktion gewertet werden. Dagegen werden bereits feststehende Kraftwerksneubauten oder auch der Ausstieg aus der Atomkraft oder der im KVBG festgelegte Stilllegungspfad für die Kohlekraftwerke in Deutschland dem Modell vorab als sog. exogene Annahmen vorgegeben. Die Bedienung der Wärmenachfrage insgesamt wird weiterhin sichergestellt. Selbstverständlich hängt in der Praxis die Versorgungssicherheit davon ab, dass die vorausgesetzten Rahmenparameter gewährleistet bleiben und sowohl der Zubau erneuerbarer Erzeugung als auch der Neubau der Gas-befeuerten Anlagen tatsächlich realisiert wird.

Die Entwicklung des Anlagenparks ist nicht nur abhängig von den genannten Rahmenbedingungen, sondern auch von dem unterstellten Wetterjahr (vgl. auch Kapitel D 2.2). Bei der Bestimmung des Wetterjahres für die Investitionsrechnungen wurde mit dem Jahr 2012 ein Jahr gewählt, das im Betrachtungsgebiet einen sehr durchschnittlichen Charakter bei Temperatur, Wind und Sonneneinstrahlung aufweist. Hintergrund ist die Annahme, dass Investoren in ihren Überlegungen über längere Zeiträume von durchschnittlichen Wetterjahren ausgehen. Die Wahl des Wetterjahres hat einen direkten Einfluss auf die berechneten, zu erwartenden Erzeugungsmengen der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Anlagen, sowie auf die Höhe der Nachfrage. Die Erwartungshaltung bzgl. der Entwicklung beider Parameter, also der Erzeugung aus Wind und Sonne sowie der Nachfrage, ergeben die Höhe der residualen Last, die durch konventionelle Anlagen gedeckt werden muss. Damit beeinflussen diese Parameter die Investitionsentscheidung maßgeblich. Insofern sind die Annahmen zum Wetterjahr, die dann wiederum Nachfrage und EE-Erzeugung beeinflussen, Basis für die Investitionsentscheidungen. Um den Einfluss unterschiedlicher Annahmen zum Investorenverhalten aufzuzeigen werden in dieser Untersuchung neben den Ergebnissen auf Grundlage des Wetterjahres 2012 auch die Ergebnisse auf Grundlage des Wetterjahres 2019 prognostiziert. Zunächst werden die Ergebnisse für das Wetterjahr 2012 vorgestellt (Kapitel D 3.1.1 und D 3.1.2) und anschließend mit den Ergebnissen für das Wetterjahr 2019 verglichen (Kapitel D 3.1.3). Die Stilllegungen und Neuinvestitionen beziehen sich immer auf den Zeitraum bis zum vorangegangenen Betrachtungsjahr. Zubauten werden in den Startpark zur Berechnung des nächsten Betrachtungsjahres übernommen. Stilllegungen werden immer zunächst als saisonal angenommen, sofern sie dann

nicht auch exogen, d.h. zum Beispiel über gesetzliche Vorgaben, festgelegt sind. Sollten zuvor stillgelegte Anlagen in Folgejahren wieder in den Markt kommen, werden diese mit einem grünen Rahmen in den Abbildungen gekennzeichnet.

3.1 Entwicklung des Anlagenparks

Die Entwicklung des Anlagenparks wird für die Betrachtungsjahre 2023, 2025, 2026, 2028 und 2031 für das Betrachtungsgebiet (Deutschland, Luxemburg, Österreich, Belgien, Schweiz, Tschechien, Dänemark, Frankreich, Ungarn, Italien, Niederlande, Polen, Slowenien, Slowakei, Spanien, Finnland, Kroatien, Norwegen, Portugal, Rumänien, Schweden und Großbritannien) dargestellt. Anschließend werden die Ergebnisse unter Anwendung der Akteursanalyse (Kapitel D 1.3.2) überprüft.

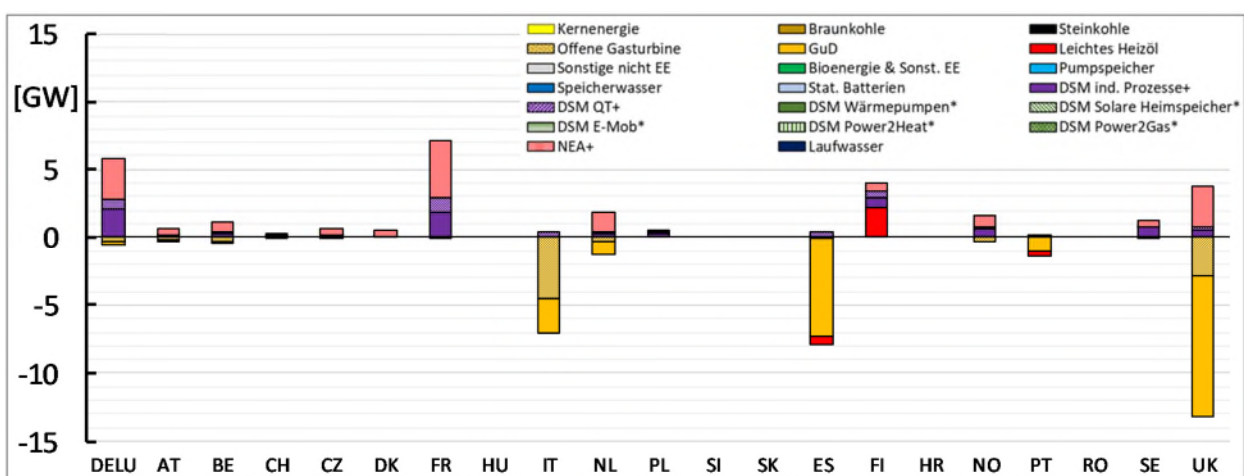


Abbildung 11 Endogene Veränderung des Anlagenparks im Jahr 2023 nach Marktgebieten (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Im Modell werden direkt in 2023 europaweit große Mengen, 31,9 GW, an Erdgaskapazität stillgelegt. Vor allem in IT, ES und UK findet hier ein Abbau von Überkapazitäten statt. Dagegen werden Zubauten bzw. Aktivierungen (insgesamt 27,6 GW) von Netzersatzanlagen (NEA), Flexibilität aus industriellen Prozessen (DSM ind. Prozesse+) und Flexibilität aus Querschnittstechnologien im GHD-Sektor (DSM QT+) getätigt. Inwieweit sich diese großen Veränderungen tatsächlich schon in der relativ kurzen Zeit bis (Ende) 2023 realisieren werden, bleibt zu beobachten. Die massive Erschließung der Netzersatzanlagen mit 3 GW in DE und ca. 12,7 GW im restlichen Betrachtungsgebiet ist mit Unsicherheiten besetzt, auch wenn diese Anlagen mit 4,5 GW in DE und insgesamt knapp 19,5 GW im gesamten Betrachtungsgebiet alle schon bestehen und für die Teilnahme am Strommarkt aktiviert werden müssten. Die Annahmen zu den Netzersatzanlagen beruhen u. a. auf den Ergebnissen der Studie „Stromdesign der Zukunft“ im Auftrag des Umweltbundesamtes²⁷. Darin wurde ermittelt, dass die Netzersatzanlagen typischerweise eine Größe von 300 kW bis 2.500 kW haben. Grundsätzlich wird von einer größeren Kapazität von Netzersatzanlagen in Deutschland ausgegangen als die angenommenen 4,5 GW, die damit eine konservative Abschätzung bedeuten. Zu berücksichtigen ist bei der Bewertung der Mo-

²⁷ Vgl. Umweltbundesamt (2016): Strommarktdesign der Zukunft 2015.

dellergesults, dass spätere Investitionen in der Realität höchstwahrscheinlich auch spätere Stilllegungen bedingen werden und umgekehrt. Dies zu beobachten und gegebenenfalls darauf zu reagieren, bleibt Aufgabe des fortlaufenden Monitorings der Versorgungssicherheit Strom.

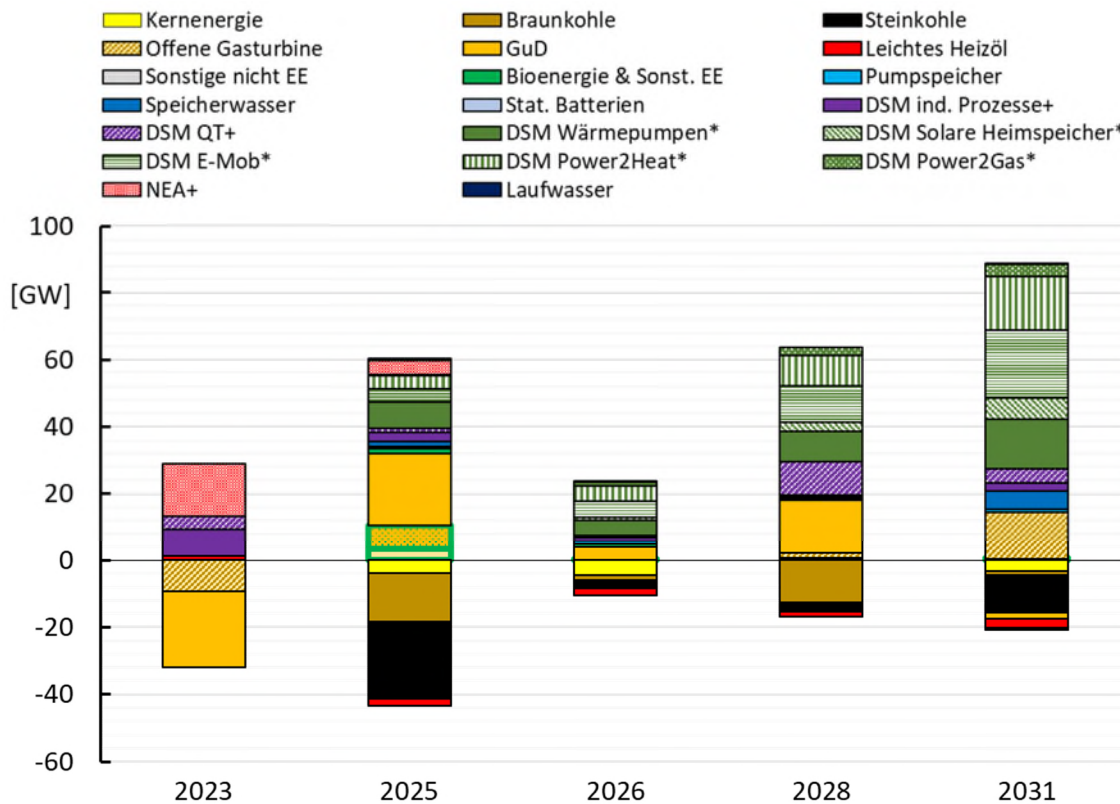


Abbildung 12 Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten im gesamten Betrachtungsgebiet ²⁸
(Quelle: Consentec, IER, FfE)

Bei den Zu- und Rückbauten im gesamten Betrachtungsgebiet sieht man in Abbildung 12 neben den bereits beschriebenen Veränderungen in 2023, dass bis Ende 2025 insgesamt 37 GW Kohlekapazitäten vorzeitig stillgelegt werden und gleichzeitig in Summe 28,5 GW GuD-Anlagen neu hinzugebaut (21,4 GW) bzw. wieder reaktiviert (7,1 GW) werden. Dies begründet sich vor allem aus der Annahme, dass die Brennstoffpreise ab 2025 in Verbindung mit dem CO₂-Preis den Betrieb von Kohlekraftwerken zunehmend unwirtschaftlich werden lassen. Bis 2031 werden darüber hinaus annahmegestrieben die verschiedenen Flexibilitätsoptionen ausgebaut. Hierunter fallen auch die Investitionen in die neuen Speichertechnologien Elektrische Wärmepumpen in Haushalten (DSM Wärmepumpen), Solare Heimspeichersysteme (DSM Solare Heimspeicher), Elektromobilität (DSM E-Mob), Power2Heat-Anlagen für Wärmenetze bzw. Industrieanwendungen (DSM Power2Heat) und Power2Gas-Anlagen (DSM Power2Gas). Die Kapazitäten dieser Technologien werden hier mit der verfügbaren flexiblen Leistung der Stunde mit der höchsten residualen Last im jeweiligen Land angegeben. Im Jahr 2031 betragen die Kapazitäten im gesamten Betrachtungsgebiet für DSM Wärmepumpen 56,6 GW, für DSM Solare Heimspeicher 10,4 GW, für DSM E-Mobilität 42,3 GW, für DSM Power2Heat 43,6 GW und für DSM Power2Gas

²⁸ Breit grün umrandete und schraffierte Blöcke stellen in Vorjahren vorübergehend stillgelegte Kapazitäten dar, die im jeweiligen Jahr reaktiviert werden

8,2 GW. Die Kapazität bei Pumpspeicherkraftwerken steigt von 54,1 GW in 2023 auf 57,3 GW in 2031. Der Anstieg verteilt sich auf bereits bekannte und damit exogen vorgegebene Zubauten.

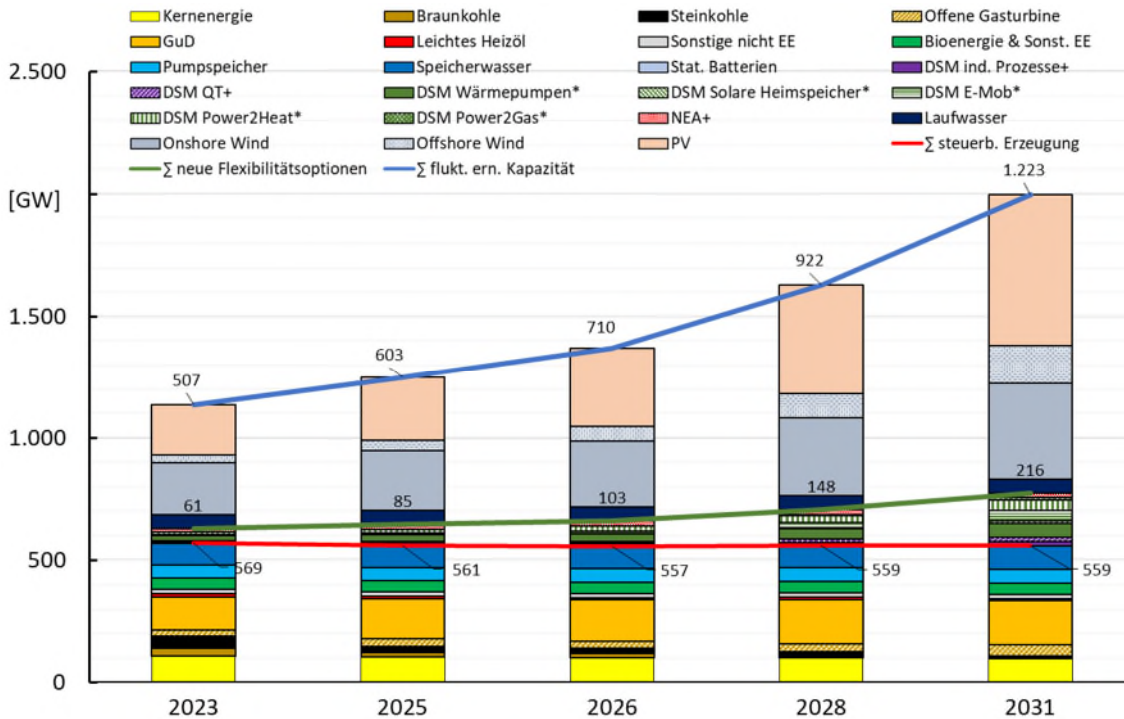


Abbildung 13 Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das gesamte Betrachtungsgebiet (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Die in Abbildung 13 gezeigten EE-Kapazitäten (blaue Linie) wachsen annahmegemäß im gesamten Betrachtungsgebiet von 507 GW in 2023 auf über 1.223 GW in 2031 an. Der annahmeseitige Aufwuchs von Flexibilitätsoptionen (grüne Linie) beschleunigt sich über den Betrachtungszeitraum und die Kapazität steigt von 61GW in 2023 auf 216 GW in 2031. Im konventionellen Bereich (inkl. Pumpspeicher und Speicherwasser) werden die wegfallenden Kohlekapazitäten wie beschrieben auch durch zusätzliche Gaskapazitäten ersetzt. Insgesamt sinkt die Summe der konventionellen Kapazität im Betrachtungsgebiet bis 2031 jedoch um 10 GW.

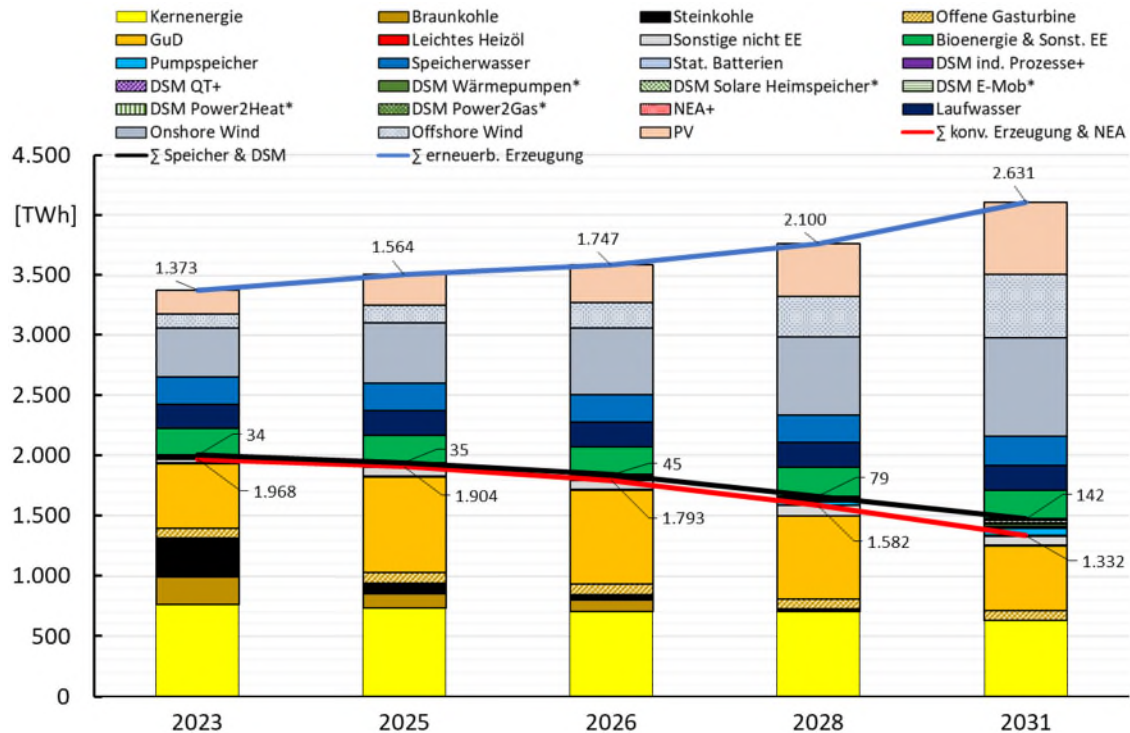


Abbildung 14 Entwicklung der Erzeugungsmengen für das gesamte Betrachtungsgebiet (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Die Veränderungen im Kraftwerkspark zeigen sich auch bei den Erzeugungsmengen (Abbildung). Die im Zeitverlauf immer stärker ausgebauten Flexibilitätsoptionen, die wie Kurzzeitspeicher wirken, kommen relativ selten zum Einsatz und tragen daher entsprechend geringe Strommengen bei. Es kann davon ausgegangen werden, dass diese Flexibilitätsoptionen, wie auch die offenen Gasturbinen, insbesondere in Stunden mit hoher Residuallast zum Einsatz kommen, in denen sie ihre wichtige Rolle bei der Spitzenlastreduktion bzw. -deckung erfüllen. Daneben wird deutlich, dass die überproportional rückläufige Produktion aus Kohle zum Teil mit der Produktion aus Erdgaskapazitäten ersetzt wird. Deutlich zeigt sich der massive Ausbau der EE-Anlagen, die in der Folge entsprechend größere Energiemengen produzieren, ausgehend von 1.373 TWh in 2023 bis ca. 2.631 TWh in 2031. Diese Werte sind immer vor dem Hintergrund des gewählten Wetterjahres mit den entsprechenden Wind- und Einstrahlungsdaten zu sehen.

3.1.1 Gebotszone Deutschland/Luxemburg (DELU)

Die Entwicklung in der Gebotszone DELU folgt im Wesentlichen den für das gesamte Betrachtungsgebiet gemachten Beobachtungen.

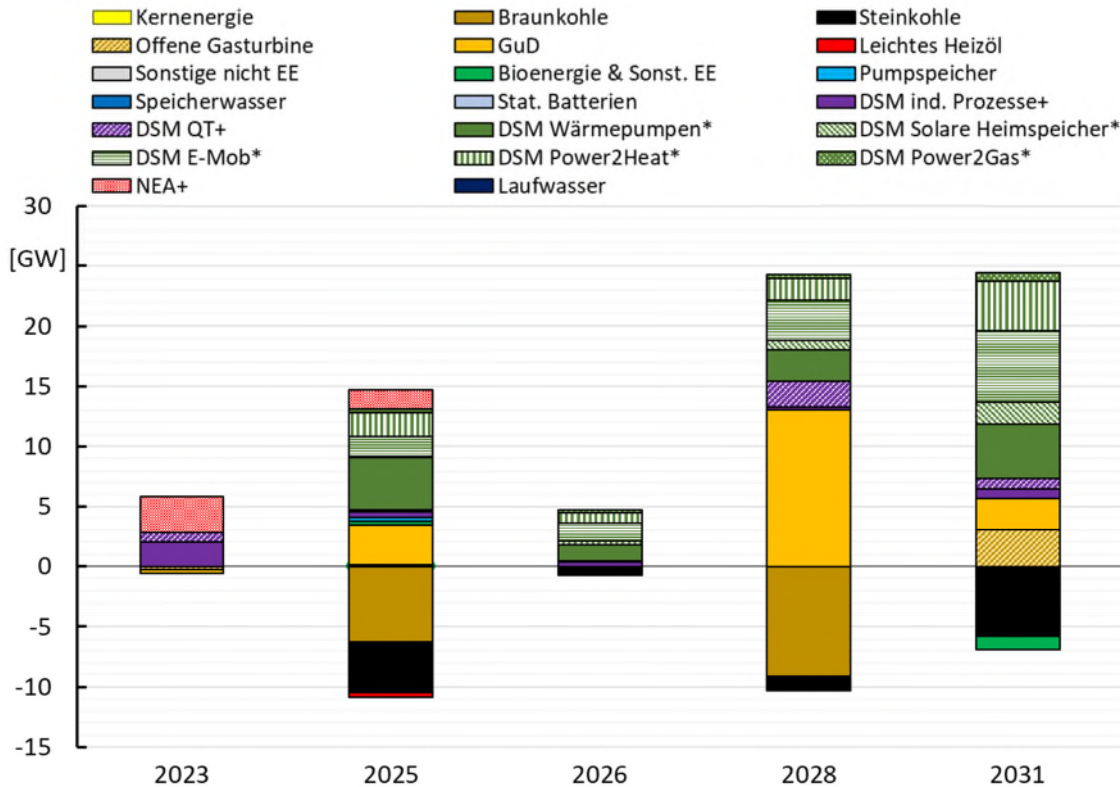


Abbildung 15 Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Ein modellendogener schnellerer Kohleausstieg als im KVBG vorgegeben vollzieht sich in zwei Schritten bis 2025 und nochmal bis 2028. D.h. die Braunkohle wird im Modell marktgetrieben bis 2028 vollständig stillgelegt. Auch hier ist es wichtig, die Annahmen für die Brennstoffe in Verbindung mit dem CO₂-Preis als Ursache für diesen Fuel-Switch hin zu GuD-Anlagen zu berücksichtigen. In 2031 wird der dem Modell vorgegebene Kohleausstieg bis 2030 sichtbar und die letzten 5,6 GW Steinkohlekapazität stillgelegt. Demgegenüber stehen in 2023 der schon beschriebene modellendogene Aufbau von Kapazität bei Netzersatzanlagen (NEA; 3 GW) und auch DSM industrielle Prozesse und Querschnittstechnologien (2,9 GW), die bis 2031 auf 4,5 GW NEA und 8 GW DSM wachsen und damit ihr vorgegebenes maximales Potential ausschöpfen. Neben dem ab 2025 immer stärker sichtbaren Aufbau der exogen vorgegebenen Flexibilitätsoptionen, die wie Kurzzeitspeicher wirken (bis 2031 bei DSM Wärmepumpen 18 GW, DSM Solare Heimspeicher 3 GW, DSM E-Mob 13,7 GW, DSM Power2Heat 13,7 GW und für DSM Power2Gas 2,1 GW), wird der Zubau von großen Kapazitäten erdgasbefu-erter Kraftwerke augenscheinlich (bis 2025 3,4 GW, bis 2028 13 GW, bis 2031 5,7 GW, davon 3,1 GW offene Gasturbine). In der Summe sind es bis 2031 insgesamt netto 21,4 GW zusätzliche erdgasbetriebene Kraftwerkskapazität, 58,5 GW Kapazität an flexiblen Verbrauchern und 4,5 GW NEA, der die Stilllegung von 26,9 GW bei Braun- und Steinkohle gegenüberstehen.

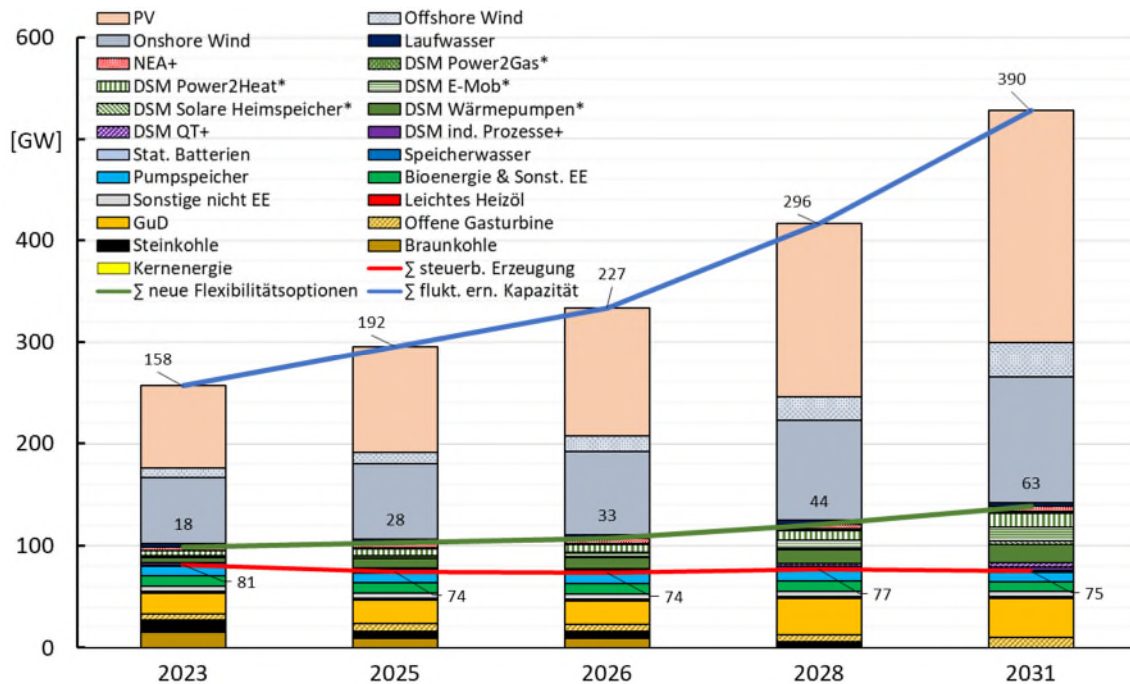


Abbildung 16 Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das Marktgebiet Deutschland und Luxemburg (DELU) (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Im Kraftwerkspark ergibt sich für DELU folgende Entwicklung: Die steuerbare Erzeugung nimmt leicht ab und steht in 2031 bei 75 GW (Abbildung 17: rote Line). Die steuerbare Kapazität, die die Flexibilitätsoptionen miteinschließt, steigert sich hingegen in der Summe von 99 GW in 2023 auf 138 GW bis 2031 (grüne Linie plus blaue Linie). Festzuhalten bleibt, dass unter dem im Szenario angenommenen Klimaziel für die Treibhausgasreduzierung und dem dadurch indizierten Ausbau der Kapazitäten für Energie aus erneuerbaren Energien und entsprechenden Annahmen zu den CO₂-Preisen die Erzeugung von Strom aus Kohle unter erheblichen wirtschaftlichen Druck gerät, da die Brennstoffpreise für Kohle und Erdgas in Kombination mit dem steigenden CO₂-Preis einen Betrieb für Kohlekraftwerke unwirtschaftlich werden lassen.

