



Gutachten für den Monitoringbericht 2022 zur Versorgungssicherheit mit Strom gem. § 63 EnWG-E

Gutachten

im Auftrag der

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)

30. Januar 2023

consentec

FFE Forschungsstelle für
Energiewirtschaft e.V.



Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung

Gutachten für den Monitoringbericht 2022 zur Versorgungssicherheit mit Strom gem. § 63 EnWG-E

Gutachten

im Auftrag der

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)

Stand

30. Januar 2023

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: info@consentec.de

www.consentec.de

In Kooperation mit:

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle

Energieanwendung (IER)

Universität Stuttgart

Heißbrühlstraße 49a

70565 Stuttgart

Deutschland

Tel. +49 (711) 685 87800

E-Mail: sekretariat@ier.uni-stuttgart.de

www.ier.uni-stuttgart.de

Forschungsstelle für

Energiewirtschaft (FfE) e. V.

Am Blütenanger 71

80995 München

Deutschland

Tel. +49 (89) 158121-0

E-Mail: info@ffe.de

www.ffe.de

Inhalt

Zusammenfassung	5
Abkürzungsverzeichnis	15
1 Einleitung	18
1.1 Hintergrund	18
1.2 Untersuchungsauftrag und Ziel	18
1.3 Inhalte und Struktur des Gutachtens	19
2 Methodisches Vorgehen	21
2.1 Übergreifendes Vorgehen	21
2.2 Generierung und Definition des untersuchten Szenarios	25
2.2.1 Grundsätzliches zur Erstellung des untersuchten Szenarios	26
2.2.2 Auswahl der Studien für weitere exogene Eingangsgrößen	28
2.3 Modellierung der dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes und der Kraftwerkseinsätze an den Strommärkten	28
2.3.1 Überblick über das Vorgehen bei der Modellierung	29
2.3.2 Investitionsrechnung mit vereinfachtem Dispatch	30
2.3.3 Blockscharfe Dispatchrechnung	34
2.3.4 Abbildung der Regelleistungsvorhaltung	35
2.3.5 Abbildung der Kapazitätsmechanismen	36
2.3.6 Abbildung neuer Flexibilitätsoptionen	38
2.4 Wirtschaftlichkeitsabschätzung in DELU (Akteursanalyse)	40
2.4.1 Hintergrund	40
2.4.2 Analyseschritte	41
2.5 Bewertung der Versorgungssicherheit am Strommarkt	47
2.5.1 Kenngrößen der Versorgungssicherheit am Strommarkt	47
2.5.2 Nachfragedeckung je Monte-Carlo-Jahr (Formulierung des Optimierungsmodells)	48

2.5.3	Nichtverfügbarkeiten von Anlagen zur Stromerzeugung und Ermittlung der Ausfalljahre	51
2.5.4	Hybrides Flow-Gate NTC-Modell der Stromimporte und -exporte	53
2.5.5	Regelreserve und weitere Reserven außerhalb des Marktes.....	55
2.5.6	Konvergenz der probabilistischen Ergebnisgrößen	60
2.6	Bewertung der Versorgungssicherheit im Stromnetz	61
2.6.1	Hintergrund	62
2.6.2	Einordnung in das übergreifende Vorgehen	62
2.6.3	Kapazitätsberechnung für das Flow-based Market Coupling.....	64
2.6.4	Untersuchungsansatz	66
2.6.5	Modell und Parametrierung	69
2.7	Generierung der wetterjahresabhängigen Zeitreihen der Erzeugung und des Stromverbrauchs.....	73
2.7.1	Regionaler und zeitlicher Umfang	73
2.7.2	Erzeugung	74
2.7.3	Verbrauch	79
2.7.4	DSM	94
2.7.5	Zuordnung zu Netzknoten	102
3	Szenario, Eingangsdaten und Rahmenannahmen	104
3.1	Überblick und Zielsetzung des Szenarios.....	104
3.2	Eingangsdaten und Annahmen.....	105
3.2.1	Status quo und statische Prognose des Anlagenparks	105
3.2.2	Annahmen zur Wirtschaftlichkeit von Investitionen	107
3.2.3	Politische Rahmenannahmen	108
3.2.4	Annahmen zu expliziten Kapazitätsmechanismen	110
3.2.5	Annahmen zum Ausbauzustand der Übertragungsnetze.....	112
3.2.6	Annahmen zur Entwicklung der Stromhandelskapazitäten	114
3.2.7	Annahmen zur Nichtverfügbarkeit von Erzeugungsanlagen	114

3.2.8	Auswahl der Wetterjahre für die Untersuchungen	118
3.2.9	Annahmen zur Netzreserve	121
3.2.10	Entwicklung der Brennstoff- und CO ₂ -Preise	122
3.2.11	Entwicklung der Stromnachfrage	123
3.2.12	Entwicklung der erneuerbaren Energien.....	125
3.2.13	Entwicklung der Regelleistung und der Regelleistungsanteile.....	127
4	Ergebnisse	130
4.1	Dynamische Entwicklung des EU-Strommarkts	130
4.2	Wirtschaftlichkeitsabschätzung in DELU (Akteursanalyse).....	143
4.3	Dynamische Entwicklung des EU-Strommarktes mit anderem Wetterjahr	150
4.4	Versorgungssicherheit am Strommarkt (Resource Adequacy).....	160
4.4.1	Versorgungssicherheitsindikatoren LOLE und EENS bei Anlagenpark anhand des Wetterjahres 2012 vor Akteursanalyse	161
4.4.2	Erforderliche Importe zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland/Luxemburg	162
4.4.3	Spielraumstatus, bevor ein Nachfrageüberhang aufträte.....	164
4.4.4	Veränderung der Ergebnisse nach Wirtschaftlichkeitsabschätzung	166
4.4.5	Veränderung bei Wahl des Wetterjahres 2019 im Modell der dynamischen Entwicklungen des EU-Strommarktes	167
4.4.6	Konvergenz	169
4.5	Versorgungssicherheit im Stromnetz (Transmission Adequacy)	170
4.5.1	Charakterisierung der Transportaufgabe	170
4.5.2	Räumliche Verteilung des thermischen Kraftwerksparks.....	174
4.5.3	Netzsicherheitsuntersuchungen.....	181
4.5.4	Transmission Adequacy Concerns	183
4.5.5	Redispatchergebnisse	185
4.5.6	Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Strafkosten.....	191
5	Einordnung der Ergebnisse	198

6	Literaturverzeichnis	204
A	Beschreibung des Vorgehens zur Ermittlung der Austauschkapazitäten im hybriden Flow-Gate/NTCs Modells	211
B	NTC-Werte der Betrachtungsjahre	218
C	Inbetriebnahmejahre und NTC-Erhöhungen je grenzüberschreitendem Netzausbauprojekt	220
D	Überblick wesentlicher Ergebniskennzahlen zur Versorgungssicherheit im Stromnetz	223
E	Unterschied der Wetterjahre 2012 und 2019	225
F	Überblick wesentlicher Ergebniskennzahlen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt	226

Zusammenfassung

Hintergrund und Zielsetzung

Das Energiewirtschaftsgesetz sieht in § 51 vor, dass zur Prüfung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten und deren Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes fortlaufend ein Monitoring der Versorgungssicherheit durchgeführt wird. Aufgrund der erstmaligen Durchführung durch die BNetzA und der kurzen Frist bis zur Fertigstellung des Berichtes hat die BNetzA die Consentec GmbH, das Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung an der Universität Stuttgart (IER) und die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. mit der Erstellung des vorliegenden Gutachtens beauftragt. Das Gutachten soll als Grundlage für den Monitoringbericht dienen und die BNetzA bei der Erstellung ihres Berichtes zur Versorgungssicherheit unterstützen.

Das vorliegende Gutachten adressiert inhaltlich drei wesentliche, aufeinander aufbauende Aspekte. Zunächst erfolgt ausgehend von einer Recherche des für das Jahr 2022 erwarteten europäischen Anlagenparks die Definition von Szenarioannahmen mit Fokus auf den Zeitraum zwischen den Jahren 2023 und 2031 und, ausschließlich zur Durchführung von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen, darüber hinaus bis zum Jahr 2050. Darauf baut anschließend eine Simulation entsprechender Pfade der dynamischen Entwicklung der Kapazitäten an den europäischen Strommärkten auf. Die Ergebnisse dieses Schrittes dienen als Eingangsdaten für eine Berechnung der gesetzlich vorgeschriebenen probabilistischen, erwartungswertbasierten Indikatoren zur Versorgungssicherheit am deutschen Strommarkt als Teil des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes („Resource Adequacy“). Ebenfalls basierend auf der berechneten Kapazitätsentwicklung erfolgt abschließend eine Simulation von Anlageneinsätzen unter Berücksichtigung des Flow-based Market Coupling am Strommarkt und die Überführung in eine Redispatchsimulation zur Beurteilung der Versorgungssicherheit im Stromnetz („Transmission Adequacy“). Die Untersuchungen zur Resource Adequacy erfolgen für die Betrachtungsjahre 2025, 2026, 2028 und 2031, die Untersuchungen zur Transmission Adequacy für die Betrachtungsjahre 2025, 2026 und 2031.

Die methodische Vorgehensweise ist dabei durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen und die daraus resultierenden Anforderungen auf europäischer Ebene determiniert. Daher sind die genutzten Modelle grundsätzlich so angelegt, dass sie die heute gültigen Marktregeln und die von diesen hervorgerufenen Investitionsanreize für Erzeugungs- und Speicheranlagen und die Erschließung anderer Flexibilitätsoptionen (z. B. steuerbare Lasten, Netzersatzanlagen), insbesondere im Falle von Knappheit, abbilden. Dies schließt ein, dass sich Akteure rational verhalten und somit das aus der ökonomischen Theorie abgeleitete modellierte Verhalten zutrifft. Das modellierte Investitionsverhalten unterstellt, dass die Strompreisbildung einem Markt mit vollständigem Wettbewerb entspricht, bei dem entsprechende Preisspitzen in Situationen mit Knappheit auftreten und Investitionen in neue Kapazitäten refinanzieren. Darüber hinaus wird unterstellt, dass der Regulierungsrahmen für die Bilanzkreisverantwortlichen einen ausreichend starken Anreiz setzt, so dass eine systematische Unterdeckung der Bilanzkreise vermieden wird. Dies bedeutet konkret, dass Marktakteure dem Strommarkt zusätzliche Kapazitäten zur Verfügung stellen, wenn dies günstiger als die Kosten einer Bilanzkreisunterdeckung ist. Andererseits werden diese aber auch Kapazitäten stilllegen, wenn die Einsparung der jährlichen Fixkosten kostengünstiger ist, als eine alternative Leistungsbereitstellung (z. B. Neuinvestition in eine andere Technologie) oder die Kapazität zur Lastdeckung nicht benötigt wird (z. B. bei Überkapazitäten). Da auf diese Weise der Anlagenpark

permanent den Entwicklungen am Markt (Nachfrage, Ausbau der erneuerbaren Erzeugung) angepasst wird, ist tendenziell zu erwarten, dass die Versorgungssicherheitsindikatoren im unkritischen Bereich liegen.

Eine aus den Ergebnissen des Gutachtens resultierende Einschätzung der längerfristigen Entwicklung der Versorgungssicherheit erfordert daher auch, die modellendogenen Anteile des Entwicklungspfads im Hinblick auf die tatsächlich eintretende Entwicklung in den kommenden Jahren zu überprüfen und ihre Plausibilität und Realisierbarkeit einzuschätzen. Die Analysen in diesem Gutachten können deshalb keine abschließende Aussage zur Entwicklung der Versorgungssicherheit bis 2031 treffen. Vielmehr erfolgt insbesondere für das lange Ende des Betrachtungszeitraums eine Prüfung, ob unter den heute geltenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einschließlich der im Szenariorahmen angenommenen Entwicklungen an den Brennstoff- und Emissionsmärkten für die Investition und den Betrieb von Stromerzeugungsanlagen und anderen Flexibilitätsoptionen eine sichere Versorgung mit Strom grundsätzlich zu erwarten ist und wie ein möglicher, dafür geeigneter Anlagenpark ausgestaltet sein könnte.

Bei der Interpretation der Kenngrößen LOLE und EENS, die in dieser Studie ermittelt werden und die angeben, wie oft bzw. in welchem Umfang zu erwarten ist, dass die Stromnachfrage am Strommarkt nicht gedeckt werden kann, ist weiterhin zu beachten, dass es sich gemäß den gesetzlichen Vorgaben um Erwartungswerte handelt. Werte größer null sind dabei noch nicht zwingend mit unfreiwilligen Abschaltungen und erst recht nicht mit einem zwingenden, großflächigen Zusammenbruch der Stromversorgung im Sinne eines Blackouts zu verwechseln. Vielmehr werden Situationen erfasst, in denen keine verbleibende Leistung am Strommarkt mehr existiert. Auch in einer solchen Situation kann eine vollständige Lastdeckung durch Einsatz von Notmaßnahmen wie der u. a. für solche Situationen vorgesehenen Kapazitätsreserve, möglich sein. Dabei muss ein Versorgungssicherheitsniveau auch bei einem LOLE > 0 h/a volkswirtschaftlich gesehen effizient sein, wenn die Kosten für die Unterdeckung geringer sind als die Kosten für die Erschließung von Stromerzeugungskapazitäten. Die Bundesnetzagentur hat dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) einen Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 h/a vorgeschlagen. Erst bei einer Überschreitung dieses Werts wäre das Versorgungssicherheitsniveau am Strommarkt nicht mehr effizient.

Des Weiteren ist die hier vorgenommene Analyse der bedarfsgerechten Versorgung mit elektrischer Energie unter Berücksichtigung der Mechanismen des Strommarktes abzugrenzen von Fragen der Aufrechterhaltung oder Wiederherstellung der Stromversorgung in bezüglich Ausmaß und Wahrscheinlichkeit nicht beschreibbaren Extremsituationen, für die Marktakteure keine eindeutig rationale Vorsorge treffen. Die europäische Strommarktregulierung¹ unterscheidet hier konsequent zwischen dem Monitoring einer bedarfsgerechten Versorgung mit elektrischer Energie über die Mechanismen des Strommarkts („Resource Adequacy“) auf der einen und der Risikovorsorge einschließlich der Ausgestaltung von Risikoplänen für Versorgungskrisen („Risk Preparedness“) auf der anderen Seite. Dabei fällt die Risikovorsorge nicht in die in diesem Gutachten betrachtete Einflussphäre der Akteure am Strommarkt, sondern ist eine genuin staatliche Aufgabe und ist nicht Bestandteil dieses Gutachtens. Hierunter fallen auch mögliche Risiken im Hinblick auf die Versorgung mit Brennstoffen, wie sie gegenwärtig mit Blick auf die Erdgasversorgung aus Russland oder die Logistikprobleme bei

¹ Europäische Union in der Verordnung 2019/943 und 2019/941.

Kohle und Öl im Hinblick auf das Niedrigwasser in den Flüssen auftreten, die ebenfalls nicht im Betrachtungsfeld des Gutachtens liegen.

Methodische Vorgehensweise

Ausgangspunkt für die Modellanalysen bilden die gegenwärtig existierenden Anlagen, die auf Basis öffentlich zugänglicher Informationen, einschließlich bekannter und angekündigter kurz- und mittelfristiger Veränderungen, recherchiert wurden.

Zur Untersuchung der Fragestellung wird darauf aufbauend ein Szenario entwickelt. Dieses orientiert sich einerseits an den politischen Zielen, die im Koalitionsvertrag der die aktuelle Bundesregierung tragenden Fraktionen vereinbart wurden, und darüber hinaus an einschlägigen Studien.

Davon ausgehend wird die Entwicklung der steuerbaren Kapazitäten (Erzeugungsanlagen, Speicher und neue Flexibilitätsoptionen) an den EU-Strommärkten modellbasiert abgeleitet. Dies erfolgt mit einem ökonomischen Gleichgewichtsmodell. Es handelt sich um einen Optimierungsansatz, der die kostengünstigste Systemkonfiguration zur Deckung der Nachfrage für das jeweilige Betrachtungsjahr ermittelt. Das Modell kann hierzu sowohl Stilllegungen also auch Investitionen in neue Anlagen modellendogen vornehmen.

Da das Investitionsverhalten realer Akteure vom angenommenen theoretischen Modell abweichen kann, wird zusätzlich eine vereinfachte Wirtschaftlichkeitsanalyse aus Akteursicht für die Gebotszone DELU durchgeführt, um eine robustere Einschätzung der Versorgungssicherheit für das Gutachten zu ermöglichen. Dabei wird ermittelt, ob die im jeweiligen Anlagenpark vorhandene Erzeugungsleistung ihre Fixkosten durch Vermarktungserlöse, einschließlich der Wärmeerlöse bei KWK-Anlagen, decken können oder nicht. Sofern Einheiten ermittelt werden, deren Erlösdeckung unwahrscheinlich erscheint, wird von diesen Einheiten schrittweise jeweils die Einheit mit dem geringsten Deckungsbeitrag gestrichen. Zu den Zeitpunkten der Erzeugung der so gestrichenen Anlage wird eine Preisspitze in Höhe eines angenommenen Value of lost load (VOLL) vorgegeben, die einen erhöhten Erlös für alle verbliebenen Anlagen ermöglicht und für diese die Fixkostendeckung verbessert. Diese Schritte werden so lange durchgeführt, bis alle verbleibenden Anlagen positive Deckungsbeiträge aufweisen. Für Neuanlagen wird zusätzlich dieselbe Analyse auf Basis des Kapitalwerts über den gesamten Betrachtungshorizont hinaus bis zum Jahr 2050 durchgeführt. Für die im Rahmen dieser „Akteursanalyse“ auf diese Weise „gestrichenen“ Anlagen wird in der nachfolgenden Analyse der Versorgungssicherheit berücksichtigt, dass eine Investition unter Marktbedingungen nicht gesichert ist.

Im Anschluss an die Simulation des europäischen Anlagenparks werden für fest definierte Untersuchungsjahre (s. o.) die Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt („Resource Adequacy“) durchgeführt. In jedem Untersuchungsjahr werden jeweils 9 historische Wetterjahre mit 350 stochastisch gezogenen Ausfalljahren, welche unterschiedliche Kombination der Nichtverfügbarkeiten thermischer und hydraulischer Kraftwerke abbilden, kombiniert. Es ergeben sich jeweils 3.150 Kombinationen, die als Monte-Carlo-Jahre bezeichnet werden und für die geprüft wird, ob der Anlagenpark, der sich aus den vorherigen Schritten ergibt, die Nachfrage decken kann. Daraus können die gesetzlich geforderten probabilistischen Kenngrößen, LOLE als Erwartungswert der Stunden mit Nachfrageüberhang pro Jahr und EENS als Erwartungswert der nicht gedeckten Nachfrageenergie, berechnet werden.

Abschließend wird untersucht, ob die basierend auf den deutschen und europäischen Planungsprozessen erwartete Übertragungsnetzinfrastruktur ausreichend dimensioniert ist, um

mit dem verfügbaren Anlagenpark eine Deckung der Nachfrage ohne (n-1)-Überlastungen im Übertragungsnetz sicherzustellen. Die den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung stehenden netzbezogenen Maßnahmen zur Engpassbehebung, wie das Stufen von Phasenschiebertransformatoren, die Wahl der Arbeitspunkte von innerdeutschen Hochspannungsgleichstromverbindungen und der Einsatz von Netzreservekraftwerken sowie marktbasierende Potentiale, die für einen Redispatch im In- und Ausland zur Verfügung stehen, werden ebenfalls in die Betrachtung einbezogen.

Untersuchungsergebnisse – Dynamische Entwicklung des EU-Strommarktes

Im Rahmen der Untersuchungen zur dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes ergibt sich, dass bis einschließlich 2031 die installierte Leistung der steuerbaren Erzeugungsanlagen im gesamten Betrachtungsbereich in Summe von rd. 630 GW im Jahr 2023 auf 775 GW im Jahr 2031 ansteigt, wenn das Wetterjahr 2012 als Referenzwetterjahr für die dynamische Entwicklung des EU-Strommarktes unterstellt wird. Dies ist vor allem auf die exogen vorgegebene Zunahme der Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien und die Zunahme der Stromnachfrage zurückzuführen. Wenn das Wetterjahr 2019 als Referenzwetterjahr für die dynamische Entwicklung des EU-Strommarktes unterstellt wird, welches europaweit aufgrund der wetterbedingten Einspeisung der erneuerbaren Erzeugung eine etwas gleichmäßigere Residuallast aufweist, kann die benötigte steuerbare Anlagenleistung in 2023 durch marktgetriebene Stilllegungen zunächst etwas stärker auf rd. 600 GW reduziert werden, steigt aber von diesem Wert analog bis 2031 auf 730 GW an.

Insgesamt ergibt sich im Falle beider Wetterjahre bei der steuerbaren Leistung eine deutliche Verschiebung zwischen steuerbarer Erzeugungsleistung und neuen Flexibilitätsoptionen. Die steuerbare Erzeugungsleistung wird im Jahr 2023 zunächst deutlich durch marktgetriebene Stilllegungen und danach weiter bis 2031 noch leicht reduziert, die Leistung aus neuen Flexibilitätsoptionen steigt dagegen an. Bei Erschließung dieser steuerbaren Leistung aus neuen Flexibilitätsoptionen (v. a. industrielle DSM-Optionen, Netzersatzanlagen) bestehen offensichtlich Überkapazitäten im heutigen Erzeugungspark. Diese werden marktgetrieben im Jahr 2023 bei erdgasbefeuerten thermischen Kapazitäten insbesondere in Spanien (ES), Italien (IT) und UK, aber auch Deutschland/Luxemburg (DELU) abgebaut (in Summe rd. 30 GW). Als zusätzliche thermische Erzeugungskapazitäten kommen im Jahr 2023 endogen bestimmt nur 2 GW ölbefeuerte Kraftwerke in Finnland (FI) hinzu. Bei den neuen Flexibilitätsoptionen werden im Jahr 2023 dagegen knapp 30 GW investiv neu erschlossen, diese können die benötigte steuerbare Leistung kostengünstiger bereitstellen als die stillgelegten thermischen Erzeugungsanlagen.

Ab 2025 werden dann vor allem in Deutschland/Luxemburg (DELU), aber auch Tschechien (CZ) und Polen (PL) marktgetrieben Stein- und Braunkohlekraftwerke stillgelegt. Ab 2030 wird angenommen, dass die marktgetrieben verbleibenden rd. 6 GW Kohleerzeugung in Deutschland/Luxemburg (DELU) durch ordnungsrechtliche Vorgaben stillgelegt werden und damit in dieser Gebotszone im Jahr 2031 keine Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken am Markt mehr existiert. Zu dieser Entwicklung trägt bei, dass im gewählten Szenariorahmen ab 2025 im Vergleich zu den Kohlepreisen ein deutlich fallender Erdgaspreis und steigende CO₂-Preise angenommen werden. Im Gegenzug zu den Stilllegungen im Bereich der kohlebasierten Erzeugung erfolgen vor allem im Jahr 2025, aber auch 2028 in erheblichem Umfang Investitionen in neue gasbefeuerte Erzeugungsanlagen. Diese werden vor allem in den Marktgebieten Deutschland/Luxemburg (DELU), Tschechien (CZ), Belgien (BE), Polen (PL), Niederlande (NL) und Finnland (FI) vorgenommen. Zusätzlich werden in Italien (IT) und Spanien (ES) zuvor stillgelegte erdgasbefeuerte Kapazitäten wieder reaktiviert. Da insgesamt die steuerbare

Erzeugungsleistung im gesamten Betrachtungsgebiet in diesem Zeitraum nicht ansteigt, dienen diese zusätzlichen Kapazitäten dem Ausgleich der stillgelegten Kapazitäten anderer Technologien.

Durch die bereits im Jahr 2023 erfolgende marktgetriebene deutliche Verschiebung der steuerbaren Leistung entsteht ein Anlagenpark, der für die Versorgungsaufgabe im unterstellten Wetterjahr tendenziell knapp ist, aber diese kostenoptimal erfüllen kann. Auch wenn der Effekt ungleich zwischen den Marktgebieten verteilt ist, wird damit eine konservative Abschätzung der zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung stehenden Stromerzeugungskapazitäten ermöglicht, auch wenn in der Realität die Stilllegungen, aber auch die Erschließung der nachfrageseitigen Flexibilität nicht notwendigerweise mit solch kurzer Vorlaufzeit erfolgen würden. Dasselbe gilt für die ab 2025 zeitnah notwendigen Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten in einigen Ländern (FI, DELU, CZ, PL), die nicht notwendigerweise mit solch kurzer Vorlaufzeit erfolgen würden. In diesem Fall müsste in der Realität ein entsprechendes Monitoring sicherstellen, dass die durch das Modell vorgenommenen Stilllegungen erst nach Inbetriebnahme der neuen Kapazitäten erfolgen kann.

Die Ergebnisse zeigen, dass der exogen vorgegebene Zubau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zusammen mit der Erschließung der kostengünstigen neuen Flexibilitätsoptionen zunächst im Jahr 2023 ausreicht, um die leicht ansteigende Stromnachfrage (der Strombedarf² in der Gebotszone DELU liegt bei Annahme des Wetterjahrs 2012 in 2023 bei ca. 570 TWh) zu decken. Dieser steigt dann bis 2031 um knapp 30 % auf ca. 730 TWh an. Auch hier genügt weiterhin der exogen vorgegebene Ausbau der erneuerbaren Energien zur Deckung des Mehrbedarfs, da die steuerbare Erzeugungsleistung in Summe sogar leicht abfällt. Die Investitionen in vor allem neue erdgasbefeuerte Kapazitäten ab 2025 werden folglich zur teilweisen Substitution der stillgelegten Kohlekapazitäten benötigt. Dies gilt für das gesamte Betrachtungsgebiet ebenso wie für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU), wo die steuerbare Erzeugungsleistung zwar bis 2031 ebenfalls durchgängig niedriger als im Jahr 2023 ist, aber etwas schwankt, da die Entwicklungen in den einzelnen Marktgebieten etwas differieren. In diesem für dieses Gutachten zentralen Marktgebiet DELU müssen neben der Erschließung der neuen Flexibilitätsoptionen (63 GW bis 2031) bei Annahme des Wetterjahrs 2012 in 2025 gut 3 GW, in 2028 13 GW und in 2031 knapp 6 GW, d. h. in Summe 22 GW, in neue gasbefeuerte Erzeugungsanlagen investiert werden. Parallel gehen im gleichen Zeitraum in Summe 26 GW Erzeugungsleistung aus Stein- und Braunkohle aus dem Markt.

Wird das Wetterjahr 2019 als Referenzwetterjahr für die dynamische Entwicklung des EU-Strommarktes unterstellt, ergibt sich eine analoge Entwicklung, die zwar im Detail etwas anders abläuft, aber im Grundsatz keine großen Differenzen aufweist. Aufgrund der anderen Einspeisecharakteristik der erneuerbaren Energien und der anderen wetterbedingten Nachfrage können die Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten auf der Zeitachse etwas verzögert erfolgen, die insgesamt installierte steuerbare Erzeugungsleistung ist im gesamten Betrachtungsgebiet etwas geringer, im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) dagegen ab 2026 geringfügig größer, was auf kleine Verschiebungen zwischen den Marktgebieten hinweist.

In die Gebotszone Deutschland/Luxemburg (DELU) wird insbesondere in den Jahren 2023 und 2025 netto Strom importiert. Durch die Entwicklung der installierten Leistung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien geht dieser Netto-Import bis 2031 dann etwas zurück, bei Annahme

² Strombedarf ohne Speicherverluste.

des Wetterjahrs 2019 wechselt der Außenhandelsaldo aufgrund der etwas anderen Entwicklung zwischen den Marktgebieten bis 2031 zu einem Netto-Export.

Im Hinblick auf die Entwicklung der Treibhausgasmissionen im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) sinken diese im Jahr 2023 durch den Zubau der erneuerbaren Energien und die steigende Stromnachfrage gegenüber historischen Werten im Jahr 2019 zunächst nur geringfügig, da für dieses Jahr vergleichsweise hohe Erdgaspreise angenommen werden. Mit Rückgang dieser Preise in den nachfolgenden Jahren, reduzieren sich dann die Treibhausgasemissionen drastisch und liegen 2031 unterhalb des im KSG 2021 gesetzten Ziels für 2030. Dies ist vor allem auf die marktbedingt deutlich reduzierten Einsätze der Steinkohlekraftwerke zurückzuführen, deren Vollastbenutzungsdauern (VBH) von um die 7.000 h im Jahr 2023 auf unter 3.000 h im Jahr 2028 zurückgehen. Die Einsatzdauern der Braunkohleanlagen bleibt aufgrund der durch Fixkosten dominierten Kostenstruktur der Bergbaue nahezu bis 2026 stabil, ab 2028 sind sie dann marktgetrieben vollständig stillgelegt.

Da die Kohlekraftwerke, die durch das Modell marktgetrieben stillgelegt werden in wesentlichem Umfang auch KWK-Anlagen sind, müssen im Hinblick auf die Sicherstellung der Wärmeversorgung einige der endogen durch das Modell investierten Gaskraftwerke als KWK-Anlagen ausgeführt werden, so dass die Deckung der Wärmenachfrage aus KWK weiterhin sichergestellt werden kann. Dies stellt eine möglichst konservative Abschätzung für das Stromsystem dar, da in der Realität davon auszugehen ist, dass ein solcher Ersatz in erheblichem Umfang auch aus der Wärmeversorgung getrieben würde, die aus Sicht des Stromsystems zu exogenen Vorgaben führen würde. Auf der Zeitachse könnten die Ersatzinvestitionen jedoch möglicherweise mehr Zeit in Anspruch nehmen, was dazu führen würde, dass die Stilllegungen der Kohle-KWK-Anlagen ebenfalls langsamer, als im Gutachten unterstellt, stattfinden würde, so dass sich für die Versorgungssicherheit keine wesentliche Änderung ergeben sollte.

Werden die Einsatzdauern der neuen Flexibilitätsoptionen betrachtet, so fällt auf, dass mit Ausnahme der P2X-Anlagen alle Einsatzdauern deutlich unter 1.000 VBH liegen, bei Netzersatzanlagen und DSM industrieller Prozesse sogar deutlich unter 200 VBH bleiben. Dies ist ein deutlicher Hinweis darauf, wie sich die Charakteristik der steuerbaren Leistung in einem System mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien ändert. In einem solchen System werden bei geringen verfügbaren erneuerbaren Einspeisungen und hoher Nachfrage in wenigen Stunden hohe steuerbare Leistungen benötigt, die durch die neuen Flexibilitätsoptionen in geeigneter Weise zur Verfügung gestellt werden können.

Untersuchungsergebnisse – Versorgungssicherheit am Strommarkt

Es zeigt sich, dass in den Untersuchungen die Stromnachfrage in der Gebotszone DELU bei Verwendung des Referenzwetterjahres 2012 für das Modell der Entwicklung des europäischen Strommarktes jederzeit gedeckt werden kann (LOLE = 0 h/a, EENS = 0 MWh/a, es treten keine Nachfrageüberhänge auf). Außerdem ist auch das Versorgungssicherheitsniveau der an DELU angrenzenden Gebotszonen hoch. Dort treten lediglich vereinzelt LOLE und EENS ungleich null auf.

Als zusätzliche Kenngrößen zu den gesetzlich vorgegebenen Indikatoren werden im Gutachten zudem Importe ermittelt, die für die Deckung der Stromnachfrage in DELU zwingend erforderlich sind. Der Erwartungswert der maximalen notwendigen Importe einer Stunde steigt von etwa 20 GW im Untersuchungsjahr 2025 auf knapp 34 GW im Jahr 2031 bei Wahl des Wetterjahres 2012 im Modell der dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes. Bei Wahl des Wetterjahres 2019 zur Untersuchung der dynamischen Entwicklung am EU-Strommarkt liegen die Werte in gleicher Größenordnung. Das erwartete Niveau der maximalen Importe liegt zudem in nahezu

allen Betrachtungsjahren unterhalb der aus dem TYNDP 2020 abgeleiteten NTC-Importkapazitäten der deutsch-luxemburgischen Gebotszone. In sehr kritischen und weniger wahrscheinlichen Ausfallszenarien übersteigt die Höhe der maximal notwendigen Importe diese NTC-Kapazitäten. Allerdings ist davon auszugehen, dass der Stromtransport im Rahmen eines flussbasierten Kapazitätsmodells übertragen werden könnte. Es ist zudem festzuhalten, dass im Rahmen des EU-Binnenmarktes wechselseitige Abhängigkeiten bestehen und somit auch andere Länder in kritischen Situationen von deutschen Stromexporten abhängig sind.

Dieser Befund erweist sich zudem auch bei der Variation des im Modell der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt unterstellten Wetterjahres weitgehend als robust. Demnach führte eine Änderung des Wetterjahres von 2012 (im Gutachten das Referenzwetterjahr) auf das Wetterjahr 2019 zwar zu einem veränderten Anlagenpark, aber nicht zu einer signifikanten Veränderung des hohen Niveaus der Versorgungssicherheit in DELU.

Die Kenngröße LOLE liegt demnach in allen Untersuchungsszenarien unter dem vom BMWK im Jahr 2022 veröffentlichten Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 h/a. Die ergänzende Analyse für einen sehr kurzfristigen Betrachtungszeitraum mit einem dem aktuellen Kenntnisstand entsprechenden Anlagenpark zeigt zudem, dass auch in diesem Zeitbereich, in dem Anpassungsmöglichkeiten allenfalls in begrenztem Umfang bestehen, angemessene Ressourcen für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage zur Verfügung stehen.

Untersuchungsergebnisse – Versorgungssicherheit im Stromnetz

Bei Ausnutzung aller zur Verfügung stehenden Redispatchpotentiale können alle (n-1)-Befunde behoben werden, so dass nach Redispatch ein engpassfreies Netz vorliegt. Entsprechend liegen keine Transmission Adequacy Concerns vor, die ein Indikator für Beeinträchtigungen bei der Versorgungssicherheit im Stromnetz wären. Diese Aussage gilt für alle untersuchten Szenarien und Stützjahre.

Eine Intensivierung des gebotszonenübergreifenden Stromhandels und damit verbunden neue Austauschmuster führen zu neuen Situationen im Engpassmanagement. Gleichzeitig bleiben alte Muster wie der hohe Nord-Süd-Transportbedarf im Übertragungsnetz bestehen.

Zur Beherrschung der Stromnetzengpässe werden sich die deutsch-luxemburgischen Übertragungsnetzbetreiber in zunehmenden Maß international mit anderen Übertragungsnetzbetreibern koordinieren müssen. Vorwiegend die stromhandelsinduzierten Netzengpässe sind nicht mit dem Zugriff auf ausschließlich inländische Kapazitäten zu beheben.

Im zukünftigen Netzengpassmanagement wird seitens der Übertragungsnetzbetreiber ein Zugriff auf unterschiedliche Flexibilitäten notwendig sein. Die Flexibilitäten können Teil der Lösung sein und die Effizienz des Engpassmanagements erhöhen. Teilweise verursacht der rein marktgetriebene Einsatz dieser Flexibilitäten neue Engpässe, so dass die Übertragungsnetzbetreiber gegensteuern müssen. Hierzu zählt auch ein Zugriff auf Flexibilitäten, die heute in dieser Form noch nicht beim Engpassmanagement berücksichtigt werden.

Interpretation und Schlussfolgerungen

Die Analyseergebnisse zeigen, dass die Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland hoch ist. Die probabilistische Kenngröße LOLE liegt unter Berücksichtigung aller bekannten Entwicklungen in den Berechnungsergebnissen der Gebotszone DELU bei 0 h/a und damit unter dem vom BMWK im Jahr 2022 veröffentlichten neuen Zuverlässigkeitsstandard von 2,77 h/a.

In den Ergebnissen werden jedoch einzelne Aspekte deutlich, die einer kritischen Würdigung bedürfen:

- Vor dem Hintergrund des russisch-ukrainischen Krieges ergeben sich nicht nur deutlich erhöhte Großhandelspreise für fossiles Erdgas, sondern es ist auch die Sorge vor einer Gasknappheit entstanden. In den Untersuchungen sind zwar die zum Stand der Gutachtenerstellung absehbaren Effekte auf die Preise abgebildet, eine Begrenzung der zur Verstromung zur Verfügung stehenden Erdgasmengen erfolgt jedoch nicht. Hiermit wird insbesondere der Abgrenzung des Untersuchungsauftrages vom Themenkomplex der Risikovorsorge Rechnung getragen, welche explizit nicht Bestandteil des Gutachtens ist. Zudem ist aktuell nicht erkennbar, ob und wie sich eine Gasknappheit auf die Stromversorgung auswirken würde. Insbesondere ist keinesfalls ausgeschlossen, dass die Gasversorgung zumindest von systemrelevanten Gaskraftwerken auch bei einer physischen Knappheit sichergestellt werden kann.
- Während die Versorgungssicherheit am Strommarkt aufgrund historisch bedingter Entwicklungen des Anlagenparks heute noch im Wesentlichen durch Anlagen in Deutschland gewährleistet werden kann, zeigen die betrachteten Szenarien eine Entwicklung hin zu einer grenzüberschreitenden Gewährleistung von Versorgungssicherheit im europäischen Strombinnenmarkt auf. Deutschland wird dabei – wie andere Länder auch – zeitweise auf Stromimporte angewiesen sein, um die Nachfrage am Strommarkt decken zu können. In den berechneten Szenarien ist sichergestellt, dass die entsprechenden Erzeugungskapazitäten im europäischen Ausland zur Bedienung dieser Importe auch zur Verfügung stehen, weil auch deren Nichtverfügbarkeiten sowie der Strombedarf im Ausland detailliert abgebildet wurden. Die wechselseitigen Ausgleichseffekte können ausgenutzt werden, weil z. B. Höchstlasten über Europa hinweg nicht gleichzeitig auftreten oder die Verfügbarkeit erneuerbarer Energieträger sich regional unterscheidet.
Eine europäische Perspektive auf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit ermöglicht somit Effizienzgewinne, die aus internationaler Kooperation an den europäischen Strommärkten resultieren. Deren Erschließung ist politisch auf deutscher und auf EU-Ebene gewünscht und ökonomisch sinnvoll. Grundlage dafür ist die Anwendung der gemeinsamen Regularien des Binnenmarktes auch in Knappheitssituation, die das europäische Recht im Grundsatz vorgibt. Mit Blick auf die dennoch erkennbaren Befürchtungen, in Knappheitssituationen könne es zu einer nationalen Abschottung einzelner Märkte kommen, erscheint es angezeigt, im Rahmen des künftigen, regelmäßigen Monitorings die Entwicklungen und politische Entscheidungen im Ausland detailliert zu beobachten. Gleichzeitig sollte in der europäischen Debatte die gemeinsame europäische Verantwortung für Versorgungssicherheit und die daraus resultierenden Synergiepotentiale für alle Mitgliedsstaaten gestärkt werden.
- In den Untersuchungsergebnissen zur dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes kommt es zu einem erheblichen Zubau von gasbefeuerten Stromerzeugungskapazitäten in der Gebotszone DELU, der notwendig ist, um unter Gewährleistung von Versorgungssicherheit am Strommarkt den rapiden Ausstieg aus der Kohleverstromung bei gleichzeitigem Einstieg in die Sektorenkopplung zu ermöglichen. Der Zubau ist kostenminimal, insofern sollten sich entsprechend der Marktpreistheorie entsprechende Preisaufschläge in den Märkten bilden, dass diese Investitionen auch ausreichende Deckungsbeiträge erzielen können. Dies ist jedoch nicht sicher, so dass die Realisierung zumindest eines Teils dieser Investitionen mit einem erhöhten Risiko verbunden ist, das im Rahmen der Akteursanalyse untersucht wird. Gleichzeitig wird in den nachfolgenden

Analysen zur Versorgungssicherheit untersucht, wie sich die entsprechenden Kennzahlen verändern würden, wenn diese Kapazitäten nicht investiert würden. Da davon ausgegangen werden muss, dass zumindest die wichtigen neuen GuD-Anlagen im Kontext der Stilllegung von Kohlekapazitäten mit Wärmeauskopplung als KWK-Anlagen gebaut würden, besteht jedoch eine erhebliche Erwartung, dass diese schon aus Gründen der Wärmeerzeugung realisiert werden. Hier sollte im Zuge möglicherweise mittelfristig anstehender Stilllegung von Kohlekapazitäten beobachtet werden, in welchem Umfang dieser KWK-Ersatz auch tatsächlich stattfindet. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen scheinen nach aktuellem Kenntnisstand insbesondere durch Regelungen zum Kohleersatzbonus nach § 7c KWKG gegeben.

- Der Anstieg der Stromnachfrage wird wesentlich durch die Dekarbonisierung in Bereichen mit heute fossilen Endenergieträgern getrieben. Dabei wird unterstellt, dass nicht nur die Stromnachfrage aus diesen neuen Anwendungen steigt, sondern diese neuen Nachfrager gleichzeitig auch Flexibilität am Markt zur Verfügung stellen. Dabei muss im Zuge des fortlaufenden Monitorings in besonderem Maße beobachtet werden, ob diese Flexibilitäten dem Markt auch tatsächlich zur Verfügung gestellt werden oder nur die zusätzliche Nachfrage entsteht. Aus der Perspektive der ökonomischen Effizienz erscheint die umfassende Erschließung dieser Flexibilitäten nicht nur in einem klimapolitisch ambitionierten Entwicklungspfad grundsätzlich sinnvoll. Dies ist in beiden unterstellten Szenarien daher auch entsprechend unterstellt.
- Aufgrund des Optimierungsansatzes im Rahmen der Modelle zur Untersuchung der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt ist zu vermuten, dass die Dynamik überschätzt wird, mit denen die Umbrüche, also Zu- bzw. Rückbauten von Kraftwerken, stattfinden. In Bezug auf die sich kurzfristig in den Ergebnissen einstellenden Stilllegungen scheint dies nicht von besonderer Relevanz, da die Versorgungssicherheit am Strommarkt dadurch tendenziell eher unterschätzt wird. Perspektivisch scheint jedoch in Bezug auf Neuinvestitionen ein entsprechendes Monitoring, welches die Wechselwirkungen mit Stilllegungen im In- und Ausland einschließt, erforderlich.
- Die Geschwindigkeit der modellierten Veränderungen am Stromsystem ist erheblich und kann Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben. Angesichts unterschiedlicher Vorlaufzeiten für die Stilllegung bestehender und Errichtung und Inbetriebnahme neuer Erzeugungseinheiten sowie noch bestehender Hemmnisse für die Erschließung von Lastflexibilität erhöht eine sehr schnelle Transformation das Risiko von Koordinationsdefiziten zwischen den verschiedenen auf Basis individueller Kalküle am Strommarkt tätigen Akteuren. Hierdurch könnte es zumindest temporär zu einer angespannteren Versorgungssicherheitslage kommen, als dass die Modellrechnungen zeigen. Die Kapazitätsreserve in Deutschland dient u. a. zur Abfederung derartiger Koordinationsdefizite, wobei die Dimensionierung vor dem Hintergrund der erwarteten Entwicklungen zu prüfen wäre. Mit Blick auf den sich in den Modellrechnungen zumindest ab Mitte der Dekade abzeichnenden Investitionsbedarf scheint zusätzlich auch ein gezieltes Monitoring sinnvoll, ob benötigte Investitionen tatsächlich eingeleitet werden. Ein solches Monitoring sollte Wechselwirkungen mit Stilllegungen im In- und Ausland einschließen. Auf den sich in den Modellrechnungen zumindest ab Mitte der Dekade abzeichnenden Investitionsbedarf scheint zusätzlich auch ein gezieltes Monitoring sinnvoll, ob benötigte Investitionen tatsächlich eingeleitet werden. Ein solches Monitoring sollte Wechselwirkungen mit Stilllegungen im In- und Ausland einschließen.

- Die untersuchten Szenarien unterscheiden sich vor allem hinsichtlich der Emissionsziele und der damit verbundenen veränderten Entwicklung der Nachfrage und CO₂-Preise. Im Hinblick auf erhebliche Veränderungen von Brennstoffpreisniveaus seit dem vierten Quartal 2021 und damit verbunden auch CO₂-Preise wurden keine weiteren Szenariovarianten untersucht. Deutlich veränderte Annahmen der Rahmenbedingungen könnten zu veränderten Entwicklungen insbesondere im Bereich der Erzeugungsanlagen führen. Aufgrund der eingesetzten Methodik der dynamischen Entwicklung der Anlagenparks ist jedoch davon auszugehen, dass auch für diese Fälle ein Anlagenpark entsteht, der zumindest hinsichtlich der Ressource Adequacy (RA) ähnliche Ergebnisse erreicht.

Zwar führt das Netzengpassmanagement in allen durchgeführten Untersuchungen zu einem vollständig engpassfreien Netz, mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Stromnetz stellen die Gutachter allerdings folgende Aspekte heraus:

- Die Übertragungsnetzbetreiber müssen sich im Zuge von Kraftwerksstilllegungen in Deutschland und einem möglichen Fuel-Switch von Kohle zu Gas auch auf neue Austauschmuster und die daraus resultierenden veränderten Situationen in Netzbetrieb und Planung einstellen. Herauszuheben sind hier Situationen, in denen Deutschland hohe Strommengen importiert bzw. importieren muss.
- Die Interaktion mit dem Ausland gerät (analog zu den Erkenntnissen der Versorgungssicherheit im Strommarkt) auch beim Engpassmanagement in den Fokus. Die konsequente Umsetzung eines länderübergreifenden Engpassmanagements (Cross-Border Redispatch) und ggfs. europäisch koordinierte Netzsicherheitsanalysen erscheinen erforderlich.
- Zur Beherrschung der Stromnetzengpässe wird ein Zugriff auf weitere Flexibilitäten im Redispatch erforderlich werden. Dies umfasst die Potentiale der flexibilisierten Netzersatzanlagen und der flexiblen Verbraucher. Insbesondere letztere können zukünftig auch als Verursacher von Netzengpässen auftreten. Die Potentiale dieser Flexibilitäten sind zügig zum Netzengpassmanagement zu erschließen. Gleichzeitig gilt es, entsprechende Prozesse für einen diskriminierungsfreien Zugriff zu etablieren. Zwar wird in diesem Gutachten ausschließlich auf die Übertragungsebene abgestellt, allerdings dürfte sich auch auf der Verteilungsebene für die Netzbetreiber ein ähnliches Bild darstellen, so dass netzebenenübergreifende Prozesse entwickelt werden sollten.
- Ein verzögerter Netzausbau würde die Situation deutlich verschärfen. Gerade vor Inbetriebnahme der innerdt. HGÜ-Korridore treten Situationen mit hohen Netzbelastungen auf. Um dies zu vermeiden, ist weiterhin ein konsequentes Vorantreiben und Monitoring des Netzausbaus und des Ausbaus von Anlagen zur Stromerzeugung erforderlich. Zudem ist ersichtlich, dass der aktuell von den Übertragungsnetzbetreibern anvisierte und von der BNetzA bestätigte Netzausbau nicht in der Lage sein wird, mit den ambitionierten Klimazielen und den daraus hervorgehenden absehbaren Änderungen des Energiesystems Schritt zu halten. Selbst bei Inbetriebnahme geplanter HGÜ-Leitungen, flächendeckendem Einsatz von witterungsabhängigen Freileitungsmonitoring sowie intensiviertem Cross-Border Redispatch nehmen die notwendigen Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Stromnetz massiv zu. Die Netzausbaupläne sollten mit Blick auf die Entwicklungen im Energiesystem überarbeitet werden.

Abkürzungsverzeichnis

%P	Prozentpunkte
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
ACER	European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AGEB	AG-Energiebilanzen
AGFW	Verband der Unternehmen, die Heizkraftwerke und Fernwärmenetze in Deutschland betreiben
BEV	Battery Electric Vehicles
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CC	Combined Cycle
CCS	Carbon Capture and Storage
CNE / CNEC	Critical Network Element / and Contingency
CoNE	Cost of New Entry
Core-Region	Kapazitätsberechnungsregion Zentraleuropa
CAMS	Copernicus Atmosphere Monitoring Service
COSMO	Consortium for Small-scale Modeling
COSMO-EU	Anwendung des COSMO-Modells in einer spezifischen Konfiguration für die europäische Union
DA-CCM	Day-ahead Capacity Calculation Method
DELU	Gebotszone Deutschland und Luxemburg
Domain	Zeitpunktscharfes Kapazitätsmodell für den Stromhandel
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EENS	Expected Energy Non-served
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ENS	Energy Not-Served
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPG	Emergency Power Generator
ESM	European Settlement Map
ESR	Effort-Sharing-Regulation
ETS	Emission Trading System

EuroStat	Statistisches Amt der Europäischen Union
EVA	Economic Viability Assessment
E2P	Energy to Power
FB / FBMC	Flow-based / Flow-based Market Coupling
FCR	Frequency Containment Reserve
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
GHS	Global Human Settlement Layer
GSK	Generation Shift Key
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
HEL	Heizöl Extra Leicht
HGÜ-Leitung	Hochspannungsgleichstromübertragungsleitung
ICON	ICOsahedral Nonhydrostatic
KapResV	Kapazitätsreserve-Verordnung
KSG	Klimaschutzgesetz
KKW	Kernkraftwerk
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LODF	Line Outage Distribution Factor
LOLE	Loss of Load Expectation
LoLH	Loss of Load Hours (Anzahl der Stunden mit Nachfrageüberhang in einem einzelnen Jahr)
MAF	Midterm Adequacy Forecast
MBF	Maximum Border Flow
MaStR	Marktstammdatenregister
MERRA-2	Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
MTBF	Mean Time Between Failure
NECP	National energy and climate plan
NEA	Netzersatzanlage
NEP	Netzentwicklungsplan
NPV	Net Present Value (Kapitalwert)
NTC	Net Transfer Capacity

NUTS-Region	Räumliche Bezugseinheit der amtlichen Statistik in den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union
OC	Open Cycle
OSM	Open Street Map
PST	Phasenschiebetransformator
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
P2G	Power2Gas
P2H	Power2Heat
RA	Resource Adequacy
RAM / MinRAM	(Minimum) Remaining Available Margin
TA	Transmission Adequacy
TAC	Transmission Adequacy Concern
THG	Treibhausgas
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
VBH	Volllastbenutzungsstunden
VGB	VGB PowerTech e.V.
VoLL	Value of Lost Load
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WEO	World Energy Outlook

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sieht vor, dass zur Prüfung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten und deren Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes fortlaufend ein Monitoring der Versorgungssicherheit durchzuführen ist. Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) hat mit einer Anpassung des EnWG zum 01.01.2021 die Zuständigkeit für das Monitoring und den Bericht zur Versorgungssicherheit vom damaligen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie übernommen und unmittelbar mit den entsprechenden Analysen und Untersuchungen begonnen.

Aufgrund der erstmaligen Durchführung durch die BNetzA und der kurzen Frist bis zur geplanten Fertigstellung des Monitoringberichts hat die BNetzA die Consentec GmbH (Consentec) mit den Unteraufnehmern Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER) und der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE) mit der Erstellung eines Gutachtens beauftragt. Das Gutachten dient der BNetzA als Grundlage für ihren eigenen Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit. Die Gutachter führen dabei insbesondere die dem Gutachten zugrundeliegenden Simulationen mit wissenschaftlichen, mathematischen Modellen durch.

An dieser Stelle erscheint der BNetzA, aber auch den Gutachtern der Hinweis wichtig, dass die in diesem Gutachten dargestellten Erläuterungen zunächst allein der Auffassung der Gutachter entsprechen und trotz enger Abstimmung nicht zwangsläufig die Interpretation der BNetzA widerspiegeln müssen.

1.2 Untersuchungsauftrag und Ziel

Ziel dieses Gutachtens ist es, basierend auf den nationalen und europäischen Vorgaben, das Niveau der Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland im Kontext des europäischen Strombinnenmarktes anhand der gesetzlich vorgeschriebenen Methodik und Indikatoren zu quantifizieren und gegebenenfalls zu prüfen, inwieweit weitere Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit notwendig werden könnten. Auf europäischer Ebene wird hierfür der Begriff Resource Adequacy weitestgehend synonym verwendet. Ergänzend hinzu kommt eine Prüfung der Angemessenheit der Ressourcen im Stromübertragungsnetz („Transmission Adequacy“) zur Gewährleistung der Netzsicherheit.

Einen Rahmen für die umfassende Vorgehensweise zur Bestimmung dieser Indikatoren setzen die Europäische Union in der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt aus dem Jahr 2019 [1] und die Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden („European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators“, ACER) mit ihrer Entscheidung zur „Methodology for the European resource adequacy assessment in accordance with Article 23 of Regulation (EU) 2019/943“ [2] aus dem Jahr 2020. Weitere Anforderungen ergeben sich aus den Regelungen zum Monitoring der Versorgungssicherheit mit Strom in § 51 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [3].

Entsprechend dieser Vorgaben wird von den Gutachtern ein probabilistischer, auf die Berechnung von Erwartungswerten zielender Ansatz verfolgt. Dabei sind auch grenzüberschreitende Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen sowie der heutige und künftige Beitrag von Lastmanagement und von

Netzersatzanlagen zur Versorgungssicherheit sowie dynamische Anpassungsprozesse an den Strommärkten auf Basis von Preissignalen zu analysieren und zu berücksichtigen.

Abzugrenzen vom Untersuchungsauftrag sind dabei insbesondere die Themenkomplexe der Risikovorsorge und der Versorgungszuverlässigkeit auf Ebene der Endkunden. Beide Themenkomplexe sind nicht Bestandteil dieses Gutachtens. So sind vor dem Hintergrund des russisch-ukrainischen Krieges heute nicht nur deutlich erhöhte Großhandelspreise für fossiles Erdgas zu sehen, sondern es ist auch die Sorge vor einer Gasknappheit entstanden. In den Untersuchungen sind dabei die zum Stand der Gutachtenerstellung absehbaren Effekte auf die Preise abgebildet, eine Begrenzung der zur Verstromung zur Verfügung stehenden Erdgasmengen erfolgt jedoch nicht, da eine Gasmangellage de jure in die Kategorie der Risikovorsorge einzuordnen wäre. Zudem ist aktuell nicht erkennbar, ob und wie sich eine Gasknappheit auf die Stromversorgung auswirken würde. Insbesondere ist keinesfalls ausgeschlossen, dass die Gasversorgung zumindest von systemrelevanten Gaskraftwerken auch bei einer physischen Knappheit sichergestellt werden kann.

Die heutige gültige Strommarktregulierung, insbesondere die Regelungen der Verordnungen (EU) 2019/943 [1] und (EU) 2019/941 [4] des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt aus dem Jahr 2019 unterscheiden konsequent zwischen dem Monitoring einer bedarfsgerechten Versorgung mit elektrischer Energie über die Mechanismen des Strommarkts („Resource Adequacy“) auf der einen und der Risikovorsorge einschließlich der Ausgestaltung von Risikoplänen für Versorgungskrisen („Risk Preparedness“) auf der anderen Seite. Während ersterer Aspekt auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit an den Strommärkten in gewöhnlichen Situationen und bei grundsätzlich rationalem Verhalten der beteiligten Akteure abzielt – diese Haltung wird bereits an der Vorgabe von Mittel- und Erwartungswerten zur Bewertung deutlich –, behandelt der zweite Aspekt besonders außergewöhnliche, im Regelfall in ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit nicht quantifizierbare Ereignisse. Dies sind zum Beispiel Naturkatastrophen, politische Ereignisse, Cyberattacken oder ähnliche Begebenheiten. Dabei fällt die Risikovorsorge weitgehend nicht in die in diesem Gutachten betrachtete Einflussosphäre der Akteure am Strommarkt, sondern ist eine genuin staatliche Aufgabe. Der Themenkomplex der Versorgungszuverlässigkeit und der -qualität auf Ebene der Stromverteilungsnetze ist ebenfalls nicht Bestandteil dieses Gutachtens. Für ihn existiert ein eigener, von der BNetzA bereits seit längerem durchgeführter Monitoringprozess, der auf Meldepflichten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen beruht. In ihm werden Kennzahlen zu Versorgungsunterbrechungen auf Ebene der Stromverbraucher aus den von den Netzbetreibern übermittelten Daten zu Versorgungsunterbrechungen erhoben.

1.3 Inhalte und Struktur des Gutachtens

Basierend auf dem Untersuchungsauftrag und dem damit verbundenen Ziel des Gutachtens ergibt sich die methodische Vorgehensweise, von der sich die inhaltliche Struktur dieses Gutachtens ableitet. Das Gutachten zum Monitoring der Versorgungssicherheit adressiert deshalb die nachfolgend genannten drei Kernthemenbereiche:

- Zunächst erfolgt die Definition eines Rahmens für Szenarioannahmen für den Zeitraum von 2023 bis zum Jahr 2050 und die darauf basierende Simulation entsprechender Pfade der dynamischen Entwicklungen der Kraftwerkskapazitäten an den Strommärkten mit Fokus auf die Jahre bis 2031.

- Darauf basierend erfolgt eine Berechnung der probabilistischen Indikatoren zur Versorgungssicherheit am deutschen Strommarkt als Teil des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes für die Betrachtungsjahre 2025, 2026, 2028 und 2031.
- Abschließend erfolgt eine darauf basierende Simulation von Kraftwerkseinsätzen am Strommarkt und die Überführung in eine Netzbetriebs- und Redispatchsimulation zur Einschätzung der „Transmission Adequacy.“ Ziel ist die Prüfung, inwieweit die Übertragungsnetze dem Übertragungserfordernis, das aus den Marktergebnissen resultiert, gerecht werden. Die Untersuchungen erfolgen für die Betrachtungsjahre 2025, 2026 und 2031.

Auftragsgemäß analysieren die Gutachter ein Szenario, das die jüngeren Entwicklungen in Politik und an den Märkten bis Anfang 2022 (Beginn der Arbeiten) berücksichtigt. So sind beispielsweise die in den ersten Monaten des Jahres 2022 deutlich gestiegenen Terminmarktpreise an den Brennstoffmärkten in die Annahmen für die ersten Betrachtungsjahre ebenso eingeflossen wie die perspektivisch zu erwartenden Entwicklungen in Deutschland, die sich aus dem Koalitionsvertrag der Fraktionen ergeben, die nach der Bundestagswahl 2021 die neue Bundesregierung bilden, und dessen weiterer Konkretisierung, z. B. in Form des Osterpaketes 2022. Daraus ergeben sich dann angelehnt an die Definition im Klimaschutzgesetz (KSG) die sektoralen Anforderungen für die Energiewirtschaft.

Aus Gründen der besseren Verständlichkeit sind die weiteren Kapitel dieses Gutachtens dabei nicht nach der chronologischen Abfolge der Arbeiten, sondern wie folgt strukturiert:

- In Kapitel 2 findet sich eine Beschreibung des methodischen Vorgehens. Einleitend wird das übergreifende methodische Vorgehen zur Gutachtenerstellung erläutert. Darauf aufbauend erfolgt eine Vorstellung der Modelle, welche für die einzelnen Schritte genutzt werden.
- In Kapitel 3 wird das im Rahmen dieses Gutachtens erstellte Szenario sowie die zugehörigen Rahmenannahmen dargestellt. Darauf aufbauend erfolgt eine Darstellung aller wesentlichen Eingangsdaten für die genutzten Modelle.
- Im Kapitel 4 sind alle wesentlichen Berechnungsergebnisse dargestellt und erläutert.
- Abschließend erfolgt im Kapitel 5 eine übergreifende Einordnung der Ergebnisse und Erkenntnisse dieses Gutachtens.

2 Methodisches Vorgehen

Die methodische Vorgehensweise zur Erstellung des vorliegenden Gutachtens basiert auf einer Vielzahl konsekutiv aufeinander aufbauender Einzelschritte. Im folgenden Abschnitt 2.1 ist zunächst allgemein die übergreifende Struktur und Untergliederung dieser Schritte erläutert. Dabei erfolgt auch überblicksartig eine Skizzierung der jeweiligen Fragestellung, der resultierenden Zielsetzung und Inhalte der jeweils durchgeführten Untersuchungen. Darauf aufbauend erfolgt in den folgenden Abschnitten 2.2 bis 2.7 jeweils eine detaillierte Beschreibung der methodischen Vorgehensweise für die verschiedenen Schritte. Diese Erläuterungen enthalten jeweils auch eine Darstellung der in diesen Schritten genutzten (Simulations-)Modelle.

2.1 Übergreifendes Vorgehen

Der übergreifende Rahmen für das Vorgehen der Gutachter ergibt sich insbesondere aus Art. 23 der Verordnung (EU) 2019/943 [1] und der dort angelegten Entscheidung von ACER über die Methodik für ein europäisches Resource Adequacy Assessment ("European Resource Adequacy Assessment", ERAA), welche in [2] detailliert erläutert wird. Auch wenn ein konkretes Umsetzungsbeispiel dieser Methodik zum Zeitpunkt der Begutachtung noch nicht vorlag, orientieren sich die Gutachter an den dort dargestellten Anforderungen, um eine möglichst weitreichende methodische Konsistenz sicherzustellen. Hinzu kommen die Anforderungen, welche sich aus § 51 EnWG zum Monitoring der Versorgungssicherheit [3]³ ergeben. Die Bewertung der Versorgungssicherheit soll in diesem Gutachten bis einschließlich 2031 durchgeführt werden. Hierfür wird ein entsprechendes Szenario hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Stromsystems erstellt, das dann die Basis für die Analysen zur Versorgungssicherheit bildet.

Die fünf einzelnen Schritte, welche von den Gutachtern durchgeführt werden, sind in der folgenden Abbildung 2.1 skizziert und werden in den folgenden Absätzen erläutert.

³ Zu nennen sind insbesondere die Anforderungen: „Bei dem Monitoring sind auch grenzüberschreitende Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen sowie der heutige und künftige Beitrag von Lastmanagement und von Netzersatzanlagen zur Versorgungssicherheit sowie Anpassungsprozesse an den Strommärkten auf Basis von Preissignalen zu analysieren und zu berücksichtigen“ und „Die Messung der Versorgungssicherheit an den Strommärkten [...] erfolgt auf Grundlage wahrscheinlichkeitbasierter Analysen. Die Anforderungen der Verordnung (EU) 2019/943, insbesondere nach den Artikeln 23 und 24 für Abschätzungen der Angemessenheit der Ressourcen, sind einzuhalten. Die Analysen [...] erfolgen nach dem Stand der Wissenschaft. Sie erfolgen insbesondere auf Basis eines integrierten Investitions- und Einsatzmodells, das wettbewerbliches Marktverhalten und Preisbildung auf dem deutschen und europäischen Strommarkt abbildet; dabei sind auch kritische historische Wetter- und Lastjahre, ungeplante Kraftwerksausfälle sowie zeitliche und technische Restriktionen beim Kraftwerkszubau zu berücksichtigen.“ [3]

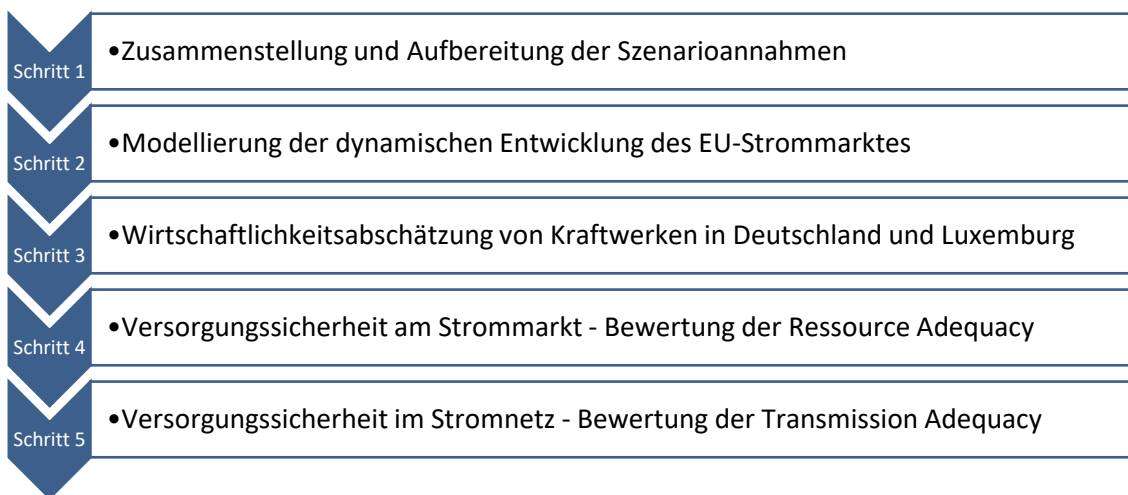


Abbildung 2.1: Untersuchungsschritte im Zuge der Gutachtenerstellung

Schritt 1: Zusammenstellung und Aufbereitung der Szenarioannahmen

Zunächst werden, basierend auf einer Literaturrecherche und einer detaillierten Abstimmung mit der BNetzA und dem BMWK, erwartete energiewirtschaftliche Rahmenparameter, welche für die Untersuchungen genutzt werden sollen, skizziert. Diese umfassen insbesondere die Entwicklung der Stromnachfrage und der installierten Leistungen von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien im gesamten Betrachtungsbereich, aber auch Annahmen zum Netzausbauzustand und den grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten des Übertragungsnetzes sowie zu den Betriebs-⁴ und Investitionskosten für verschiedene Anlagentechnologien. Die Annahmen umfassen den primären Zeitraum bis zum Jahr 2031. Für die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in neue Anlagen aus Sicht der Akteure (Akteursanalyse) sind aufgrund der wirtschaftlichen Lebensdauer der entsprechenden Anlagen über diesen Zeitraum hinaus weitere Annahmen bis 2050 zu treffen.

Basierend auf den Szenarioannahmen sind Zeitreihen zu Erzeugung und Verbrauch erforderlich, die eine möglichst große Bandbreite unterschiedlicher Wetterkonstellationen abbilden. Diese werden ebenfalls in Schritt 1 auf Basis detaillierter Analysen zeitlich und räumlich hoch aufgelöst erstellt und in den weiteren Schritten genutzt.

Eine detaillierte Beschreibung der methodischen Vorgehensweise zu Schritt 1 erfolgt in Abschnitt 2.2.

Schritt 2: Modellierung der dynamischen Entwicklungen des EU-Strommarktes

Im nächsten Schritt wird, basierend auf den zuvor genannten Szenarioannahmen, die Entwicklung der steuerbaren Kapazitäten (Erzeugungsanlagen, Speicher und neue Flexibilitätsoptionen) an den EU-Strommärkten modellbasiert abgeleitet. Dies erfolgt mit einem myopischen Marktgleichgewichtsmodell. Es handelt sich um einen Optimierungsansatz, der basierend auf einem Anlagenpark zu Beginn eines jeden Betrachtungsjahres die kostengünstigste Systemkonfiguration zur Deckung der Nachfrage für dieses Betrachtungsjahr ermittelt. Das Modell kann hierzu sowohl Stilllegungen also auch Investitionen in neue Anlagen modellendogen vornehmen. Eine Unterdeckung der Nachfrage ist mit Strafkosten versehen, die sich an den Ausgleichsenergiepreisen beim Einsatz der Kapazitätsreserve orientieren. Ist der

⁴ Dies umfasst insbesondere die Preise für Brennstoffe und CO₂, aber auch Abschätzungen für Einsatznebenkosten (Rauchgasreinigung, Entsorgung, etc.).

Einsatz der Kapazitätsreserve notwendig, um eine Zwangsabschaltung von Verbrauchern abzuwenden, wird der Ausgleichsenergiepreis während des Einsatzzeitraums auf 20.000 €/MWh festgelegt. Dieser Wert wird auch für die Strafkosten einer Unterdeckung der Nachfrage genutzt.

Da die Untersuchung nur mit jeweils einem konkreten Wetterjahr möglich ist, wird die Entwicklung anhand eines Referenzwetterjahres (in diesem Gutachten das Wetterjahr 2012, die Gründe für die Wahl sind in Unterabschnitt 3.2.5 dargestellt) ermittelt. Zusätzlich wird eine Überprüfung des Einflusses dieser Annahmen anhand eines zweiten Wetterjahres (in diesem Gutachten das Wetterjahr 2019) durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen jeweils eine mögliche und zu den Szenarioannahmen konsistente Entwicklung des Anlagenparks unter der Annahme des theoretischen Modells vollkommener Märkte.⁵ Das zentrale Ergebnis ist also ein wahrscheinlicher und zu den bei der Szenariogenerierung getroffenen Annahmen konsistenter Entwicklungspfad des Anlagenparks. Die Ergebnisse zeigen demnach eine mögliche Entwicklung des Anlagenparks auf. Die Untersuchungen umfassen den primären Zeitraum bis zum Jahr 2031 und für die Akteursanalyse (vgl. Schritt 3) darüber hinaus bis 2050.

Eine detaillierte Beschreibung der methodischen Vorgehensweise zu Schritt 2 erfolgt in Abschnitt 2.3.

Schritt 3: Wirtschaftlichkeitsabschätzung von Kraftwerken in Deutschland und Luxemburg (Akteursanalyse)

In Schritt 2 wird unter der Annahme des theoretischen Modells idealer Märkte und der damit verbundenen Forderung, dass die Nachfrage zu decken ist, ein kostenminimaler Anlagenpark entwickelt. Da reale Entscheidungen von Investoren in Märkten nicht notwendigerweise diesen Modellannahmen entsprechen, wird in Schritt 3 die Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus Sicht der Betreiber bzw. Investoren auf Basis der zu erwartenden Preise an den Strommärkten abgeschätzt (Akteursanalyse). Dies ermöglicht eine Einschätzung des Risikos, einer Nichtrealisierung von der in Schritt 2 ermittelten Investitionen in neue Kapazitäten durch die Marktakteure. Ebenso wird eine Einschätzung ermöglicht, ob der Weiterbetrieb einzelner Einheiten im Risiko steht, weil möglicherweise nur zu geringe Deckungsbeiträge erzielt werden können.

Zunächst wird hierzu mit einer blockscharfen Dispatchsimulation der Einsatz aller sich aus Schritt 2 ergebenden Anlagen am Strommarkt sowie die resultierenden grenzkostenbasierten Strompreise simuliert. Anschließend wird die Wirtschaftlichkeit der Anlagen vereinfacht abgeschätzt. Hierbei werden auch die Erlöse aus solchen Quellen berücksichtigt, die im Modell nicht explizit abgebildet werden, wie zum Beispiel aus der Vermarktung gekoppelt erzeugter Wärme oder Systemdienstleistungen. Weiterhin wird in Schritt 3 unterstellt, dass sich alle Marktakteure individuell ökonomisch rational verhalten.

Ein solcher Schritt ist in der Methodik des ERAA als "Economic Viability Assessment" (EVA) ebenfalls vorgesehen, allerdings dort bislang noch nicht in Bezug auf eine konkrete Anwendbarkeit detailliert ausgeführt (vgl. [2]). Die beschriebene Wirtschaftlichkeitsabschätzung wird in dieser Studie für Anlagen in der Gebotszone Deutschland/Luxemburg (DELU) und für das als Referenz verwendete Wetterjahr 2012 durchgeführt.

⁵ Das bedeutet insbesondere, das Vorliegen vollkommener Markttransparenz und vollständiger Information bei allen Marktakteuren, eine unmittelbare Reaktion der Marktakteure auf Änderungen der Marktdaten und die Zielsetzung der Gewinnmaximierung bei gleichzeitiger Risikoneutralität.

Die Untersuchungen in den Schritten 2 und 3 umfassen den erweiterten Zeitraum bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel, die Wirtschaftlichkeit von Anlagen auch bis zum Betrachtungsjahr 2031 mit ausreichendem Einbezug der längerfristigen ökonomischen Perspektive betrachten zu können.

Eine detaillierte Beschreibung der methodischen Vorgehensweise zu Schritt 3 erfolgt in Abschnitt 2.4.

Schritt 4: Versorgungssicherheit am Strommarkt – Bewertung der Resource Adequacy

Die aus den Schritten 3 und 4 resultierenden Anlagenparks werden anschließend in Bezug auf die Versorgungssicherheit am Strommarkt (Resource Adequacy) geprüft. Im Rahmen der hierzu vorgenommenen Untersuchungen kombinieren die Gutachter jeweils neun historische Wetterjahre aus dem Zeitraum der Jahre 2011 bis 2019 mit 350 stochastisch gezogenen Ausfalljahren, das heißt verschiedenen Kombinationen von Kraftwerksausfällen. So wird geprüft, ob der Anlagenpark, der sich aus den Analysen zur dynamischen Entwicklung des Strommarktes (Schritt 2) und der Wirtschaftlichkeitsabschätzung (Schritt 3) ergibt, in der Lage ist, die Nachfrage auch unter Variation von Wetter und Kraftwerksausfällen zu decken. Dies geschieht jeweils für die Betrachtungsjahre 2025, 2026, 2028 und 2031. Für jedes Betrachtungsjahr in jedem Szenario wird somit für 3.150 Monte-Carlo-Jahre⁶ die Fähigkeit zur Deckung der Nachfrage betrachtet. Sofern die Nachfrage nicht (vollständig) gedeckt werden kann, werden diese Ereignisse in Häufigkeit und Umfang erfasst. Anschließend werden aus diesen Ergebnissen die probabilistischen Kenngrößen LOLE (Loss of Load Expectation in h/a als Erwartungswert der Nachfrageüberhangwahrscheinlichkeit pro Jahr) und EENS (Expected Energy Non-served in MWh/a als Erwartungswert der nicht gedeckten Nachfrageenergie) ermittelt. Dabei werden entsprechend der regulatorischen Vorgaben zum europäischen Stromhandel nur Einschränkungen der Übertragungsnetzkapazitäten durch Beschränkungen des gebotszonenüberschreitenden Handels abgebildet. Einschränkungen der Versorgungssicherheit, welche aus gebotszoneninternen oder anderen physikalisch unzulässigen Stromflüssen aus dem Stromhandel resultieren, sind für die Untersuchungen der Versorgungssicherheit am Strommarkt in Schritt 4 nicht relevant. Sie werden in Schritt 5 gesondert betrachtet.

Die Untersuchung erfolgt jeweils für die beiden Ergebnisse nach Schritt 2 (Anlagenpark anhand des Referenzwetterjahres 2012 und dem Wetterjahr 2019) und das Ergebnis nach Schritt 3.

Die Modelle der Schritte 2 und 3 sind entsprechend der gesetzlichen Anforderungen des §51 EnWG [3], welcher vorschreibt, dass auch Anpassungsprozesse an den Strommärkten auf Basis von Preissignalen zu berücksichtigen sind, grundsätzlich so angelegt, dass sie die Marktregeln und davon hervorgerufene Investitionsanreize in Kraftwerke, insbesondere im Falle von Knappheit, abbilden. Bei einem Strommarktdesign, das ein Free-Riding bzgl. der Nachfragedeckung nicht erlaubt und durch das Ausgleichsenergie- und Bilanzkreissystem auf wirtschaftliche Anreize zur Vermeidung ungedeckter Nachfragen setzt, ist tendenziell zu erwarten, dass die Versorgungssicherheitsindikatoren im unkritischen Bereich liegen, weil auch im Modell der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt hohe Kosten für eine etwaige Unterdeckung hinterlegt sind. Eine aus den Ergebnissen des Gutachtens resultierende Einschätzung der längerfristigen Entwicklung der Versorgungssicherheit erfordert es daher auch, die modellendogenen Anteile des Entwicklungspfades in Hinblick auf ihre Plausibilität und

⁶ Kombinationen aus Ausfall- und Wetterjahren.

Realisierbarkeit einzuschätzen, zu analysieren und im tatsächlichen Verlauf anschließend zu beobachten.

Eine detaillierte Beschreibung der methodischen Vorgehensweise zu Schritt 4 erfolgt in Abschnitt 2.5.

Schritt 5: Versorgungssicherheit im Stromnetz – Bewertung der Transmission Adequacy

Es ist grundsätzlich denkbar, dass trotz sicherer Deckung der Nachfrage an den Strommärkten Situationen auftreten, in denen die Verbraucher aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz nicht sicher versorgt werden können. Das ist zum Beispiel dann der Fall, wenn Engpässe im Stromübertragungsnetz innerhalb der Gebotszonen bestehen, d. h. der Strom aufgrund unzureichender Transportkapazitäten nicht (n-1)-sicher von den Standorten der Erzeugung zu den Nachfragestandorten transportiert werden kann, und diese Engpässe auch nicht über geeignete Mittel, wie beispielsweise Redispatch, vollumfänglich behoben werden können. Das Ziel der Analysen in Schritt 5 ist deshalb eine zu den Annahmen der vorherigen Schritte konsistente Bewertung der Versorgungssicherheit im Stromnetz mit Fokus auf die Gebotszone Deutschland und Luxemburg.

Dazu wird untersucht, ob zu erwarten ist, dass das basierend auf den deutschen und europäischen Planungsprozessen erwartete Übertragungsnetz unter Berücksichtigung von lastflussteuernenden Maßnahmen ausreichend dimensioniert ist, um mit dem entsprechend Schritt 2 verfügbaren Anlagenpark eine Deckung der Nachfrage – ohne durch Redispatch nicht zu behebbende (n-1)-Stromüberlastungen im Übertragungsnetz – zu gewährleisten. Die den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung stehenden netz- und marktbezogenen Maßnahmen zur Engpassbehebung werden in Form eines grenzüberschreitend koordinierten Redispatch berücksichtigt. Hierzu zählen neben dem Eingriff in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen im In- und Ausland das Stufen von Phasenschiebertransformatoren, die Wahl der Arbeitspunkte von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen sowie in Deutschland der Einsatz von Netzreservekraftwerken, Netzboostern und dem witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb.

In Anlehnung an das Vorgehen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplanes und der Feststellung des Bedarfs an Netzreserve führen die Gutachter zunächst zur Ermittlung der Anlageneinsätze eine blockscharfe Dispatchsimulation unter Berücksichtigung von Flow-based Market Coupling (FBMC) durch. Auf deren Basis werden Netzsicherheits- und Redispatchsimulationen durchgeführt. Die Ergebnisse werden anschließend in Hinblick auf Stunden, in denen ein (n-1)-sicherer Übertragungsnetzbetrieb nicht sichergestellt werden kann („Transmission Adequacy Concern“, TAC) analysiert.

Eine detaillierte Beschreibung der methodischen Vorgehensweise zu Schritt 5 erfolgt in Abschnitt 2.6.

2.2 Generierung und Definition des untersuchten Szenarios

Für das Gutachten werden gewisse Randbedingungen, die sich außerhalb des Untersuchungsrahmens befinden, aber wesentliche Randbedingungen für die Untersuchungen darstellen, exogen vorgegeben. Diese Annahmen wurden mit der BNetzA und dem BMWK detailliert abgestimmt. Dabei sind diese Rahmenannahmen einerseits in sich konsistent und andererseits kongruent zu wichtigen politischen Entwicklungen auszugestalten. Sie sollen folglich einen klaren und in sich konsistenten Hintergrund darstellen.

Auftragsgemäß analysieren die Gutachter ein Szenario, das die jüngeren Entwicklungen in Politik und an den Märkten bis Anfang 2022 (Beginn der Arbeiten) berücksichtigt. So sind

beispielsweise die in den ersten Monaten des Jahres 2022 deutlich gestiegenen Terminmarktpreise an den Brennstoffmärkten in die Annahmen für die ersten Betrachtungsjahre ebenso eingeflossen wie die perspektivisch zu erwartenden Entwicklungen in Deutschland, die sich aus dem Koalitionsvertrag der Fraktionen ergeben, die nach der Bundestagswahl 2021 die neue Bundesregierung bilden, und dessen weiterer Konkretisierung, z. B. in Form des Osterpaketes 2022.

2.2.1 Grundsätzliches zur Erstellung des untersuchten Szenarios

Bei der Erstellung des Szenarios ist zu beachten, dass erwartbare Veränderungen in den Rahmenbedingungen aus den Märkten und der Politik erfasst werden, die Einfluss auf das Versorgungssicherheitsniveau nehmen können. Hierzu werden Annahmenbündel als Rahmenannahmen für die weiteren modellbasierten Untersuchungen definiert, die insbesondere im Hinblick auf die europäischen Entwicklungen aus anderen Studien abgeleitet werden, im Hinblick auf die Entwicklung in Deutschland aber zusätzlich auch im aktuellen Koalitionsvertrag sowie dem Osterpaket formulierte Zielsetzungen berücksichtigen.

Das Szenario, welches als Grundlage für die weiteren Arbeiten bei der Erstellung des Gutachtens dient, u. a. für die Erstellung von Zeitreihen und die Strommarktmodellierung, wird unter einer entsprechenden Arbeitshypothese entwickelt, welche allen gewählten Parametern einen gemeinsamen Rahmen gibt. Dieser Rahmen wird als Leitbild des Szenarios bezeichnet und berücksichtigt die bezüglich Klimaschutz im Rahmen des EU Green Deal verschärften politischen Zielvorgaben auf europäischer Ebene ebenso wie die im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung beschriebenen Zielsetzungen für Deutschland. Für den Zeitraum nach 2031 wird für Deutschland auf diese Weise die Klimaneutralität ab 2045 angenommen. Ebenso wird durch die Ableitung der vorzugebenden Brennstoffpreise aus den zu Beginn des Jahres 2022 aktuellen Terminmarktpreisen für das kurze Ende der Studie die gegenwärtige Situation an den Brennstoffmärkten integriert. Aufgrund ihrer mittelfristigen Ausrichtung der Studie stellt das aktuell notwendige Krisenmanagement im Hinblick auf die Gasversorgung keinen Untersuchungsgegenstand dar, so dass kurzfristige Maßnahmen im Hinblick auf den Ausfall von Gaslieferungen keine Berücksichtigung finden. Da Krisenmanagement üblicherweise ein kurzfristiges Agieren erfordert und auch nur vorübergehende Maßnahmen zur Folge hat, erscheint diese Einschränkung für die Zielsetzung der vorliegenden Studie als angemessen.

Ziel der Szenarioentwicklung ist die konkrete Aufbereitung der resultierenden Eingangsdaten für die Simulationsrechnungen. Hierzu ist eine Quantifizierung der im ersten Arbeitsschritt gelegten Grundlagen bezüglich der Rahmenannahmen als Basis für die Simulationen in den nachfolgenden Arbeitsschritten notwendig. Dabei wird die Varianz der im Rahmen des gewählten Leitbilds und der Annahmenbündel möglichen Werte für die Inputgrößen in den nachfolgend angewandten Modellen aufgezeigt (Abbildung 2.2). Neben Klimaschutzzielen, Technologieoptionen und Marktdesigns werden auch die Effekte der Corona-Krise ebenso wie die Gaskrise mit in die Bestimmung des möglichen Wertebereichs für die Inputgrößen einbezogen, deren Quantifizierung im Folgenden anhand von drei Bausteinen erläutert wird.

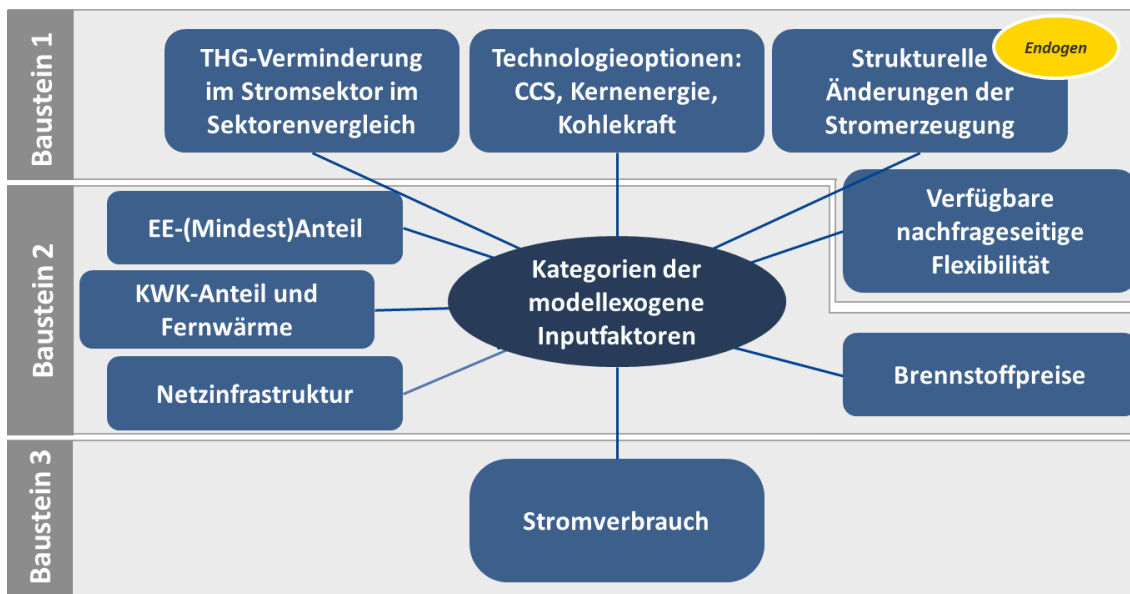


Abbildung 2.2: Relevante modellexogene Inputfaktoren

- Baustein 1** stellt die Implikationen der relevanten energie- und klimapolitischen Regelungen für das Elektrizitätsversorgungssystem dar. Neben dem Green Deal der Europäischen Union sind auch die jeweiligen nationalen energie- und klimapolitischen Regelungen der Länder im Betrachtungsbereich zu berücksichtigen. Diese werden nicht ohne Rückwirkungen auf die zukünftigen Stromerzeugungskapazitäten und die Energieträgerwahl bleiben. Mit dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie- und Kohleverstromung ist einerseits die Energieträgerwahl für die Stromerzeugung in Deutschland in der Zukunft beschränkt. Gleichzeitig gilt es, die vermehrt dezentrale Erzeugung aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien oder Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in das Elektrizitätssystem zu integrieren. Um im weiteren Projektverlauf die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten modellendogen bestimmen zu können, werden in diesem Baustein die dafür relevanten Rahmenparameter wie beispielsweise politisch induzierte Ausbauziele für erneuerbare Energietechnologien und KWK-Erzeugung sowie die jeweiligen nationalen Politiken zu Kern- und Kohlekraftwerkskapazitäten quantitativ beschrieben.
- In **Baustein 2** werden die Annahmen zu Preisentwicklungen der Primärenergieträger und der CO₂-Zertifikate festgelegt, die für Investitionen in Kraftwerkskapazitäten und den Dispatch der bestehenden Erzeugungskapazitäten von entscheidender Bedeutung sind. Es erfolgt daher eine Einschätzung der möglichen Entwicklungen der Weltmarktpreise bedeutender Energieträger wie Erdgas oder Kraftwerkskohle sowie der in Folge der globalen und europäischen Klimapolitik resultierenden CO₂-Preise.
- Ziel des **Bausteins 3** ist es, eine Einschätzung der zukünftigen Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage zu geben und damit Eckpunkte für einen wichtigen quantitativen Input in das Modellinstrumentarium zu fixieren. In Abstimmung mit BNetzA und BMWK erfolgt vor dem Hintergrund des festgelegten Leitbilds die Quantifizierung der Elektrizitätsnachfrage, gegliedert nach Stromverbrauchssektoren und Anwendungsfeldern. Konsistent zu den Annahmen bezüglich des Strombedarfs neuer Verbraucher (z. B. Elektromobilität, Power-to-X-Anwendungen) wird neben den Energiemengen auch deren anteiliges Flexibilitätspotential berücksichtigt und entsprechend der installierten Leistung als Kenngröße mit ausgewiesen.

2.2.2 Auswahl der Studien für weitere exogene Eingangsgrößen

Bei der Szenarioerstellung wird zur Wahrung der Konsistenz der einzelnen Szenarioannahmen im europäischen Kontext und, sofern möglich, auf Literaturwerte und publizierte Szenarien zurückgegriffen. Zu diesem Zweck werden auftragsgemäß aktuelle Studien analysiert und für die weitere Verwendung im Rahmen der Gutachtenerstellung ausgewählt. Dabei konnten jedoch keine Publikationen identifiziert werden, die ohne weitere Anpassungen als Grundlage für dieses Gutachten dienen konnten.

Als Grundlage für das Gutachten wird für die Entwicklung in Europa außerhalb Deutschlands auf die folgenden Publikationen und Studien zurückgegriffen:

- World Energy Outlook (WEO) 2020 [5]
- Szenarien des TYNDP von ENTSO-E [6]
- Mid-term Adequacy Forecast [7]

Für die Entwicklung von Stromverbrauch und Ausbau der erneuerbaren Energien im kurzfristigen Zeithorizont wird auf den Analysen des Szenarios National Trends für Europa [11] aufgebaut. Für die weiter in der Zukunft liegende Entwicklung liegt der Fokus für Europa auf dem Szenario Distributed Energy des TYNDP [6]. Als Ergebnis der Szenarioentwicklung entstehen länderspezifische Datensets für jedes der betrachteten 22 europäischen Länder mit allen für die Modellierung relevanten Informationen. Für die europäischen Länder außerhalb Deutschlands schließen die Annahmen damit die aktuellen Entwicklungen (Gaskrise, RePower EU, ...) nicht mit ein, der Corona Effekt ist jedoch miterfasst.

Für Deutschland erfolgte die Erstellung des landesspezifischen Datensatzes demgegenüber in enger Absprache mit BNetzA und BMWK, um der Orientierung am Koalitionsvertrag und dem Osterpaket Rechnung zu tragen. Wesentliche Grundlagen dafür entstammen den BMWK Langfristszenarien [5] und ihrer Weiterentwicklung im Hinblick auf Klimaneutralität 2045 und weiteren aktuellen Zielvorstellungen, insbesondere beim Ausbau der erneuerbaren Energien und bei der weiteren Elektrifizierung von Energieanwendungsfeldern.

2.3 Modellierung der dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes und der Kraftwerkseinsätze an den Strommärkten

Für das so definierte Szenario soll in einem weiteren Schritt die Entwicklung des Anlagenparks an den EU-Strommärkten modellbasiert bestimmt werden. Dabei steht in diesem Gutachten der Begriff Anlagenpark für Kraftwerke und dezentrale Erzeugungsanlagen (also klassische Kraftwerke sowie Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien) als auch für Speicher (z. B. Pumpspeicher, Speicherkraftwerke, Batteriespeicher) und neue Flexibilitäten (basierend auf unterschiedlichen Technologien aus dem Bereich des Lastmanagements, wie bspw. Demand Side Management in Industrieprozessen, bei Wärmepumpen, bei Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen bzw. Netzersatzanlagen). Die marktbasierende Entwicklung dieses Anlagenparks über der Zeit wird hierzu mittels eines Investitionsmodells untersucht.

Dem Modellansatz liegt die Annahme eines vollkommenen Markts (vgl. [6, p. 11]) zugrunde, der unterstellt, dass ein vollkommen homogenes Gut, vollständige Information, Transaktionseffizienz und vollkommene Konkurrenz vorliegt ([7, p. 17]). Ein solcher Markt führt

zu einer effizienten Lösung im Sinne minimaler Kosten, die in der Modellierung entsprechend abgebildet wird.⁷

Ein realer Markt weicht von den in dieser ökonomischen Modellvorstellung getroffenen idealisierenden Annahmen in unterschiedlicher Weise ab, weshalb ein Modellergebnis immer nur eine Annäherung an die Entwicklung in einem realen Markt darstellen kann. Häufig wird bei der Marktpreisbildung in wettbewerblichen Märkten unter diesen idealisierenden Annahmen unterstellt, dass sie den kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung entsprechen. Unter dieser Annahme ist [8] zu entnehmen, dass im Falle eines effizienten Anlagenparks eine Deckung der Fixkosten für keine der Anlagen im Markt möglich ist. Dies bedeutet, dass auch bei Unterstellung idealisierender Annahmen zur Refinanzierung der Fixkosten zu Zeiten knapper Kapazitäten Preisspitzen oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten auftreten müssen, da es sonst nicht zu den notwendigen Investitionen in neue Anlagenkapazitäten kommen kann. Dies wird in der Literatur auch als “missing money phenomenon” bezeichnet (vgl. [9]) Dabei wird durchaus auch das Auftreten solcher Preisspitzen in die Betrachtungen einbezogen, es ist jedoch unklar, ob diese in realen Märkten tatsächlich in ausreichender Höhe auftreten. Dies legen in der Literatur getroffene empirische Beobachtungen nahe (vgl. [9]), wobei die begrenzt auftretenden Preisspitzen u. a. auf ungünstige regulatorische Randbedingungen zurückgeführt werden [10].

Eine wichtige Folgerung aus diesen Befunden ist, dass ein wettbewerblicher Markt, der wirtschaftliche Investitionen ermöglicht, in Zeiten von knapper Leistung auch sehr hohe Preisspitzen oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung zulassen muss. Dies ist zwar im Strommarktgesetz 2016 [11] explizit so auch zugelassen, aber auch hier fehlt es bislang an empirischen Nachweisen, dass es im Markt zu ausreichenden hohen Preisspitzen kommt, da bis dato immer ausreichend Anlagenkapazität zur Verfügung stand.

Die dynamische Modellierung des Anlagenparks berücksichtigt durch den gewählten Ansatz zunächst nicht die Frage der Wirtschaftlichkeit von Investitionen, sondern ermittelt einen kosteneffizienten Anlagenpark aus den zur Verfügung stehenden Optionen zur Deckung der exogen vorgegebenen Nachfrage. Dieser Modellierung wird dann zur Berücksichtigung der aus Akteursicht wichtigen Frage der wirtschaftlichen Refinanzierung von Investitionen und Fixkosten im Markt eine Akteursanalyse nachgeschaltet, die diese Effekte transparent untersucht (vgl. Abschnitt 2.4). Die Ergebnisse dieser Analyse fließen dann in die nachfolgenden Betrachtungen zur Ermittlung der Versorgungssicherheitskennzahlen ein.

2.3.1 Überblick über das Vorgehen bei der Modellierung

Die modellbasierte Ermittlung der Entwicklung des Anlagenparks wird mit dem fundamentalanalytischen europäischen Elektrizitätsmarktmodell E2M2 (vgl. [12], [13], [14]) des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER) durchgeführt. Das Modell arbeitet auf Basis einer simultanen, myopischen Optimierung von Anlageninvestition, -rückbau und -einsatz. In diesem Bottom-up-Modell werden, in Abgrenzung zu Top-down-Modellen, keine sektoralen Restriktionen vorgegeben, sondern in hohem technologischen Detailgrad die Prozesse zur bilanziellen Deckung einer Elektrizitätsnachfrage (und optional auch Wärmenachfrage) abgebildet.

Die modellbasierten Analysen betrachten modellendogen die Systementwicklung ab dem Jahr 2023 für ausgewählte Betrachtungsjahre und schließen an die für 2022 und damit zu Beginn des Jahres 2023 exogen vorgegebene Anlagenparkentwicklung an. Die Untersuchungen werden

⁷ Detailliertere Ausführungen zur Preisbildung in wettbewerblich organisierten Märkten vgl. auch [6] S. 8-22.

dabei ausgehend von einer statischen Prognose des Anlagenparks für das Jahr 2022 (also dem „Status Quo“) zum Ende des Jahres 2022 durchgeführt.

Das Modell wird in zwei Konfigurationen mit unterschiedlicher Detailtiefe genutzt. Diese Konfigurationen dienen als Grundlage für die Schritte 2 (Modellierung der dynamischen Entwicklung des EU-Strommarkts), 3 (Wirtschaftlichkeitsabschätzung von Kraftwerken in Deutschland und Luxemburg) und 5 (Versorgungssicherheit im Stromnetz – Bewertung der Transmission Adequacy) des übergreifenden Vorgehens (vgl. Abschnitt 2.1) und werden im Folgenden jeweils gesondert erläutert.

- Die erste verwendete Konfiguration stellt eine simultane (Des-)Investitions- und vereinfachte Dispatchrechnung zur Bestimmung der Entwicklung des europäischen Anlagenparks dar. Sie dient der Abbildung der dynamischen Entwicklungen des EU-Strommarkts und wird auftragsgemäß unter Berücksichtigung von bilateralen Übertragungskapazitäten mit einem NTC-Modell genutzt. Sie wird in Schritt 2 des übergreifenden Vorgehens angewendet.
- Die zweite Konfiguration umfasst eine detaillierte Marktsimulation bzw. Dispatchrechnung. Hierbei wird für den ermittelten Anlagenpark der blockscharfe Einsatz in einer sogenannten Hauptregion⁸ und den weiteren Gebieten der Core-Region⁹ unter der Berücksichtigung eines lastflussbasierten Ansatzes zur Modellierung der Handelskapazitäten (Flow-based Market Coupling, - FBMC) berechnet. Dabei ist nicht nur die vorgegebene Stromnachfrage, sondern auch die Wärmenachfrage in entsprechend vorgegebenen Wärmenetzregionen zu decken.

Die Modellkonfigurationen sind in den folgenden beiden Unterabschnitten detailliert beschrieben.

2.3.2 Investitionsrechnung mit vereinfachtem Dispatch

Das Ziel der ersten Modellkonfiguration zur Abbildung der dynamischen Entwicklung der EU-Strommärkte stellt eine integrierte Betrachtung von Dispatch und der Ermittlung von Investitionen und Desinvestitionen dar und wird im Weiteren als Invest- bzw. Investitionsrechnung bezeichnet. Die Systemkosten umfassen hierbei also variable (u. a. Brennstoffe und CO₂-Zertifikate) und fixe Kosten der Bestandsanlagen sowie die annualisierten Investitionskosten, jährlichen Fixkosten und variablen Kosten der neu installierten Kapazitäten. Der myopische Ansatz entspricht einer isolierten Betrachtung der einzelnen Betrachtungsjahre unter der Annahme unendlicher Fortschreibung. Dieser Ansatz berücksichtigt eine gewisse zeitliche Voraussicht der Akteure im mittelfristigen Bereich, da Investitionen und Desinvestitionen ohne zeitlichen Vorlauf sofort entschieden werden. Wird unterstellt, dass solche Entscheidungen in der Realität einen Vorlauf von 3 bis 5 Jahren aufweisen, wäre damit eine perfekte Voraussicht des Entscheiders für die nächsten 3 bis 5 Jahre abgebildet. Wesentlich langfristiger dürfte eine zuverlässige Voraussicht für einen Anlagenbetreiber auch in der Realität nicht sein, sodass die Abbildung als angemessen angesehen werden kann.

⁸ Marktgebiete der Hauptregion in diesem Gutachten: Deutschland und Luxemburg (DELU), Frankreich (FR), Belgien (BE), Niederlande (NL), Österreich (AT), Schweiz (CH), Italien (IT), Polen (PL), Tschechien (CZ), Dänemark (DK), Schweden (SE) und Norwegen (NO) sowie das Vereinigte Königreich (UK).

⁹ Zusätzlich in der Core-Region befindliche Länder, die in diesem Gutachten nicht zur Hauptregion gehören, aber im Dispatchmodell mit abgebildet sind, und den Core-FBMC-Ansatz abbilden: Slowenien (SI), Slowakei (SK), Rumänien (RO), Kroatien (HR) und Ungarn (HU).

Zwischen den einzelnen Betrachtungsjahren erfolgt eine Zeitkopplung durch die Übernahme des Ergebnisses des vorangegangenen Betrachtungsjahres als Startanlagenparks für das nächste Betrachtungsjahr.

Das Modell berücksichtigt in dieser Konfiguration alle Anlagen einer Gebotszone. Dazu gehören sowohl Erzeugungsanlagen, Speicher als auch nachfrageseitige Flexibilitäten (Demand Side Management – DSM). Kapazitäten zur Speicherung elektrischer Energie sind im Modell mit zeitschrittübergreifenden Energiemengenrestriktionen abgebildet und stehen endogen als Investitionsoption zur Verfügung. Im Bereich der neuen Flexibilitätsoptionen werden ebenfalls einige Lastflexibilisierungsmaßnahmen durch speicherähnliche Modellierungsansätze oder mit Energiemengenrestriktionen abgebildet, wie z. B. kundenseitige Netzersatzanlagen (NEA), deren Einsatz auf eine maximale jährlich verfügbare Energiemenge begrenzt ist. Aufgrund der zunehmenden Bedeutung dieser neuen Flexibilitätsoptionen in den kommenden Jahren wird deren Abbildung besondere Aufmerksamkeit gewidmet. Sie ist in Abschnitt 2.3.6 beschrieben.

Als Betrachtungsjahre werden auftragsgemäß die Jahre 2023 (ausgehend von einer statischen Prognose des Anlagenparks für das Jahr 2022), 2025, 2026, 2028 und 2031 ausgewählt. Zur anschließenden Analyse der perspektivischen Wirtschaftlichkeit der Anlageninvestitionen werden außerdem Rechnungen für die Betrachtungsjahre 2035, 2040 und 2050 durchgeführt, die jedoch als Ergebnis nicht Bestandteil dieses Gutachtens sind.

Neben dem endogenen Zubau neuer Erzeugungskapazitäten, der analog auch für die marktgetriebenen durch unternehmerische Entscheidungen zu erschließenden Flexibilitätsoptionen der Kategorie 1 gilt (vgl. Abschnitt 2.3.6), werden in dieser Konfiguration zusätzlich modellendogene Stilllegungen („Desinvest“) zugelassen. Eine Anlage kann jederzeit vor Ablauf ihrer technischen Lebensdauer stillgelegt werden. Dabei wird unter der Zielsetzung der Gesamtkostenminimierung berücksichtigt, ob es günstiger ist, die Anlage weiterhin zu betreiben (und die jährlich anfallenden Fixkosten in Kauf zu nehmen) oder die Anlage stillzulegen (und Stilllegungskosten in Kauf zu nehmen, aber die jährlichen Fixkosten einzusparen).

Einmal stillgelegte Kraftwerke können dabei in den nachfolgenden Betrachtungsjahren wieder in Betrieb genommen werden, sodass auch temporäre Stilllegungen möglich sind, wenn ihre exogen vorgegebene technische Lebensdauer noch nicht erreicht ist. Es fallen dabei entsprechende Kosten für die Wiederinbetriebnahme an. Die Investitionskosten für neue Anlagen (die auch Kosten für den endgültigen Rückbau einschließen) sowie die Kosten für eine temporäre Stilllegung bzw. Wiederinbetriebnahme gehen in die Gesamtsystemkosten ein und werden damit in der Zielfunktion berücksichtigt.

Abweichend von der beschriebenen Modellierung modellendogen bestimmter Investitionen und Stilllegungen von Anlagen, werden Anlagen am Ende ihrer technischen Lebensdauer exogen stillgelegt. Darüber hinaus können folgende Investitionen bzw. Desinvestitionen nicht endogen durch das Modell vorgenommen werden und werden entsprechend den Rahmenannahmen des Szenarios exogen vorgegeben:

- Die im jeweiligen Betrachtungsjahr installierten Kapazitäten der volatil einspeisenden Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien, da davon ausgegangen wird, dass auch in Zukunft dieser Teil der Erzeugungskapazität wesentlich durch Fördermaßnahmen und damit politikgetrieben in den Markt gebracht wird.

- KWK-Anlagen, die aufgrund nicht im Modell erfasster Entscheidungen im Hinblick auf die Wärmenetze und politische Förderung durch exogene Vorgaben investiert oder stillgelegt werden¹⁰.
- Auf Basis politischer Entscheidungen für festgelegte Veränderungen im Erzeugungsmix (z. B. Kohleausstieg, Kernenergieausstieg) werden exogene Stilllegungszeitpunkte für bestimmte Anlagen vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer definiert, die jedoch modellendogen weiter vorgezogen werden können.
- Flexibilitätsoptionen der Kategorie 2, weil angenommen wird, dass diese nicht durch marktgetriebene Entscheidungen erschlossen werden (vgl. Abschnitt 2.3.6).

Da in den nachgelagerten Analysen der blockscharfe Einsatz relevant ist, muss eine hohe technologische Detailstufe bereits im Modell der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt gewährleistet werden. Es wird darauf geachtet, dass die Flexibilitätsbereitstellung der verwendeten Technologien nicht maßgeblich über- oder unterschätzt wird. Deshalb wird jedes Betrachtungsjahr, unter Verzicht auf die Verwendung von Typtagen oder Typwochen, vollständig mit 8.760 Stunden in einer stündlichen Zeitreihe abgebildet. Besondere Charakteristika des zugrunde gelegten Wetterjahres, wie Dunkelflauten oder untypisch verlaufende Profile, werden hierdurch berücksichtigt und benötigen keine gesonderte Analyse.

Um die detaillierte Betrachtung der Flexibilitätsanforderungen verschiedener Technologien hinreichend berücksichtigen zu können, müssen ihre jeweiligen Spezifika abgebildet werden. Zur adäquaten Berücksichtigung der Flexibilitätsoptionen werden bereits im Modell der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt zahlreiche zeitschrittübergreifende Restriktionen benötigt, die die Komplexität stark erhöhen. Daher werden auf Basis einer blockscharfen Datenbank Erzeugungseinheiten nach den allgemein in der Strommarktmodellierung verwendeten Primärenergieträgern und Technologien gruppiert und aggregiert [12]. Zudem erfolgt eine Unterscheidung nach vier Altersklassen bei konventionellen Kraftwerken¹¹. Techno-ökonomische Parameter werden hierfür entsprechend für jede Altersklasse der Kraftwerksgruppe der jeweiligen Gebotszone gemittelt. Dies stellt nach der Erfahrung der Gutachter eine in diesem Schritt ausreichende Genauigkeit der Abbildung dar und hält die Komplexität in einem rechentechnisch handhabbaren Bereich. Die konkrete In- bzw. Außerbetriebnahme der einzelnen Blöcke wird innerhalb der Altersklasse dadurch berücksichtigt, dass die im Modell berücksichtigte installierte Leistung der jeweiligen Altersklasse für jedes Betrachtungsjahr angepasst wird.

Die Aggregation der einzelnen Anlagen zu ähnlichen Gruppen ermöglicht die Integration linearisierter Anfahrkosten, welche als Laständerungskosten abgebildet werden. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Flexibilität der Erzeugungsseite nicht überschätzt wird. Sowohl geplante als auch ungeplante Ausfälle von Erzeugungsanlagen werden im Modell durch entsprechende zeitabhängige und typspezifische mittlere Ausfallraten berücksichtigt (vgl. Unterabschnitte 2.5.3 und 3.2.5).

Darüber hinaus wird die Wärmenachfrage vereinfacht durch deren Gebotszone und eine stündlich aufgelöste Mindeststromerzeugung je Kraftwerksgruppe mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (aufgeteilt in Technologie- und Altersklassen) vorgegeben, die aus den

¹⁰ Im Marktgebiet DELU sind 2023 von den 68 GW thermischen Kraftwerken auf Basis von Braun-, Steinkohle, Erdgas, Öl, Biomasse und sonstigen Brennstoffen 48 GW KWK-Anlagen, im gesamten Betrachtungsgebiet von rd. 300 GW ca. 143 GW KWK-Anlagen.

¹¹ Klasse 1: Inbetriebnahme (IBN) bis 1980, Klasse 2: IBN 1981 bis 1990, Klasse 3: IBN 1991 bis 2000, Klasse 4: IBN nach 2000.

Wärmenachfragezeitreihen entsprechend Abschnitt 2.7.3 ermittelt wird. Die Entwicklung der installierten KWK-Leistung der Bestandsanlagen ist im Modell abgebildet und ergibt sich aus der Sterbekurve der KWK-Anlagen, ergänzt durch politische Vorgaben (bspw. Kohleausstieg), und wird dementsprechend exogen für die Betrachtungsjahre vorgegeben. Ein exogen induzierter wärmeseitiger Kapazitätsrückgang wird durch exogene KWK-Ersatzinvestitionen ausgeglichen, sodass die Wärmenachfrage zu jeder Zeit gedeckt werden kann.

Die Berücksichtigung der in Deutschland gültigen Regelungen des KWKG¹² erfolgt dabei durch:

- angepasste Investitionskosten für KWK-Technologien sowie
- die Berücksichtigung der Vergütungen aus dem KWKG bei der Berechnung der Deckungsbeiträge in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (vgl. Abschnitt 2.4).

Kohle-KWK-Anlagen können durch das Modell auch endogen desinvestiert werden. Für die durch das Modell endogen investierten gasbefeuerten Erzeugungsanlagen wird bei Bedarf angenommen, dass sie als KWK-Anlagen ausgeführt werden. Für diese KWK-Anlagen werden im Modell keine anderen spezifischen Investitionskosten als für einfache Kondensationsanlagen angenommen, was nicht der Realität entspricht. Dies erscheint für die Modellierung dennoch inhaltlich als angemessen, da die modellseitig vorgenommene endogene Investition durch das Stromsystem verursacht wird und daher stattfindet, wenn die spezifischen Investitionskosten einer Kondensationsanlage zur kostenminimalen Lösung führen. Wird unterstellt, dass gleichzeitig ein Bedarf zur Wärmedeckung vorliegt, ist davon auszugehen, dass die Mehrkosten für die Ausführung als KWK-Anlagen auch durch die Wärmelieferung getragen werden. Sollte im Gegenzug keine Notwendigkeit einer Investition für das Stromsystem vorliegen, aber für die Deckung der Wärmenachfrage notwendig sein, würde der Zubau eines reinen Wärmekessels unterstellt. Im Ergebnis wird jedoch geprüft, dass der Anteil der durch KWK gedeckten Wärmelast nicht wesentlich absinkt, so dass dieser Fall eher eine theoretische Betrachtung darstellt.

Die Einbettung der Gebotszone Deutschland und Luxemburg (DELU) in den europäischen Kontext geschieht über eine länderscharfe Abbildung der Hauptregion, welche aus den Ländern Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich, Schweiz, Italien, Polen, Tschechien, Dänemark, Schweden und Norwegen sowie Großbritannien besteht. Außerdem werden die übrigen Länder der Core-Region (Slowenien, Slowakei, Rumänien, Kroatien, Ungarn) für das im Gutachten gewählte Betrachtungsgebiet als Basis für die Modellkonfiguration mit blockscharfer Dispatchrechnung ebenfalls abgebildet. Dort wird die Entwicklung des Anlagenparks jedoch exogen vorgegeben.

Alle Gebotszonen auf Länderebene des zuvor aufgelisteten räumlichen Betrachtungsbereichs werden im Modell jeweils als eigenes, engpassfreies Gebiet abgebildet. Die Gebiete sind über bilaterale Handelskapazitäten (NTC-Werte) miteinander verbunden. Aufgrund des starken Fokusses auf das im Mittelpunkt des Gutachtens stehende Marktgebiet Deutschland/Luxemburg wird eine zeitlich und technologisch hohe Auflösung der Berücksichtigung gegenüber der Abbildung inländischer Gebotszonen in einigen Ländern (insb. IT, SE, NO, DK) in der Stufe der Strommarktmodellierung vorgezogen, sodass Gebotszonengrenzen sich nur entlang nationaler Grenzen orientieren. Innerhalb der jeweiligen Gebotszone wird im Modell zur Simulation des Strommarkts Engpassfreiheit unterstellt. Auftretende Netzrestriktionen werden dann im

¹² Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG 2020).

Rahmen der Netzmodellierung betrachtet. Länder außerhalb des Betrachtungsbereichs werden über die Vorgabe exogener Randeinspeisungen als aggregierte Import- bzw. Exportzeitreihen in stündlicher Auflösung berücksichtigt.

2.3.3 Blockscharfe Dispatchrechnung

In der zweiten Modellkonfiguration, der blockscharfen „Dispatchrechnung“ bzw. Marktsimulation, wird der stündliche Anlageneinsatz detailliert blockscharf ermittelt. So ist ein grenzkostenbasierter Großhandelsmarkt-Strompreis abschätzbar und eine räumliche Zuordnung der Einspeisungen der Anlagen zu Netzknoten möglich. Diese Modellkonfiguration wird für die Schritte 3 (Wirtschaftlichkeitsabschätzung von Kraftwerken in Deutschland und Luxemburg) und 5 (Versorgungssicherheit im Stromnetz – Bewertung der Transmission Adequacy) des übergreifenden Vorgehens (vgl. Abschnitt 2.1) genutzt.

Als Input für diese Stufe dient der in der ersten Modellkonfiguration ermittelte Anlagenpark für das jeweilige Betrachtungsjahr. Diese Ergebnisse, d. h. stillgelegte bzw. neu erschlossene Kapazitäten, werden auf Basis der Kraftwerksdatenbank je Marktgebiet auf geeignete Blockgrößen diskretisiert. Dabei werden aus der Bestandskraftwerksliste zunächst typische Blockgrößen für die Altersklassen abgeleitet, sodass anschließend diskretisierte Kraftwerksblöcke ermittelt und Netzknoten zugeordnet werden können¹³. Die Zuordnung zu Standorten kann nur heuristisch erfolgen und stellt somit lediglich eine Annahme dar. Für den Zubau wird angenommen, dass Standorte genutzt werden, an denen bereits Anlagen, vorzugsweise der gleichen Technologie, installiert sind oder waren. Blockscharf aufgelöste Kraftwerke mit der grundsätzlichen Möglichkeit einer Wärmeauskopplung mittels Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden zusätzlich den definierten Wärmenetzgebieten zugeordnet. Die entsprechenden KWK-Anlagen beteiligen sich somit in der Modellkonfiguration gleichzeitig an der Deckung der Stromnachfrage wie auch der Wärmenachfrage ihrer jeweiligen Wärmenetzregion.¹⁴ Das Vorgehen führt tendenziell zu einer weiträumigen Verteilung der Anlagen und stellt im Hinblick auf die Netzbelastung somit weder eine besonders optimistische, netzentlastende oder pessimistische, also netzbelastende Zuordnung dar.

Dabei werden KWK-Anlagen mit Entnahme-Kondensationsturbinen und Anlagen mit konstanter Stromkennzahl (z. B. Gasturbinen mit Abwärmenutzung, Blockheizkraftwerke, Gegendruckanlagen) abgebildet. Im Falle von Entnahmekondensationsanlagen wird ein Betrieb mit im Rahmen des Anlagenkennfelds möglichen flexiblen Stromkennzahlen abgebildet. Das bedeutet insbesondere, dass bei hoher Wärmeauskopplung die maximal installierte Stromerzeugung nicht erbracht werden kann. Die maximale installierte Stromerzeugung solcher Anlagen kann nur erreicht werden, wenn sie nicht gleichzeitig Wärme auskoppeln. Im Hinblick auf Gegendruckanlagen ist in der installierten Leistung gleichzeitig eine entsprechende Wärmeabgabe berücksichtigt, so dass ein solch komplexer Zusammenhang zwischen Stromerzeugung und Wärme wie bei den Entnahmekondensationsanlagen nicht abgebildet wird. Es wird im Rahmen der Modellrechnungen jedoch angenommen, dass auch solche Anlagen

¹³ Neuinvestitionen in KWK-Anlagen sowie deren Regionalisierung werden exogen vorgegeben.

¹⁴ Der Aspekt der Zuordnung zu Wärmeregionen determiniert insbesondere die Standortannahme zu möglichen Neubaukraftwerken in Deutschland.

über Notrückkühler bzw. Bypässe (bei offenen Gasturbinen) verfügen, sodass eine Stromerzeugung ohne Wärmenachfrage möglich ist¹⁵.

Zielfunktion der Optimierung ist in dieser Stufe die Minimierung der Gesamtsystemkosten zur Deckung der stündlichen Strom- und Wärmenachfrage für einen gegebenen Anlagenpark.

Unter Berücksichtigung von linearisierten An- und Abfahrkosten können durch Interpretation der dualen Variablen als Grenzkosten der Stromerzeugung stündliche, grenzkostenbasierte Strompreise je Gebotszone abgeschätzt werden. Diese Preise entsprechen, unter der Vernachlässigung möglicher Mark-Ups oder weiterer Preisaufschläge durch die Akteure, dem Großhandelsmarktpreis unter Annahme der Gültigkeit der ökonomischen Modellvorstellung eines idealen Marktes. Gemeinsam mit dem endogen ermittelten Einsatz der Anlagen können diese Strompreise dann für die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit eingesetzt werden (vgl. Abschnitt 2.4).

Der Stromaustausch zwischen den Gebotszonen kann in dieser Konfiguration sowohl über bilaterale Handelskapazitäten („NTC-Modell“) als auch unter Berücksichtigung von Flow-based Market Coupling (FBMC) abgebildet werden. Die erste Variante wird für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung in DELU (Schritt 3 des übergreifenden Vorgehens, vgl. 2.1) und zur Kapazitätsberechnung in Schritt 5 genutzt. Die zweite Konfiguration dient der Berechnung des „finalen“ Anlageneinsatzes für Schritt 5 (vgl. Abschnitt 2.6).

2.3.4 Abbildung der Regelleistungsvorhaltung

Die Abbildung der Regelleistungsvorhaltung in den beiden Modellkonfigurationen erfolgt mit einem konsistenten, jeweils der Fragestellung angepassten Ansatz.

In der ersten Modellkonfiguration (Dynamische Entwicklung der EU-Strommärkte) wird mit einem aggregierten Anlagenpark gearbeitet. Daher kann die Regelleistungsvorhaltung nicht einzelnen Anlagenblöcken zugeordnet werden und wird über die vorgegebene Stromnachfrage berücksichtigt. Die Regelleistung wird ex-ante anhand von Faktoren auf die bereitzustellende Nachfrage aufgeschlagen, die so gewählt sind, dass die Regelleistung zum Zeitpunkt der gebotszonenscharfen Spitzennachfrage vollständig auf die Nachfrage aufgeschlagen wird. Dadurch wird eine Vorwegnahme der Entscheidung über die Technologien, die zukünftig die Deckung der Regelleistung übernehmen, und eine systematische Überkapazität, die sich aus der Begrenzung der Leistung der einzelnen Technologieklassen ergeben würde, verhindert. Damit ist implizit, sofern freie Stromhandelskapazitäten existieren, auch ein Austausch von Regelleistungsvorhaltung möglich. Das führt tendenziell zu einem etwas kleineren, für die Versorgungssicherheit kritischeren Anlagenpark.

In der zweiten Modellkonfiguration (Dispatchmodell) wird zusätzlich zur Deckung der Nachfrage am Fahrplanenergiemarkt die Vorhaltung der Regelleistung als zusätzliche Nebenbedingung abgebildet. Dabei wird berücksichtigt, dass die Regelleistung nur von bestimmten, regelbaren Technologien (z. B. Speichertechnologien, hydrothermischer Kraftwerkspark, industrielles Lastmanagement) erbracht werden kann. Bei Anlagen, die zur Regelleistungsbereitstellung herangezogen werden können, aber nur über eine begrenzte Leistungsdynamik verfügen (z. B.

¹⁵ Diese Annahme muss in der Realität nicht in allen Fällen erfüllt sein bzw. es wäre auch möglich, dass diese Flexibilität seitens der Betreiber nicht marktgetrieben zur Verfügung gestellt wird. Dennoch erscheint diese Annahme im Zusammenhang mit der Abbildung der dynamischen Entwicklungen an den EU-Strommärkten als konservativ, da ansonsten der Anlagenpark ggf. höhere Investitionen in steuerbare Erzeugung aufweisen würde. Im Hinblick auf die Gültigkeit dieser Annahme insbesondere auch im Hinblick auf die häufig industriellen Betreiber solcher Anlagen wird empfohlen, die Einsätze in Zeiten sehr hoher Strompreise zu monitorieren.

thermische Dampfkraftwerke auf Kohle- oder Gasbasis), wird der für die Regelleistungsbereitstellung nutzbare Leistungsanteil durch entsprechende Faktoren begrenzt. Ein grenzüberschreitender Austausch von Regelleistungsvorhalten ist nicht möglich.

2.3.5 Abbildung der Kapazitätsmechanismen

Im Betrachtungsgebiet der Studie existieren in den verschiedenen Gebotszonen unterschiedliche Ansätze im Hinblick auf Kapazitätsmechanismen (vgl. z. B. [15]). In vier Marktgebieten, konkret im Vereinigten Königreich (UK) [16], Frankreich (FR) [17], Italien (IT) [18] und Polen (PL) [19] existierten Ende 2020 explizite Kapazitätsmechanismen. Für andere Marktgebiete wird die Einführung solcher Mechanismen diskutiert.

In der Gebotszone Deutschland/Luxemburg (DELU) existiert kein expliziter Kapazitätsmechanismus. In Deutschland erfolgt eine teilweise Absicherung über einen impliziten Kapazitätsmechanismus. Hierfür wird eine Kapazitätsreserve gebildet, deren Einsatz durch die Übertragungsnetzbetreiber definitionsgemäß nur außerhalb des Markts erfolgen darf, wenn im deutschen Marktgebiet eine Nachfragedeckung am Markt einschließlich der Systemdienstleistung nicht möglich sein sollte. Daher wird dieser Mechanismus im Rahmen der dynamischen Strommarktentwicklung nur indirekt abgebildet. Der in der Modellierung abgebildete Anlagenpark stellt lediglich die am Markt zu deckende Nachfrage und die Vorhaltung der Systemdienstleistung sicher. Die Kraftwerke in der Kapazitätsreserve werden nicht berücksichtigt. Jedoch wird der aus dem Mechanismus resultierende finanzielle Anreiz für die Marktakteure abgebildet: Sollte eine Aktivierung der Kapazitätsreserve notwendig werden, weil der Markt die Lastdeckung nicht sicherstellen kann, entstehen für die Marktteilnehmer mit unterdeckten Bilanzkreisen Strafkosten¹⁶. Diese Strafkosten bilden einen Anreiz, der im Rahmen der Modellierung für den Fall fehlender Lastdeckung am Markt in der dynamischen Marktmodellierung abgebildet ist.

Für alle Marktgebiete ohne explizite Kapazitätsmechanismen wird im Modell ein solcher Mechanismus vorgesehen, der eine modellendogen nicht mögliche Lastdeckung in einer beliebigen Stunde in diesen Marktgebieten mit entsprechenden Strafkosten¹⁶ versieht. Damit ist modellinhärent der Bilanzkreismechanismus abgebildet. Das Modell wird das Auftreten dieser Strafkosten aufgrund des kostenminierenden Ansatzes dadurch vermeiden, dass es immer dann in neue Anlagenkapazitäten investiert, wenn diese Investition geringere (annuitätische) Kosten aufweist, so dass es in den Ergebnissen zu keiner Unterdeckung am Strommarkt kommt. Die Lastunterdeckung spielt jedoch im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsabschätzung (vgl. Abschnitt 2.4) wieder eine Rolle, falls die Wirtschaftlichkeit von Anlagen im Risiko steht und benötigte Investitionen ausbleiben sollten.

Die vier Marktgebiete mit expliziten Kapazitätsmechanismen weisen unterschiedlich strukturierte Mechanismen auf. In UK, IT und PL werden in Kapazitätsauktionen Prämien versteigert, die Anlagen erhalten, wenn sie gesicherte Leistung im Markt zur Verfügung stellen. Im Detail, auf das an dieser Stelle nicht eingegangen werden soll, unterscheiden sich diese Auktionen. In FR wird dagegen ein Kapazitätsmechanismus eingesetzt, der die Lieferanten verpflichtet, entsprechend ihrer Kundenlast eine gewisse Kapazität an gesicherter Leistung mittels entsprechender Zertifikate nachzuweisen. Hier gibt es keine zusätzlichen Zahlungen durch eine zentrale Behörde oder den ÜNB. Durch die Verpflichtung ist aber davon auszugehen,

¹⁶ Beim derzeitigen im Börsenhandel maximal zulässigen Gebotspreis von 10.000 EUR/MWh betragen die Strafkosten 20.000 EUR/MWh (§ 32 Abs. 2 KapResV). Diese werden für die Zukunft als real konstant angenommen.

dass entsprechende Prämien zur Erfüllung dieser Pflicht kompetitiv im Endkundenmarkt durchgesetzt werden können.

Obgleich alle nationalen Kapazitätsmechanismen unterschiedlich ausgestaltet sind, wirken sie alle im Prinzip so, dass eine durch den Mechanismus exogen vorgegebene Leistung durch die Anlagen bereitzustellen ist, die am Mechanismus beteiligt werden dürfen. Damit können sie im Rahmen der dynamischen Entwicklung des Anlagenparks in diesem Gutachten mit Hilfe desselben Ansatzes modelliert werden (Beschreibung folgt im nächsten Absatz). Ein wichtiger Unterschied zwischen den Mechanismen ergibt sich im Hinblick auf die Erlösströme. Diese müssen aber im Rahmen des Modells für die dynamische Entwicklung des Anlagenparks in den unterschiedlichen Marktgebieten nicht berücksichtigt werden, weil die Modellierung auf einer Kostenminimierung aufbaut. Da diese in der zugrundeliegenden theoretischen Modellvorstellung das gesamtökonomische Optimum erreicht (s. o.), erscheint dieser Ansatz an dieser Stelle geeignet.

Auf Basis einer Kostenbetrachtung können alle vier Kapazitätsmechanismen durch die Einführung der gleichen zusätzlichen Modellrestriktion abgebildet werden: Die Summe der Leistung aller Anlagen, die im Rahmen des Kapazitätsmechanismus eingesetzt werden dürfen, muss einen bestimmten exogen vorgegebenen Leistungswert mindestens erreichen. Dieser Leistungswert entspricht der vom Regulierer bzw. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) festgelegten Gesamtleistung im Kapazitätsmechanismus $P_{KM,r}$, die insgesamt ausgeschrieben (UK, IT, PL) oder nachgewiesen (FR) werden muss:

$$P_{KM,r} \leq \sum_{k \in r} (P_{inst,k,r} * DRF_{k,r}) \quad (1)$$

$$\forall r \in R^{KM}, \forall k \in K^{KM}$$

mit

r	Marktgebiet
k	Anlagenklasse
R^{KM}	Marktgebiete mit Kapazitätsmechanismus
K^{KM}	am Kapazitätsmechanismus teilnehmende Anlagenklassen (ausgenommen werden u. a. Kapazitäten geförderter Erzeugung (v. a. erneuerbare Energien))
$P_{KM,r}$	am Kapazitätsmarkt zu beschaffende Leistung im Marktgebiet r
$P_{inst,k,r}$	installierte Leistung der Anlagenklasse k im Marktgebiet r
$DRF_{k,r}$	de-rating Faktor der Anlagenklasse k im Marktgebiet r

Diese durch den Kapazitätsmechanismus vorzuhaltende Leistung $P_{KM,r}$ muss konsistent mit den im Szenario getroffenen Annahmen für jedes Betrachtungsjahr und Marktgebiet festgelegt werden. Kann diese Kapazitätsrestriktion im Modell mit den existierenden Leistungen der Anlagen nicht erfüllt werden, wird das Modell so lange in den Zubau entsprechender Technologien investieren, bis die Restriktion erfüllt ist. Diese Anlagen stehen dann auch für die Lastdeckung zur Verfügung. Sollte eine Lastdeckung dennoch nicht möglich sein, würde eine verbleibende Unterdeckung mit entsprechenden Strafkosten (s. o.) belegt.

Da eine Wirtschaftlichkeitsanalyse nur für Anlagen im Marktgebiet Deutschland und Luxemburg (DELU) durchgeführt wird, in dem kein solcher Mechanismus existiert, wird eine modellbasierte Abschätzung der durch die Kapazitätsmechanismen erzielbaren Kapazitätsprämien nicht benötigt.

2.3.6 Abbildung neuer Flexibilitätsoptionen

Ein wichtiges Element im Hinblick auf die Entwicklung der Versorgungssicherheit ist die Integration der neuen Flexibilitätsoptionen (DSM-Technologien), die nachfrageseitig in zunehmendem Maß zur Verfügung stehen werden. Diese steuerbaren Kapazitäten werden insbesondere dadurch zunehmende Bedeutung erlangen, dass mit dem Ausbau der fluktuierenden Erneuerbare Energien Anlagen der Bedarf an steuerbarer Erzeugungsleistung aus konventionellen Anlagen zurückgeht, die meist auch mit Treibhausgasemissionen verbunden ist. Daher kommt der Integration dieser neuen Flexibilitätsoptionen in die Modellierung der dynamischen Entwicklung des Anlagenparks eine wichtige Rolle zu. In diesem Kontext werden die im Rahmen der Modellanalysen erfassten neuen Flexibilitätsoptionen nach zwei Kategorien unterschieden:

- Flexibilitätsoptionen, deren Erschließung im Wesentlichen marktgetrieben ist, und
- Flexibilitätsoptionen, deren Erschließung im Zusammenhang mit dem Ausbau neuer Stromanwendungen integriert erfolgt.

Die zu diesen Kategorien gehörenden Flexibilitätsoptionen und ihre Modellierung werden im Folgenden beschrieben. Die angenommenen Flexibilitätspotentiale werden in Abschnitt 2.7.4 erläutert.

Kategorie 1: Neue Flexibilitätsoptionen mit marktgetriebener Erschließung

Flexibilitätsoptionen, die dieser ersten Kategorie zuzurechnen sind, haben gemeinsam, dass angenommen wird, dass ihre Erschließung einer unternehmerischen Entscheidung unterworfen ist. Sie werden also durch eine gezielte Investition erschlossen, die die Ansteuerungsmöglichkeit der Prozesse zur Vermarktung am Strommarkt schafft. Darüber hinaus fallen Kosten an, die reale Kosten bzw. Opportunitätskosten einschließlich der Erhöhung des unternehmerischen Risikos beim Abruf der Leistung durch Anpassung der Produktionsprozesse darstellen¹⁷.

Das verfügbare Erschließungspotential wird durch exogene Vorgaben begrenzt, sodass keine beliebigen Leistungen erschlossen werden können. Die Annahmen zum erschließbaren Potential variieren nach Typ sowie Gebotszone und entwickeln sich über die Zeit.

Der Einsatz der so erschlossenen Anlagen erfolgt in beiden Modellkonfigurationen durch die Vorgabe einer stündlichen Leistungsverfügbarkeit sowie einer durch die Begrenzung der Speichermenge implizit vorgegebenen maximalen verschiebbaren Energie. Die Abbildung entspricht damit, vereinfacht ausgedrückt, der einer Speichertechnologie und muss die Leistung der Lasteinsenkung und -nachholung, das Verhältnis von Speicherkapazität zu Ein/Ausspeicherleistung (Energy-to-Power, E2P), Erschließungs- und Nutzungskosten sowie Verfügbarkeiten berücksichtigen. Das E2P ist dabei technologiespezifisch konstant. Konkret gehören zu dieser Kategorie folgende Flexibilitätsoptionen:

- Flexibilitäten stromintensiver Prozesse in der Industrie,

¹⁷ Zu dieser Gruppe zählen auch die Anlagen der AbLaV, die für Redispatch (und notfalls für Regelleistung) eingesetzt werden und damit entsprechend der hier getroffenen konservativen Abschätzung zunächst außerhalb des Strommarkts eingesetzt werden. Entsprechend werden diese Flexibilitäten aus dem Bereich der Prozesstechnologien als nicht erschlossen angenommen. Sollen sie für den Strommarkt erschlossen werden, muss daher generell investiert werden. Diese stellen größtenteils die günstigsten DSM-Technologien dar, jedoch entstehen Kosten für den erhöhten Vermarktungsaufwand und für die weiteren Abwicklungsprozesse, um am Strommarkt teilzunehmen, welche für alle Prozesstechnologien angenommen werden.

- Flexibilitäten aus Querschnittstechnologien im Bereich von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen wie z. B. Lüftungsanlagen,
- Flexibilitäten durch die Erschließung von kundenseitig existierenden Netzersatzanlagen für den Einsatz am Markt (NEA)¹⁸.

Die Parametrierung erfolgt für die ersten beiden Flexibilitätsoptionen wie in Abschnitt 2.7.4 dargestellt. Für NEA werden die Annahmen zu den wirtschaftlich erschließbaren Potentialen entsprechend [29] übernommen.¹⁹

Kategorie 2: Neue Flexibilitätsoptionen mit stromanwendungsbasierter Erschließung

Im Hinblick auf die nachfrageseitige Flexibilität bei den Anwendungen der zweiten Kategorie wird davon ausgegangen, dass die Erschließung keiner unternehmerischen Entscheidung unterliegt, sondern ein gewisser Anteil der mit diesen neuen Stromanwendungen verbundenen Lastnachfrage aus anderen, nicht marktgetriebenen Gründen flexibel erschlossen wird. Die Ausübung dieses exogen erschlossenen Potenzials erfolgt dann allerdings marktgetrieben.

Die Höhe des für den Markt verfügbaren Flexibilitätspotenzials hängt damit ausschließlich von der Annahme der Entwicklung dieser Stromanwendungen und der Entwicklung des Anteils der Flexibilität an der Nachfrage dieser Stromanwendungen ab. Insofern werden diese Flexibilitätsoptionen in der Stufe der dynamischen Entwicklung der EU-Strommärkte durch das Modell nicht endogen erschlossen, sondern aus den entsprechend des angenommenen Szenarios exogen vorgegebenen Annahmen (vgl. Abschnitt 2.2).

Dagegen wird der Einsatz des Flexibilitätspotenzials in beiden Modellkonfigurationen endogen durch das Modell bestimmt. Dafür wird eine stündliche Verfügbarkeitszeitreihe sowohl für das Lastabsenkungs- als auch für das Lasterhöhungspotential vorgegeben, wie sie sich aus der Lastmodellierung (siehe [20]) für die Inputzeitreihen ergeben. Die Modellierung der verschobenen Energie ergibt sich durch die Abbildung dieser Flexibilitätsoptionen als "negativer" Speicher, der die reduzierte Last einspeichert und diese beim Nachholprozess entsprechend ausspeichert und somit das Speicherlevel reduziert. Darüber hinaus wird die mögliche Lasterhöhung und -absenkung insoweit eingeschränkt, als dass jeweils zu einem bestimmten Zeitpunkt am Tag die Energiemenge ausgeglichen sein muss, d. h. die reduzierte Last muss zu diesem Zeitpunkt kompensiert sein. Dies geschieht durch eine zusätzliche Nebenbedingung, die den Speicherfüllstand auf null setzt. Dieser Zeitpunkt, an dem der negative Speicher wieder geleert sein muss, wird als Nachholzeitpunkt bezeichnet. Der Nachholzeitpunkt der einzelnen Flexibilitätsoptionen wird in Abschnitt 2.7.4 erläutert.

Stromanwendungen, die zu dieser Kategorie der neuen Flexibilitätsoptionen zählen sind:

- elektrische Wärmepumpen in Haushalten (DSM Wärmepumpen),
- solare Heimspeichersysteme (DSM Solare Heimspeicher),
- Elektromobilität (DSM E-Mob),

¹⁸ Deren Abbildung erfolgt als energiemengenbegrenzte Erzeugungstechnologie und damit in der Modellabbildung wie ein Speicher mit einem festen Startfüllstand, der nur entleert werden kann.

¹⁹ In [29] wird die insgesamt in Deutschland befindliche installierte Leistung von NEA auf 5 bis 10 GW geschätzt, wovon 3,8 bis 5,2 GW als wirtschaftlich erschließbar eingestuft wurden. Für das vorliegende Gutachten wurde analog zum Vorgehen in [29] das erschließbare Potenzial für Deutschland auf 4,5 GW angenommen. Die Übertragung auf die weiteren betrachteten Länder erfolgt ebenfalls analog zu [29] auf Basis des Strombedarfs des tertiären Sektors (GHD-Sektor) des Landes im Verhältnis zum Strombedarf des GHD-Sektors in Deutschland.

- Power2Heat-Anlagen für Wärmenetze bzw. Industrieanwendungen (DSM Power2Heat) und
- Power2Gas-Anlagen (DSM Power2Gas).

Einen Sonderfall dieser Kategorie im Hinblick auf die Abbildung im Modell stellen die solaren Heimspeichersysteme (DSM Solare Heimspeicher) dar, bei denen sowohl ein typisches E2P-Verhältnis (analog Kategorie 1) als auch eine Verfügbarkeit mit zusätzlicher täglicher Ausgleichsrestriktion vorgegeben wird (analog Kategorie 2), um der Restriktion durch die primäre Nutzung dieser Systeme als PV-Eigenstromversorgung Rechnung zu tragen.

Das Vorgehen im Hinblick auf die Parametrierung dieser Technologien wird in Abschnitt 2.7.4 dargestellt.

2.4 Wirtschaftlichkeitsabschätzung in DELU (Akteursanalyse)

Da der in Abschnitt 2.3 beschriebene Modellierungsansatz auf der idealisierenden Modellvorstellung eines vollkommenen Markts aufbaut, kann nicht ausgeschlossen werden, dass die auf Basis der Modellrechnungen bestimmten Investitionen in der Realität von Investoren so nicht umgesetzt werden, insbesondere wenn deren Wirtschaftlichkeit nicht erreicht werden kann. Daher werden die Ergebnisse der dynamischen Entwicklung des Anlagenparks aus der Investitionsrechnung im Rahmen dieses Gutachtens einer Wirtschaftlichkeitsabschätzung unterzogen. In den folgenden Abschnitten werden zuerst der ökonomische und modelltheoretische Hintergrund dieser Wirtschaftlichkeitsabschätzung (im weiteren Verlauf des Dokuments auch kurz als Akteursanalyse bezeichnet) erläutert und darauf aufbauend die einzelnen Analyseschritte erklärt.