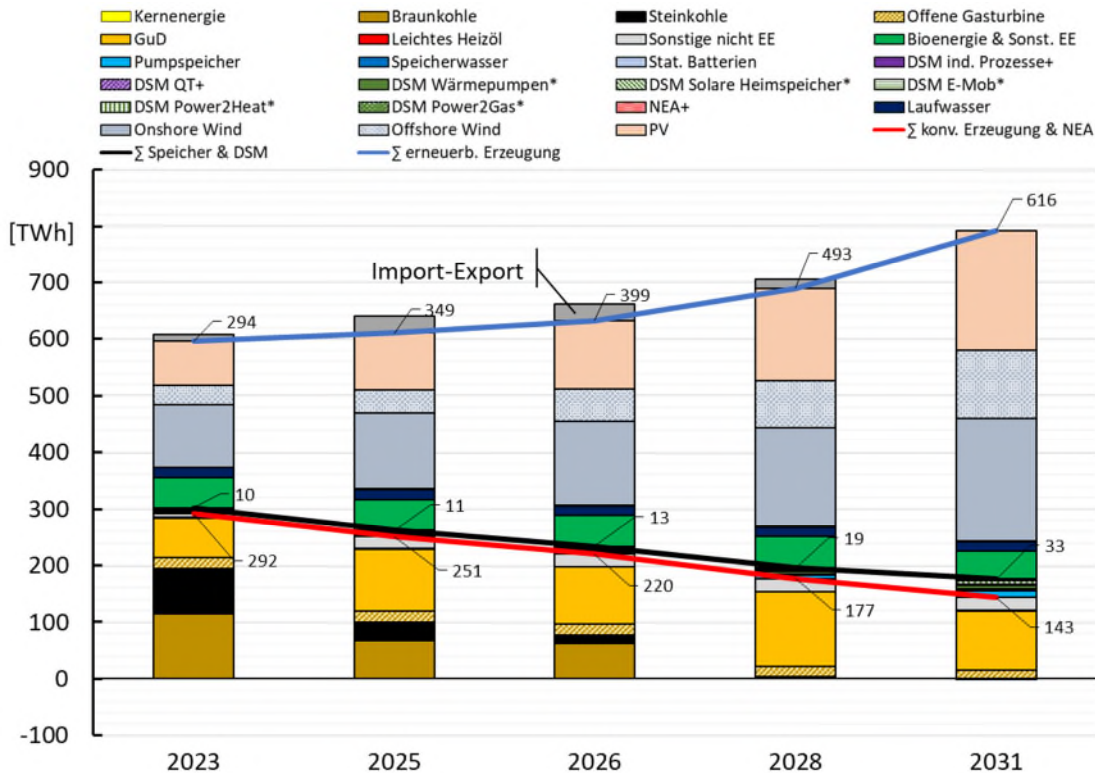


Abbildung 17 Entwicklung der Erzeugungsmengen für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU)
(Quelle: Consentec, IER, FfE)

Bei Betrachtung der Energiemengen wird deutlich, dass die produzierten Strommengen aus Kohle noch schneller zurückgehen, als ihre Kapazitäten stillgelegt werden. Die Erzeugung aus EE wächst entsprechend des Ausbaus deutlich an. Zusätzlich ergibt sich im Modell ein Importsaldo, der vom Maximum von 29,4 TWh in 2025 sinkt und in 2031 in einen kleinen Exportsaldo von 1,6 TWh dreht. Die Spitzenlasttechnologien der Flexibilität, die wie Kurzzeitspeicher wirken, und auch die offenen Gasturbinen kommen ihrer Kostenstruktur entsprechend nur sehr selten zum Einsatz und erzeugen in Relation zu ihrer jeweiligen Kapazität eine eher geringe Energiemenge (Spitzenlast-Einsatz).

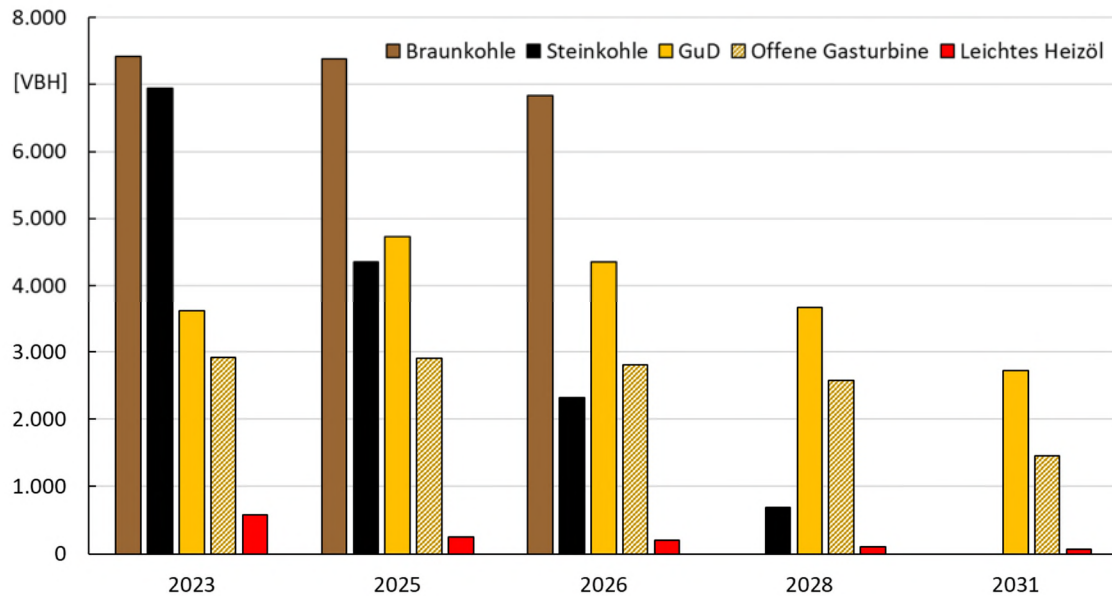


Abbildung 18 Mittlere Volllastbenutzungsstunden (VBH) von Erzeugung auf Basis Braunkohle, Steinkohle und Erdgas im Marktgebiet Deutschland und Luxemburg (DELU) (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Die Volllastbenutzungsstunden je Kapazität sinken von 2023 bis 2028 bei der Steinkohle erheblich (Abbildung 18), während sie bei der Braunkohle auf Grund der Kostenstruktur zunächst von 2023 bis 2026 auf ähnlichem Niveau verharren und erst mit der Stilllegung der letzten Kapazitäten in 2028 verschwinden. Auch bei den stark zugebauten GuD-Kraftwerken sinken die VBH kontinuierlich. Das ist die Folge des EE-Ausbaus, der auch die Stromerzeugung aus GuD weiter in die reine Spitzenlastdeckung schiebt. Die offenen Gasturbinen haben im Vergleich zu den GuD-Anlagen nochmal weniger Volllastbenutzungsstunden, was ihren Charakter als absolute Spitzenlastkraftwerke erkennen lässt.

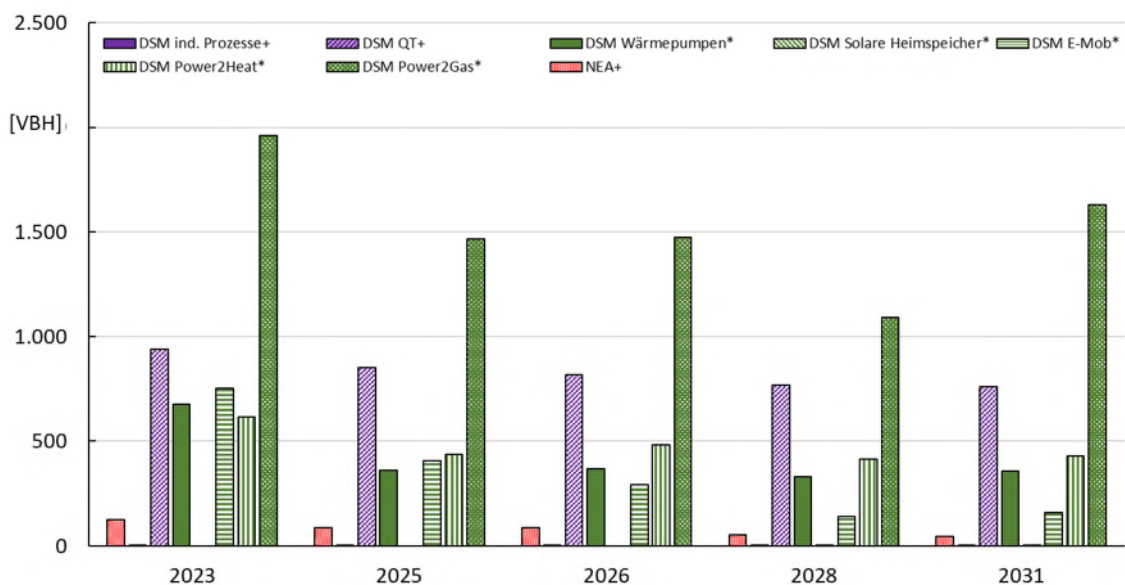


Abbildung 19 Mittlere Volllastbenutzungsstunden (VBH) der neuen Flexibilitätsoptionen im Marktgebiet Deutschland und Luxemburg (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Bei der Betrachtung der Volllastbenutzungsstunden der einzelnen Flexibilitätsoptionen lässt sich erkennen, dass diese meist nur in einer sehr kleinen Stundenzahl zum Einsatz kommen (Abbildung 19). Das liegt an den hohen Ausübungskosten insb. für DSM industrieller Prozesse, die stromintensive Verbraucher wie z. B. die Eisen- und Stahlindustrie oder die Chemieindustrie umfasst (z. B. in 2031 in 4 Stunden). Auch Heimspeichern (2 Stunden in 2031), die als Batteriespeicher zuvorderst zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von selbstproduziertem PV-Strom genutzt werden und entsprechenden zeitlichen Restriktionen für das Be- und Entladen folgen, werden hohe Ausübungskosten zugeordnet. Elektroautos mit 188 und Netzersatzanlagen mit zunächst knapp hundert und in 2031 dann 35 Vollbenutzungsstunden wirken ebenfalls nur in absoluten Spitzenlastsituationen.

Demgegenüber stehen die DSM Querschnittstechnologien (z. B. in 2031 mit 707 Stunden) und Power-to-Gas-Anlagen (1.900 Stunden), deren Kostenstruktur günstiger ist und die daher häufiger zum Einsatz kommen. Unter DSM Querschnittstechnologien sind dabei solche Verbraucher aus Gewerbe, Handel und Dienstleistungen zusammengefasst, die (Teile ihrer) Last bis zu 2 Stunden verschieben können. Pumpspeicherkraftwerke laufen in 2031 in 1.131 Stunden. Die großen Kapazitäten dieser DSM- und Speichertechnologien in Verbindung mit den geringen Volllastbenutzungsstunden lassen den allgemeinen Charakter dieser Technologien als Spitzenlast- bzw. Spitzenlastglättungsanlagen hervortreten. Sie werden selten bis sehr selten gebraucht, aber in diesen Stunden tragen sie mit ihrer hohen Kapazität maßgeblich zur Versorgungssicherheit bei.

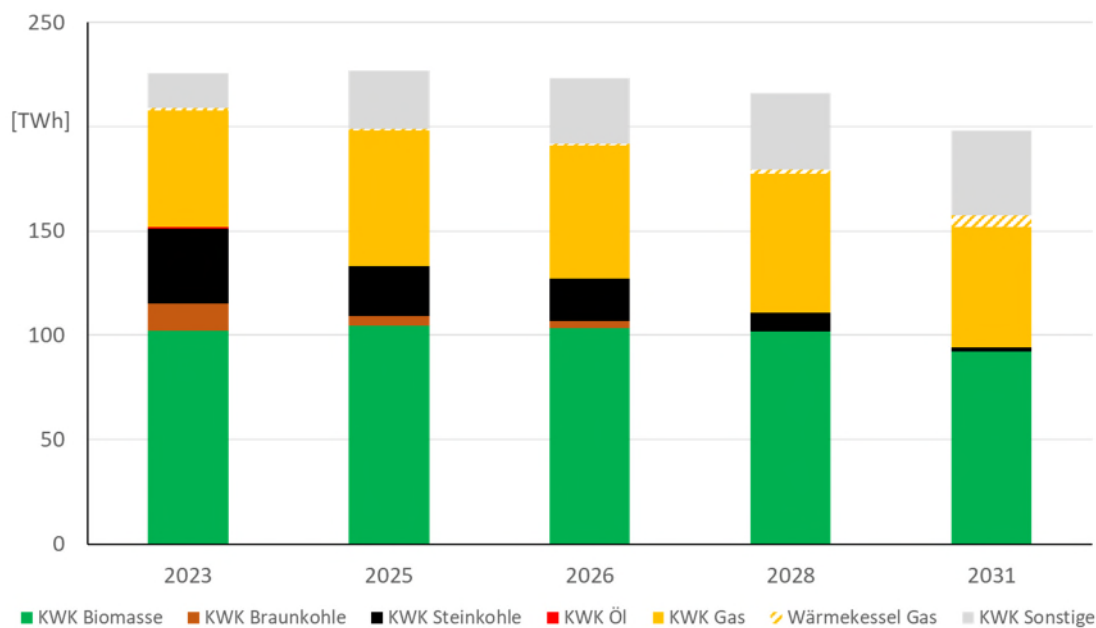


Abbildung 20 Wärmebereitstellung aus KWK-Anlagen im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU)
(Quelle: Consentec, IER, FfE)

Bei der Betrachtung der Wärmebereitstellung (Abbildung 20) wird erkennbar, dass analog zur Stromerzeugung Gaskraftwerke zunächst die wegfallende Wärmemenge aus den Kohle-KWK-Kraftwerken ersetzen. Die sinkende Wärmemenge ist annahmegemäß auf die zunehmende Energieeffizienz und zunehmende Elektrifizierung bei der Wärmenutzung zurückzuführen.

3.1.2 Wirtschaftlichkeitsabschätzung in Deutschland/Luxemburg (Akteursanalyse)

Der im vorigen Kapitel dargestellte Kraftwerkspark unterliegt der Prämisse einer Systemkostenminimierung, die auf der Annahme von rationalen Akteuren im perfekten Wettbewerb beruhen (siehe Kapitel 1.3.1). Da dies nicht zwingend dem realen Verhalten der Akteure entspricht, welches auch durch Effekte beeinflusst wird, die im Modell nicht abgebildet werden können, wird das Ergebnis der Investitionsrechnung für die einzelnen Stützjahre mit der in Kapitel D 1.3.2 beschriebenen Akteursanalyse überprüft.

Dabei werden die einzelnen Schritte gemäß der dort in D 1.3.2 beschriebenen Methode durchlaufen. Das Ergebnis dieser Prüfung, bei der die Erlöse aus Wärme und Regelleistung sowie mögliche marktliche Preisaufschläge betrachtet werden, ist die Streichung einer geringen Kapazität je Betrachtungsjahr (siehe Tabelle 3). Diese Kapazitäten erwirtschaften entweder einen negativen (jährlichen) Deckungsbeitrag, oder bei Neuinvestitionen wird ein negativer Barwert über die Lebensdauer errechnet. In der Konsequenz werden diese Kapazitäten daraufhin gestrichen. In den Stunden, in denen die gestrichene Kapazität einen Beitrag zur Lastdeckung geleistet hätte, erhalten die verbleibenden Anlagen die Knappheitsprämie in Höhe von 10.000 €/MWh. Nach der Streichung der Kapazitäten gemäß Tabelle 3 Ergebnisse der Akteursanalyse; (Quelle: Consentec, IER, FfE) erwirtschaften alle Anlagen positive jährliche Deckungsbeiträge bzw. haben einen positiven Barwert.

Eine wichtige Erkenntnis lässt sich aus der Akteursanalyse ableiten. Die in der Tabelle 3 abgebildete Anzahl der Stunden mit Knappheitsprämie beziffert die Anzahl an Stunden je Betrachtungsjahr, in denen die gestrichene Leistung zum Einsatz gekommen wäre. In diesen Stunden ist aufgrund der Streichung also von einer Knappheitssituation auszugehen, weswegen für die verbleibenden Anlagen die festgelegte Knappheitsprämie von 10.000 EUR/MWh angenommen wird. Diese „Preisspitze“ sorgt dafür, dass die verbleibenden Anlagen rentabel sind. Ohne diese Auswirkung der fehlenden Leistung auf die zu erwirtschaftenden Prämien der verbleibenden Anlagen würden weitere Investitionen ausbleiben. Preisspitzen tragen also dazu bei, Neuinvestitionen anzureizen.

Bei der Barwertberechnung, die überprüft, ob die Investitionskosten über die Lebenszeit der Anlage erwirtschaftet werden können, erfolgt eine Streichung von Kapazitäten, falls dieser negativ ist. Diese Streichung wird in einer typischen Anlagengröße der jeweiligen Technologie vorgenommen, sodass jeweils die Nicht-Investition einer kompletten Anlage und nicht nur von Teilen davon unterstellt wird.

Gestrichene Leistung nach Akteursanalyse [MW, gerundet]					
Jahr	2023	2025	2026	2028	2031
Summe [MW]	1191	317	457	618	868
# Std. mit Knappheitsprämie	23	6	6	5	5

Tabelle 3 Ergebnisse der Akteursanalyse; (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Die Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zeigen, dass unter Zugrundelegung der modellierten Rahmenbedingungen voraussichtlich nur ein sehr kleiner Teil der Kapazitäten nicht gebaut werden würde (Tabelle 3). In 2023 betrifft das 1.191 MW, in den anderen Jahren liegt der Wert darunter. Bei etwa 75 GW installierter (konventioneller) Erzeugung bzw. ca. 138 GW steuerbarer Kapazität in 2031 ist dies ein sehr geringer Anteil.

3.1.3 Veränderung des Kraftwerksparks - Wetterjahr 2019

Die oben dargestellten Ergebnisse beruhen auf der Annahme des Wetterjahres 2012, das als eher durchschnittlich („mittel“) beschrieben werden kann (siehe Kapitel D 2.2. Zur Abschätzung der Einflüsse des Wetters auf die Rentabilität von Anlagen und damit auf das mögliche Investitionsverhalten von Anlagenbetreibern wird zusätzlich das Wetterjahr 2019 untersucht. Tabelle 4 zeigt beispielhaft für das Betrachtungsjahr 2031 die Unterschiede, die sich zwischen den beiden Wetterjahren für die Residuallast vor Berücksichtigung der Nachfrageflexibilität aus Wärmepumpen, Elektroautos, Elektrolyseuren und industriellem und sonstigem DSM, also die Differenz aus unflexibilisierter Last und der Einspeisung Erneuerbarer Energien, ergeben.

Wetterjahr	Gesamter Betrachtungsbereich		Deutschland	
	2012	2019	2012	2019
Maximum unflexibilisierte Residuallast in GW	565,0	538,1	119,5	120,1
Stunde des Maximums von 8760h	884	572	884	572
Mittelwert unflexibilisierte Residuallast in GW	173,6	171,9	13,2	10,0
Standardabweichung unflexibilisierte Residuallast in GW	118,2	112,9	42,5	42,6

Tabelle 4 Auswertung der unflexibilisierten Residuallast für Betrachtungsjahr 2031; (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Während die maximale unflexible Residuallast im gesamten Betrachtungsgebiet mit dem Wetterjahr 2019 kleiner ist als mit dem Wetterjahr 2012, liegt sie in Deutschland bei beiden Wetterjahren gleichauf. Der Mittelwert liegt beide Male bei Wetterjahr 2019 niedriger. Die Standardabweichung, die einen Rückschluss auf die Volatilität der unflexibilisierten Residuallast zulässt, ist für den Gesamtbereich mit Wetterjahr 2019 etwas geringer als mit Wetterjahr 2012, d. h. die unflexibilisierte Residuallast ist gleichmäßiger. In Deutschland ist sie für beide Wetterjahre etwa gleich.

Die veränderte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien für das Wetterjahr 2019 (siehe Abbildung 21) führt im gesamten Betrachtungsgebiet zu geringeren Spitzen bei der unflexibilisierten Residuallast und zieht damit einen gegenüber den Ergebnissen des Wetterjahres 2012 kleineren kostenoptimalen Kraftwerkspark nach sich.

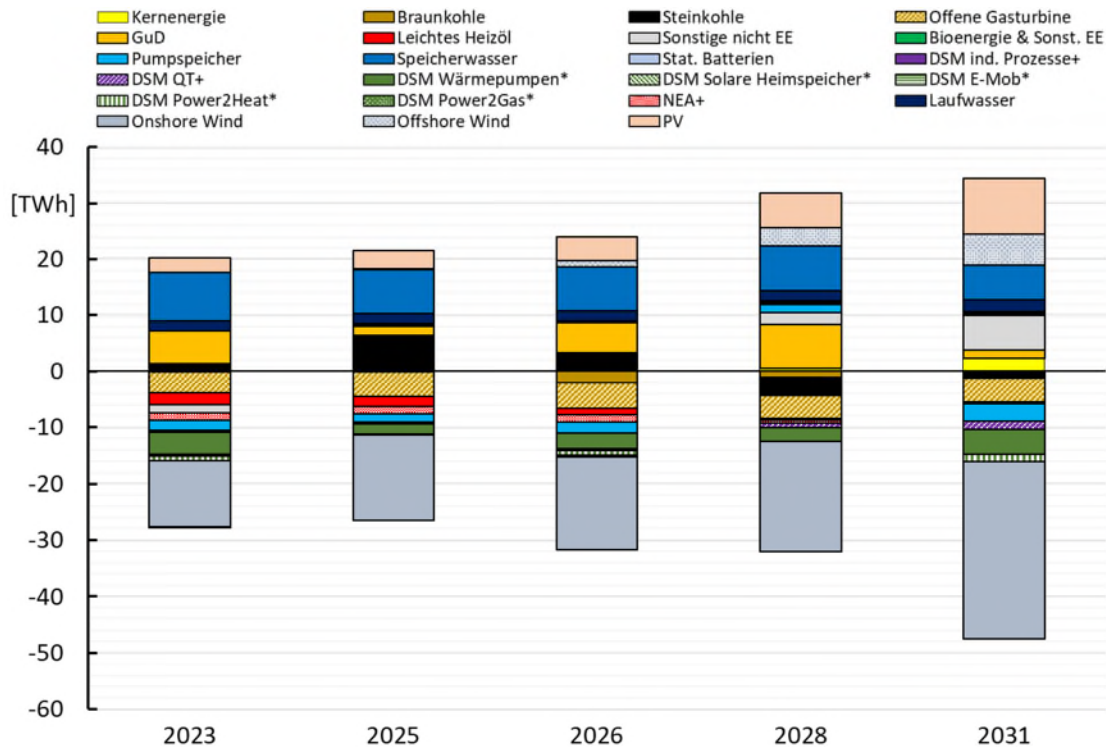


Abbildung 21 Differenz der Erzeugungsmengen des Anlagenparks für das gesamte Betrachtungsgebiet im Szenario Wetterjahr 2019 ggü. Wetterjahr 2012 (Quelle: Consentec, IER, FfE)

In Abbildung 21 wird die geringere Onshore-Winderzeugung im Wetterjahr 2019 im Vgl. zum Wetterjahr 2012 sichtbar. Gleichzeitig sind die Erzeugungsmengen aus PV und Offshore Wind höher. Die hier abgebildeten Unterschiede zwischen den beiden Wetterjahren bei den Erzeugungsmengen von konventioneller Erzeugung und Flexibilitäten gehen auf den veränderten Anlagenpark zurück. Dieser wird in Abbildung 22 neben dem Anlagenpark auf Grundlage des Wetterjahr 2012 dargestellt.

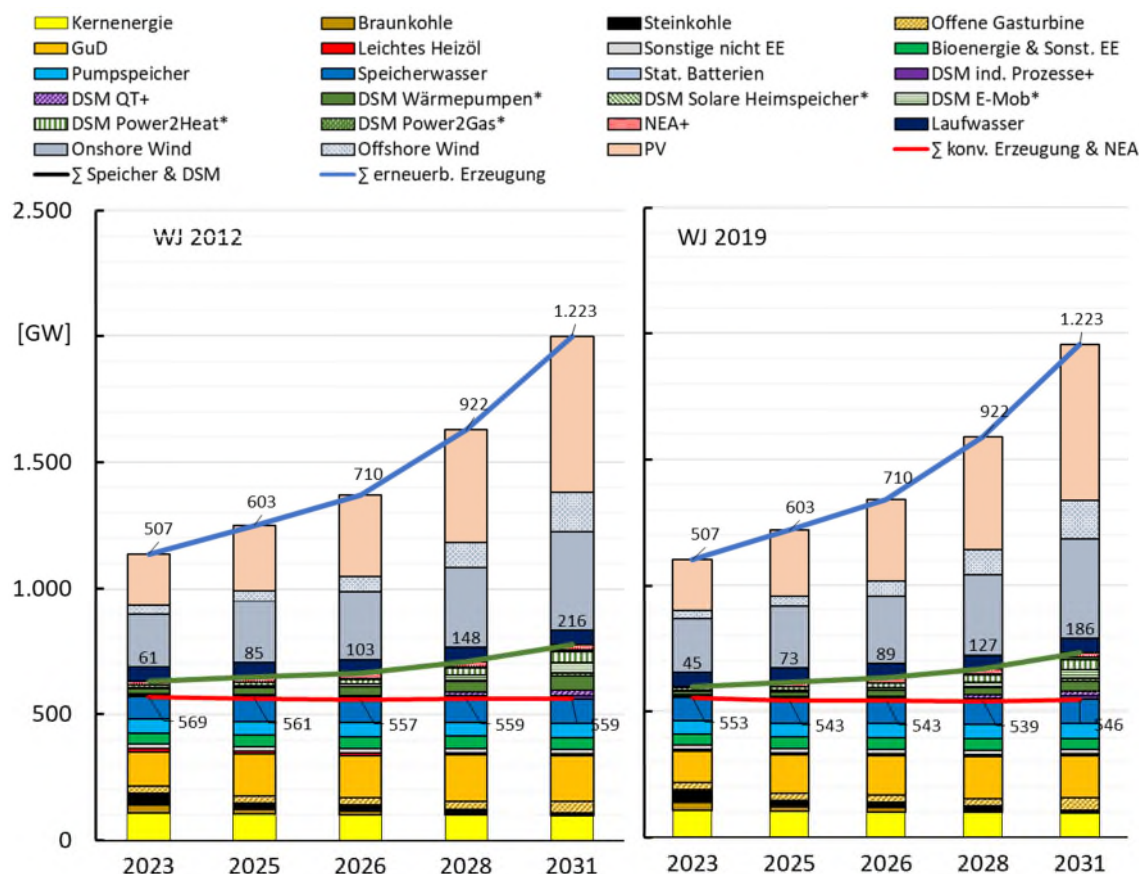


Abbildung 22 Unterschiede in den Investitionen zwischen den beiden Wetterjahren 2012 und 2019 für das gesamte Betrachtungsgebiet (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Während die Kapazitäten der Erneuerbaren Energien annahmegemäß für beide Wetterjahre gleichbleiben, passt sich der restliche Anlagenpark den geänderten Bedingungen an. So ist er für das Wetterjahr 2019 in 2023 direkt um 32 GW kleiner als für das Wetterjahr 2012. Das liegt an der geringeren maximalen Residuallast, die entsprechend weniger notwendige konventionelle Leistung zur Deckung dieser Nachfragespitzen nach sich zieht. Die grundsätzliche Entwicklung der Anlagenparks ist jedoch sehr ähnlich, allerdings bleibt der Anlagenpark für das Wetterjahr 2019 kleiner als für 2012 (Abbildung 22).