2.4.1 Hintergrund

Die Ergebnisse der dynamischen Entwicklung des EU-Strommarkts entsprechen einer optimalen Strom- und Wärmeversorgung unter Minimierung der Systemkosten und repräsentieren somit eine volkswirtschaftliche Perspektive auf Basis theoretischer ökonomischer Modellannahmen. Um eine Abschätzung zu erhalten, welchen Unsicherheiten diese so erzielten Ergebnisse bei Berücksichtigung einer betriebswirtschaftlichen Akteursperspektive unterworfen sind, wird ergänzend eine Einschätzung aus Akteurssicht durchgeführt. Sie ist im Sinne von Idee und Zielsetzung vergleichbar mit dem „Economic Viability Assessment“ (EVA) der ERAA-Methodik (vgl. [2]), kann aber nur eine Abschätzung der Sicht der Akteure leisten, da viele Parameter, von denen das Verhalten der einzelnen Akteure abhängt, unbekannt sind bzw. sich auch von Akteur zu Akteur erheblich unterscheiden.

Das Modell zur Ermittlung der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt stellt zwar einen gesamtwirtschaftlich optimierten Zu- und Rückbau dar, enthält aber bereits Aspekte der Akteurssicht. Dies betrifft zum einen die Voraussicht zum Zeitpunkt einer Investitionsentscheidung: Der im Kontext der dynamischen Entwicklung des EU-Strommarkts genutzte myopische Ansatz schränkt zwar die perfekte Voraussicht über Jahresgrenzen modelltechnisch ein. Im Hinblick auf die Abbildung der Realität ist aber festzuhalten, dass Akteure zwar über eine gewisse Einschätzung der zukünftigen Entwicklung verfügen, diese aufgrund von Unsicherheiten (z. B. in Bezug auf politische Entwicklungen) jedoch nur für einige Jahre in die Zukunft eine höhere Zuverlässigkeit erreicht. Wird berücksichtigt, dass in der Realität der Zeitraum zwischen Investitionsentscheidung und Inbetriebnahme einer Anlage häufig einige Jahre dauert, ist in der myopischen Modellabbildung dieser wenige Jahre umfassende Zeitraum dadurch berücksichtigt, dass Investitionsentscheidungen zur Realisierung bereits im Betrachtungsjahr der Modellierung erfolgen. Darüber hinaus wird die Risikobereitschaft der

Investoren durch die Berücksichtigung von risikogewichteten mittleren Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC) bei der Ermittlung der Investitionen abgebildet.

Da diese Modellierungsansätze aber nur einige Aspekte der Akteursentscheidung abbilden, wird im Rahmen des Gutachtens zusätzlich eine Akteursanalyse auf Anlagenebene mit Fokus auf das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg²⁰ durchgeführt, um den Unsicherheitsbereich weiter auszuleuchten.

Für die Durchführung der Akteursanalyse werden Ergebnisse der Investitionsrechnung an das Dispatchmodell übergeben. Aus dem Dispatchmodell fließen wiederum grenzkostenbasierte Strompreise und Erzeugungsmengen in die Akteursanalyse ein. Der Anlagenpark beider Modelle entspricht sich, allerdings sind im Dispatchmodell alle Anlagenblöcke mit Leistungen größer 50 MW einzeln abgebildet, während diese in der Investrechnung in Altersklassen zusammengefasst sind. Anlagen kleiner 50 MW werden auch im Dispatchmodell entsprechend ihres Alters und ihrer Technologie in Gruppen zusammengefasst.

Da die Wirtschaftlichkeit von Investitionen im Bereich des Anlagenparks üblicherweise die Betrachtung von längeren Zeiträumen erfordert, wurden in Ergänzung zum im Rahmen des Gutachtens zu untersuchenden Zeitraum bis 2031 ein erweiterter Zeitraum bis einschließlich 2050 für die Akteursanalyse mit dem Investitions- und Dispatchmodell berechnet. Auf diese Weise werden für die Wirtschaftlichkeitsabschätzung der neuen Investitionen, die bis 2031 getätigt werden, zusätzlich auch die Deckungsbeiträge im Zeitraum nach 2031 bis 2050 miterfasst.

2.4.2 Analyseschritte

Die Akteursanalyse besteht im Wesentlichen aus vier Schritten, die im Folgenden skizziert werden. Die Durchführung erfolgt mit dem Wetterjahr 2012, welches im Rahmen dieser Studie als mittleres Wetterjahr identifiziert wird (vgl. Abschnitt 3.2.8).

1. Schritt: Identifikation

Aus der Dispatchrechnung (vgl. Unterabschnitt 2.3.3) werden die Grenzkosten der Nachfragedeckung in jeder Stunde entsprechend der Preisbildungstheorie an Commodity-Märkten als Marktpreis am Großhandelsmarkt für Fahrplanenergie angenommen. Basierend auf diesen Preisen erfolgt eine blockscharfe Ermittlung derjenigen Anlagen, die ihre fixen Betriebskosten nicht allein aus den Erlösen am Fahrplanenergiemarkt decken können.

Für die Liste der auf diese Weise identifizierten Anlagen wird jeweils der mittlere fehlende Deckungsbeitrag je produzierter Energiemenge in EUR/MWh und die Anzahl Betriebsstunden ermittelt. Die Kenngröße "fehlender Deckungsbeitrag je produzierter Energiemenge" abstrahiert dabei von absoluten Kennzahlen wie Betriebsstunden, Volllaststunden oder dem fehlenden absoluten Deckungsbeitrag.

2. Schritt: Weitere Erlöse

Im zweiten Schritt erfolgt eine Prüfung, ob der fehlende Deckungsbeitrag je produzierter Energiemenge der betreffenden Anlagen durch weitere modellexogene Zahlungsströme reduziert werden kann. Hierzu zählen Erlöse aus der Wärmeerzeugung und Zuschlagszahlungen

²⁰ Die Einschränkung begründet sich darin, dass zum einen der Fokus des Gutachtens auf diesem Gebiet liegt und damit auch die Analysen in den vorangehenden Schritten einen höheren Detailgrad aufweisen. Zum anderen ist eine realitätsnahe Abschätzung von modellexogenen Erlösströmen für Länder außerhalb Deutschlands mit dem für dieses Gutachten vorgesehenen Aufwand nicht abbildbar, da sich Rahmenbedingungen, Förderprogramme und Marktdesigns unterscheiden.

aus dem KWKG bei KWK-Anlagen, sowie im Fall von regelfähigen Kraftwerken auch Erlöse aus der Vermarktung an den Regelleistungsmärkten.

Für die Erlöse aus der Vermarktung von Fernwärme wird ein Preis von 52,47 EUR/MWh angesetzt. Dieser ergibt sich aus einem empirisch ermittelten Mischpreis für einen typischen Abnahmefall aus dem Jahr 2019 in Höhe von 76,93 EUR/MWh [21]. Entsprechend der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes [22] wird der Anteil des Arbeitspreises an diesem Mischpreis mit 68,2 % angesetzt, woraus sich ein Erlös von 52,47 EUR/MWh Fernwärme ergibt. Darauf aufbauend wird davon ausgegangen, dass der Arbeitspreis im Wesentlichen den erzielbaren variablen Erlösen der Fernwärmeerzeugung entspricht und die anderen Kostenkomponenten des Fernwärmesystems über die anderen Kostenbestandteile abgedeckt werden. Die erzeugten Wärmemengen sowie die Erzeugungskosten zur Berechnung der Deckungsbeiträge können aus dem Ergebnis der Dispatchrechnung übernommen werden.

Zuschlagszahlungen aus dem KWKG für KWK-Anlagen werden ebenfalls aus empirischen Daten abgeleitet. Dafür werden die Jahresendabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2015-2019 herangezogen und (unter Abzug der Förderung von Wärme-/Kältenetzen und -speicher) ein mittlerer Zuschlag errechnet. Die Schwankungen über die Jahre sind hierbei minimal, und es ergibt sich ein mittlerer Zuschlag von 25,05 EUR/MWh KWK-Strom, der für die Akteursanalyse herangezogen wird [23]. Erzeugungsmengen ergeben sich wiederum modellendogen.

Für die Abschätzung der Erlöse aus Regelleistung wird der Mittelwert empirischer Daten aus den Jahren 2018 und 2019 angesetzt. Für die Berechnung der Erlöse für den Regelleistungsabruf wird dabei der durchschnittliche mengengewichtete Ausgleichsenergiepreis aus dem Monitoringbericht mit der abgerufenen Energiemenge (positiv und negativ separat) multipliziert [24]. Für die Erlöse aus Regelleistungsvorhaltung wird die im Monitoringbericht angegebene Summe der ausgeschriebenen Primär- und Sekundärregelleistung und der Minutenreserve angesetzt. Da diese nur in Summe angegeben sind, muss anschließend eine Aufschlüsselung auf diejenigen Technologien erfolgen, die die entsprechende Regelleistung bereitstellen können. Diese Aufschlüsselung erfolgt nach den Anteilen der entsprechenden Technologie an der präqualifizierten Leistung [25].

Von diesen aufgeschlüsselten Erlösen aus Regelleistungsvorhaltung und -bereitstellung werden anschließend noch die variablen Kosten für die jeweils angenommene Abrufmenge abgezogen, sodass der reine Deckungsbeitragsanteil verbleibt. Das Ergebnis wird über die präqualifizierte Leistung auf einen Deckungsbeitrag pro MW umgerechnet. In Summe ergeben sich aus dieser Berechnung die in Tabelle 2.1 dargestellten Erlöse als Mittelwert der Daten für die Jahre 2018 und 2019.

[EUR/(MW·a)]	FCR	aFRR+	aFRR-	mFRR+	mFRR-	Summe
Mittelwert aus historischen Erlösen 2018/2019						
Gas	331	811	255	254	181	1.833
Öl	-	68	9	50	4	131
Pumpspeicher	6.869	4.844	1.401	573	372	14.058

Tabelle 2.1: Angenommene Regelleistungserlöse in der Akteursanalyse [EUR/MW·a]

Diejenigen Anlagen, die mit Hilfe der zusätzlichen Erlöse aus Fernwärme, KWKG sowie Regelleistungsvorhaltung und -abruf kein Deckungsbeitragsdefizit mehr aufweisen, werden von

der Liste der in der Akteursanalyse weiterhin zu betrachtenden Anlagen gestrichen. Die verbleibenden Anlagen mit weiterhin negativen Deckungsbeiträgen werden im nachfolgenden Schritt weiter betrachtet.

3. Schritt: Markups

Die mit den Dispatchrechnungen ermittelten Marktpreise entsprechen den Preisen, die sich gemäß dem theoretischen Modell eines idealen Markts und den hierfür in der ökonomischen Theorie zu treffenden Annahmen einstellen. Die Gültigkeit dieser theoretischen Annahmen kann allerdings zu Zeiten knapper werdender verfügbarer Kapazitäten am Markt nicht mehr als gegeben angenommen werden. Spätestens ab dem Zeitpunkt, ab dem einzelne Anbieter pivotal werden, d. h. ohne deren Erzeugungsleistung eine Lastdeckung nicht mehr möglich ist, können erhebliche Preisaufschläge erzielt werden. In solchen Stunden sind regelmäßig nicht mehr die Grenzkosten der letzten eingesetzten Erzeugungseinheit ausschlaggebend für den am Markt resultierenden Strompreis, sondern die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher. Mit einer empirischen Analyse lässt sich zeigen, dass dies sowohl bei beobachteten Day-ahead als auch bei Intraday-Preisen der Fall ist und Preise oberhalb der Grenzkosten aufgetreten sind. In den modellendogenen Preisen sind diese Aufschläge ("Markups") nicht abgebildet.

Deshalb erfolgt in diesem Schritt eine Prüfung, ob die verbliebenen negativen Deckungsbeiträge aus den vorhergehenden Schritten mit Hilfe von aus empirischen Beobachtungen abgeleiteten Markups kompensiert werden können.

Da zu erwarten ist, dass diese Aufschläge im Intraday-Markt am deutlichsten sind, werden hierzu die empirischen Preise aus diesem Markt herangezogen. Gleichzeitig werden die Grenzkosten der teuersten (sich in Betrieb befindlichen) Anlage abgeschätzt. Aus der Differenz der Intraday-Preise und dieser Grenzkosten wird ermittelt, in wie vielen Stunden es in der Vergangenheit einen Aufschlag oberhalb der Grenzkosten gab und wie hoch dieser jeweils ausfiel. Diese Berechnung erfolgte für die Jahre 2013 bis 2020, über die dann ein gewichteter Mittelwert gebildet wird.

Für die Berechnung des teuersten Kraftwerks werden die Grenzkosten aller in dieser Studie berücksichtigten Kraftwerke für jedes der historischen Jahre separat nach ihren variablen Kosten geordnet. Hierbei werden historische Brennstoffpreise und CO₂-Preise verwendet sowie die Wirkungsgrade und variablen Kosten entsprechend der Annahmen in den Modellläufen zur dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes verwendet. Im Ergebnis hängt von den angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preisen ab, welches das teuerste (nicht KWK-)Kraftwerk in den betrachteten Jahren jeweils ist. In den Jahren 2013 bis 2020 ergibt die Abschätzung, dass es jeweils ein HEL (Heizöl extra leicht)-befeuertes Kraftwerk mit offener Gasturbine und Inbetriebnahme in den 70er Jahren (Tabelle 2.2).

2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
165,89 EUR	155,35 EUR	105,52 EUR	83,28 EUR	102,12 EUR	134,56 EUR	135,45 EUR	133,40 EUR

Tabelle 2.2: Abschätzung der Grenzkosten des teuersten Kraftwerks [EUR/MWh]

Das Delta zwischen den Grenzkosten und den verschiedenen Preisindizes des Intraday-Markts²¹, das dem Mark-up entspricht, ist in Abbildung 2.3 zu sehen. Die linke Grafik zeigt den Verlauf des

²¹ Die entsprechenden Preiszeitreihen wurden vom Auftraggeber für dieses Gutachten zur Verfügung gestellt.

gewichteten Deltas zwischen den Intraday Marktindizes ID-Max, ID1 und ID3²² mit den jeweils errechneten Grenzkosten als Mark-up. Die rechte Grafik zeigt die Anzahl der Stunden, in denen der jeweilige Preisindex oberhalb der Grenzkosten lag. Für die Annahmen der Akteursanalyse werden die Werte des ID-Max verwendet, da diese Preise am Markt in der Vergangenheit "bezahlt" wurden. Daher wird davon ausgegangen, dass diese eine geeignete Abschätzung der maximalen Preise darstellen, die ein Anlagenbetreiber erwirtschaften kann (und in Situationen der Knappheit auch erwirtschaften wird).

Der gewichtete Mittelwert des so errechneten Mark-ups (dunkelblaue Linie in Abbildung 2.3, links) über die Jahre 2013 bis 2020 beträgt 87,99 EUR/MWh. Der Mittelwert der Anzahl der Stunden, in denen der Preis oberhalb der Grenzkosten lag (dunkelblaue Linie in Abbildung 2.3, rechts) über die Jahre 2013 bis 2020 ist 344. Diese Werte fließen als Annahme in die Akteursanalyse ein, indem in Schritt 3 ein Mark-up von 87,99 EUR/MWh in den teuersten 344 Stunden eines Jahres angenommen wird.

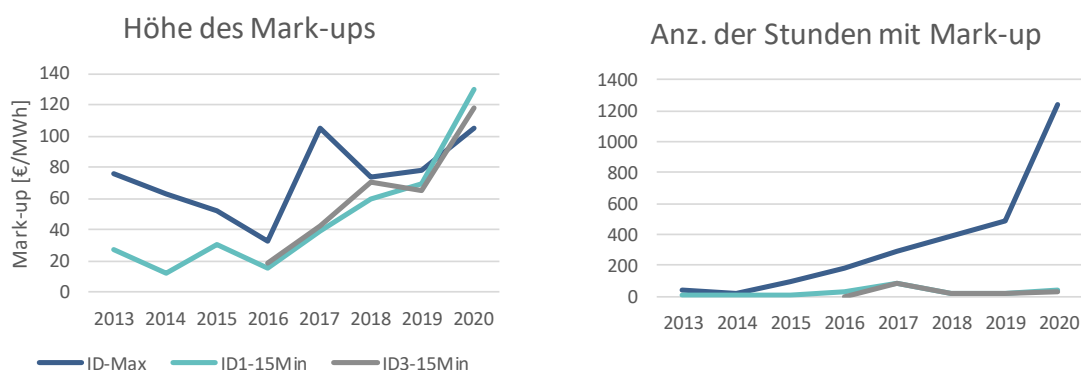


Abbildung 2.3: Höhe und Häufigkeit der Deltas zwischen höchsten Grenzkosten und Intraday Preisindizes

Nach Berücksichtigung der Mark-ups ergibt sich eine reduzierte Liste der identifizierten Anlagen, die nach diesem Schritt noch einen reduzierten fehlenden Deckungsbeitrag aufweisen.

4. Schritt: Knappheitsprämien und Finalisierung

Für den Fall, dass auch unter Berücksichtigung der Mark-ups in Schritt 3 noch Anlagen mit negativen Deckungsbeiträgen vorliegen, erfolgt ein iteratives Vorgehen gemäß dem folgenden Schema:

- Zunächst erfolgt die "Streichung" der Anlage mit dem höchsten Deckungsbeitragsdefizit (niedrigster Deckungsbeitrag pro MWh unter Berücksichtigung der fixen Betriebskosten).
- Darauf basierend wird geprüft, ob eine Ersatztechnologie (zum Beispiel eine solche mit geringeren Fixkosten) einen positiven Deckungsbeitrag bei gleichem Einsatz und gleichen Erlösen erzielen könnte. Ist dies nicht der Fall, wird die relevante Anlage für die weitere Untersuchung aus dem System genommen. Ist dies der Fall, wird die Anlage durch die Ersatztechnologie ersetzt.

²² ID1: Mengengewichteter durchschnittlicher Preis aller Transaktionen im kontinuierlichen Intraday-Handel, die innerhalb der letzten Stunde vor Lieferung stattfinden. ID3: Mengengewichteter durchschnittlicher Preis aller Transaktionen im kontinuierlichen Intraday-Handel, die innerhalb der letzten 3 Stunden vor Lieferung stattfinden [98]. ID-Max: höchster aufgetretener Preis im kontinuierlichen Intraday Handel für einen entsprechenden Lieferzeitpunkt (hier als ID-Max bezeichnet).

- Wurde eine Anlage gestrichen und handelt es sich um die Anlage mit den geringsten Betriebsstunden, kann die Last in diesen Stunden nicht mehr sicher gedeckt werden, da der Anlagenpark in den Untersuchungen zur dynamischen Entwicklung am EU-Strommarkt durch das Modell eben so dimensioniert wurde, dass er „knapp“ ausreichend ist. Dies führt entsprechend der Preisbildungstheorie an Märkten zur Annahme einer "Knappheitsprämie" in den Betriebsstunden der gestrichenen Anlage. Dieser Aufschlag erhöht die Deckungsbeiträge der anderen Anlagen (die in diesen Zeiten produzieren). Damit erfolgt eine Neuberechnung der Deckungsbeiträge der verbliebenen Anlagen.
- Verbleiben nach diesem Schritt immer noch Anlagen mit negativem Deckungsbeitrag, wird Schritt 4 unter Streichung bzw. Ersatz derjenigen Anlage mit dem nunmehr höchsten Deckungsbeitragsdefizit erneut durchgeführt. Dies wird so lange wiederholt, bis alle Anlagen einen positiven Deckungsbeitrag aufweisen.

Die Knappheitsprämie nach Streichung einer Anlage wird in Höhe des geschätzten Value of Lost Load (VoLL) mit 10.000 EUR/MWh angenommen²³. Dabei wird dieser Preis in allen Stunden angenommen, in denen die gestrichene Anlage produziert hat. Dieses Vorgehen folgt dabei der bereits angeführten Überlegung, dass solchen Stunden regelmäßig nicht mehr die Grenzkosten der letzten eingesetzten Erzeugungseinheit ausschlaggebend für den am Markt resultierenden Strompreis sind, sondern die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher.

Es kann jedoch auch der Sonderfall auftreten, dass die zu streichende Anlage (also diejenige mit dem höchsten Deckungsbeitragsdefizit pro MWh) nicht diejenige mit der geringsten Anzahl an Betriebsstunden ist. Das kann dann der Fall sein, wenn die Anlage mit den höchsten Grenzkosten nicht gleichzeitig die höchsten fixen Betriebskosten aufweist. In diesem Fall kann es eine Anlage mit niedrigeren Grenzkosten, aber einem höheren Deckungsbeitragsdefizit geben. Würde man nun die Anlage mit dem höchsten Deckungsbeitragsdefizit streichen, kann nicht davon ausgegangen werden, dass in allen Betriebsstunden dieser Anlage auch tatsächlich eine Knappheit herrscht, da die Anlage mit den höheren Grenzkosten nur aus Kostengründen nicht im Einsatz ist. Eine echte Knappheit herrscht also nur in den Stunden, in denen auch die teuerste Anlage tatsächlich in Betrieb ist. Daher wird die Knappheitsprämie nur in so vielen Stunden angenommen, wie die nach der Merit-Order teuerste Anlage ebenfalls in Betrieb ist.

Das beschriebene Vorgehen wird für jedes Jahr separat durchgeführt. Dabei werden sowohl Bestandsanlagen als auch modellendogen zugebaute Anlagen betrachtet. Eine vorgenommene Streichung entspricht einer temporären Stilllegung einer Bestandsanlage für das betreffende Betrachtungsjahr.

Schritt 5: Dynamische Rentabilitätsrechnung

Im Anschluss an diese jährliche Betrachtung erfolgt eine dynamische Rentabilitätsrechnung für alle durch das Investitionsmodell endogen zugebauten Anlagen. In dieser wird betrachtet, ob die über die Lebensdauer einer Anlage erwirtschafteten Deckungsbeiträge ausreichend sind, um die Investitionskosten zu refinanzieren. Dafür wird für alle modellendogen zugebauten Technologien der Kapitalwert (Net Present Value - NPV) berechnet. Hierbei fließen, wie in der jährlichen Betrachtung, Erlöse aus der Vermarktung von Strom (zu grenzkostenbasierten Preisen inkl. Mark-ups), Erlöse aus der Wärmeerzeugung und Zuschlagszahlungen aus dem KWKG (bei KWK-Anlagen) sowie Erlöse aus der Vorhaltung und Bereitstellung von Regelleistung ein.

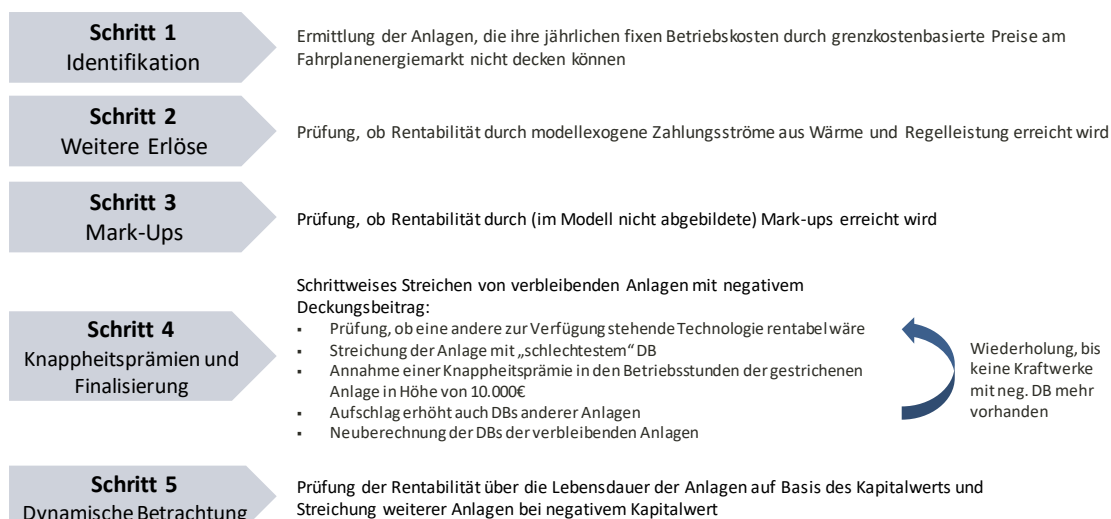
²³ Während die Annahme des Maximalpreises in Höhe von 20.000 EUR/MWh in der Investrechnung der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt die Strafzahlung bei tatsächlicher Nachfrageunterdeckung abbildet, wird hier mit dem VoLL die Zahlungsbereitschaft der Marktteilnehmer repräsentiert, eine Abschaltung zu umgehen.

Knappheitsprämien, die aus einer Streichung in der jährlichen Betrachtung resultieren, fließen hingegen an dieser Stelle nicht in die dynamische Betrachtung ein²⁴.

Erweist sich eine Anlage auf diese Weise als nicht rentabel, wird analog zur jährlichen Betrachtung eine Streichung vorgenommen. Es wird davon ausgegangen, dass diese Kapazität gar nicht erst gebaut würde, wodurch sich eine Reduzierung der installierten Leistungen über die gesamte Lebensdauer der Anlage ergibt.

Ein weiterer Sonderfall, der vorwiegend bei der dynamischen Rentabilitätsbetrachtung auftritt, ergibt sich, wenn die zu streichende Anlage eine modellendogen neu zugebaute Technologie ist. Da Technologien im Modell linear zugebaut werden, muss hier vor Streichung eine sinnvolle zu streichende Blockgröße festgelegt werden (theoretisch würde bereits die Streichung der ersten MW installierter Leistung eine Knappheit verursachen). Hierfür wird zunächst die Dauerlinie der Erzeugung herangezogen. Falls diese "Stufen" enthält, wird die zu streichende Leistung so angenommen, dass nur die erste Stufe der Erzeugung nicht mehr gedeckt werden kann. Die Auswirkung auf die Preise ist bei diesem Vorgehen identisch zur Streichung nur eines MW, es wird aber in einem Schritt mehr Leistung als ein MW aus dem System genommen.

Es ergibt sich eine finale Liste der betroffenen Anlagen. Einen geschlossenen Überblick über alle Schritte zeigt die folgende Abbildung 2.4.:



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

Abbildung 2.4: Vorgehen in der Akteursanalyse

Entsprechend dem Economic Viability Assessment der ERAA Methodik (EVA) werden Anlagenklassen für die Akteursanalyse zusätzlich in „Policy Units“ und „Non-Policy Units“ eingeteilt.

Für Policy Units wird angenommen, dass sie einer staatlichen Einflussnahme unterliegen. So werden z. B. Stilllegungen von Kernkraftwerken und Kohlekraftwerken durch einen politischen

²⁴ Es scheint nicht plausibel, die implizite Annahme zu treffen, ein Investor würde Knappheitsprämien durch fehlende Leistung aus temporären bzw. vorzeitigen Stilllegungen in seine Entscheidung einbeziehen, andersherum hätten Knappheitspreise aus zu geringen Investitionen aber keine Auswirkung auf die temporären bzw. vorläufigen Stilllegungen. Daher wird hier von dem (in Bezug auf die Versorgungssicherheit) konservativen Fall ausgegangen, dass Knappheitsprämien aus jährlichen Streichungen keinen Einfluss auf die dynamische Betrachtung haben und umgekehrt.

Ausstiegspfad definiert und folgen nicht einer marktgetriebenen Entscheidung. Ebenfalls können Höhe und Zeitpunkt von Entschädigungszahlungen im Rahmen des Kohleausstiegs nicht sinnvoll auf Anlagenebene abgeschätzt werden. Der Zubau einiger erneuerbarer Technologien auf der anderen Seite basiert auf einem politischen Ausbaupfad, bei dem angenommen werden kann, dass Förderungen so ausgestaltet werden, dass dieser Ausbaupfad auch erreicht wird. Aus diesen Gründen ist für diese „Policy Units“ die Aussagekraft in Bezug auf die im Rahmen der Akteursanalyse untersuchte Wirtschaftlichkeit auf Basis der hier ermittelbaren Kosten und Erlöse begrenzt. Daher werden die „Policy Units“ in der Akteursanalyse nicht betrachtet.

Als Non-Policy Units werden die folgenden Technologien angenommen und damit auch in der Akteursanalyse berücksichtigt: Gas-befeuerte Anlagen (KWK und Nicht-KWK), Öl-befeuerte Anlagen, Flexibilitätstechnologien der Kategorie 1 (stromintensive Prozesse in der Industrie, Querschnittstechnologien im Bereich von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie Netzersatzanlagen (NEA, vgl. Abschnitt 2.3.6), Laufwasserkraftwerke, Reservoirspeicher, Pumpspeicher, Müllverbrennung, sonstige regenerative Anlagen sowie sonstige konventionelle Anlagen.

Aussagekraft und Diskussion der methodischen Vorgehensweise

Beim o. a. Vorgehen im Rahmen der Akteursanalyse wird davon ausgegangen, dass ein Knappheitspreis erst dann auftritt, wenn die entsprechende Leistung tatsächlich nicht vorhanden wäre (Knappheitspreise werden erst nach der Streichung einer Anlage angesetzt). Dies ist aus Sicht der Gutachter eine konservative Abschätzung, da alternativ auf Basis der Preisbildungstheorie auch argumentiert werden könnte, dass bereits die teuerste eingesetzte Anlage „pivotal“ ist und so in den knappsten Stunden einen erhöhten Preis durchsetzen kann, mit dem die fixen Kosten gedeckt werden können. In diesem Fall hätte die Anlage keinen negativen Deckungsbeitrag mehr und müsste nicht gestrichen werden. Mit der Entscheidung für eine Knappheitsprämie erst nach der Streichung einer Anlage wird also eine eher konservative Abschätzung mit Blick auf die Versorgungssicherheit getroffen.

2.5 Bewertung der Versorgungssicherheit am Strommarkt

Ausgehend von den aus der Modellierung der dynamischen Entwicklung des Strommarktes abgeleiteten Pfaden zur Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten ist es Aufgabe der Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt, das resultierende Niveau der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten mit Fokus auf Deutschland in Form von probabilistischen Kenngrößen zu quantifizieren.

2.5.1 Kenngrößen der Versorgungssicherheit am Strommarkt

Zur Quantifizierung der Versorgungssicherheit sind gem. Art. 23 der Verordnung (EU) 2019/943 [1] die folgenden Indikatoren vorgeschrieben:

- LOLE (Loss of Load Expectation in h/a) als Erwartungswert der Anzahl der Stunden mit Nachfrageüberhang pro Jahr und
- EENS (Expected Energy Non-served in MWh/a) als Erwartungswert der nicht gedeckten Nachfrageenergie.

Diese Kenngrößen zur Bewertung der Resource Adequacy sind Erwartungswerte von Verteilungen und werden in der Auflösung von Gebotszonen angegeben. Im Falle von LOLE handelt es sich um den Erwartungswert der Verteilung der Loss of Load Hours (LoLH, Anzahl der Stunden mit Nachfrageüberhang in einem Jahr), im Falle von EENS um den Erwartungswert der Verteilung der Energy Not Served (ENS, nicht gedeckte Nachfrageenergie in einem Jahr). Diese

Verteilungen ergeben sich jeweils wiederum in Abhängigkeit der Verteilungen der Nachfrage, der Verfügbarkeit der Anlagen zur Stromerzeugung und der Primärenergie (im Wesentlichen durch das Wetter bei Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien determiniert), welche die Eingangsgrößen zu den folgenden Untersuchungen darstellen. Die nachfolgend gezeigte Abbildung 2.5 veranschaulicht dies nach [26].

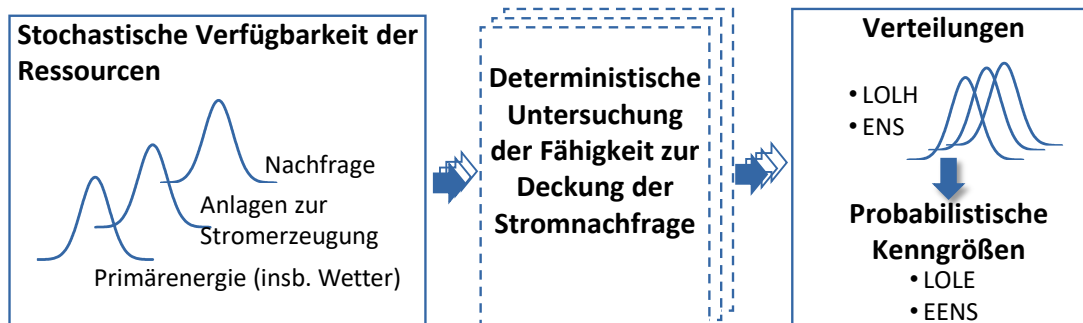


Abbildung 2.5: EENS und LOLE als Ergebnis der Verteilungen von ENS und LoLH nach [26]

Es sind heute keine analytischen Lösungsverfahren zur Berechnung dieser Kenngrößen unter Beachtung aller Interdependenzen zwischen den Eingangsgrößen bekannt. Stattdessen werden numerische Verfahren, insbesondere sogenannte Monte-Carlo-Simulationen²⁵, genutzt. Die dem Vorgehen zu Grunde liegende Idee ist die Bestimmung einer Stichprobe bzw. Verteilung von LoLH- und ENS-Werten für jedes der Betrachtungsjahre, um daraus jeweils den Erwartungswert, also den Wert von LOLE und EENS, abschätzen zu können. Im Rahmen der Untersuchungen kombinieren die Gutachter hierzu modellbasiert jeweils neun historische Wetterjahre aus dem Zeitraum 2011 bis 2019 mit 350 stochastisch gezogenen Ausfalljahren und prüfen somit für jedes Betrachtungsjahr, ob der Anlagenpark, der sich aus den Analysen zur dynamischen Entwicklung des Strommarktes ergibt, in der Lage ist, die Nachfrage zu decken und welche LoLH und ENS im Mittel zu erwarten sind.

Ein Loss-of-Load-Event (also ein Wert von LOLE und EENS größer Null) ist dabei nicht mit einem zwingenden, großflächigen Zusammenbruch der Stromversorgung (im Sinne eines Blackouts) zu verwechseln. Vielmehr werden Situationen erfasst, in denen keine verbleibende Leistung am Strommarkt mehr existiert und ein Anteil der Nachfrage (trotz ausreichender Zahlungsbereitschaft) nicht bedient werden kann. Bestünden keine weiteren Reserven außerhalb des Strommarkts, die genutzt werden können, gibt das Ergebnis die im Mittel zu erwartende Wahrscheinlichkeit für eine unfreiwillige Abschaltung eines Teils der Verbraucher an. Um die Systemstabilität aufrechtzuerhalten, würde also ein (kleiner) Teil der unflexiblen Verbraucher unfreiwillig abgeschaltet werden, während der übrige (Groß-)Teil der Verbraucher weiterhin versorgt wird (vgl. [27]).

2.5.2 Nachfragedeckung je Monte-Carlo-Jahr (Formulierung des Optimierungsmodells)

Eine einzelne Kombination von Wetterjahr und Ausfalljahr wird Monte-Carlo-Jahr genannt. In Summe ergeben sich 3.150 solcher Monte-Carlo-Jahre je Betrachtungsjahr und Szenario. Jedes

²⁵ Monte-Carlo-Verfahren beschreiben mathematische Vorgehensweisen, die auf einer häufigen Wiederholung des gleichen Zufallsexperiments (hier: Kraftwerksausfälle und das Auftreten von Wetterjahren) basieren. Die Grundlage für das Vorgehen bildet das Gesetz der großen Zahlen. Wird das gleiche Zufallsexperiment (ausreichend) häufig wiederholt, konvergiert der Mittelwert der Ergebnisgrößen (hier: Mittelwert von LoLH und ENS) gegen deren Erwartungswert (Hier: LOLE und EENS).

Monte-Carlo-Jahr umfasst geschlossen 8.760 Stunden. Ein Wetterjahr wird dabei insbesondere durch Zeitreihen zur Einspeisung von Anlagen aus erneuerbaren Energien und der Nachfrage beschrieben und ergibt sich entsprechend der Voruntersuchungen, die in Abschnitt 2.3 beschrieben sind. Ein Ausfalljahr ist durch eine stochastische Ausfallziehung thermischer und hydraulischer Kraftwerke charakterisiert. Jedes Ausfalljahr enthält – basierend auf den angenommenen Kenngrößen zur Nichtverfügbarkeit der Kraftwerke – eine eigene Verfügbarkeitszeitreihe für alle Kraftwerkstechnologien. Das Vorgehen zur Ermittlung der Ausfalljahre ist im Zusammenhang mit der Ermittlung der Eingangsdaten in Unterabschnitt 3.2.7 detailliert erläutert.

Die Untersuchung eines einzelnen Monte-Carlo-Jahres erfolgt dabei deterministisch durch einen linearen Optimierungsansatz unter perfekter Voraussicht und zeitkoppelnd für 8.760 konsekutive Stunden. Ziel ist eine energetische Minimierung der Nachfrageunterdeckung je Monte-Carlo-Jahr. Die räumliche Kopplung umfasst dabei den gesamten Betrachtungsbereich. Ergänzend, aber nachrangig erfolgt durch eine entsprechende Pönalisierung eine Minimierung der Importleistung in Gebotszonen mit dem Ziel, dass die Nachfrage vorrangig durch „eigene“ Kapazitäten gedeckt wird. Die konkrete Parametrierung der beiden Zielfunktionsbeiträge ist am Ende dieses Unterabschnittes aufgeführt.

Sollte sich in einem Monte-Carlo-Jahr eine Stunde mit einem Nachfrageüberhang in einer Gebotszone einstellen, wird dies in Dauer und Umfang als Loss-of-Load-Event erfasst. Aus den einzelnen Loss-of-Load-Events und der Anzahl der gesamten Monte-Carlo-Jahre können anschließend, nach Prüfung der Konvergenz der Ergebnisgrößen, die Kennzahlen LOLE und EENS berechnet werden.

Die Parametrierung des Berechnungsmodells, mithilfe dessen die Versorgungsicherheitsindikatoren eines gegebenen Szenarios berechnet werden, orientiert sich damit im Wesentlichen an unseren Vorarbeiten in [27]. Auch die folgende Beschreibung orientiert sich im Wesentlichen an den dortigen Erläuterungen.

Die Untersuchungen zur Fähigkeit der Nachfragedeckung muss, unter der Annahme von neun Wetterjahren und 350 Ausfalljahren, für jedes Betrachtungsjahr 3.150-mal durchgeführt werden. In Bezug auf die geforderten probabilistischen Kenngrößen sind dabei die wesentlichen Aufgaben,

- die Stunden je Gebotszone zu identifizieren, in denen die Nachfrage nicht durch am Markt verfügbare Kraftwerke gedeckt werden kann
- und die Energiemenge zu bestimmen, die in diesen Stunden nicht gedeckt werden kann.

Um die Untersuchungen möglichst zeit- und ressourceneffizient durchzuführen, erscheint es von besonderer Relevanz, nur solche Informationen mitzuführen und zu berechnen, die auch erforderlich sind, wie im Folgenden erläutert wird.

Bereits im Rahmen der Vorarbeiten für das BMWK in [27] hat Consentec erläutert, dass für die Berechnung der oben genannten probabilistischen Kenngrößen zur Versorgungssicherheit ein Modellierungsansatz verwendet werden kann, der gegenüber einem Marktsimulationsmodell deutlich vereinfacht ist. Diese Vereinfachungen verwenden die Gutachter auch in diesem Vorhaben. Das im Folgenden beschriebene Vorgehen steht darüber hinaus in allen wesentlichen Aspekten im Einklang zu den wissenschaftlichen Untersuchungen in [26].

Zunächst ist davon auszugehen, dass alle zur Verfügung stehenden Ressourcen (also Kraftwerke und Speicher) in Knappheitssituationen aufgrund von hohen Preissignalen auch eingesetzt

würden, bevor Knappheiten entstehen. In Stunden mit Nachfrageunterdeckung bedeutet das, dass alle Kraftwerke, die technisch verfügbar sind, eingesetzt werden. In Stunden ohne Nachfrageunterdeckung ist lediglich die Information, dass es mindestens eine Kombination von Kraftwerkseinsätzen gibt, welche die Nachfragedeckung (und Speicherbefüllung) sicherstellt, ausreichend.

Demnach ist es ausreichend, auf der Nachfrageseite die vom jeweils betrachteten Wetterjahr abhängige Residuallast zu betrachten und auf der Angebotsseite Kraftwerke und Flexibilitäten in Technologiegruppen zu aggregieren. Im vorliegenden Gutachten nehmen die Gutachter eine Aggregation in folgenden Gruppen je Gebotszone vor:

- steuerbare Kraftwerke,
- Pumpspeicherkraftwerke,
- Speicherkraftwerke und
- DSM-Technologien.

Für die Parametrierung der Zielfunktion des nachfolgend vorgestellten Optimierungsansatzes bedeutet dies, dass die Zielfunktionsbeiträge für die Gruppe der steuerbaren Kraftwerke pauschal mit den gleichen Werten gewählt werden können. Hierzu wird ein Wert von 1/MWh²⁶ verwendet. Um die spätere Interpretation der Ergebnisse zu vereinfachen, haben die Gutachter zudem den Einsatz aller DSM-Technologien mit 2/MWh bepreist. Dadurch werden DSM-Technologien einer Gebotszone immer erst nach den dort vorhandenen Kraftwerken eingesetzt. Der Einsatz von Speichern- und Pumpspeicherkraftwerken wird über zeitkoppelnde Nebenbedingungen, welche eine Füllstandskontinuität unter Einhaltung der Speicherkapazität sicherstellen, und nicht über Zielfunktionsbeiträge abgebildet. Solche zeitkoppelnden Nebenbedingungen werden auch für DSM genutzt.

Um hierbei eine möglichst gebotszoneninterne Lastdeckung anzureizen, belegen die Gutachter alle Austausche des Modells mit einem Strafterm von 10/MWh. Dadurch ist sichergestellt, dass die Kostenunterschiede der Technologiegruppen nicht durch gebotszonen-überschreitenden Handel für eine (Zielfunktions-)Minimierung genutzt werden können, ein Import aber auch über die größtmögliche Anzahl an Grenzen vor einer Nachfrageunterdeckung erfolgt. Weiterhin ist das Hauptziel der Optimierung die Minimierung von Unterdeckungen. Um dies zu erreichen, wird unterdeckte Energie pauschal mit 10.000/MWh bepreist. Die Optimierung erfolgt zeitkoppelnd geschlossen für alle betrachteten Gebotszonen über alle 8.760 Stunden je Monte-Carlo-Jahr. Würden alle Unterdeckungen im Zeitverlauf den gleichen Strafkostenterm erhalten, könnte es bei der Optimierung zu Indifferenzen hinsichtlich des Zeitpunktes einer nicht vermeidbaren Unterdeckung kommen. Dies gilt zum Beispiel, wenn die Kapazitäten in einem Pumpspeicher wahlweise zur Vermeidung von Unterdeckungen in einer von zwei Stunden eingesetzt werden kann. Aus diesem Grunde werden die Strafkosten für Unterdeckungen im Zeitbereich absteigend mit kleinen zusätzlichen Straftermen in Schritten von 0,1/MWh erhöht, um Unterdeckungen immer an den Anfang solcher Zeiträume zu verschieben.

Es geht bei diesem Vorgehen allerdings nicht nur um das Einsparen von Rechenzeit, denn für die vertiefte Analyse der Versorgungssicherheit berechnen die Gutachter im Rahmen dieses Gutachtens weitere Kennzahlen (insb. vor dem Hintergrund von möglichen Werten des

²⁶ Der Zielfunktionsbeitrag im Modell ist 1/MWh, um eine Verwechslung mit EUR/MWh auszuschließen. Eine Interpretation von Preisen ist in diesem Modell nicht zulässig, es ist lediglich das Verhältnis der Terme zueinander relevant.

LOLE/EENS von oder nahe Null). Die Gutachter untersuchen hierbei die erforderlichen Importe, die ein Land benötigt, um die Nachfragedeckung am Strommarkt zu gewährleisten. Diese können aber nur ermittelt werden, wenn die sonstige Merit-Order aufgelöst wird, da andernfalls diese notwendigen Importe mit rein durch Preisdifferenzen getriebenen Importen überlagert würden. Es muss in der Optimierung eindeutig sein, dass zunächst alle Kraftwerke innerhalb einer Gebotszone eingesetzt werden.

2.5.3 Nichtverfügbarkeiten von Anlagen zur Stromerzeugung und Ermittlung der Ausfalljahre

Ausfälle und Wartungsarbeiten beziehungsweise Revisionen der Anlagen zur Stromerzeugung vermindern die am Markt zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung. Diese sogenannten Nichtverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke determinieren entsprechend die Versorgungssicherheit in erheblichem Maße.

Zunächst zu nennen sind die geplanten Nichtverfügbarkeiten der Kraftwerke. Diese sind primär durch Revisionen begründet, die aufgrund der hierbei vorliegenden Meldepflicht gegenüber dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber mit einer ausreichenden Vorlaufzeit bekannt sind und entsprechend einen deterministischen Charakter aufweisen. Revisionen werden aus Wirtschaftlichkeitsüberlegungen zu Zeitpunkten mit niedrigen Strompreisen und deshalb typischerweise vor allem in den Sommermonaten durchgeführt. Einzelne Revisionen finden aber, zum Beispiel aufgrund der einfacheren Verfügbarkeit der durchführenden Wartungsdienstleister, in den Wintermonaten statt. Demnach werden Revisionen im Modell zur Berechnung der probabilistischen Indikatoren zur Versorgungssicherheit am Strommarkt als deterministische, technologiespezifische Zeitreihe basierend auf historischen Daten vorgegeben (vgl. Unterabschnitt 3.2.7).

Hinzu kommen die sogenannten ungeplanten Nichtverfügbarkeiten. Hierzu zählen Ausfälle aufgrund technischer Fehler des Kraftwerks (z. B. ein Defekt im Dampfkreislauf eines Dampfkraftwerks) oder des Netzanschlusses. Solche Ausfälle haben einen stochastischen Charakter und werden mithilfe der unterschiedlichen Ausfalljahre in der Monte-Carlo-Simulation modelliert. Dabei werden unterschiedliche Ausfallmuster, die sich durch ungeplante Nichtverfügbarkeiten der thermischen und hydraulischen Kraftwerke ergeben können, durch eine möglichst große Anzahl an unterschiedlichen Ausfalljahren abgebildet. Ein Ausfalljahr wird als eine Ausprägung von blockscharf ermittelten Ausfallzeitreihen definiert, die im Modell anschließend aggregiert und als Gesamtausfallzeitreihe hinterlegt werden. Die Gutachter ermitteln diese Ausfalljahre durch eine stochastische Ausfallziehung, die auf Pseudozufallszahlen basiert und für jedes Monte-Carlo-Jahr mit einem abweichenden Startwert (Seed) des Zufallsgenerators wiederholt wird. Sie liefert jeweils ein zufälliges Ausfallmuster, wobei die Modelle so angelegt sind, dass bei einer unendlichen Wiederholung der Ausfallziehung sich im Mittelwert aller gezogenen Ausfalljahre wieder genau der Mittelwert ergeben würde, der als Erwartungswert der Verfügbarkeit der entsprechenden Technologie vorgegeben wurde.²⁷ Die Prüfung der Versorgungssicherheit am Strommarkt findet dabei implizit auch für denkbare, aber ungewöhnlich hohe, zeitgleiche Ausfälle von Kraftwerken statt.

²⁷ Am Beispiel einer einzelnen Anlage zur Stromerzeugung kann dies veranschaulicht werden: Wird erwartet, dass ein Kraftwerk im Mittel etwa 10 % der Zeit nicht verfügbar ist, so ist es wahrscheinlich, dass es auch Jahre gibt, in denen die Nichtverfügbarkeit 13 % beträgt, sie aber in anderen Jahren nur bei 7 % liegt. Diese Streuung soll – neben den unterschiedlichen Zeitpunkten im Jahresverlauf, zu denen die Ausfälle auftreten können – in den unterschiedlichen Ausfalljahren abgebildet werden.

Sowohl geplante als auch ungeplante Ausfälle von Erzeugungsanlagen werden hierzu in den Modellen durch entsprechende zeitabhängige und typspezifische Ausfallraten berücksichtigt.

Bei EE-Anlagen ist aufgrund der großen Anzahl kleiner Anlagen (insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen) keine Abbildung dieser Streuung erforderlich. Entsprechend werden hier die Nichtverfügbarkeiten bereits bei Erstellung der Einspeisezeitreihen durch einen technologiescharfen, pauschalen Abschlag für die jeweilige durchschnittliche Nichtverfügbarkeit berücksichtigt.

Bei der Ermittlung der einzelnen Ausfalljahre greifen die Gutachter auf eine zeitsequenzielle Modellierung von Ausfällen zurück, die zu realistischen Zeitverläufen der kumulierten nichtverfügbaren Kraftwerksleistung führt. Hierzu wird die Nichtverfügbarkeit je Kraftwerkstyp in die Komponenten durchschnittliche Ausfallhäufigkeit und durchschnittliche Ausfalldauer zerlegt. Die durchschnittliche Ausfallhäufigkeit entspricht der erwarteten Anzahl von Ausfällen eines Kraftwerkes pro Jahr und wird, wie auch die durchschnittliche Dauer eines Ausfalls, je Kraftwerkstechnologie vorgegeben. Die konkreten Zahlenwerte sind in Unterabschnitt 3.2.5 beschrieben.

Für die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Dauer zwischen zwei Ausfällen wird eine Exponentialverteilung unterstellt. Diese wird je Kraftwerkstyp anhand des Erwartungswertes der Zeit zwischen zwei Ausfällen (engl. Mean Time Between Failure, kurz MTBF) parametrisiert, welche sich aus dem Quotienten der erwarteten fehlerfreien Betriebsstunden eines Kraftwerkes je Jahr und dessen durchschnittlicher Ausfallhäufigkeit ergibt. Abbildung 2.6 zeigt exemplarisch eine kraftwerkstypspezifische Verteilungsfunktion.

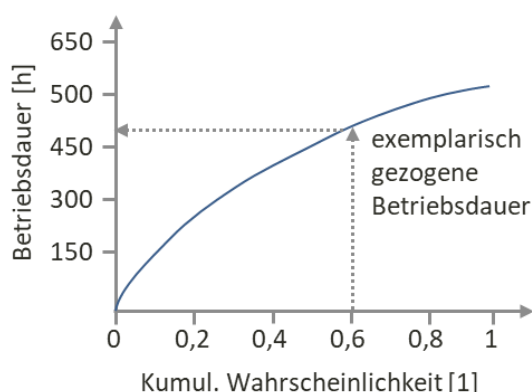


Abbildung 2.6: Exemplarische Darstellung einer kraftwerkstyp-spezifischen Verteilungsfunktion

Für die 8.760 Stunden eines Monte-Carlo-Jahres wird die Ziehung der Betriebsdauer bis zum nächsten Ausfall chronologisch durchgeführt. Daraus ergibt sich ein Zeitverlauf der verfügbaren Leistung jedes Kraftwerksblocks, wie exemplarisch in Abbildung 2.7 dargestellt ist. Die Summe über alle gemäß diesem Vorgehen abgeleiteten Zeitverläufe der Kraftwerksblöcke je Gebotszone entspricht dann dem Jahresverlauf der verfügbaren Leistung des jeweiligen Erzeugungsparks.

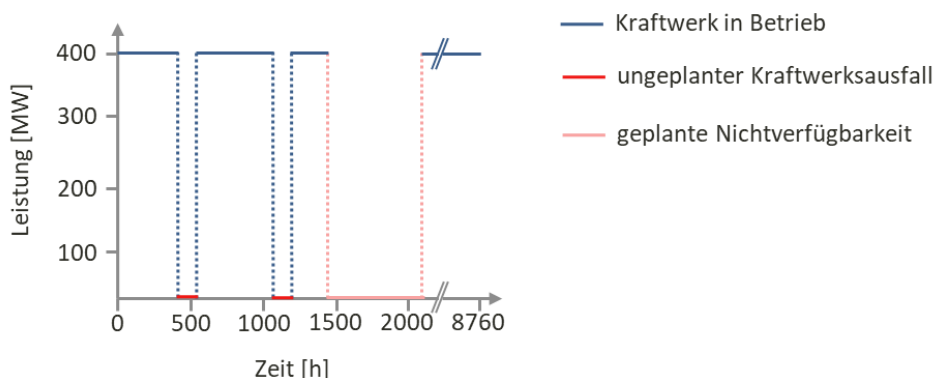


Abbildung 2.7: Exemplarischer Zeitverlauf der verfügbaren Leistung eines Kraftwerksblocks

Durch dieses Vorgehen entspricht der Erwartungswert der Verteilung der nicht verfügbaren Kraftwerksleistung gerade der durchschnittlichen Nichtverfügbarkeit.

2.5.4 Hybrides Flow-Gate NTC-Modell der Stromimporte und -exporte

Im Rahmen der Untersuchungen der Resource Adequacy an den Strommärkten sind die möglichen Beiträge von Stromimporten über die europäischen Strommärkte zur deutschen Versorgungssicherheit zu berücksichtigen (vgl. [1, 2, 3]). Die Gutachter haben für die Abbildung auftragsgemäß eine Modellierung, welche das sogenannte Flow-based Market Coupling (FBMC) berücksichtigt, verwendet und greifen dabei auf ein hybrides Flow-based Market Coupling (FBMC) NTC-Modell zurück. Die Abbildung des FBMC erfolgt über sogenannte Flow-Gates. Die Modellierung stützt sich hierbei im Wesentlichen auf die methodischen Arbeiten aus [27].

Eine wesentliche prozessuale Anforderung dabei ist die Eignung des Ansatzes zur Anwendung im Rahmen der Vielzahl an Einzelsimulationen und der damit verbundenen Heterogenität möglicher Systemzustände sowie die Konsistenz zu den Untersuchungen zur dynamischen Entwicklung an den EU-Strommärkten. Insbesondere aus dem letzten Grund wurden die Berechnungsschritte aus [27] leicht verändert, um trotz der auftragsgemäßen Verwendung eines NTC-Ansatzes zur Abbildung der dynamischen Entwicklung an den EU-Strommärkten die Konsistenz der beiden Kapazitätsmodelle so weit wie möglich zu wahren. Der Vollständigkeit halber sind an dieser Stelle alle Zwischenschritte zur Berechnung beschrieben, also auch solche, die sich im Vergleich zu [27] nicht verändert haben. Die nachfolgende Beschreibung orientiert sich im Wesentlichen an den Vorarbeiten.

Grenzscharfes Flow-Gate-Modell

Aufgabe des Austauschkapazitätsmodells im vorliegenden Kontext ist es, die maximal zulässigen Leistungsaustausche zwischen Gebotszonen, d. h. die maximal zulässigen Leistungsimporte und -exporte der Gebotszonen in den Betrachtungsjahren bis 2031 zu beschreiben.

Ein klassisch genutzter Ansatz zur Beschreibung der Austauschkapazitäten zwischen Gebotszonen basiert auf Net Transfer Capacities (NTCs). Ein solcher Ansatz wird auftragsgemäß zur Abbildung der dynamischen Entwicklung an den EU-Strommärkten genutzt. Ein einzelner NTC-Wert beschreibt dabei die Obergrenze eines bilateralen Leistungsaustauschs zwischen zwei benachbarten Gebotszonen in einer einzelnen Stunde. Zwei Gebotszonen sind dann benachbart, wenn mindestens eine Kuppelleitung zwischen ihnen besteht.

Bereits heute wird in Teilen des europäischen Stromversorgungssystems statt des NTC-Ansatzes ein sogenanntes Flow-based Modell genutzt. Flow-based Modelle basieren anders als der NTC-Ansatz auf einer unmittelbaren Abbildung der beschränkten physischen Übertragungskapazität von Netzbetriebsmitteln (z. B. Leitungen und Transformatoren). Dabei werden physikalische

Leistungsflüsse besser abgebildet, wodurch prinzipiell eine flexiblere Netznutzung bei gleicher Netzsicherheit erlaubt wird. Die höhere Flexibilität drückt sich dadurch aus, dass beispielsweise der Export einer Gebotszone in eine Anrainergebotszone gegenüber dem NTC-Wert erhöht werden kann, wenn gleichzeitig eine Reduktion des Austauschs mit einer anderen Anrainergebotszone unterhalb des NTC-Werts in Kauf genommen wird.

Vor diesem Hintergrund wird von den Gutachtern ein Hybridmodell aus einem Flow-based Ansatz (FB-Ansatz) und einem NTC-Ansatz genutzt. Hierzu werden zunächst grenzscharfe Flow-based Modelle erstellt, die alle Leitungen pro Grenze aggregiert abbilden (sogenannte Flow-Gates). Die Übertragungsfähigkeit des Netzes wird dabei durch den maximalen gleichzeitigen Leistungsfluss über alle Kuppelleitungen je Gebotszonengrenze ausgedrückt (Maximum Border Flow, MBF). Die Bestimmung des Ausgangsniveaus erfolgt auf Basis der im TYNDP [28] für das Jahr 2020 angegebenen NTC-Werte, um eine möglichst hohe Konsistenz zu den Annahmen im Modell zur Untersuchung der dynamischen Entwicklungen im EU-Strommarkt herzustellen.

Das oben erwähnte Flow-Gate-Modell wird für die Austausche zwischen den aus deutscher Sicht besonders wichtigen Gebotszonen der Core-Region (Frankreich, Belgien, Niederlande, Deutschland-Luxemburg, Österreich, Tschechien, Polen, Ungarn, Slowenien, Slowakei, Kroatien und Rumänien) sowie der Schweiz, Italien und Dänemark verwendet. Die übrigen modellierten Gebotszonen werden auch im Modell zur Bewertung der Versorgungssicherheit an den Strommärkten über ein NTC-Modell angebunden.

Die Netzausbaupläne der europäischen Übertragungsnetzbetreiber sehen künftig auch vermehrt grenzüberschreitende Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen (HGÜ) innerhalb des kontinentaleuropäischen Drehstromnetzes vor. Diese sind im Modell ebenfalls über bilaterale Übertragungskapazitäten in Form von NTCs abgebildet, welche das hybride Flow-Gate NTC-Modell überlagern. Somit wird abgebildet, dass zusätzlich zu den Austauschmöglichkeiten im Rahmen der Restriktionen des Drehstromnetzes (ausgedrückt durch das Flow-Gate-Modell) eine Leistung in Höhe der HGÜ-Kapazität zwischen den betreffenden Gebotszonen „am Drehstromnetz vorbei“ ausgetauscht werden kann.

Parametrierung des Flow-based-Modells im Basisjahr 2020

Grundlage der durchgeführten Parametrierung sind

- **NTCs des Basisjahrs:** Diese sind als in einem geschlossenen Datensatz für die gesamte mit dem FB-Ansatz modellierte Region aus öffentlichen Quellen verfügbar. Konkret werden die von ENTSO-E veröffentlichten NTC-Werte für das Jahr 2020 verwendet [28]. Für einzelne, insbesondere die deutschen Grenzen, wurden zusätzliche Informationsquellen herangezogen, wie z. B. nationale Netzentwicklungspläne oder Datenportale der Übertragungsnetzbetreiber.
- **Power Transfer Distribution Factors (PTDFs):** Diese beschreiben (vereinfacht) den Einfluss eines Ex- bzw. Imports (also einer von 0 verschiedenen Nettoposition) auf den Fluss über eine Grenze. Hat ein PTDF beispielsweise einen Wert von 70 %, so bedeutet dies, dass der kommerzielle Austausch von A nach B zu 70 % physisch die direkte Grenze zwischen A und B belegt. Ein Austausch von 100 MW würde also einen Fluss von 70 MW auf der direkten Grenze verursachen. Die restlichen 30 MW fließen in diesem Beispiel über benachbarte Gebotszonen, z. B. von A nach C und von C weiter nach B. Die PTDFs werden aus einem Lastflussmodell des europäischen Übertragungsnetzes berechnet, das auf Grundlage öffentlich verfügbarer Informationen recherchiert und aufgebaut wurde. Das Modell wurde

bereits für diverse Studien genutzt, darunter auch für das jüngst durchgeführte VS-Monitoring für das BMWK.

Die Parametrierung der MBFs erfolgt je Betrachtungsjahr zunächst so, dass die gleichzeitige Nutzung der NTCs, die laut TYNDP zulässig wäre, auch im Flow-based Modell genau zulässig ist. Hierzu wird für jede Gebotszonengrenze ermittelt, wie hoch der maximale Fluss ist, der durch die gleichzeitige Ausnutzung beliebiger NTCs auf dieser Grenze hervorgerufen werden kann. Dieser maximale Fluss definiert den initialen MBF des jeweiligen Betrachtungsjahres.

Zur Beschränkung unrealistischer Austauschmuster erfolgt anschließend eine Beschränkung der so resultierenden Flow-Gate Domain:

- In einem ersten Schritt werden die MBF-Werte auf 90 % der sich aus den NTC-Werten ergebenden MBF-Werte reduziert. Dieser Abschlag ist notwendig, um die zusätzliche Flexibilität, die sich aus dem Rückgriff auf das Flow-Gate Modell gegenüber einer Abbildung von einzelnen Netzelementen ergibt, zu beschränken²⁸.
- In einem zweiten Schritt wird das Flow-Gate Modell mit dem ursprünglichen NTC-Modell überlagert. Um die Flexibilität nicht auf das ursprüngliche NTC-Modell zu beschränken, werden die NTC-Werte so skaliert, dass im Schnitt 90 % der aus dem Flow-Gate Modell resultierenden maximal (Export) bzw. minimal (Import) möglichen Nettoposition erreicht werden können. Auf den einzelnen Grenzen sind somit aber keine Austausche mehr möglich, die die ursprünglichen NTC-Werte in erheblichem Maße überschreiten.

Gegenüber den Annahmen des NTC-Modells ergibt sich somit ein Lösungsraum, der bei gleichzeitigem Import aus allen Anrainer Gebotszonen (durch den ersten Schritt) reduziert ist, bei Import über einzelne Grenzen jedoch eine höhere Flexibilität zulässt. Diese zusätzliche Flexibilität, grenzüberschreitende Übertragungskapazität dort zur Verfügung zu stellen, wo sie den höchsten Wert schafft, ist auch in der Praxis ein wesentlicher Vorteil des Flow-based Ansatzes.

Beispiele, in denen gezielt eine Flexibilisierung der Übertragungskapazitäten ermöglicht wurde, um Versorgungssicherheitsrisiken abzuwenden, finden sich darüber hinaus auch in der Vergangenheit, z. B. in Situationen mit einer sehr niedrigen Verfügbarkeit des nuklearen Anlagenparks in westlichen Nachbarländern Deutschlands. Eine detaillierte Beschreibung des gesamten Vorgehens findet sich zusammen mit einem exemplarischen Beispiel in Anhang A.

2.5.5 Regelreserve und weitere Reserven außerhalb des Marktes

Hintergrund

Das Ziel der Analysen der Versorgungssicherheit am Strommarkt ist zu prüfen, ob der Ausgleich von Angebot und Nachfrage in jedem Zeitschritt durch die im jeweils untersuchten Szenario und Betrachtungsjahr vorhandene Leistung von Erzeugung und Flexibilitätsoptionen erreicht werden kann. Die Gutachter stellen dabei auf den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage nach Abschluss aller Marktprozesse ab und berücksichtigen konsequenterweise alle Kapazitäten und Flexibilitätsoptionen, die über Marktmechanismen refinanziert werden.

Die Regelreserve ist dabei grundsätzlich als Teil der zur Nachfragedeckung verfügbaren Erzeugungskapazität zu berücksichtigen, da Vorhaltung und Abruf grundsätzlich marktlich

²⁸ Bei der Verwendung eines Flow-Gates Modells werden alle Leitungen je Grenze zusammengefasst. Durch das Parametrieren der Flow-Gate Domain mithilfe der NTCs in einem Arbeitspunkt, ergibt sich dabei implizit die Annahme, dass sich die Flüsse über die Leitungen einer Grenze immer genau gleich aufteilen. Dem ist über den Zeitverlauf gesehen aber nicht so, weshalb in einigen Stunden auch weniger Kapazität auf dem Flow-Gate verfügbar wäre. Aus diesem Grund wird ein Abschlag vorgesehen.

organisiert sind. Die Inanspruchnahme von Regelreserve ist deshalb auch als funktionierender Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Markt zu werten und somit als reiner Regelarbeitsabruf noch nicht mit einer Nichtdeckung der Nachfrage gleichzusetzen. In unkritischen Situationen, in denen keine Knappheit von Flexibilitäten besteht, ist auch die Inanspruchnahme von Regelreserve ein regelmäßiger und normaler Vorgang im Rahmen der Strommarktprozesse. Die den Marktakteuren durch die Verrechnung als Ausgleichsenergie entstehenden Kosten des Regelarbeitsabrufes werden von diesen ins wirtschaftliche Kalkül einbezogen.²⁹

Darüber hinaus wird eine Vielzahl der Ereignisse, welche zu einem Abruf von Regelarbeit führen, im Modell zur Bestimmung der probabilistischen Kenngrößen zur Resource Adequacy explizit berücksichtigt. Dies umfasst insbesondere variable Einspeisung von EE-Anlagen und Kraftwerksausfälle.

Eine offene Herausforderung an dieser Stelle ist jedoch das genutzte stündliche Zeitraster der Modellierung. Da Regelarbeitsabrufe auch unterstündlich auftreten, werden diese im Modell nicht erfasst. Somit ist für diese unterstündlichen Schwankungen ein Anteil der Regelreserve vorzuhalten, der nicht zur Deckung der im Stundenraster modellierten Nachfrage zur Verfügung steht. Basierend auf den vorherigen Überlegungen führen die Gutachter dazu eine Trennung nach niederfrequentem und hochfrequentem Anteil der Regelleistung ein. Dies geschieht analog zum Vorgehen in [27] und ist im weiteren Verlauf dieses Unterabschnittes erläutert.

Dieser hochfrequente Anteil (welcher für unterstündliche Schwankungen vorgehalten wird) stellt hierbei eine Teilmenge der gesamten Regelreserve dar, die im Modell nicht zur Nachfragedeckung zu Verfügung steht. Konkret wird dieser Teil der Regelleistung im Modell auf die Nachfrage der jeweiligen Stunde aufgeschlagen und muss zusätzlich zur Residuallast gedeckt werden. Der niederfrequente Anteil hingegen steht zur Nachfragedeckung zur Verfügung. Die Trennung ergibt sich aus der Aufgabe, die Versorgungssicherheit am Strommarkt zu beurteilen. Diese ist dann gegeben, wenn als Resultat sämtlicher Marktprozesse ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage gelingt. Dazu ist keine getrennte Berücksichtigung der einzelnen Marktprozesse erforderlich. Bei der Trennung zwischen Marktprozessen einerseits und außerhalb des Marktes stehenden Prozessen andererseits ist daher auch nicht auf die zeitliche Abfolge technischer Vorgänge abzustellen, sondern darauf, in welcher Weise der Einsatz von Erzeugungsanlagen und sonstigen Flexibilitäten bestimmt wird. Insbesondere wird Regelreserve zwar technisch in Echtzeit von den ÜNB eingesetzt, jedoch geschieht dies nach (preislichen) Kriterien, die zuvor im marktbasieren Prozess der Regelreserveausschreibungen ermittelt wurden.

Durch das zuvor beschriebene Vorgehen ist implizit auch eine Konsistenz zwischen den verschiedenen Schritten sichergestellt:

- Im Rahmen der Modellierung der dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes wird die vollständige Nachfrage bezogen auf alle Märkte abgebildet. Diese umfasst die gesamte Leistung, die an den verschiedenen Märkten nachgefragt wird. Im Modell muss dabei gleichzeitig sowohl die am Markt für Fahrplanenergie als auch die an den

²⁹ Hiermit ist die Abwägung der Bilanzkreisverantwortlichen zwischen dem Aufwand zur Verbesserung ihrer Prognosegüte und der dadurch möglichen Verringerung ihrer Ausgleichsenergiekosten gemeint. Davon strikt abzugrenzen ist eine nicht zulässige systematische Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie.

Regelreservemärkten für die Vorhaltung benötigte Leistung zu jedem Zeitpunkt in Summe bereitgestellt werden³⁰.

- Bei der Berechnung der probabilistischen Kenngrößen zur Resource Adequacy wird ein Teil des Regelarbeitsabrufs durch die Stochastik unterschiedlicher Wetterjahre und Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in stündlicher Auflösung modelliert. Es steht somit alle verfügbare Leistung zur Deckung der Nachfrage abzgl. eines hochfrequenten Anteils der Regelreserve zum Ausgleich unterstündlicher Schwankungen zur Verfügung³¹.

Beispiele zur Erläuterung

Eine „normale“ Situation für den Einsatz positiver Regelreserve ist in Abbildung 2.8 schematisch dargestellt. Die x-Achse zeigt die Vorlaufzeit vor dem Betriebszeitpunkt t_0 . Auf der y-Achse sind verschiedene Leistungen dargestellt. Eine davon ist die tatsächliche Last (rot), die natürlich erst zum Zeitpunkt t_0 in Echtzeit bekannt ist. Davon zu unterscheiden ist die Lastprognose (blau), mit der hier die kollektive (summarische) Lastprognose aller Marktteilnehmer gemeint ist. Diese hat auch schon vor dem Betriebszeitpunkt t_0 einen Wert, der sich im Zeitverlauf ändert, weil Prognosen immer wieder aktualisiert werden. Zum Zeitpunkt (t_0-b) , also eine gewisse Zeit vor dem Betriebszeitpunkt, schließt das letzte Segment der Fahrplanmärkte (der nationale Intraday-Markt). Dies ist der letzte Zeitpunkt, zu dem die Marktteilnehmer die Erzeugung durch Kaufen oder Verkaufen am Fahrplanmarkt an ihre Lastprognose anpassen können.³² Im Beispiel liegt die Lastprognose unter der tatsächlichen Last und dementsprechend werden auch nur im Umfang der letzten Prognose Kraftwerke für den Fahrplanmarkt eingesetzt (gefüllte gelbe Säule). Es hätte im Beispiel noch mehr Kraftwerkskapazität für den Fahrplanmarkt gegeben (schraffierte gelbe Säule), doch diese kommt aufgrund des Prognosefehlers nicht zum Einsatz.

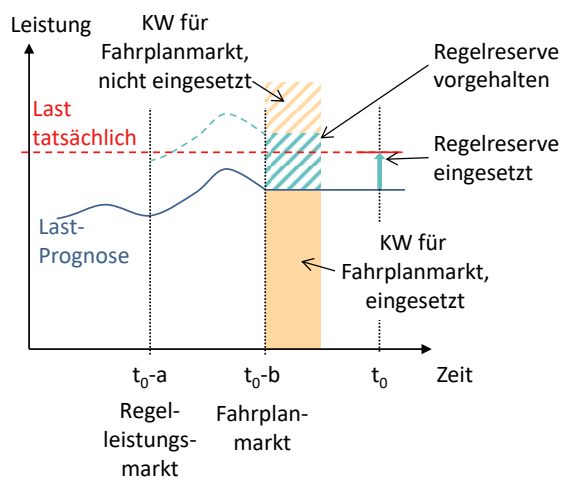


Abbildung 2.8: Schematische Darstellung des Einsatzes positiver Regelleistung in einer Situation ohne Knappheit an den Fahrplanmärkten

³⁰ Dabei wird angenommen, dass auch zukünftig an den Märkten sowohl Fahrplanenergie (Großhandelsmärkte) als auch Regelleistung beschafft wird. Auch die unter dem EEG erzeugte erneuerbare Energie geht über den Vermarktungsmechanismus vollständig in den Großhandelsmarkt für Fahrplanenergie. Die von Prosumern lokal selbst erzeugte und verbrauchte Energie wird zwar formal nicht über die Großhandelsmärkte gehandelt, bildet sich dort aber implizit ab, weil sie dort gleichzeitig sowohl Erzeugung als auch Nachfrage in gleichem Umfang reduziert, so dass auch dies durch die Modellabbildung erfasst ist.

³¹ Annahme: Kommt es zu einem Kraftwerksausfall oder zu einer falschen EE-Prognose, wird dies zuerst durch Regelleistung ausgeglichen, bevor es zu einer Nachfrageunterdeckung kommt.

³² Die Erzeugung in eigenen Anlagen kann auch noch in Echtzeit angepasst werden, da die Abrechnung der Ausgleichsenergie im Nachhinein auf Grundlage von Zählwerten erfolgt.

Stattdessen setzt der ÜNB einen Teil der vorgehaltenen Regelreserve ein, um die Lücke zwischen Lastprognose und tatsächlicher Last zu schließen. Dieser Einsatz der Regelreserve erfolgt technisch zum Zeitpunkt t_0 . Die Beschaffung der Regelreserve erfolgte aber bereits vorher zum Zeitpunkt (t_0-a), der noch vor dem Schluss des Fahrplanmarktes lag. Somit erfolgt die Lastdeckung schlussendlich ausschließlich durch marktbasierend eingesetzte Kraftwerke.

Gleiches gilt auch dann, wenn an den Fahrplanmärkten Knappheit herrscht, sofern die Regelreserve diese ausgleichen kann. Diesen Fall zeigt Abbildung 2.9 in schematischer Form. Hier liegt die Lastprognose bei Schließen des Fahrplanmarkts (t_0-b) höher als die für den Fahrplanmarkt zur Verfügung stehende Kraftwerkskapazität. Letztere wird daher vollständig eingesetzt (gelbe Säule). Wie schon im „normalen“ Fall wird die Lücke zwischen den eingesetzten Fahrplankraftwerken und der tatsächlichen Last durch Einsatz von Regelarbeit gedeckt.

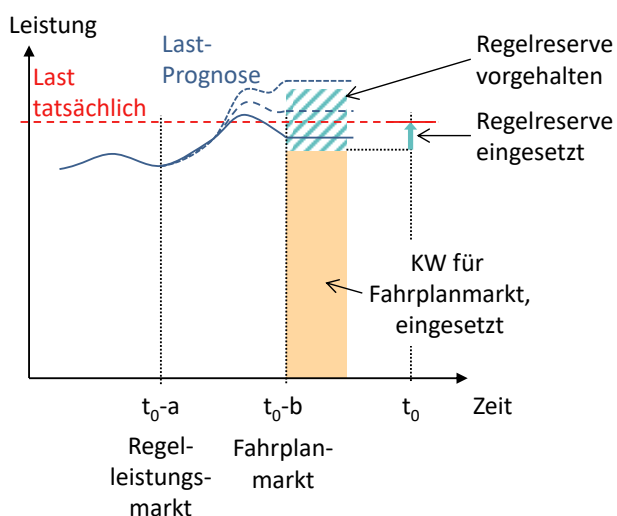


Abbildung 2.9: Schematische Darstellung des Einsatzes positiver Regelleistung in Situationen mit Knappheit an den Fahrplanmärkten

Dabei ist es unerheblich, wie weit die Lastprognose über der für den Fahrplaneinsatz verfügbaren Kraftwerkskapazität liegt (siehe gestrichelte blaue Linien mit alternativen Prognoseverläufen). Selbst wenn die Prognose größer ist als die Summe aus Fahrplankraftwerken und Regelreserve, entsteht weder technisch noch marktlich ein Lastüberhang. Denn hierfür ist ausschließlich entscheidend, dass die tatsächliche Last durch die Summe aus Fahrplankraftwerken und Regelarbeit gedeckt werden kann.³³ Dies wird durch den türkisfarbenen Pfeil in der Abbildung veranschaulicht, denn dieser ist unabhängig von den hypothetischen Lastprognoseverläufen gleich groß.

Hieraus lässt sich folgern, dass auch in Knappheitssituationen an den Fahrplanmärkten die bloße Inanspruchnahme von Regelarbeit³⁴ noch nicht als fehlender Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Strommarkt (als Ganzes) interpretiert werden darf. Dies wird in Deutschland auch daran deutlich, dass die Regel, wonach der Ausgleichsenergiepreis für unterdeckte Bilanzkreise mindestens 20.000 EUR/MWh betragen muss, erst bei tatsächlichem Einsatz der

³³ Hieraus folgt auch, dass die Beurteilung der Versorgungssicherheit sich nicht ändert, wenn *ceteris paribus* eine Umwidmung von Kraftwerken zwischen „für den Fahrplanmarkt verfügbar“ und „für Regelleistung vorgehalten“ erfolgt.

³⁴ Im Beispiel unterdecken sich die Bilanzkreisverantwortlichen (bzw. ein Teil davon) nicht aus strategischem Kalkül, sondern weil sie nicht genügend Leistung am Fahrplanmarkt beschaffen können.

Kapazitätsreserve und sehr hohen NRV-Salden greift. Eine etwaige vorsorgliche Aktivierung der Kapazitätsreserve ist hierfür nicht maßgeblich. Denn wenn bei aktivierter Kapazitätsreserve die verfügbare Sekundär- und Minutenreserveleistung doch zur Lastdeckung ausreicht, bleibt es bei den normalen Regeln zur Ausgleichsenergiebepreisung auf Basis der Regelarbeitspreise. Zwar sieht zukünftig das sogenannte Modul 3 (Knappheitskomponente) der AEP-Berechnung vor, dass der AEP mit betragsmäßig zunehmenden NRV-Salden ebenfalls betragsmäßig ansteigt, extreme AEP in der Größenordnung von 20.000 EUR/MWh werden aber erst bei NRV-Salden oberhalb der vorgehaltenen Sekundär- und Minutenreserveleistung erreicht. Selbst bei fehlender Markträumung im Fahrplanmarkt kann es also zu „normalen“ Ausgleichsenergiepreisen kommen. Eine aus VS-Sicht im Sinne dieser Studie kritische Situation liegt also erst dann vor, wenn die tatsächliche Last größer ist als die Summe aus den Kraftwerken am Fahrplanmarkt und der vorgehaltenen Regelleistung (sodass zum Beispiel die Kapazitätsreserve eingesetzt werden müsste).

Die Differenzierung zwischen Lastprognose und tatsächlicher Last findet in der Abstraktion der hier durchgeführten VS-Analyse (wie bei derartigen Simulationen üblich) nicht statt. Von der Abfolge von Marktprozessen abstrahierend wird vielmehr ausschließlich die tatsächliche (Residual-)Last betrachtet. Prognosefehler, zu deren Ausgleich die Regelleistung vorgehalten wird, sind darin bereits enthalten. Ebenso werden Unsicherheiten der Verfügbarkeit von Kraftwerken für den Fahrplanmarkt durch explizite Modellierung der Kraftwerksausfälle abgebildet. Folgerichtig wird in der VS-Analyse die Deckung der Residuallast grundsätzlich durch die Summe aus Fahrplan- und Regelleistungskraftwerken³⁵ analysiert – in der schematischen Darstellung der o. g. Abbildungen also das Verhältnis der Summe aus gelben und türkisen Erzeugungskapazitäten zur roten Linie.

Eine Ausnahme hiervon bilden lediglich diejenigen Anteile der Regelleistung, die zum Ausgleich hochfrequenter Unsicherheiten (wie Last- und EE-Rauschen, Rampen, Fahrplansprünge) vorgehalten werden. Solche Unsicherheiten führen zu kurzfristigen Schwankungen der Last um den Stundenmittelwert und sind in der stündlichen Residuallast der VS-Analyse nicht berücksichtigt. Insbesondere positive hochfrequente Anteile des Regelarbeitsabrufs, die sich in einer Lasterhöhung äußern, können in Knappheitssituationen kritisch sein. Die Kapazität der zur Deckung dieser Regelleistungsanteile vorgehaltenen Anlagen darf daher nicht zur Deckung der Residuallast herangezogen werden³⁶. Dies ist in der VS-Analyse berücksichtigt.

Modellierung niederfrequenter Anteile an der Regelleistung

Der niederfrequente Anteil an der Regelleistung beschreibt den Anteil an Regelleistungsabrufen, der auf solche Faktoren zurückzuführen ist, die im Modell des AP 2 berücksichtigt sind. Die verursachenden Ereignisse sind somit implizit in der stündlichen wetterjahresscharfen Residuallastzeitreihe enthalten oder werden in den stochastisch ermittelten Kraftwerksverfügbarkeiten explizit berücksichtigt. Der zur Deckung dieser Abrufe vorgehaltene Anteil der Regelleistung wird daher in den Untersuchungen des AP 2 auf der Angebotsseite berücksichtigt.

³⁵ Die Inkaufnahme einer teilweisen Deckung von Last durch Regelleistung wie im genannten Beispiel, wo eine Unterdeckung von Bilanzkreisen am Fahrplanmarkt vorliegt, wird im VS-Modell also als Möglichkeit berücksichtigt. Faktisch tritt dieser Fall extrem selten ein, so dass nicht allein deshalb eine systematische oder gar strategische Inanspruchnahme von Regelleistung vorliegt oder im Modell als zulässig angenommen wird.

³⁶ In der Praxis gibt es keine Trennung zwischen Anlagen, die für die hoch- bzw. niederfrequente Anteile der Regelleistung Kapazität vorhalten. Daher führen wir diese Trennung ex-post anhand empirischer Daten wie beschrieben durch.

Modellierung hochfrequenter Anteile an der Regelleistung

Zu den hochfrequenten Anteilen der Regelleistung zählen unter anderem Last- und EE-Rauschen, Rampen und Fahrplansprünge, die sich in kurzfristigen Schwankungen um den Stundenmittelwert ausdrücken. Positive hochfrequente Anteile des Regelleistungsabrufs, die sich in einer Lasterhöhung äußern, können in Knappheitssituationen kritisch sein. Die Kapazität der zur Deckung dieser Regelleistungsanteile vorgehaltenen Anlagen darf daher nicht für die Deckung der Residuallast herangezogen werden. Dies wird im Modell zur Berechnung der probabilistischen Kenngrößen zur Resource Adequacy durch einen gebotszonenspezifischen stündlichen Zuschlag auf die Residuallast in Höhe des hochfrequenten positiven Anteils des Regelleistungsbedarfs operationalisiert.

Ermittlung der Aufteilung der Anteile der Regelleistung

Der hochfrequente Anteil der Regelleistung wird aus historischen Daten abgeschätzt. Als Ausgangspunkt hierfür bietet sich das öffentlich verfügbare 4-Sekunden-Signal des deutschen Sekundärregelleistungsabrufs an, welches in [27] für das Jahr 2016 ausgewertet wurde. In diesem Signal sind hoch- und niederfrequente Ursachen für den Regelleistungsabruf überlagert. Um eine Überschätzung hochfrequenter Anteile am Regelleistungsabruf zu vermeiden, wird zunächst eine Glättung durch Bildung von Minutenmittelwerten durchgeführt. Aus der Differenz zwischen den jeweiligen $\frac{1}{4}$ -Stunden-Mittelwerten des Reglersignals und den Minutenmittelwerten kann dann das hochfrequente Rauschen des Signals abgeleitet werden. Der für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit relevante positive hochfrequente Anteil wird anschließend aus der Verteilung der positiven Werte des Rauschens ermittelt.

Für die in der Zukunft liegenden Betrachtungsjahre sowie für die übrigen hier betrachteten Länder werden die positiven hochfrequenten Anteile des Regelarbeitsabrufs aus dem für Deutschland ermittelten historischen Wert abgeleitet. Unter den Annahmen, dass erstens die zugrundeliegenden Ursachen näherungsweise lastproportional sind, sowie zweitens stochastische Unabhängigkeit zwischen den länderweisen Regelarbeitsabrufen vorliegt, erfolgt die Ableitung durch Skalierung mit der Wurzel des Verhältnisses aus der jeweiligen jahres- und länderscharfen zur deutschen (historischen) Jahreshöchstlast. Dabei wird für jedes Betrachtungsjahr jeweils das Wetterjahr mit der höchsten Jahreshöchstlast ausgewählt, und dieser Wert wird auch für alle anderen Wetterjahre verwendet. Dies stellt eine bessere Vergleichbarkeit der Ergebnisse unterschiedlicher Wetterjahre dar, als wenn der Wert für jedes Wetterjahr unterschiedlich bestimmt würde, und stellt im Sinne der Versorgungssicherheitsanalyse daher eine Abschätzung zur sicheren Seite dar.

Weitere Reserven außerhalb des Marktes

Grundsätzlich bestünde die Möglichkeit der Berücksichtigung von Reserven außerhalb des Marktes bei der Berechnung von probabilistischen Indikatoren zur Resource Adequacy. Im Sinne der Erläuterungen in diesem Unterabschnitt werden solche Reserven bei der Analyse der Versorgungssicherheit am Strommarkt nicht berücksichtigt. Hierunter fallen zum Beispiel die Kapazitätsreserve (nach § 13e EnWG), die Sicherheitsbereitschaft (nach § 13g EnWG) und, falls ein „zweckentfremdeter“ Einsatz als sinnvoll erachtet würde, die Netzreserve (nach § 13d EnWG), sowie die besonderen netztechnischen Betriebsmittel (nach § 118 Abs. 33 EnWG i. V. m. § 11 Abs. 3 EnWG (a.F.)).

2.5.6 Konvergenz der probabilistischen Ergebnisgrößen

Bei dem Modell zur Berechnung der probabilistischen Indikatoren zur Versorgungssicherheit greifen die Gutachter auf eine Monte-Carlo-Simulation zurück. Eine essenzielle Anforderung ist

es, die Konvergenz des Mittelwertes der probabilistischen Ergebnisgrößen gegen den Erwartungswert sicherzustellen. Diese dürfen sich mit einer steigenden Anzahl von Monte-Carlo-Jahren nicht mehr wesentlich verändern. Da die Anzahl der zur Verfügung stehenden Wetterjahre aufgrund der Anforderungen an die Datenqualität³⁷ begrenzt ist, kann die Konvergenz nur über eine größere Anzahl an Ausfalljahren sichergestellt werden. Analog zum Vorgehen der ENTSO-E im Rahmen des MAF wird die Konvergenz auf der Grundlage der Ergebnisse des gesamten räumlichen Betrachtungsbereichs [29] ermittelt.

Der Mittelwert der Stichprobe ist dabei nur dann ein geeigneter Schätzer für den Erwartungswert, wenn die Stichprobe ausreichend groß gewählt ist. Die Erfahrungen der Gutachter zeigen, dass eine Konvergenz der Ergebnisgrößen EENS und LOLE in der Regel bei mehr als 300 Ausfallziehungen erreicht wird (s. auch Unterabschnitt 4.4.6).

Um den Anforderungen der ERAA-Methodik [2] gerecht zu werden, wird die Konvergenz des Monte-Carlo-Verfahrens durch den Variationskoeffizienten α des probabilistischen Indikators EENS veranschaulicht. Dieser Variationskoeffizient beschreibt die Streuung des EENS in Abhängigkeit der Anzahl der Ausfallziehungen N und ist durch folgende Gleichung definiert:

$$\alpha_N = \frac{\sqrt{\text{Var}(EENS_N)}}{EENS_N}$$

Die ERAA-Methodik [2] sieht als Abbruchkriterium für die Monte-Carlo-Simulation den Vergleich der relativen Änderung von α mit einem vorgegebenen Schwellenwert Θ vor. Demnach ist N ausreichend groß, wenn gilt

$$\frac{|\alpha_N - \alpha_{N-1}|}{\alpha_{N-1}} \leq \Theta$$

Ein konkreter Schwellenwert für Θ wird in der ERAA-Methodik nicht genannt.

Die Gutachter kombinieren deshalb unabhängig von der Konvergenzprüfung die vorliegenden neun Wetterjahre hierzu initial immer mit mindestens jeweils 350 Ausfalljahren ($N \geq 350$). Sollte sich ein nennenswert von Null verschiedener EENS ergeben (d. h. $EENS_{350} > 0,01$), prüfen die Gutachter die Konvergenz gemäß dem obigen Vorgehen. Als Richtwert für Θ setzen die Gutachter eine Schwelle von 5 %, welche in den letzten 50 Ausfalljahren nicht mehr überschritten werden soll. Eine Herausforderung stellt sich insbesondere dann ein, wenn der EENS Null ist oder sehr nahe bei Null liegt, daher bereits kleine Abweichungen, die objektiv zum Beispiel im Verhältnis zur gesamten Stromnachfrage im Betrachtungsgebiet gering sind, einen höheren Einfluss erhalten.

2.6 Bewertung der Versorgungssicherheit im Stromnetz

Es ist grundsätzlich denkbar, dass trotz sicherer Deckung der Nachfrage an den Strommärkten Situationen auftreten, in denen die Verbraucher aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz nicht sicher versorgt werden können. Das ist zum Beispiel dann der Fall, wenn Engpässe im Stromübertragungsnetz innerhalb der Gebotszonen bestehen, d. h. der Strom aufgrund unzureichender Transportkapazitäten nicht (n-1)-sicher von den Standorten der Erzeugung zu den Nachfragestandorten transportiert werden kann, und diese Engpässe auch nicht über geeignete Mittel wie beispielsweise Redispatch vollumfänglich behoben werden können. Das

³⁷ Diese ergeben sich insbesondere aus der Anforderung, dass die Daten in den Untersuchungen zur Transmission Adequacy in netzknottenscharfer Auflösung vorliegen müssen.

Ziel der Analysen ist deshalb eine zu den Annahmen der vorherigen Schritte konsistente Bewertung der Versorgungssicherheit im Stromnetz mit Fokus auf Deutschland/Luxemburg.

2.6.1 Hintergrund

Während bei der Bewertung der Versorgungssicherheit am Strommarkt entsprechend der regulatorischen Vorgaben zum europäischen Stromhandel zunächst nur Einschränkungen der Übertragungsnetzkapazitäten durch Beschränkungen des gebotszonenüberschreitenden Handels abgebildet werden, erfolgt im Zuge der Analysen zur Versorgungssicherheit im Stromnetz auch explizit eine Betrachtung gebotszoneninterner Engpässe. Dazu wird untersucht, ob die basierend auf den deutschen und europäischen Planungsprozessen antizipierte Übertragungsnetzinfrastruktur ausreichend dimensioniert ist, um mit dem dynamisch entwickelten Anlagenpark eine Deckung der Nachfrage ohne (n-1)-Überlastungen im Übertragungsnetz sicherzustellen.

Grundsätzlich kann dabei auch ein vor der Durchführung von Engpassbehebungsmaßnahmen engpassbehaftetes Übertragungsnetz in der Lage sein, die Versorgungssicherheit im Stromnetz zu gewährleisten. Erst wenn Engpässe im Übertragungsnetz nicht durch die regulatorisch vorgesehenen Engpassbehebungsmaßnahmen gemäß § 13 EnWG (im Wesentlichen netz- und marktbezogene Maßnahmen sowie der Zugriff auf zusätzliche Reserven) behoben werden können, besteht die Gefahr, dass die Netzsicherheit auch unter vollständiger Ausnutzung aller zur Verfügung stehenden Maßnahmen nicht gewährleistet werden kann. In diesem Fall liegt ein sogenannter "Transmission Adequacy Concern" (TAC) vor. Um diese TACs zu ermitteln, führen die Gutachter in Anlehnung an das Vorgehen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Netzentwicklungsplanes und der Feststellung des Bedarfs an Netzreserve zunächst eine Marktsimulation unter Berücksichtigung von Flow-based Market Coupling zur Ermittlung der Anlageneinsätze und darauf aufsetzend Netzsicherheits- und Redispatchsimulation durch. Die Ergebnisse werden anschließend in Hinblick auf Stunden, in denen ein (n-1)-sicherer Übertragungsnetzbetrieb nicht sichergestellt werden kann, detailliert analysiert.

Die den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung stehenden netz- und marktbezogenen Maßnahmen zur Engpassbehebung in Form eines klassischen Redispatch werden hierbei berücksichtigt. Hierzu zählen neben dem Eingriff in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen im In- und Ausland das Stufen von Phasenschiebertransformatoren, die Wahl der Arbeitspunkte von Hochspannungsgleichstromverbindungen sowie der Einsatz von Netzreservekraftwerken, wie im Folgenden weiter erläutert wird.

2.6.2 Einordnung in das übergreifende Vorgehen

Die Untersuchungen zur Versorgungssicherheit im Stromnetz werden auftragsgemäß für die Betrachtungsjahre 2025, 2026 und 2031 durchgeführt. Zur Konsistenzwahrung werden analog zum Vorgehen bei den Analysen zu den dynamischen Entwicklungen der EU-Strommärkte die beiden Wetterjahre 2012 und 2019 betrachtet. Durch die Wahl des Wetterjahres 2012 ist auch die Vergleichbarkeit zu den Bedarfsanalysen zur Bestimmung der Höhe des Netzreservebedarfs der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber gewährleistet. Je Untersuchung werden ein festes Wetterjahr und mittlere Kraftwerksnichtverfügbarkeiten unterstellt. In Summe ergeben sich 12 Einzeluntersuchungen (3 Betrachtungsjahre und 2 Wetterjahre sowie jeweils eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Strafkosten).

Um die Netzsicherheits- und Redispatchsimulation zur Ermittlung möglicher TACs durchführen zu können, ist eine Vielzahl von Einzelschritten erforderlich. Diese Schritte sind teilweise Zwischenergebnisse der vorherigen Analysen, sodass an dieser Stelle noch einmal übergreifend

und übersichtsartig das Vorgehen erläutert und eingeordnet wird. An den entsprechenden Stellen wird, sofern auf Ergebnisse von anderen Schritten zurückgegriffen wird und um Wiederholungen zu vermeiden, auch auf die entsprechenden Abschnitte verwiesen. Das wesentliche Ziel dieser vorgelagerten Schritte ist die Ermittlung übertragungsnetz-knotenscharfer Last- und Einspeisesituationen, aus denen die Netzbelastung und das Übertragungserfordernis ermittelt werden können. Eine Einzeluntersuchung besteht jeweils aus einem Jahr und damit aus 8.760 Stunden. Jede dieser Stunden stellt eine Last- und Einspeisesituation dar.

Das Vorgehen wird in der folgenden Abbildung 2.10 gezeigt.

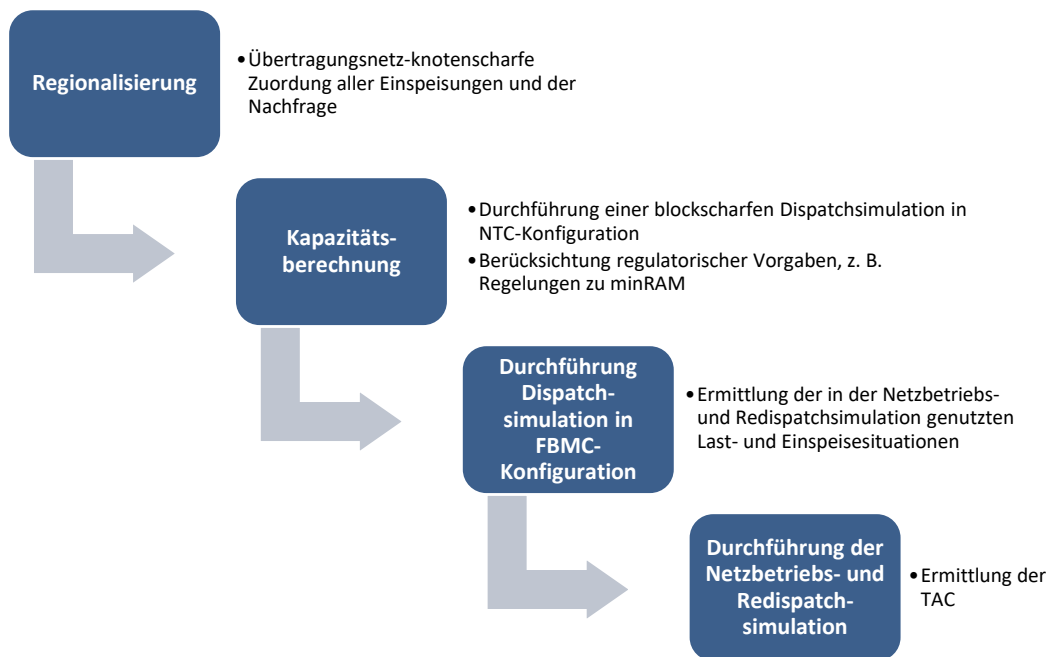


Abbildung 2.10: Schematische Darstellung des Vorgehens zur Ermittlung Analyse der Versorgungssicherheit im Stromnetz

In einem ersten Schritt ist die **Regionalisierung** der Einspeisung und Nachfrage, also ein Zuweisen an einzelne Knoten des Übertragungsnetzes, erforderlich. Die Regionalisierung der Einspeisung erneuerbarer Energien, der Nachfrage und der flexiblen Verbraucher ist in Unterabschnitt 2.7.5 beschrieben. Die Zuordnung der Bestandsanlagen, insbesondere der thermischen und hydraulischen Kraftwerke, ist aus dem Modell, welches die Gutachter nutzen, bereits bekannt (vgl. 3.2.5). Stilllegungen von Kraftwerken werden so umgesetzt, dass zunächst alte und ineffiziente Anlagen in der jeweiligen Gebotszone stillgelegt werden, sofern die Stilllegung konkreter Blöcke sich nicht bereits exogen, zum Beispiel aus den Pfaden des Kohleausstiegs, ergibt. Die Zuordnung von Neubauanlagen zu Knoten erfolgt, sofern es sich um KWK-Anlagen handelt, direkt im Umkreis der bereits bei der Modellierung der Entwicklung der Strommärkte abgebildeten Wärmesenken. Verbleibende Anlagen werden Standorten zugeordnet, an denen heute Anlagen zur Stromerzeugung verortet sind.

Im nächsten Schritt der sog. **Kapazitätsberechnung** wird das Modell der gebotszonenüberschreitenden Stromhandelskapazitäten (kurz Kapazitätsmodell) des Flow-based Market Coupling (FBMC) erstellt. Dieses FB-Modell beschränkt in der flussbasierten Marktkopplung den gebotszonenübergreifenden Stromhandel. Das Modell wird in einer eigenständigen Verfahrensstufe ermittelt, in der mittels einer NTC-Marktsimulation die Vorbelastung des Netzes sowie die stündlichen PTDf- und RAM-Werte ermittelt werden.

Entsprechende Vorgaben zu minRAM aus dem Clean Energy Package werden in diesem Schritt berücksichtigt.

Im dritten Schritt wird das FB-Modell in die blockscharfe **Dispatchsimulation** überführt und entsprechend der Einsatz der Anlagen zur Stromerzeugung (Einsatzentscheidungen) am Strommarkt (vgl. hierzu 2.3.3 und 2.6.3) simuliert.

Abschließend werden die Ergebnisse der Dispatchsimulation als knotscharfe Last- und Einspeisesituationen in die **Netzbetriebs- und Redispatchsimulation** übertragen, um damit mögliche TACs zu identifizieren.

2.6.3 Kapazitätsberechnung für das Flow-based Market Coupling

Für die Ermittlung blockscharfer Einsatzscheidungen, die als Grundlage der Transportaufgabe des Übertragungsnetzes im Rahmen der Analysen der Transmission Adequacy dienen, wird in den Ländern der Core-Region der Ansatz des Flow-based Market-Couplings (FBMC) modelliert.

Für die Berechnung von Flow-based Domains ist zunächst die Schätzung eines ungefähren Arbeitspunktes erforderlich. Dafür verwenden die Gutachter den blockscharfen Anlageneinsatz einer Dispatchsimulation, bei der die für das Investitionsmodell unterstellten NTC-Werte als Kapazitätsmodell hinterlegt sind. Mithilfe dieses Arbeitspunktes kann anschließend ermittelt werden, welche Kraftwerke bei einer Änderung der Nettoposition, d. h. der Stromhandelsbilanz, einer Gebotszone ihre Einspeisung erhöhen oder verringern würden. Diese Kraftwerke und deren Verteilung werden anschließend im sog. Generation Shift Key (GSK) abgebildet. Der GSK beschreibt dabei, inwiefern sich eine aus dem Stromhandel resultierende Änderung der Nettoposition einer Gebotszone auf die Kraftwerke in dieser Gebotszone verteilt. Durch die so vorgenommene Verteilung der Veränderung von Einspeisungen im Stromnetz können die Flusswirkungen im Stromnetz ermittelt werden, die sich durch eine Änderung der Nettoposition ergeben.

Aktuell verwendete GSK-Strategien sind für dieses Vorhaben nicht ohne Weiteres anwendbar, weil im Zuge der Transformation des Energiesystems zahlreiche Änderungen in der Merit-Order sowie Verschiebungen im Erzeugungspark zu erwarten sind. Derzeit ist die Festlegung geeigneter Strategien zur Bestimmung von GSKs zukünftiger Anlagenparks Gegenstand von Forschungsvorhaben.

Die Gutachter verwenden zur Bestimmung des GSK eine eigens entwickelte Strategie, die ein annahmenbasiertes Vorgehen darstellt. Diese sieht vor, dass ausgehend vom Ergebnis der NTC-Dispatchsimulation in jeder Stunde anhand der Merit-Order Kraftwerke für den GSK ausgewählt werden. Damit wird der Konflikt aufgelöst, die in Zukunft marktsensitiven Kraftwerke nicht zu kennen, indem implizit die Wirkung der angenommenen Primärenergie- und CO₂-Preise auf die jahres- bzw. stundenscharfen Grenzkosten von Kraftwerken und damit auf die Merit-Order abgebildet wird. Der GSK umfasst dann diejenigen Kraftwerke, deren Grenzkosten mit Bezug zum grenzpreissetzenden Kraftwerk im Arbeitspunkt innerhalb einer bestimmten Bandbreite³⁸ liegen. Anschließend wird das Hoch- und Herunterfahrpotential dieser Kraftwerke ermittelt und ihnen pro rata zum verfügbaren Potential ein Faktor zugeordnet.

³⁸ Die Bandbreite wird gebotszonenspezifisch auf Basis der erwarteten Schwankung ihrer Nettoposition um den Arbeitspunkt bei der Anwendung von FBMC ermittelt. Damit ergeben sich Größenordnungen von 1-3 GW je Stromhandelsrichtung. Falls beim Erreichen des Bandbreitenendes eine Indifferenz bei der Wahl eines Kraftwerks entsteht, weil zwei oder mehr Kraftwerke dieselben Grenzkosten aufweisen, werden alle betroffenen Kraftwerke mit demselben Grenzkosten im GSK berücksichtigt.

Die nachstehende Formel verdeutlicht diesen Zusammenhang. Dabei bezeichnet $P_{h,i}$ das verfügbare Potential eines Kraftwerks, welches sich aus der aktuellen ($P_{h,i}^{akt}$), der maximalen ($P_{h,i}^{max}$) und der minimalen ($P_{h,i}^{min}$) Leistung ergibt.

$$GSKFaktor_{h,i} = P_{h,i} / \sum_{i=1}^n P_{h,i} \quad \text{mit } h \in \text{Stunden}, i \in \text{relevante Kraftwerk, und}$$

$$P_{h,i} = \begin{cases} P_{h,i}^{akt} - P_{h,i}^{min}, & \text{Grenzkosten}(i) < \text{Arbeitspunkt} \\ P_{h,i}^{max} - P_{h,i}^{akt}, & \text{Grenzkosten}(i) > \text{Arbeitspunkt} \end{cases}$$

Anschließend werden kritische Netzelemente³⁹ und zugehörige Ausfälle (CNEC – Critical Network Element Contingency) identifiziert sowie deren maximale Auslastung und Sensitivitätswerte (engl. Power Transfer Distribution Factors, bzw. PTDF-Werte) berechnet. Ein PTDF-Wert gibt dabei an, welchen Einfluss eine Änderung des Austausches zwischen Gebotszonen auf den Leistungsfluss des CNECs hat.

Für die finale CNEC-Auswahl wird stundenscharf ein PTDF-Kriterium berücksichtigt, d. h. CNECs, deren PTDFs aller Core-Austausche kleiner als ein Schwellenwert sind, werden nicht bei der Erstellung der Flow-based Domain berücksichtigt. Aktuell ist in der Kapazitätsberechnungsmethode für die Core-Region eine Schwelle von 5 % von der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden ACER festgelegt. Dieser Wert steht jedoch zurzeit in der Kritik. Insbesondere ACER forciert einen höheren Wert, mit dem Argument, dass ein solcher den Wettbewerb am europäischen Strommarkt intensivieren würde. Die Gutachter greifen an dieser Stelle dem Ausgang der politischen Diskussionen vor, um in Bezug auf die Versorgungssicherheit im Stromnetz eine Abschätzung⁴⁰ vorzunehmen, die im Strommarkt einen höheren Austausch zulässt und somit zu einer höheren Netzbelastung führt. Als PTDF-Schwelle wird ein erhöhter Wert von 7,5 % angesetzt und für die CNEC-Auswahl berücksichtigt.

Für jeden CNEC wird stündlich und je Richtung eine Remaining Available Margin (RAM) als Grenze des Leitungsflusses berechnet, die den noch zulässigen Stromfluss (je Richtung) bis zum Auftreten einer Überlastung angibt. Sie beschreibt somit den Anteil der Kapazität einer Leitung, der für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung steht. Die RAM ergibt sich aus der Differenz der thermischen Belastungsgrenzen des CNEC und einer fiktiven (Vor-)Belastung im sogenannten Nullaustauschfall⁴¹.

Bei dieser Ermittlung der stündlichen RAM werden die Vorgaben zur minRAM (Minimum Remaining Available Margin) berücksichtigt, die vorsehen, dass die RAM gewisse Schwellen nicht unterschreiten dürfen und somit gegebenenfalls nach oben korrigiert werden. Die Gutachter nehmen dazu einen linearen Phase-In an, bei dem sich die anzuwendende minRAM ausgehend von 20 % im Jahr 2020 auf 70 % bis 2026 erhöht. Diese Werte wurden ebenfalls von den deutschen ÜNB genutzt [30].

³⁹ Als kritische Netzelemente können grundsätzlich alle Leitungen und Transformatoren des Übertragungsnetzes gezählt werden, die für die weiträumige Übertragung von Strom verwendet werden. Davon abzugrenzen sind z. B. Kraftwerksanschlüsse.

⁴⁰ Steigt der Schwellenwert, so werden weniger Netzelemente in der Kapazitätsberechnung berücksichtigt. Da diese die maximal möglichen Handelskapazitäten beschränken, wird potenziell mehr Kapazität zur Verfügung gestellt und die Auslastung des Netzes steigt an.

⁴¹ Der Nullaustauschfall (NAF) wird ermittelt, indem alle Nettopositionen (NP) aller Gebotszonen (GZ) des Arbeitspunktes (AP) auf 0 MW verschoben werden. Die Belastungen je CNEC in diesem Punkt ergeben sich als $F_{CNEC,NAF} = F_{CNEC,AP} - \sum_{GZ} NP_{AP} * PTDF_{GZ,CNEC}$

Aus den PTFDs und den final berechneten RAM-Werten je Flussrichtung wird die Flow-based Domain gebildet. Diese gibt vor, dass die RAM-Werte eines jeden CNEC eingehalten werden müssen, wodurch die gebotszonenüberschreitenden Handelsflüsse beschränkt werden.

Neben den PTFDs je Gebotszone innerhalb des flow-based Gebiets wird je CNEC auch die Wirkung von non-costly remedial actions, d. h. von Änderungen der Leistungsstellbereiche von HGÜ-Verbindungen innerhalb der Core-Region sowie Stellbereichsänderungen der Phasenschieber in der Core-Region berücksichtigt. Der Stellbereich gebotszoneninterner HGÜ-Leitungen wird dabei im Market Coupling auf 70 % ihrer Leistung begrenzt. Bei nicht grenznahen PSTs werden 30 % des Stellbereichs freigegeben. Alle weiteren non-costly remedial actions können mit 100 % ihres Stellbereichs eingesetzt werden. Zudem berücksichtigen die Gutachter die Flusswirkung von HGÜ-Interkonnektoren, die in der Core-Region anlanden sowie von NTC-Grenzen (auch AC-Verbindungen) zu Gebotszonen außerhalb der Core-Region ein Advanced Hybrid Coupling, d. h. die Flusswirkung dieser Austausch auf die CNECs wird ebenfalls abgebildet. Dazu werden zunächst für alle Austausch bzw. Stellbereichs- oder Leistungsflussänderungen die entsprechenden Flusswirkungen auf alle CNECs ermittelt und im Marktmodell hinterlegt. Anschließend werden die Austausch bzw. Stellbereichs- oder Leistungsflussänderungen unter Berücksichtigung der jeweils geltenden technischen Grenzen (Leistungsgrenzen oder Stellbereichsgrenzen) im Sinne der Zielfunktion der Marktkopplung optimiert, also wohlfahrtsmaximierend eingestellt.

Für die HGÜ- und NTC-Verbindungen, die nicht vollumfassend innerhalb der Core-Region liegen, werden jährliche Kapazitätsgrenzen vorgegeben. Diese werden 1:1 aus der NTC-Dispatchsimulation übernommen.

2.6.4 Untersuchungsansatz

Um ggfs. auftretende TACs zu ermitteln, werden stunden- und netzknotenscharfe Last- und Einspeisesituationen in den jeweiligen Betrachtungsjahren in das Übertragungsnetzmodell übertragen. Anschließend wird geprüft, ob dieses in der Lage ist, die zur Deckung der Stromnachfrage notwendigen Stromflüsse zu transportieren. Hierzu wird der in Abbildung 2.11 dargestellte Untersuchungsansatz durchgeführt.

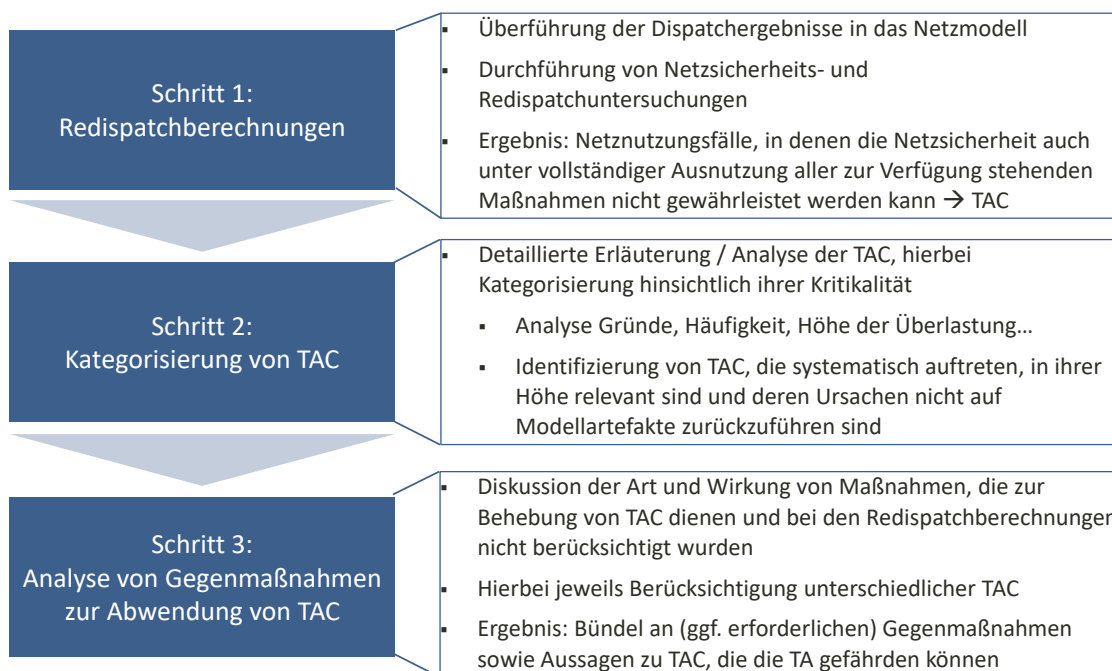


Abbildung 2.11: Untersuchungsansatz zur Abschätzung der Transmission Adequacy

Der Ansatz zur Bewertung der Transmission Adequacy sieht die sequenzielle Durchführung von drei aufeinander aufbauenden Schritten vor.

Im ersten Schritt werden Netzsicherheitsanalysen mit einer Netzbetriebssimulation und, sollten diese zu Engpassbefunden führen, anschließende Redispatchuntersuchungen durchgeführt. Falls sich im Rahmen der Redispatchberechnungen zeigt, dass trotz Ausnutzung aller zur Verfügung stehender Gegenmaßnahmen zur Behebung von Netzengpässen weiterhin unzulässige Grenzwertverletzungen der Betriebsmittel vorliegen, liegt für diesen Netznutzungsfall ein TAC vor.

Diese TACs werden in Schritt 2 detailliert untersucht und systematisch kategorisiert. In Anbetracht der europäischen Vorgaben zum gebotszonenübergreifenden Stromhandel in Form der minRAM (Minimum Remaining Available Margin), die dem Markt in der Tendenz mehr Freiheiten gibt als die Übertragungsnetzinfrastruktur technisch zur Verfügung stellen kann, könnte beispielsweise der Fall auftreten, dass TACs in Zeiten umfassender überregionaler Stromaustausche auftreten. Das zuvor eingesetzte Modell der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt (inkl. endogener Stilllegungen von Kraftwerken) könnte diese Situation verschärfen, denn es kann die vorgegebenen Handelskapazitäten für gebotszonenüberschreitenden Stromhandel nutzen, um regionale Kapazitäten zu substituieren und so die Gesamtsystemkosten zu minimieren. Ein solcher Steuerungseffekt hin zu einem System, welches grenzüberschreitende Synergiepotentiale effizient nutzt, ist fundamentales Ziel des europäischen Strombinnenmarktes. Bestandteil des zweiten Analyseschritts ist es, die Ursachen und Treiber für TACs zu identifizieren. Eine Herausforderung bei dieser Identifikation besteht darin, dass Stromnetzengpässe häufig auf sich überlagernde Effekte zurückzuführen sind und eine zweifelsfreie Zuordnung von TACs zu deren Ursachen nicht immer ohne weiteres möglich ist.

Im Sinne der Transmission Adequacy und somit mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Stromnetz sind Situationen, in denen die (n-1)-Sicherheit nicht hergestellt werden kann, als kritisch zu betrachten. Daher sind in diesem Falle geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um die

Netzicherheit wieder herzustellen. Im letzten Analyseschritt betrachten die Gutachter daher, welche Art von Gegenmaßnahmen zur Behebung von TAC geeignet sind. Dies sind beispielsweise die folgenden Gegenmaßnahmen:

- Schaltmaßnahmen: Es wird geprüft, ob Schaltmaßnahmen, die in Schritt 1 im Rahmen der Redispatchuntersuchung nicht abgebildet wurden, existieren, um die verbleibenden Überlastungen zu lösen. Ist dann eine Lösung möglich, ergeben sich aufgrund der kurzfristigen Umsetzbarkeit bzw. Wiederherstellbarkeit des Ausgangszustandes keine weiteren Prüfschritte. Schaltmaßnahmen scheinen insbesondere zur Abkehr von Überlastungen geeignet, welche lediglich vereinzelt und nicht systematisch auftreten.
- Sollten kurzfristige Maßnahmen nicht ausreichen, werden längerfristige Maßnahmen geprüft. Dazu zählt, die Netzanschlusspunkte von endogen ermittelten Neubauten von Kraftwerken und EE-Anlagen aus netztechnischer Sicht zu überdenken.
- Darüber hinaus wäre es denkbar, die geplante Stilllegung von thermischen Kraftwerken zu verzögern. Dabei wären diese Kraftwerke analog zu anderen außerhalb des Marktes stehenden Reserven zu behandeln. Im Jahr 2025 würden sie dann zusätzlich zur unterstellten Netzreserve zur Verfügung stehen, für die Jahre 2026 und 2031 wären sie ein Indiz für die Erforderlichkeit von Flexibilitätsoptionen für die ÜNB, analog den Netzreservekraftwerken.
- Eine weitere Form Netzengpässe geeignet zu adressieren und die Versorgungssicherheit im Stromnetz wieder herzustellen, wären weitere Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen, die über die bereits als notwendig identifizierten hinausgehen. Diese Maßnahmen können sowohl bei punktuellen und lokal begrenzten Netzengpässen mögliche TACs abwenden als auch dazu beitragen, einen überregionalen Stromaustausch zu gewährleisten.

In vielen Fällen können mehrere Maßnahmen zur Abwendung eines TAC geeignet sein. Eine zweifelsfreie Quantifizierung der Art und Höhe der notwendigen Gegenmaßnahmen ist daher nicht möglich, aber mit Blick auf die hier vorliegende Fragestellung auch nicht notwendig. Die Untersuchungen sollen vielmehr einen Beitrag zur Diskussion liefern, ob und welche Maßnahmen zur Abwendung der TACs geeignet und sinnvoll sein können und diese in den Kontext der Ursachen (z. B. Verteilung EE-Anlagen, gebotszonenübergreifender Handel, etc.) und deren Häufigkeit einordnen.

Die Netzbetriebssimulationen werden auf Basis eines Übertragungsnetzmodells durchgeführt, das die in Abbildung 2.12 dargestellte Region umfasst. Die Annahmen zum Netzausbauzustand sind in Unterabschnitt 3.2.5 aufgeführt, die Annahmen zu ggfs. vorhandenen Netzreservekraftwerken in Unterabschnitt 3.2.9.

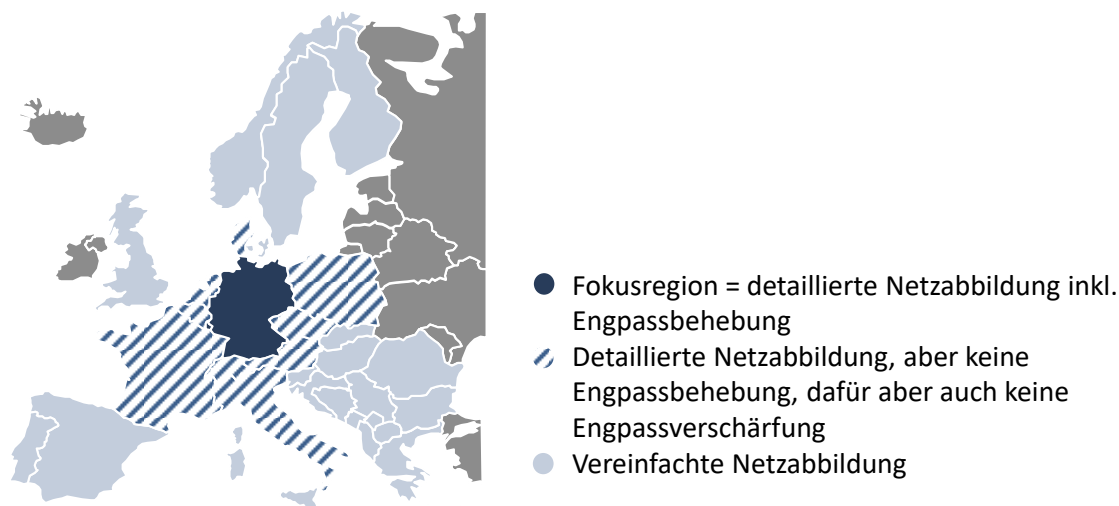


Abbildung 2.12: In den Netzanalysen abgebildeter Betrachtungsbereich

Bei den Untersuchungen steht die Netzmodellierung und -analyse der deutsch-luxemburgischen Gebotszone im Fokus und erfolgt in einem hohen Detaillierungsgrad. Dies umfasst eine detaillierte Abbildung des Übertragungsnetzes (Abbildung der 380 kV- und 220 kV-Spannungsebene) sowie eine Netzengpassbehebung. Außerdem erfolgt eine analog zur deutsch/luxemburgischen Gebotszone detaillierte Abbildung der Übertragungsnetze der unmittelbar an Deutschland angrenzenden Netzgebiete. Aufgrund der Relevanz in Bezug auf Netzreservekraftwerke⁴² wird auch Italien in die Netzanalysen detailliert miteingeschlossen.

Die Berechnung von Engpassentlastungen erfolgt indes nur für die Fokusregion (Deutschland/Luxemburg), wobei Redispatchpotentiale weiterer Länder (Nachbarländer und Italien), wie in der EU-Strommarktverordnung (EU-Verordnung 2019/943) sowie der Guideline CACM (EU-Verordnung 2015/1222) vorgeschrieben, herangezogen werden können. Eine Engpassbehebung erfolgt in diesen Ländern hingegen nicht, allerdings dürfen bestehende Engpässe auch nicht weiter verschärft werden sowie keine neuen Engpässe aus dem Redispatch resultieren. Daraus folgt, dass auf Redispatchpotentiale außerhalb der Fokusregion von DELU nur in dem Maße zugegriffen wird, wie die damit verbundenen Leistungsanpassungen in Summe auch auf die im Ausland vorherrschenden Netzengpässe eine entlastende Wirkung haben.

Für eine adäquate Abbildung der weiteren elektrischen Nachbarn (als „vereinfachte Netzabbildung“ in der Abbildung dargestellt) reicht es hingegen aus, die Einspeisungen an den Anlandepunkten der HGÜ-Verbindungen korrekt abzubilden (bei DC-Verbindungen) bzw. ein Ersatznetz zu bestimmen (bei AC-Nachbarn).

2.6.5 Modell und Parametrierung

Verwendete Simulationssoftware

Für die vorgesehenen Netzberechnungen nutzen die Gutachter das Netzberechnungstool Allocation, das von Consentec seit der Unternehmensgründung gepflegt und kontinuierlich weiterentwickelt wird. Dieses enthält praxisgeprüfte, u. a. bei ÜNB im täglichen Einsatz befindliche und effiziente Implementierungen aller üblichen quasistationären Netzberechnungsverfahren sowie darauf aufbauende Berechnungsmodule für übliche Anwendungen im Netzbetrieb. Für die Einbindung von Ergebnissen der blockscharfen

⁴² In der Vergangenheit haben die dt. ÜNB zur Beherrschung von dt. Netzengpässen auch Kraftwerksleistung aus Italien vertraglich gesichert und angefordert.

Dispatchsimulation wird eine eigens hierzu entwickelte Schnittstelle verwendet, so dass die Ergebnisse aus dem Dispatch-Modell ohne Einschränkungen der Genauigkeit und ohne weitere Aufbereitung direkt in das Netzmodell übernommen werden können.

Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb in Deutschland und Luxemburg

Bei der Netzbetriebssimulation wird in Deutschland ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb berücksichtigt. Der dabei gewählte Ansatz orientiert sich in wesentlichen Punkten am aktuell von den deutschen ÜNB im Rahmen ihrer Netzplanungsgrundsätze beschriebenen Vorgehen [31]. Dieser Ansatz sieht dabei vor, Deutschland in neun Regionen zu unterteilen, innerhalb derer das wetterabhängige Potential zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit je Leitung für jeweils einen Netznutzungsfall identisch ist. Für jede dieser neun Regionen wird je Stunde die niedrigste Windgeschwindigkeit und die höchste Temperatur aller stündlichen Wetterdaten der Region ausgewählt. Von diesem Ansatz abweichend werden in der Praxis an einigen Leiterseilen die am Leiterseil gemessenen Wetterdaten verwendet. Der hier gewählte Ansatz stellt, wie auch bereits von den Übertragungsnetzbetreibern in den Planungsgrundsätzen erläutert, eine konservative Abschätzung des Potentials dar, um die Versorgungssicherheit im Stromnetz nicht zu überschätzen [31]. In Luxemburg wird hingegen in der Praxis kein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb genutzt, weshalb dieser auch nicht modelliert wird. Entsprechend wird für luxemburgische Leitungen kein wetterabhängiges Potential zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit angenommen. Die Übertragungsnetzbetreiber verwenden zur Abbildung des Zusammenhangs zwischen den Witterungsbedingungen und der Stromtragfähigkeit bei ihren Netzplanungen ein Cluster-Modell. Dabei werden mehrere Wetterdaten unterschiedlichen Clustern zugeordnet (bspw. werden Windgeschwindigkeiten zwischen 3 bis 4 m/s zusammengefasst). Die einem Cluster zugewiesene Erhöhung der Stromtragfähigkeit orientiert sich dabei an dem jeweils konservativeren Randwert des Clusters (bei Windgeschwindigkeiten der niedrigere Wert, bei Temperaturen der höhere Wert). Die Anwendung der Cluster ist im Rahmen des Projektes nicht notwendig, da die Auflösung der vorliegenden Wetterdaten auch die Abbildung von Unterschieden innerhalb der von den ÜNB spezifizierten Clustern ermöglicht. Daher haben die Gutachter abweichend von dem Cluster-Modell der ÜNB im Rahmen der Untersuchungen einen linearen Ansatz eingesetzt, welcher dem CIGRE-Verfahren und somit dem aktuellen Stand der Wissenschaft entspricht (vgl. [32]). Im Vergleich zum Vorgehen der ÜNB dürfte dieser Ansatz somit zu einer genaueren Ermittlung mit tendenziell geringfügig höherer witterungsabhängiger Belastbarkeit der Freileitungen führen. Die maximale Erhöhung der Stromtragfähigkeit eines Leiterseils wird mit 150 % festgesetzt. Der maximale Stromfluss wird auf 4 kA begrenzt. Der Anströmwinkel wird pauschal mit 30 Grad angesetzt.

Strafkosten und Zielfunktion der Optimierung im Rahmen der Redispatchsimulation

Die Redispatch-Simulation berechnet mit dem Optimierungsansatz der linearen Programmierung in einem geschlossenen Verfahren den aus Sicht der Zielfunktion optimalen Eingriff in die Fahrweise von flexiblen Erzeugern und/oder flexiblen Verbrauchern⁴³, um erkannte Netzüberlastungen zu beheben.

Als Zielfunktion greifen die Gutachter auf eine Minimierung der Redispatch-Kosten unter Berücksichtigung von diversen Vorrang- und Nachrangregelungen zurück. Gemäß der aktuell von den ÜNB durchgeführten Praxis und den jüngsten Festlegungen der BNetzA zu beim Redispatch zu berücksichtigenden Mindestfaktoren für grundsätzlich vorzugswürdige

⁴³ Flexible Verbraucher meint hier die in Abschnitt 2.3.6 beschriebenen Verbrauchsgruppen, die aktiv am Strommarkt agieren.

Einspeisung aus EE- und KWK-Anlagen, sehen die Gutachter zur Einhaltung der Abschaltreihenfolge im Rahmen des Redispatch typabhängige Strafkosten vor (siehe Tabelle 2.3). Da gemäß dem Vorgehen der ÜNB dabei auch für konventionelle Anlagen Strafkosten vorgegeben werden, werden die Kraftwerke vorrangig unter Berücksichtigung ihrer Netzsensitivität zu den in einer Stunde vorherrschenden Engpässen ausgewählt. Der gewählte Ansatz führt grundsätzlich zu einer Minimierung des Redispatch-Volumens. Allerdings werden im Modell auch Vorrang- und Nachrangregelungen abgebildet, die dazu führen, dass bspw. auf EE- oder KWK-Anlagen erst dann zugegriffen wird, wenn sie eine um ein Vielfaches (s. u.) höhere Wirksamkeit auf die in einer konkreten Situation vorherrschenden Netzengpässe aufweisen. Die Einhaltung dieser Vor- bzw. Nachrangregelungen führt dazu, dass in einigen Situationen der ermittelte Redispatchbedarf nicht minimal ist.

Die Änderung der Betriebsweise von non-costly remedial actions, namentlich die Leistungsänderung gebotszoneninterner HGÜ-Verbindungen und Phasenschiebertransformatoren, sowie reaktive Netzbetriebsführungskonzepte („Netzbooster“) werden ebenfalls abgebildet. Es wird angenommen, dass bei ihrem Einsatz keine Kosten entstehen. Die initialen Stufenstellungen und Leistungsflüsse werden dafür zunächst aus dem Marktergebnis übernommen. Anschließend wird für den Redispatch allerdings die volle Übertragungsleistung von internen HGÜs bzw. der gesamte Stellbereich interner PSTs freigegeben.

Die grundsätzlich beim Redispatch zur Verfügung stehenden Potentiale zur Leistungsanpassung werden in zwei Stufen unterteilt. Der ersten Stufe werden alle Potentiale hinzugefügt, deren Verfügbarkeit als hinreichend sicher angenommen werden kann. Hierzu zählen bspw. konventionelle Marktkraftwerke, KWK- und Netzreserveanlagen und erneuerbare Energien. Potentiale, die heute von den ÜNB noch nicht systematisch erschlossen sind und deren Verfügbarkeit somit im Vergleich zu Technologien der Stufe 1 als unsicherer charakterisiert werden kann, werden der Stufe 2 zugeordnet. Hierzu zählen flexibilisierte Netzersatzanlagen sowie flexible Stromverbraucher wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge oder DSM.

Das Modell verfolgt einen zweistufigen Ansatz: Zunächst werden alle Stunden eines Simulationsjahres ausschließlich mit den Potentialen der Stufe 1 gerechnet. Sollten bei diesem Simulationslauf die Netzengpässe in einigen Stunden nicht lösbar sein, werden diese Stunden neu gerechnet und dabei auch die Potentiale der Stufe 2 zugeschaltet. Dieser Ansatz ist bewusst konservativ gewählt, um die Versorgungssicherheit im Stromnetz nicht zu überschätzen.

Zur Abbildung der Strafkosten werden zwei unterschiedliche Parametrierungen untersucht, die in Tabelle 2.3 dargestellt sind. Die beiden Parametrierungen unterscheiden sich ausschließlich in der Höhe der Aufschläge auf die variablen Kosten. Die Zuordnung der Technologien zu den Stufen ist hingegen bei beiden Parametrierungen identisch. Der wesentliche Unterschied zwischen den Parametrierungen besteht in der Behandlung der hydraulischen Anlagen, die in der Sensitivität dieselben Aufschläge wie andere Technologien, bspw. Marktkraftwerke, erhalten. In der Sensitivität werden ausschließlich EE-, KWK- und Netzreserveanlagen nachrangig angefordert.

	Technologie	Referenz		Sensitivität	
		Hochfahren [€/MWh]	Runterfahren [€/MWh]	Hochfahren [€/MWh]	Runterfahren [€/MWh]
Stufe 1	Marktkraftwerke	1.000	/	500	500
	P2G-Anlagen	1.000	/	500	500
	KWK-Anlagen	1.000	4.000	500	5.000
	Netzreserveanlagen	5.000	/	5.000	/
	PV / WEA	/	9.000	/	10.000
	Biomasse	9.000	9.000	500	10.000
	Hydraulische Anlagen	10.000	10.000	500	500
	Flex. Netzersatzanlagen	20.000	/	500	500
Stufe 2	Flex. Stromverbraucher	20.000	/	500	500

Tabelle 2.3: Parametrierung der Aufschläge in Form von Strafkosten auf die jeweiligen variablen Kosten der Technologien

Für die Referenz-Parametrierung werden die Kosten für eine Einspeiseerhöhung (nicht aber eine Absenkung) von konventionellen Anlagen gegenüber deren variablen Stromerzeugungskosten um **1.000 EUR/MWh** angehoben. Dies stellt den aktuell von den ÜNB verwendeten Strafterm dar. Jedes Kraftwerk hat unabhängig von Inbetriebnahmejahr und Primärenergieträger dieselben Strafkosten.

Bei einer Reduktion von Einspeiseleistung werden im Modell für konventionelle Anlagen negative Kosten aufgrund eingesparter variabler Kosten (wie Brennstoffkosten, CO₂-Preise, etc.) angenommen. Für konventionelle Anlagen werden hierbei im Referenzfall keine Strafkosten aufgeschlagen. Dasselbe Vorgehen wird für P2G-Anlagen gewählt.

Hingegen werden die von der BNetzA festgelegten Mindestfaktoren, für EE-Anlagen von zehn und für KWK-Anlagen von fünf, mithilfe von Strafkosten bei der Absenkung von Einspeisung aus diesen Anlagen berücksichtigt [33]. Gemäß der von den Gutachtern hergeleiteten Formel nach [34] werden diese unter Berücksichtigung der Mindestfaktoren wie nachfolgend bestimmt:

$$\text{Strafkosten} = \text{Faktor}_{\text{verdr.konv.RD}} \cdot \text{ØKosten}_{\text{RD}} - \text{ØKosten}_{\text{energ.Ausgleich}}$$

- Strafkosten EE-Absenkung: **9.000 EUR/MWh**
- Strafkosten KWK-Absenkung: **4.000 EUR/MWh**

Netzreservekraftwerke werden mit Strafkosten von **5.000 EUR/MWh** belegt. Für das Ausland werden dieselben Strafsterme übernommen. Somit werden ausländische Redispatchpotentiale, wie auch von der Guideline CACM sowie der EU-Strommarktverordnung vorgesehen und auch vom deutschen Aktionsplan Gebotszone vom BMWK [35] ausdrücklich unterstützt, gleichrangig zu deutschen behandelt.

Hydraulische Anlagen werden in der Praxis umfassend in den Redispatch einbezogen und daher ebenfalls der Stufe 1 zugeordnet. Allerdings werden in dem vom Gutachter berücksichtigten

Modell zur Simulation des Engpassmanagements zeitkoppelnde Nebenbedingungen wie die Speicherfüllstände der hydraulischen Anlagen nicht abgebildet. Um das Potential der hydraulischen Anlagen nicht zu überschätzen, wird für diese daher abweichend von der Praxis ebenfalls ein Strafterm in Höhe von 10.000 EUR/MWh vorgesehen. Auch diese Annahme ist bewusst konservativ gewählt, um die Versorgungssicherheit im Stromnetz nicht zu überschätzen. Die Parametrierung der Strafkosten in der Sensitivität orientiert sich diesbezüglich näher an der Praxis und reiht die hydraulischen Anlagen zu den sonstigen Anlagen ein.

2.7 Generierung der wetterjahresabhängigen Zeitreihen der Erzeugung und des Stromverbrauchs

Dieser Abschnitt umfasst die Erstellung der im Rahmen der Untersuchungen für dieses Gutachten benötigten regional aufgelösten Zeitreihen für Erzeugung und Verbrauch. Zunächst werden der regionale Umfang, die regionale und zeitliche Auflösung sowie der Umfang der Wetterjahre dargestellt. Im Anschluss werden die Modelle zur Ermittlung der Zeitreihen der Erzeugung, des Verbrauchs und der Verfügbarkeit der DSM-Technologien (Demand-Side-Management) vorgestellt und ausgewählte Ergebnisse gezeigt. Die Berechnung der Zeitreihen durch die Gutachter erfolgt mit einem Bottom-Up-Modell, darum erfolgt im Nachgang eine Validierung und Regression an Daten der ENTSO-E. Den Abschluss bildet die Zuordnung der NUTS-3 Daten (NUTS – französisch: Nomenclature des unités territoriales statistiques; entspricht in Deutschland den Landkreisen) auf das für die Untersuchungen zur Transmission Adequacy genutzte Modell des Übertragungsnetzes.

2.7.1 Regionaler und zeitlicher Umfang

Der für die Regionalisierung betrachtete räumliche Bereich ist in Abbildung 2.13 dargestellt. Für die Länder mit Regionalisierung werden sämtliche Daten auf NUTS-3 Ebene regionalisiert. In Deutschland entspricht die Ebene 3 den 402 kreisfreien Städten und Landkreisen zum Stand Januar 2016. Liechtenstein und Andorra werden nicht betrachtet. Einige Inseln wie z. B. Sizilien, Sardinien, Korsika und Balearen sowie Nordirland werden aufgrund der Konsistenz zu statistischen Datengrundlagen in der Regionalisierung betrachtet, liegen aber außerhalb des für dieses Gutachten definierten Betrachtungsgebiets und werden daher in den Inputdaten nicht weiter berücksichtigt.

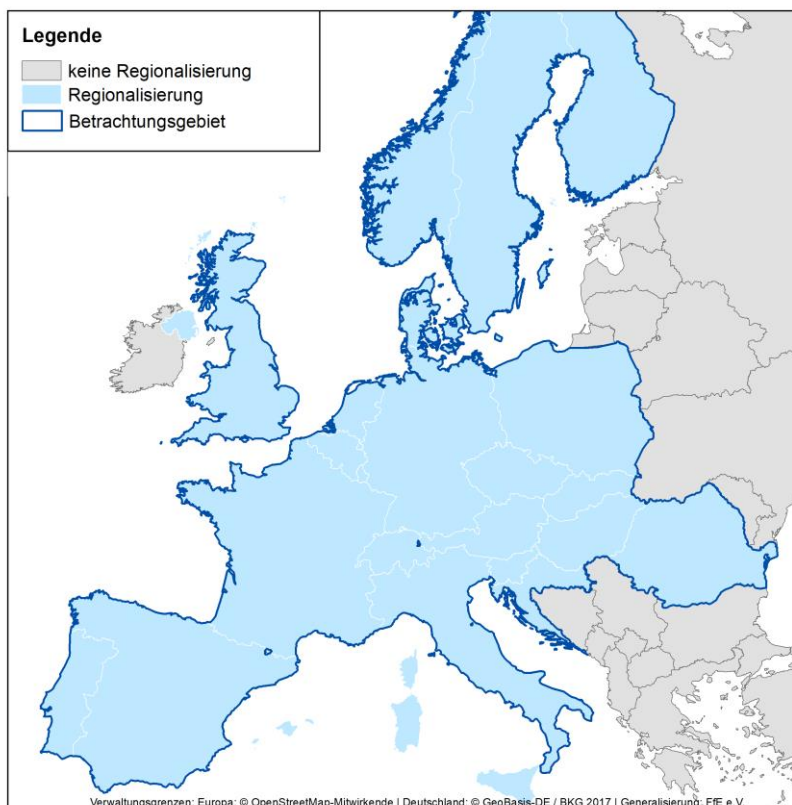


Abbildung 2.13: Umfang der Regionalisierung und des räumlichen Betrachtungsgebiets

Die Zeitreihen weisen eine Granularität von einer Stunde auf und orientieren sich an den Anforderungen der Modellabbildung in den nachfolgenden Schritten bzw. der zeitlichen Auflösung der verwendeten Wetterdaten. Ein Jahr umfasst 8.760 Stunden, Schaltjahre 8.784 Stunden, bei der Modellübergabe werden die Zeitreihen auf die ersten 8.760 Stunden gekürzt. Die Wetterjahre 2011 bis 2019 basieren auf den Wetterdaten nach COSMO-EU/ICON-EU, CAMS und MERRA-2 bilden die Basis für die Berechnung der Zeitreihen, CAMS ergänzt Strahlungsdaten (außer Skandinavien), MERRA-2 schließt einzelne Datenlücken und liefert langjährige Wetterdaten (vgl. [36], [37], [38] und [39])

2.7.2 Erzeugung

In diesem Abschnitt wird zuerst die Regionalisierung des Bestands an Windenergie-, Photovoltaik- und Wasserkraftanlagen dargestellt. Danach werden für Windenergie und Photovoltaik die Potentiale regional aufgelöst bestimmt und die Erschließung des Potenzials im Rahmen des Szenarios vorgestellt.