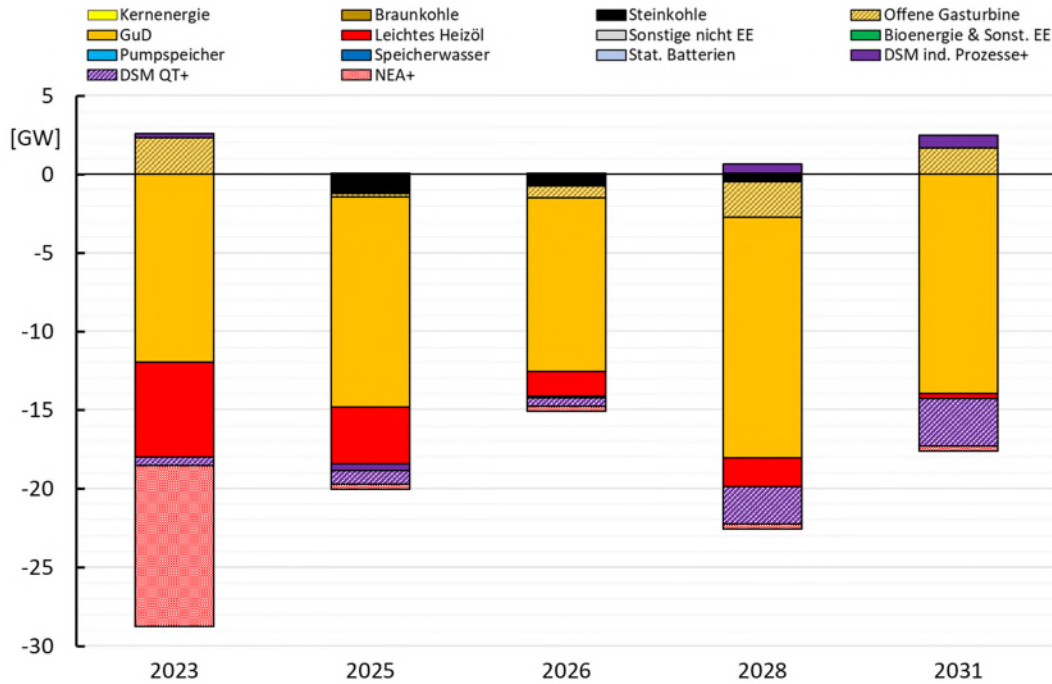


Abbildung 23 Differenz der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das gesamte Betrachtungsgebiet im Fall Wetterjahr 2019 ggü. Wetterjahr 2012 (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Der Vergleich der beiden Wetterjahre bzgl. der installierten Kapazitäten zeigt für das gesamte Betrachtungsgebiet detailliert, wie die geringere Leistung zustande kommt (Abbildung 23). Für die Jahre 2025 bis 2028 werden unter Zugrundelegung des Wetterjahr 2019 Steinkohlekapazitäten etwas schneller stillgelegt als im Fall des Wetterjahr 2012. Daneben werden die NEA-Kapazitäten nicht sofort in dem Maße benötigt wie unter Zugrundelegung des Wetterjahr 2012, und die Aktivierung verschiebt sich aus 2023 nach 2025. Am augenscheinlichsten ist die geringere Kapazität von GuD-Anlagen, die durchgängig zw. ca. 10 und 15 GW kleiner ist im Fall des Wetterjahr 2019. Zu beachten gilt es bei dieser Art der Darstellung, dass die Jahre zunächst jeweils für sich betrachtet werden, da sich Unterschiede aus zusätzlichen Stilllegungen und nicht getätigten Neuinvestitionen ergeben können, die in den Folgejahren wieder anders aussehen können.

Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU)

Die Entwicklung in DELU sieht etwas anders aus als die Entwicklung im gesamten Marktgebiet.

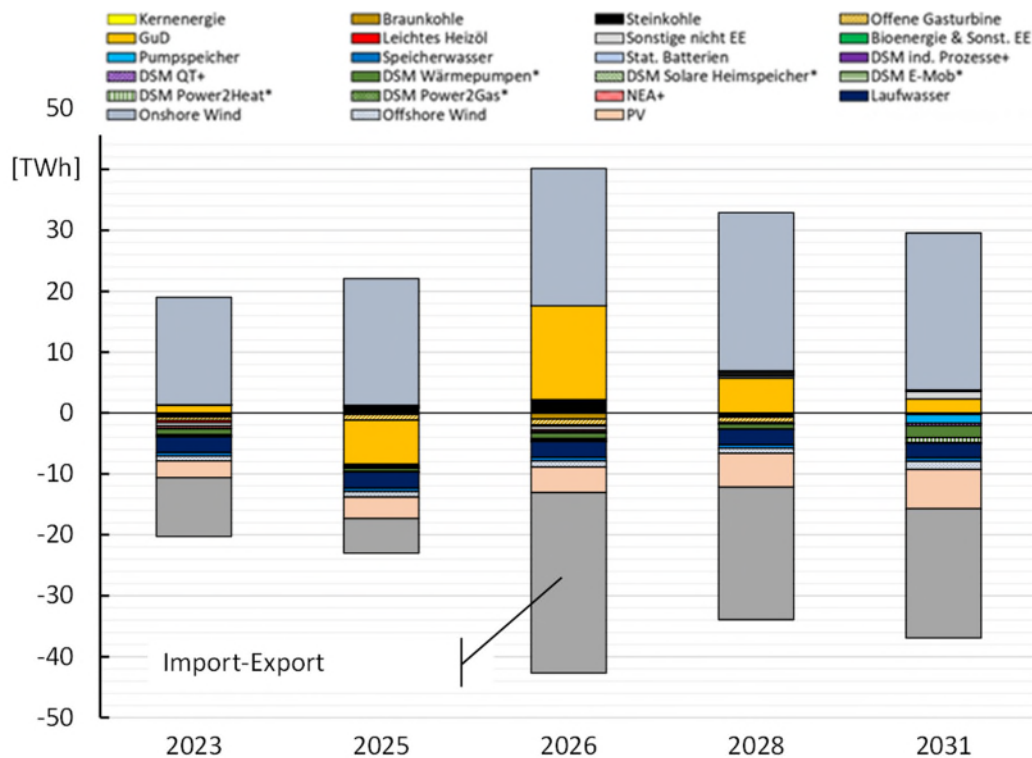


Abbildung 24 Differenz der Erzeugungsmengen für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) im Fall Wetterjahr 2019 ggü. Wetterjahr 2012 (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Was sich schon zu Beginn des Kapitels beim Vergleich der Residuallast angekündigt hat, zeigt sich hier nun im Detail. Während im gesamten Betrachtungsgebiet die Erzeugungsmenge von Onshore Wind sinkt und für Offshore Wind und PV steigt, ist dies für das Wetterjahr 2019 in DELU umgekehrt. Außerdem überkompensiert die zusätzliche Onshore-Erzeugung die geringere Offshore- und PV-Erzeugung. Neben der im Vergleich ab 2026 ebenfalls höheren Erzeugung aus GuD-Anlagen liegen die Nettoimporte im Wetterjahr 2019 deutlich niedriger bzw. drehen ab 2026 in Summe zu Nettoexporten (Abbildung 24).

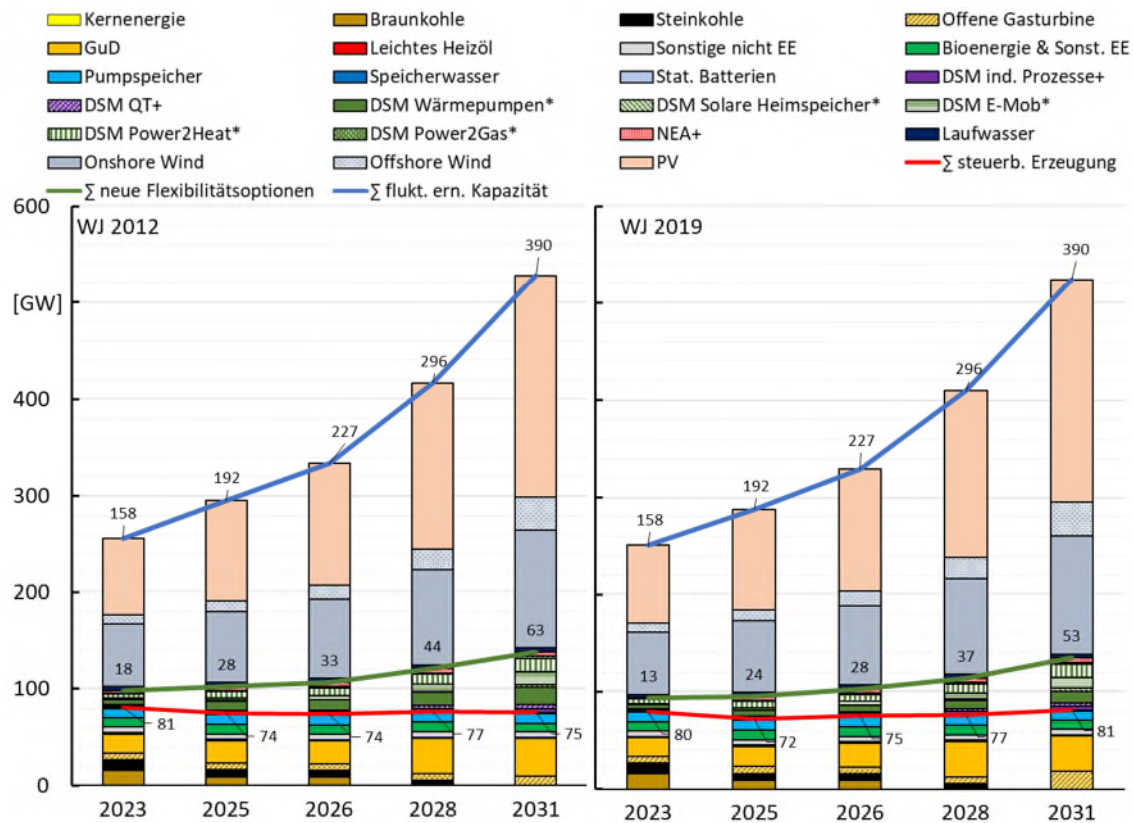


Abbildung 25 Vergleich der Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU für die Wetterjahre Wetterjahr 2012 (links) und Wetterjahr 2019 (rechts); (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Der Anlagenpark in DELU ist nicht in dem Maße kleiner, wie der Anlagepark im gesamten Betrachtungsgebiet im Vergleich zu den Ergebnissen mit dem Wetterjahr 2012. In einzelnen Betrachtungsjahren liegt die Erzeugungskapazität sogar über der des Wetterjahr 2012 (Abbildung 25).

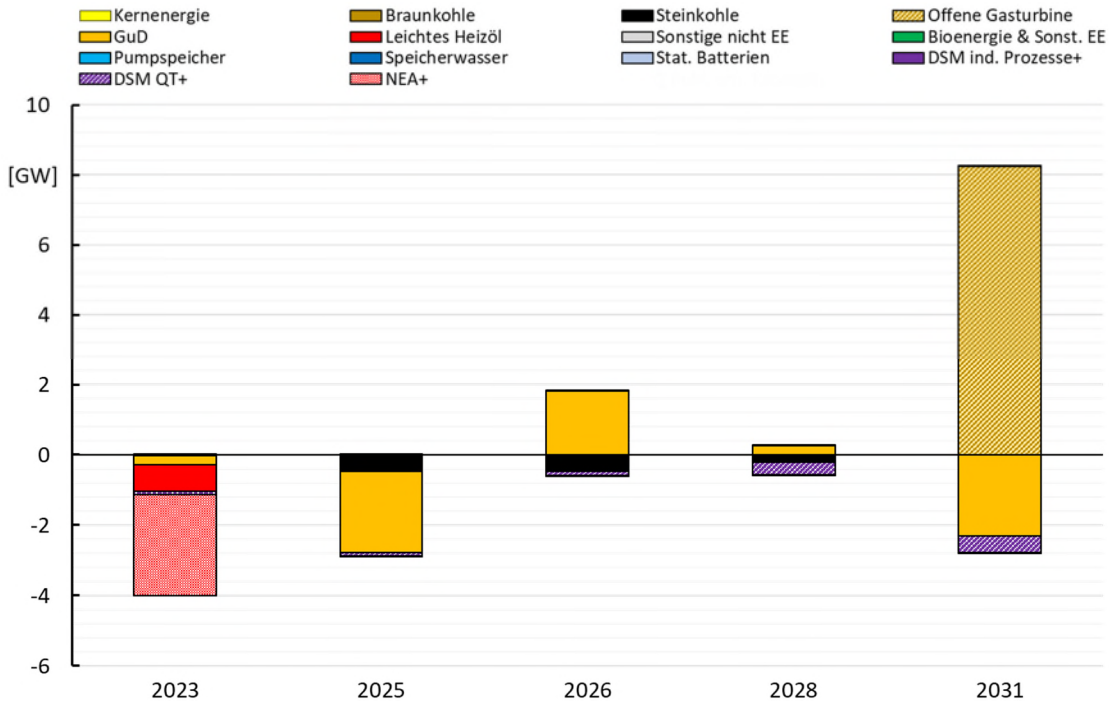


Abbildung 26 Differenz der Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) im Szenario im Fall Wetterjahr 2019 ggü. Wetterjahr 2012; (Quelle: Consen-
tec, IER, FfE)

Die Differenz der installierten Leistungen der beiden Anlagenparks (Abbildung 26) zeigt, dass die NEA noch nicht direkt in 2023 für die Teilnahme am Strommarkt aktiviert werden, aber dies dann vollständig bis 2025 geschieht. In 2025 bis 2028 wird im Wetterjahr 2019 etwas schneller Steinkohlekapazität stillgelegt. Bis 2031 werden im Wetterjahr 2019 im Vergleich zum Wetterjahr 2012 ca. 2GW weniger GuD, dafür aber ca. 8 GW mehr Kapazität offener Gasturbinen zugebaut. Zu beachten bleibt bei dieser Form der Darstellung, dass frühere/spätere Stilllegungen und Zubauten in den Folgejahren bestehen bleiben, weil hier jeweils die installierte Leistung der beiden Anlagenparks in den jeweiligen Betrachtungsjahren verglichen wird.

Der Vergleich der Ergebnisse für das Investitionsmodell bei Zugrundelegung eines anderen Wetterjahres zeigt deutlich, wie sehr die Entwicklung des Anlagenparks von den Annahmen der Investoren abhängig ist. Je nachdem, welche Erwartung diese, neben anderen Parametern, an die Entwicklung des Wetters und der sich daraus ergebenden EE-Erzeugung, residualen Last und Strommarktpreise haben, werden sie ihre eigene Investitionsentscheidung treffen.

Im Folgenden wird für beide Anlagenparks die resultierende Versorgungssicherheit untersucht.

3.2 Bewertung der marktseitigen Versorgungssicherheit

In diesem Kapitel wird die Versorgungssicherheits-Analyse (VS-Analyse) für denjenigen europäischen Kraftwerkspark durchgeführt, der sich einstellt, wenn der Investitionsrechnung das oben beschriebene Szenario zugrunde liegt (vgl. Kapitel D 3.1). Die Untersuchungen erfolgen zunächst für das maßgebliche Wetterjahr 2012 (Kapitel D 3.2.1). Der Anlagenpark, der auf Grundlage des Wetterjahres 2012 kostenminimal die Last deckt, wird hier als maßgeblich für die VS-Berechnungen angesehen, da unterstellt wird, dass sich Investoren für Investitionsentscheidungen eher an einem durchschnittlichen Wetterjahr (vgl. Kapitel D 2.2) orientieren,

als an einem Jahr, das beispielsweise durch besonders hohe oder niedrige Erzeugung aus Erneuerbaren-Energien-Anlage geprägt ist. Anschließend wird der Importbeitrag zur Lastdeckung bestimmt (Kapitel D 3.2.2 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Zudem wird noch die VS-Analyse mit dem Kraftwerkspark wiederholt, der sich nach der Akteursanalyse einstellt (Kapitel D 3.2.3). Um zu gewährleisten, dass die Ergebnisse nicht allein auf der Wahl des Wetterjahres für die Investitionsrechnung fußen, wird auch der tendenziell kleinere Anlagenpark untersucht, der sich ergibt, wenn man das Wetterjahr 2019 zur Grundlage der Investitionsrechnung macht (vgl. Kapitel D 3.2.4).

3.2.1 Berechnung der Versorgungssicherheitsindikatoren

Zur Berechnung der Versorgungssicherheitsindikatoren LOLE und EENS, also der erwarteten Anzahl an Stunden in denen die Stromnachfrage nicht bedient werden kann und die erwartete nicht gedeckte Energiemenge, wird für alle neun Wetterjahre 2011 bis 2019 der Einsatz der europäischen Kraftwerke bestimmt, der die Lastunterdeckung minimiert. Es ergeben sich im betrachteten Szenario beide Versorgungssicherheitsindikatoren für alle Betrachtungsjahre 2025, 2026, 2028 und 2031 und für nahezu alle Gebotszonen zu null. Eine Ausnahme bildet hier Finnland für die Jahre 2025 und 2026 mit einem LoLE von 1,2 h/a (2025) und 1,3 h/a (2026). Dies muss aber im Rahmen dieses Berichts nicht notwendigerweise auf ein Versorgungssicherheitsproblem im finnischen Strommarkt hindeuten, da Finnland hier nicht mit dem gleichen Detailgrad abgebildet ist wie Deutschland und seine direkten Anrainer. Das heißt, dass mit dem in Kapitel D 3.1.1 ermittelten Anlagenpark der Strombedarf im europäischen Strommarkt immer gedeckt werden kann. Die Erreichung dieses hohen Versorgungssicherheitsniveaus basiert zum einen auf den diesem Szenario zugrundeliegenden Annahmen und zum anderen auf den Ergebnissen der Modellrechnung zur zukünftigen Entwicklung des europäischen Anlagenparks.

Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und Ausbau der Erneuerbaren-Energien-Anlagen

Der Bruttostromverbrauch in Deutschland / Luxemburg steigt von ca. 590 TWh in 2022 auf etwa 730 TWh in 2030. In Europa findet ebenso ein deutlicher Anstieg des Verbrauchs von etwa 3.355 TWh (2022) auf etwa 3.880 TWh (2030) statt. Gleichzeitig steigt die installierte Leistung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen annahmegemäß stark an. In Deutschland / Luxemburg steigt die Kapazität Erneuerbarer-Energien-Anlagen von 151 GW im Jahr 2022 auf 375 GW im Jahr 2030. Das entspricht einer Steigerung von 148 %. Europaweit steigt die Gesamtkapazität der Erneuerbaren-Energien-Anlagen von knapp 590 GW in 2022 auf etwa 1.278 GW in 2030. Das entspricht einem Zuwachs von etwa 116 %.

Marktgetriebene Anlageninvestitionen in Erzeugung wie auch Flexibilitäten

Im Szenario findet vor allem getrieben durch einen hohen CO₂-Preis eine schnelle Ablösung konventioneller Stromerzeugung aus Kohle statt. So sinkt beispielsweise die installierte Leistung von Braun- und Steinkohle über die Jahre 2023 bis 2028 von knapp 26,9 GW auf 5,6 GW und scheidet schließlich 2030 aus dem Markt aus. Dieser Effekt wird bei gleichzeitig steigender Stromnachfrage zum einen durch den Zubau gasbefeuerter GuD-Kraftwerke und zum anderen durch das Erschließen neuer Flexibilitäten kompensiert. So steigt die Leistung der GuD-Kraftwerke über die Jahre 2023 bis 2031 kontinuierlich an, von 19,7 GW bis 38,7 GW. Gleichzeitig steigt die Leistung der Nachfrageflexibilitäten von 14,7 GW auf 58,5 GW an. Diese Entwicklung ist notwendig, um die steigende Stromnachfrage zu bedienen und die fluktuierende Erzeugung der Erneuerbare-Energien-Anlagen zu integrieren. Doch nicht nur der Anlagenpark in Deutschland ist relevant, sondern ebenso der in den benachbarten Staaten. Inwiefern hier der Anlagenpark einem rein marktgetriebenen Investitionshandeln folgt oder ob dieser durch staatliches Handeln beeinflusst wird, hat einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse zur Versorgungssicherheit.

3.2.2 Importbeitrag zur Versorgungssicherheit

Deutschland und Luxemburg sind Teil des europäischen Strombinnenmarktes. Der Strombedarf einer Gebotszone, die in der Regel, aber nicht immer über die Landesgrenzen definiert wird, wird im Binnenmarkt durch das jeweils günstigste zur Verfügung stehende Angebot gedeckt. Ob dieser Strom dabei innerhalb oder außerhalb der Gebotszone produziert wird, ist nur im Hinblick auf die zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten relevant. Der Stromhandel sorgt dabei dafür, dass insbesondere teure Kapazitäten zur Spitzenlastdeckung nicht in jedem Land einzeln vorgehalten und damit auch finanziert werden müssen, sondern dass die meist nicht gleichzeitig auftretenden länderspezifischen Nachfragespitzen insgesamt von weniger Anlagen gedeckt werden können, als dies bei rein nationaler Betrachtung möglich wäre. Die rein nationale Deckung der Spitzenlast hätte zur Folge, dass Anlagen vorgehalten werden müssten, für die der Strommarkt selbst keinen „Business Case“ sieht. Die Vorhaltung wäre also ineffizient und teuer. Hingegen stellen die Importe einen Effizienzgewinn dar, da die Nachfrage kostenoptimal gedeckt wird. Entsprechend der Kostenstrukturen weist also jede Strompreiszone zu jedem Zeitpunkt entweder Importe oder Exporte auf, um die europäische Stromnachfrage insgesamt effizient zu decken.

Im Rahmen des Monitorings der Versorgungssicherheit wird untersucht, welchen Beitrag die Importe zur Sicherstellung der nationalen Versorgungssicherheit, die sich stets nur im europäischen Kontext bewerten lässt, leisten. Zur Bestimmung des Importbeitrags wird der Stromimport in den hier durchgeführten Analysen mit so hohen (Straf-) Kosten belegt, dass Importe erst nach Ausschöpfung aller inländischen Kapazitäten zur Lastdeckung eingesetzt werden. Umgekehrt kann eine Gebotszone nur dann exportieren, wenn die eigene, inländische Nachfrage vollständig gedeckt ist. Dies entspricht nicht dem normalen, alltäglichen Marktgeschehen, sondern ist ein Modellansatz, der der Bestimmung des Importbeitrags zur Versorgungssicherheit dient. Der Importbeitrag ist somit deutlich zu unterscheiden von den alltäglichen, preislich getriebenen Importen, die in einem marktlich organisierten System zur effizienten Lastdeckung gewollt sind. Diese Unterscheidung ist essentiell, denn der hier ermittelte Importbeitrag entspricht insbesondere im Umfang nicht den marktlich auftretenden Importen.

Der Importbeitrag wird für jedes berechnete Wetter-Ausfall-Jahr untersucht. Dazu wird jeweils der maximale Import je Wetter-Ausfall-Jahr bestimmt und anschließend über alle maximalen Importe der Mittelwert gebildet (dicke Balken in Abbildung 27). Dieser Wert gibt an, wie hoch der durchschnittliche maximale Importbeitrag zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Deutschland/Luxemburg je Betrachtungsjahr ist. Dieser durchschnittliche Maximalimport wird dann mit der maximalen Netzkapazität verglichen.

Die maximale Netzkapazität ist der aus Netzsicht unter Beachtung des Flow Based Market Couplings theoretisch größtmögliche Import (Netzkapazität). Diese steigt von etwa 57 GW im Jahr 2025 auf etwa 68 GW bis zum Jahr 2031 an (siehe Abbildung 27 schwarze Balken). Die „Antenne“ ist das 95 %-Perzentil der maximalen Importe. Das heißt, in 95 % der Simulationsrechnungen liegt der maximale Import eines Wetter-Ausfall-Jahres unterhalb der „Antenne“. Es zeigt sich, dass die Importe relativ moderat, aber konstant über die Jahre ansteigen, von etwa 20 GW im Jahr 2025 bis etwa 34 GW im Jahr 2031. In 95 % der 3.150 Wetter-Ausfall-Jahre wird ein Wert von 44 GW (2031) nicht überschritten. Der Anstieg des Importbeitrags ist insbesondere darauf zurück zu führen, dass im Investitionsmodell ineffizient teure Leistung aus dem Markt ausscheidet (vgl. Kapitel D 3.1) und der Leistungsrückgang kostenoptimal gesamteuropäisch durch eine Erhöhung des Handels kompensiert wird.