Anlagenbestand

Die Informationen über die räumliche und zeitliche Entwicklung des Anlagenbestands in Deutschland basieren auf dem Marktstammdatenregister (MaStR). Fehlen für einzelne Anlagen relevante Informationen, wie z. B. die Differenzierung nach Gebäude-Photovoltaik und Freiflächen-Photovoltaik, nutzen die Gutachter andere Datenquellen (zum Beispiel ältere EEG-Anlagenstammdaten, -bewegungsdaten, OpenStreetMap, Daten der Landesämter wie Energieatlas Bayern, ...), um diese Lücken zu schließen. Die Angaben zu den Anlagen werden zudem auf Plausibilität geprüft. Für die anderen europäischen Länder ist keine vergleichbar detaillierte Datenbasis vorhanden. Es erfolgte eine Recherche auf nationaler Ebene für alle

Länder. Die Ergebnisse dieser Recherche unterscheiden sich in räumlicher Auflösung sowie Stand der Daten.

Statistische Daten zu einem einheitlichen Stand auf nationaler Ebene sowie die historische jährliche Entwicklung des Bestandes wird von IRENA (vgl. [40]) übernommen. Diese Ländermantelzahlen werden basierend auf der kleinräumigen nationalen Recherche verteilt. Somit wird der Bestand regionaltypisch verteilt und auf Länderebene konsistent zu IRENA abgebildet.

Der Anlagenbestand und die historischen Zeitreihen für Wasserkraft basieren auf dem „Seasonal Outlook“ [41] sowie den ENTSO-E Veröffentlichungen zur Pan-European Climate Database (PECD) im Rahmen des Mid-term Adequacy Forecast (MAF) 2020 [42].

Freiflächen-Photovoltaik

Das Potential für Freiflächen-Photovoltaikanlagen basiert auf einer räumlichen Analyse mit einem geografischen Informationssystem (GIS). Dabei wurden Landnutzungsdaten verwendet, um potenzielle Flächen außerhalb von Schutzgebieten zu identifizieren. Es wird davon ausgegangen, dass Ackerland und Weiden geeignete Flächen sind. Die Daten basieren auf CORINE Land Cover (CLC). Freiflächen-Photovoltaikanlagen sollen nicht mit den Anbauflächen für die Nahrungsmittelproduktion konkurrieren. Daher wird berücksichtigt, ob diese Flächen innerhalb oder außerhalb der sogenannten benachteiligten Gebiete liegen. In den als benachteiligt ausgewiesenen Gebieten ist die landwirtschaftliche Produktion aufgrund natürlicher Einschränkungen, z. B. geringer Bodenfruchtbarkeit, erschwert. Eine energetische Nutzung in Form von Freiflächen-Photovoltaikanlagen stellt für diese Gebiete eine Option dar. Außerdem werden anteilig nur die Flächen berücksichtigt, die bereits heute für die Energieerzeugung genutzt werden. In Deutschland werden auf ca. 14 % der Ackerfläche Energiepflanzen angebaut. Es wird davon ausgegangen, dass die Hälfte davon alternativ für Freiflächen-Photovoltaikanlagen genutzt werden kann. Diese Annahme wird auf Europa übertragen. Bei der Modellierung des Zubaus werden die verfügbaren Flächen mit dem potenziellen Ertrag der Freiflächenanlagen gewichtet. Der Standort mit dem geringsten solaren Ertrag in einer NUTS-0 Region wird mit 0,75 gewichtet, der Standort mit dem höchsten solaren Ertrag mit 1,00. Bis 2030 erfolgt der Zubau zu gleichen Anteilen nach bewertetem Bestand und bewertetem Potential, ab 2030 zu 30 % nach bewertetem Bestand und 70 % nach dem bewerteten Potential und ab 2040 zu 10 % nach bewertetem Bestand und 90 % nach bewertetem Potential. Dadurch wird berücksichtigt, dass heute neue Anlagen häufig in einer räumlichen Nähe zu bestehenden Anlagen errichtet werden. Langfristig wird fast ausschließlich das Potential für den Zubau verwendet.

Gebäude-Photovoltaik

Für Deutschland liegt an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) eine detaillierte Datenbasis zur Ermittlung des Dachflächenpotenzials vor [43]. Für Deutschland basiert die Datenbank auf einer Kombination einer Analyse eines hochauflösenden städtischen Solardachkatasters mit dem FfE-Gebäudemodell, das den Gebäudebestand für jede Gemeinde/Stadt beschreibt. Für die anderen Länder Europas liegt keine vergleichbare Datenbasis zu den nutzbaren Dachflächen vor, daher wurde das Dachflächenpotential von Deutschland genutzt, um Zusammenhänge zwischen Siedlungsfläche, Bevölkerungsdichte und Dachflächenpotential zu identifizieren. Mit dem European Settlement Map (ESM) und dem Global Human Settlement Layer (GHS) liegt eine flächendeckende Datenbasis zur Beschreibung der Siedlungsräume für ganz Europa vor. Auf diesen Quellen basierend wurde eine Regressionsanalyse durchgeführt und das Dachflächenpotential je NUTS-3 Region in Europa

bestimmt. Die Regressionsanalyse berücksichtigt dabei das Dachflächenpotenzial, die Siedlungsdichte und die Bevölkerungszahl der deutschen NUTS-3 Regionen.

Der Zubau von Photovoltaikanlagen erfolgt basierend auf dem Bestand und dem Potenzial. Analog zu den Annahmen für Deutschland erfolgt bis 2030 der Zubau zu gleichen Anteilen nach Bestand und Potenzial, ab 2030 zu 30 % nach Bestand und 70 % Potential und ab 2040 zu 10 % nach Bestand und 90 % nach Potenzial. Somit wird der zunehmende Erschließungsgrad der Dachflächen in Gebieten, die bereits heute einen hohen Ausbaugrad haben, berücksichtigt.

Die ermittelten Daten für Gebäude-Photovoltaikanlagen und Freiflächen-Photovoltaikanlagen werden zusammengefasst und sind für die Jahre 2022, 2031, 2035 und 2050 in Abbildung 2.14 dargestellt.

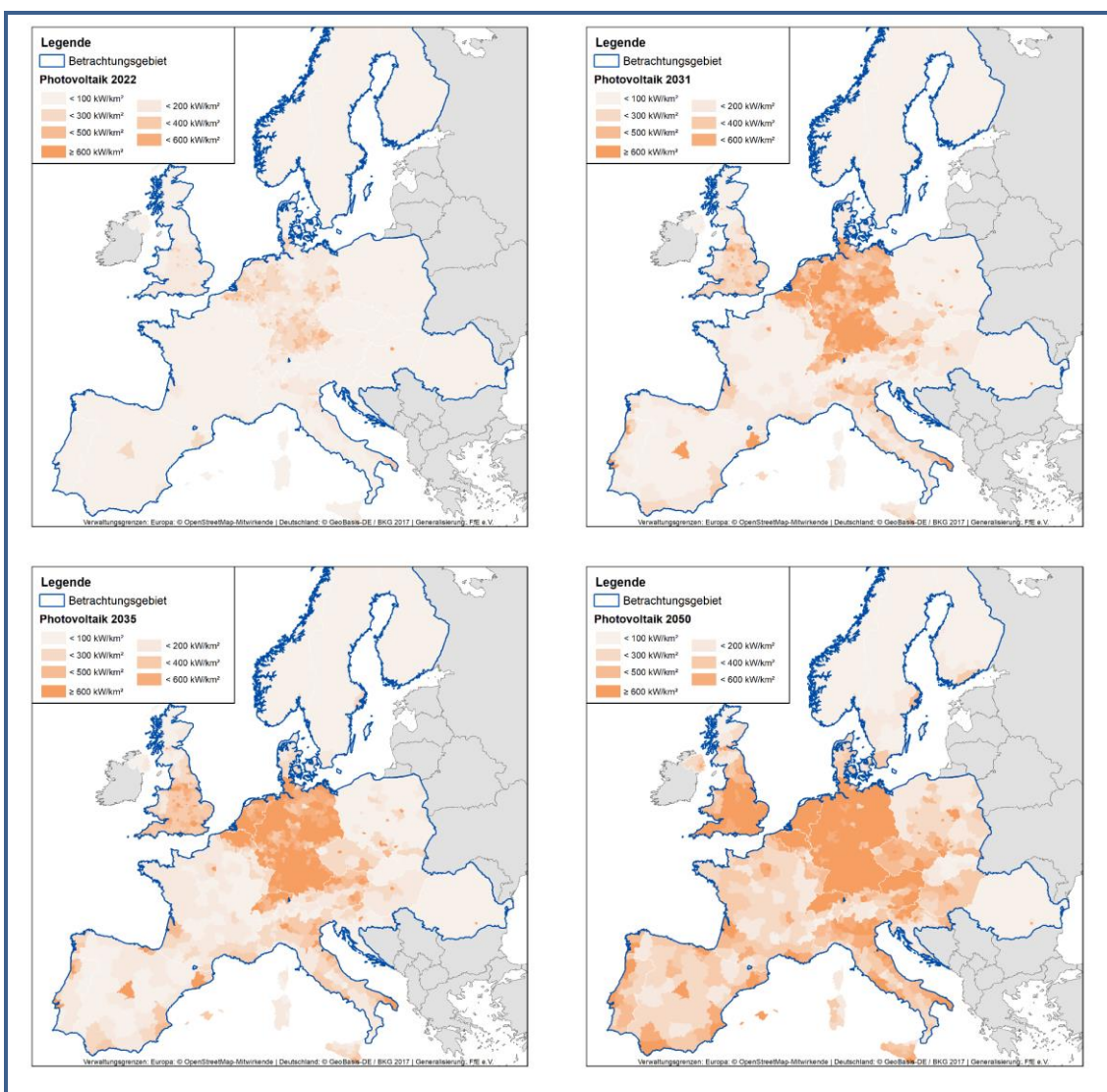


Abbildung 2.14: *Installierte Leistung an Photovoltaikanlagen für die Jahre 2022, 2031, 2035 und 2050*

Windenergie

Die technischen Daten und die regionale Verteilung der bestehenden Windenergieanlagen werden in der Berechnung aus verschiedenen Gründen berücksichtigt. In einer vorgelagerten Analyse werden die technischen Daten wie Nabenhöhe, Rotordurchmesser und elektrische Leistung dieser Anlagen nach verschiedenen Kriterien bewertet und im Ausbaumodell bei der Wahl der standorttypischen Windenergieanlage berücksichtigt. Innerhalb des Windmodells

reduzieren die bestehenden Anlagen die Anzahl der verbleibenden Standorte, stellen aber auch eines der Kriterien für eine plausible regionale Verteilung neuer Anlagen dar. Die zugrundeliegenden Daten stammen aus dem Marktstammdatenregister (MaStR, nur für Deutschland verfügbar), thewindpower.net und OpenStreetMap (OSM). Während OSM exakte Geometrien und detaillierte technische Daten zu den einzelnen Standorten liefert, gewährleistet thewindpower.net eine vollständige Abdeckung des Anlagenbestands pro NUTS-3-Region.

Potenzielle Flächen für Windenergieanlagen werden mit Hilfe von Geodaten und GIS-Anwendungen berechnet. Schutzgebiete, Siedlungen, Verkehrswege und Pufferbereiche um die genannten Gebiete werden als potenzielle Flächen an Land und auf See ausgeschlossen. Offshore-Standorte werden nach der Bathymetrie und der Entfernung zur Küste unterschieden. Schwimmende Offshore-Windenergieanlagen werden ab 2030 als verfügbar unterstellt. Die verfügbare Fläche wird auch durch die Technologieentwicklung begrenzt. Im Windmodell nehmen die maximale Seetiefe und die maximale Entfernung zum nächstgelegenen Hafen im Laufe der Jahre zu. Einige Arten von Schutzgebieten – zum Beispiel Landschaftsschutzgebiete und Waldgebiete – werden nicht vollständig ausgeschlossen, sondern verbleiben als Standorte mit geringerer Erschließungswahrscheinlichkeit.

Das Ergebnis des vorangegangenen Schritts ist die verfügbare Fläche für Windenergieanlagen, aber nicht die potenzielle Erzeugung eines Gebiets in Einheiten der Stromerzeugung. Für diese Umrechnung wird in jeder NUTS-3-Region eine standorttypische Anlage benötigt. Die Bestimmung der standorttypischen Anlage basiert auf den Volllaststunden als Indikator für die langjährigen durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten, den technischen Daten der bestehenden Anlagen und der zukünftigen Entwicklung der Windkraftanlagen. Die elektrische Leistung wird auf der Grundlage der für diesen Anlagentyp benötigten Fläche berechnet. Die jährliche Energieerzeugung wird anhand von Wetterdaten in stündlicher Auflösung berechnet.

Der Zubau von Windenergieanlagen Onshore orientiert sich sowohl am Anlagenbestand als auch an den verfügbaren Standorten. Die noch verfügbaren Standorte werden hinsichtlich ihres Ertrags gewichtet. Der Standort mit dem geringsten Ertrag wird mit 0,75 gewichtet, der Standort mit dem höchsten Ertrag mit 1,00. Bis 2030 orientiert sich der Zubau zu 50 % am Bestand und zu 50 % an den noch verfügbaren Standorten. Bis 2040 richtet sich der Zubau zu 30 % nach dem Bestand und zu 70 % nach den noch verfügbaren Standorten. Ab 2040 orientiert sich der Zubau zu 10 % am Bestand und zu 90 % an den noch verfügbaren Standorten.

Die Offshore-Standorte werden in drei Kategorien eingeteilt. Standorte in bereits heute ausgewiesenen Flächen, potenzielle Standorte für Offshore-Windenergieanlagen und potenzielle Standorte für schwimmende Offshore-Windenergieanlagen. In dieser Reihenfolge werden die Potentiale erschlossen. Für Deutschland gibt es kein Potential für schwimmende Offshore-Windenergieanlagen.

Die Szenarien für Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen werden zusammengefasst und sind für die Jahre 2022, 2031, 2035 und 2050 in Abbildung 2.15 dargestellt.

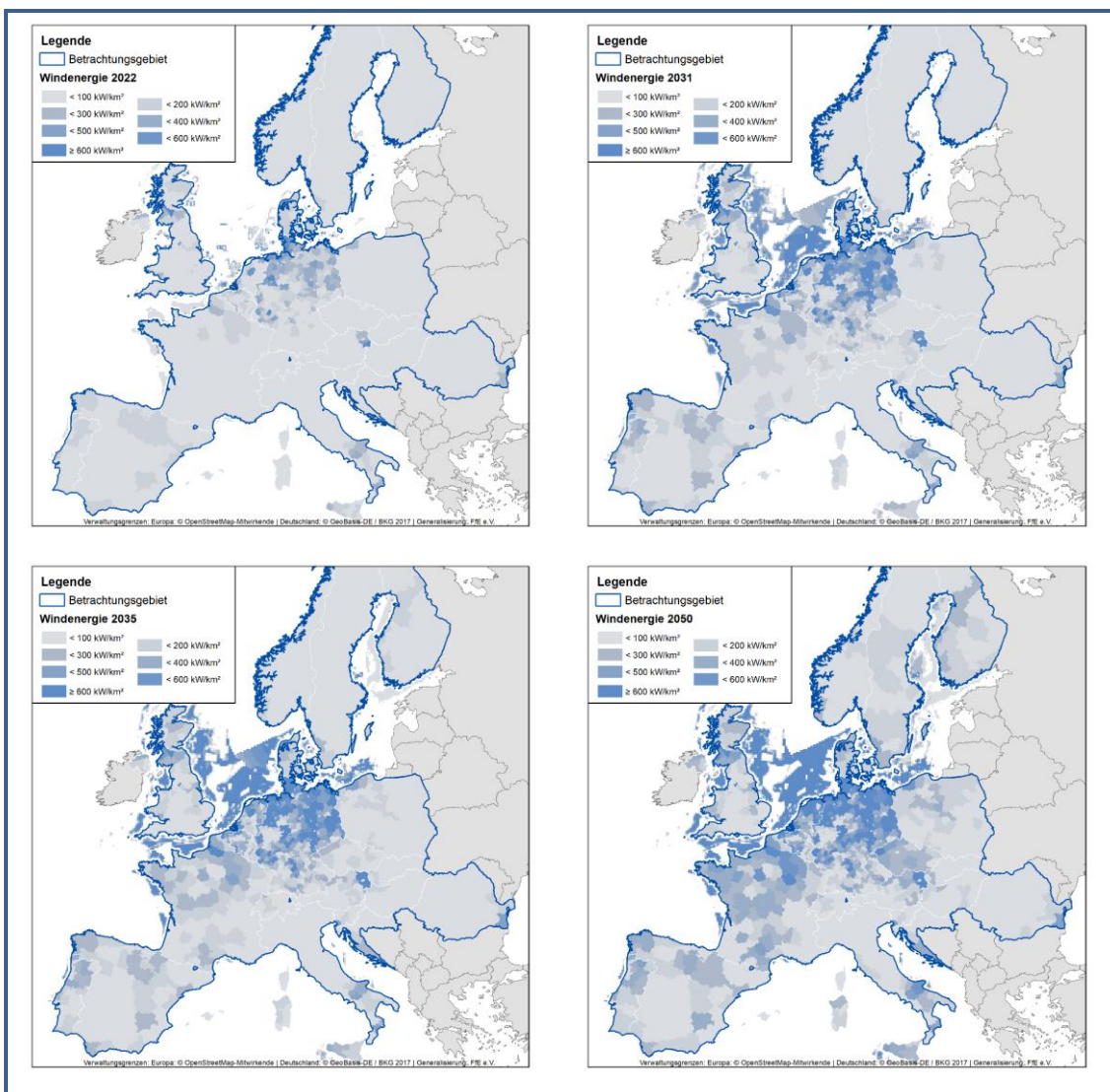


Abbildung 2.15: *Installierte Leistung an Windenergieanlagen für die Jahre 2022, 2031, 2035 und 2050*

Zeitreihen

Die Erzeugungsprofile für Photovoltaikanlagen basieren auf einem Modell, das Wetterdaten zu direkter und diffuser Strahlung und den technischen Parameter von Photovoltaikanlagen (Wirkungsgrad, Schwachlichtverhalten, Temperaturkoeffizient) verarbeitet. Die Strahlungsdaten werden aus dem Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) [38], siehe Abbildung 2.16, übernommen. Strahlungsdaten für Regionen, die nicht von CAMS abgedeckt werden, wie z. B. Skandinavien, basieren auf MERRA-2. Zusätzliche Wetterparameter wie Temperatur und Albedo werden den Modellen COSMO-EU/ICON-EU entnommen. Je nach Standort und Art der Solaranlage werden die Erzeugungsprofile für verschiedene Neigungen und Ausrichtungen der Module berechnet.

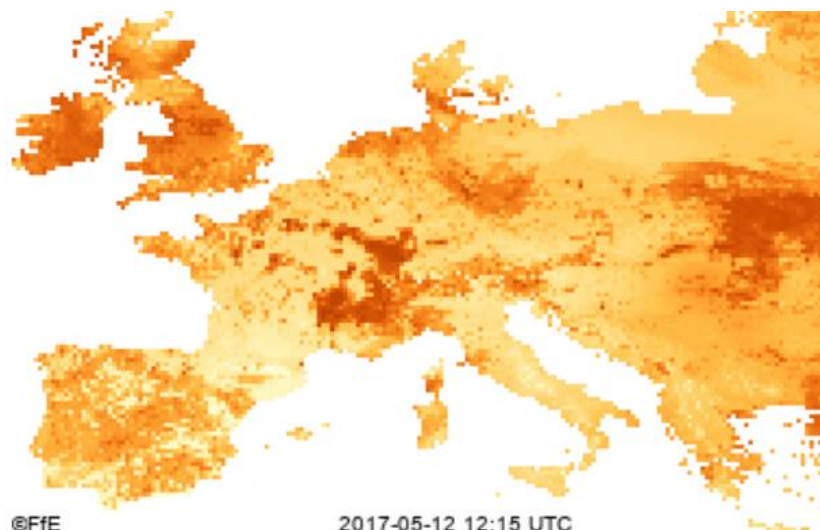


Abbildung 2.16: Beispiel CAMS

Bei Windenergieanlagen werden die Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen aus dem Wettermodell COSMO-EU/ICON-EU des DWD [37] extrahiert. Mit der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und anlagenspezifischen Leistungskurven werden Zeitreihen der Erzeugung berechnet. Die Winddaten werden für jede NUTS-3-Region an einem sogenannten Messpunkt extrahiert. Für Offshore-Anlagen werden die Daten auf einem 50 km x 50 km großen Raster extrahiert.

2.7.3 Verbrauch

Die Datenbasis für die regionale und sektorale Stromnachfrage je Anwendungen bildet das Projekt eXtremOS. Aus den regional aufgelösten Ergebnissen aus eXtremOS und den Mantelzahlen des Szenarios des Gutachtens wird die regionale Stromnachfrage berechnet.

Nachfolgend werden zunächst die Modelle der einzelnen Sektoren vorgestellt. Dabei liegt der Fokus auf der Aufzählung der verschiedenen Datenquellen und der schematischen Zusammenführung der Daten in den Modellen. Damit resultiert eine Aufteilung des Stromverbrauchs nach Sektor und Anwendung. Eine detaillierte Beschreibung der Modelle ist Gegenstand der Berichte zum Projekt eXtremOS und erfolgt hier nicht.⁴⁴

Die Einführung der regionalen differenzierten Zeitreihen erfolgt über einen detaillierteren Blick auf die eXtremOS Modelllandschaft. Regionale Indikatoren wie Produktionsindizes und Temperaturzeitreihen werden für die Berechnung der Zeitreihen benötigt. Methodisch entspricht dies einem Bottom-up Ansatz. In Summe über die regionalen Zeitreihen der Last werden die nationalen Zeitreihen der Last bestimmt.

Die Bottom-up modellierten Zeitreihen der Last weichen erwartungsgemäß von den an anderen Stellen veröffentlichten nationalen Zeitreihen ab. Der Vergleich und das Regressionsverfahren sind Gegenstand des nächsten Kapitels.

Auch für die neuen Verbraucher wie z. B. Power2Gas und Elektrostraßenfahrzeuge wird eine regional und zeitlich aufgelöste Abbildung der Nachfrage benötigt. Eine Validierung über historische Zeitreihen ist hier jedoch nicht möglich. Insbesondere bei Power2Gas-Anlagen erfolgt eine detaillierte Einsatzplanung im Rahmen des Investitionsmodells, der blockscharfen

⁴⁴ Berichte und Daten sind über extremos.ffe.de bzw. opendata.ffe.de verfügbar.

Dispatchläufe und des Modells zur Bewertung der Versorgungssicherheit am Strommarkt, so dass hier nur eine vereinfachte Abbildung im Sinne eines Startpunktes für die Einsatzplanung erfolgt. Diese basiert auf der Vorgabe saisonabhängig schwankender Tagesenergiemengen.

Stromverbrauch

In eXtremOS werden nationale Energiebilanzen je Sektor, Anwendung und Energieträger erstellt. Die Zusammenführung der verschiedenen Quellen ist in Abbildung 2.17 schematisch dargestellt. Die Daten für den Energieverbrauch basieren auf Eurostat Energiebilanzen [44], statistische Daten und Berichte aus der Schweiz [45] sowie Daten der IEA [46]. Die Aufteilung nach Anwendungen folgt internationalen [47], europäischen [48] und weiteren nationalen Erhebungen. Die in eXtremOS durchgeführte Aufteilung nach Energieträgern wird für die elektrische Last nicht direkt benötigt, da der Fokus auf dem Energieträger Strom liegt. Indirekt werden im Gutachten eXtremOS-Daten zum Fernwärmeverbrauch bei den Power2Heat-Anlagen in öffentlichen Fernwärmenetzen genutzt und bestehende Heizstrukturen durch Wärmepumpen substituiert.

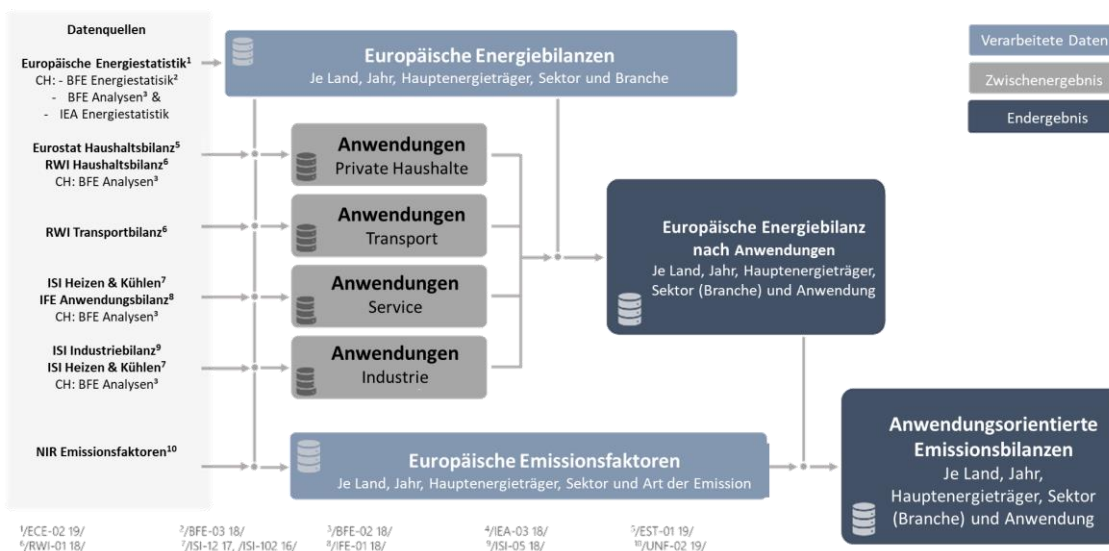


Abbildung 2.17: Nationale Energiebilanzen je Sektor, Anwendung und Energieträger

Die im Rahmen dieses Gutachtens betrachteten Anwendungen und Energieträger sind in Abbildung 2.18 dargestellt. In diesem Gutachten wird der Stromverbrauch in allen Sektoren und Anwendungen betrachtet. Diese differenzierte Aufschlüsselung des Stromverbrauchs wiederholt sich später bei den Zeitreihen des Verbrauchs und resultiert in der Zeitreihe des gesamten Stromverbrauchs je Sektor. Zeitreihen für einzelne Anwendungen wie Klimakälte oder Raumwärme unterscheiden sich regional sehr stark, andere Zeitreihen wie Prozesswärme oder mechanische Energie weisen nur geringe regionale Unterschiede auf.

Anwendung	Industrie	Service	Transport	Haushalte
Raumwärme	X	X	X	X
Warmwasser	X	X		X
Kochen				X
Prozesswärme < 100°C	X	X		
100°C – 500°C	X			
> 500°C	X			
Klimakälte	X	X	X	X
Prozesskälte	X	X		X
Licht	X	X	X	X
IuK	X	X	X	X
Mechanische Energie		X	X	X
Druckluft	X			
Pumpen	X			
andere	X			

Energie-träger	Beschreibung	Industrie	Service	Trans-port	Haus-halte
Feste, fossile Brennstoffe	Alle festen, fossilen Energieträger		X	X	X
Kohle	Kohle und andere Kohleprodukte	X			
Gase	Gasförmigen, fossilen Energieträger		X	X	X
Erdgas	Erdgas	X			
Öl	Alle flüssigen, fossilen Energieträger		X	X	X
Öl-Kraftstoffe	Öl und ölbasierte Kraftstoffe	X			
Andere fossile	Alle übrigen fossilen Energieträger	X			
Erneuerbare Energien	Alle Erneuerbare Energieträger		X	X	X
Biomasse	Biomasse	X			
Erneuerbare Müll	Erneuerbare Müll	X			
Nicht-Erneuer. Müll	Nicht-Erneuer. Müll	X			
Elektrizität	Elektrizität	X	X	X	X
Fernwärme	Fernwärme	X	X	X	X

Anwendungen

Energieträger

Abbildung 2.18: In eXtremOS betrachtete Anwendungen und Energieträger

Die nationalen Energiebilanzen sind als Steckbriefe (vgl. [49]) veröffentlicht und können als Datensatz heruntergeladen werden⁴⁵. Beispielhaft sind in Abbildung 2.19 die Bilanzen für Deutschland und für das Vereinigte Königreich Großbritannien und Nordirland (UK) für die Sektoren „Gewerbe, Handel und Dienstleistungen“ (GHD, engl. „Service“) und „Industrie“ dargestellt.

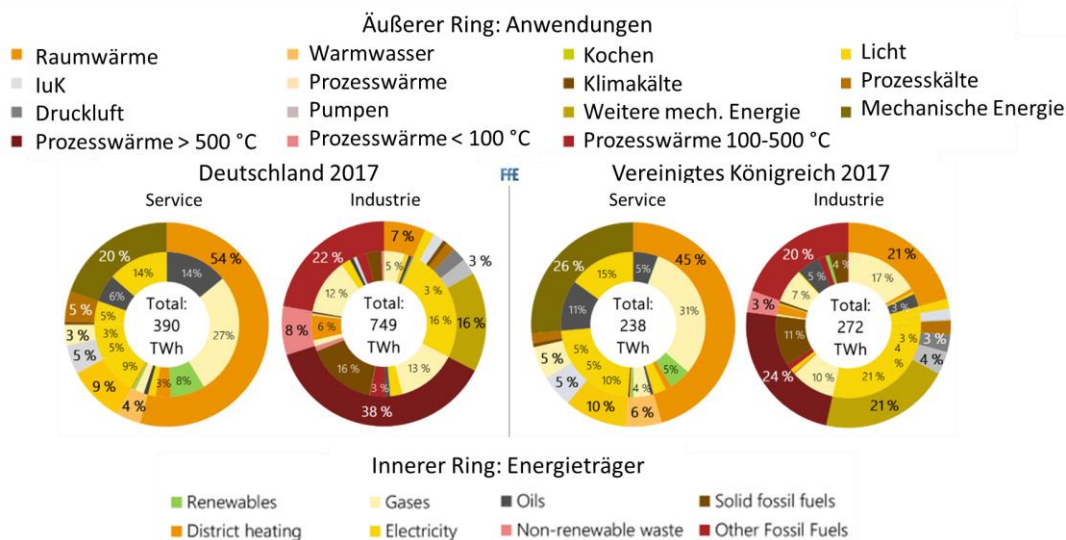


Abbildung 2.19: Beispielhafte Darstellung zum Endenergieverbrauch

In Abbildung 2.20 und Abbildung 2.21 ist die regionale Verteilung des Endenergieverbrauchs für die Sektoren private Haushalte und Industrie dargestellt. Die regionale Verteilung im Sektor

⁴⁵ <http://opendata.ffe.de/project/extremos/>

private Haushalte korreliert deutlich mit der Einwohnerdichte in Europa. Ballungsräume spiegeln sich deutlich in der Energieverbrauchsdichte wider.

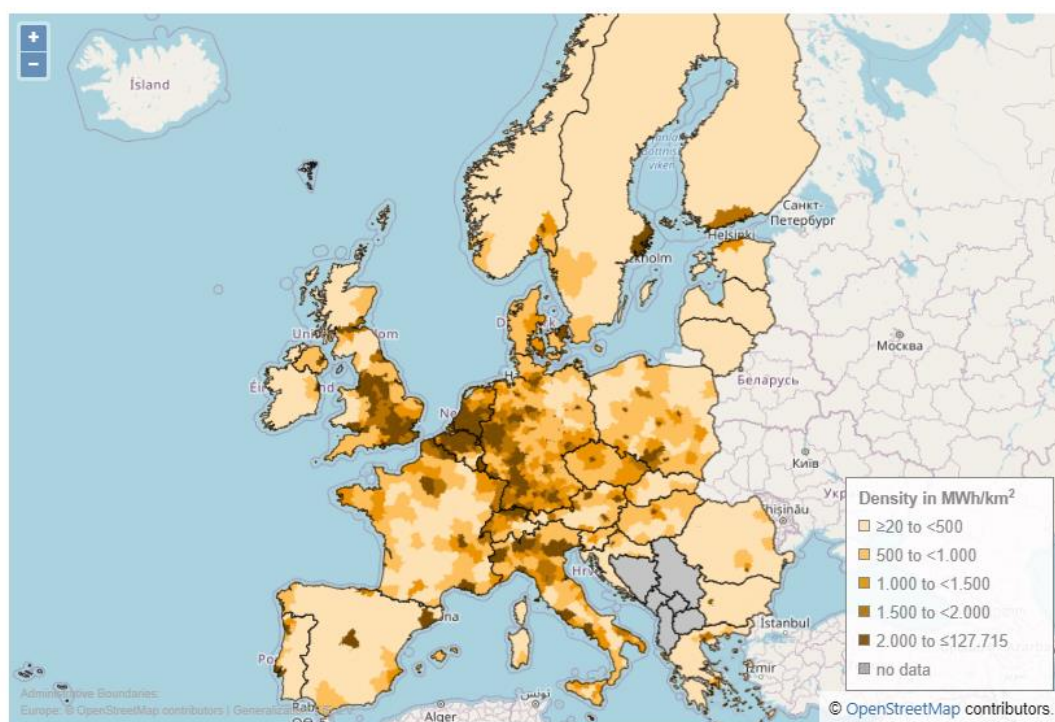


Abbildung 2.20: Regionale Verteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor private Haushalte [50]

Abweichende Strukturen hiervon ergeben sich beim Endenergieverbrauch der Industrie. Zum Beispiel ist in Italien eine sehr deutliche Nord-Süd-Grenze auf Höhe von Florenz zu erkennen. Die Industrialisierung im südlichen Teil von Italien ist, im Gegensatz zum Endenergieverbrauch der privaten Haushalte, deutlich geringer.

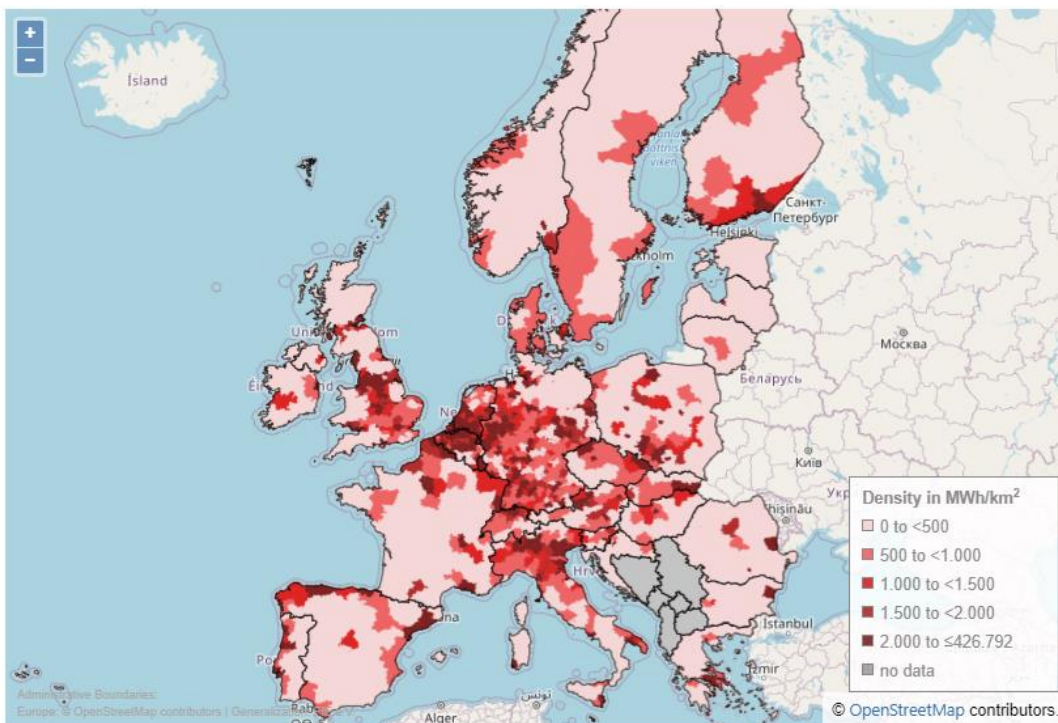


Abbildung 2.21: Regionale Verteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie [50]

Die regionalen Zeitreihen für verschiedene Sektoren werden in eXtremOS zusätzlich nach Anwendungen differenziert. Durch Aggregation der verschiedenen Zeitreihen resultieren sektoral und regional differenzierte Zeitreihen der Last. Die Modellierung der verschiedenen Zeitreihen erfolgt in den nachfolgend vorgestellten vier Sektormodellen aus eXtremOS:

- PriHm: Sektormodell Private Haushalte
- Smlnd: Sektormodell Industrie
- TerM: Sektormodell Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
- TraM: Sektormodell Verkehr

Die eXtremOS-Sektormodelle bilden dabei für jeden Sektor geeignete Verfahren für die Regionalisierung, die Erstellung von Zeitreihen und die Fortschreibung des Verbrauchs

Private Haushalte

Das Sektormodell der privaten Haushalte ist in Abbildung 2.22 skizziert. Zu den exogenen Größen zählen die Bevölkerungsentwicklung, Wetterdaten, die Nutzungsdauer fossiler Systeme bzw. deren Wechselrate und spezifische Energieverbrauchswerte. Die Regionalisierung basiert auf der Einwohnerzahl, der Heizungsstruktur und den Wetterdaten. Die Zeitreihen der Last werden unter Berücksichtigung von typischen Lastprofilen, Ferienzeiten, Wetterdaten und dem temperaturabhängigen COP (Coefficient of performance) von Wärmepumpen berechnet.

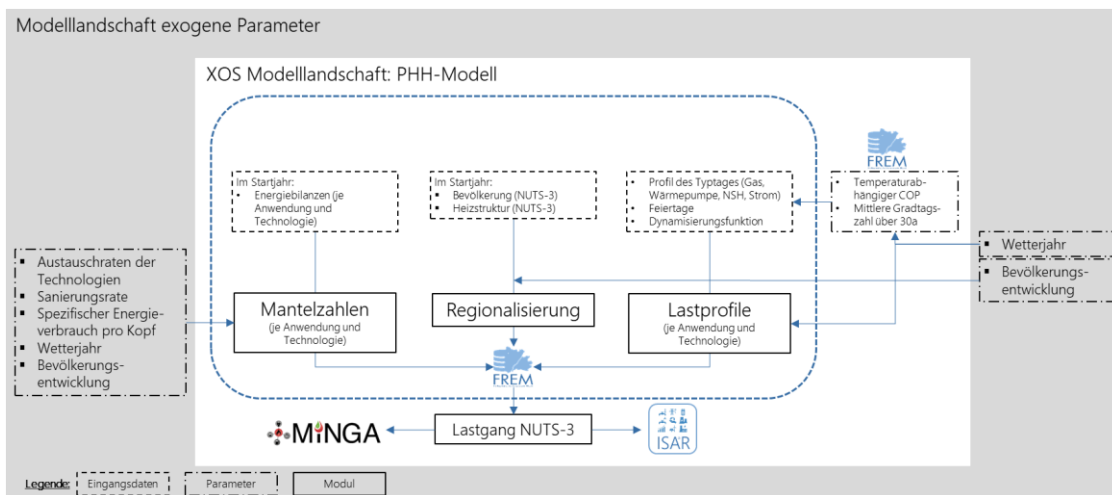


Abbildung 2.22: Regionale Verteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Private Haushalte

In Abbildung 2.23 ist die regionale Verteilung des Stromverbrauchs der Privathaushalte als Stromverbrauchsdichte dargestellt. Exemplarisch sind die Zeitreihen für zwei NUTS-3 Regionen dargestellt. Eine hohe Stromverbrauchsdichte besteht in den Städten und dem dicht besiedelten Gebiet Europas von der Irischen See bis zum Mittelmeer. Die exemplarischen Zeitreihen für das Jahr 2050 (Szenario solidEU Projekt eXtremOS) sind durch die saisonale Bereitstellung von Raumwärme geprägt und zeigen in den beiden dargestellten Regionen starke Unterschiede.

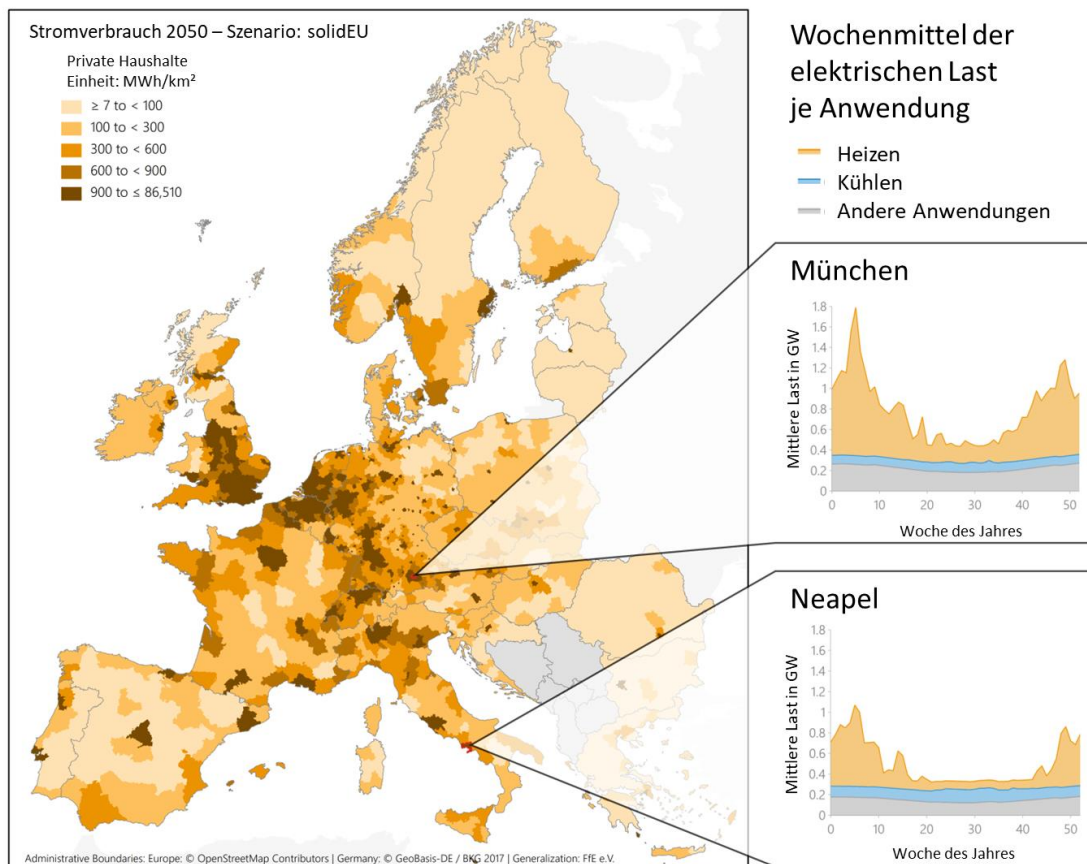


Abbildung 2.23: Regionale Verteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Private Haushalte

Industrie

Das Sektormodell der Industrie ist in Abbildung 2.24: skizziert. Exogen werden die Wirtschaftszweige, die Prozesse und die Minderungsmaßnahmen betrachtet. Für die Wirtschaftszweige werden die Anzahl der Unternehmen, die Bruttowertschöpfung und die Energieintensität bestimmt. Die Prozesse unterscheiden sich nach dem spezifischen Verbrauch, der Nutzungsdauer und dem Einsatz von Energieträgern. Bei den Minderungsmaßnahmen wird insbesondere die Austauschrate bestehender Anlagen abgebildet.

Die Regionalisierung basiert auf den Industriestandorten nach EU-ETS (The EU Emissions Trading System, vgl. [51]) und E-PRTR (European Pollutant Release and Transfer Register, vgl. [52]). Die Zeitreihen der Last werden unter Berücksichtigung von typischen Lastprofilen, monatlichen Produktionsindizes, realen Lastdaten und Wetterdaten berechnet.

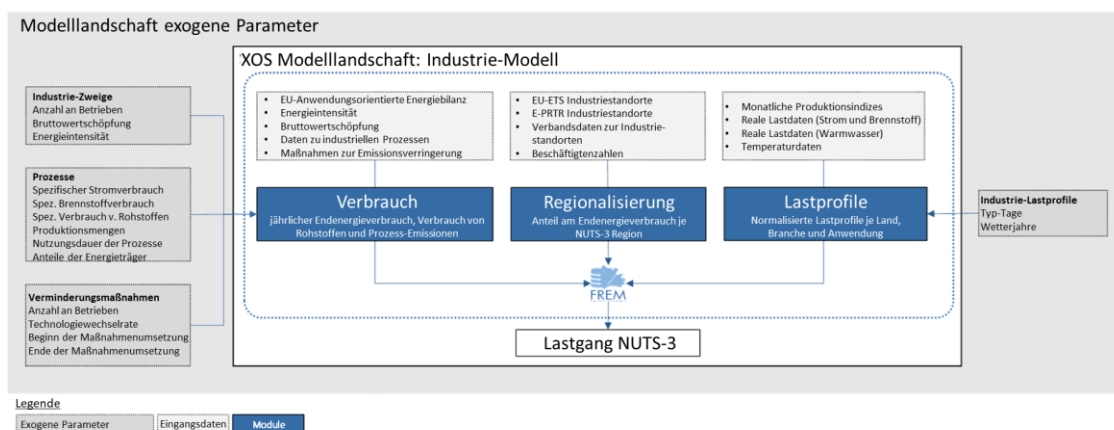


Abbildung 2.24: Sektormodell Industrie

In Abbildung 2.25 ist die regionale Verteilung des Stromverbrauchs der Industrie als Stromverbrauchsichte dargestellt. Exemplarisch sind die Zeitreihen für zwei NUTS-3 Regionen dargestellt. Eine hohe Stromverbrauchsichte ergibt sich ebenfalls in den Städten und an Standorten von Industrieunternehmen. Im Vergleich zum Sektor private Haushalte ist die Dichte in Nord-Italien höher als in Süd-Italien und korreliert mit der regionalen Verteilung der Industrie in Italien.

Die exemplarischen Zeitreihen für das Jahr 2050 (Szenario solidEU Projekt eXTremOS) unterscheiden nach „Eisen und Stahl“, „Chemie und Petrochemie“ sowie andere Branchen. Während die Zeitreihen für „Chemie und Petrochemie“ ein Wochenprofil aufweisen, entspricht „Eisen und Stahl“ einer nahezu konstanten Last ohne Wochenprofil.

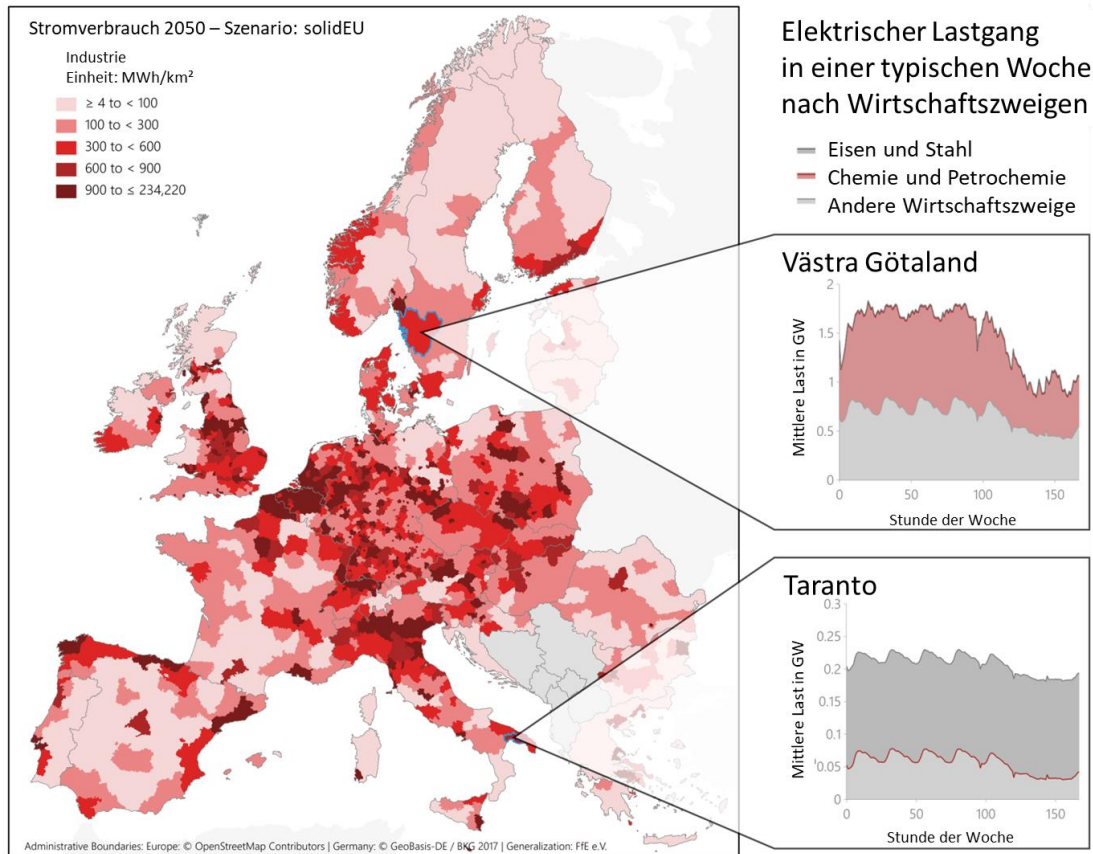


Abbildung 2.25: Regionale Verteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Industrie

Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Das Sektormodell des Stromverbrauchs von Gewerbe, Handel und Dienstleistung ist in Abbildung 2.26 skizziert. Zu den exogenen Größen zählen hier die Bevölkerungsentwicklung, Wetterdaten, die Nutzungsdauer bzw. die Wechselrate fossiler Heizungssysteme und spezifische Energieverbrauchswerte. Die Regionalisierung basiert auf den Beschäftigtenzahlen je NUTS-2 Region bzw. den Einwohnerzahlen je NUTS-3 Region, der Heizungsstruktur und den Wetterdaten. Die Zeitreihen der Last werden, analog zum Sektor private Haushalte, unter Berücksichtigung von typischen Lastprofilen, Ferienzeiten, Wetterdaten und dem temperaturabhängigen COP von Wärmepumpen berechnet.

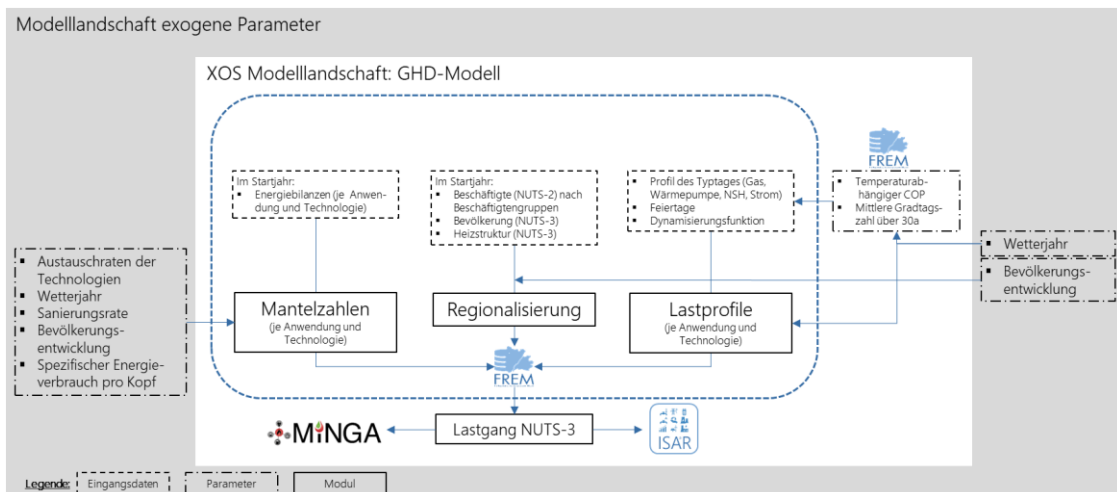


Abbildung 2.26: Regionale Verteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor GHD

In Abbildung 2.27 ist die regionale Verteilung des Stromverbrauchs von Gewerbe, Handel und Dienstleistung als Stromverbrauchsdichte dargestellt. Exemplarisch sind die Zeitreihen für zwei NUTS-3 Regionen dargestellt. Eine hohe Stromverbrauchsdichte resultiert wieder in den Städten sowie in Belgien und den Niederlanden. Die regionale Verteilung weicht deutlich von der Stromverbrauchsdichte des Sektors Industrie ab. Die exemplarischen Zeitreihen für das Jahr 2050 (Szenario solidEU Projekt eXtremOS) sind durch die saisonale Bereitstellung von Raumwärme und Klimakälte geprägt und zeigen in den beiden Regionen starke Unterschiede.

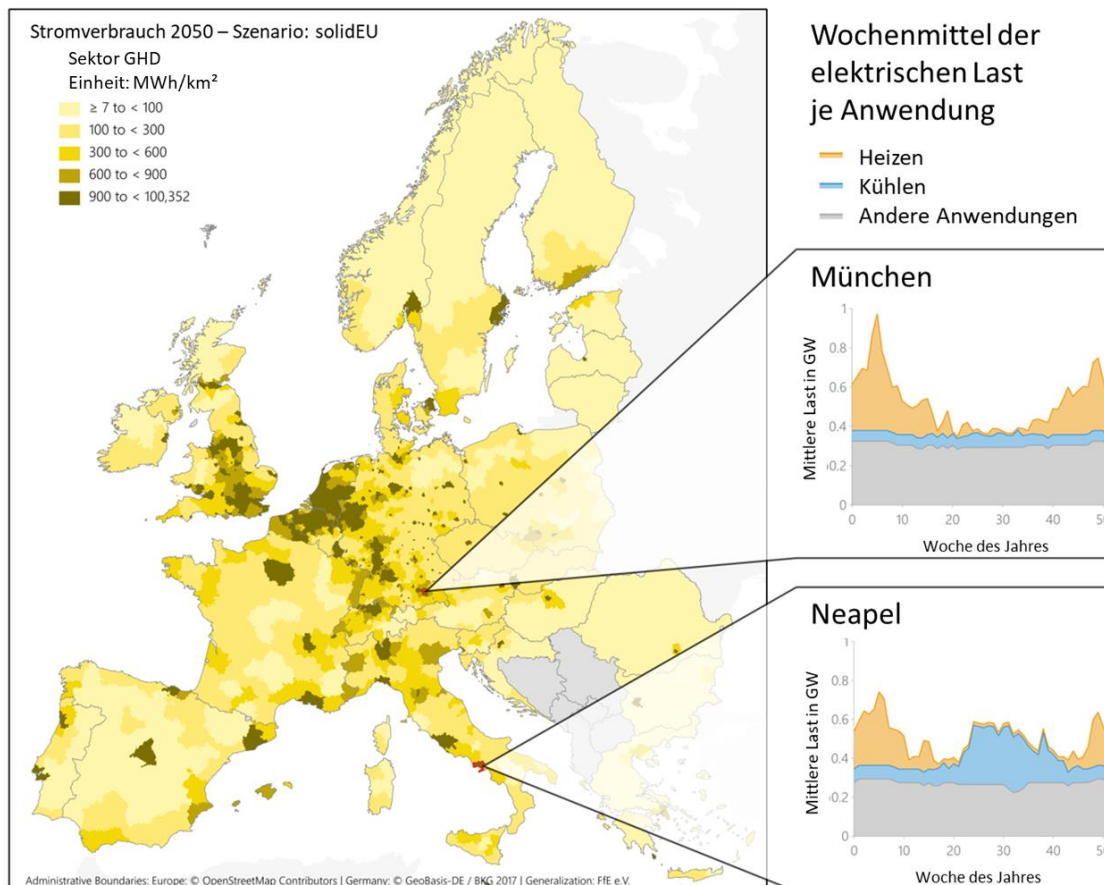


Abbildung 2.27: Regionale Verteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor GHD

Verkehr

Das Sektormodell Verkehr ist in Abbildung 2.28: skizziert. Zu den exogenen Größen zählen die Bevölkerungsentwicklung, Wetterdaten, die Nutzungsdauer fossiler Systeme bzw. deren Wechselrate und die aktuellen bzw. zukünftigen spezifischen Energieverbrauchswerte verschiedener Fahrzeugklassen. Die Regionalisierung basiert auf dem Fahrzeugbestand je Fahrzeugklasse auf NUTS-3 Ebene und den Einwohnerzahlen auf NUTS-3 Ebene. Die Zeitreihen der Last bilden das nicht-flexibilisierte Laden ab. Die Steuerung der Ladevorgänge erfolgt im Rahmen der nachfolgenden Abbildung als DSM-Technologie. Die Ladeprofile berücksichtigen die verfügbare Ladeinfrastruktur, die Batteriekapazität der Fahrzeugklassen, die Wetterdaten und die Wahrscheinlichkeit für einen Ladevorgang in Abhängigkeit des Ladezustands der Batterie.

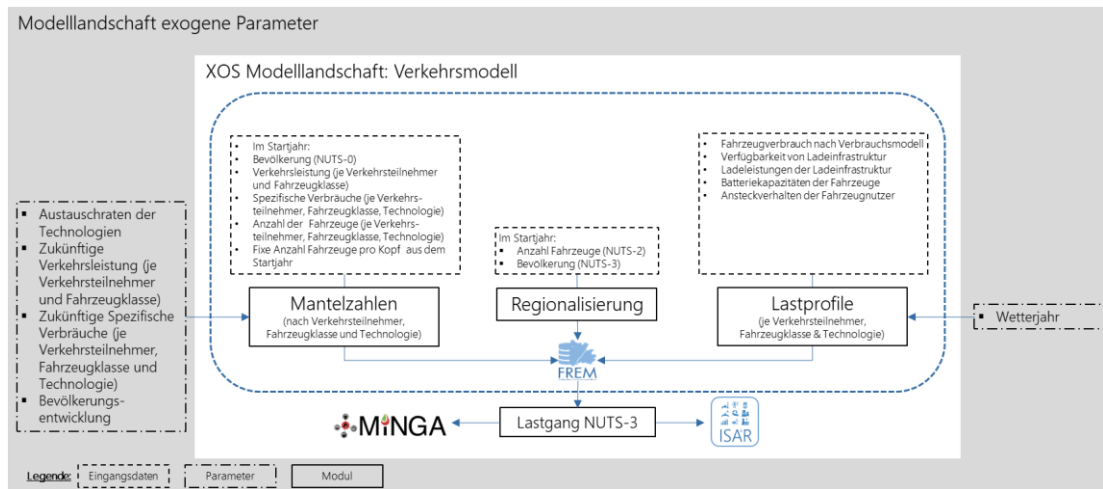


Abbildung 2.28: Sektormodell Verkehr

In Abbildung 2.29 ist die regionale Verteilung des Stromverbrauchs für den Verkehrssektor als Stromverbrauchsichte dargestellt. Exemplarisch sind die Zeitreihen für zwei NUTS-3 Regionen dargestellt. Eine hohe Stromverbrauchsichte resultiert ebenfalls in den Städten und den dicht besiedelten Gebieten Europas. Die exemplarischen Zeitreihen für das Jahr 2050 (Szenario solidEU Projekt eXtremOS) sind durch die regional unterschiedlichen Fahrzeugklassen geprägt. Nicht dargestellt ist die ausgeprägte, saisonale Schwankung des Lastverlaufs. Ursache für diese Schwankung ist der höhere Energieverbrauch bei niedrigen Temperaturen.

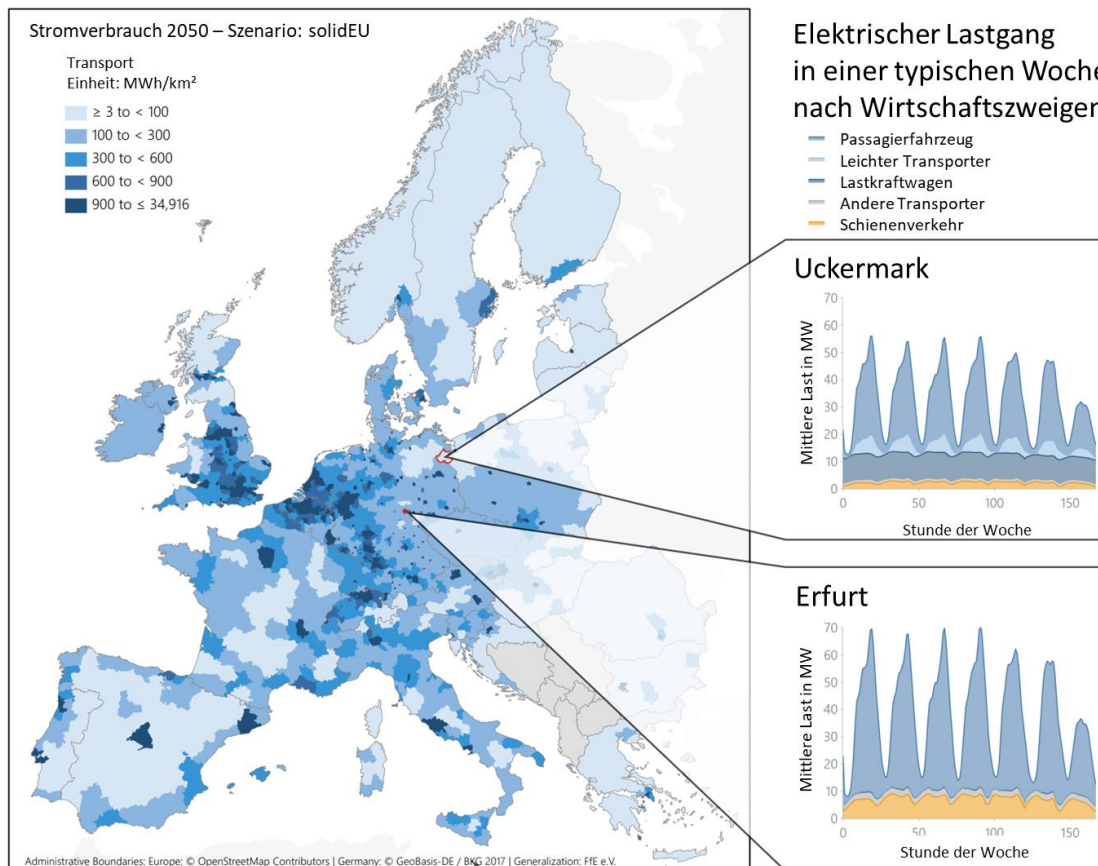


Abbildung 2.29: Regionale Verteilung des Endenergieverbrauchs im Sektor Verkehr

Fernwärme

Die Fernwärme wird in Anlehnung an AGEB nach allgemeiner Versorgung und Industrie-KWK differenziert. In Europa erfolgt eine Differenzierung analog basierend auf den Daten von Eurostat. In Abbildung 2.30: für die allgemeine Versorgung erfolgt die Regionalisierung analog zu [53] auf Basis der AGFW-Hauptberichte. Die Industrie-KWK wird analog zu [54] auf Basis der Regionaldatenbank, Tabelle 43531-01-02-4 regionalisiert.

Die Fernwärme wird in Anlehnung an AGEB (vgl. [55]) nach allgemeiner Versorgung und Industrie-KWK aufgeteilt. In Europa erfolgt eine analoge Differenzierung basierend auf den Daten von Eurostat. Für die Fernwärmenetze der allgemeinen Versorgung erfolgt die Regionalisierung analog zu [53] auf Basis der AGFW-Hauptberichte [56]. Die AGFW-Hauptberichte liefern dabei detaillierte Daten wie Wärmenetzeinspeisung zu den einzelnen Wärmenetzen und bilden somit sehr detailliert und kleinräumig 90 % des Energieverbrauchs ab. Die Industrie-KWK wird analog zu [54] auf Basis der Regionaldatenbank, Tabelle 43531-01-02-4, regionalisiert. Die Verteilung der Fernwärme (allgemeine Versorgung) und Industrie-KWK ist in Abbildung 2.30: dargestellt.

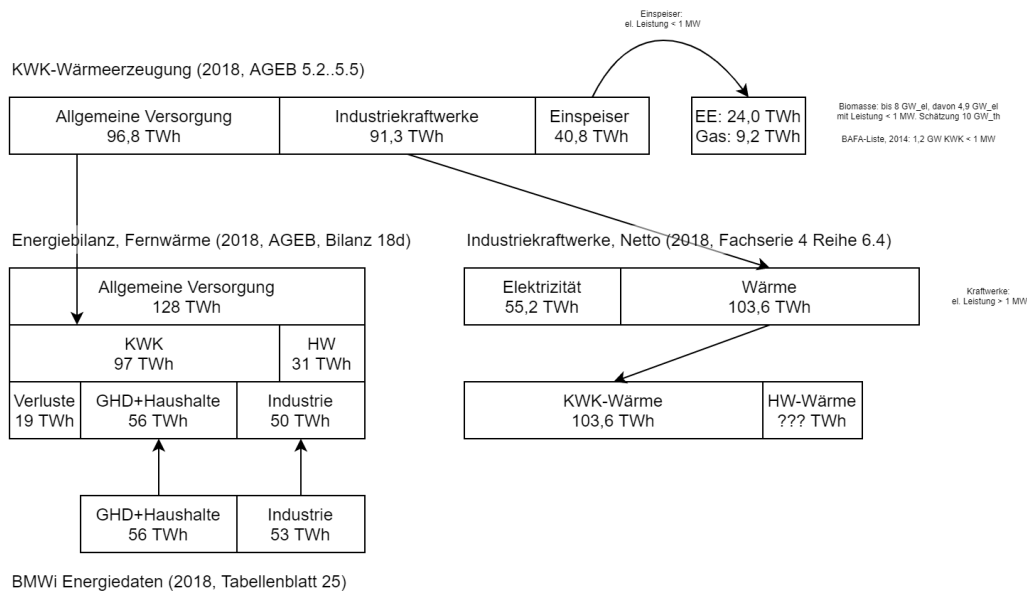


Abbildung 2.30: Fernwärme – Allgemeine Versorgung und Industrie-KWK

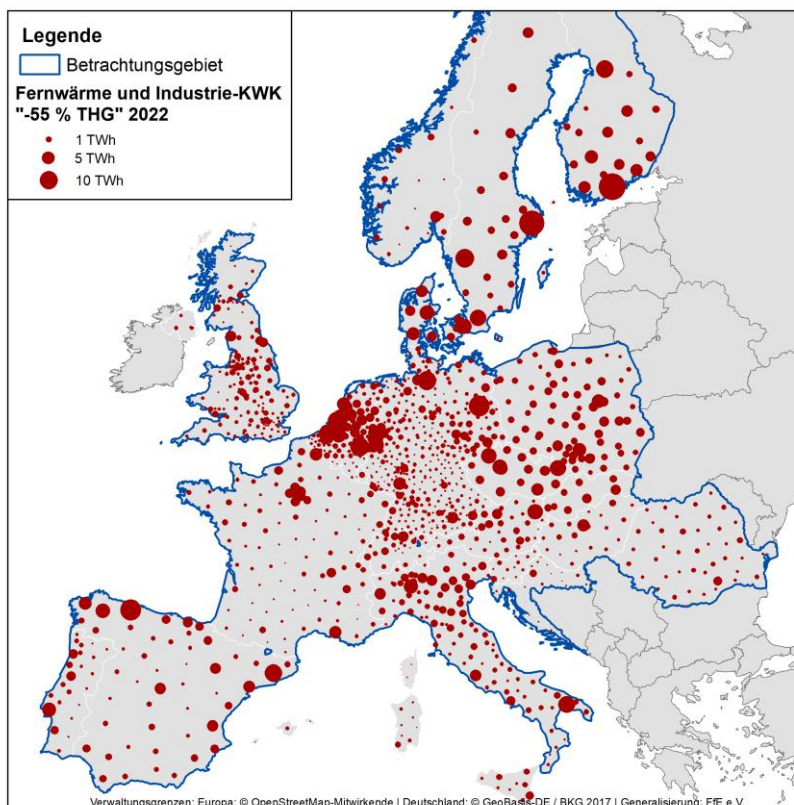


Abbildung 2.31: Fernwärme – Allgemeine Versorgung und Industrie-KWK

Die vorgestellten Zeitreihen basieren auf einer Bottom-Up-Modellierung der einzelnen Sektoren und Anwendungen. Zum Beispiel werden die Zeitreihen für Wärmepumpen über die Zeitreihen der Außentemperatur berechnet. Durch Aggregation der kleinräumigen Daten entstehen nationale Zeitreihen, die jedoch von den nationalen Zeitreihen nach ENTSO-E abweichen. Dies wird insbesondere bei der Betrachtung historischer Wetterjahre deutlich. Nachfolgend wird ein Verfahren zur nachgelagerten Verarbeitung dieser Zeitreihen vorgestellt. Das Ergebnis sind modifizierte Zeitreihen der Last für verschiedene Wetterjahre. Diese Daten bilden die Basis für die Berechnung der zukünftigen Zeitreihen der Last.