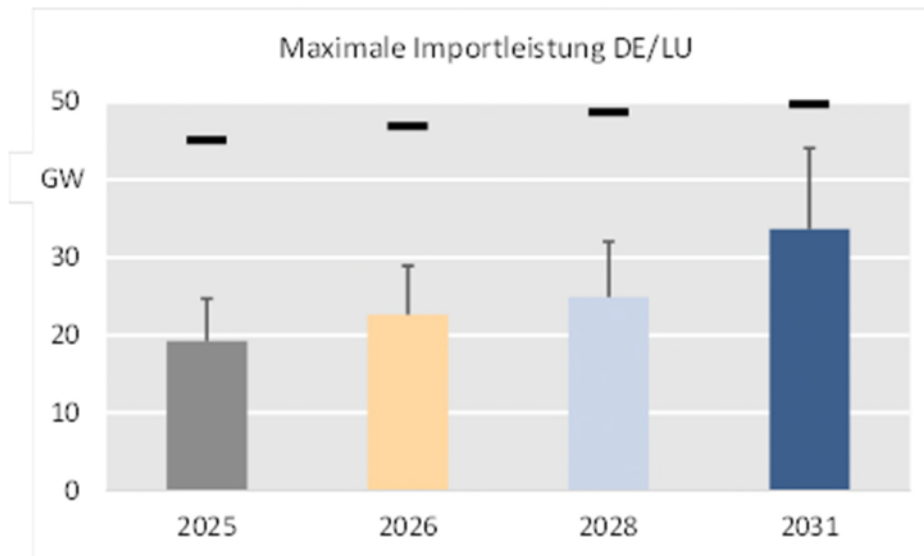


Abbildung 27 Importbeiträge mit Wetterjahr 2012 in der Investitionsrechnung. Maximale Netzkapazität (schwarzer Strich), durchschnittlicher Maximalimport (Balken) und in 95 % der Wetter-Ausfall-Jahre nicht überschrittener Import („Antennen“); (Quelle: Consentec, IER, FfE)

3.2.3 Veränderungen nach der Akteursanalyse

Im Rahmen der Akteursanalyse werden bis zum Jahr 2031 bis zu 868 MW DSM- und Kraftwerksleistung gestrichen (siehe Tabelle 3). Auch nach dieser Streichung ergebene sich weiterhin ein LOLE und ein EENS von null. Zudem ist der Importbeitrag identisch mit den Werten vor der Akteursanalyse, sodass an dieser Stelle auf die Grafiken verzichtet wird.

3.2.4 Veränderungen mit Wetterjahr 2019

Die Investitionsrechnung wird für das Szenario kombiniert mit dem Wetterjahr 2019 wiederholt, um die Robustheit der VS-Ergebnisse mit Bezug auf das zugrunde gelegte Wetterjahr zu gewährleisten. Der daraus resultierende Anlagenpark wird anschließend wiederum einer VS-Analyse unterzogen, d.h. für die neun Wetterjahre (2011-2019) und 350 Ausfalljahre wird derjenige europäische Anlageneinsatz berechnet, der die Lastunterdeckung minimiert. Es zeigt sich, dass in Deutschland / Luxemburg in allen Betrachtungsjahren wiederum keine Unterdeckungen auftreten. Lediglich für Spanien und Finnland wird eine geringe Anzahl unterdeckter Stunden berechnet. Für Spanien sind das jeweils 0,1 h/a in den Jahren 2025 und 2026 und für Finnland 0,1 h/a im Jahr 2025, jeweils 0,2 h/a in den Jahren 2026 und 2028 und 1,2 h/a im Jahr 2031.

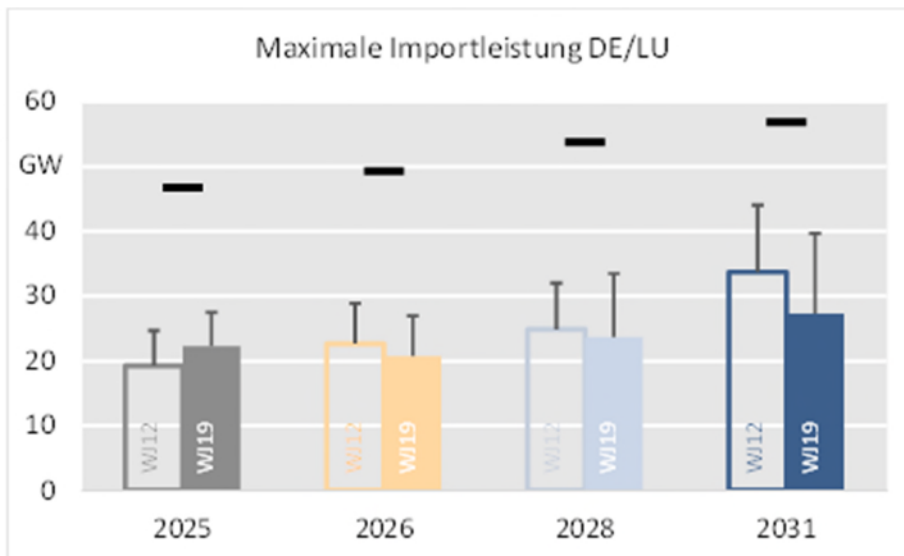


Abbildung 28 Vergleich Importbeiträge mit Wetterjahr 2012 und 2019 in der Investitionsrechnung. Maximale Netzkapazität (schwarzer Strich), durchschnittlicher Maximalimport (Balken) und in 95 % der Wetter-Ausfall-Jahre nicht überschrittener Import („Antennen“); (Quelle: Consentec, IER, FfE)

In Abbildung 28 ist wiederum der Importbeitrag dargestellt, wobei hier zwischen den Wetterjahren 2012 und 2019, die jeweils der Investitionsrechnung zugrunde liegen, differenziert wird. Es zeigt sich, dass im Jahr 2025 der Importbeitrag für das Wetterjahr 2019 leicht höher ausfällt als für das Wetterjahr 2012. Über die Jahre 2026, 2028 und 2031 dreht sich dieser Zusammenhang um. Der Grund ist, dass der Kraftwerkspark mit Wetterjahr 2019 in Deutschland / Luxemburg größer ausfällt als mit Wetterjahr 2012 und der Import somit einen geringeren Beitrag zur Lastdeckung leistet. Grundsätzlich gilt, dass die Last in Europa insgesamt gedeckt wird, durch die unterschiedlichen Wetterjahre und somit unterschiedliche regionale Erzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen ergeben sich jedoch Unterschiede, wo der Neubau von Anlagen lokalisiert wird. Dies führt zu einem Verschieben des Importbeitrags zwischen den betrachteten Ländern.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Anteil der Importe zur Lastdeckung unter Zugrundelegung von Wetterjahr 2019 gegenüber 2012 sinkt. Dieser Effekt ist darauf zurückzuführen, dass in Deutschland / Luxemburg die steuerbare Leistung nicht so stark sinkt wie in Europa insgesamt. (vgl. Abbildung 23 und Abbildung 26), bzw. in 2031 sogar steigt. Dies führt zu einem geringeren Importbeitrag mit Wetterjahr 2019 im Vergleich zu 2012, da im Ausland weniger Kapazität zur inländischen Lastdeckung zur Verfügung steht.

3.3 Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit insgesamt ist dann gegeben, wenn die marktseitig gesicherte Versorgung netzseitig auch übertragen werden kann, wenn also die Erzeugung engpassfrei (ggf. nach Einsatz von Maßnahmen zum Engpassmanagement) zum Verbraucher transportiert werden kann. In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse zur netzseitigen Versorgungssicherheit für das Szenario dargestellt. Zur Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit werden für jedes der drei Betrachtungsjahre 2025, 2026 und 2031 Berechnungen unter Annahme des entsprechenden Kraftwerksparks und –einsatzes und anhand der in Kapitel D 1.5 dargestellten Vorgehensweise durchgeführt.

Zunächst wird die Transportaufgabe untersucht (Kapitel D 3.3.1). Anschließend erfolgt die Darstellung der Lastflussrechnungen, deren Ergebnis zeigt, wo und in wie vielen Stunden des Jahreslaufs Engpässe auf Netzelementen auftreten und somit Engpassmanagement erforderlich machen (Kapitel D 3.3.2). Zuletzt werden Redispatchberechnungen durchgeführt (Kapitel D 3.3.3), um zu ermitteln, ob mit den vorhandenen Potentialen ein engpassfreies Netz und damit die netzseitige Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann.

Die Vorgehensweise ist methodisch vergleichbar mit der Ermittlung des Netzausbaubedarfs im Kontext der Netzentwicklungsplanung gemäß § 12b EnWG bzw. mit der Ermittlung des Netzreservebedarfs, wie er Ergebnis der Systemanalysen gemäß § 3 Abs. 2 NetzResV ist.

Im Unterschied zur Netzentwicklungsplanung wird hier bei der Identifikation von Engpässen nicht geprüft, ob und wie diese mit Netzausbau behoben werden können, sondern ob hinreichend Möglichkeiten zur Engpassbewirtschaftung zur Verfügung stehen.

Die Ermittlung des Netzreservebedarfs ist ebenfalls nicht Gegenstand der vorliegenden Analysen zur netzseitigen Versorgungssicherheit. Für das betrachtete Jahr 2025 wird die Netzreserve²⁹ vielmehr als ein Instrument berücksichtigt, um Engpassfreiheit im Netz zu erreichen. Die Ermittlung möglicher zukünftiger Bedarfe an Netzreserve erfolgt auch weiterhin im Kontext der Systemanalysen nach der Netzreserveverordnung.

3.3.1 Darstellung der Transportaufgabe

Die Gewährleistung der netzseitigen Versorgungssicherheit hängt insbesondere von den auftretenden Stromflüssen ab und ob diese engpassfrei transportiert werden können. Die Stromflüsse stellen sich aufgrund der Verteilung der Erzeugung und der Lasten im Stromnetz ein. Zukünftig beeinflussen auch Elektrolyseure als große Stromverbraucher sowie mögliche neue (Gas-)Kraftwerke als große Erzeuger über ihre Position im Netz die Transportaufgabe.

In Abbildung 29 ist die Verteilung der konventionellen Erzeugungsanlagen bundeslandscharf für das Betrachtungsjahr 2025 dargestellt. In Summe beträgt die Leistung des thermischen Kraftwerksparks ca. 58 GW.

²⁹ Vgl. Bundesnetzagentur (2020): Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025.

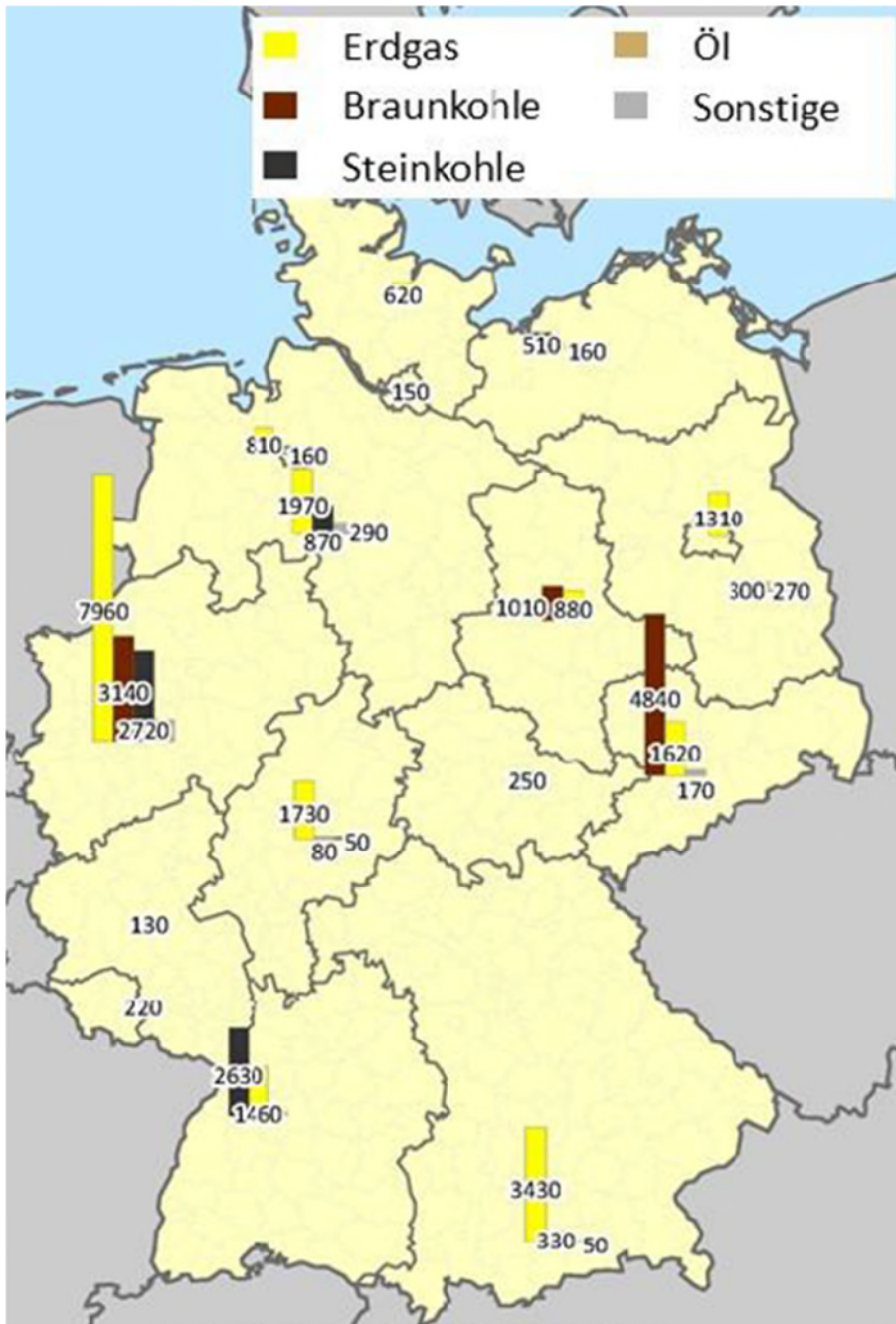


Abbildung 29 Darstellung der bundeslandscharfen Verteilung der konventionelle Erzeugungsanlagen für das Betrachtungsjahr 2025 auf Basis des Wetterjahrs 2012, Angaben der Leistungen in der Einheit [MW]; (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Verglichen mit 2025 zeigt sich hinsichtlich des thermischen Kraftwerkspark im Betrachtungsjahr 2026 kein signifikanter Unterschied. Die größte Veränderung resultiert aus der Stilllegung eines Steinkohlekraftwerks in Mecklenburg-Vorpommern, daneben werden in geringem Umfang (70 MW) Braunkohle-Erzeugungskapazitäten in NRW stillgelegt.

Bis zum Betrachtungsjahr 2031 werden im Vergleich zu 2026 alle Kohlekraftwerke stillgelegt, gleichbedeutend mit einem Rückgang an Erzeugungskapazitäten im Umfang von 16 GW. Demgegenüber steht ein weiterer Zubau von Gaskraftwerken von knapp 18 GW verglichen mit 2026, vgl. Abbildung 30. Ein deutlicher Zubau ist in

Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen lokalisiert, orientiert an den Standorten mit antizipierter hoher Wärmenachfrage.



Abbildung 30 Darstellung der bundeslandscharfen Verteilung der konventionellen Erzeugungsanlagen: Zu- und Rückbau dieser Anlagen in 2031 vgl. mit dem Jahr 2026, auf Basis des Wetterjahrs 2012, Angaben der Leistungen in der Einheit [MW], positive Werte bedeuten Zubau, negative Werte Rückbau; (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Für die Lastfluss- und Redispatchberechnungen wird der aus der Investitionsmodellierung für das Wetterjahr 2012 resultierende Kraftwerkspark den einzelnen Netzknoten zugeordnet (vgl. Kapitel D 1.2).

Der Stromhandel zwischen den Gebotszonen, d.h. typischerweise der Handel über Ländergrenzen hinweg, ist eine weitere wichtige Einflussgröße für die sich einstellenden Stromflüsse. In Abbildung 31 ist für jedes der drei Betrachtungsjahre die länder- bzw. gebotszonenscharfe Handelsbilanz, basierend auf dem Kraftwerkspark mit Grundlage Wetterjahr 2012, dargestellt. Frankreich fungiert im Modell als dominanter Exporteur. Daraus, wie auch aus den Importerfordernissen Belgiens, Polens und Italiens lassen sich Rückschlüsse auf die Richtung des Handels und die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Netzbelastung, etwa einer hohen Auslastung in Nord-Süd-Richtung bzw. auf den Grenzkuppelleitungen, ableiten.



Abbildung 31 Stromhandelsbilanzen für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2012; (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Die Dauerlinie des Handelssaldos stellt ein Maß für das Verhältnis aus Export und Import dar. Wie in Abbildung 32 dargestellt, treten in den Betrachtungsjahren 2025 und 2026 mehr Stunden mit Importbedarf auf, als Stunden, in denen die Erzeugung die Nachfrage innerhalb der deutsch-luxemburgischen Gebotszone übersteigt. Dies hat Auswirkungen auf das Netz: Die hohen Importe müssen von der Netzinfrastuktur transportiert werden können. Im Betrachtungsjahr 2031 ist die Anzahl an Stunden, in denen ein Importbedarf besteht, geringer: Aufgrund des umfangreichen Zubaus an EE-Anlagen bis 2031 ist die Residuallast der deutsch-luxemburgischen Gebotszone in diesem Betrachtungsjahr geringer. In mehr als der Hälfte der Stunden wird daher Strom aus der deutsch-luxemburgischen Gebotszone exportiert.

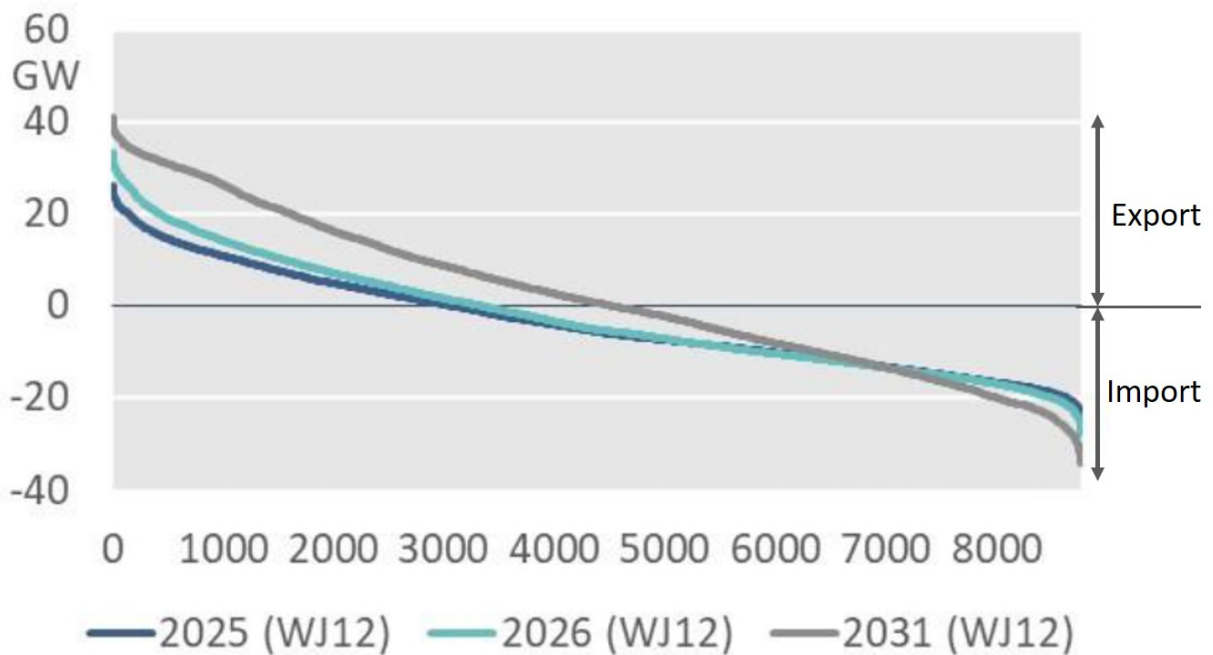


Abbildung 32 Dauerlinie des Handelssaldos in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2012; (Quelle: angepasste Darstellung auf Basis Consentec, IER, FfE)

In Abbildung 32 ist zudem das Anwachsen des Handelssaldos erkennbar, d.h. die Zunahme von Im- und Export, in 2031 verglichen mit den Betrachtungsjahren 2025 und 2026. Ursächlich dafür sind primär der bis dahin intensivierte europäische Stromhandel, der angenommene bzw. erwartete Ausbau der erneuerbaren Energien und die daraus resultierenden zusätzlichen Transportaufgaben. Die Salden und insbesondere deren Maximalwerte müssen vom Übertragungsnetz, gegebenenfalls unter Zuhilfenahme von Redispatchmaßnahmen, transportiert werden können, um netzseitige Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Für das Wetterjahr 2019 und den damit einhergehenden Kraftwerkspark bzw. -einsatz resultiert eine ähnliche Transportaufgabe wie für das oben dargestellte Wetterjahr 2012. Im Betrachtungsjahr 2025 dominieren die Stunden mit einem Importbedarf. Dies ändert sich im Betrachtungsjahr 2026: Hier dominieren die Stunden, in denen die deutsch-luxemburgische Gebotszone Strom exportiert. Der Stromexport steigt bis 2031 weiter an. Ein Grund dafür ist die im Wetterjahr 2019 verglichen mit Wetterjahr 2012 höhere Stromerzeugung aus Windenergieanlagen, was sich auch auf die Transportaufgabe und damit die Anforderungen an das Übertragungsnetz auswirkt.

3.3.2 Ergebnisse der Lastflussrechnungen

Im ersten Schritt zur Bewertung der netzseitigen Versorgungssicherheit wird untersucht, in welchen Stunden das Marktergebnis Engpässe im Netz verursacht. Für die Marktsimulation, deren Ergebnis Eingang in die Lastflussrechnung findet, werden Ausfälle von Kraftwerken und Erzeugungseinheiten berücksichtigt. Hierzu erfolgt ein Abschlag auf die verfügbare Leistung der jeweiligen Anlage. Dieser wird deterministisch als mittlere Nichtverfügbarkeit vorgegeben. Lastflussberechnungen werden für alle 8.760 Stunden eines Jahres durchgeführt. Anhand der Ergebnisse werden die auftretenden Engpässe im Netz verortet und bezüglich ihrer Häufigkeit analysiert und kategorisiert.

Die Netzbelastung steigt im zeitlichen Verlauf von 2025 bis 2031 an. In allen drei Betrachtungsjahren treten Stunden auf, in denen das Netz engpassbehaftet ist. In Abbildung 33 ist die Engpasshäufigkeit für alle drei Betrachtungsjahre auf Grundlage des Wetterjahres 2012 dargestellt. Farblich gekennzeichnete Leitungen weisen nach Berücksichtigung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs und nach Schaltmaßnahmen³⁰ unzulässige Auslastungen, also Überlastungen, in unterschiedlicher Häufigkeit auf. Diese Darstellung ermöglicht einen Überblick über die Stundenanzahl des Betrachtungsjahrs, in denen die antizipierten Potentiale zur Engpassbehebung eingesetzt werden müssen.

Im Netzentwicklungsplan und in den Systemanalysen wird zumeist die prozentuale Aus- bzw. Überlastung von Netzelementen abgebildet, u. a. um die Notwendigkeit von zusätzlichen Netzausbaumaßnahmen bzw. von Netzreservekraftwerken im Redispatcheinsatz zu begründen. Aufgrund der anderen Zielsetzung der Analysen zur netzseitigen Versorgungssicherheit, nämlich diejenigen Stunden eines Jahreslaufs zu identifizieren und zu quantifizieren, in denen Engpässe unter den getroffenen Annahmen auftreten, ist die hier gewählte Darstellung vorzugswürdig. Sie erlaubt einen Überblick über die Stundenzahl eines Betrachtungsjahrs, in denen die antizipierten Potentiale zur Engpassbehebung eingesetzt werden müssen.

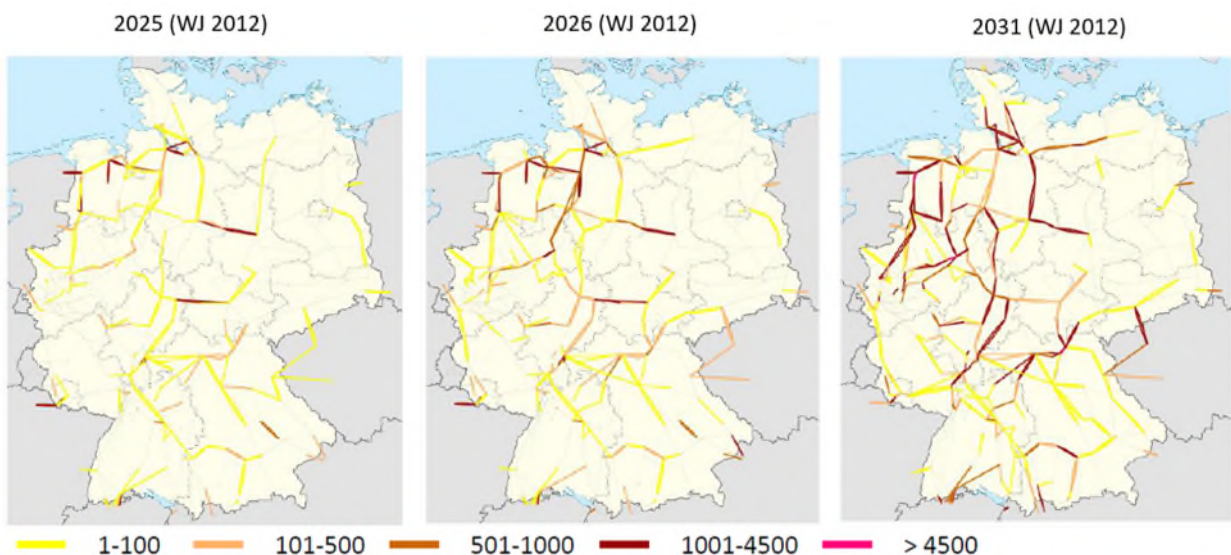


Abbildung 33 Häufigkeit von im Jahreslauf auftretenden Engpässen für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2012. Zahlreiche Engpässe treten im Jahr 2031 in Nord-Süd-Transportrichtung auf; (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Viele der auftretenden Engpässe, wie in Abbildung 33 erkennbar, sind auf den nötigen Stromtransport aus dem Norden (Einspeisung aus Windenergieanlagen) hin zu den Verbrauchszentren in West- und Süddeutschland zurückzuführen. Die auf den grenznahen Netzelementen auftretenden Überlastungen resultieren daraus,

■ ³⁰ Unter diesen Schaltmaßnahmen bzw. sog. non costly remedial actions ist der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren (PST) sowie von Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) gefasst, wie er aus der FBMC-Simulation resultiert.

dass aufgrund der Vorgaben der minRAM gemäß Art. 16 Abs. 8 der RL (EU) 2019/943³¹ höhere Handelskapazitäten vorgehalten werden müssen als physikalisch tatsächlich im Netz im jeweiligen Betrachtungsjahr vorhanden sind. Obwohl die lastflussbasierte Marktkopplung (FlowBased Market Coupling) die verfügbaren Netzkapazitäten bei der Bestimmung der Handelsobergrenzen zugrunde legt, werden eben diese Kapazitäten durch die minRAM-Vorgaben deutlich überschritten. Dies führt zu den beobachteten Netzüberlastungen entlang der Gebotszonengrenzen. Der aus der Handelsbilanz erkennbare deutliche Export aus Frankreich ist nicht in jeder Stunde netzseitig engpassfrei darstellbar, vgl. Abbildung 31.

Eine langfristige Zunahme der internationalen Handelsflüsse (verglichen mit der gegenwärtigen Situation) macht zukünftig eine verstärkte Koordination zwischen den Übertragungsnetzbetreibern in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone und ausländischen Netzbetreibern erforderlich. Ein Beispiel dafür ist die verstärkte Nutzung der Netzinfrastruktur zu Transitzwecken in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone.

Dem voranschreitenden Netzausbau steht der Zubau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere die verstärkte Inbetriebnahme von Windenergieanlagen im Norden Deutschlands (on- und offshore), gegenüber. Dies hat eine Verschärfung einzelner Engpässe zur Folge. Auch ein Zuwachs des Bedarfs von Stromverbrauchern wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und Power-to-Gas-Anlagen bedeutet regional begrenzte Netzbelastungen.