Verbrauch

Die Bottom-up modellierten Zeitreihen der Last weisen bei Aggregation auf nationaler Ebene Abweichungen zu den veröffentlichten Daten der ENTSO-E [57] auf. Die Zeitreihen der ENTSO-E bilden im Gutachten eine Referenz, historische Wetterjahre sollte das Modell möglichst gut abbilden. Die Güte der Abbildung wird hinsichtlich Tagesprofil, Jahreshöchstlast und Jahresdauerlinie bewertet.

Dies wird bei der Betrachtung einer beliebigen Woche wie in Abbildung 2.32 deutlich. Die modellierte Last weist im Gutachten meist höhere morgendliche Lastspitzen und eine höhere Grundlast auf. Am Sonntag liegt die modellierte Last immer über der Last nach ENTSO-E. Je nach Jahreszeit, betrachtetem Land und Wetterjahr können unterschiedliche Abweichungen beobachtet werden.

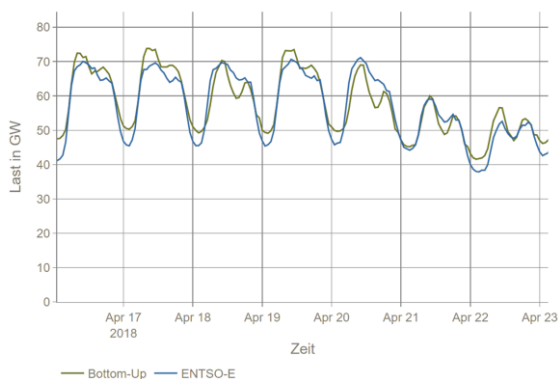


Abbildung 2.32: Exemplarischer Lastverlauf – Bottom-Up vs. ENTSO-E

Durch eine stundenweise Anpassung der modellierten Zeitreihen kann auf einem einfachen Weg eine exakte Abbildung der Referenz nach ENTSO-E erreicht werden. Es werden lediglich 8.760 Korrekturfaktoren (einer je Stunde) gebildet und auf die Bottom-Up Zeitreihen angewendet. Da es im Rahmen des Gutachtens nicht das Ziel war, historische Wetterjahre exakt abzubilden, sondern typische Zeitreihen mit Blick auf saisonale Schwankungen, Lastspitzen, Tagesprofile und der Jahresdauerlinie zu generieren, wurde dieser Ansatz nicht gewählt. Der gewählte Ansatz versucht hingegen die Bottom-up modellierten Zeitreihen möglichst wenig zu verändern, um deren Grundcharakteristik zu erhalten, aber dennoch eine typische Abbildung des nationalen Lastverlaufes zu gewährleisten.

Dabei wurde folgender Lösungsansatz gewählt, der nachfolgend exemplarisch für ein Jahr und ein Land dargestellt wird: Die Zeitreihen (Bottom-Up und ENTSO-E) werden hinsichtlich des Monats des Jahres, dem Typtag („Montag bis Freitag“ und „Wochenende bzw. Feiertag“) und der Stunde des Tages klassifiziert. Nun wird für jede Klasse die Median-Abweichung zwischen Bottom-up und ENTSO-E bestimmt. Diese 576 Korrekturfaktoren werden auf die Bottom-up Zeitreihen angewendet. In Abbildung 2.33 sind die Abweichungen graphisch dargestellt.

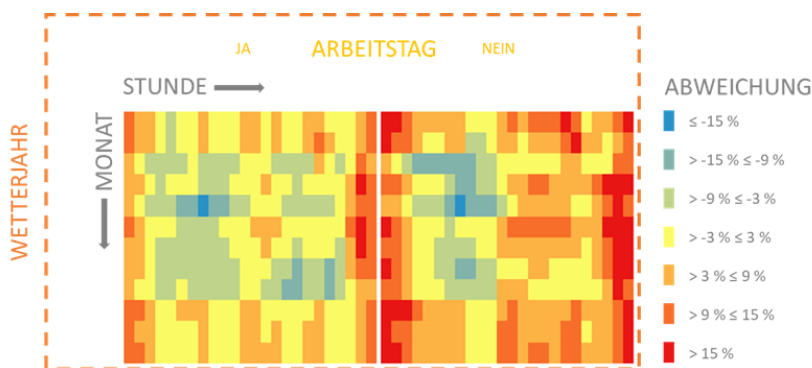


Abbildung 2.33: Auswertung der Abweichung zwischen Bottom-Up und ENTSO-E

Durch Einsatz der Korrekturfaktoren wird die Zeitreihe „Bottom-Up“ zur Zeitreihe „Bottom-Up mit Regression“. Beide Zeitreihen werden nachfolgenden mit der Referenz „ENTSO-E“ verglichen um die Wirkung des Regressionsverfahrens zur Anpassung der „Bottom-Up“-Zeitreihen zu dokumentieren. Die Berechnungen im Monitoring basieren auf der Zeitreihe „Bottom-Up mit Regression“. Die exemplarische Darstellung in Abbildung 2.33 basiert auf dem Wetterjahr 2018.

Der Jahreslastgang in Abbildung 2.34 bildet bei „Bottom-up mit Regression“ die Lastspitzen im Februar und März besser ab als bei „Bottom-up“. Wie bereits erläutert wird bei „Bottom-up mit Regression“ trotzdem keine exakte Abbildung der Last erreicht.

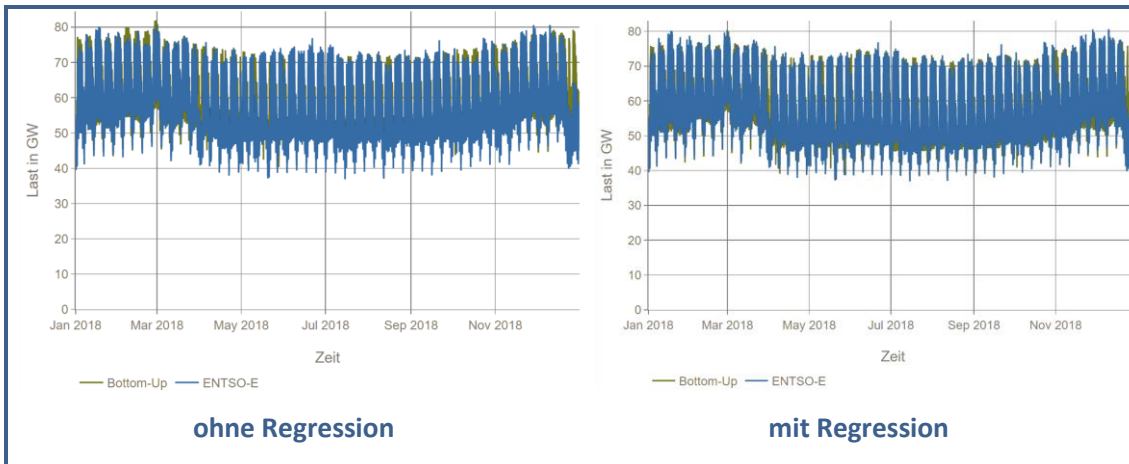


Abbildung 2.34: Wirkung des Regressionsmodell – Jahreslastgang

Im Wochenverlauf der Last werden die Lastspitzen besser abgebildet und der Sonntag weniger überschätzt. Auch die relative Höhe zwischen morgendlicher und abendlicher Lastspitze wird klar dargestellt.

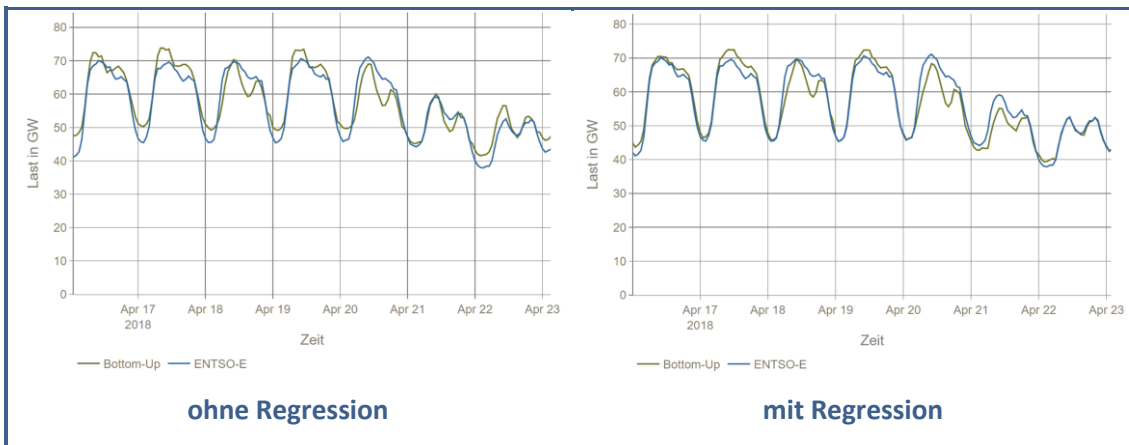


Abbildung 2.35: Wirkung des Regressionsmodell – Lastgang einer ausgewählten Woche

Die monatlichen Energiemengen werden dank der Regression vor allem im Sommer sehr genau getroffen. Die bestehende Abweichung im Dezember wird sowohl ohne als auch mit Regression nicht besser abgebildet.

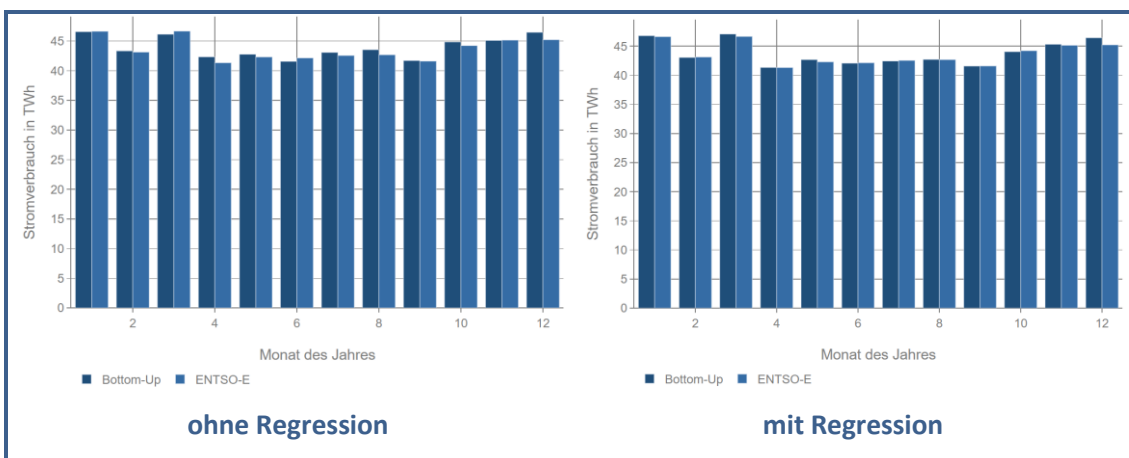


Abbildung 2.36: Wirkung des Regressionsmodell – Stromverbrauch je Monat

Die Jahresdauerlinie hat eine große Auswirkung auf die Investitionen in den Anlagenpark. Ohne Regression kommt es in Zeiten geringer Last zu einer Überschätzung der Energienachfrage. Durch die Regression konnte dieser Effekt eliminiert werden. Allerdings kommt es nach der Regression in einigen Stunden zu einer Unterschätzung der Last, das Jahresmaximum ist davon jedoch nicht betroffen.

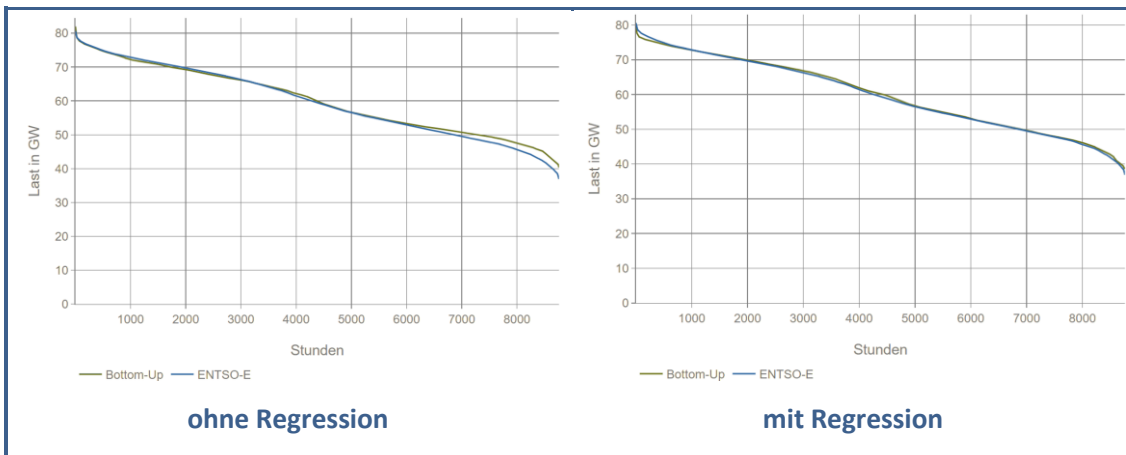


Abbildung 2.37: Wirkung des Regressionsmodell – Jahresdauerlinie

Die Monatsdauerlinie wurde für den Monat Oktober dargestellt. Hier zeigt sich noch einmal deutlich die Wirkung des Regressionsmodells. Zum einen wird die Last in Zeiten geringen Verbrauchs angehoben. Zum anderen können in der Dauerlinie zwei Bereiche identifiziert werden. Es gibt rund 350 Stunden mit höherer Last, danach fällt die Last über rund 30 Stunden schnell auf ein niedrigeres Niveau ab (markiert mit einem Pfeil). Diese Stufe wird im Modell ohne Regression weder an der richtigen Stelle der Jahresdauerlinie noch mit der notwendigen Steilheit abgebildet. Beide Effekte können durch die Regression abgebildet werden. Im Oktober kommt es in beiden Modell-Zeitreihen zu einer Unterschätzung der Höchstlast.

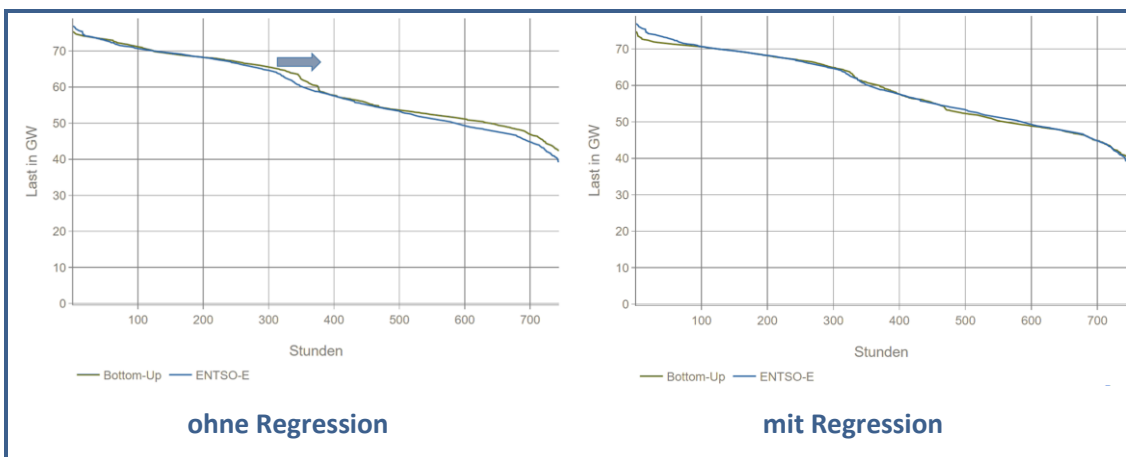


Abbildung 2.38: Wirkung des Regressionsmodell – Monatsdauerlinie

Das vorgestellte Verfahren wird für alle betrachteten Länder und verfügbaren Wetterjahre durchgeführt. Für nicht verfügbare Länder und Wetterjahre werden alternative Regressionsparameter gesucht. Diese werden meist bei anderen Wetterjahren, seltener bei benachbarten Ländern oder mittleren europäischen Regressionsparametern gefunden.

Erneuerbare Energien

Für die Zeitreihen der Erzeugung aus Photovoltaik und Windenergieanlagen wird ebenfalls ein Vergleich zwischen Modell-Zeitreihen und ENTSO-E Daten [57] durchgeführt. Das Verfahren ist,

im Vergleich zu der bereits vorgestellten Modellierung der Zeitreihen der Last, weniger komplex. Für die verfügbaren Jahre und Regionen wird eine lineare Regression zwischen Modell-Daten und ENTSO-E durchgeführt. Auf eine Differenzierung nach Monat, Typtag und Stunde der Woche wird verzichtet, da hier – anders als bei der Last – keine Abhängigkeiten zu erwarten sind. Bei Photovoltaik werden zusätzlich die Monatssummen der PV-Stromerzeugung berücksichtigt. Hier kommt es sonst ohne diesen Zwischenschritt zu einer Überschätzung in den Wintermonaten. Bei der Modellierung von Zeitreihen der Windstromerzeugung führen Abweichungen bei der Leistungsdichte zu deutlich höheren bzw. niedrigeren Volllaststunden. Darum wurden bereits im Bottom-up-Modell verschiedene Leistungsdichten für unterschiedliche Standorte geprüft, um eine bestmögliche Korrelation zu den ENTSO-E Daten zu erhalten. Das wichtigste Kriterium hier war die Jahresdauerlinie.

Für viele Länder liegen noch keine umfangreichen Zeitreihen vor, sodass häufig die Regression der übrigen Länder verwendet wird.

2.7.4 DSM

Die DSM-Technologien werden entsprechend der korrelierenden Verbraucher regionalisiert und mit einer Zeitreihe für den nicht-flexiblen Betrieb sowie einer Zeitreihe für die verfügbare Flexibilität abgebildet. Nachfolgend wird zunächst die Regionalisierung vorgestellt, anschließend werden für jede DSM-Technologie die Zeitreihen diskutiert.

Regionalisierung

Für viele DSM-Technologien erfolgt die Regionalisierung analog zur Regionalisierung des korrelierenden Verbrauchers:

- stromintensive Prozesse (DSM ind. Prozesse): siehe Sektor Industrie,
- Querschnittstechnologien (DSM QT): siehe Sektor Industrie und Sektor GHD,
- Haushaltswärmepumpen (DSM Wärmepumpen): siehe Sektoren GHD und private Haushalte, Anwendung Raumwärme, Energieträger Strom,
- Power2Heat in Fernwärmenetzen der allgemeinen Versorgung (DSM Power2Heat): siehe Fernwärme,
- Power2Heat in Fernwärmenetzen der Industrie (Darstellung in Ergebnissen gemeinsam mit DSM Power2Heat): siehe Industrie-KWK,
- batteriebetriebene Elektrostraßenfahrzeuge (DSM E-Mob): siehe Sektor Verkehr.
- Folgende zwei Technologien müssen explizit erläutert werden:
- Hausspeichersysteme (DSM Solare Heimspeicher),
- Power2Gas (DSM Power2Gas).

Hausspeichersysteme werden im Zusammenhang mit Photovoltaikanlagen installiert. Die Regionalisierung der Hausspeicher orientiert sich somit am Zubau von Photovoltaikanlagen.

Power2Gas-Anlagen sollen zur Integration von überschüssigem Strom aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien in das Energiesystem genutzt werden. Der grüne Wasserstoff kann bei verschiedenen Anwendungen, zum Beispiel in der Industrie oder als saisonaler Speicher, eingesetzt werden. Sowohl die Anwendungen also auch die Verteilung und Zwischenspeicherung des Wasserstoffs sind nicht Gegenstand des Gutachtens. Die Regionalisierung erfolgt somit nach der Höhe der regionalen Erzeugungsüberschüsse. In Deutschland zeigt sich, vgl. Abbildung 2.39, eine Fokussierung in NUTS-3 Regionen, die entweder

bereits heute einen hohen Bestand an Onshore-Windenergieanlagen (Schleswig-Holstein) und/oder einen Netzverknüpfungspunkt für Offshore-Windenergieanlagen (Niedersachsen) oder eine geringe Last und viel Erzeugung haben (Mecklenburg-Vorpommern). In Österreich erfolgt eine stärkere Konzentration im Burgenland, hier stehen bereits heute viele Windenergieanlagen. In anderen Ländern (Spanien, Schweden, Tschechien) lassen sich keine klaren Schwerpunkte identifizieren, somit sind auch die modellierten Power2Gas-Anlagen gleichmäßig über das Land verteilt.

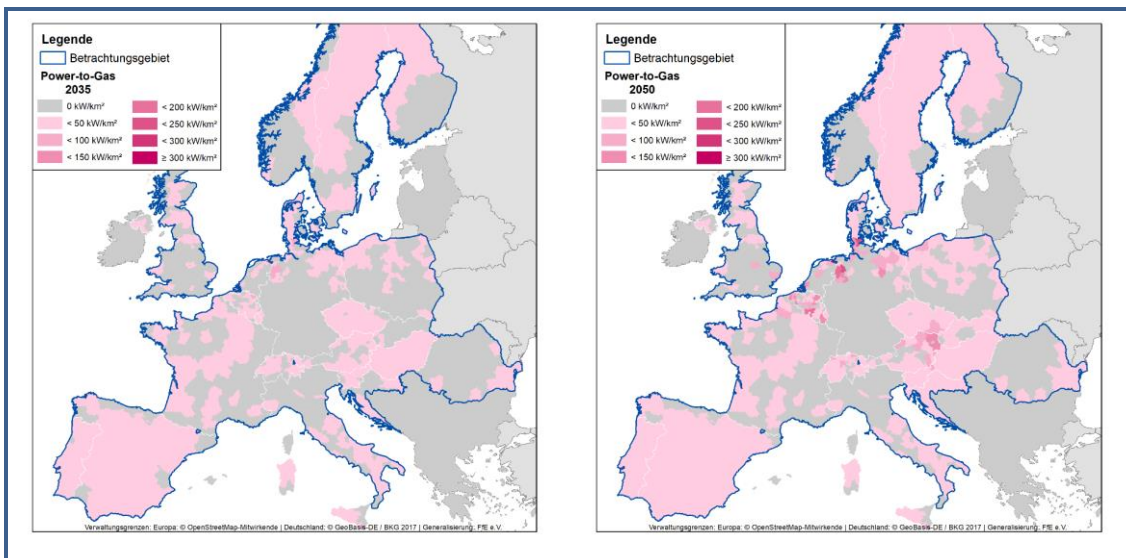


Abbildung 2.39: Regionale Verteilung der Power2Gas-Anlagen

Zeitreihen

Für die Bewertung der Versorgungssicherheit sind Technologien der Nachfrageflexibilität (Demand-Side-Management - DSM) relevant und müssen daher adäquat, d. h. in ausreichender zeitlicher Auflösung und konsistent über die verschiedenen Modellstufen und Arbeitspakete, modelliert werden. Daher erfolgt die Modellierung der flexiblen Nachfrage differenziert nach verschiedenen Anwendungen, deren technische Charakteristik und Restriktionen jeweils abgebildet werden. In Abstimmung mit der BNetzA werden in diesem Gutachten folgende Technologiegruppen unterschieden:

- Power2Gas (DSM Power2Gas),
- batteriebetriebene Elektrostraßenfahrzeuge (DSM E-Mob),
- stromintensive Prozesse (DSM ind. Prozesse),
- Querschnittstechnologien (DSM QT),
- Haushaltswärmepumpen (DSM Wärmepumpen),
- Power2Heat in Fernwärmenetzen der allgemeinen Versorgung (DSM Power2Heat),
- Power2Heat in Fernwärmenetzen der Industrie (Darstellung in Ergebnissen gemeinsam mit DSM Power2Heat) und
- Hausspeichersysteme (DSM Solare Heimspeicher)

Die Modellierung wird dabei auf bestehende Vorarbeiten der Auftragnehmer und öffentlich zugängliche Literatur abgestützt [7, 8, 36].

Nachfolgend werden die gewählte Modellierung im Strommarktmodell sowie Annahmen zur Modellierung von Zeitreihen für die verschiedenen Anwendungen vorgestellt. Dabei werden die

Zeitreihen jeweils im Jahresverlauf sowie ein ausgewählter Zeitraum exemplarisch dargestellt und die Berechnungslogik skizziert.

Die Abbildung von DSM-Technologien ist in verschiedenen Komplexitätsstufen möglich. Grundsätzlich werden die Technologien anhand geeigneter Kenngrößen (Leistungswerte, Erschließungs- und Nutzungskosten, Flexibilitätseinschränkungen) beschrieben und mit diesen in den Optionenraum des Modells der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt integriert. Bei der Modellierung von DSM ist zu beachten, dass diese Technologien nicht unbegrenzt zur Verfügung stehen, weil Restriktionen existieren, die sich aus dem jeweiligen Nutzungszweck der Technologien ergeben und die ihr Flexibilitätspotential unterschiedlich stark einschränken. Im weiteren Verlauf des Abschnitts wird darauf detaillierter eingegangen. Die Beschreibungen beziehen sich dabei zunächst auf die Abbildung von DSM im Investitions- und Dispatchmodell, wie es in den Arbeitspaketen 1 und 3 verwendet wird. Im AP 2 werden die DSM-Technologien mit exakt gleichen technischen Restriktionen abgebildet, allerdings werden die Abrufkosten dort grundsätzlich anders modelliert.

Im Folgenden wird die Ableitung der Verfügbarkeitszeitreihen aus Basisdaten beschrieben und dabei auf die Details bei der Modellierung der verschiedenen Technologien genauer eingegangen. Die Verfügbarkeitszeitreihen für das Lasterhöhungs- und Lastabsenkungspotential werden je nach Anwendung aus bis zu vier verschiedenen der folgenden Basiszeitreihen abgeleitet:

- **Zeitreihe der nicht-flexibilisierten Last:** Sie stellt die Lastzeitreihe einer Technologie dar, die sich ohne den Abruf ihrer Flexibilität einstellen würde und ist grundsätzlich in der modellierten Gesamtsystemlast enthalten (zum Beispiel der geplante Wärmepumpeneinsatz nach heute typischer Einsatzganglinie oder das "Sofort-Laden" bei batteriebetriebenen Elektrostraßenfahrzeugen)
- **Zeitreihe der Anschlussleistung:** Diese gibt an, mit welcher Leistung eine Technologie am Stromnetz verfügbar ist und stellt damit eine obere Schranke dar, die bei der Lasterhöhung während eines Nachholvorgangs nicht überschritten werden darf. Für einige Technologien wird dabei berücksichtigt, dass nicht immer die tatsächlich am Netz angeschlossene Leistung für das Nachholen verwendet werden kann. So ergibt sich zum Beispiel eine starke untertägige Schwankung bei batteriebetriebenen Elektrostraßenfahrzeugen und ein Band für Wärmepumpen.
- **Zeitreihe der Kapazität:** Sie gibt die für DSM verfügbare Speicherkapazität einer Technologie an (zum Beispiel die noch nutzbare Kapazität in solaren Hausspeichersystemen).
- **Der Bedarfsgang:** Er gibt bei PTH-Anlagen der allgemeinen Versorgung den mittleren Wärmebedarf über einen Tag an.

Soweit nicht anders spezifiziert, ergibt sich aus dem nicht-flexibilisierten Lastgang das Lastreduktionspotenzial. Aus der Differenz von Anschlussleistung und nicht-flexibilisiertem Lastgang ergibt sich wiederum das Lasterhöhungspotenzial.

Power2Gas

Bei der Betriebsweise von Power2Gas-Anlagen wurden zwei unterschiedliche Anwendungscharakteristika identifiziert. Eine Gruppe von Nutzern (zum Beispiel in der Industrie) weist einen ganzjährig kontinuierlichen Wasserstoffbedarf auf. Die zweite Nutzergruppe strebt indes einen saisonalen Ausgleich von Last und Erzeugung an, bei dem die saisonale Speicherung ihr Füllstandsmaximum zu Beginn der kalten Jahreszeit aufweist. Die Mantelzahlen zur Wasserstoffproduktion (bzw. -bedarf) werden zu gleichen Teilen diesen

beiden Betriebsweisen zugeordnet und sind in Abbildung 2.40 dargestellt. Die Aufteilung in die beiden Betriebsweisen erfüllt die Vorgaben zu den Volllaststunden für die Elektrolyseure. Im Gegensatz zu anderen DSM-Technologien gibt es dabei keine historische Zeitreihe des nicht-flexibilisierten Lastgangs. Unter der Annahme einer ausreichenden (Wasserstoff-)Speicherkapazität wird in der Modellierung die Tagesenergiemenge fest vorgegeben und der nicht-flexibilisierte Einsatz als Band dargestellt. Davon ausgehend kann in der Optimierung die Fahrweise angepasst werden. Das Lastsenkungspotential ergibt sich aus der nicht flexibilisierten Last, das Erhöhungspotential wiederum aus der Differenz zur installierten (elektrischen) Kapazität. Als Kompensationszeitpunkt wird 12 Uhr angenommen, um die exogen vorgegebene Wasserstofferzeugungsmenge im Tagesverlauf einzuhalten.

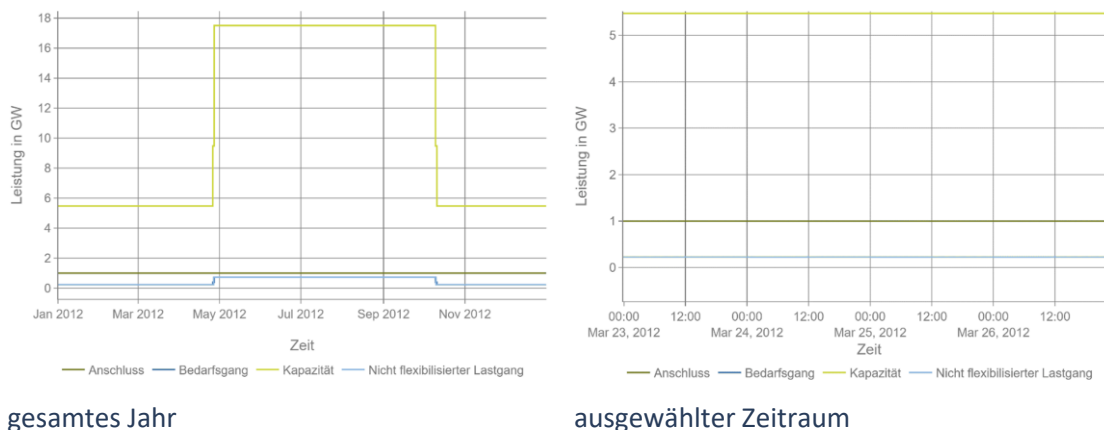


Abbildung 2.40: Zeitreihen der Power2Gas-Anlagen

Batteriebetriebene Elektrostraßenfahrzeuge

Grundsätzlich bietet das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen eine gewisse Flexibilität, die systemdienlich genutzt werden kann. Allerdings ist davon auszugehen, dass nicht alle batterieelektrischen Fahrzeuge diese Flexibilität auch bereitstellen werden, sondern sich vielmehr eine sukzessive Erhöhung des flexibel ladenden Anteils ergibt, siehe Tabelle 2.4.

	Anteil flex. ladender BEV
2020	25 %
2030	50 %
2040	70 %
2050	90 %

Tabelle 2.4: Anteile der flexibel steuerbaren Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen im Zeitverlauf

Analog zu den Power2Gas-Anlagen sind auch für die batteriebetriebenen Elektrostraßenfahrzeuge (BEV) keine historischen Ladezeitreihen verfügbar. Die Modellierung erfolgt daher analog zum Netzentwicklungsplan [58]. Die Annahme eines "Sofort-Ladens" bildet die Basis für die Zeitreihe der nicht-flexibilisierten Last. Diese weist, sobald die meisten Fahrzeuge am Zielort angekommen sind, eine Ladespitze auf, die sich gegen 18 Uhr einstellt. Die Höhe der Ladespitzen weist ein saisonales Profil mit einem Maximum in der kältesten Woche auf, weil der Verbrauch der Elektrofahrzeuge negativ mit der Außentemperatur korreliert ist.

Bei der Modellierung als DSM-Technologie wird zusätzlich die Zeitreihe der angeschlossenen Leistung benötigt, um verschobene Ladevorgänge nachholen zu können. Sie ist zunächst davon abhängig, wie viele Fahrzeuge mit dem Stromnetz verbunden sind. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein BEV am Ende seiner Fahrt zum Laden angeschlossen wird, steigt bei niedrigem Batteriefüllstand. Mit sinkender Außentemperatur steigt der spezifische Stromverbrauch von BEV. Somit weist auch die Zeitreihe der Anschlussleistung ein saisonales Profil auf. Darüber hinaus sinkt die Anschlussleistung erst mit der Trennung des Fahrzeugs von der Ladesäule bei der Abfahrt eines angeschlossenen Fahrzeugs, also nicht bereits beim Erreichen dessen vollständiger Ladung. Somit kann das Modell den Ladevorgang bis zum Zeitpunkt der Abfahrt nach hinten verschieben. Dauerhaft stehende Fahrzeuge leisten indes keinen Beitrag zur Anschlussleistung und mindern daher das Flexibilitätspotenzial. Der Wert für die dauerhaft angeschlossenen Fahrzeuge wird über das Wochen-Minimum der Anschlussleistung abgeschätzt und von der zur Verfügung stehenden DSM-Leistung abgezogen.

Das Lastreduktionspotential entspricht bei Elektrofahrzeugen der Last der Ladevorgänge. Das Lasterhöhungspotential ergibt sich aus der Differenz der stündlichen Werte der Anschlussleistung und der tatsächlichen nicht flexibilisierten Last des Ladevorgangs. Somit tragen alle angeschlossenen Fahrzeuge mit abgeschlossenem Ladevorgang zum Lasterhöhungspotential bei⁴⁶. Im Modell kann bei diesen Fahrzeugen der Ladevorgang zeitlich nach hinten verschoben werden. Das kann dazu führen, dass ein Ladevorgang so lange verschoben wird, bis es aufgrund des Nachholzeitpunkts und der Einschränkung der maximalen Lasterhöhung nötig wird, um das Fahrzeug rechtzeitig zu laden.

Der Nachholzeitpunkt wird auf 6 Uhr morgens festgelegt, also unmittelbar vor der Abfahrt der meisten Fahrzeuge.

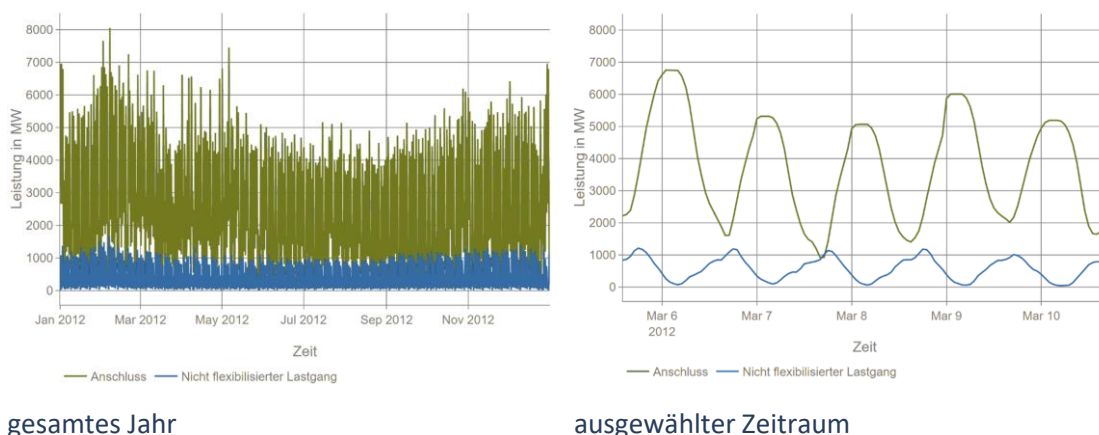


Abbildung 2.41: Zeitreihen der batteriebetriebenen Elektrostraßenfahrzeuge

Stromintensive Prozesse

Die Laständerungspotentiale stromintensiver Prozesse werden vereinfacht als Speicher abgebildet. Aus den Mantelzahlen folgt die regelbare Leistung, die Regionalisierung orientiert sich am Modell Smind (vgl. [59]) aus dem Projekt eXtremOS. Die Zeitreihe wird als Band ohne jahreszeitliche und untertägige Schwankungen abgebildet. Allerdings ist das Speichervolumen so gewählt, dass sich lediglich ein E2P-Verhältnis von 2h ergibt, d. h. es kann maximal auf zwei Stunden Last verzichtet werden, was sich aus der quellenbasierten Bottom-Up-Modellierung

⁴⁶ In der Modellierung wird sichergestellt, dass eine Lasterhöhung immer nur dann stattfinden kann, wenn zuvor eine Lastreduktion erfolgt ist. Damit ist bi-direktionales Laden explizit ausgeschlossen.

ergibt. Es kann also kurzfristig der Produktionsprozess unterbrochen werden, was mit hohen Kosten verbunden ist. Im Anschluss ist ein Verzicht erst dann wieder möglich, wenn die Energiemenge wieder ausgeglichen wurde. Dies ist durch die Begrenzung des Speichervolumens modellseitig umgesetzt, um die Produktionsmenge über das ganze Jahr bilanziert konstant zu halten. Die Nachholung ist nicht an einen fest definierten Nachholzeitpunkt gebunden und kann im weiteren Verlauf erfolgen.

Industrielle Querschnittstechnologien sind hier ebenfalls eingeschlossen und nicht Bestandteil der nachfolgenden Querschnittstechnologien.

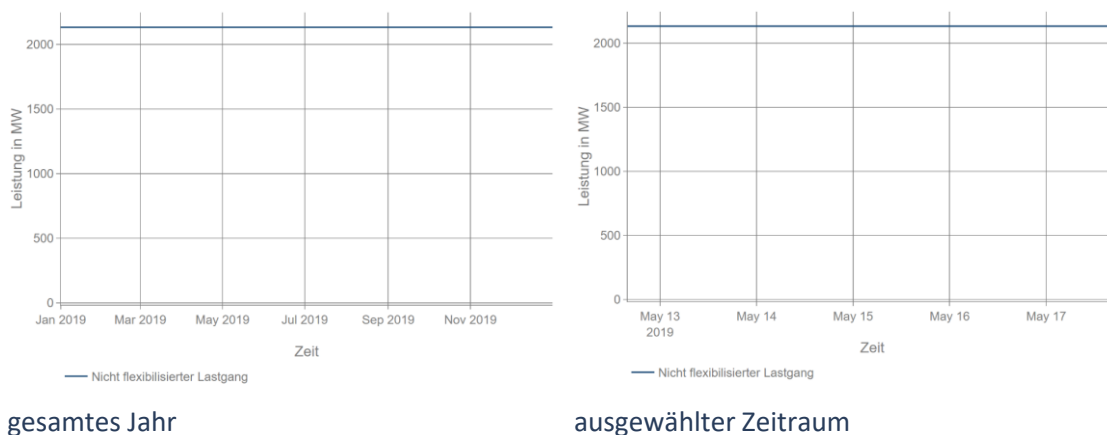


Abbildung 2.42: Zeitreihen der regelbaren, stromintensiven Prozesse

Querschnittstechnologien

Die als DSM-Technologie abgebildeten Querschnittstechnologien (siehe [60]) aus den verschiedenen Sektoren werden hier zusammengefasst. Für die Zeitreihe der nicht-flexibilisierten Last der Querschnittstechnologie wird die Zeitreihe der Last des Sektors GHD angenommen. Diese stammt aus dem Modell TerM (vgl. [59]) des Projekts eXtremOS. Der Lastverlauf hat sowohl eine typisch saisonale als auch eine untertägige Schwankung. Die Zeitreihe der Anschlussleistung ist indes konstant. Die Berücksichtigung der Anforderungen aus dem Primärnutzen dieser Technologie wird über ein eingeschränktes E2P Verhältnis von 2h abgeschätzt, die eine zu lange Verschiebung bzw. die Verschiebung einer zu großen Energiemenge verhindert.

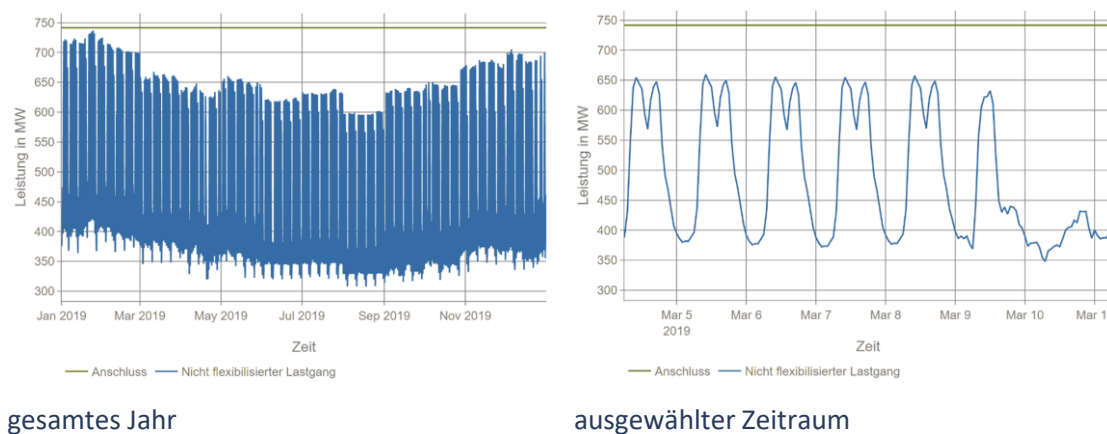
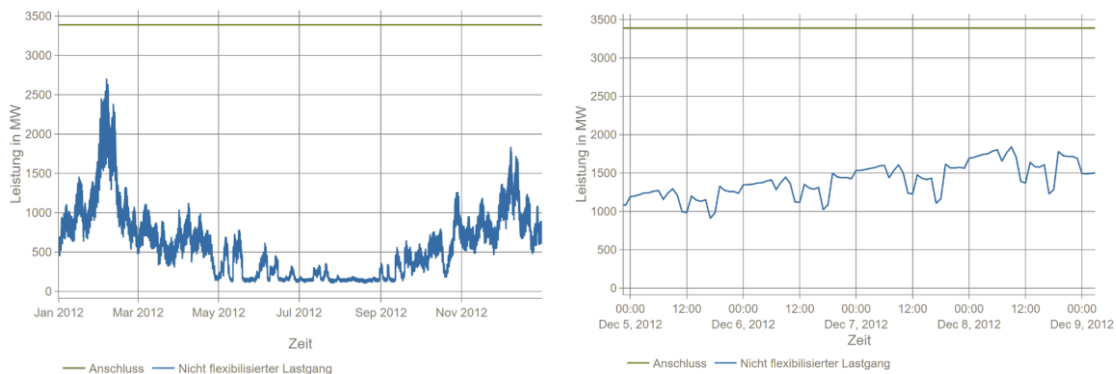


Abbildung 2.43: Zeitreihen der regelbaren Querschnittstechnologien

Haushaltswärmepumpen

Haushaltswärmepumpen decken den Bedarf an Raumwärme und Warmwasser. Der nicht-flexibilisierte Lastgang basiert auf dem Tageswärmebedarf und auf den typischen Tageslastgängen. Der Tageswärmebedarf wird aus den Fernwärmeprofilen abgeleitet, wobei die Tagesprofile aus den temperaturabhängigen Lastprofilen ausgewählter Verteilnetzbetreiber gebildet werden können [61]. In Kombination mit den Tageslastgängen resultieren stündlich aufgelöste Zeitreihen des Stromverbrauchs ohne Eingriffe aus einer Steuerung, also der nicht flexibilisierte Lastgang. Die Zeitreihe der Anschlussleistung ist hingegen konstant. Bei der Modellierung als DSM-Technologie muss unter Berücksichtigung der Anschlussleistung der Tageswärmebedarf bereitgestellt werden. Der Nachholzeitpunkt ist 9 Uhr morgens, zu diesem Zeitpunkt muss dem Gebäude die gleiche Wärme wie im nicht-flexiblen Betrieb zugeführt worden sein. Längere zeitliche Verschiebungen der Wärmebereitstellung sind in der kalten Jahreszeit durch weitere Beschränkungen wie maximale Heizleistung und Speicherkapazität ausgeschlossen. Das Lastreduktionspotential ergibt sich aus dem stündlichen nicht flexibilisierten Lastgang, während das Lasterhöhungspotential sich aus der stündlichen Differenz aus Anschlussleistung und Lastgang ergibt. Eine Verschiebung der Energie über mehrere Tage ist durch den festen Nachholzeitpunkt nicht möglich.



gesamtes Jahr

ausgewählter Zeitraum

Abbildung 2.44: Zeitreihen der Haushaltswärmepumpen

Power2Heat in Fernwärmenetzen der allgemeinen Versorgung

Power2Heat in Fernwärmenetzen der allgemeinen Versorgung erfolgt durch Großwärmepumpen. Hier verdrängen Großwärmepumpen bestehende KWK-Anlagen, sodass sich der nicht-flexibilisierte Lastgang an den KWK- und Fernwärmezeitreihen orientieren. Die Zeitreihe des Anschlusses ist wiederum konstant. Um den Tageswärmebedarf zu bedienen, wird bei der Modellierung als DSM-Technologie angenommen, dass durch Wärmespeicher eine zeitliche Entkopplung von Bedarf und Erzeugung erfolgt. In Abbildung 2.45 sind beispielhafte Zeitreihen dargestellt, der Bedarf entspricht hierbei dem Tagesmittelwert des nicht-flexibilisierten Lastgangs. Der Nachholzeitpunkt ist, wie bei den Haushaltswärmepumpen, 9 Uhr. Analog zu den Wärmepumpen wird das Lastreduktionspotential aus dem nichtflexibilisierten Lastgang bestimmt. Das Lasterhöhungspotential bestimmt sich aus der Anschlussleistung abzüglich des nichtflexibilisierten Lastgangs.

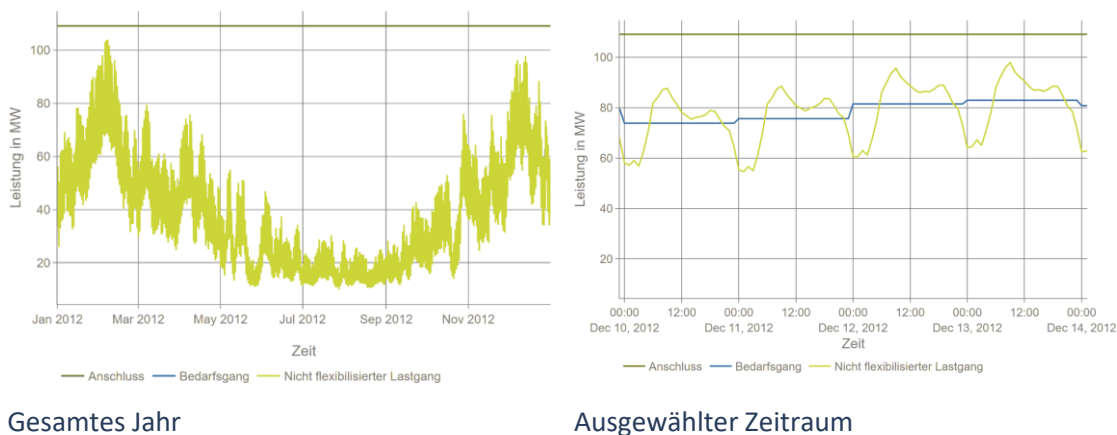


Abbildung 2.45: Zeitreihen Power2Heat in Fernwärmenetzen der allgemeinen Versorgung

Power2Heat in Fernwärmenetzen der Industrie

Power2Heat in Fernwärmenetzen der Industrie erfolgt direkt-elektrisch und substituiert in Analogie zu den Fernwärmenetzen der allgemeinen Versorgung industrielle KWK-Anlagen. Die Zeitreihen des nicht-flexibilisierten Lastgangs entsprechen den Zeitreihen von KWK-Anlagen mit hohen Volllaststunden und weisen daher eine konstante Last im Winter sowie eine relativ hohe Last im Sommer auf. Der Nachholzeitpunkt ist, wie bei den Haushaltswärmepumpen, auf 9 Uhr festgelegt. Das Lastreduktionspotential ergibt sich aus dem stündlichen nicht flexibilisierten Lastgang, während das Lasterhöhungspotential sich aus der stündlichen Differenz aus Anschlussleistung und nicht flexibilisiertem Lastgang ergibt.

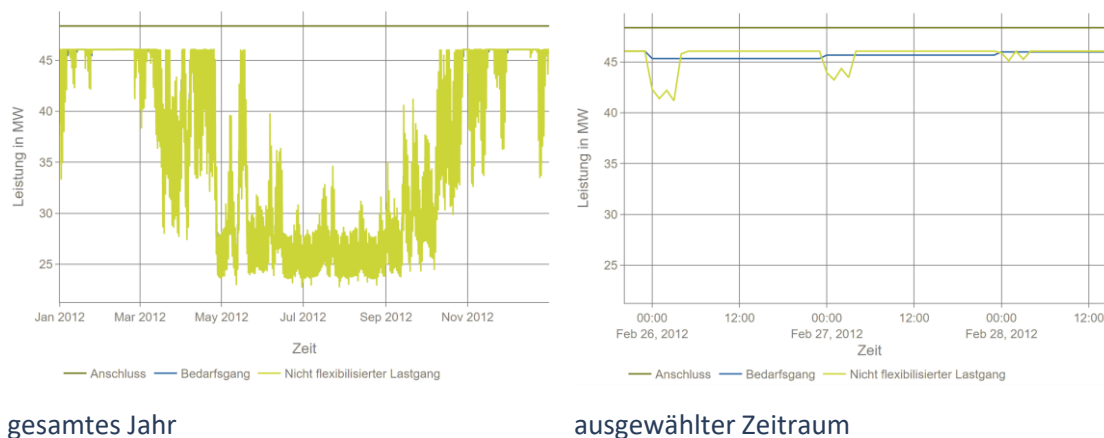
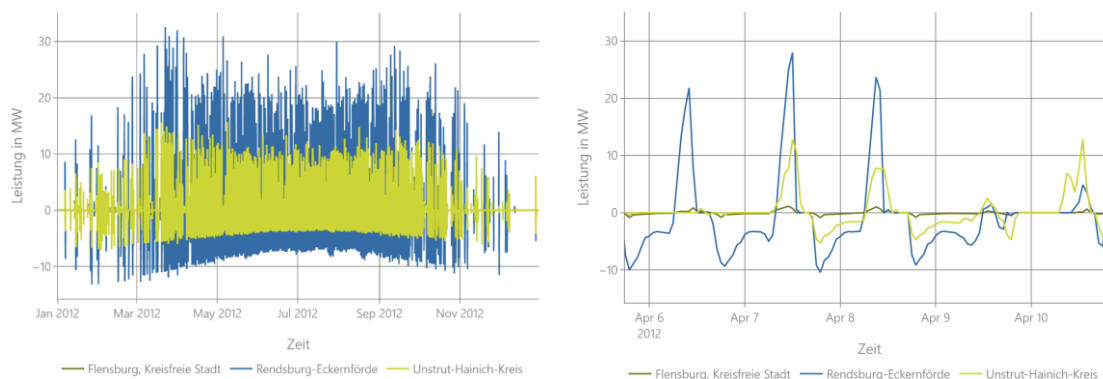


Abbildung 2.46: Zeitreihen Power2Heat in Fernwärmenetzen der Industrie

Hausspeichersysteme

Der primäre Einsatzzweck von Hauspeichersystemen ist die Erhöhung des Eigenverbrauchs von selbsterzeugtem PV-Strom im Gebäude. Diese Einsatzcharakteristik bildet somit die Grundlage bei der Modellierung der Hauspeichersysteme. Es wird angenommen, dass Hauspeicher zunächst eigenverbrauchsoptimiert eingesetzt werden. Teilweise erfolgt dies netzdienlich, also durch Kappung der Erzeugungsspitze. Die resultierenden Zeitreihen für Be- und Entladung sind in Abbildung 2.47: dargestellt. Für jede NUTS-3 Region wird eine mittlere Betriebsweise für die Hauspeicher berechnet. Das Beladen des Speichers erfolgt in den Mittagsstunden, das Entladen kann bis in die Nacht dauern.

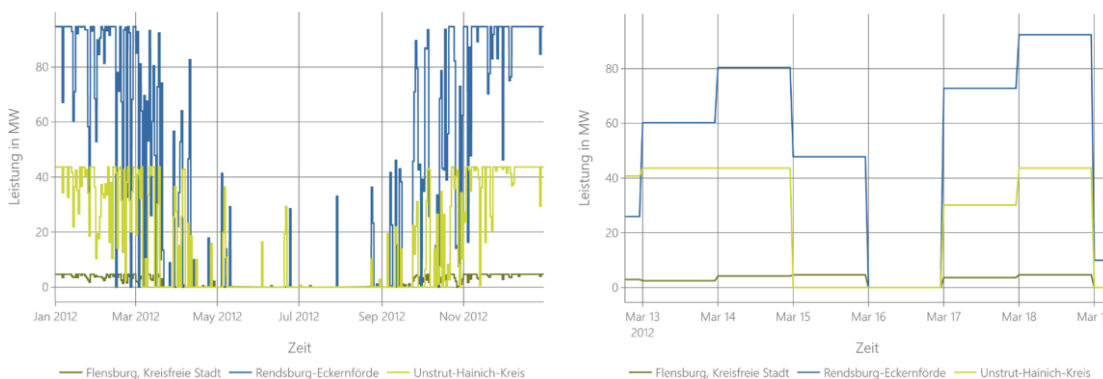


Gesamtes Jahr

Ausgewählter Zeitraum

Abbildung 2.47: Zeitreihen Hausspeichersysteme

Die innerhalb eines Tages nicht genutzte Speicherkapazität kann für einen untertägigen Ausgleich von Last und Erzeugung verwendet werden. Sollte die gesamte Speicherkapazität zur Eigenverbrauchsoptimierung bereits genutzt werden, sinkt die nutzbare Speicherkapazität auf den Wert Null. Da ein Energie-zu-Leistung-Verhältnis von „1:1“ angenommen wird und das Modell in stündlicher Auflösung rechnet, entspricht die verfügbare Leistung der verfügbaren Kapazität. Im Modell werden die Hausspeicher unter Berücksichtigung der nutzbaren Speicherkapazität wie klassische Batteriespeicher, jedoch mit höheren Kosten abgebildet. Der Nachholzeitpunkt wird für Mitternacht angenommen, also so, dass bis zur Beladung des Hausspeichers durch die lokalen Überschüsse an Photovoltaikstrom garantiert ist, dass der Speicher zur Verfügung steht. Es wird davon ausgegangen, dass zunächst nicht alle Speicher als DSM-Technologie erschlossen sind, sondern diese erst im Zeitverlauf eingebunden werden. Somit ist die verfügbare Leistung geringer als die Mantelzahl zur Leistung der Hausspeicher. Die nutzbare Speicherkapazität wird mit dem Umsetzungsgrad berechnet: 2020: 25 %; 2030: 50 %; 2040: 70 %; 2050: 90 %.



gesamtes Jahr

ausgewählter Zeitraum

Abbildung 2.48: Zeitreihen verfügbare Kapazität bzw. Leistung der Hausspeichersysteme

2.7.5 Zuordnung zu Netzknoten

Der Verbrauch und die installierte Leistung an erneuerbaren Energien sowie die Zeitreihen werden auf NUTS-3 Ebene berechnet. Die Zuweisung von Netzknoten zu den NUTS-3 Regionen ist wie folgt abgebildet:

- Liegen in der NUTS-3 Region mindestens 3 Netzknoten, erfolgt die Zuordnung proportional zur Kapazität der Netzknoten.

- Liegen in einer NUTS-3 Region weniger als 3 Netzknoten, werden auch die nächstgelegenen Netzknoten in der gleichen NUTS-0 Region berücksichtigt. Somit liegen für jede NUTS-3 Region mindestens drei Netzknoten vor.
- Netzknoten außerhalb der eigentlichen NUTS-3 Region werden nicht nur nach ihrer Kapazität gewichtet, sondern auch nach ihrem Abstand. Mit steigender Entfernung sinkt die Gewichtung.

In der nachfolgend gezeigten Abbildung 2.49 ist das Ergebnis des Zuordnungsverfahrens exemplarisch für ein kleines Gebiet dargestellt.

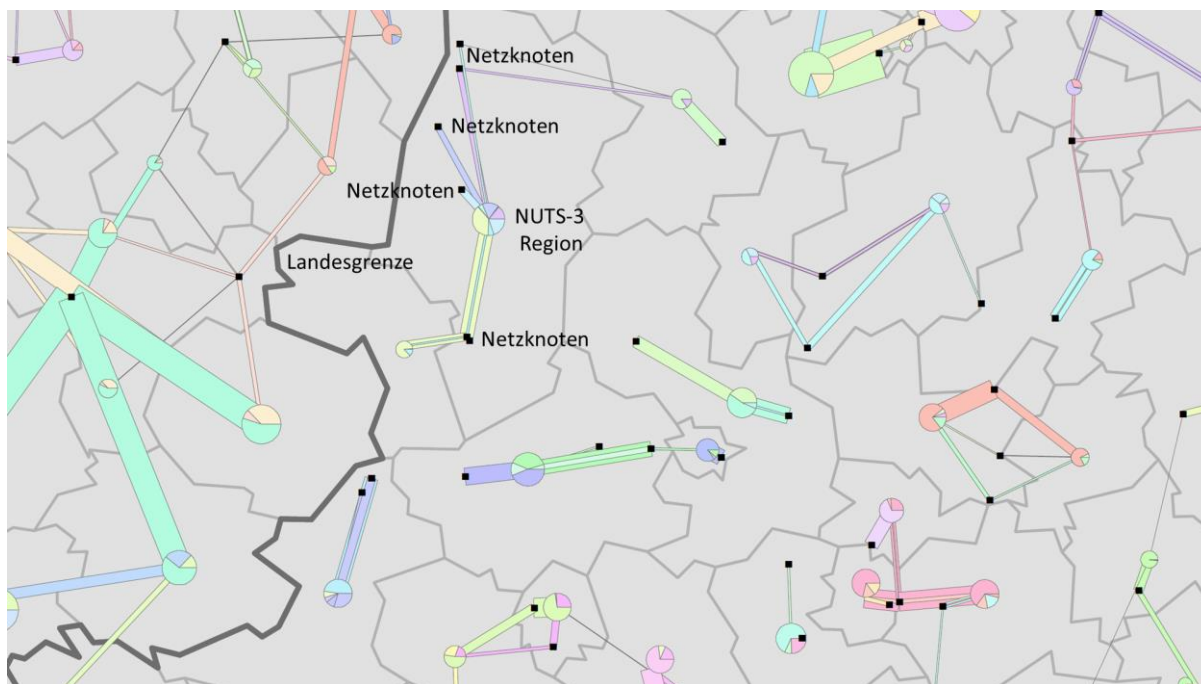


Abbildung 2.49: Zuweisung von Netzknoten zu den NUTS-3 Regionen

Offshore-Windenergieanlagen werden in Deutschland basierend auf den Offshore-Netzentwicklungsplänen den Netzknoten zugeordnet. Im restlichen Europa erfolgt die Zuordnung über die räumliche Nähe.

Das dargestellte Verfahren hat in fast allen NUTS-3 Regionen bzw. Netzknoten zu einer plausiblen Zuordnung geführt. Plausibel bedeutet hierbei, dass alle Regionen angeschlossen wurden, und die Kapazitäten der Netzknoten die Last der NUTS-3 Regionen grundsätzlich aufnehmen können. Lediglich in Paris wurde von diesem Verfahren abgewichen. Hier werden Paris und die drei umliegenden NUTS-3 Regionen zu einer Region zusammengeführt, bevor das Verfahren angewendet wird. Dies ist nötig, da viele für Paris relevante Netzknoten knapp außerhalb der eigentlichen NUTS-3 Region lagen.

3 Szenario, Eingangsdaten und Rahmenannahmen

3.1 Überblick und Zielsetzung des Szenarios

In diesem Gutachten wird auftragsgemäß ein entsprechendes Szenario hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Stromsystems erstellt, das dann die Basis für die Analysen zur Versorgungssicherheit bildet. Dafür werden gewisse Randbedingungen, die sich außerhalb des Untersuchungsrahmens befinden, aber wesentliche Randbedingungen für die Untersuchungen darstellen, exogen vorgegeben. Diese Annahmen wurden mit der BNetzA und dem BMWK detailliert abgestimmt. Das Ergebnis der Szenarioentwicklung (vgl. Abschnitt 2.2) beinhaltet im Wesentlichen das Leitbild für dieses Szenario.

Wie in Abschnitt 2.2 erläutert, wird im Szenario, ausgehend vom Beginn der Gutachtenerstellung im Herbst 2020, für Europa außerhalb Deutschlands von einer Erreichung der zum Ende des Jahres 2020 gültigen politischen Zielvorgaben auf europäischer Ebene ausgegangen. Für Deutschland werden aktuelle Entwicklungen mit im Szenario berücksichtigt, z. B. die Veränderungen bei den Brennstoffpreisen in Folge der Gaskrise oder die neuen energiepolitischen Zielstellungen aus dem Koalitionsvertrag bzw. dem Osterpaket. Das bedeutet unter anderem, dass wachsende Anteile der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland und vielen europäischen Ländern erwartet werden. Diese Entwicklung bei den erneuerbaren Energien stellt, neben anderen Optionen, ein Mittel zur Erreichung der vorgegebenen CO₂-Emissionsreduktionspfade dar, die gegenüber 1990 bis zum Jahr 2050 zu einer deutlichen THG-Reduktion insgesamt und in der Stromerzeugung führen sollen. Gleichzeitig wird deshalb auch eine stärkere (direkte und indirekte) Elektrifizierung des Wärme-, Verkehrs- und Industriesektors unterstellt. Treibende Größen für die Entwicklung der THG-Emissionen sind dabei die in den Rahmenannahmen vorgegebenen Preise für CO₂-Zertifikate, woraus sich in den Marktgegebenheiten ein Emissionspfad einstellt, der am Ende mit den vorgegebenen Minderungsanforderungen abgeglichen wird.

Die für das Szenario unterstellten Entwicklungen, die als exogene Größen in die Modellierung eingehen, werden in den nachfolgenden Abschnitten beschrieben, welche zusammenfassend in Abbildung 3.1 dargestellt sind.

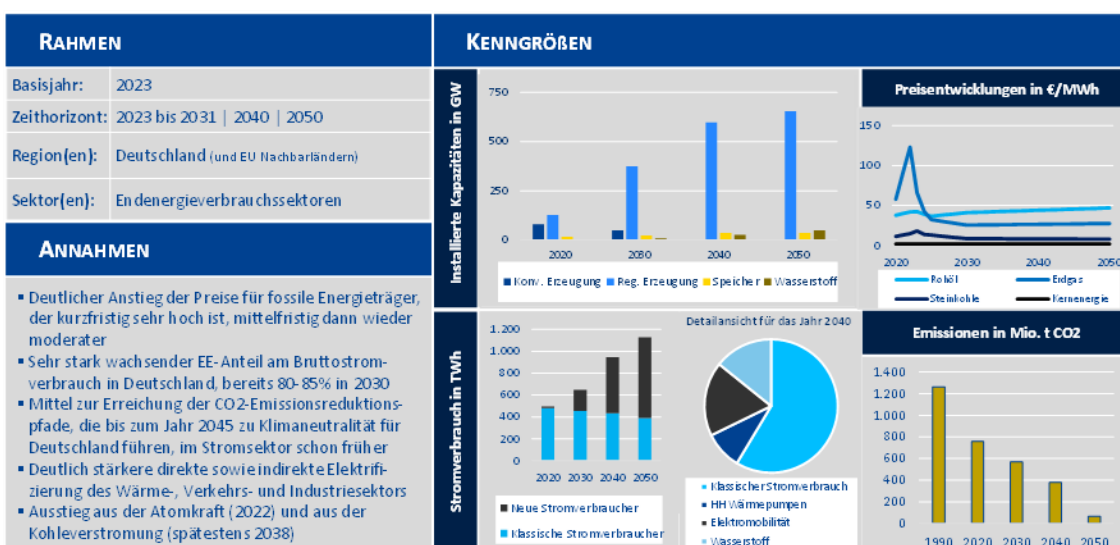


Abbildung 3.1: Rahmenannahmen und Parameter des Szenarios

Ende Juni 2021 wurde in Deutschland das Klimaschutzgesetz novelliert, und Deutschland hat sich zu einem nationalen THG-Minderungsziel einer Reduktion der Emissionen bis 2030 um 65 %

und bis zum Jahr 2040 um 88 % gegenüber 1990 verpflichtet. Eine Klimaneutralität soll bereits im Jahr 2045 erreicht werden (Abbildung 3.2).

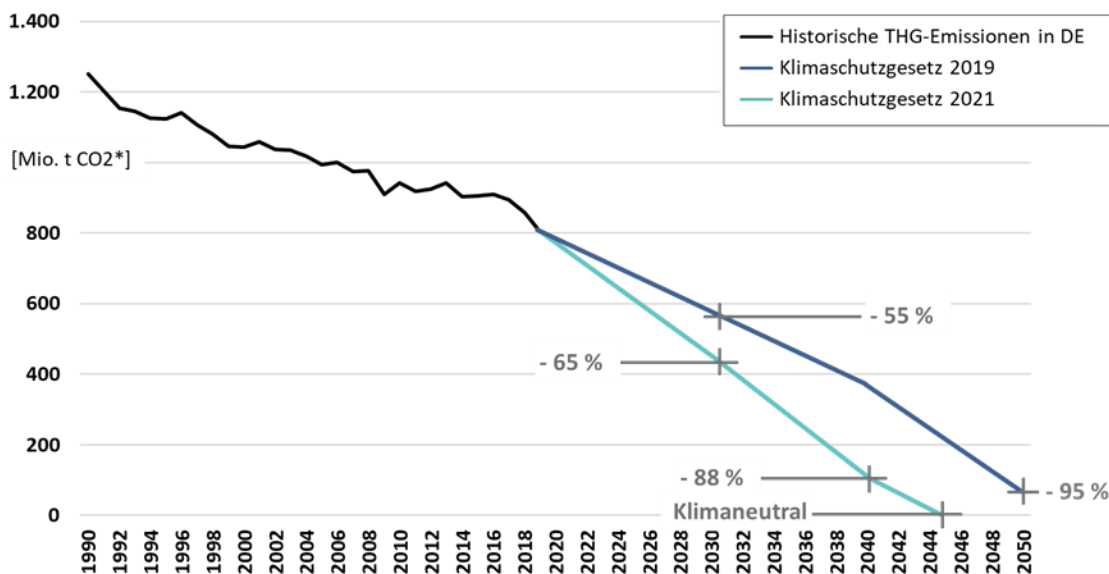


Abbildung 3.2: Historischer Verlauf der Treibhausgasemissionen sowie Reduktionsziele für Deutschland entsprechend dem Klimaschutzgesetz 2019 und dem novellierten Klimaschutzgesetz 2021

Teil des Klimaschutzgesetzes sind weiterhin auch die sogenannten Sektorziele, die nun für die Energiewirtschaft für das Jahr 2030 ein maximales THG-Emissionsvolumen von 108 Mio. t CO₂ (CO₂-Äquivalenten) vorsehen. Eine Fortschreibung der Minderungsziele für die einzelnen Sektoren ab 2031 fehlt allerdings. Der Gesetzgeber verpflichtet sich, bis zum Ende des Jahres 2022 eine Regelung zu finden.

Neben den nationalen Zielsetzungen zur Treibhausgasminderung ist die deutsche Stromwirtschaft über das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) auch in die europäische Klimaschutzpolitik eingebunden. Bei den für die Europäische Union (EU) seit dem EU Green Deal gültigen Minderungszielen einer Reduktion der THG-Emissionen gegenüber 1990 um 55 % im Jahr 2030 und Erreichung von Klimaneutralität im Jahr 2050 wurde für das Jahr 2030 eine Lastenteilung zwischen den Sektoren, die in das EU ETS eingebunden sind, und den Nicht-ETS-Sektoren, die der sogenannten Effort-Sharing-Regulation (ESR) unterliegen, getroffen. Demnach haben die ETS-Sektoren bis 2030 eine THG-Minderung um 63 % gegenüber 2005 zu erbringen.

Für die Einordnung des Szenarios ist zu betonen, dass es im Kontext des vorliegenden Gutachtens vor allem darum geht, mit dem Szenario die möglichen Entwicklungen der relevantesten Einflussfaktoren auf das Versorgungssicherheitsniveau in sich schlüssig zu erfassen. Das Szenario hat somit nicht den Anspruch, die neuen Zielvorgaben des novellierten Klimaschutzgesetzes möglichst exakt abzubilden oder eine Bandbreite aller möglichen Entwicklungen darzustellen [67].

3.2 Eingangsdaten und Annahmen

3.2.1 Status quo und statische Prognose des Anlagenparks

Als Datenbasis für den Startanlagenpark für das Modell der dynamischen Entwicklung des europäischen Strommarktes dient eine Kraftwerksdatenbank, die aus bei den Gutachtern vorliegenden Informationen und neben einer kommerziellen Datenbank auch auf zahlreichen,

kontinuierlich durchgeführten eigenen Recherchen basiert. Die Daten zur Entwicklung der installierten Kraftwerksleistung werden mit der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand: 15.11.2021) und mit der Bedarfsanalyse der Übertragungsnetzbetreiber abgeglichen. Des Weiteren werden die Daten des TYNDP 2020 [28] sowie des MAF 2020 berücksichtigt [29].

Diese Datenbasis enthält Angaben zu allen Kraftwerken im Betrachtungsgebiet hinsichtlich der wichtigsten Kenngrößen für diese Anlagen, zum Beispiel installierte Leistung, Brennstoff und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Diese basieren, wenn möglich, auf öffentlich zugänglichen Quellen (u. a. die oben angeführten). Soweit dies nicht möglich ist, werden sie durch typspezifische Daten auf Basis von Expertenschätzungen entsprechend ergänzt, die auf den Vorarbeiten der Gutachter beruhen (z. B. Wirkungsgrade von Kraftwerken, Brennstofftransportkosten zum Kraftwerksstandort, etc.).

Die weitere Entwicklung des Anlagenparks über das Jahr 2022 hinaus ist über Recherchen zunehmend schwieriger abzuschätzen, da für diesen Zeitbereich immer weniger zuverlässige öffentlich zugängliche Informationen vorhanden sind. Aus diesem Grund erfolgt ab dem Jahr 2023 auch eine dynamische Modellierung der Kapazitätsentwicklung am Strommarkt. Als exogene Vorgaben erfolgen für den Zeitbereich ab 2023 dennoch folgende Annahmen:

- Bekannte Zubauprojekte von Großkraftwerken werden mit einem entsprechend recherchierten bzw. abgeschätzten Inbetriebnahmedatum als exogene Veränderungen ab dem Jahr der Inbetriebnahme berücksichtigt.
- Alle im Startanlagenpark in Betrieb enthaltenen Kraftwerke sind mit einer auf Basis des Technologietyps abgeschätzten technischen Lebensdauer versehen [62]. Nach Ablauf dieser technischen Lebensdauer wird die entsprechende Anlage dann exogen altersbedingt stillgelegt. Da im Startanlagenpark allerdings auch Anlagen enthalten sind, die aufgrund dieser Regelung zur technischen Lebensdauer schon stillgelegt sein müssten, dies aber aktuell noch nicht erfolgt ist, wird für solche Anlagen angenommen, dass sie zum Zeitpunkt des nominalen Endes der technischen Lebensdauer durch entsprechende Retrofitmaßnahmen ertüchtigt wurden. Somit stehen diese für einen technologiespezifisch festgelegten Zeitraum von fünf bis sieben Jahren weiterhin zur Verfügung (angelehnt an [62]). Durch diese Regelung wird erreicht, dass die älteren Kraftwerke nicht nach 2022 sofort altersbedingt in großem Umfang stillgelegt werden, sondern die altersbedingte Staffelung über der Zeit erhalten bleibt. Eine modellendogene Stilllegung ist davon unabhängig möglich.
- Kraftwerke, für die politisch induzierte Maßnahmen, wie beispielweise der Kernenergie- und Kohleausstieg in Deutschland gelten, werden unabhängig von der technischen Lebensdauer blockscharf exogen vorgegeben stillgelegt. Die bereits bekannten blockscharfen Stilllegungsdaten für Kernenergie- und Kohlekraftwerke werden entsprechend der Vorgaben berücksichtigt. Im Fall der Kohleverfeuerung werden die darüber hinaus ordnungsrechtlich vorgegebenen stillzulegenden Leistungen je Energieträger so umgesetzt, dass die ältesten Blöcke zuerst stillgelegt werden. Hierbei werden Kondensationskraftwerke früher stillgelegt als KWK-Anlagen.
- Werden KWK-Anlagen stillgelegt, so wird geprüft, ob die Wärmenachfrage in der jeweiligen Wärmeregion nach der Stilllegung noch zu decken ist. Sollte dies nicht der Fall sein, so wird eine erdgasbefeuerte KWK-Ersatzinvestition, die eine ausreichende Wärmedeckung ermöglicht, als exogener Zubau vorgegeben.

- Der Zubau der erneuerbaren Erzeugung erfolgt entsprechend der Annahmen im Szenario ausschließlich exogen vorgegeben.
- Die verfügbare Leistung aus den nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen der Kategorie 2 wird ebenfalls exogen in Abhängigkeit der Entwicklung der angenommenen Nachfrage in den jeweiligen Anwendungsbereichen für jedes Betrachtungsjahr festgelegt.
- Die erschließbaren Potentiale der neuen Flexibilitätsoptionen der Kategorie 1 werden ebenfalls exogen vorgegeben. Ob die Erschließung dann tatsächlich erfolgt, wird jedoch im Rahmen der dynamischen Strommarktsimulation modellbasiert endogen im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit im Sinne einer Investition ermittelt. Für den Startanlagenpark für das Jahr 2022 wird unterstellt, dass noch keine solche Optionen erschlossen sind. Für das Jahr 2023 stehen die Optionen als Erschließungsoptionen im Sinne von endogenen Investitionsentscheidungen zur Verfügung.

Der exogen vorgegebene europäische Startanlagenpark für das Jahr 2023, welcher im Anschluss als erstes betrachtetes Jahr Eingang in die modellbasierte (dynamische) Bestimmung des Anlagenparks findet, unterscheidet sich hierbei vom Anlagenpark im Jahr 2022. Dies ist durch wirksam werdende politische Vorgaben (z. B. der Kernenergie- und Kohleausstieg in Deutschland), der angekündigten Inbetriebnahme von im Bau befindlicher Kraftwerke, der Außerbetriebnahme von zur Stilllegung angezeigter Kraftwerke und auf der Erreichung der technischen Lebensdauer begründet.

3.2.2 Annahmen zur Wirtschaftlichkeit von Investitionen

In der Akteursanalyse wird die Wirtschaftlichkeit von Investitionen aus der Perspektive der am Markt tätigen Investoren abgeschätzt. Hierfür wird die in der betriebswirtschaftlichen Wirtschaftlichkeitsrechnung übliche Kapitalwertmethode eingesetzt, bei der alle Zahlungsströme anhand eines kalkulatorischen Zinssatzes auf einen einheitlichen Bezugszeitraum umgerechnet werden. Der sich aus allen auf diesen Bezugszeitraum umgerechneten Einnahmen und Ausgaben ergebende Summenwert, der sogenannte Kapitalwert (Net Present Value, NPV), muss mindestens null sein, damit eine Investition für den Akteur wirtschaftlich ist.

Zur Anwendung dieser Methodik ist die Annahme eines adäquaten kalkulatorischen Zinssatzes relevant, der jedoch von Unternehmen zu Unternehmen unterschiedlich ausfällt. Die Anwendung der Weighted Average Cost of Capital (WACC) als kalkulatorische Verzinsung ermöglicht die Integration eines branchentypischen Risikos für die jeweilige Investition. Dennoch ist die genaue Festlegung des kalkulatorischen Zinssatzes unternehmensspezifisch und hängt von vielen Faktoren ab, sodass im Rahmen dieses Gutachtens nur ein für alle gültiger / einheitlicher Näherungswert verwendet werden kann.

Da im Rahmen dieses Gutachtens alle Preis- und Kostendaten ausschließlich auf realen Preisen basieren, muss auch der verwendete kalkulatorische Zinssatz inflationsbereinigt sein. Als angemessener kalkulatorischer Zinssatz wird ein realer Zinssatz von 10 % in diesem Gutachten angenommen, der auf Basis des WACC-Ansatzes abgeschätzt wird. Da für alle realen Preise eine konstante Inflation von 2 % p. a. unterstellt wird, entspricht dieser reale WACC von 10 % einem nominalen WACC von 12,2 %. Dieser wird durch Angaben in der Literatur gestützt, in denen aus empirischen Analysen ein mittlerer WACC von gut 8 % für große deutsche EVU ermittelt wurde, der sich aber auf die Gesamtunternehmen bezieht, die sowohl reguliertes als auch wettbewerbliches Geschäft umfassen [63]. Für wettbewerbliches Geschäft, wie die marktbasierete Erzeugung, wird aufgrund der höheren Risiken von einem höheren WACC

ausgegangen. Ein Aufschlag von 5 %-Punkten auf den WACC wird als in der Industrie üblich angesehen (vgl. [63]).

Für die neu investierten Technologieoptionen werden die in Tabelle 3.1 dargestellten Annahmen für die relevanten Kostenparameter (Investitionskosten, fixe und variable Betriebskosten) sowie technische Parameter (Wirkungsgrad, technische Lebensdauer) zugrunde gelegt. Diese basieren einerseits auf den angegebenen Studien und werden andererseits durch eigene Annahmen ergänzt.

Parameter	Einheiten	Gasturbine	Gas und Dampf	Öl	Pumpspeicher	Stationäre Batteriespeicher	DSM		Netzersatz--anlagen
							Industrie	GHD	
Investitionskosten	€ ₂₀₁₈ / kW _{el}	400 _{a)}	700 _{a)}	400 _{a)}	1218 _{a)}	550 _{a)}	0,7 _{b)}	74,4 _{b)}	20,7 _{c)}
fixe Betriebskosten	€ ₂₀₁₈ / kW _{el}	13 _{a)}	24 _{a)}	13 _{a)}	12 _{a)}	19 ¹⁾ _{a)} 10 ²⁾ _{a)}	0,1 _{b)}	2,0 _{b)}	5,0 _{c)}
variable Betriebskosten	€ ₂₀₁₈ / MWh _{el}	1,6 _{d)}	1,6 _{d)}	3,3 _{d)}	0,0 _{e)}	1,0 _{e)}	450,0 _{b)}	12,0 _{b)}	2,0 _{e)}
Wirkungsgrad ³⁾	%	40 _{d)}	60 _{d)}	38 _{d)}	94 ⁴⁾ _{f)} 84 ⁵⁾ _{f)}	94 _{e)}	99 _{b)}	99 _{b)}	29 _{e)}
technische Lebensdauer ³⁾	a	25 _{a)}	30 _{a)}	25 _{a)}	80 _{a)}	25 _{e)}	30 _{b)}	30 _{b)}	30 _{c)}

Fußnoten

- 1) Bezogen auf das Jahr 2023
- 2) Bezogen auf das Jahr 2050
- 3) Bezogen auf Neubaukraftwerke

- 4) Wirkungsgrad für das Turbinieren
- 5) Wirkungsgrad für das Pumpen

Quellen

- a) dena (2018)
- b) Gils (2015), Gruber (2017) und Steurer (2017)
- c) r2b, Consentec, TEP und Fraunhofer ISI (2019)
- d) MAF (2019)
- e) Eigene Annahmen
- f) UVEK (2008); ewi (2018)

Tabelle 3.1: Annahmen für Kostenparameter und technische Parameter neuer Investitionsoptionen ([29], [27], [60], [64], [65], [66] und eigene Annahmen)

3.2.3 Politische Rahmenannahmen

Mit der Abkehr von bestimmten Erzeugungstechnologien wie dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung verändert sich die Auswahl des Energieträgers für die Stromerzeugung nicht nur in Deutschland, sondern in ganz Europa langfristig. Dies bleibt nicht ohne Rückwirkungen auf die zukünftigen Stromerzeugungskapazitäten und die Energieträgerwahl. Die Verfügbarkeit der Technologieoptionen hängt dabei maßgeblich von nationalen energie- und klimapolitischen Regelungen (Klimapolitische Zielsetzungen, Aus- und Einstiegsbeschlüsse, Neubauverbot, Restlaufzeiten) der jeweiligen Länder ab.

	AT	BE	CH	CZ	DE	DK	ES	FI
Kernenergie	nicht verfügbar	Ausstieg bis 2025	verfügbar	verfügbar	Ausstieg bis 2022	Ausgestiegen in 2003	verfügbar	verfügbar
Kohleverstromung	Ausgestiegen in 2020	Ausgestiegen in 2016	nicht verfügbar	verfügbar	Ausstieg bis 2038	Ausstieg bis 2030	Ausstieg bis 2030	Ausstieg bis 2029

	FR	HR	HU	IT	LU	NL	NO	PL
Kernenergie	verfügbar*	nicht verfügbar**	verfügbar	Ausgestiegen in 1990	nicht verfügbar	Verfügbar	nicht verfügbar	Einstieg geplant
Kohleverstromung	Ausgestiegen in 2021	verfügbar	Ausstieg bis 2030	Ausstieg bis 2025	nicht verfügbar	Ausstieg bis 2029	nicht verfügbar	verfügbar

	PT	RO	SE	SI	SK	UK
Kernenergie	nicht verfügbar	verfügbar	verfügbar	verfügbar	verfügbar	Verfügbar
Kohleverstromung	ausgestiegen in 2021	verfügbar	ausgestiegen in 2020	verfügbar	Ausstieg bis 2030	Ausstieg bis 2024

Die angegebenen Jahreszahlen stehen für das Jahr, in dem die letzte Anlage stillgelegt werden soll (auch wenn diese bis zum 31.12. des jeweiligen Jahres betrieben wird).

* Der Anteil der Nettostromerzeugung aus Kernenergie soll bis 2035 von 70 % auf 50 % sinken.

** Das Kernkraftwerk Krško gehört zu gleichen Teilen Slowenien und Kroatien.

Tabelle 3.2: *Verfügbarkeit der Technologieoptionen Kernenergie und Kohleverstromung in den Ländern des Betrachtungsgebiets*

Um den aktuellen politischen Stand der heute bereits bekannten Maßnahmen und Vorgaben festzustellen, werden die aktuellen nationalen Energie- und Klimaschutzpläne (NECP) vor diesem spezifischen Hintergrund analysiert und ergänzende technologie- und länderspezifische Detailrecherchen von verfügbaren Informationen durchgeführt [67, 68, 69]. In Tabelle 3.2 ist das Ergebnis der Analyse dargestellt und zeigt die Verfügbarkeit der Technologieoptionen Kernenergie und Kohleverstromung in den untersuchten europäischen Ländern.

Aufgrund der regulatorisch festgelegten Entwicklungspfade werden die installierten Leistungen für Kernkraftwerke nicht modellendogen ermittelt, sondern auf Basis der gezeigten Rechercheergebnisse ebenso exogen vorgegeben wie ggf. politisch festgelegte Ausstiegspfade aus der Kohleverstromung, die aber im Gegensatz zur Entwicklung im Bereich Kernenergie als späteste Außerbetriebnahmen zu verstehen sind. So wird für Kraftwerke, die von einem Rückbau oder Zubau betroffen sind, ein Abschalt- oder ein Inbetriebnahmejahr exogen vorgegeben. Bei Kohlekraftwerken ist eine zusätzliche modellendogene Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten vor einem exogen vorgegebenen Abschaltdatum, jedoch in Abhängigkeit der unterstellten ökonomischen Rahmenbedingungen, z. B. der Entwicklung der CO₂-Zertifikatspreise im ETS, weiterhin möglich.

Abbildung 3.3 zeigt die exogenen Vorgaben bezüglich der Entwicklung der installierten Leistung von Kern- und Kohlekraftwerken in Europa. In Summe reduziert sich die verfügbare installierte Leistung von 221 GW im Jahr 2020 auf etwa 119 GW im Jahr 2031.

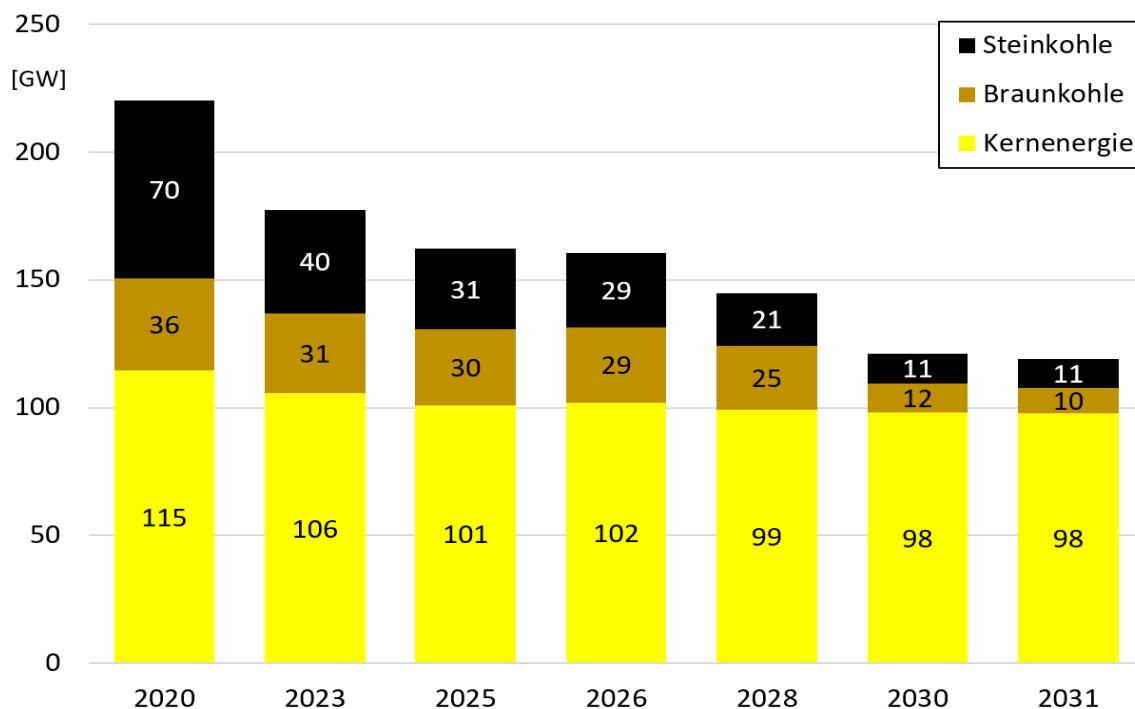


Abbildung 3.3: Entwicklung der installierten Leistung von Kern- und Kohlekraftwerken in den betrachteten Ländern in Europa

Im Oktober 2020 wurde ein Verhandlungsmandat für das EU-Klimaschutzgesetz im europäischen Parlament verabschiedet [70]. Der Gesetzentwurf strebt eine europäische Klimaneutralität bis 2050 an. Neben dem Ausbau emissionsarmer Erzeugungstechnologien gilt auch der Einsatz der Technologieoption Carbon Capture and Storage (CCS) zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ als eines der vielversprechendsten Instrumente, um dieses ambitionierte europäische Ziel zu erreichen. Die technische Machbarkeit des Verfahrens wird bereits heute in der großtechnischen Ammoniakherstellung unter Beweis gestellt [62]. Jedoch stößt die Technologie (insbesondere die Speicherung unter Tage) vor allem in Deutschland auf eine geringe gesellschaftliche Akzeptanz und auf Vorbehalte hinsichtlich der Umweltverträglichkeit. Daher wird die Technologieoption in der Modellierung der Entwicklung des Strommarkts nicht abgebildet.

3.2.4 Annahmen zu expliziten Kapazitätsmechanismen

In allen im Rahmen dieses Gutachtens untersuchten Gebotszonen mit expliziten Kapazitätsmechanismen (UK [16], FR [71], IT [18], PL [19]) wird eine insgesamt abzusichernde Leistung $\hat{P}_{KM,r}$ durch entsprechende Gutachten (z. B. [16]) für jedes Jahr individuell durch den Regulierer bzw. durch die ÜNB oder durch Zusammenarbeit beider festgelegt. Diese Leistungswerte $\hat{P}_{KM,r}$ sind für die Abbildung der Kapazitätsmechanismen im Rahmen der Modellierung der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt für die dynamische Entwicklung des Anlagenparks eine der relevanten Größen. Da eine umfangreiche Analyse analog dem Vorgehen der Regulierungsbehörden bzw. Übertragungsnetzbetreiber nicht möglich ist, erfolgt die Festlegung dieser Werte in diesem Gutachten auf Basis historischer Werte in den jeweiligen Marktgebieten.

Aus Konsistenzgründen werden diese historisch bekannten Werte der insgesamt abzusichernden Leistung $\hat{P}_{KM,r}$ auf die Lastspitze der in die Modellierung eingehenden Lastnachfrage des jeweiligen Marktgebiets $\hat{P}_{max,r}$ bezogen und das so bestimmte Verhältnis für

alle Betrachtungsjahre in der Zukunft als konstant angenommen. Die insgesamt abzusichernde Leistung $\hat{P}_{KM,r}$ verändert sich damit proportional mit der Leistungsspitze $\hat{P}_{max,r}$ der im Modell exogen vorgegebenen Lastnachfrage. Somit ergibt sich für jedes Betrachtungsjahr und Marktgebiet ein eigener Wert für die insgesamt abzusichernde Leistung $\hat{P}_{KM,r}$.

Aus dieser insgesamt abzusichernden Leistung $\hat{P}_{KM,r}$ wird dann die über den Kapazitätsmechanismus zu beschaffende Leistung $P_{KM,r}$ abgeleitet, die in das Modell eingeht und durch die zur Teilnahme am Mechanismus berechtigten Anlagenklassen des Marktgebiets r bereitzustellen ist (vgl. Abschnitt 2.3.5). Die Ableitung von $P_{KM,r}$ erfolgt für jedes der Marktgebiete r mit explizitem Kapazitätsmechanismus spezifisch. Zur Berechnung der für das Modell relevanten Größe $P_{KM,r}$ werden abhängig von für das jeweilige Marktgebiet r geltenden Regelungen folgende Leistungen von der insgesamt abzusichernden Leistung $\hat{P}_{KM,r}$ abgezogen:

$$P_{KM,r} = \hat{P}_{KM,r} - \sum P_{flex,nutz} - \sum P_{EE,gesich} - \sum P_{Imp,nutz} - P_{Kohle,nutz,PL}$$

- Leistung $P_{flex,nutz}$ der nutzbaren flexibilisierten Lastnachfrage in der Stunde der Spitzennachfrage entsprechend den Annahmen des Szenarios in allen Marktgebieten, weil angenommen wird, dass diese Leistung aufgrund ihrer flexibilisierbaren Eigenschaft zum Zeitpunkt des Auftretens der Lastspitze entlastend eingesetzt wird.
- Leistung $P_{EE,gesich}$ der als gesichert anzunehmenden Kapazität aus der installierten Kapazität fluktuierender erneuerbarer Erzeugung des Marktgebiets r , die aus der installierten Leistung dieser Erzeugung reduziert durch einen entsprechenden technologiespezifischen Abschlagsfaktor (De-Rating Factor, DRF) bestimmt wird. Diese Faktoren werden konstant für die Zukunft fortgeschrieben, wenn explizit aus entsprechenden Dokumenten für aktuelle Kapazitätsauktionen bekannt (z. B. [16] p. 81). Können keine direkten Angaben zu diesen DRF in entsprechenden Quellen identifiziert werden, werden diese Faktoren aus verfügbaren Angaben zu historischen Auktionsergebnissen (z. B. [72]) bzw. zu Kapazitätseffekten abgeleitet.
- Leistung $P_{Imp,nutz}$, die mittels Importen gesichert bereitgestellt werden kann. Diese wird durch den Regulierer bzw. ÜNB auf Basis entsprechender Analysen für die Vergangenheit bestimmt. Für die unterschiedlichen Transferkapazitäten zwischen Marktgebieten werden hierfür Abschlagsfaktoren (DRF) auf die bilateralen Übertragungskapazitäten (NTC) angewendet. Diese werden entsprechenden Quellen entnommen (z. B. [16]) bzw. werden, wo keine direkten Quellenangaben verfügbar sind, mit Hilfe von Analogieschlüssen aus anderen Angaben (z. B. [17]) abgeschätzt.
- Leistung $P_{Kohle,nutz,PL}$, die im Marktgebiet Polen (PL) aus Kohleerzeugungskapazität angerechnet wird. In Polen gilt aufgrund der Vorgabe der EU analog den anderen Marktgebieten, dass Kohlekraftwerke nicht an den Kapazitätsmechanismen beteiligt werden dürfen. Defacto ergibt sich in Polen jedoch eine Sondersituation, da in Polen bereits in vorangegangenen Auktionen langfristig Leistung aus Kohlekraftwerken kontrahiert wurde, die bei der Bestimmung der gesicherten Leistung zu berücksichtigen ist. Dies entspricht der Annahme im Markt, dass die Dimensionierung der über den Kapazitätsmechanismus zu beschaffende, gesicherte Leistung unter Berücksichtigung noch existierender Kohlekraftwerkskapazitäten erfolgt [73]. Für die Abbildung im Modell wird somit eine Abschätzung auf der konservativen Seite angenommen, um Überkapazitäten zu vermeiden.

Die nach Abzug dieser Positionen verbleibende Leistung muss in Märkten mit Kapazitätsauktionen in diesen Auktionen gesichert werden. Im Modell wird dies durch eine

entsprechende Nebenbedingung implementiert (vgl. Abschnitt 2.3.5). In Frankreich gibt es zwar keine Kapazitätsauktionen, jedoch ist die Wirkung des bestehenden Kapazitätsmechanismus vergleichbar. Somit kann die Abbildung in derselben Weise auch für Frankreich erfolgen (vgl. Abschnitt 2.3.5) und der Leistungswert, der durch Anlagen im Marktgebiet gesichert bereitgestellt werden muss, entsprechend dem beschriebenen Vorgehen bestimmt werden.

Für die Bereitstellung der endogen bestimmten Leistung aus dem Anlagenpark für den Kapazitätsmechanismus ist für alle Anlagen ebenfalls ein entsprechender Abschlagsfaktor (DRF) auf die installierte Leistung zu berücksichtigen, der eine typische Verfügbarkeit zum Zeitpunkt des Auftretens der maximalen Lastspitze widerspiegelt. Diese DRF sind spezifisch für jeden Anlagentyp entsprechenden Unterlagen (z. B. [16]) zu entnehmen bzw. orientieren sich an den mittleren Verfügbarkeiten, die auch für die die Modellierung der dynamischen Entwicklungen an den EU-Strommärkten verwendet werden (vgl. Abschnitt 3.2.7).

3.2.5 Annahmen zum Ausbauzustand der Übertragungsnetze

Für die Betrachtungsjahre 2025, 2026 und 2031 ist für die Durchführung der Untersuchungen zur Versorgungssicherheit im Stromnetz (Transmission Adequacy) ein detailliertes Netzmodell erforderlich. Dies wird zum einen für die Netzbetriebs- und Redispatchsimulation (die konkrete Vorgehensweise hierzu ist in Abschnitt 2.6 detailliert beschrieben) genutzt. Zum anderen findet es Anwendung bei der vorgelagerten blockscharfen Dispatchsimulation zur Abbildung des Flow-based Market Coupling sowie zur Ableitung der Power Transmission Distribution Factors (PTDFs) für die Untersuchungen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt.⁴⁷

Den Ausgangspunkt für das von den Gutachtern genutzte Netzmodell bildet ein bei Consentec verfügbares und basierend auf öffentlichen Quellen recherchiertes leitungsscharfes Modell des europäischen Stromübertragungsnetzes. Das Netzmodell wurde bereits für diverse Studien und Untersuchungen, auch im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, genutzt und bildet den Status quo des Übertragungsnetzes ab. Davon ausgehend haben die Gutachter für jedes der drei Betrachtungsjahre den erwarteten Zustand des europäischen Netzausbaus in das Netzmodell übertragen.

Die Annahmen zur Entwicklung der Netzinfrastruktur basieren dabei primär auf zwei Datenquellen. Als Grundlage für die Festlegung des Netzausbaustandes im europäischen Ausland je Betrachtungsjahr dient der TYNDP 2020 [28]. Hieraus ergeben sich insbesondere die geplanten Inbetriebnahmejahre und der entsprechende angenommene Zubau von Betriebsmitteln im Übertragungsnetz.

Die relevanten Netzausbauprojekte für Deutschland ergeben sich aus der Bestätigung des Netzentwicklungsplanes (NEP) 2019, dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) [74] und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) [75]. Die Inbetriebnahmezeitpunkte ergeben sich für die einzelnen Projekte dabei jeweils gemäß aktuellem Netzausbaumonitoring der BNetzA zum Zeitpunkt Q4/2021 [76]. Aus den jeweiligen Projektdaten resultieren neben den geplanten Inbetriebnahmejahren auch die technischen Spezifikationen der zugebauten Betriebsmittel, sofern diese angegeben sind.

In Abbildung 3.4 sind die Inbetriebnahmezeitpunkte von Netzausbauprojekten mit deutscher bzw. luxemburgischer Beteiligung farblich dargestellt. Die farbliche Zuordnung gibt dabei jeweils an, ab wann die Projekte als vollständig umgesetzt und in Betrieb angenommen werden und

⁴⁷ Die Übertragungskapazitäten ergeben sich – zur Wahrung der Konsistenz mit den Annahmen der Untersuchungen zur dynamischen Entwicklung der EU-Strommärkte – aus den NTC-Werten des TYNDP.

entsprechend in dem jeweiligen Simulationsjahr angenommen werden. Eine Netzausbau- bzw. -verstärkungsmaßnahme, deren Fertigstellung gemäß den oben genannten Quellen im Laufe des Jahres erfolgt, wird in den Simulationen erst im Folgejahr berücksichtigt. Wird das Inbetriebnahmejahr mit t angegeben, erfolgt eine Berücksichtigung im Netzmodell erst ab den Jahren $t+1$.



Abbildung 3.4: Inbetriebnahmezeitpunkte von Netzausbauprojekten in DELU

In Anhang C sind die angenommenen Inbetriebnahmejahre der grenzüberschreitenden Netzausbauprojekte diesem Dokument beigelegt.

Pilotanlagen der Netzbooster

Bei den Netzbetriebssimulationen werden die von der BNetzA bestätigten Netzbooster-Pilotanlagen berücksichtigt. Dabei handelt es sich um die Netzentwicklungsplan-Projekte P365 (Audorf/Süd und Ottenhofen) mit jeweils 100 MW sowie P430 (Kupferzell) mit 250 MW. Hinsichtlich der Einsatzstrategie der Netzbooster-Pilotanlagen werden die aktuellen Erwartungen aus der Praxis reflektiert. In Abhängigkeit vom unterstellten Betrachtungsjahr ändert sich somit die Betriebsweise der Netzbooster-Pilotanlagen. In den Jahren 2025 und 2026 wird ein jeweils singulärer Betrieb der Netzboosteranlagen angenommen. Dies bedeutet, dass der Netzbooster nur für zuvor ausgewählte Netzbetriebsmittel eingesetzt wird und sich die Pilotanlagen nicht gegenseitig unterstützen. Im Jahr 2031 erfolgt dann ein systemweit koordinierter Einsatz der Netzbooster innerhalb Deutschlands, bei dem auch die Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen als weitere reaktive Maßnahme betrachtet wird. Luxemburgische Leitungen werden nicht in den Beobachtungsbereich des Netzboosters

aufgenommen, da es sich hierbei um ein Konzept ausschließlich der deutschen ÜNB handelt, an dem der luxemburgische Übertragungsnetzbetreiber Creos nicht mitwirkt.

Analog zum witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb wird der Fehlerstrom auf Netzbetriebsmitteln (vor Aktivierung der Netzbooster) auf maximal 4 kA begrenzt, um mögliche negative Auswirkungen auf die Stabilität des Netzes und die Schutztechnik ausschließen zu können. In aktuellen Forschungsvorhaben wird momentan geprüft, ob dieser Wert weiter, bspw. auf 4,3 kA, erhöht werden kann. Im Rahmen der Analysen wurde aber der hinsichtlich des Potentials des Netzboosters konservative Wert von 4 kA angenommen.

Für den von TransnetBW geplanten Netzbooster im Raum Kupferzell wurde das zugehörige Projekt in Wehrendorf, in dem die Last erhöht werden sollte, nicht von der BNetzA genehmigt. Der energetische Ausgleich zum Batteriespeichersystem in Kupferzell wird daher in den Analysen über eine Absenkung von Offshore-Windenergieanlagen durchgeführt.

3.2.6 Annahmen zur Entwicklung der Stromhandelskapazitäten

Grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten, nachfolgend „Stromhandelskapazitäten“ genannt, ermöglichen den kommerziellen Stromaustausch zwischen den Gebotszonen, wobei die physikalischen Stromflüsse begrenzt werden, um eine Einhaltung der technischen Betriebsvorgaben je Netzbetriebsmittel sicherzustellen. Die Berücksichtigung dieser Restriktionen lassen sich in der Strommarktmodellierung unterschiedlich abbilden, was nachfolgend für die verwendeten Modellkonfigurationen erläutert wird.

Zunächst sind für die Untersuchungen zu den dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt die künftigen grenzüberschreitenden Stromhandelskapazitäten abzuschätzen, um so deren Einfluss auf die Veränderungen im Anlagenpark zu berücksichtigen. Auftragsgemäß verwenden die Gutachter hierzu einen Ansatz, der auf Net Transfer Capacities (NTCs) basiert. Mit diesen können bilaterale Stromhandelskapazitäten zwischen Ländern grenz- und richtungsscharf abgebildet werden. Als Grundlage für diese Untersuchungen nutzen die Gutachter die NTC-Startwerte für das Jahr 2020 des TYNDP 2020 [28]. Die Angaben zu den einzelnen Netzausbauprojekten (vgl. Anhang C) umfassen auch deren erhöhende Wirkung auf die grenzüberschreitenden Stromhandelskapazitäten, sodass basierend auf den Startwerten die NTC-Werte für die zu untersuchenden Stichjahre ermittelt werden können. Für den Zeitraum nach 2035 werden die NTC-Werte fortgeschrieben, und es findet keine weitere Erhöhung der NTC-Werte mehr statt. Die resultierenden und im Rahmen der Untersuchungen genutzten NTC-Werte sind in der Tabelle in Anhang B diesem Dokument beigefügt.

Um eine möglichst hohe Konsistenz zwischen den einzelnen Schritten zur Erstellung des Gutachtens zu gewährleisten, dienen die so ermittelten NTC-Werte anschließend als Grundlage für die Parametrierung des hybriden Flow-Gate- und NTC-Modells der Stromaustausche im Rahmen der Untersuchungen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt.

3.2.7 Annahmen zur Nichtverfügbarkeit von Erzeugungsanlagen

Ausfälle und Wartungsarbeiten beziehungsweise Revisionen der Anlagen zur Stromerzeugung vermindern die am Markt zur Verfügung stehende Erzeugungsleistung. Diese sogenannten Nichtverfügbarkeiten thermischer Kraftwerke beeinflussen die Versorgungssicherheit, aber auch die Zu- und Rückbauentscheidungen von Kraftwerksbetreibern, in erheblichem Maße. Für die Gutachtererstellung sind daher konsistente Annahmen zu den Nichtverfügbarkeiten in allen Schritten von besonderer Relevanz.

Als Quelle für die entsprechenden Eingangsdaten kommen grundsätzlich verschiedene Datenplattformen oder Veröffentlichungen in Betracht. Im Rahmen dieses Vorhabens haben die Gutachter auf die auf der ENTSO-E-Transparenzplattform [57]⁴⁸ publizierten Meldungen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten sowie den Berichten zur Verfügbarkeit von Kraftwerken des VGB PowerTech e.V. (VGB, siehe [77]) zurückgegriffen. Durch dieses Vorgehen ist insbesondere die Konsistenz zu anderen Untersuchungen, zum Beispiel der Bestimmung des Netzreservebedarfs durch die Übertragungsnetzbetreiber und den vom BMWK durchgeführten Versorgungssicherheitsanalysen sichergestellt. Die Daten wurden angereichert um weitere Erkenntnisse, zum Beispiel einzelne länderscharfe Nichtverfügbarkeiten der Kernkraftwerke (z. B. Frankreich) und dem zeitlichen Verlauf von Nichtverfügbarkeiten, der auf Basis der Auswertung der ENTSO-E-Transparenzdaten abgeleitet wurde.

Die genutzten Daten zu den im Mittel erwarteten, geplanten und ungeplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten, welche einheitlich Eingang in alle Untersuchungsschritte finden, sind in der folgenden Tabelle 3.3 skizziert. Angegeben ist dabei zunächst jeweils die Bandbreite in Abhängigkeit der Blockgröße. Darüber hinaus ist der Wert angegeben, welcher sich für den Anlagenpark für den Startkraftwerkspark zu Beginn des Jahres 2023 ergibt. Die konkreten Kategorien und Werte für diese Kategorien können der Veröffentlichung des VGB [77] entnommen werden.

⁴⁸ Die Meldungsauswertung im Kontext der Gutachtenerstellung umfasst den zum Zeitpunkt des Abrufs (Stand Q4/2020) verfügbaren Zeitraum von 2015 bis 2019.

Technologie	Ggfs. Untergruppe	geplant	ungeplant	Summe
Steinkohle	Bandbreite in Abhängigkeit von der Blockgröße	10 % - 12 %	10 % - 15 %	20 % - 27 %
	in Deutschland ⁴⁹	10 %	11 %	21 %
Braunkohle	Bandbreite in Abhängigkeit von der Blockgröße	7 % - 11 %	8 % - 13 %	15 - 24 %
	in Deutschland	7 %	9 %	16 %
GuD-Kombi-anlagen	Bandbreite in Abhängigkeit von der Blockgröße	8 % - 10 %	4 % - 5 %	12 % - 14 %
	in Deutschland	9 %	4 %	13 %
Öl-/Gasturbinen und Sonstige		8 %	5 %	13 %
Hydraulische Kraftwerke	Pumpspeicherkraftwerke	12 %	2 %	11 %
	Speicherkraftwerke	10 %	5 %	15 %
Kernkraftwerke	Belgien	11 %	16 %	27 %
	Tschechien	10 %	6 %	16 %
	Finnland	6 %	1 %	7 %
	Frankreich	15 %	2 %	17 %
	Deutschland	9 %	3 %	12 %
	Spanien	10 %	3 %	13 %
	Schweiz	7 %	2 %	9 %
	Alle weiteren Länder	11 %	9 %	20 %

Tabelle 3.3: Im Rahmen dieses Vorhabens genutzte Verfügbarkeitskenngrößen nach [77] und [57].

Dabei haben die Gutachter zur Parametrierung der durchschnittlichen Ausfallhäufigkeit die Ausfallhäufigkeiten gemäß [78] angesetzt. Diese sind nachfolgend in der Tabelle 3.4 aufgelistet.

⁴⁹ Gezeigt ist jeweils der Wert, der sich für den Anlagenpark zur statischen Prognose des Anlagenparks für 2022 ergibt.

Kraftwerkstyp	Ausfallhäufigkeit [1/a]
Kernkraft	1,1
Steinkohle	6,6
Braunkohle	4,5
Öl/Gas	3,9
GuD	12,1

Tabelle 3.4: Ausfallhäufigkeiten von Kraftwerken gemäß [78]

Geplante Nichtverfügbarkeiten der Anlagen zur Stromerzeugung werden in allen Schritten der Gutachtenerstellung deterministisch vorgeben. Dies gilt bei den Untersuchungen zur dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes und den blockscharfen Dispatchsimulationen für die Untersuchungen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt und im Stromnetz. Darüber hinaus werden für die Untersuchungen zur dynamischen Entwicklung der EU-Strommärkte, für welche in den Modellen keine explizite stochastische Ausfallziehung erfolgt, und zur Versorgungssicherheit im Stromnetz auch die ungeplanten Nichtverfügbarkeiten deterministisch als mittlere Nichtverfügbarkeit vorgegeben.

Da die Angaben des VGB nur Jahresmittelwerte enthalten, Revisionen aber in signifikantem Umfang einem jahreszeitabhängigen Verlauf unterliegen, werden, basierend auf den Meldedaten der ENTSO-E Transparenzplattform [57], zunächst monatscharfe Werte für die Technologien Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle sowie Gas und Sonstige ermittelt. Diese Zeitreihen werden anschließend so skaliert, dass sie im Jahresmittel den erwarteten, geplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten der zuvor gezeigten Tabelle entsprechen. Der Verlauf der geplanten Nichtverfügbarkeit vor dieser Skalierung ist in der folgenden Abbildung 3.5 gezeigt.

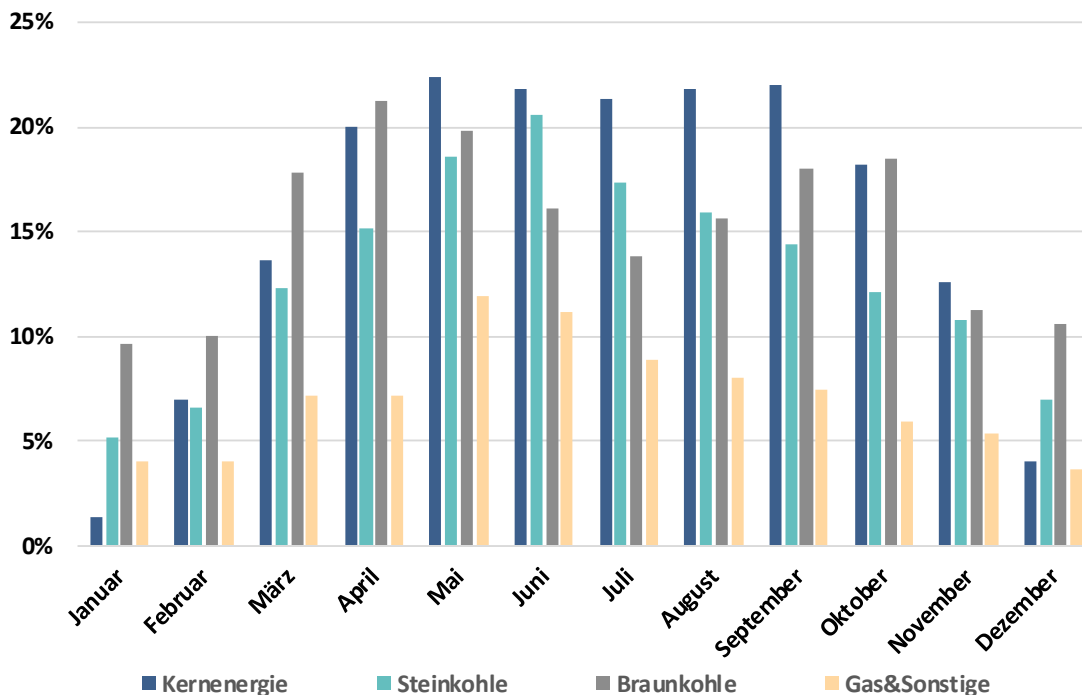


Abbildung 3.5: Verlauf geplanter Nichtverfügbarkeit (vor Skalierung), nach [57]

3.2.8 Auswahl der Wetterjahre für die Untersuchungen

In den Untersuchungen zur dynamischen Entwicklung an den EU-Strommärkten und in den Untersuchungen zur Versorgungssicherheit im Stromnetz werden auftragsgemäß detaillierte Analysen anhand von zwei ausgewählten Wetterjahren durchgeführt. Um diese zwei Wetterjahre zu identifizieren, haben die Gutachter verschiedene Parameter für 40 historische Wetterjahre in Deutschland und anderen europäischen Staaten im Detail analysiert.

Eine wesentliche Anforderung an die Auswahl der Wetterjahre ist es, solche zu wählen, die einerseits typisch für die zeitlichen Verlauf der Residuallast und damit entscheidend für (Des-)Investitionsentscheidungen sind (d. h. im Hinblick auf Schritt 2 des umfassenden Ansatzes), andererseits aber auch Situationen enthalten, die zu einer hohen, aber repräsentativen Belastung des europäischen Übertragungsnetzes mit besonderem Fokus auf Deutschland führen (d. h. im Hinblick auf Schritt 5 des umfassenden Ansatzes). Außerdem sollten sich die beiden ausgewählten Wetterjahre in ihren Eigenschaften möglichst gut ergänzen.

Der zeitliche Verlauf der Residuallast kann erst nach der räumlich und zeitlich aufgelösten Modellierung des Szenarios bestimmt werden. Beispielsweise unterscheidet sich die Zeitreihe der Windstromerzeugung mit steigendem Ausbaugrad, da zunehmend auch windschwache Standorte erschlossen werden. Auch die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung durch Wärmepumpen hat einen starken Einfluss auf den zeitlichen Verlauf der Residuallast. Da die Residuallast zu Beginn des Gutachtens noch nicht ermittelt werden konnte, wurden die Jahreserträge der volatilen erneuerbaren Energien und die Gradtagszahlen der Wetterjahre als Bewertungskriterien ausgewählt.

Die Auswahl der beiden Wetterjahre basiert auf MERRA-2-Wetterdaten [39] der letzten 40 Jahre. Diese Daten werden – in der nachfolgend dargestellten Form – nur für eine Auswahl der Wetterjahre verwendet. Knotenscharfe Zeitreihen werden aus diesen Wetterdaten nicht ermittelt. Die in Abschnitt 2.7 dargestellten Analysen, zum Beispiel die Regressionsverfahren, wurden also nicht für diesen Datensatz angewendet. Der Vergleich basiert somit auf 40 Wetterjahren. Bei der Auswahl der Referenzjahre für das Modell erfolgt eine Einschränkung auf die Jahre 2011 bis einschließlich 2019. Ziel der Auswahl ist es, aus diesem Zeitraum ein Wetterjahr auszuwählen, das auch bei einer Betrachtung der längeren Historie als typisch angesehen wird.

Die Berechnung erfolgt auf NUTS-3 Ebene. Für den Vergleich der Wetterjahre werden die NUTS-3-Daten zu Ländergruppen aggregiert. Die Einteilung der Ländergruppen ist in Abbildung 3.6: dargestellt.

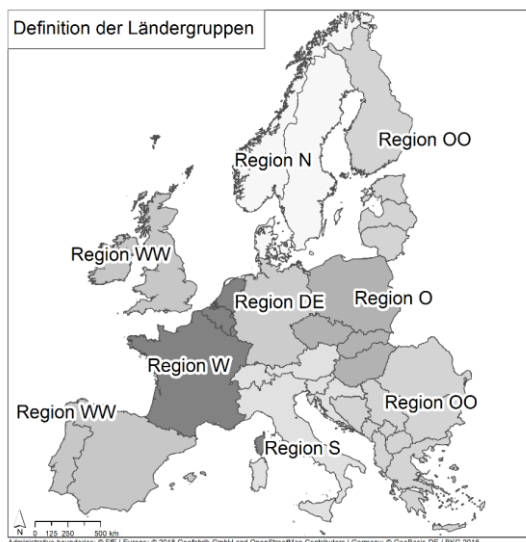


Abbildung 3.6: Einteilung der 7 Ländergruppen

Die ausgewerteten Parameter für den Vergleich der Wetterjahre untereinander sind der Jahresertrag von Photovoltaik- und Windenergieanlagen und der Wärmebedarf, für den die Gradtagszahlen als Proxy-Parameter genutzt wurden. Höhere Gradtagszahlen korrelieren hier mit einem höheren Heizwärmebedarf. Darüber hinaus wird für jedes Wetterjahr die kälteste Woche ausgewertet, da diese eine Herausforderung für den Transportbedarf im Stromnetz darstellen kann.

Basierend auf den 40-jährigen Daten werden Boxplots je Ländergruppe erstellt. Diese umfassen, 80 % der Wetterjahre, die Whisker (Antennen) basieren auf den 10 % mit den höchsten/niedrigsten Werten je Parameter. In Abbildung 3.7 ist beispielhaft die statistische Auswertung der Gradtagszahl für die Jahre 1980 bis 2019 dargestellt. Die letzten zehn Jahre sind neben dem Boxplot als farbige Linien gekennzeichnet. Die Gradtagszahlen (Abbildung 3.7a) zeigen, dass die letzten zehn Jahre fast ausschließlich wärmer als der Median waren⁵⁰. Lediglich 2013 war etwas kälter. Das Jahr 2012 entspricht dem langjährigen Mittel. Abweichend hiervon zeigt sich in Abbildung 3.7b, dass es im Jahr 2012 eine außergewöhnlich kalte Woche gab. Auch lässt sich beim Blick auf die kälteste Woche kein Trend zu höheren oder niedrigeren Werten erkennen. Die Gradtagszahlen des Jahres 2012 waren auch in den meisten anderen Ländergruppen eher typisch.

⁵⁰ Anmerkung: Kleine Gradtagszahl bedeutet hier also warmes Wetterjahr.

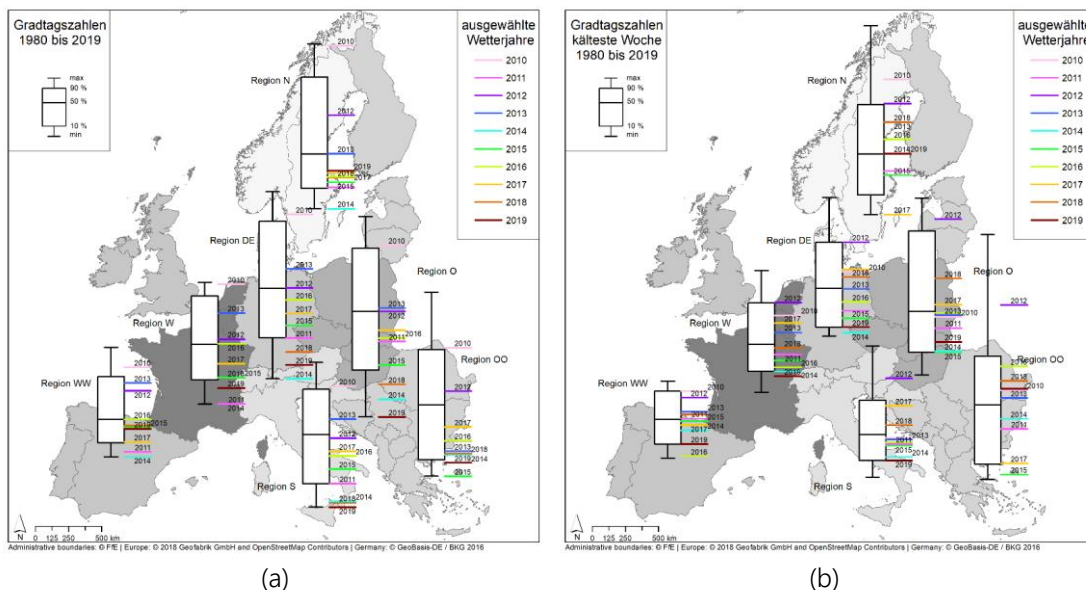


Abbildung 3.7: Statistische Auswertung der Gradtagszahl für die Jahre 1980 bis 2019.

Die Analyse der anderen Parameter für Photovoltaik- und Windenergieanlagen für alle 40 Wetterjahre zeigte, dass es kein flächendeckendes typisches Jahr für alle Parameter gibt.

Das Wetterjahr 2012 zeichnet sich durch typische Werte für den Ertrag von Photovoltaik- und Windenergieanlagen sowie für die Gradtagszahlen aus. Davon abweichend war der Ertrag von Photovoltaikanlagen im Süden und Osten (Region OO) besonders hoch. Unter Berücksichtigung aller verfügbaren Jahre ist das Wetterjahr 2012 – trotz einer ausgeprägt kalten kältesten Woche – gut als gemeinsames Referenzwetterjahr für die Analysen zur dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes und des Transporterfordernisses im Rahmen der Transmission Adequacy geeignet. Es weist für alle Parameter in allen Regionen Europas eine typische Ausprägung auf. Interessant für die Analysen ist auch die kälteste Woche mit der gleichzeitig hohen Einspeisung aus Windenergieanlagen in Deutschland. Es wird erwartet, dass dies zu einer ausreichend hohen und repräsentativen Belastung des Übertragungsnetzes in den Analysen zur Transmission Adequacy führt. Das Wetterjahr 2012 wird auch von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern für die Untersuchungen zur Ermittlung des deutschen Netzreservebedarfs verwendet. [79]

Bei der Wahl eines weiteren Wetterjahres wird die besondere Charakteristik des Jahres 2012 berücksichtigt und ein Wetterjahr gewählt, dass diese Charakteristika möglichst komplementär ergänzt. Als zweites Wetterjahr wird deshalb das Wetterjahr 2019 ausgewählt, da dieses im Vergleich zu 2012 wärmer ist. Es weist eine etwas höhere Stromerzeugung aus Windenergie auf und stellt somit aus Sicht der Erwartungen von Investoren in Flexibilitätsoptionen (z. B. Kraftwerke oder DSM-Optionen) eher eine konservative Abschätzung dar, da niedrigere Strompreise und geringere Erzeugungsmengen aus konventionellen Kraftwerken zu erwarten sind. Außerdem zeigt es ein möglichst aktuelles Jahr, das bereits mögliche erste Veränderungen durch den Klimawandel bereits beinhaltet.

Für die Analysen zur dynamischen Entwicklung an den EU-Strommärkten wird das Wetterjahr 2012 als Referenzwetterjahr gewählt. Das Wetterjahr 2019 wird als zusätzliches Wetterjahr in Form einer Sensitivitätsanalyse betrachtet. Die neun Wetterjahre von 2011 bis 2019 werden unabhängig davon in den Analysen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt (Resource Adequacy) verwendet.

3.2.9 Annahmen zur Netzreserve

In den Analysen zur Versorgungssicherheit im Stromnetz werden die Betrachtungsjahre 2025, 2026 und 2031 betrachtet. Für das Jahr 2025 wurde von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern bereits im Jahr 2020 der Bedarf an Netzreservekraftwerken prognostiziert und von der BNetzA bestätigt. Entsprechend unterstellen die Gutachter für das Jahr 2025 das Vorhandensein einer Netzreserve. Die nachfolgend gezeigte Tabelle 3.5 gibt eine Übersicht über alle Netzreservekraftwerke im Jahr 2025. Die Auswahl beruht auf den Analysen der Übertragungsnetzbetreiber (vgl. [80]) sowie darüberhinausgehenden Vorgaben der BNetzA. In Summe ergibt sich für das Betrachtungsjahr 2025 eine installierte Leistung an Netzreservekraftwerken von 6.651,4 MW.

Betreiber	Kraftwerk	Brennstoff	Leistung
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	Mineralöl	375 MW
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	Mineralöl	386 MW
Steag GmbH	Bexbach	Steinkohle	726 MW
Steag GmbH	Weiher III	Steinkohle	655,6 MW
Uniper Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	Erdgas	580 MW
EnBW AG	Heizkraftwerk Altbach/Deizisau (ALT HKW 1)	Steinkohle	433 MW
EnBW AG	Dampfkraftwerk Marbach am Neckar (Marbach III GT [solo])	Mineralöl	85 MW
EnBW AG	Rheinhafendampfkraftwerk Karlsruhe (RDK 4S)	Erdgas	342 MW
SWM Services GmbH	Nord 2, Unterföhring	Steinkohle	332,7 MW
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2 (Dampfteil)	Erdgas	255,5 MW
EnBW AG	Heizkraftwerk Heilbronn (HLB 5)	Steinkohle	125 MW
EnBW AG	Heizkraftwerk Heilbronn (HLB 6)	Steinkohle	125 MW
Entega AG	GTKW Darmstadt	Erdgas	94,6 MW
UPM GmbH, Schongau	Dampfkraftwerk	Erdgas	64 MW
EnBW AG	Rheinhafendampfkraftwerk Karlsruhe (RDK7)	Steinkohle	490 MW
EnBW AG	Heizkraftwerk Heilbronn (HLB 7)	Steinkohle	685 MW
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM Block 7	Steinkohle	213 MW
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM Block 7M	Steinkohle	212 MW
Onyx Germany MidCo GmbH	Zolling Block 5	Steinkohle	472 MW

Tabelle 3.5: Netzreservekraftwerke in Deutschland für das Betrachtungsjahr 2025

Die gelisteten Kraftwerke stehen für einen Einsatz für den Redispatch im Betrachtungsjahr 2025 zur Verfügung (vgl. Abschnitt 2.6), aber nicht für einen Einsatz im Strommarkt. Für die

Untersuchungsjahre 2026 und 2031 wird keine Netzreserve unterstellt, da für diesen Zeitraum zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung noch keine Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs erfolgt ist.

3.2.10 Entwicklung der Brennstoff- und CO₂-Preise

Wesentliche Einflussfaktoren auf die Entscheidungen für Neuinvestitionen und zum (Weiter-)Betrieb von Stromerzeugungsanlagen bei thermischen Kraftwerken sind die ökonomischen Rahmenbedingungen. Dies sind zum einen direkt die Brennstoffpreise frei Kraftwerk⁵¹ die wiederum von den Entwicklungen auf den globalen Brennstoffmärkten determiniert werden. Durch politische Vorgaben zur Treibhausgas-(THG-)Minderung (Abbildung 3.7) werden die Brennstoffpreise selbst, aber auch der Brennstoffeinsatz in den Kraftwerken indirekt beeinflusst.

Da die Modelle nicht alle zu den THG-Emissionen in Deutschland beitragenden Sektoren abbilden und auch nicht den EU ETS vollständig umfassen, erfolgt eine Berücksichtigung der THG-Minderungsnotwendigkeiten über die Vorgabe der Preise für die CO₂-Zertifikate im EU ETS. Für das Szenario werden für die längerfristige Entwicklung mit 2030 und später die Schadenskosten aus der Methodenkonvention des Umweltbundesamtes mit einer Diskontierung um 1 %/a verwendet. Kurzfristig bis 2025 werden die aktuellen Futurepreise verwendet. Die sich ergebenden CO₂-Zertifikatspreise belaufen sich auf 113 EUR₂₀₂₀/t CO₂ im Jahr 2030, 179 EUR₂₀₂₀/t CO₂ im Jahr 2040 und 218 EUR₂₀₂₀/t CO₂ im Jahr 2050. Dies bringt zum Ausdruck, dass es mit zunehmender Minderungsanforderung auch aufwendiger wird, die Ziele zu erreichen. In der Strommarktmodellierung werden die Effekte der angenommenen CO₂-Zertifikatspreise analysiert und das resultierende Emissionsniveau im zweiten Schritt den bestehenden Zielvorgaben gegenübergestellt.

Für die Entwicklung der Brennstoffpreise auf den globalen Brennstoffmärkten werden für die längerfristige Entwicklung mit 2030 und später die Annahmen aus dem Stated Policies Szenario aus dem WEO 2021 herangezogen. Auch hier werden für die Preisentwicklungen in kürzerer Frist die Preis-Futures verwendet, die die aktuellen Preiserwartungen für die nächsten 4 Jahre wiedergeben. Somit ist für das Szenario ein Erdgaspreis (frei Europa) von 26,3 EUR₂₀₂₁/MWh in 2030 sowie 28,3 EUR₂₀₂₁/MWh in 2050 angenommen, während in 2023 die Erdgaspreise annahmegemäß noch bei 68,1 EUR₂₀₂₁/MWh und in 2025 bei 33,4 EUR₂₀₂₁/MWh liegen. Zum Vergleich belaufen sich die angenommenen Preise für die Kraftwerkskohle frei Europa auf 18,8 EUR₂₀₂₁/MWh im Jahr 2023, 13,4 EUR₂₀₂₁/MWh in 2025, 8,7 EUR₂₀₂₁/MWh in 2030 und 8,2 EUR₂₀₂₁/MWh in 2050. In Abbildung 3.8 sind die Annahmen für die Entwicklung der CO₂-Zertifikats- sowie Brennstoffpreise in Deutschland dargestellt.

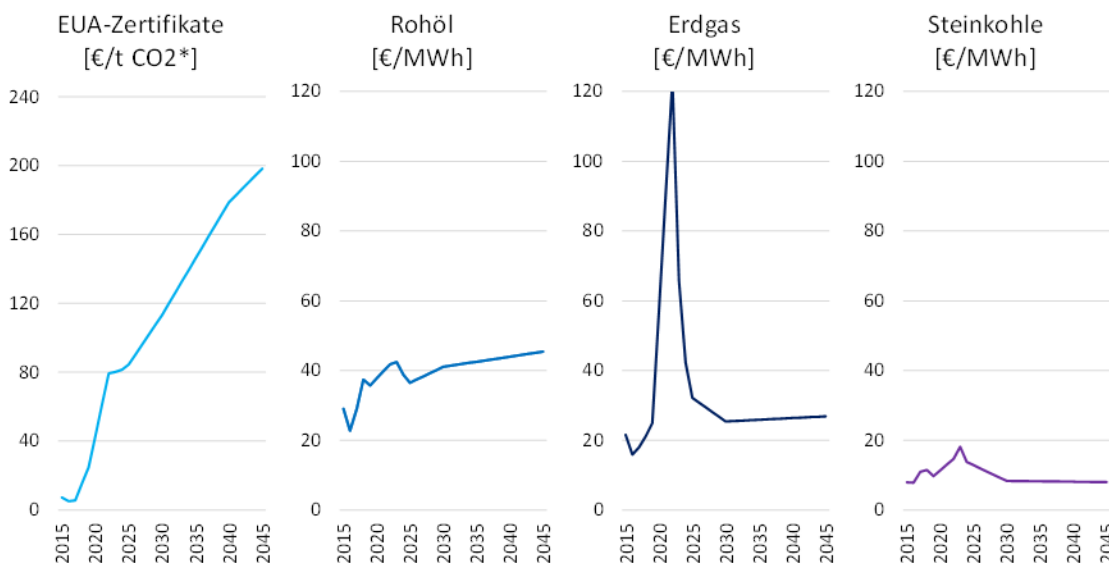


Abbildung 3.8: Angenommene Preisentwicklungen von CO₂-Zertifikaten und Brennstoffen frei Grenze Deutschland

Die ökonomischen Rahmenbedingungen, die die Akteure im Strommarkt vorfinden, ergeben sich aus der Kombination beider Entwicklungen, Brennstoffpreise und CO₂-Zertifikatspreise (vgl. Abbildung 3.9). Werden die unterstellten CO₂-Zertifikatspreise in brennstoffbezogene Angaben umgerechnet, so ergibt sich das Gesamtbild, das für die Investition in Neuanlagen und für den Kraftwerksbetrieb relevant ist.

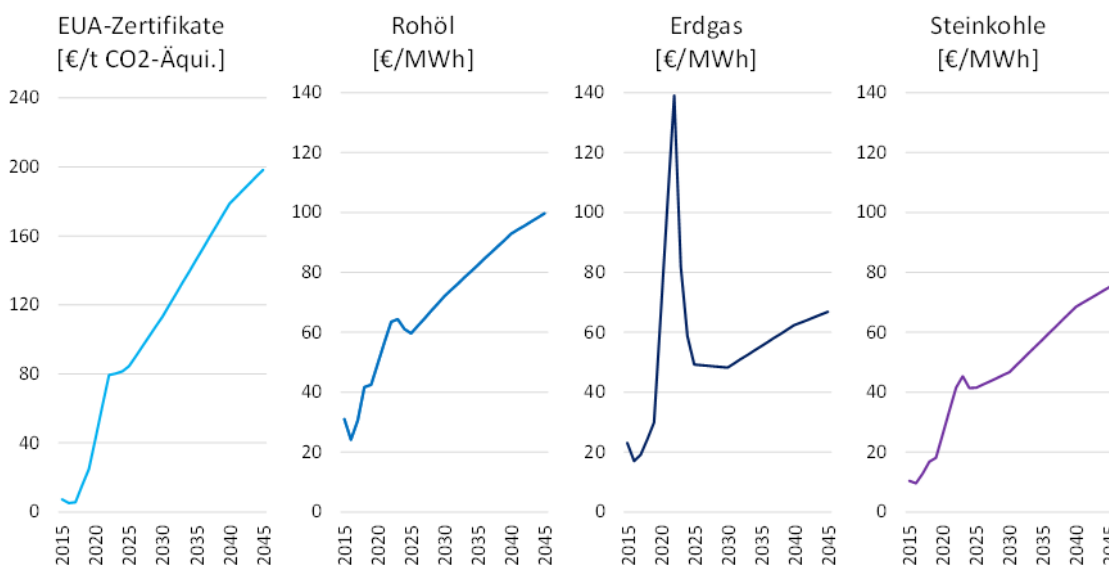


Abbildung 3.9: Entwicklung der Preise für die Brennstoffe inkl. CO₂-Komponente frei⁵¹ Grenze Deutschland

3.2.11 Entwicklung der Stromnachfrage

Aufbauend auf der in Abschnitt 2.2 erläuterten Vorgehensweise sind bezüglich der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland in Summe zu Beginn des Betrachtungszeitraums die

⁵¹ „Frei“ wird im Kontext von Lieferung genutzt, bspw. „frei Haus“. Der Begriff in Verbindung mit einem geografischen Punkt regelt, bis wohin die Transportkosten vom Lieferanten übernommen werden bzw. ab wann der Empfänger Kosten für den Weitertransport übernehmen muss.

Effekte der Corona-Krise insbesondere kurzfristig in den Jahren 2020 und 2021 sowie mittelfristig bis zum Jahr 2025 bemerkbar. Nach einem angenommenen Wiedererstarken der Wirtschaft und des öffentlichen Lebens machen sich danach immer mehr mögliche Wachstumsimpulse durch neue Stromanwendungen [11] bei der Nachfrageentwicklung nach Strom bemerkbar, so dass auch die Einsparungen beim „klassischen“ Stromverbrauch überkompensiert werden. Der Bruttostromverbrauch im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) wächst im Szenario deutlich auf nahezu 1.127 TWh im Jahr 2050 (Abbildung 3.10).

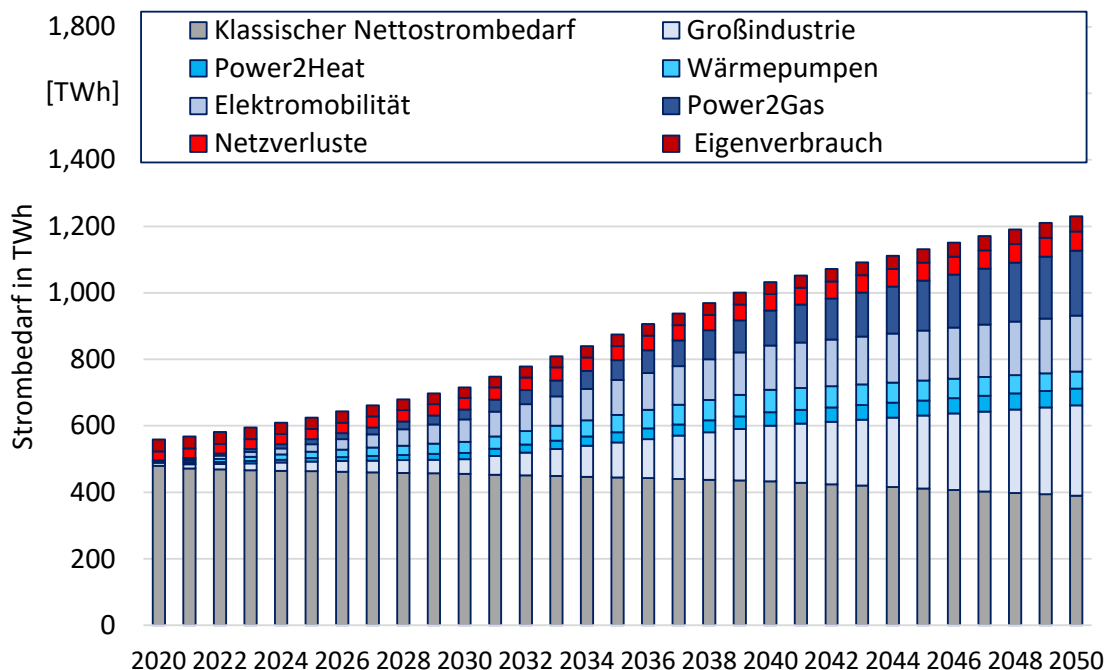


Abbildung 3.10: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU)

Für Europa wurde bezüglich der Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im Wesentlichen auf die Angaben aus den Szenarien des TYNDP 2020 [6] aufgesetzt. Für die Entwicklung bis 2025 wurde hieraus das Szenario National Trends (NT) verwendet, für die spätere Entwicklung das Szenario Distributed Energy (DE) [6]. Drei Anpassungen sind nötig: Zum einen werden für die europäische Entwicklung in Anlehnung an die Effekte, die sich für Europa aus dem WEO 2020 [5] herleiten lassen, die Auswirkungen der Corona-Krise auf das Niveau des Stromverbrauchs berücksichtigt. Zweitens ist es notwendig, die Informationen für das Szenario Distributed Energy (DE), die lediglich als Angaben für Europa insgesamt vorliegen, auf die einzelnen Länder herunterzubrechen. Drittens ist noch eine Kalibrierung auf höhere Stromverbrauchszuwächse vorzunehmen, die sich im Zuge der weiteren Dekarbonisierung durch den EU Green Deal bedingen. Das resultierende Gesamtwachstum des Bruttostromverbrauchs in den untersuchten europäischen Ländern (exklusive der Gebotszone DELU) ist zunächst etwas stärker als in Deutschland, flacht aber zum Ende des Betrachtungszeitraumes ebenso wie in Deutschland ab (Abbildung 3.11).