Für den Kraftwerkspark auf Basis des Wetterjahrs 2019 zeigen sich ähnliche Ergebnisse wie für das Wetterjahr 2012, siehe Abbildung 34. Die Netzbelastung steigt bis 2031 verglichen mit den beiden davorliegenden Betrachtungsjahren an. Engpässe in Nord-Süd-Richtung treten häufiger auf. Dies erklärt sich u. a. durch eine wetterjahrbedingte höhere installierte Leistung³² aus erneuerbaren Energien, deren Erzeugung zu den Verbrauchszentren im Süden transportiert werden muss.

■ ³¹ Verpflichtende Vorgabe, dass nach dem 31.12.2025 70 % der Kapazität an den Grenzkuppelstellen für den internationalen Handel freigehalten werden müssen. Dazu wird ein linearer Anstieg von 11,5 % im Jahr 2020 bis 70 % im Jahr 2026 antizipiert.

■ ³² Durch das Wetterjahr resultiert ein anderer Kraftwerkspark aus der Investitionsmodellierung.

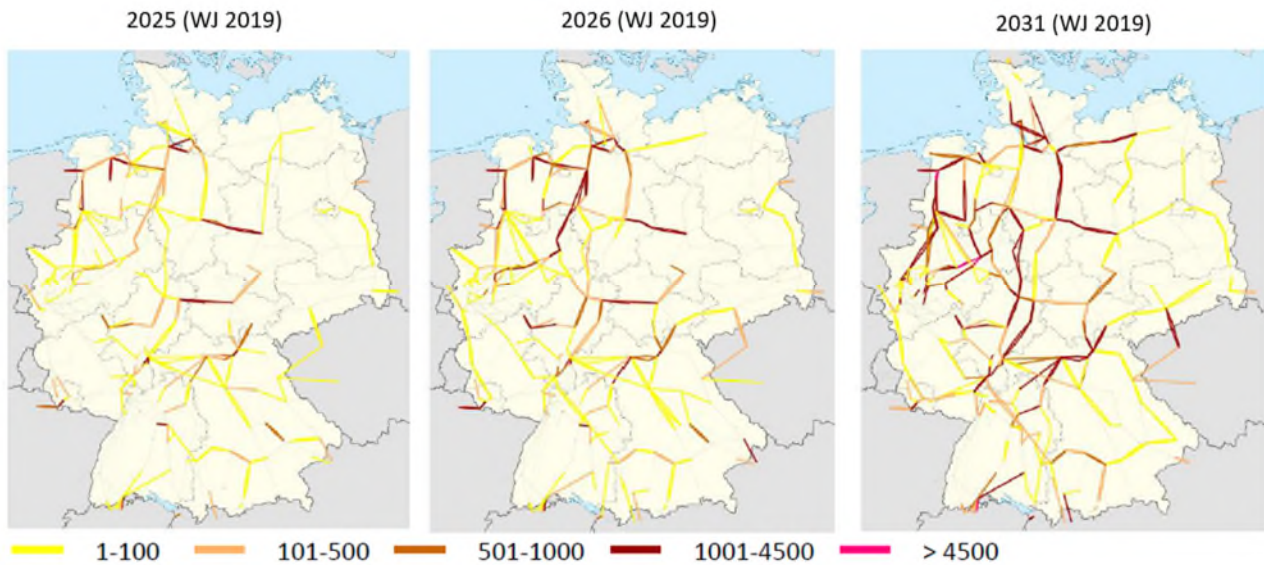


Abbildung 34 Häufigkeit von im Jahreslauf auftretenden Engpässen für alle Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2019. Im Betrachtungsjahr 2031 treten zahlreiche Engpässe in Nord-Süd-Transportrichtung auf; (Quelle: Consentec, IER, FfE)

3.3.3 Ergebnisse der Redispatchberechnungen

Für die Stunden eines Betrachtungsjahrs, in denen infolge der Lastflussrechnung Engpässe auftreten, erfolgen Redispatchrechnungen. Es wird überprüft, ob sich die unzulässigen Betriebsmittelauslastungen mit den zum Redispatch zur Verfügung stehenden Potentialen beheben lassen. Die genaue Vorgehensweise hierzu ist in Kapitel D 1.5 beschrieben.

Redispatch umfasst dabei alle Eingriffe in die marktbedingte Fahrweise der Kraftwerke und Flexibilitäten, die Abregelung Erneuerbarer Energien sowie die Verschiebung flexibler Lasten.³³ Der Abruf der verschiedenen Optionen erfolgt dabei gestaffelt nach dem folgenden Schema.

Zur Leistungsreduktion vor dem Engpass werden zunächst Marktkraftwerke und Power-to-Gas-Anlagen, dann KWK-Anlagen und anschließend Erneuerbare Energien (PV, Windenergie und Biomasse) herangezogen. Zuletzt kommen hydraulische Anlagen zum Einsatz.

Zur Leistungserhöhung hinter dem Engpass wird zunächst die Leistung von (konventionellen) Marktkraftwerken, Power-to-Gas- und KWK-Anlagen erhöht, gefolgt von den Netzreserveanlagen (in 2025), dann Biomasse und anschließend hydraulischen Anlagen.

³³ Countertrading wird erst als eine mögliche Gegenmaßnahme bei Auftreten einer Übertragungs herausforderung betrachtet. Sofern grenzüberschreitende Stromflüsse ursächlich für die Übertragungs herausforderung erscheinen, etwa weil die Handelskapazitäten in Zusammenhang mit der minRAM-Vorgabe nicht engpassfrei durch die Netzinfrastruktur abgebildet werden können, kann Countertrading zur Abwendung der Übertragungs herausforderung geeignet sein.

Sollten diese Potentiale nicht ausreichen, werden anschließend flexible Netzersatzanlagen und flexible Stromverbraucher (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Lastverschiebung) zum Redispatch herangezogen.

Diese Potentiale werden gegenwärtig im Allgemeinen noch nicht im regulären Engpassmanagement eingesetzt. Wenngleich dies technisch grundsätzlich möglich wäre, ergeben sich im Detail zahlreiche Fragen, bspw. zur Vergütung, zur Frage, wer wann berechtigt ist, auf die Potentiale zuzugreifen, und wie ein solcher Prozess koordiniert werden kann. Sollen Stromverbraucher vermehrt in die Engpassmanagementprozesse integriert werden, müssen Antworten auf diese Fragen gefunden werden.

Ausländische Redispatch-Potentiale, insbesondere der angrenzenden Länder und Italiens, werden gleichrangig zu den Potentialen der deutsch-luxemburgischen Gebotszone betrachtet, vgl. Kapitel D 1.5.

Erst wenn in einer Stunde trotz des vollständigen Ausschöpfens aller verfügbaren Potentiale kein engpassfreies Netz hergestellt werden kann, liegt in dieser Stunde eine Übertragungs herausforderung vor. In diesem Fall besteht Handlungsbedarf, da das Netz die engpassfreie Übertragung von den Erzeugern zu den Verbrauchern nicht gewährleisten könnte. Im betrachteten Szenario lassen sich alle Engpässe in beiden Wetterjahren und in allen betrachteten Jahren beheben. Es tritt keine Übertragungs herausforderung auf. In wenigen Stunden der drei Betrachtungsjahre ist es erforderlich, die Potentiale flexibler Netzersatzanlagen und Stromverbraucher zur Engpassbehebung einzusetzen. In den Rechnungen unter Berücksichtigung des Kraftwerksparks, der aus dem Wetterjahr 2012 resultiert, kommen diese Potentiale in sieben Stunden (2025), 18 Stunden (2026) bzw. in 36 Stunden (2031) zum Einsatz, um Engpassfreiheit im Netz zu erreichen. In den Analysen auf Grundlage des Wetterjahrs 2019 sind diese Potentiale in vier (2025), 13 (2026) bzw. 20 Stunden (2031) für ein engpassfreies Netz erforderlich. In den meisten dieser Stunden besteht ein hohes Importerfordernis und damit verbunden eine hohe Auslastung grenznaher Leitungen.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Redispatchrechnungen detaillierter dargestellt.

Die Redispatchvolumina in der betrachteten Region (auf Grundlage des für das Wetterjahr 2012 ermittelten Kraftwerksparks) liegen für 2025 und 2026 etwa in der gleichen Größenordnung (12 TWh bzw. ca. 16,5 TWh) und steigen bis 2031 auf ca. 45 TWh an (siehe Abbildung 35). Um ein engpassfreies Netz in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone zu erhalten, werden in allen drei Betrachtungsjahren ausländische Redispatchpotentiale eingesetzt. Im Unterschied zu den Systemanalysen nach NetzResV und der Netzentwicklungsplanung werden diese Potentiale in den vorliegenden Analysen zur netzseitigen Versorgungssicherheit gleichrangig zu den Potentialen der deutsch-luxemburgischen Gebotszone betrachtet bzw. eingesetzt, weshalb die ausländischen Potentiale einen signifikanten Beitrag zur Engpassbehebung in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone leisten. Wie aus der Handelsbilanz, siehe Abbildung 31, ersichtlich ist, fungiert Frankreich in allen Jahren als Nettoexporteur. Die Ergebnisse der Redispatchrechnungen zeigen insbesondere für das Jahr 2031, dass das Marktergebnis dahingehend „korrigiert“ werden muss, dass in Frankreich Leistungen angepasst werden müssen, um in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone Engpassfreiheit zu erreichen.

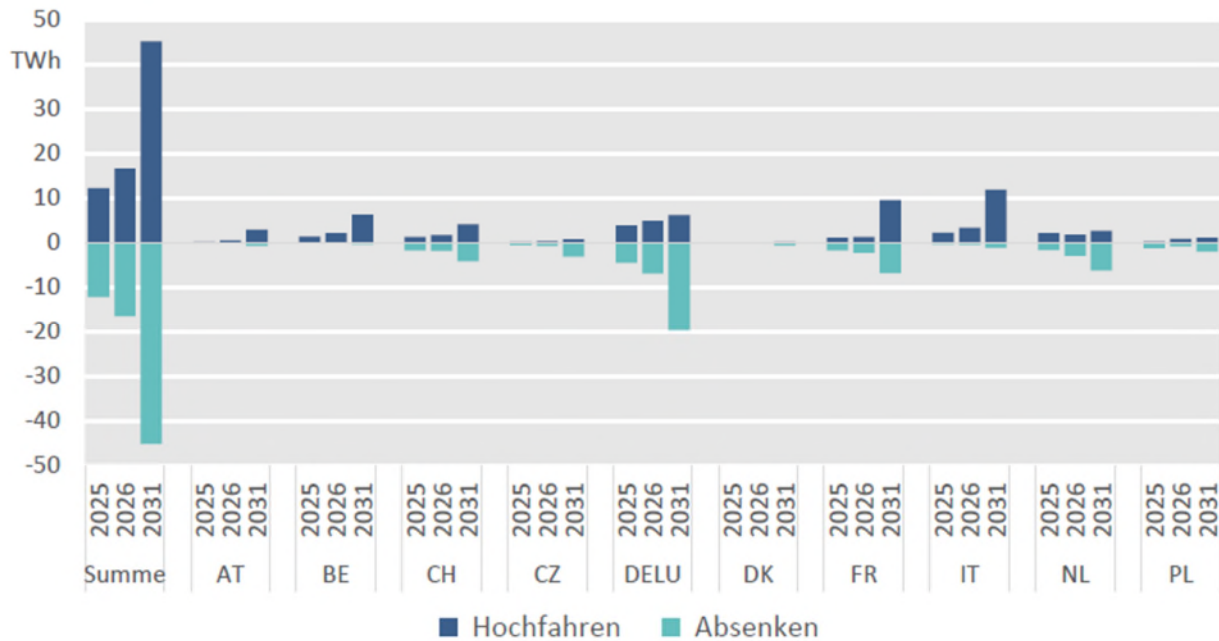


Abbildung 35 Redispatchvolumen in der gesamten Modellregion sowie länderscharf dargestellt für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2012; (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Insgesamt leisten die Potentiale in Frankreich sowie in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone einen wesentlichen Beitrag zur Engpassbehebung. Die Beiträge der Potentiale anderer europäischer Länder sind in 2025 und 2026 im Vergleich dazu geringer. Lediglich im Betrachtungsjahr 2031 zeigt sich ein deutlicher Anstieg auf der Hochfahrseite (bzw. Absenkung der Lasten) in Italien sowie auf der Absenkseite in den Niederlanden entgegen der handelsbedingten Stromflüsse, nach denen Italien in 2031 Stromimporteur und die Niederlande Stromexporteur sind.

Die Ergebnisse, die auf Basis des Kraftwerksparks für das Wetterjahr 2019 ermittelt wurden, sind mit denen für das Wetterjahr 2012 vergleichbar, wie in Abbildung 36 erkennbar. Es zeigt sich ein Anstieg des Redispatchvolumens im zeitlichen Verlauf von 15,8 TWh in 2025 und 20,8 TWh 2026 hin zu ca. 45 TWh in 2031. Dass der Redispatchbedarf in den Betrachtungsjahren 2025 und 2026 höher ist als in den gleichen Jahren auf Basis des Wetterjahrs 2012, ist auf die höheren Einspeisungen aus Onshore-Windenergieanlagen zurückzuführen, die Netzengpässe in Nord-Süd-Transportrichtung verstärken und so Redispatch erforderlich machen.

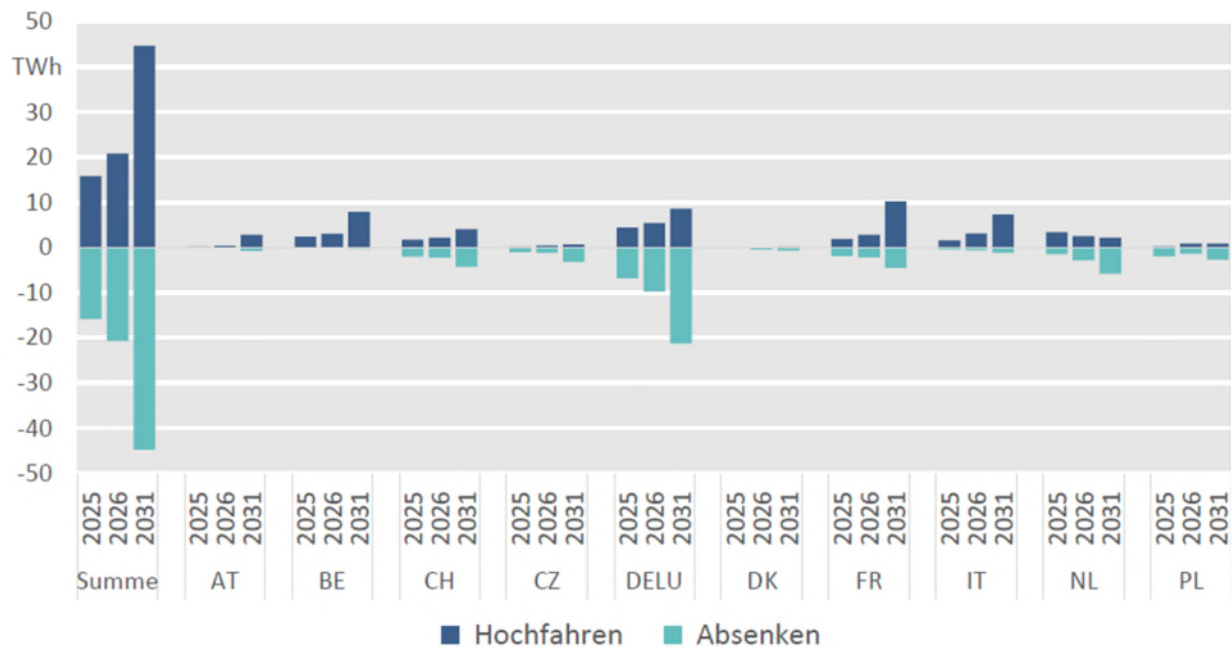


Abbildung 36 Redispatchvolumen in der gesamten Modellregion sowie länderscharf dargestellt für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2019; (Quelle: Consentec, IER, FfE)

In allen Betrachtungen treten nur wenige Stunden mit hohen Redispatchbedarfen auf, wie in Abbildung 37 dargestellt ist. Für 2025 und 2026 liegt der Redispatchbedarf in den meisten Stunden des jeweiligen Jahres auf niedrigem Niveau.

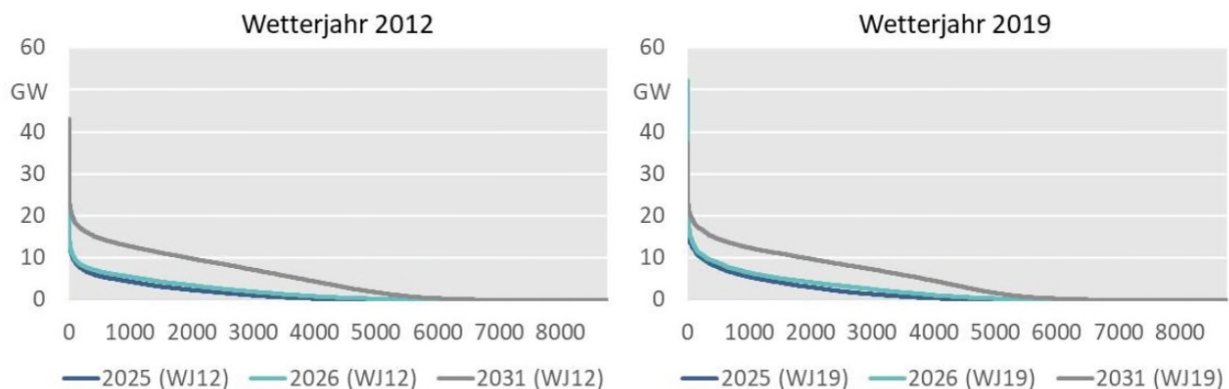


Abbildung 37 Dauerlinien der Redispatchbedarfe. In nur wenigen Stunden eines jeden Betrachtungsjahres treten hohe Redispatchbedarfe auf; (Quelle: Consentec, IER, FfE)

In Abbildung 38 und Abbildung 39 sind die primärenergieträger-scharfen Beiträge zum Redispatch in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone für alle Betrachtungsjahre und beide Wetterjahre dargestellt.

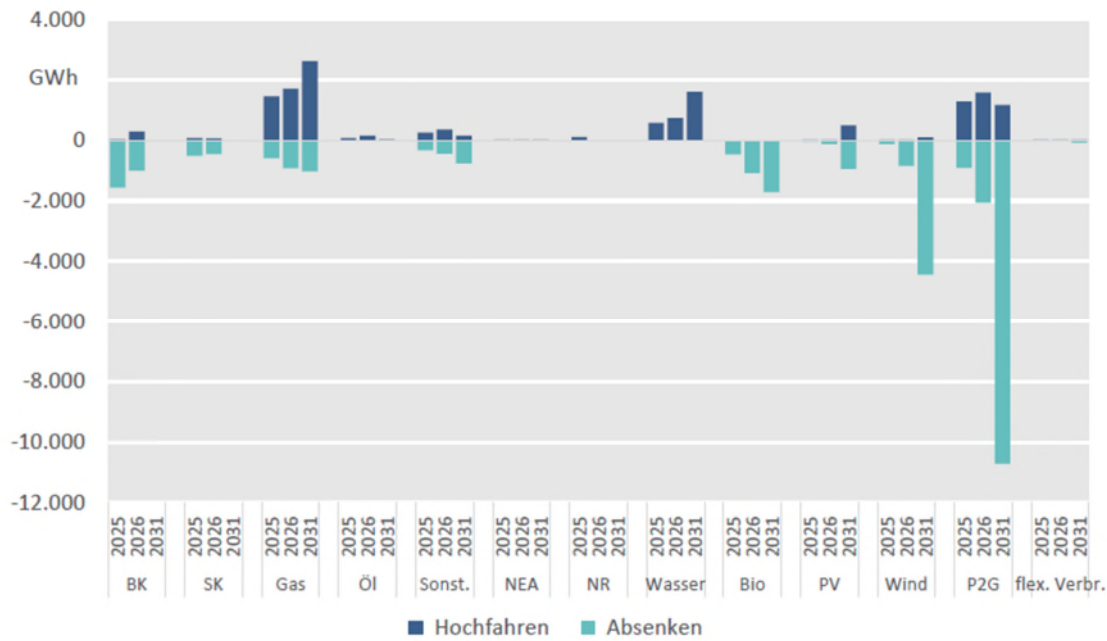


Abbildung 38 Primärenergie-scharf aufgeschlüsselte Beiträge zum Redispatchvolumen in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2012; (Quelle: Consentec, IER, FfE)



Abbildung 39 Primärenergie-scharf aufgeschlüsselte Beiträge zum Redispatchvolumen in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2019; (Quelle: Consentec, IER, FfE)

Für beide Wetterjahre treten ähnliche Ergebnisse auf. Zur Engpassbehebung leisten in 2025 und 2026 hauptsächlich Gas befeuerte Erzeugungsanlagen einen Beitrag. Ab 2026 werden auch Power-to-Gas-Anlagen einge-

setzt. In 2031 verhindern diese Anlagen somit häufig eine Absenkung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, wenngleich sie diese nicht vollständig vermeiden. Eine Abregelung von Windenergieanlagen ist in 2031 häufiger erforderlich. Dass sich eine Abregelung nicht vermeiden lässt, ist darauf zurückzuführen, dass die Annahmen des Szenarios in diesem Bericht nicht zeitlich kongruent zu denen im Netzentwicklungsplan sind. Die Annahmen, mit denen der Transportbedarf für 2035 in der Netzentwicklungsplanung ermittelt wurde, wurden mit dem Szenariorahmen im Jahr 2020 festgelegt. Die für die vorliegenden Analysen unterstellten EE-Ausbauziele gehen darüber hinaus. Dies wirkt sich auf den Transportbedarf aus. Netzausbaumaßnahmen sind daher bereits wesentlich früher erforderlich als ursprünglich geplant.

Die Ergebnisse der Betrachtungen zur netzseitigen Versorgungssicherheit zeigen, dass unter Annahme des Kraftwerksparks, wie er Ergebnis der Investitionsmodellierung ist, dem Netzausbauzustand in den Betrachtungsjahren sowie unter Ausnutzung der zum Engpassmanagement antizipierten Potentiale alle (n-1)-Be-funde behoben werden können, die aus den Lastflussrechnungen resultieren. Es treten keine Übertragungs-herausforderungen auf, die unter den getroffenen Prämissen auf eine Gefährdung der netzseitigen Versor-gungssicherheit hindeuten würden.

E Aktualisierte Untersuchung der marktseitigen Versorgungssicherheit

Die Notwendigkeit einer ergänzenden Berechnung für die marktseitige Versorgungssicherheit geht auf die veränderte Datengrundlage zu Stromverbrauch und Brennstoffpreisen nach Ende der Szenarioerstellung für die Analysen in Kapitel D zurück. Die Berechnungen wurden durch den Gutachter r2b energy consulting im Rahmen eines Forschungsprojektes durchgeführt und untersuchen ausschließlich die marktseitige Versorgungssicherheit³⁴. Im Vergleich zur vorab dargestellten Vorgehensweise ergeben sich Unterschiede hinsichtlich Methodik, Szenario und auch der Betrachtungsjahre. Nachfolgend werden die wesentlichen Punkte der Methodik, der Rahmendaten und die Ergebnisse dargestellt.

1 Methodik

1.1 Szenarienerstellung und Eingangsdaten

Die Veränderungen zwischen der ersten Untersuchung (consentec, IER, FFE) und der zweiten Untersuchung (r2b) gehen auf die nach Beginn der Szenarioerstellung veränderten Prognosen der Bundesregierung zum Stromverbrauch und aktualisierten Annahmen zu Brennstoffpreisentwicklungen zurück. Die Unterschiede in der Methodik zwischen den beiden Untersuchungen werden im Folgenden beschrieben.

Grundsätzlich ist die von r2b gewählte Vorgehensweise der in Abschnitt D 1 dargestellten Methodik sehr ähnlich. Es werden Vorabanalysen und Recherchen zu Rahmenannahmen wie den energiepolitischen Zielen der jeweiligen Regierungen sowie Vorabmodellierungen zur Generierung von Inputdaten durchgeführt. Das betrifft hier die absehbaren Entwicklungen und solche Entwicklungen, die weitgehend regulatorisch geprägt sind. Diese werden in der integrierten Investitions- und Einsatzmodellierung als Input vorgegeben und umfassen z. B. die Bereiche installierte Leistung und Stromerzeugung erneuerbarer Energien, bereits bekannte Bau- und Stilllegungsplanungen von Kraftwerken, Entwicklung der KWK-Ersatzneubauten gemäß KWKG-Förderung oder die Bedarfsfestlegung für die Kapazitätsmärkte im Ausland (siehe Abbildung 40.).

Ähnlich der in Abschnitt D 1 dargestellten Methode werden weitere Parameter für die Erstellung der Eingangsdaten und Eingangszeitreihen recherchiert. Alle Rahmenannahmen und Parameter, die für die Modellierung notwendig sind, werden mit anderen Studien, Analysen und einem Austausch mit anderen Experten abgeglichen. Zum Beispiel werden umfangreiche Vergleiche mit einer Vielzahl von Studien Dritter zur Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems durchgeführt. Hierdurch werden die in der Realität gegebenen Rahmenbedingungen, Ziele und aktuelle Entwicklungen in Deutschland und Europa adäquat abgebildet.

³⁴ r2b Energy consulting GmbH: Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland mit Kohleausstieg bis 2030.

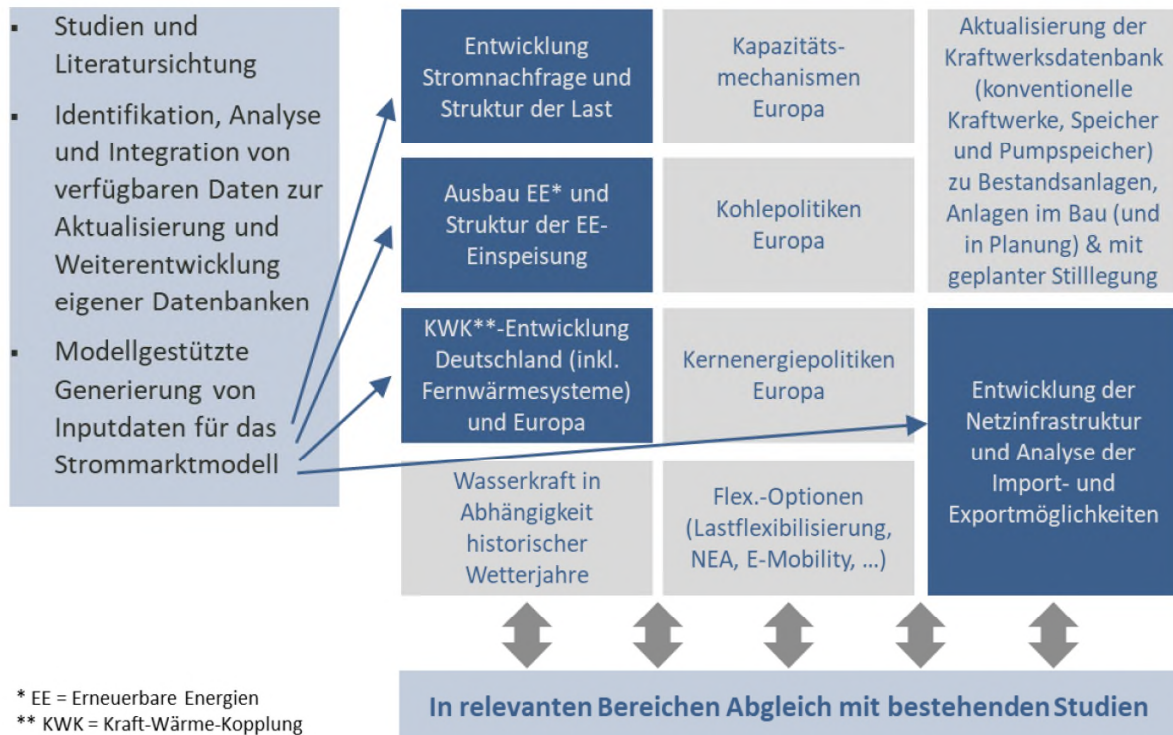


Abbildung 40 Überblick über die Vorabanalysen (Quelle: r2b energy consulting GmbH / Consentec GmbH / Fraunhofer ISI / TEP Energy GmbH)

Alle Ergebnisse der Vorabanalysen, der Parametrierung und der Zeitreihenerstellung werden wiederum mit den Ergebnissen anderer Studien plausibilisiert und ist dem Strommarktmodell vorgeschaltet. Die Parametrierung und die Zeitreihenerstellung werden im Folgenden detaillierter dargestellt und gegebenenfalls auf Unterschiede zu der in Kapitel D beschriebene Methodik hingewiesen.

1.2 CO₂- und Brennstoffkosten

Wie im Kapitel D 2.1.1 beschrieben, sind CO₂- und Brennstoffpreise die wesentlichen Treiber für die Höhe der variablen Kosten der Stromerzeugung konventioneller Kraftwerke und somit in einem eigenen Abschnitt beschrieben. Die Preise werden europaweit erhoben und unterscheiden sich regional und nach Transportmittel. Z. B. unterliegt die Beschaffung per Pipeline anderen Transportkosten als die Beschaffung per Schiff (z. B. LNG).

Bei den Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise wird hier ebenfalls auf einschlägigen Studien verwiesen. Der „World Energy Outlook“ (WEO) der Internationalen Energieagentur (IEA), der in regelmäßigen Abschnitten veröffentlicht wird, ist die Grundlage für die langfristigen CO₂- und Brennstoffkosten ab 2030. Der WEO beinhaltet verschiedenen Szenarien, die wiederum je nach internationalen Politikmaßnahmen und Regularien für mehr oder weniger wahrscheinlich erachtet werden. Aufgrund der grundlegenden Veränderungen im europäischen Energiemarkt infolge des Ukraine-Krieges werden für Erdgas und Kohle jedoch die langfristigen WEO-Preisprognosen für den asiatischen Markt verwendet. Des Weiteren werden für die kurz- bis mittelfristige Preisentwicklungen bis 2025 die gängigen Terminmarktnotierungen der relevanten Handelsplätze herangezogen.

Für bestimmte Energiepreise wie leichtes und schweres Heizöl gibt es keine entsprechende Basis für Großhandelspreise. Diese Preise werden mittels statistischer Analyse historischer Marktpreise auf Basis von Rohölpreisen, mit einem aus der statistischen Analyse ermittelten Zuschlag für Raffinerieverarbeitungs-, Transport- und Vertriebskosten, abgeleitet. Für Braunkohle existiert ebenfalls kein entsprechender Großhandelspreis. An dieser Stelle werden die abgeschätzten Förderkosten der Braunkohle aus öffentlichen Studien herangezogen.

Bei den Preisen für CO₂-Zertifikaten werden für die kurzfristigen und mittelfristigen Preise die Handelsnotierungen der EEX-Futures herangezogen. Für langfristige Prognosen wird der Preispfad der WEO-Studie verwendet.

1.3 Kraftwerkspark

Wie in der Methodik in Kapitel D 1 und weiter unten dargestellt, wird der zukünftige Kraftwerkspark mittels einem integrierten Investitions- und Einsatzmodell bestimmt. Die benötigten Vorabanalysen bezüglich der exogen vorgegebenen Annahmen ist identisch.

Das Ergebnis des integrierten Investitions- und Einsatzmodells, bestehend aus Zu- und Rückbau von Kraftwerkskapazitäten verschiedener Kraftwerkstechnologien, wird u. a. auf Grundlage exogener Annahmen getroffen. Neben den CO₂-, Brennstoff- und spezifischen Technologiepreisen und dem bestehenden europäischen Kraftwerkspark sind bekannte politische Vorgaben und Maßnahmen von entscheidender Bedeutung.

Der bestehende Kraftwerkspark wird auf Basis bestehender nationaler und europäischer Datenbanken ermittelt. Diese Daten sind teils öffentlich verfügbar und kommerzieller Natur. Des Weiteren werden die Daten mit Informationen von ÜNB, Behörden, Strombörsen etc. abgeglichen. In der bestehenden Kraftwerksliste sind auch alle schon bekannte Zu- und Rückbauten enthalten und werden entsprechen im Modell exogen vorgegeben.

Besondere Bedeutung haben die Atom- und Kohlekraftwerke. Diese sind in allen europäischen Ländern von hoher politischer Bedeutung und werden entsprechend stark reguliert. Aus nationaler Sicht gibt es den Atom- und Kohleausstiegspfad, der berücksichtigt wird. Aus europäischer Sicht gibt es ebenfalls geplante Atom- und Kohleausstiege aber auch den geplanten Zubau von Atomkraftwerken, die berücksichtigt werden.

Neben der Stromproduktion produzieren bestimmte Kraftwerke Wärme (KWK). Deren Wärmeerzeugung wird zur Deckung des Wärmeverbrauchs in öffentlichen und industrieller Wärmenetzen verwendet. Neben den bestehenden Wärmenetzen und deren bestehenden KWK-Kraftwerken, werden auch Potenziale bezüglich neuer Wärmenetze ermittelt sowie die Ziele und Prognosen für die Ausweitung der Nutzung von erneuerbarer Wärme berücksichtigt. KWK Kraftwerke stehen in Konkurrenz mit anderen Technologien wie z. B. Gaskessel oder erneuerbare Wärme aus elektrisch betriebenen Wärmepumpen.

1.4 Stromverbrauch und Flexibilität

Die Zeitreihenerstellung bezüglich des Verbrauchs erfolgt für sechs verschiedene Wetterjahre und mittels einer vorab durchgeführten Regionalisierung.

Die durchschnittliche jährliche Energie- bzw. Stromnachfrage für Deutschland und weitere Länder der Europäischen Union als Szenarioannahme wird dabei in Sektoren und Unterbereiche aufgeteilt (siehe Abbildung 41). Die Sektoren bilden Haushalte, GHD, Verkehr und Industrie. Neben den Sektoren werden auch einzelne

Branchen (z. B. Chemieindustrie) oder Bereiche (z. B. Öffentlicher Nahverkehr) berücksichtigt. Für jede Branche gibt es charakteristische Stromverbräuche die für das jeweilige Betrachtungsjahr projiziert werden. Dabei werden die oben genannten energiepolitischen Rahmenbedingungen und Ziele sowie technische bzw. ökonomische Entwicklungen berücksichtigt. Darunter fällt insbesondere die E-Mobilität, die neben steigender Stromverbräuche auch den Stromverbrauchsverlauf ändert. Der stündliche Verlauf des Stromverbrauchs der Elektromobilität und der strombasierten Wärmeversorgung aus Wärmepumpen wird endogen im Strommarktmodell ermittelt.

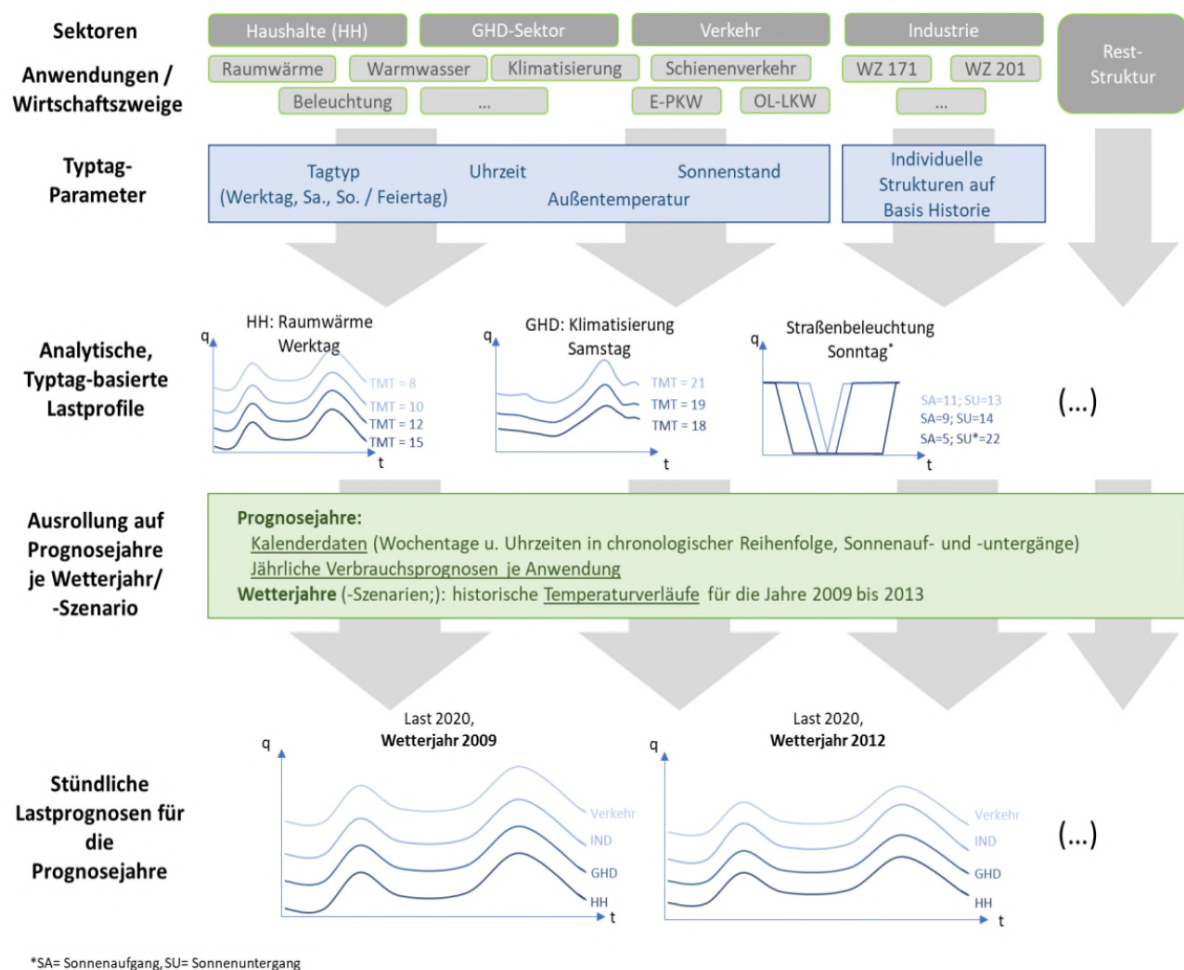


Abbildung 41 Generierung stündlicher Lastprognosen (Quelle: r2b 2019)

Ein ähnliches Vorgehen wie für den Stromverbrauch wird auch für den Wärmeverbrauch durchgeführt. Dabei spielen ebenfalls die oben genannten Sektoren sowie deren Branchen eine Rolle. Durch die steigenden elektrischen Wärmeerzeuger (Wärmepumpen, Elektrodenheizkessel, etc.) steigt auch der Stromverbrauch bzw. beide Verbräuche werden gekoppelt. Dazu ist der Wärmeverbrauch stark abhängig von den Außentemperaturen und verursacht gerade in den Wintermonaten einen besonders hohen Verbrauch. Der Wärmeverbrauchsverlauf wird auf Basis von zeitlich und regional hochaufgelösten Daten zu meteorologischen Bedingungen (u. a. Windgeschwindigkeiten, Temperaturen, Globalstrahlung) ermittelt.

Wie im Kapitel D 1.2 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschrieben wird auch in der Methodik von r2b zwischen weitgehend unflexiblen und zukünftigen flexiblen „neuen“ Verbraucher unterschied-

den. Die „neuen Verbraucher“ umfassen die sogenannten Sektorkopplungstechnologien zwischen den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr und können unter bestimmten Voraussetzungen flexibel am Strommarkt agieren.

Weitere modellierte Flexibilitäten sind Netzersatzanlagen und der freiwillige Lastverzicht der Industrie. Netzersatzanlagen werden für den Betrieb bei lokalen Versorgungsunterbrechungen vorgehalten, können jedoch ohne Nutzungskonkurrenzen auch als Spitzenlastoption im Strommarkt oder zur Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden. Diese Anlagen erhalten ein gewisses Kontingent an Einsatzstunden im Jahr, um kurzfristig die Deckung von Lastspitzen im Markt zu übernehmen. Der freiwillige Lastverzicht der Industrie senkt dagegen die Lastspitzen, indem die Industrie u. a. auf einen Teil Ihrer Stromlast verzichten. Mit zuvor eingekauftem Strom, der in Zeiten hoher Preise weiterverkauft wird, lassen sich somit auch Erlöse erzielen. Die Potenziale und Kosten der Netzersatzanlagen und dem freiwilligen Lastverzicht der Industrie beruhen auf eigenen Analysen sowie der Auswertung von Analysen Dritter und sonstigen Veröffentlichungen.

1.5 Erneuerbare Energien

Zur Ermittlung der stündlichen Erzeugungsganglinien und der sich daraus ergebenden jährlichen Stromerzeugungsmengen der dargebotsabhängigen EE Windenergie an Land und auf See sowie PV werden ebenfalls Simulationsmodelle verwendet. Mittels dieser Modelle werden unter Berücksichtigung der angenommenen Entwicklung der installierten Leistungen in den zukünftigen Jahren Erzeugungsganglinien für die entsprechenden EE-Technologien und Wetterjahren abgeleitet.

Wie bei der Bestimmung des Wärmebedarfs, erfolgt die Zeitreihenerzeugung Erneuerbarer Energien auf Basis von zeitlich und regional hochaufgelösten Daten zu meteorologischen Bedingungen (u. a. Windgeschwindigkeiten, Temperaturen, Globalstrahlung) vergangener Jahre und einer detaillierten Abbildung der technischen Parameter und der regionalen Verteilung von Windenergie- und PV-Anlagen. Für Laufwasser basieren die Erzeugungsganglinien bzw. die Stromerzeugungsmengen im Unterschied zur Windenergie und PV auf historischen, aggregierten Einspeiseganglinien.

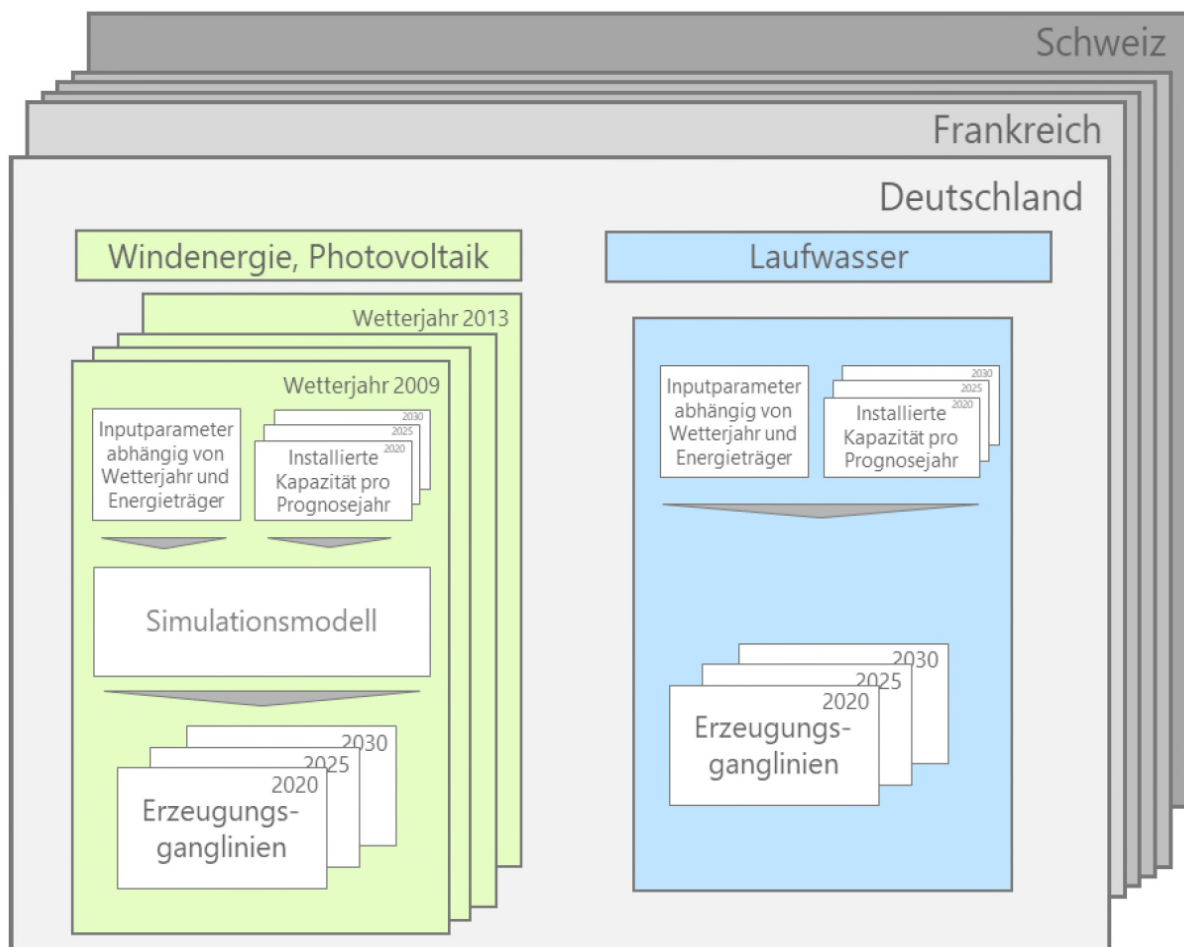


Abbildung 42 Modell zur Bestimmung von EE-Erzeugungsganglinien (Quelle: r2b)

1.6 Investitions- und Einsatzmodell

Grundsätzlich verfolgen das in Kapitel D 1.3.1 vorgestellte Investitionsmodell und das Europäische Strommarktmodell der r2b energy consulting den gleichen Zweck; das Berechnen der zukünftigen Entwicklung des Anlagenparks für das jeweilige Betrachtungsgebiet. In beiden Fällen handelt es sich um ein Fundamentalmmodell des Strommarkts, das unterstellt, dass sich die Strommarktakteure im Sinne einer Gewinnmaximierung rational verhalten. Aus der kollektiven Gewinnmaximierungsabsicht einzelner Akteure folgt dann unter der Annahme vollkommener Märkte (was für den Strommarkt approximativ angenommen wird), dass das Marktgleichgewicht gerade der Minimierung der Gesamtkosten entspricht. In beiden Ansätzen werden somit die (europäischen) Gesamtkosten aus Investitions- und Einsatzentscheidungen unter der Einhaltung von Nebenbedingungen minimiert. Die Nebenbedingungen sind im Wesentlichen für beide Modelle insofern identisch, als dass stets die Leistungsbilanz für Strom und Wärme gedeckt werden muss, technologische Einschränkungen der Kraftwerke und zeitkoppelnde Nebenbedingungen für Speicher und Nachfrageflexibilitäten berücksichtigt werden sowie Handelsbeschränkungen vorliegen. Die grundsätzliche Struktur ist in Abbildung 43 dargestellt.

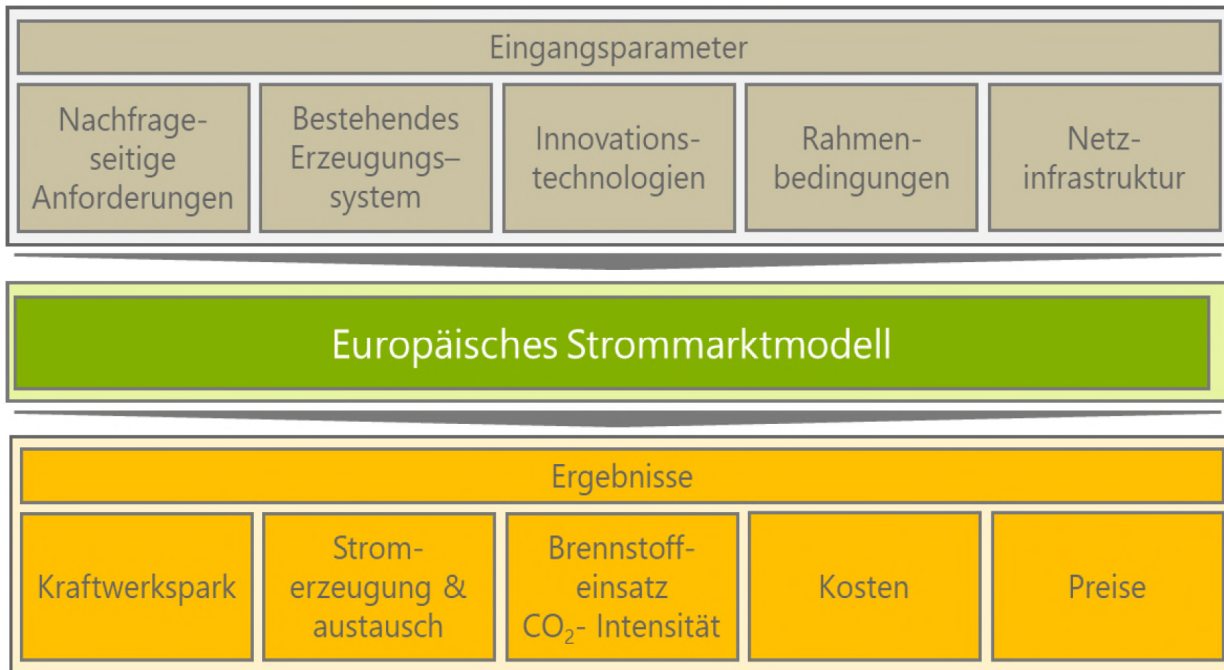


Abbildung 43 Struktur des r2b Strommarktmodell (Quelle: r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP Energy (2019))

Es existieren jedoch sowohl Unterschiede im Detail, wie z. B. die endogene Bestimmung des Zeitraums geplanter Nichtverfügbarkeiten im r2b Modell, als auch fundamentale methodische Unterschiede.

Bei dem r2b Strommarktmodell handelt es sich um ein lineares, dynamisches, stochastisches Optimierungsmodell, das den gesamten Betrachtungshorizont bis 2045 integriert betrachtet. Es ist deshalb stochastisch, weil sechs Wetterjahre (2009-2013, 2017) mit jeweils der gleichen Eintrittswahrscheinlichkeit gleichzeitig Eingang in das Modell finden. Es wird demnach in einer Modellrechnung der kostenminimale europäische Anlagenpark für den gesamten Betrachtungshorizont und unter Berücksichtigung unterschiedlicher Wetterbedingungen berechnet. Die Unterschiede zur Modellierung in Kapitel D1.3.1 sind somit zweidimensional, da dort für jedes Stützjahr und die beiden Wetterjahre 2012 und 2019 jeweils ein Anlagenpark bestimmt wird. Im Strommarktmodell der r2b wird demnach auch der Anlagenpark für die Jahre zwischen den Stützjahren berechnet.

Es folgt eine detaillierte Beschreibung des r2b Strommarktmodells, die sich im Wesentlichen auf die Ausführungen in r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP Energy (2019, Kapitel 3.2.2) stützt:

Das Strommarktmodell bildet die Wirkungsmechanismen innerhalb des europäischen Stromverbundes beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt unter Berücksichtigung der grenzüberschreitenden Netzinfrastruktur ab. Hierbei werden die aktuellen und künftigen regulatorischen Rahmenbedingungen wie z. B. Marktdesigns mit und ohne Kapazitätsmärkte und die Anreize des Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystems sowie die Marktkopplung abgebildet.

Es handelt sich um ein dynamisches Strommarktmodell, das neben Einsatzentscheidungen und Revisionen auch Des- / Investitionsentscheidungen der Marktakteure modellendogen und simultan über den gesamten Analysezeitraum vor dem Hintergrund von Wirtschaftlichkeitsaspekten abbildet. Somit werden dynamische

Marktanpassungsreaktionen und damit der nicht exogen vorgegebene Teil der Entwicklung des Stromerzeugungssystems inklusive der Erschließung von Flexibilitätsoptionen, wie z. B. freiwilliger Lastverzicht der Industrie oder Netzersatzanlagen (NEA) endogen ermittelt.

Dabei werden die ökonomischen Wirkungsmechanismen eines Wettbewerbsmarktes abgebildet: Betreiber konventioneller Kraftwerke, stromgeführter KWK-Anlagen sowie von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken treffen ihre Entscheidungen in einem Wettbewerbsmarkt mit dem Ziel der Erlösmaximierung. Hierbei werden rationale Erwartungen der Akteure durch gleichzeitige Berücksichtigung von Unsicherheiten und Risiken, die sich aus unterschiedlichen Realisationen von Last, Erzeugungsbedingungen der Wasserkraft und der Einspeisung von Windenergieanlagen und PV-Anlagen bei unterschiedlichen Wetterbedingungen sowie unterschiedlichen Realisationen ungeplanter Kraftwerksausfälle ergeben, unterstellt. Dies gilt sowohl für Investitions- als auch für Betriebsentscheidungen.

Bei der Entwicklung der verfügbaren Leistung werden Investitionsentscheidungen, Entscheidungen zu vorzeitigen und vorübergehenden Stilllegungen, Wiederinbetriebnahmen und Revisionszyklen abgebildet. In der Des-/Investitionslogik des Modells erfolgen endogene Stilllegungen von fossil befeuerten Kraftwerken (Stein- und Braunkohlekraftwerke, GuD-Anlagen, Gasturbinen und Motorkraftwerke ohne KWK) aufgrund unzureichender Wirtschaftlichkeit, wenn die maximale technische Lebensdauer noch nicht erreicht ist. Dabei erfolgt eine vorläufige Stilllegung, wenn der Deckungsbeitrag 1 (DB 1) des Kraftwerks in dem Betrachtungsjahr geringer als 50 % der jährlichen, fixen Betriebskosten ist, aber der Barwert der diskontierten DB 2 über die im Maximum verbleibende technische Lebensdauer positiv sind.³⁵ Ein endogener Zubau von fossil befeuerten Kraftwerken (Stein- und Braunkohlekraftwerke, GuD-Anlagen, Gasturbinen und Motorkraftwerke ohne KWK) und eine Erschließung von Flexibilitätsoptionen erfolgt, wenn der Barwert der diskontierten DB 2 über die technische Lebensdauer größer als die Investitionskosten bzw. die einmaligen Erschließungskosten sind. Zudem bildet das Simulationsmodell auch technische Charakteristika und regulatorische Rahmenbedingungen ab: Mittel- bis langfristig sind dies jeweils für die betrachteten Länder z. B. altersbedingte Stilllegungen von Erzeugungsanlagen, Stilllegungen auf Basis des jeweiligen nationalen Rechtsrahmens oder auch Restriktionen bezüglich Investitionen in bestimmte Technologien.

Bei Einsatzentscheidungen werden unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten – Vermarktung am Energy-Only-Markt (EOM) sowie Vermarktung an den Regenergie- und ggf. an Kapazitätsmärkten – berücksichtigt. Darüber hinaus sind beim Einsatz der Anlagen technische Charakteristika von Erzeugungsanlagen detailliert berücksichtigt. Bei konventionellen Kraftwerken sind dies z. B. An- und Abfahrkosten, Lastgradienten und technische Mindestleistungen. Bei KWK-Anlagen sind dies Anforderungen, die sich aus der Deckung des Wärmebedarfs bzw. des Bedarfs an Prozessdampf unter Berücksichtigung von Flexibilität im gesamten KWK-System, wie z. B. Wärmespeicher, Erdgaskessel und PtH (Power to Heat), ergeben. Bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken werden z. B. Speichervolumina, Umwandlungsverluste beim Pumpen und Turbinieren sowie der Umfang und die zeitliche Struktur von natürlichen Zuflüssen in geeigneter Approximation berücksichtigt. Die Auswirkungen, die sich aus diesen Restriktionen ergeben, werden simultan bei einer Vermarktung auf dem Großhandelsmarkt sowie bei einer Vermarktung an den Regenergie- und Kapazitätsmärkten berücksichtigt.

³⁵ Deckungsbeitrag 1 (DB 1) = Erlöse abzüglich variabler Kosten; Deckungsbeitrag 2 (DB 2) = Erlöse abzüglich fixer und variabler Kosten.

Die Einspeisung der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien, der wärmegeführten KWK, des inflexiblen Teils der Bioenergieanlagen sowie sonstiger erneuerbaren- und nicht-erneuerbaren-Anlagen wird dem Modell weitgehend exogen vorgegeben.

Die Dargebotsabhängigkeit der Einspeisung von Windenergieanlagen, PV-Anlagen und Wasserkraftwerken mit natürlichem Zufluss sowie temperaturbedingte Abhängigkeiten der Last werden über Stochastik in der Modellierung berücksichtigt. Die stochastische Modellierung erfolgt simultan für sechs verschiedene Wetter-, Wasser- und Lastjahre. Grundlage für die Abbildung sind die historischen Jahre 2009 bis 2013 und 2017.

Zusätzlich sind im Modell auch Entscheidungen weiterer Marktteure im Bereich der Flexibilitätsoptionen abgebildet. So werden die Erschließung und Nutzung von freiwilligem Lastverzicht der Industrie und von Netzersatzanlagen ebenso berücksichtigt wie Einsatzentscheidungen der Betreiber von EE-Anlagen in der Direktvermarktung. Auch für neue Verbraucher, wie elektrische Wärmepumpen und Elektromobilität, werden Einsatzentscheidungen unter Einhaltung vorgegebener Restriktionen modellendogen ermittelt.

Um eine adäquate Abbildung der Investitions- und Einsatzentscheidung am Großhandelsmarkt unter Berücksichtigung der Erlöspotenziale an den Regelenergie- und Kapazitätsmärkten zu gewährleisten, erfolgt im Modell eine simultane Analyse für einen langen Betrachtungszeitraum bei einer gleichzeitig hohen zeitlichen Auflösung:

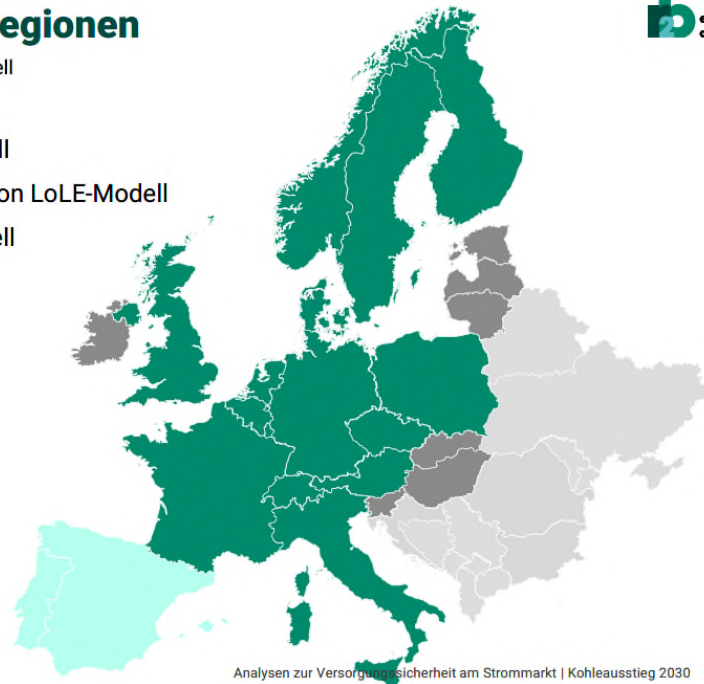
- Es wird eine geschlossene Optimierung für den Zeitraum bis 2045 (Stichjahre 2025, 2028, 2030, 2035, 2040, 2045) simultan über 6 Wetterjahre (2009-2013, 2017) durchführt. Eine Auswertung der Ergebnisse erfolgt für die Jahre 2025, 2028 und 2030.
- Für jedes Stichjahr wird eine zeitliche Auflösung von 8.760 Perioden verwendet, d. h. Perioden mit einer Dauer von einer Stunde, und dabei wird deren chronologische Reihenfolge berücksichtigt. Darüber hinaus wird der Regelenergiemarkt und vorhandene bzw. genehmigte Kapazitätsmärkte im Ausland im Modell in geeigneter Approximation abgebildet.

Um die Einbettung des deutschen Stromversorgungssystems in den europäischen Stromverbund adäquat abzubilden, wird Deutschland und die angrenzenden Länder sowie die skandinavischen Länder, Großbritannien, Italien, Spanien und Portugal als Kernregionen in der Strommarktmodellierung analysiert. Weitere an die Kernregionen angrenzende Länder werden als Randregionen berücksichtigt. Im- und Exporte zwischen Kern- und Randregionen werden über aggregierte Im- und Exportfunktionen abgebildet. Siehe Abbildung 44 für eine Darstellung des Betrachtungsgebiets.

Berücksichtigte Modellregionen

Kern- und Randregionen in Markt- und LoLE-Modell

- Kernregion Markt- und LoLE-Modell
- Kernregion Marktmodell/Randregion LoLE-Modell
- Randregion Markt- und LoLE-Modell
- Nicht modelliert



Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt | Kohleausstieg 2030 24.09.2022

Abbildung 44 Betrachtungsgebiet (Quelle: r2b)

Aufbauend auf der Entwicklung eines praxistauglichen Ansatzes zur Bestimmung von Flow-based-Modellen der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität für den Betrachtungsbereich bis 2030 wurde das Strommarktmodell unter Verwendung öffentlich verfügbarer Informationen zum künftigen Netzausbau für alle zu betrachtenden Jahre parametrisiert. Somit ist entsprechend des in der Praxis (in Zentralwesteuropa) angewandten und zur weiteren Ausdehnung vorgesehenen „Flow-based Market Coupling“ ein Ansatz im dynamischen europäischen Strommarktmodell implementiert, der diese Form der Engpassbewirtschaftung in geeigneter Approximation abbildet.

Eine noch ausführlichere Beschreibung der von r2b verwendeten Methodik ist im letzten veröffentlichten Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit Strom des BMWK³⁶ enthalten.

1.7 Versorgungssicherheitsmodell

Das Versorgungssicherheitsmodell der r2b energy consulting entspricht der Methodik im letzten veröffentlichten Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit Strom des BMWK und ist mit dem in Kapitel D 1.4 vorgestellte Modell zur Berechnung der Versorgungssicherheitsindikatoren methodisch identisch.

³⁶ <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerkten.html>

2 Aktualisierte Rahmendaten für die Entwicklung des Europäischen Strommarktes

Die Annahmen für die aktualisierten Berechnungen ähneln denen der ersten Studie, nehmen aber u. a. einen höheren Stromverbrauch und erhöhte Brennstoffpreise an und berücksichtigen Entwicklungen in den europäischen Nachbarstaaten während des letzten Jahres.

Die Grundlage für die Parametrierung bilden die Langfristszenarien ³⁷ (LFSZ3) aus dem Projekt „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, genauer das Szenario TN-Strom. Die Langfristszenarien werden im Auftrag des BMWK unter Leitung des Fraunhofer-Instituts für System- und Innovationsforschung erstellt und sollen Wirkungszusammenhänge durch einen Vergleich von mehreren Szenarien aufzeigen. Die Langfristszenarien weisen eine strukturell gute Übereinstimmung bezüglich der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und der Europäischen Union auf. Um auch die aktuellsten Änderungen der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung weiterer aktueller Entwicklungen abzubilden, wird das Szenario TN-Strom entsprechend von Seiten des BMWK und r2b angepasst. Die weiteren Rahmendaten bilden Gesetze und Verordnungen auf nationaler und europäischer Ebene, u. a. EEG2023 (Koalitionsvertrag, Osterpaket), TYNDP 2022 „Distributed Energy“, World Energy Outlook, nationale und internationale Atom- und /oder Kohleausstiegspfade ab.

2.1 Bruttostromverbrauch

Bezüglich des Bruttostromverbrauchs werden die Annahmen basierend auf den oben genannten Langfristszenarien entsprechend angepasst. Die hohe Elektrifizierung der einzelnen Sektoren führt auch hier zu einem stark steigenden Bruttostromverbrauch, getrieben von neuen flexiblen Verbrauchern. Dadurch, dass die Aktualisierung im Juli erfolgte und die Bundesregierung inzwischen von einem höheren Stromverbrauch ausgeht, wird im Jahr 2030 ein Stromverbrauch von 750 TWh anstatt 715 TWh berücksichtigt. Dabei ist für das Jahr 2030 der Stromverbrauch im Wärmesektor, zur Wasserstoffelektrolyse und für E-LKW höher. Der Stromverbrauch durch große Wärmepumpen in der Fernwärme und der Industrie liegt bei 37,4 TWh. Der Stromverbrauch für Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion liegt sektorübergreifend bei 45,5 TWh. Der Stromverbrauch für elektrische LKW (Oberleitungs-LKW und Batterieelektrische LKW) liegt bei 17 TWh.

2.2 Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise

Die Brennstoffpreise für Europa für den Zeitraum ab 2030 werden, wie bereits vorab in der Methodik beschrieben (siehe Kapitel E 1.2), auf Basis des World Energy Outlook (WEO) „Announced Pledges“, jedoch entsprechend der WEO-Preisprognosen für den asiatischen Markt angenommen. Für die CO₂-Preise ab 2030 wird eine Entwicklung gemäß WEO-Szenario „Announced Pledges“ angenommen. Für den Zeitraum bis 2025 wird auf Terminmarktpreise von Anfang Juni bis Anfang Juli 2022 zurückgegriffen. Zwischen 2025 und 2030 werden die Werte linear interpoliert (siehe Tabelle 5).

Aus diesen Annahmen ergeben sich unterschiedliche Werte im Vergleich zur ersten Untersuchung. Die CO₂-Preise steigen kontinuierlich an. Bei den restlichen Brennstoffen sinken die Preise kontinuierlich. Bei den konventionellen Brennstoffen wird diese Entwicklung mit einer geringeren Nachfrage bedingt durch den technischen Wandel und höheren CO₂-Preisen begründet. Die Preise für Wasserstoff sinken ebenfalls. Die

³⁷ <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>

Nachfrage nach Wasserstoff wird enorm steigen, welche mit steigender Wasserstoffproduktion und sinkenden Wasserstoffproduktionskosten kompensiert wird.

Brennstoff- und CO₂-Preise Sensitivität

	2023	2025	2026	2028	2030
EUA [€/tCO ₂]	85,9	96,7	104,2	113,8	125,3
Uran [€/MWh _{th}]	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Braunkohle [€/MWh _{th}]	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Steinkohle [€/MWh _{th}]	35,3	28,1	25,8	18,5	11,3
Erdgas [€/MWh _{th}]	121,0	61,7	49,8	38,9	28,0
Wasserstoff [€/MWh _{th}]	185,6	164,0	153,3	131,7	110,2
Leichtes Heizöl [€/MWh _{th}]	82,1	72,4	69,8	66,6	63,4
Schweres Heizöl [€/MWh _{th}]	50,7	42,4	40,1	37,4	34,7

Tabelle 5 Brennstoff- und CO₂-Preise (eigene Darstellung basierend auf r2b)

2.3 Annahmen zur Entwicklung des Kraftwerksparks

Für die aktualisierten Berechnungen wird ebenfalls eine Kraftwerksliste erstellt, die den Status Quo abbildet. Des Weiteren werden, wie in Kapitel D 2.1.2 beschrieben, exogene Vorgaben zu nationalen und internationalen Kohle- und Atomausstiegszielen berücksichtigt (siehe u. a. Abbildung 45). Bei den in Abbildung 45 dargestellten installierten Leistungen für Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke handelt es sich um die jeweils maximale Leistung der Kohlekraftwerke gemäß KVBG und unter Berücksichtigung von bereits erfolgten Ausschreibungen und von Stilllegungsankündigungen von Kraftwerksbetreibern. Auch in dieser Untersuchung wurde zudem gemäß dem Ziel im Koalitionsvertrag ein Kohleausstieg bis 2030 angenommen. In der Strommarktmodellierung können weitere endogene Stilllegungen aufgrund unzureichender Wirtschaftlichkeit erfolgen. Die Ergebnisse werden in Kapitel E 3.1 behandelt.



Abbildung 45 Entwicklung der maximalen Kohleleistung in Deutschland (Quelle: r2b)

Neben einer Kraftwerkliste werden auch Flexibilitäten wie "Power-to-Heat" (PtH), Elektrokessel (E-Kessel), sowie Lastmanagement bei Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen angenommen. So werden die folgenden installierten Leistungen, Fahrzeuge und Wärmepumpen im Jahr 2030 grundsätzlich als flexibel angenommen, ohne dass diese endogen durch das Marktmodell zugebaut werden. Darunter fallen in 2030 Elektrolyseure mit 13 GW, PtH-Industrie Großwärmepumpen mit 1 GW, PtH-Industrie E-Kessel mit 4,5 GW, PtH-Öfftl. Versorgung Großwärmepumpen mit 15,3GW, 95 % der 15 Mio. elektrischen PKW (vollelektrisch und Plug-in-Hybrid) und der 0,7 Mio. elektrischen Nutzfahrzeuge, 50 % der elektrischen LKW und 86% der 5,8 Mio. Wärmepumpen aus dem Sektor Haushalte und Gewerbe.

Des Weiteren werden für das Jahr 2030 Flexibilitätspotenziale angenommen, die durch das Marktmodell endogen zugebaut werden können. Darunter fallen Großbatterien mit einer Mindestleistung von 3,2 GW, Lastmanagement der Industrie (Lastreduktion mit freiwilligen Lastverzicht) mit einem Potenzial von 13,6 GW und Netzersatzanlagen (NEA) mit einem Potenzial von 4,1 GW.

2.4 Ausbau der Erneuerbaren Energien

Bei der Entwicklung der Erneuerbaren Energien werden für Deutschland die Ziele des EEG2023 abgebildet (siehe Abbildung 46). Während in der ersten Studie jedoch die angenommene installierte Leistung jeweils zum Jahresanfang vollständig zur Verfügung steht, findet bei den aktualisierten Berechnungen der für das jeweilige Jahr vorgesehene Zubau zu gleichen Teilen monatlich statt, sodass die installierte Leistung zu gemäß EEG-Zielen zum Jahresende erreicht wird. Diese Vorgehensweise führt dazu, dass die erzeugte Energiemenge der Erneuerbaren Energien entsprechend etwas weniger hoch ausfallen.

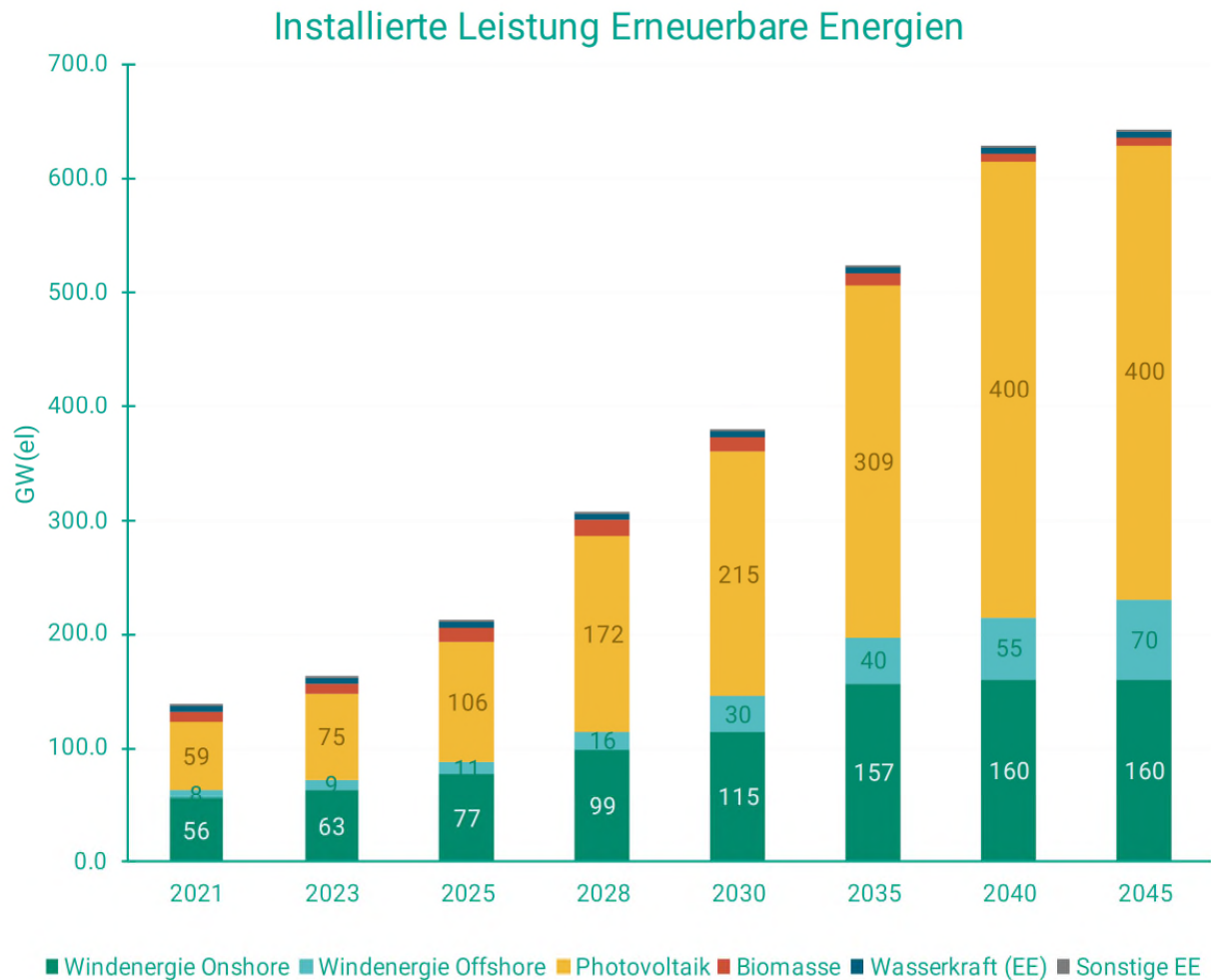


Abbildung 46 Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland (Quelle: r2b)

Auf europäische Ebene wird in beiden Gutachten auf das Szenario „Distributed Energy“ des TYNDP von ENTSO-E zurückgegriffen. Das Szenario „Distributed Energy“ setzt auf einen dezentralen Ansatz für die Energiewende in Europa und somit auf regionale Energiequellen wie Photovoltaik und Windenergieanlagen. Aufgrund der zeitlich versetzten Ausarbeitung der beiden Gutachten berücksichtigt das Erste den TYNDP2020 mit angepassten Zahlen (Tabellen TYNDP 2020*) bezüglich der zukünftigen installierten Leistung Erneuerbarer Energien, wohingegen dem Zweiten die neueren Zahlen aus dem TYNDP2022 zugrunde liegen.

3 Ergebnisse

Die aktualisierten Berechnungen fokussieren sich auf Deutschland und die Jahre bis 2030. Aufgrund der angepassten Annahmen (siehe Kapitel E 2) unterscheiden sich die Ergebnisse für Zu- und Rückbau. Die generelle Richtung und die Größenordnungen bleiben jedoch in der Tendenz gleich.

3.1 Entwicklung des Anlagenparks

Die Entwicklung des Anlagenparks wird für die Betrachtungsjahre 2025, 2028 und 2030 für das Betrachtungsgebiet der Kernregion (Deutschland, Luxemburg, Österreich, Belgien, Schweiz, Tschechien, Dänemark, Frankreich, Italien, Niederlande, Polen, Finnland, Norwegen, Schweden und Großbritannien) dargestellt.

Bis 2030 sinkt die Summe der konventionellen Kapazität aus Kernenergie, Stein- und Braunkohle, Gas und Mineralöl von 350,7 GW in 2022 auf 268,2 GW. Im gleichen Zeitraum steigen die Kapazitäten von Großbatteriespeichern, DSM und NEA von 1,2 GW auf 30,4 GW. Die Erneuerbaren (Wind Onshore, Wind Offshore und PV) wachsen im Betrachtungsgebiet von 364,6 GW in 2022 auf 1.140 GW Erzeugungskapazität in 2030.

Im Fokus dieser Untersuchung steht die Entwicklung in Deutschland bis 2030. Zentrales Ergebnis: In Deutschland vollzieht sich der Kohleausstieg unter den angenommenen Rahmendbedingungen bereits bis 2028 weitgehend marktgetrieben. Die installierte Leistung aller Kohlekraftwerke sinkt bis 2028 bereits auf 3.4 GW. In Abbildung 47 werden für Deutschland alle Zu- und Rückbauten von nicht erneuerbaren Kapazitäten ausgewiesen³⁸.

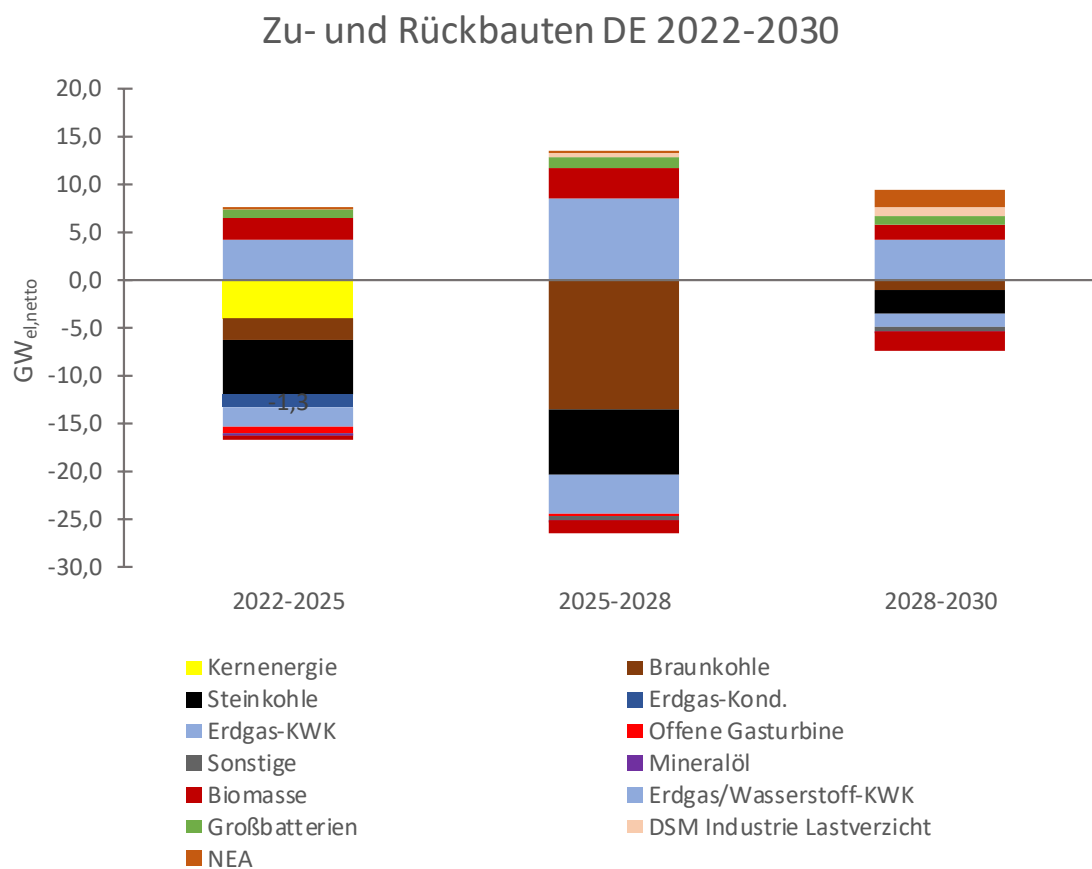


Abbildung 47 Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten im Marktgebiet Deutschland (DE)
(Quelle: r2b energy consulting)

Sichtbar wird hier ein, im Vergleich zum vorgegebenen Ausstiegspfad des KVBG, vorgezogener modellendogener Kohleausstieg, der sich hier nach 2025 bereits größtenteils bis 2028 mit insgesamt 28,3GW stillgelegter

³⁸ Alle Zu- und Rückbauten werden separat ausgewiesen und nicht nur die jeweiligen Nettowerte. Somit werden die einzelnen Technologien in einem Betrachtungsjahr sowohl als Zu- wie auch als Rückbau ausgewiesen, sofern beides in einem Jahr passiert.

Kohlekapazität gegenüber 2022 vollzieht. Die angepassten Annahmen zu den Brennstoffpreisen führen dazu, dass die marktgetriebenen Stilllegungen erst nach 2025 erfolgen. Hauptgrund dafür sind die bis 2025 noch sehr hohen Gaspreise. Bis 2030 wird dann die restliche Kapazität (3,4 GW), wie dem Modell exogen vorgegeben, stillgelegt.

Daneben erhöht sich die Kapazität von Gasraftwerken um 8,1 GW gegenüber 2022, die sich rein aus dem Zubau von KWK-Kapazitäten mit einer Leistung von 16,9 GW speisen. Zwischen 2022 und 2030 werden daneben 7,0 GW Biomasseanlagen und 2,9 GW Großbatteriespeicher zugebaut, sowie 1,4 GW DSM und 2,0 GW NEA erschlossen.

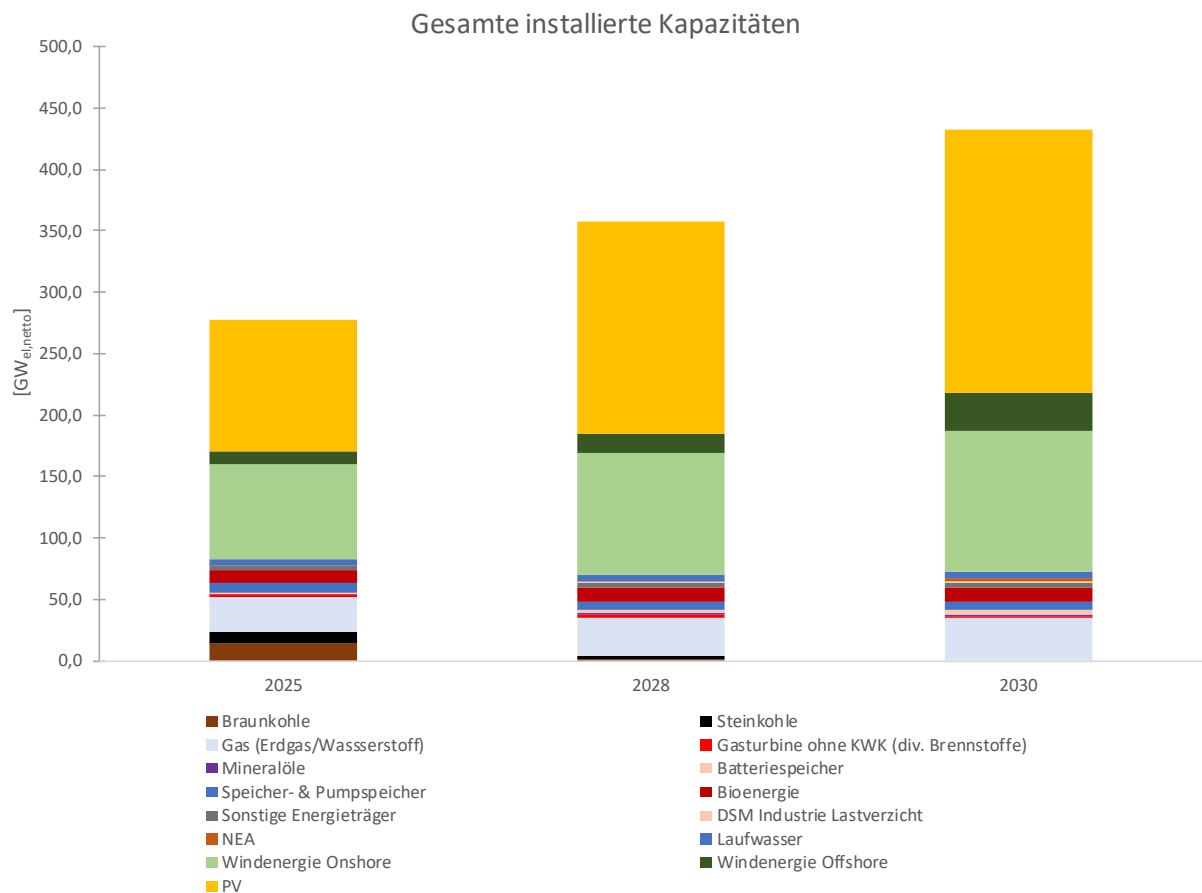


Abbildung 48 Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das Marktgebiet Deutschland (Quelle: r2b energy consulting)

Im Kraftwerkspark wirken sich für Deutschland die Zu- und Rückbauten wie in Abbildung 48 dargestellt aus. Neben dem exogen vorgegebenen starken Ausbau der Erneuerbaren Kapazitäten sinkt die steuerbare Kapazität, die die Flexibilitätsoptionen Großbatteriespeicher, DSM Industrie und NEA miteinschließt, in Summe von 88,7 GW in 2022 auf 77,9 GW in 2025 und auf 67,2 GW bis 2030. Daneben werden gemäß Annahmen im Modell bis 2030 weitere Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite in DE berücksichtigt: Elektrolyseure mit 13 GW, PtH-Industrie Großwärmepumpen mit 1 GW, PtH-Industrie E-Kessel mit 4,5 GW und PtH-Öfftl. Versorgung Großwärmepumpen mit 15,3 GW (nicht in der Abbildung aufgeführt). In der Summe sind es bis 2030 also insgesamt 108,5 GW steuerbare Kapazität, davon 41,2 GW Flexibilitätsoptionen, die hinzukommen (ohne Elektromobilität und Wärmepumpen im Bereich Haushalte und GHD).

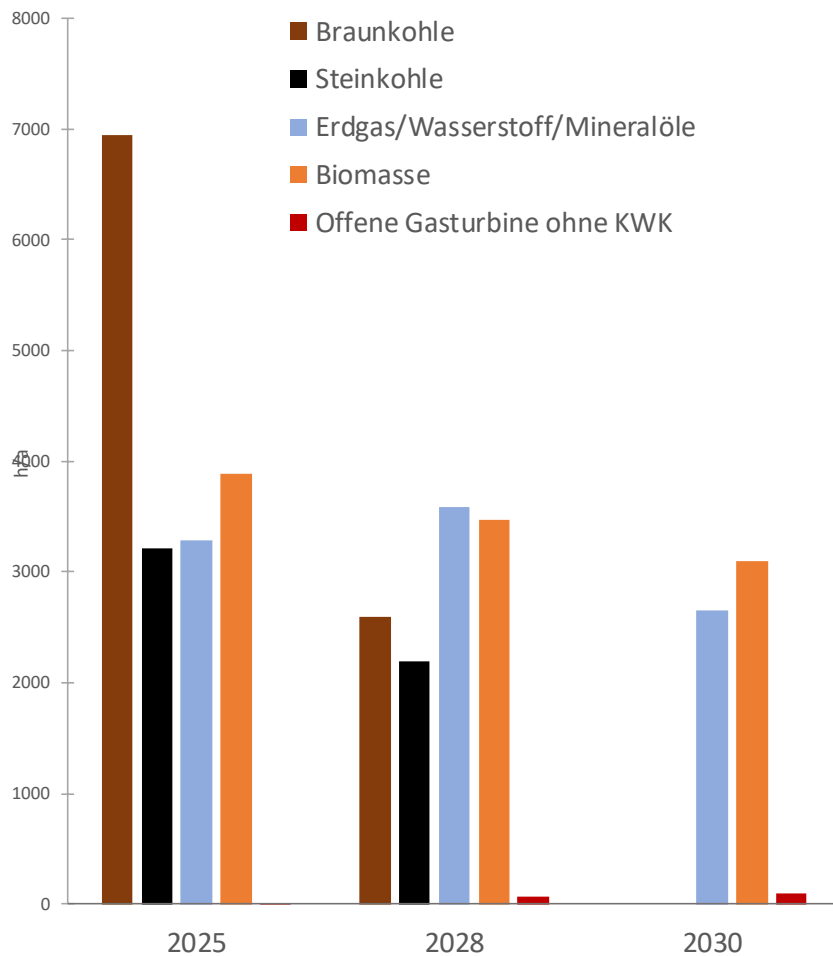


Abbildung 49 Volllaststunden (VLH) der thermischen Kraftwerke im Marktgebiet Deutschland (Quelle: r2b energy consulting)

Die Volllaststunden (VLH) sinken bei der Steinkohle von einem vergleichsweise niedrigen Niveau, auch bei der Braunkohle fallen die VLH von knapp 7.000h in 2025 auf weniger als die Hälfte in 2028. Eine plausible Erklärung für die niedrige Anzahl an VLH kann ein KWK-Winterbetrieb sein, was bedeutet, dass diese Kapazitäten vorrangig zur Wärmebereitstellung in der Heizperiode laufen. Mit der Stilllegung der letzten Kapazitäten gibt es in 2030 im Modell keine Erzeugung aus Kohle mehr. Auch bei den Erdgaskraftwerken und Biomassekraftwerken sinken die VLH kontinuierlich (Abbildung 49). Die offenen Gasturbinen laufen im Vergleich zu den GuD-Anlagen nur zur Deckung der absoluten Spitzenlast.

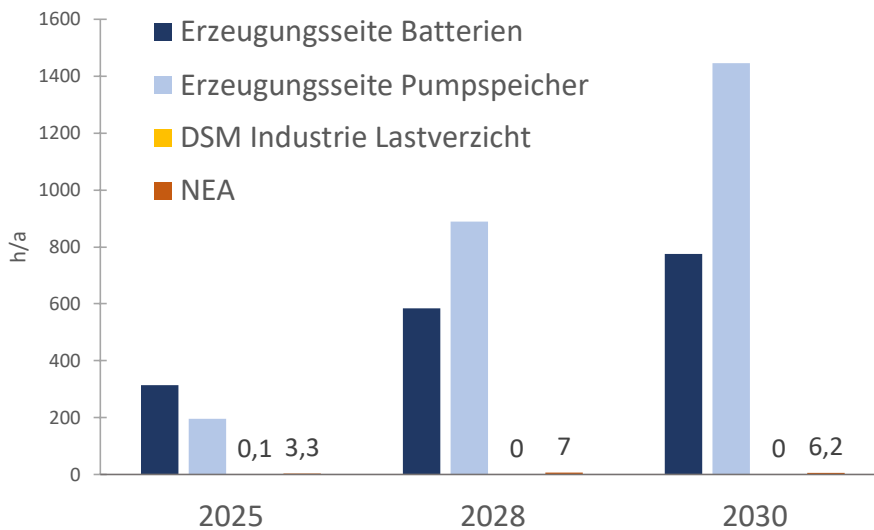


Abbildung 50 Volllaststunden (VLH) der Flexibilitätstechnologien im Marktgebiet Deutschland (Quelle: r2b energy consulting)

Die Unterschiede der einzelnen Flexibilitätstechnologien bei den VLH (Abbildung 50) gehen insbesondere auf die unterschiedlichen Anlageneigenschaften und Kostenstrukturen zurück. Hohe bis sehr hohe Ausübungskosten insbesondere für DSM und NEA führen zu sehr geringen Einsatzstunden. Während bei Pumpspeichern die VLH von 196 Stunden in 2025 auf 1.446 Stunden in 2030 und bei den Großbatterien von 315 Stunden in 2025 auf 775 Stunden in 2030 steigen, verharren die VLH bei den NEA im einstelligen Stundenbereich. DSM wird im Grunde nur in der Spitze der Residuallast für sehr wenige Stunden genutzt. Die großen Kapazitäten dieser Flexibilitätstechnologien in Verbindung mit den geringen VLH machen ihre Rolle als Spitzenlast- bzw. Spitzenlastglättungsanlagen deutlich. Sie werden selten bis sehr selten gebraucht, aber in diesen Stunden tragen sie mit ihrer hohen Kapazität maßgeblich zur Versorgungssicherheit bei.

3.2 Ergebnisse zur marktseitigen Versorgungssicherheit

Für den oben dargestellten Kraftwerkspark in Kombination mit den Annahmen zu Erneuerbaren Energien und Last wird eine VS-Analyse vorgenommen, entsprechend der in diesem Bericht dargestellten Methodik (vgl. Kapitel D 1.4). Für die betrachteten Jahre 2025, 2028 und 2030 wird im Marktgebiet Deutschland / Luxemburg keine Unterdeckung ausgewiesen. Dies gilt auch für 2025 für das ganze Betrachtungsgebiet. Für die Jahre 2028 und 2030 treten dann geringe Unterdeckungen in den Niederlanden, Belgien, Frankreich, Großbritannien und Finnland auf.

- Niederlande
 - o 2028: LOLE 0,01 h/a und EENS 3,6 MWh/a
 - o 2030: LOLE 0,10 h/a und EENS 30,6 MWh/a
- Belgien

- o 2030: LOLE 0,05 h/a und EENS 36,6 MWh/a
- Frankreich
 - o 2030: LOLE 0,03 h/a und EENS 44,2 MWh/a
- Großbritannien
 - o 2030: LOLE 0,08 und EENS 104,4 MWh/a
- Finnland
 - o 2028: LOLE 0,05 h/a und EENS 10,8 MWh/a
 - o 2030: LOLE 0,07 h/a und EENS 17,4 MWh/a

Die Ergebnisse beruhen wiederum zum einen auf exogenen Szenarioannahmen mit Bezug auf Stromverbrauch und Erzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und zum anderen auf endogenen Modellergebnissen. Die wesentlichen Treiber werden im Folgenden kurz skizziert.

Entwicklung des Bruttostromverbrauchs und Ausbau der Erneuerbaren-Energien-Anlagen

In der aktualisierten Berechnung ist der Bruttostromverbrauch in Deutschland mit 750 TWh im Jahr etwa 4,9 % höher als die 715 TWh in der ursprünglichen Berechnung. Zudem beträgt die Gesamtkapazität der Erneuerbaren-Energien-Anlagen in der aktualisierten Rechnung 384 GW und ist somit im Vergleich zur ursprünglichen Rechnung (375 GW) mit 2,4 % nicht ganz so stark gestiegen wie der Verbrauch.

Marktgetriebene Anlageninvestitionen in Erzeugung wie auch Flexibilitäten

In der aktualisierten Berechnung wird der Kohleausstieg bis 2030 als exogene Annahme vorgegeben. In der Berechnung erfolgt dieser aber im Wesentlichen schon marktgetrieben bis 2028, da bis dahin bereits 28,3 GW Stein- und Braunkohle aus dem Markt verschwinden und bis 2030 dann nur noch die übrigen 3,4 GW. Zur Kompensation der Leistung erfolgt simultan bis 2030 ein Zubau von 16,9 GW neuer mit Erdgas befeuerter Kraftwerke (Nettozubau von 8,1 GW) und ein Zubau von 7 GW neuer Biomassekraftwerke. Zudem werden 3,4 GW Flexibilitätsoptionen (NEA und DSM) erschlossen.

Sensitivitätsanalyse

Für die hier dargestellte zweite Untersuchung wurde im Rahmen der VS-Analyse auch noch eine Sensitivitätsanalyse für 2030 bezogen auf den Kraftwerkszubau durchgeführt. Dazu wurde dem Kraftwerkspark im deutschen Marktgebiet, wie er mit der Strommarktmodellierung ermittelt wurde, einmal statisch 10 GW Kraftwerksleistung entnommen und damit eine erneute VS-Analyse durchgeführt. Mit dieser statischen Betrachtung, d.h. ohne eine erneute Strommarktmodellierung mit etwaigen Marktanpassungsreaktionen, wurde untersucht, wie robust die für Deutschland ermittelten Ergebnisse der VS-Analyse sind. Das Ergebnis beschreibt ein hypothetisches Szenario für 2030, in dem in Deutschland 10 GW Erzeugungskapazitäten weniger verfügbar wären, jedoch keine entsprechenden Marktanpassungsreaktionen stattfinden würden. Im Ergebnis resultiert hierbei für Deutschland in 2030 ein LOLE-Wert von 0,15 h/a und ein EENS-Wert von 85,5 MWh. Auch in diesem Fall ist ein sehr hohes Niveau der Versorgungssicherheit gewährleistet. So kann in Deutschland die Nachfrage am Markt nur in wenigen Minuten des Jahres 2030 nicht vollständig gedeckt werden. Dieser Last-

überhang liegt dabei aber weiterhin weit unter dem volkswirtschaftlich effizienten Niveau, das mit dem Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 Stunden pro Jahr errechnet wurde.³⁹ Eine solche Unterdeckung am Markt würde im heutigen System zudem durch vorhandene Reserven behoben, sodass selbst in diesem extremen Szenario die Last jederzeit gedeckt werden kann.

³⁹ Vgl. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/XYZ/zuverlaessigkeitsstandard-fuer-die-stromversorgung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=10

F Ausblick

Abschließend lässt sich festhalten, dass die sichere Versorgung mit Elektrizität im Zeitraum 2025 bis 2031 gewährleistet ist, auch mit einem vollständigen Kohleausstieg bis 2030. **Dazu müssen eine Reihe von erzeugungs- und netzseitigen Entwicklungen realisiert und die entsprechenden Anstrengungen weitergeführt werden.** Die sichere Versorgung der Verbraucher gilt sowohl im Hinblick auf ausreichende Erzeugungskapazitäten als auch im Hinblick auf ausreichende Netzkapazitäten: Die Ergebnisse der Marktseite zeigen für die Gebotszone Deutschland-Luxemburg bis zu den Jahren 2030 bzw. 2031, dass die Last jederzeit gedeckt werden kann. Die netzseitigen Untersuchungen zeigen, dass bei Einhaltung der aktuellen Zieldaten des Netzausbaus und unter Ausnutzung der zum Engpassmanagement zur Verfügung stehenden Potentiale ein engpassfreier Netzbetrieb gewährleistet werden kann. Damit die sichere Versorgung mit Elektrizität gewährleistet ist, müssen aber eine Reihe von erzeugungs- und netzseitigen Entwicklungen realisiert werden. Deshalb wird das Monitoring der Versorgungssicherheit auch regelmäßig fortgeführt. Die vorliegenden Ergebnisse basieren auf Modellrechnungen, deren Anspruch es ist, die zukünftige Entwicklung bestmöglich abzubilden. Naturgemäß muss die Komplexität des Strommarkts in den Modellen reduziert werden, um berechenbare, interpretierbare und abgrenzbare Ergebnisse zu erzeugen. Die Interaktion mit anderen Märkten wie dem Rohstoff-, Wärme- oder CO₂-Markt wird z. B. nicht analysiert, sondern über vorgegebene Annahmen abgebildet. Die Funktionsweise des Strommarkts selbst wird über den wettbewerblichen Day-Ahead Markt wiedergegeben. Dadurch werden keine strategischen (Einzel-)Ziele von Unternehmen berücksichtigt, die Komplexität des Terminmarktes wird auf die „Make it or buy it“ Entscheidung der Kraftwerksbetreiber reduziert. Dies ist dann richtig, wenn die Einsatzentscheidungen von Betreibern im Vordergrund stehen. Für Investitionsentscheidungen sind aber auch andere Faktoren wie die Möglichkeit langfristiger Absicherungen, Portfolioeffekte, Kapitalverfügbarkeit etc. entscheidend. Diese individuellen betriebswirtschaftlichen Zusammenhänge können über ein volkswirtschaftliches Modell des Gesamtsystems nicht im Detail abgebildet und auch über die Akteursanalyse nicht entsprechend detailliert berücksichtigt werden.

Zahlreiche weitere Annahmen liegen den Berechnungen zugrunde, die von politischen und regulatorischen Entscheidungen sowie der gesellschaftlichen Akzeptanz und zuletzt auch vom globalen Marktgeschehen abhängen, das Einfluss auf Rohstoffpreise und Investitionsverhalten ausübt. Ob die unterstellten und berechneten Zubauten von Kraftwerken, Flexibilitäten oder Erneuerbaren Energien Anlagen also in den kommenden Jahren tatsächlich so realisiert werden, muss kontinuierlich beobachtet und evaluiert werden. Gleiches gilt für den Netzausbau und die grenzüberschreitenden Regelungen zur Engpassentlastung. Die Bundesnetzagentur wird dazu im fortlaufenden Monitoring ihre Annahmen stetig anpassen und mehrere Szenarien und Sensitivitäten berechnen, um das Niveau der Versorgungssicherheit umfassend zu bewerten und, sofern nötig, Handlungsbedarf aufzuzeigen.

G Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Entwicklung des SAIDIEnWG von 2011 bis 2021 (Quelle: Bundesnetzagentur)	24
Abbildung 2 Engpassmanagementmaßnahmen der Jahre 2015 bis 2021 in GWh (Quelle: Monitoring Energie Bundesnetzagentur)	25
Abbildung 3 Methodisches Vorgehen VS-Monitoring (eigene Darstellung basierend auf Consentec, FfE, IER).....	27
Abbildung 4 Überblick zum Vorgehen in der Akteursanalyse (Quelle: Consentec, FfE, IER).....	33
Abbildung 5 Untersuchungsansatz zur Abschätzung der netzseitigen Versorgungssicherheit (Quelle: Consentec, FfE, IER).....	38
Abbildung 6 Treibhausgasreduktionsziele für Deutschland (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	41
Abbildung 7 Prognostizierte Brennstoff- und Zertifikatspreisverläufe (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	42
Abbildung 8 Gesetzliche Ausstiegspfade für Kern- und Kohlekraftwerke aller betrachteten Länder (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	43
Abbildung 9 Entwicklung Bruttostromverbrauch in Deutschland (Quelle: Consentec, IER, FfE)	44
Abbildung 10 Detailgrad der Netzmodellierung: Fokusregion (blau) und angrenzende Länder (schraffiert) auf Übertragungsnetzebene netzknotenscharf; weitere Länder des Synchronverbundes (hellgrau) über vereinfachte Darstellung der Netzinfrastruktur. (Quelle: Consentec, FfE, IER)	47
Abbildung 11 Endogene Veränderung des Anlagenparks im Jahr 2023 nach Marktgebieten (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	50
Abbildung 12 Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten im gesamten Betrachtungsgebiet (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	51
Abbildung 13 Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das gesamte Betrachtungsgebiet (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	52
Abbildung 14 Entwicklung der Erzeugungsmengen für das gesamte Betrachtungsgebiet (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	53
Abbildung 15 Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	54
Abbildung 16 Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das Marktgebiet Deutschland und Luxemburg (DELU) (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	55
Abbildung 17 Entwicklung der Erzeugungsmengen für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	56
Abbildung 18 Mittlere Volllastbenutzungsstunden (VBH) von Erzeugung auf Basis Braunkohle, Steinkohle und Erdgas im Marktgebiet Deutschland und Luxemburg (DELU) (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	57
Abbildung 19 Mittlere Volllastbenutzungsstunden (VBH) der neuen Flexibilitätsoptionen im Marktgebiet Deutschland und Luxemburg (Quelle: Consentec, IER, FfE)	57
Abbildung 20 Wärmebereitstellung aus KWK-Anlagen im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	58

Abbildung 21 Differenz der Erzeugungsmengen des Anlagenparks für das gesamte Betrachtungsgebiet im Szenario Wetterjahr 2019 ggü. Wetterjahr 2012 (Quelle: Consentec, IER, FfE)	61
Abbildung 22 Unterschiede in den Investitionen zwischen den beiden Wetterjahren 2012 und 2019 für das gesamte Betrachtungsgebiet (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	62
Abbildung 23 Differenz der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das gesamte Betrachtungsgebiet im Fall Wetterjahr 2019 ggü. Wetterjahr 2012 (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	63
Abbildung 24 Differenz der Erzeugungsmengen für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) im Fall Wetterjahr 2019 ggü. Wetterjahr 2012 (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	64
Abbildung 25 Vergleich der Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU für die Wetterjahre Wetterjahr 2012 (links) und Wetterjahr 2019 (rechts); (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	65
Abbildung 26 Differenz der Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) im Szenario im Fall Wetterjahr 2019 ggü. Wetterjahr 2012; (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	66
Abbildung 27 Importbeiträge mit Wetterjahr 2012 in der Investitionsrechnung. Maximale Netzkapazität (schwarzer Strich), durchschnittlicher Maximalimport (Balken) und in 95 % der Wetter-Ausfall-Jahre nicht überschrittener Import („Antennen“); (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	69
Abbildung 28 Vergleich Importbeiträge mit Wetterjahr 2012 und 2019 in der Investitionsrechnung. Maximale Netzkapazität (schwarzer Strich), durchschnittlicher Maximalimport (Balken) und in 95 % der Wetter-Ausfall-Jahre nicht überschrittener Import („Antennen“); (Quelle: Consentec, IER, FfE)	70
Abbildung 29 Darstellung der bundeslandscharfen Verteilung der konventionelle Erzeugungsanlagen für das Betrachtungsjahr 2025 auf Basis des Wetterjahrs 2012, Angaben der Leistungen in der Einheit [MW]; (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	72
Abbildung 30 Darstellung der bundeslandscharfen Verteilung der konventionellen Erzeugungsanlagen: Zu- und Rückbau dieser Anlagen in 2031 vgl. mit dem Jahr 2026, auf Basis des Wetterjahrs 2012, Angaben der Leistungen in der Einheit [MW], positive Werte bedeuten Zubau, negative Werte Rückbau; (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	73
Abbildung 31 Stromhandelsbilanzen für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2012; (Quelle: Consentec, IER, FfE)	74
Abbildung 32 Dauerlinie des Handelssaldos in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2012; (Quelle: angepasste Darstellung auf Basis Consentec, IER, FfE)	75
Abbildung 33 Häufigkeit von im Jahreslauf auftretenden Engpässen für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2012. Zahlreiche Engpässe treten im Jahr 2031 in Nord-Süd-Transportrichtung auf; (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	76
Abbildung 34 Häufigkeit von im Jahreslauf auftretenden Engpässen für alle Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2019. Im Betrachtungsjahr 2031 treten zahlreiche Engpässe in Nord-Süd-Transportrichtung auf; (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	78

Abbildung 35 Redispatchvolumen in der gesamten Modellregion sowie länderscharf dargestellt für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2012; (Quelle: Consentec, IER, FfE)	80
Abbildung 36 Redispatchvolumen in der gesamten Modellregion sowie länderscharf dargestellt für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2019; (Quelle: Consentec, IER, FfE)	81
Abbildung 37 Dauerlinien der Redispatchbedarfe. In nur wenigen Stunden eines jeden Betrachtungsjahres treten hohe Redispatchbedarfe auf; (Quelle: Consentec, IER, FfE)	81
Abbildung 38 Primärenergie-scharf aufgeschlüsselte Beiträge zum Redispatchvolumen in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2012; (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	82
Abbildung 39 Primärenergie-scharf aufgeschlüsselte Beiträge zum Redispatchvolumen in der deutsch-luxemburgischen Gebotszone für alle drei Betrachtungsjahre, Wetterjahr 2019; (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	82
Abbildung 40 Überblick über die Vorabanalysen (Quelle: r2b energy consulting GmbH / Consentec GmbH / Fraunhofer ISI / TEP Energy GmbH).....	85
Abbildung 41 Generierung stündlicher Lastprognosen (Quelle: r2b 2019)	87
Abbildung 42 Modell zur Bestimmung von EE-Erzeugungsganglinien (Quelle: r2b)	89
Abbildung 43 Struktur des r2b Strommarktmodell (Quelle: r2b, Consentec, Fraunhofer ISI, TEP Energy (2019))	90
Abbildung 44 Betrachtungsgebiet (Quelle: r2b).....	93
Abbildung 45 Entwicklung der maximalen Kohleleistung in Deutschland (Quelle: r2b)	96
Abbildung 46 Annahmen zur Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland (Quelle: r2b).....	97
Abbildung 47 Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten im Marktgebiet Deutschland (DE) (Quelle: r2b energy consulting)	98
Abbildung 48 Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das Marktgebiet Deutschland (Quelle: r2b energy consulting)	99
Abbildung 49 Volllaststunden (VLH) der thermischen Kraftwerke im Marktgebiet Deutschland (Quelle: r2b energy consulting).....	100
Abbildung 50 Volllaststunden (VLH) der Flexibilitätstechnologien im Marktgebiet Deutschland (Quelle: r2b energy consulting).....	101

H Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Ausbau der Erneuerbaren Energien (eigene Darstellung basierend auf Consentec, IER, FfE).....	45
Tabelle 2 Angestrebte Inbetriebnahmejahre der in Deutschland geplanten Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) (eigene Darstellung)	48
Tabelle 3 Ergebnisse der Akteursanalyse; (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	59

Tabelle 4 Auswertung der Residuallast für Betrachtungsjahr 2031; (Quelle: Consentec, IER, FfE).....	60
Tabelle 5 Brennstoff- und CO ₂ -Preise (eigene Darstellung basierend auf r2b).....	95

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Referat 626

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0 [optional die Telefonnummer des Ansprechpartners oder des Fachreferats]

Stand

Januar 2023

Druck

[Bundesnetzagentur oder Druckerei]

Bildnachweis

[Auflistung der Fotografien in alphabetischer Reihenfolge]

Fotograf A: Seite 5

Text

Referat 626