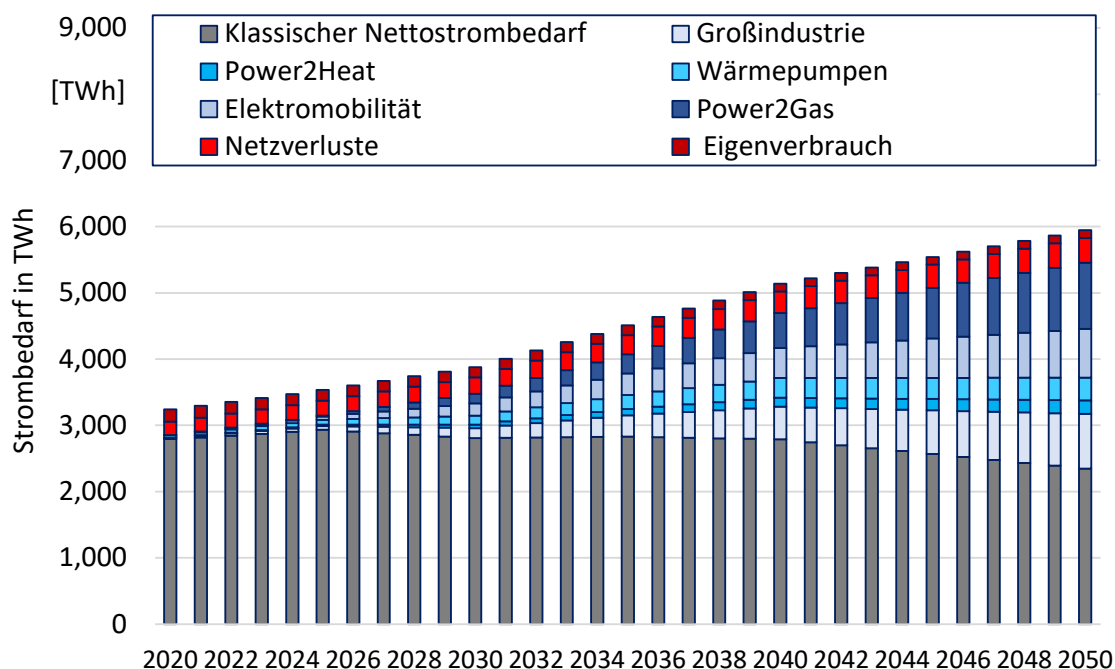


Abbildung 3.11: Entwicklung des Bruttostromverbrauchs im gesamten Betrachtungsgebiet

3.2.12 Entwicklung der erneuerbaren Energien

Mit der eingeschränkten Verfügbarkeit der Technologieoptionen Kernenergie und Kohleverstromung in der Strombereitstellung (Abschnitt 3.2.3) ist vermehrt die Erzeugung aus Anlagen mit erneuerbaren Energien oder aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in das Stromsystem zu integrieren. Als Orientierung für die Entwicklung der installierten Leistung der erneuerbaren Energien in Deutschland zwischen 2020 und 2030 dienen die Werte aus dem Osterpaket, die in Abstimmung mit BNetzA und BMWK noch angepasst und fortgeschrieben wurden. Eine Zusammenfassung der verwendeten Annahmen, die dem exogenen vorgegebenen Zubau in diesem Gutachten entsprechen, ist in Tabelle 3.6 dargestellt.

	Ist	Vorgaben			
	2020	2025	2030	2040	2050
Windenergieanlagen an Land	54,4 GW	73 GW	115 GW	160 GW	160 GW
Windenergieanlagen auf See	7,8 GW	11 GW	30 GW	66 GW	70 GW
Solaranlagen	53,7 GW	104 GW	215 GW	363 GW	420 GW
Biomasseanlagen	10,3 GW	10 GW	10 GW	2,6 GW	0 GW
Wasserkraftanlagen	5,4 GW	5,4 GW	5,4 GW	5,4 GW	5,4 GW
Summe	131,7 GW	203,4 GW	375,4 GW	597,0 GW	655,4 GW
(Potenzielle) Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	249,4 TWh	392 TWh	674 TWh	1.027 TWh	1.083 TWh

* Zielvorgaben für Windenergieanlagen auf See werden durch das Windenergie-auf-See-Gesetz festgelegt

Tabelle 3.6: Vorgaben für erneuerbare Erzeugungstechnologien und resultierende (potenzielle) Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland.

Im Jahr 2020 konnte laut BMWK-Erneuerbare-Energien-Statistik ein Anteil der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von 45,4 % realisiert werden [87]. Das Ziel für das Jahr 2030 liegt bei mindestens 80 % und für das Jahr 2045 und später bei 100 %. Auf Basis der getroffenen Annahmen zu realisierten technologiespezifischen Volllaststunden wird eine Abschätzung zur Entwicklung des Anteils der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland vorgenommen, welche in Abbildung 3.12 dargestellt ist. Auf Basis der getroffenen Annahmen können die politischen Zielvorgaben bezüglich der realisierten EE-Anteile im Jahr 2030 unter den getroffenen Annahmen gut erreicht werden.

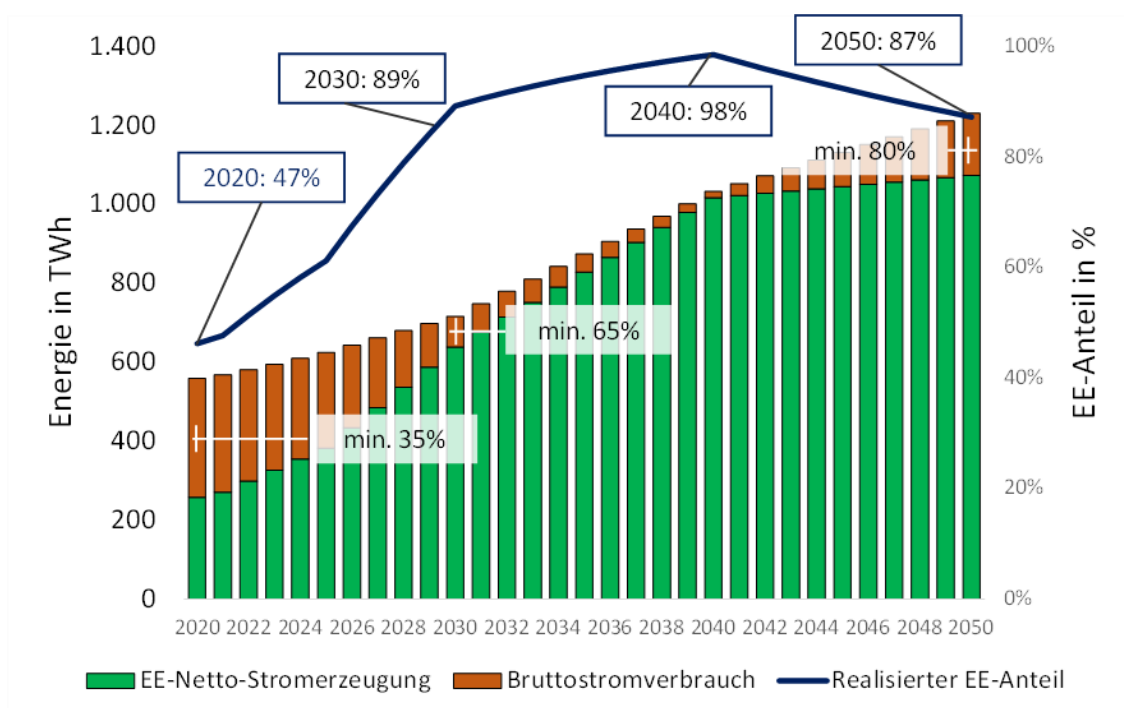


Abbildung 3.12 Abschätzung der Entwicklung des Anteils der Nettostromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland

Der Vergleich zwischen der abgeleiteten Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Deutschland und dem Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung aufgrund des abgeschätzten Erzeugungspotential zeigt, dass Deutschland voraussichtlich längerfristig bilanziell nicht in der Lage sein könnte, den Stromverbrauch vollständig durch die Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Inland zu decken. Entsprechend wird angenommen, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in den anderen europäischen Staaten mit teilweise höheren Potentialen stärker erfolgen muss, um gleichzeitig die langfristigen Klimaziele erreichen zu können. In Abbildung 3.13 ist die Entwicklung der installierten Leistungen aus erneuerbaren Energien in den betrachteten Ländern in Europa abgebildet. In Summe steigt die installierte Leistung von 429 GW im Jahr 2020 auf rund 2.451 GW im Jahr 2050.

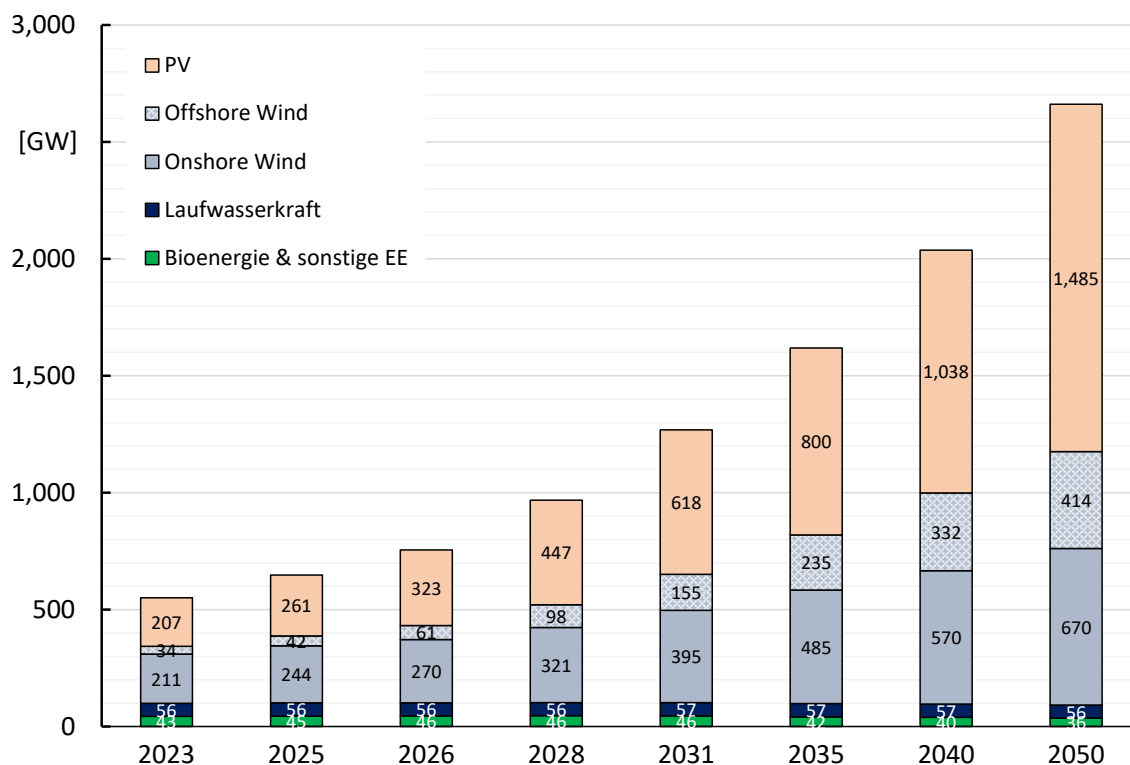


Abbildung 3.13 Entwicklung der installierten Leistung von erneuerbaren Energien in den betrachteten Ländern in Europa

3.2.13 Entwicklung der Regelleistung und der Regelleistungsanteile

Umfang der Regelleistungsvorhaltung

Die Annahmen zur vorgehaltenen Regelleistung in den Untersuchungen zu den dynamischen Entwicklungen an den EU-Strommärkten beruhen auf den Werten der Frequency Restoration Reserves (FRR) nach [29]⁵² und sind in der nachfolgenden Tabelle 3.6 dargestellt. Sie werden über die Zeitachse fortgeschrieben. Die Werte finden auch bei den blockscharfen Dispatchsimulationen zur Wirtschaftlichkeitsabschätzung in DELU (Akteursanalyse) sowie den blockscharfen Dispatchsimulationen zur Analyse der Versorgungssicherheit im Stromnetz (Transmission Adequacy) Anwendung.

⁵² Die Gutachter unterstellen für alle Stützjahre einheitlich die Werte für das Jahr 2025, eine erneute Dimensionierung in Abhängigkeit von Veränderungen im Szenario wurde nicht vorgenommen. Anpassungen der Werte ggü. [29] sind auf eine andere Abgrenzung des Betrachtungsgebiets dieser Studie in einigen Ländern zurückzuführen (z. B. Wegfall einiger Inseln in IT oder ES).

Gebotszone	Vorgehaltene Regelleistung in [MW]
AT	544
BE	529
CH	869
CZ	988
DE	4.950
DK	1.106
ES	1.233
FI	1.700
FR	2.180
HR	250
HU	1.000
IT	3.500
NL	1.500
NO	900
PL	1.000
PT	926
RO	622
SE	1.630
SI	419
SK	779
UK	3.409
Summe	30.035

Tabelle 3.6: Vorgehaltene Regelleistungen nach Ländern nach [29]

Hochfrequente Anteile der Regelleistung in den Untersuchungen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt (Resource Adequacy)

In Unterabschnitt 2.5.5 wurde das Vorgehen zur Ermittlung der hochfrequenten Regelleistungsanteile für die Untersuchungen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt erläutert. Die darauf basierten Werte für die länderscharfen positiven hochfrequenten Anteile des Regelleistungsabrufs sind von der Residuallast (also dem Betrachtungsjahr und Wetterjahr) abhängig dargestellt.

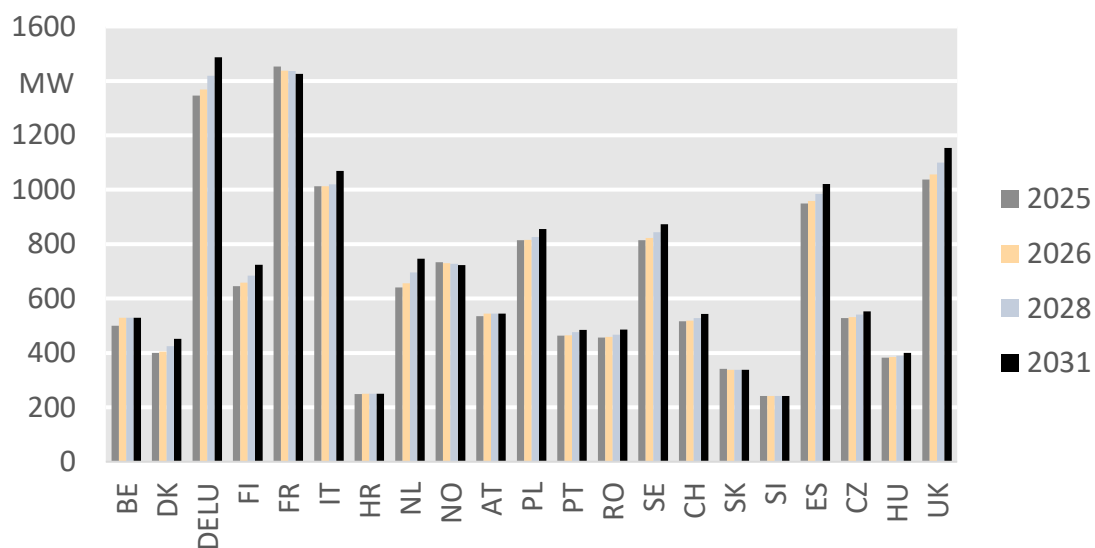


Abbildung 3.14: Hochfrequente Regelleistungsanteile nach Betrachtungsjahr und Gebotszone

4 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen dargestellt. Für eine detaillierte Beschreibung der verwendeten Methodik zur Ermittlung des zugrunde gelegten Szenarios und im Hinblick auf die Modellanalysen wird auf Kapitel 2 und im Hinblick auf die verwendeten Rahmenannahmen auf Abschnitt 2.7 bzw. Kapitel 3 verwiesen.

In den folgenden Unterabschnitten wird zunächst die dynamische Entwicklung der im EU-Strommarkt installierten Anlagenleistung, sowohl unmittelbar nach der Modellierung der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt (Abschnitt 4.1) als auch nach Durchführung der Abschätzung der Wirtschaftlichkeit der Investitionsentscheidungen ("Akteursanalyse") (Abschnitt 4.2) beschrieben. Es folgt eine Analyse zum Einfluss des unterstellten Wetterjahres. Dafür werden die Ergebnisse bei der Verwendung eines anderen Wetterjahres den ursprünglichen Ergebnissen gegenübergestellt (Abschnitt 4.3). Anschließend wird die Versorgungssicherheit am Strommarkt (Ressource Adequacy) (Abschnitt 4.4) und im Stromnetz (Transmission Adequacy) (Abschnitt 4.5) untersucht.

4.1 Dynamische Entwicklung des EU-Strommarkts

Die Modellrechnungen ermitteln den kostenminimalen Anlagenpark für das jeweilige betrachtete Jahr, indem modellbasierte endogene Zu-/Rückbauten vorgenommen werden, wie in Abschnitt 2.3 beschrieben. Ausgangspunkt bilden für jedes Betrachtungsjahr die exogenen Vorgaben zum initialen Anlagenpark einschließlich der exogen bestimmten nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen der Kategorie 2, zur installierten Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien sowie der zu deckenden Nachfrage. Der exogen vorgegebene initiale Anlagenpark basiert auf dem Anlagenpark am Ende des vorherigen Betrachtungsjahres abzüglich exogen vorgegebener Stilllegungen (z. B. Kernenergie, altersbedingte Außerbetriebnahmen, ordnungsrechtlicher Kohleausstieg in Deutschland 2030) bzw. exogen vorgegebener Zubauten (hauptsächlich im Bereich der erneuerbaren Energien und KWK-Ersatzanlagen) sowie der exogen vorgegebenen Entwicklung der nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen der Kategorie 2.

Die im Rahmen der dynamischen Marktentwicklung bestimmte Veränderung der Erzeugungskapazität basiert, abgesehen von den o. a. exogen vorgegebenen Größen, auf modellendogenen kostenminimalen Entscheidungen. Das bedeutet, dass nicht zur Nachfragedeckung benötigte Kapazitäten stillgelegt bzw. bei erhöhter Nachfrage neue Kapazitäten am Markt zugebaut werden. Zuvor stillgelegte Kapazitäten (ausgenommen Kohlekraftwerke) können nach einer endogen erfolgten Stilllegung vor Erreichen der technischen Lebensdauer auch wieder reaktiviert werden, was kostengünstiger als der Zubau neuer Kapazitäten ist.

In die kostenminimierende Lösung gehen die variablen Produktionskosten ebenso ein wie die Fixkosten der Anlagen einschließlich der Annuität der Investitionen. Bei Stilllegungen können die jährlichen Fixkosten entsprechend reduziert werden, bei Investitionen erhöhen sich die Systemkosten um die entsprechenden annualisierten Investitionen und jährlichen Fixkosten.

Gesamtes Betrachtungsgebiet

Aufbauend auf dem existierenden Anlagenpark des Jahres 2022 wird auf Basis exogener Veränderungen bis Ende des Jahres der Ausgangspunkt des Anlagenparks für das Jahr 2023 bestimmt. Diese exogen vorgegebenen Änderungen gehen auf politisch induzierte Veränderungen zurück, wie den Kernenergieausstieg in Deutschland bis Ende 2022 oder die im Rahmen des Kohleausstiegs in Deutschland bis Ende 2022 stillzulegenden Kraftwerke und

angenommene altersbedingten Stilllegungen von Kraftwerken, die am Ende der abgeschätzten technischen Lebensdauer angelangt sind (vgl. 2.3.2). Dabei wurden abweichend vom standardisierten Vorgehen zur Stilllegung am Ende der technischen Lebensdauer für das Jahr 2022 angenommen, dass Anlagen, die zwar nach dieser Regel am Ende ihrer Lebensdauer angekommen sind, aber auf der von BNetzA veröffentlichten Stilllegungsliste aus dem Jahr 2020 nicht enthalten sind, in 2022 noch in Betrieb sind, aber danach stillgelegt werden, weil keine weiteren Informationen zum Weiterbetrieb zum Zeitpunkt der Festlegung des Anlagenparks vorhanden waren. Der sich so ergebende Anlagenpark für das Jahr 2023 vor den endogen bestimmten marktabhängigen Zu und Rückbauten zeigt Abbildung 4.1.

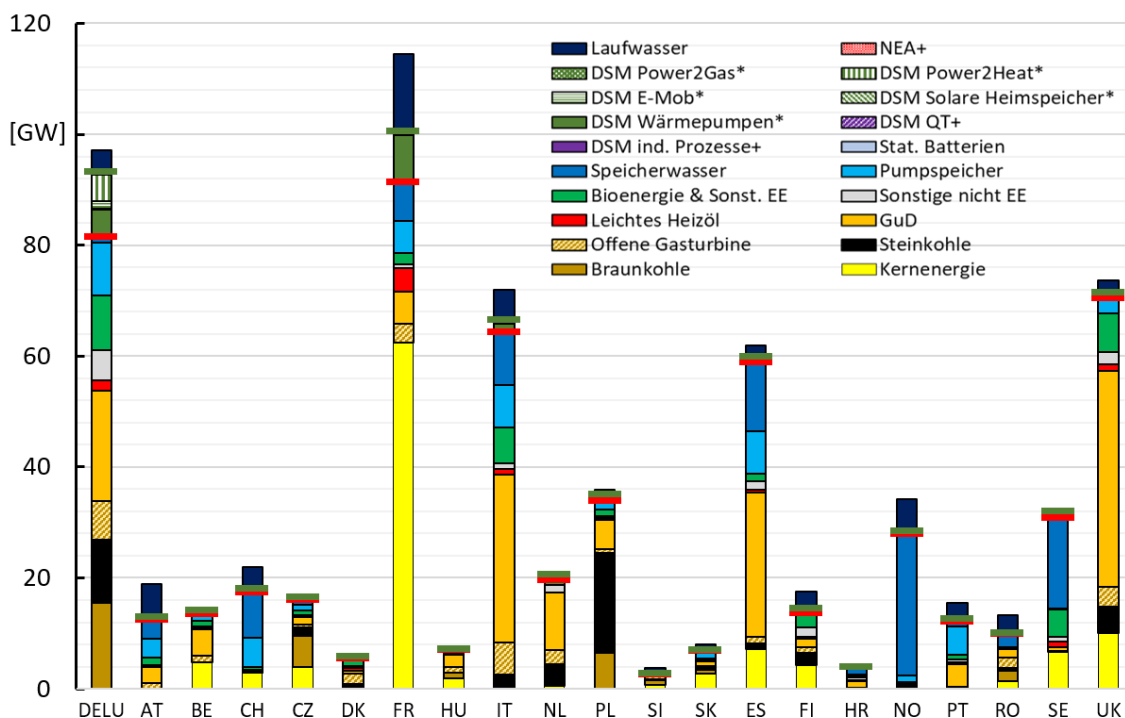


Abbildung 4.1: Exogen vorgegebener Anlagenpark als Ausgangspunkt für das Jahr 2023 nach Marktgebieten (ohne fluktuierende erneuerbare Erzeugung)⁵³

Für das gesamte Betrachtungsgebiet ist in diesem Anlagenpark die steuerbare Erzeugungsleistung (für jedes Land mit der roten Linie markiert) exogen vorgegeben und in Summe 14,5 GW niedriger als im Anlagenpark des Jahres 2022, wovon 3 GW auf stillgelegte Kernenergie im Betrachtungsgebiet zurückzuführen sind. Diese ergeben sich aus stillgelegten Kernenergiekapazitäten im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) von rund 4 GW und einer Netto-Inbetriebnahme von knapp 1 GW an Kernenergie im weiteren europäischen Betrachtungsbereich. Deutliche Reduktionen der installierten Leistungen im Anlagenpark gegenüber 2022 gehen auch auf Stilllegungen von 12 GW Erzeugung aus Steinkohle, 2,5 GW aus Braunkohle und 1,8 GW aus ölbefeuerten Anlagen zurück. Dem stehen Steigerungen der installierten Leistung bei erdgasgefeuerten Anlagen (0,3 GW), bioenergiegefeuerten Anlagen (2,7 GW) und bei Pumpspeicherwerken (1,8 GW) gegenüber. Die installierte Leistung im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) geht in Summe um 11,6 GW zurück, wobei die Leistungen der Erzeugung aus Braunkohle, Steinkohle, öl- und erdgasgefeuerten Anlagen jeweils

⁵³ + maximal nutzbares Lastabsenkungs-/Einspeisepotential bzw. * maximal verfügbares Lastabsenkungs-/Einspeisepotential zum Zeitpunkt des Auftretens der maximalen Residuallast im gesamten Betrachtungsgebiet

zwischen 0,5 GW bis 3,3 GW rückläufig sind. Auch die Leistung aus den nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen der Kategorie 2 verändert sich in geringerem Umfang, wobei diese um ca. 3 GW im gesamten Betrachtungsgebiet (0,5 GW in DELU) ansteigt. Diese sind in der Summe der neuen Flexibilitätsoptionen enthalten, die in Abbildung 4.1 mit der grünen Linie markiert ist, da andere Flexibilitätsoptionen (Kategorie 1) im Startanlagenpark noch nicht vorhanden sind und durch das Modell zunächst investiert werden müssen.

Im Ausgangspunkt für das Jahr 2023 steht somit eine insgesamt steuerbare Leistung im Anlagenpark von ca. 600 GW bezogen auf das gesamte Betrachtungsgebiet zur Verfügung, wobei 81 GW dem Marktgebiet DELU zuzuordnen sind. Damit ist der Anlagenpark im Hinblick auf die steuerbare Leistung gegenüber dem heute noch in Betrieb befindlichen verkleinert. Ob die entsprechenden Stilllegungen abgesehen von den angekündigten bzw. politisch fixierten (z. B. Kernenergieausstieg, Kohleausstieg Deutschland) tatsächlich stattfinden, kann derzeit nicht zuverlässig abgeschätzt werden und ist vor dem Hintergrund der aktuell laufenden Diskussionen im Zusammenhang mit der Gasversorgungskrise auch im Hinblick auf die eigentlich gesetzlich fixierten Ausstiegsdaten nicht final abzuschätzen. Da die gesetzten Annahmen aber eine geringere Leistung darstellen, stellt der verwendete Anlagenpark auf alle Fälle eine konservative Abschätzung für die Fragestellung dieser Studie dar, bei der grundsätzlich allerdings auch immer unterstellt wird, dass benötigtes Erdgas in ausreichender Menge an den entsprechenden Standorten verfügbar ist. Den Einfluss möglicher Gasversorgungsengpässe abzuschätzen, die sich aufgrund aktueller geopolitischer Entwicklungen ergeben könnten, ist explizit kein Untersuchungsgegenstand dieser Studie. Daher können für diese Fragestellung aus den Ergebnissen auch keine Schlüsse abgeleitet werden. Die Fragestellung könnte im Grundsatz mit der angewendeten Methodik zwar betrachtet werden, würde aber neue Modellrechnungen erfordern.

Aufbauend auf dem in Abbildung 4.1 dargestellten Anlagenpark als Ausgangspunkt wird modellbasiert die dynamische Entwicklung des Strommarkts bestimmt. Das Ergebnis für die untersuchten Betrachtungsjahre für das gesamte Betrachtungsgebiet (exogen und endogen bestimmte Leistungen) zeigt Abbildung 4.2, die zugehörigen Erzeugungsmengen der einzelnen Technologien Abbildung 4.3. Die in Abbildung 4.2 gezeigten Summenwerte, die als rote, grüne bzw. blaue Linie dargestellt sind, beziehen sich

- einerseits auf die Summe der installierten Kapazität der steuerbaren Erzeugungsanlagen (rote Linie), die die Kraftwerke und Speicher umfassen,
- die Summe der steuerbaren Kapazität aus neuen Flexibilitätsoptionen⁵⁴ (grüne Linie) bzw.
- die Summe der installierten Kapazität aus erneuerbarer Erzeugung (blaue Linie).

Dabei ist in der Darstellung von Abbildung 4.2 zu beachten, dass die rote, grüne und blaue Linie grafisch gestapelt sind, die angegebenen Summenwerte beziehen sich aber nur auf die jeweilige Kategorie, also beispielsweise im Fall der Werte an der grünen Linie grafisch der Differenz zwischen der grünen und roten Linie entsprechen.

⁵⁴ Da im Falle der neuen Flexibilitätsoptionen die Angabe einer installierten Leistung im Hinblick auf die in diesem Gutachten relevante nutzbare Leistung zur Lastdeckung nur begrenzt sinnvoll erscheint, werden für die neuen Flexibilitätsoptionen Abschätzungen für die nutzbaren Leistungen zur Lastdeckung verwendet: Bei den investiv endogen bestimmten Flexibilitätsoptionen (DSM industrieller Prozesse, DSM Querschnittstechnologien, Netzersatzanlagen) wird die verfügbare Leistung zur Lastabsenkung bzw. Einspeisung verwendet. Für die Technologien, deren Leistung abhängig von der Nachfrageentwicklung dieser Technologien exogen vorgegeben entwickelt (DSM Elektromobilität, DSM Wärmepumpen, DSM Power2Gas, DSM Power2Heat, DSM solare Heimspeicher) wird das zum Zeitpunkt der im gesamten Betrachtungsgebiet auftretenden maximalen Residuallast verfügbare maximale Lastabsenkungspotential bzw. Einspeisepotential angegeben.

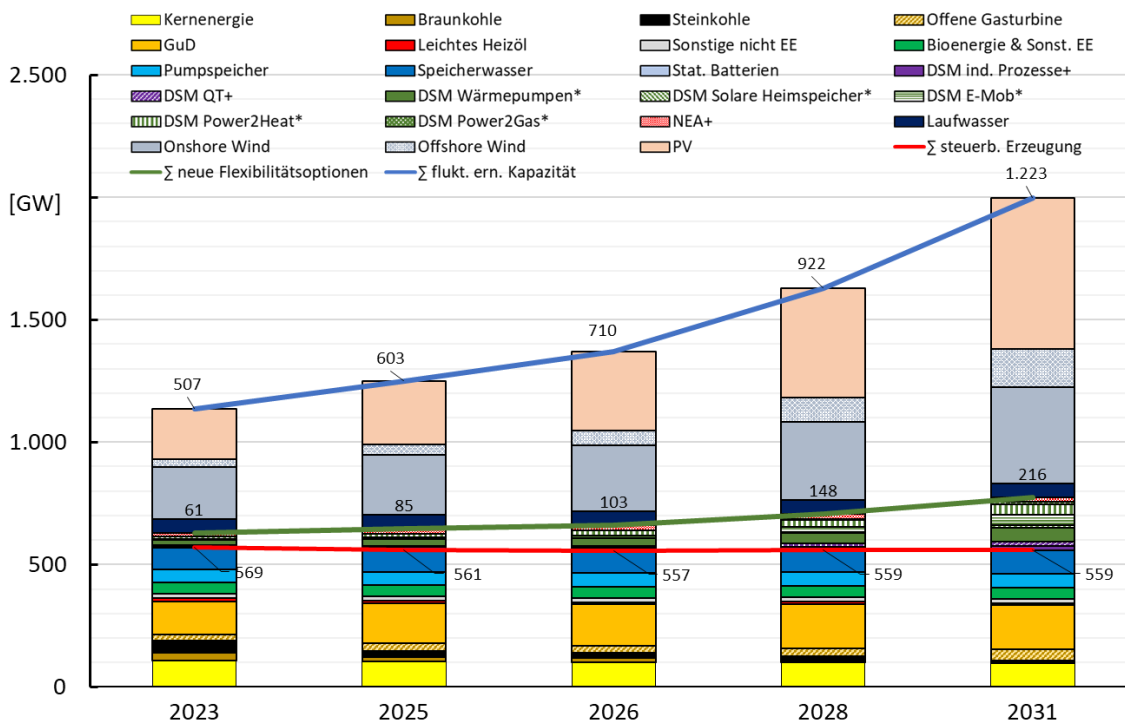


Abbildung 4.2: Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das gesamte Betrachtungsgebiet⁵³

Die Linien in Abbildung 4.3 stellen

- die Summe der Jahresarbeitsmengen der thermischen Erzeugungsanlagen (rote Linie),
- die Summe der ausgespeicherten Energiemengen der Speicher bzw. durch Lastabsenkung oder Einspeisung dem System gesteuert zur Verfügung gestellten Energiemengen der Flexibilitätsoptionen (schwarze Linie) und
- die Summe der erneuerbaren Erzeugung (blaue Linie) dar.

Für die grafische Darstellung der Summenwerte (Linien) gilt in der Darstellung von Abbildung 4.3 dasselbe, wie in Abbildung 4.2: Die Linien sind grafisch gestapelt, während die angegebenen Werte sich nur auf die Summe der jeweiligen Kategorie beziehen.

Aufgrund des Zuwachses an fluktuierender erneuerbarer Erzeugung und der nur langsam steigenden Nachfrage bis 2031 können die steigenden Flexibilitätsanforderungen durch neue Flexibilitätsoptionen kostengünstiger als durch steuerbare Erzeugungskapazitäten abgedeckt werden. Die konventionellen Erzeugungskapazitäten können im gesamten Betrachtungsgebiet in Summe daher schrittweise geringfügig von 569 GW auf 559 GW im Jahr 2031 reduziert werden, obwohl die gesamte steuerbare Leistung (inkl. der neuen Flexibilitätsoptionen) von zu Beginn 630 GW deutlich auf knapp 775 GW im Jahr 2031 ansteigt.

Die Stilllegungen von Erzeugungskapazitäten werden vor allem durch exogene Vorgaben zu Kohle- und Kernkraftwerken dominiert. Eine Ausnahme bildet das Jahr 2023, in welchem auch umfangreiche endogene Stilllegungen in der Modellrechnung erfolgen (vgl. Abbildung 4.4). Hier kommt es in einigen europäischen Ländern (insbesondere in Italien (IT), Spanien (ES) und UK) zu endogenen Stilllegungen von offensichtlich existierenden Überkapazitäten in konventioneller Erzeugung. Dies sind vor allem GuD-Anlagen und offene Gasturbinen (OCGT). Aufgrund der Preissituation an den Brennstoffmärkten, bei der die variablen Kosten von Erzeugung aus GuD-Anlagen (Clean-Spark-Spread) teurer ist als aus Steinkohleanlagen (Clean-Dark-Spread) erfolgen

dagegen keine endogenen und damit marktgetrieben vorgezogene Stilllegungen von Steinkohlekraftwerken. Auch in Deutschland/Luxemburg (DELU) werden in geringem Umfang (0,6 GW) erdgasbefeuerte Erzeugungsanlagen stillgelegt, wobei durch die parallel stattfindende umfangreiche Erschließung neuer Flexibilitätsoptionen (5,9 GW) die insgesamt verfügbare steuerbare Anlagenleistung durch endogene Entscheidungen in der Modellrechnung deutlich ansteigt (+5,3 GW). Hier kommen insbesondere DSM industrielle Prozesse und Netzersatzanlagen (NEA) zum Einsatz, die deutlich kostengünstiger sind (vgl. Abbildung 4.4). Dabei ist zu beachten, dass die Modellierung so erfolgt ist, dass zu Beginn des Jahres 2023 keine Leistung aus den neuen Flexibilitätsoptionen der Kategorie 1 als verfügbar angenommen wurde.

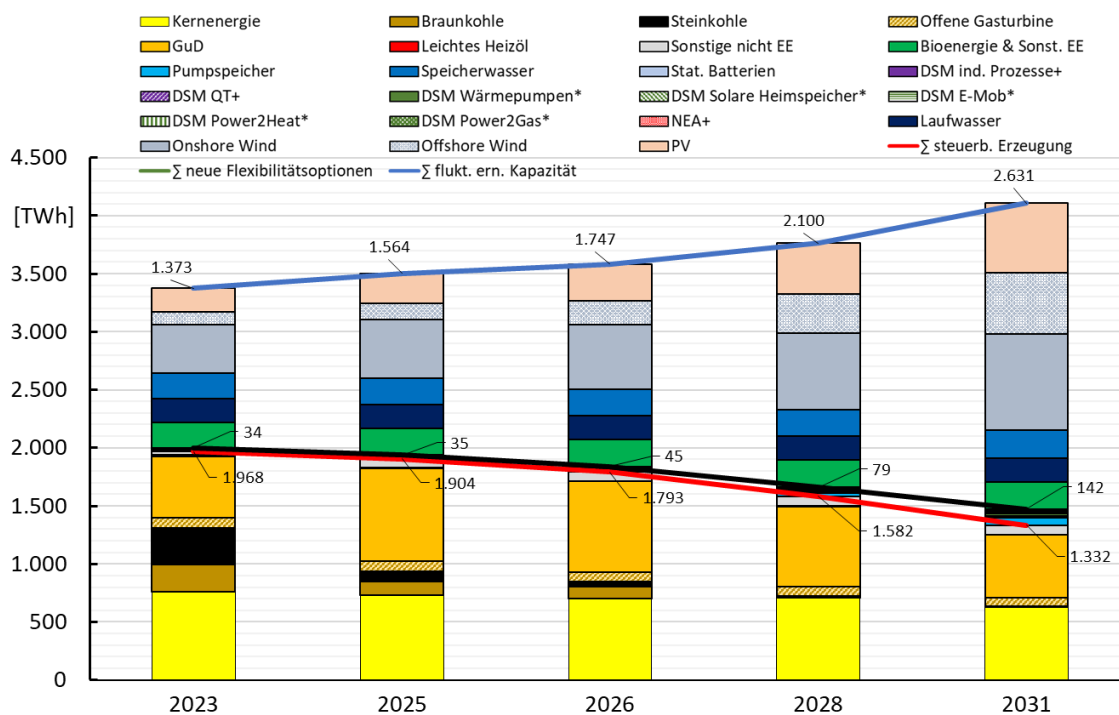


Abbildung 4.3: Entwicklung der Erzeugungsmengen für das gesamte Betrachtungsgebiet

Eine solch schnelle Veränderung des Anlagenparks, wie sie die endogen in der Modellrechnung entwickelten Stilllegungen und Neuerschließungen von Flexibilitätsoptionen der Kategorie 1 bereits im Jahr 2023 aufzeigen, erscheint in der Realität herausfordernd. Im Hinblick auf die schnellen Stilllegungen stellt der für diese Studie verwendete Anlagenpark aber eher eine Abschätzung zur konservativen Seite dar. Sollten die Stilllegungen nur langsamer erfolgen als hier aufgezeigt, verbessert das die Versorgungssicherheit gegenüber dem untersuchten System.

Bei geeigneter Rahmensetzung sind die Potentiale aus den neuen Flexibilitätsoptionen jedoch im Vergleich zu Veränderungen im Erzeugungspark zügiger zu erschließen. Ein Teil der in 2023 in der Modellrechnung im Jahr 2023 endogen zu erschließenden Kapazitäten im Bereich der neuen Flexibilitätsoptionen ist jedoch bereits heute erschlossen, wie beispielsweise die Leistungen im Marktgebiet DELU, die unter die AbLaV fallen, so dass die tatsächlich zusätzlich neu zu erschließende Kapazität für das Jahr 2023 etwas geringer als die für DELU ausgewiesenen 5,9 GW ausfallen müsste. Aufgrund des Risikos für die Versorgungssicherheit wird jedoch angeraten, die tatsächliche Entwicklung im Hinblick auf die Stilllegungen und Erschließung der Flexibilitätsoptionen sorgfältig zu überwachen und ggf. bei einem möglichen Auftreten von Leistungsdefiziten die vorhandenen, außerhalb des Markts liegenden Mechanismen der Netz- und Kapazitätsreserve zu nutzen, um diese Risiken zu begrenzen.

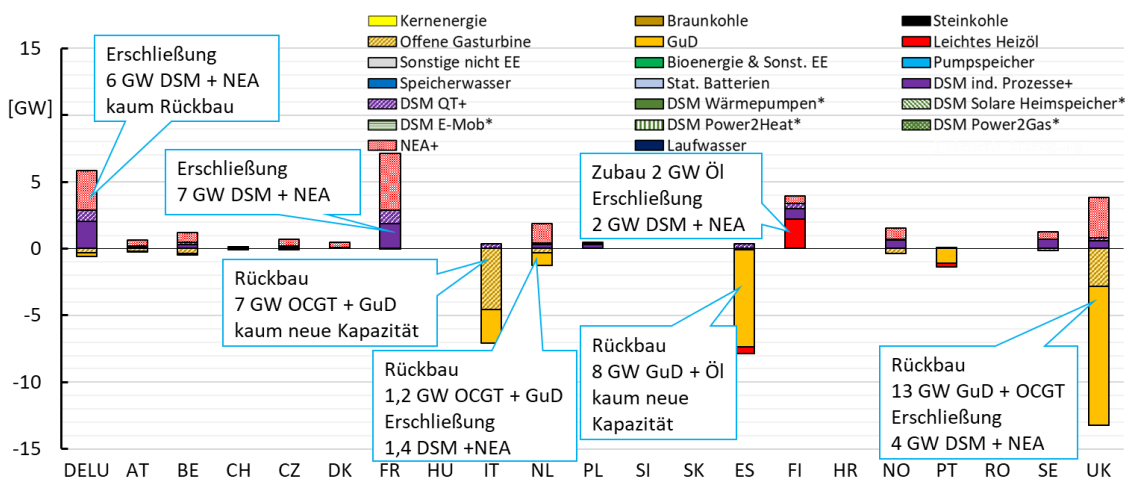


Abbildung 4.4: Endogen bestimmter Rück- bzw. Zubau für das Jahr 2023 im gesamten Betrachtungsgebiet (BK - Braunkohle, SK - Steinkohle, OCGT - Open Cycle Gasturbinen (offene Gasturbinen), GuD - Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, NEA - Netzersatzanlage)

Bei allen Stilllegungen von Anlagen, die noch nicht das Ende ihrer exogen vorgegebenen technischen Lebensdauer erreicht haben, geht das Modell davon aus, dass es sich um vorläufige Stilllegungen handelt. Das bedeutet, dass diese Anlagen bei Bedarf zu einem späteren Zeitpunkt wieder reaktiviert werden können. In der Realität ist dies grundsätzlich möglich, indem Anlagen bei der Stilllegung für eine mögliche spätere Wiederinbetriebnahme konserviert werden, was in der Vergangenheit bei einzelnen Anlagen auch tatsächlich erfolgt ist.

Insgesamt wird in zahlreichen Ländern in 2023 die steuerbare Kapazität insbesondere aus den neuen Flexibilitätsoptionen erhöht (z. B. Deutschland/Luxemburg, Frankreich, Niederlande, Finnland), neue Erzeugungskapazitäten werden nur in Finnland (2 GW Kapazität auf Basis leichtem Heizöl) endogen zugebaut. Dennoch wird durch o. a. umfangreiche endogene Stilllegungen (IT, ES, NL, UK) von gasbasierter Erzeugungskapazität die steuerbare Anlagenkapazität im gesamten Betrachtungsgebiet in der Modellrechnung endogen um insgesamt 3 GW abgesenkt.

Dieser auf Basis des Optimierungsansatzes vom Modell bestimmte kostenoptimale Anlagenpark kann die im Modell abgebildete Nachfrage decken, stellt aber gleichzeitig einen möglichst kleinen Anlagenpark ohne Überkapazitäten dar, da höhere Kapazitäten i. d. R. mit höheren Kosten verbunden wären. Dies erhöht die Knappheit gegenüber dem heutigen Status Quo des Markts und stellt somit eine konservative Annahme im Hinblick auf die zentrale Fragestellung des Gutachtens dar. Ob die entsprechenden Stilllegungen aus betriebswirtschaftlicher Sicht tatsächlich kurzfristig erfolgen, kann im Rahmen dieser Studie nicht beurteilt werden. Mit Blick auf die reale Situation in den Märkten in der jüngeren Vergangenheit wird jedoch deutlich, dass der Markt tendenziell eher zögerlich vorhandene Kapazitäten stilllegt, da der Startanlagenpark offensichtlich Überkapazitäten aufweist und diese nur langsam abgebaut werden. Dies könnte mit Risikoüberlegungen der Kraftwerksbetreiber oder dem Realloptionswert von Erzeugungsanlagen zusammenhängen, wodurch auch ohne den tatsächlichen Einsatz eines Kraftwerks Umsätze generiert werden können (nähere Erläuterungen z. B. in [81] oder [82]).

Abbildung 4.5 zeigt, dass bis 2031 in Summe im gesamten Betrachtungsgebiet ab 2025 in einigen Jahren in neue steuerbare Erzeugungsleistung investiert wird, gegenläufig sind aber immer höhere Leistungen i. d. R. aus Kohle stillgelegt worden, so dass – wie bereits in Abbildung 4.2 gezeigt –, die steuerbare Erzeugungsleistung im gesamten Betrachtungsgebiet leicht sinkt.

Umfangreichere Investitionen in neue gasbefeuerte Stromerzeugungsanlagen müssen insbesondere in 2025 in Deutschland/Luxemburg (3,4 GW), Tschechien (2,8 GW) und Polen (13,7 GW), in 2026 in Belgien (3,5 GW), in 2028 in Deutschland/Luxemburg (13,1 GW), Belgien (1,6 GW), Tschechien (1,2 GW) Polen (3,1 GW) und Finnland (2 GW) sowie in 2031 in Deutschland/Luxemburg (5,8 GW), Belgien (1,3 GW), Niederlande (5,5 GW), Polen (1,2 GW) und Finnland (4,4 GW) erfolgen. Darüber hinaus werden vor allem in Italien und Spanien zuvor vorübergehend stillgelegte gasbefeuerte Erzeugungskapazitäten teilweise wieder reaktiviert. Da die steuerbare Erzeugungsleistung über der Zeit nicht ansteigt, dienen die Investitionen der Kompensation stillgelegter Kapazitäten auf Basis anderer Technologien.

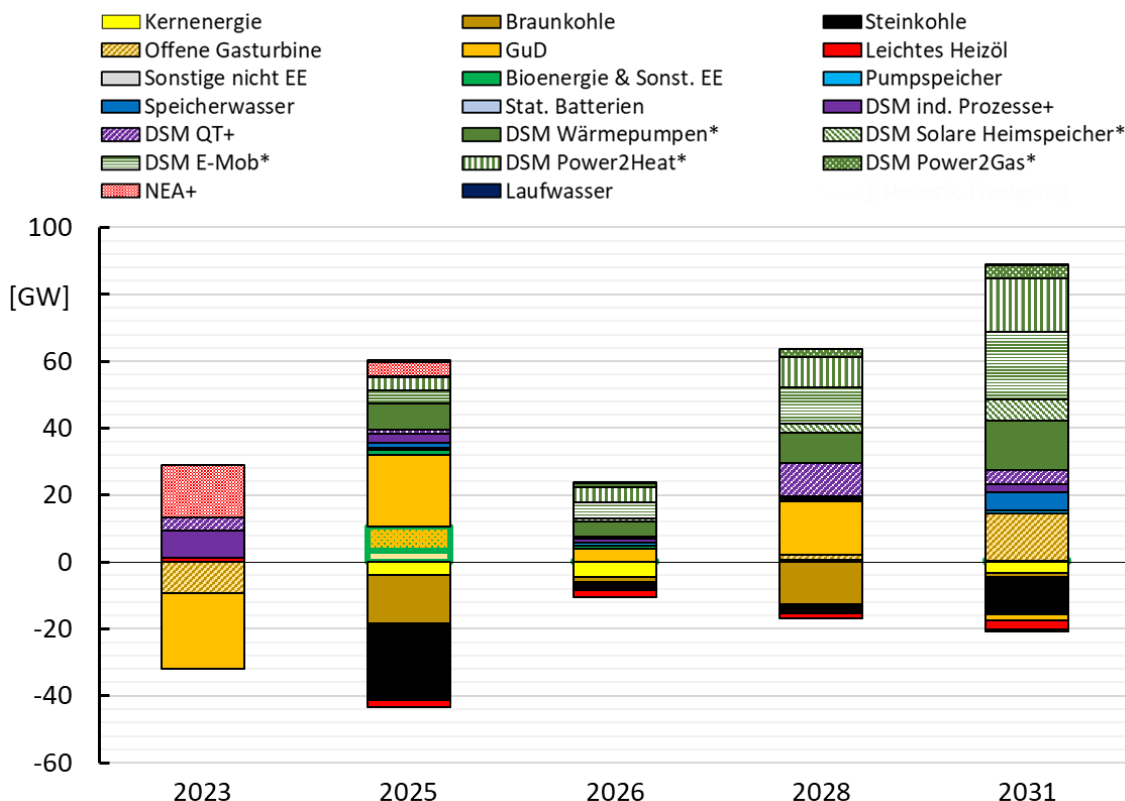


Abbildung 4.5: Exogener und endogener Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten im gesamten Betrachtungsgebiet (breit grün umrandete Blöcke stellen in Vorjahren vorübergehend stillgelegte Kapazitäten dar, die im jeweiligen Jahr reaktiviert werden)⁵³

Die leicht ansteigende Nachfrage kann also bis 2031 vor allem durch den exogen vorgegebenen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien gedeckt werden, was auch die Erzeugungsmengen in Abbildung 4.3 klar erkennen lassen. Die Erzeugung aus klassischen steuerbaren Erzeugungsanlagen geht um rund 1/3 zurück, obwohl gleichzeitig die Stromnachfrage im gleichen Zeitraum um rund 20 % ansteigt. Die für die Systemintegration der hohen Anteile fluktuierender erneuerbarer Erzeugung benötigte steuerbare Kapazität muss daher um 23 % ansteigen, was wesentlich durch die Erschließung von 216 GW neuen Flexibilitätsoptionen bis 2031 erfolgt. In 2031 wird damit ein Anteil von beinahe 30 % an der gesamten benötigten steuerbaren Kapazität durch die neuen Flexibilitätsoptionen erbracht. Dabei resultiert der größte Anteil dieser Kapazität aus der Flexibilität der neuen Stromanwendungen (neue Flexibilitätsoptionen Kategorie 2), so dass beim Zubau dieser Anwendungen auf der Nachfrageseite regulatorisch sicherzustellen ist, dass diese Flexibilität für das System dann auch genutzt werden kann.

Die Erzeugung in den verbleibenden Kraftwerken wird vor allem dann benötigt, wenn nicht nur steuerbare Leistung im Sinne von Flexibilität, sondern auch Arbeit, d. h. zusätzliche elektrische Energie, im System benötigt wird. Diese Unterscheidung wird deutlich, wenn die Eigenschaften der neuen Flexibilitätsoptionen betrachtet werden. Die meisten dieser Technologien können dem System zwar steuerbare Leistung in erheblichem Umfang zur Verfügung stellen, diese werden aber i. d. R. durch eine Verschiebung der Last erreicht. Der Energiebedarf im System geht dabei nicht zurück; die Energie wird nur zu anderen Zeiten benötigt. Diese Eigenschaft der meisten neuen Flexibilitätsoptionen entspricht einem Speicher. Erzeugungsanlagen bringen durch ihre Erzeugung dagegen mehr elektrische Energie in das System und stellen im Falle steuerbarer Erzeugung auch steuerbare Leistung zur Verfügung. Eine Ausnahme bei den neuen Flexibilitätsoptionen bilden hier lediglich die Netzersatzanlagen (NEA), die zwar unter den neuen Flexibilitätsoptionen subsumiert werden, jedoch analog zu Erzeugungsanlagen elektrische Energie in das System einspeisen können. Aufgrund der immissionsrechtlich stark begrenzten maximalen Betriebsstunden, ähneln jedoch die Einsatzcharakteristika den speicherähnlichen neuen Flexibilitätsoptionen.

Gebotszone Deutschland und Luxemburg

Wird das bei dieser Studie im Zentrum stehende Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) betrachtet, so ist die Entwicklung ähnlich der Entwicklung im gesamten Betrachtungsgebiet. Im Jahr 2023 erfolgt marktgetrieben zunächst nur die Erschließung von 5,9 GW steuerbarer Leistung aus neuen Flexibilitätsoptionen (Abbildung 4.6). Dagegen werden marktgetrieben 0,6 GW Leistung aus erdgasbefeuerten Anlagen stillgelegt. Die neu zu erschließende Leistung aus neuen Flexibilitätsoptionen Kategorie 1 setzt sich aus 2,1 GW Leistung aus flexibilisierbaren Industrieprozessen (DSM ind. Prozesse) sowie 0,8 GW aus flexibilisierbaren Querschnittstechnologien (DSM QT) und zusätzlich 3 GW aus Netzersatzanlagen (NEA) zusammen. Die insgesamt verfügbare steuerbare Leistung steigt damit gegenüber dem Ausgangszustand des Anlagenparks um 5,3 GW auf beinahe 100 GW an.

Die weitere Entwicklung der Zu- und Rückbauten bis einschließlich 2031 zeigt vor allem Stilllegungen von Leistung aus Braun- und Steinkohleerzeugung, die in 2025 und 2028 mit jeweils ca. 10 GW gegenüber dem exogen vorgegebenen Kohleausstieg weitgehend marktgetrieben vorgezogen erfolgt. Dieser Effekt tritt erst ab 2025 auf, da die angenommene Entwicklung an den Brennstoff- und Emissionsmärkten erst ab 2025 die variablen Erzeugungskosten von Kohlekraftwerken wieder teurer werden als die erdgasbasierte Erzeugung. Die Kompensation dieser wegfallenden Leistung erfolgt durch die Erschließung weiterer steuerbarer Leistungen aus neuen Flexibilitätsoptionen in allen Jahren, sowie in 2025 durch den Zubau von 3,4 GW in 2028 von 13 GW sowie in 2031 5,7 GW neuer gasbefuerter Erzeugungsleistung, die nur in 2031 anteilig mit 3,1 GW mit offenen Gasturbinen realisiert wird. Dies zeigt auf, dass bei Wegfall der Kohlekraftwerke zunächst nicht nur steuerbare Leistung, sondern auch in erheblichem Umfang zusätzliche Erzeugungsmengen benötigt werden. Erst 2031 kann durch den bis dahin erheblich fortgeschrittenen Ausbau der erneuerbaren Erzeugung ein Teil der benötigten neuen Erzeugungskapazität durch offene Gasturbinen erfolgen, die bei geringeren Einsatzdauern kostengünstiger Leistung bereitstellen können.

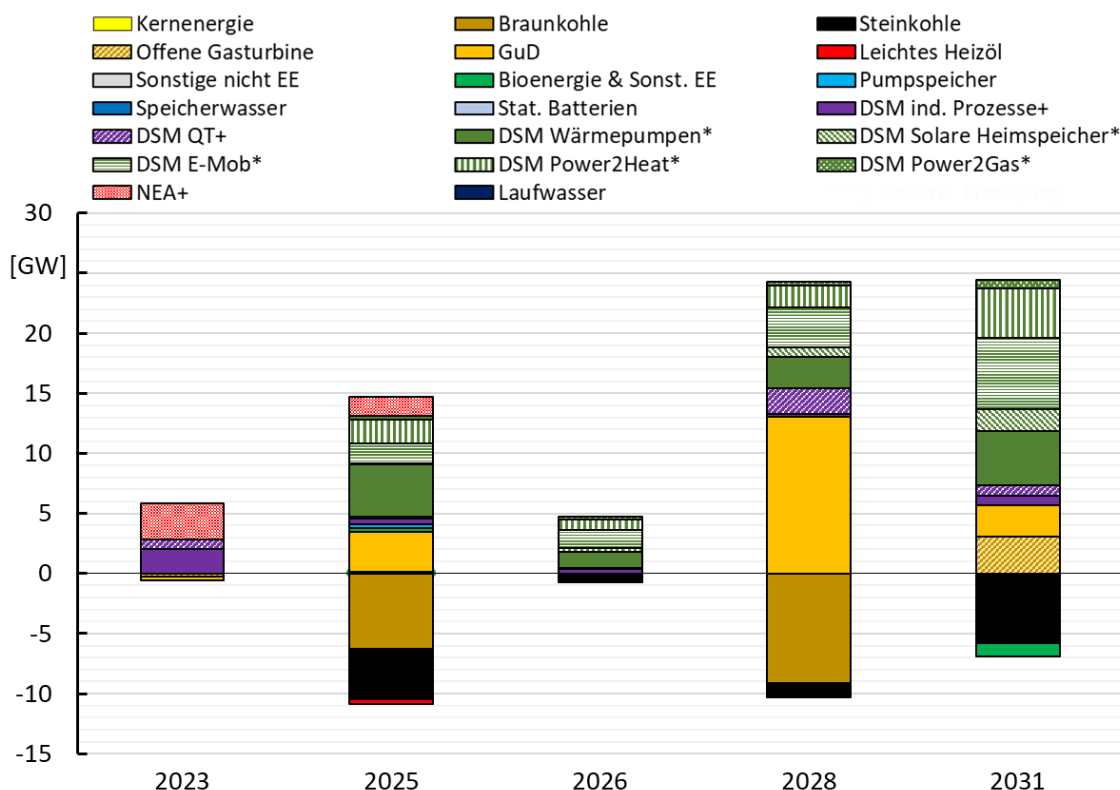


Abbildung 4.6: Exogener und endogener Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) (breit grün umrandete Blöcke stellen in Vorjahren vorübergehend stillgelegte Kapazitäten dar, die im jeweiligen Jahr reaktiviert werden)⁵³

Insgesamt geht die steuerbare Erzeugung - wie im gesamten Betrachtungsgebiet - bis 2031 von 81 GW im an die Marktsituation angepassten Anlagenpark des Jahres 2023 auf 75 GW zurück (Abbildung 4.7). Dabei steigt sie zwischenzeitlich in 2028 durch die hohen Neuinvestitionen in GuD-Anlagen vorübergehend wieder geringfügig an. Die insgesamt steuerbare Leistung im Anlagenpark (Erzeugung und Flexibilitätsoptionen) steigt von 99 GW in 2023 auf 138 GW im Jahr 2031 an, was mit +39 % einen stärkeren Zuwachs als im gesamten Betrachtungsgebiet darstellt. Der Anteil der aus den neuen Flexibilitätsoptionen bereitgestellten steuerbaren Leistung steigt im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg auf knapp über 50 % an, was ggü. dem gesamten Betrachtungsgebiet einen wesentlich höheren Anteil darstellt. Dieser resultiert wesentlich aus dem angenommenen hohen exogen vorgegebenen Zubau der neuen Stromnachfrage, die daher unbedingt flexibel erschlossen werden muss.

Die Erzeugungsmengen (Abbildung 4.8) zeigen ebenfalls einen analogen Trend wie im gesamten Betrachtungsgebiet, wobei 2031 der Anteil des erneuerbar erzeugten Stroms im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg deutlich höher als im gesamten Betrachtungsgebiet liegt. Interessant erscheint hier insbesondere auch die Entwicklung des Außenhandelsaldos, der bis einschließlich 2028 Netto-Importe aufweist. Aufgrund des Wegfalls der kompetitiven Vorteile der Kohlerzeugung, die zu geringeren Produktionsmengen auf Basis dieser Technologien führen, und deren in Folge schrittweisen Stilllegung ab 2025 steigt der Netto-Import zunächst deutlich an. Die Investitionen in neue gasbasierte Erzeugungskapazitäten und der Ausbau der erneuerbaren Erzeugung in 2025 können den Wegfall der Kohlerzeugung zunächst nicht vollständig kompensieren, dies ist durch zusätzliche Importe allerdings auszugleichen. Erst mit den erneuten hohen Investitionen in neue gasbasierte Erzeugung und dem weiteren Ausbau der

erneuerbaren Erzeugung geht dann der Importsaldo in 2028 wieder zurück, in 2031 kann sogar ein geringfügiger Netto-Export von 1,6 TWh erreicht werden.

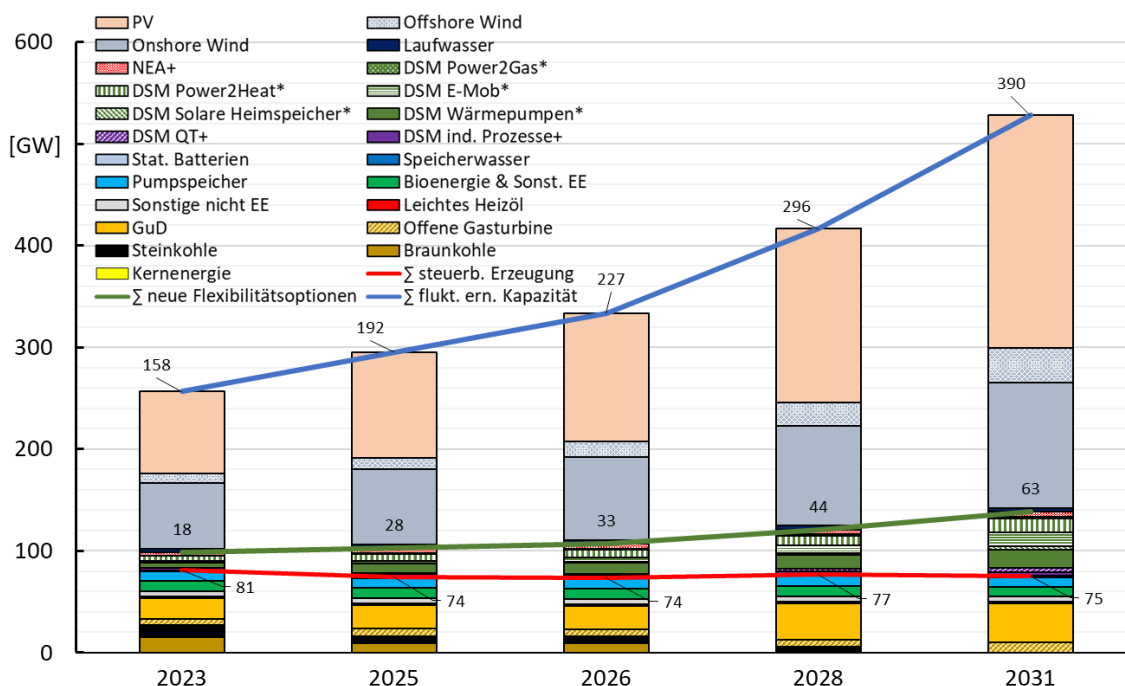


Abbildung 4.7: Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU)⁵³

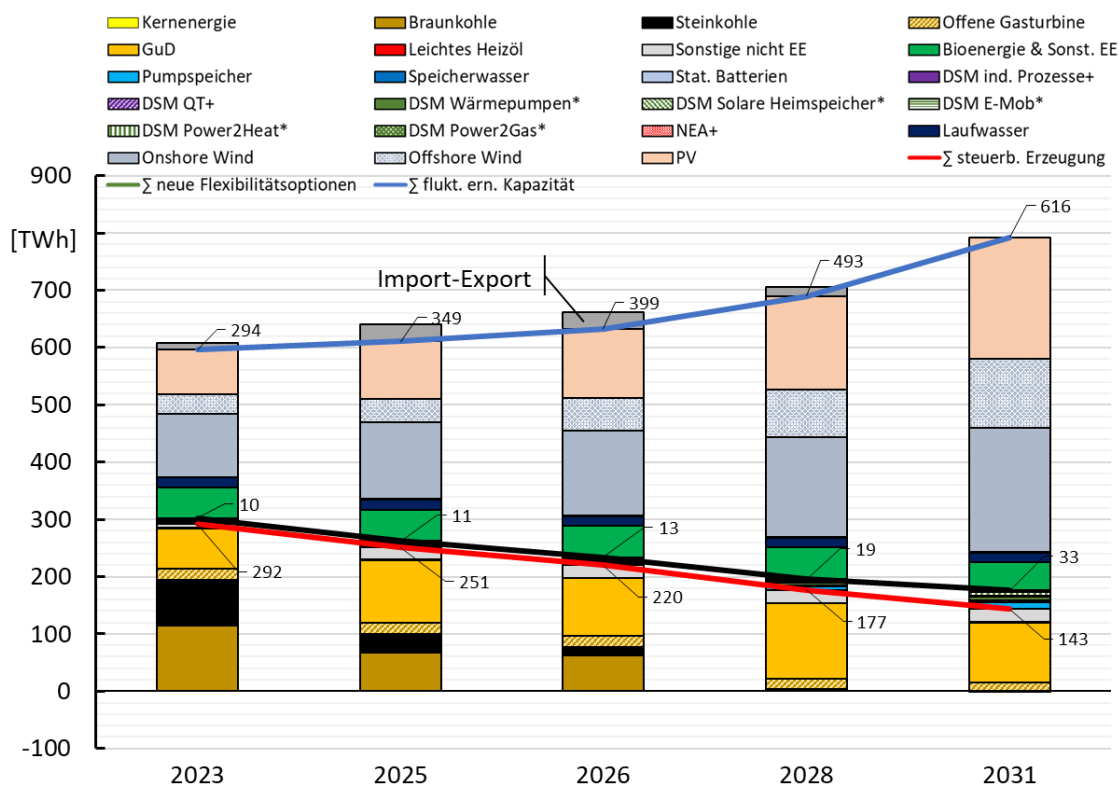


Abbildung 4.8: Entwicklung der Erzeugungsmengen für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU)⁵³

Die Erzeugung aus steuerbarer Erzeugung geht durch diese Entwicklung bis 2031 von 292 TWh auf 143 TWh um mehr als 50 % zurück. Die gasbasierte Erzeugung aus GuD-Anlagen, die in 2031

dann den wesentlichen Anteil der Erzeugung aus steuerbaren Kraftwerken bereitstellt, muss jedoch um 50% ggü. 2023 gesteigert werden. Abbildung 4.8 zeigt jedoch deutlich auf, dass es insgesamt gelingt, die um 1/3 ansteigende Stromnachfrage mit den exogen angenommenen Zubauraten ausschließlich durch den wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien zu decken und zusätzlich die konventionelle Erzeugung in erheblichem Umfang zu ersetzen.

Die ab 2025 einsetzende Verschiebung zwischen Erdgas-GuD und kohlebasierter Erzeugung ist auf die in den Rahmenannahmen des Szenarios angenommenen CO₂- und Brennstoffpreise zurückzuführen, die erdgasbefeuerte GuD-Erzeugung gegenüber Stein- und später auch Braunkohlerzeugung zunehmend kompetitiv werden lässt. Zusammen mit dem steigenden Ausbau der erneuerbaren Energien führt dies zu einem Rückgang der Erzeugung aus Kohlekraftwerken, noch bevor diese gemäß politisch festgelegtem Kohleausstiegspfad ganz stillgelegt werden. Die exogenen Vorgaben, die einen ordnungsrechtlich vorgegebenen Kohleausstieg modellieren, wirken sich wesentlich nur im Jahr 2031 aus, wo die letzten verbliebenen knapp 6 GW Steinkohlerzeugungskapazitäten durch die exogene Vorgabe stillgelegt wurden.

Diesen Zusammenhang lassen auch die Volllastbenutzungsstunden (VBH) dieser Kraftwerke in Abbildung 4.9 erkennen: Die je Kraftwerk auf Basis von Braun- und Steinkohle im Mittel erzeugten Strommengen sind vor allem bei Steinkohle ab 2025 deutlich rückläufig, dies zeigen die sinkenden VBH. Braunkohle ist aufgrund der geringen variablen Brennstoffkosten durch die direkte Verbindung mit den Tagebauen zunächst weniger betroffen, wird dann aber bereits ab 2028 marktgetrieben vorzeitig stillgelegt, da davon auszugehen ist, dass die hohen Fixkosten der Tagebaue bei geringen verbleibenden VBH einen kompetitiven Nachteil erzeugen. Damit gehen die bezogen auf die installierte Leistung produzierten Strommengen und mit ihnen die CO₂-Emissionen deutlich zurück, noch bevor die Kapazitäten exogen vorgegeben im Jahr 2030 endgültig stillgelegt werden müssten.

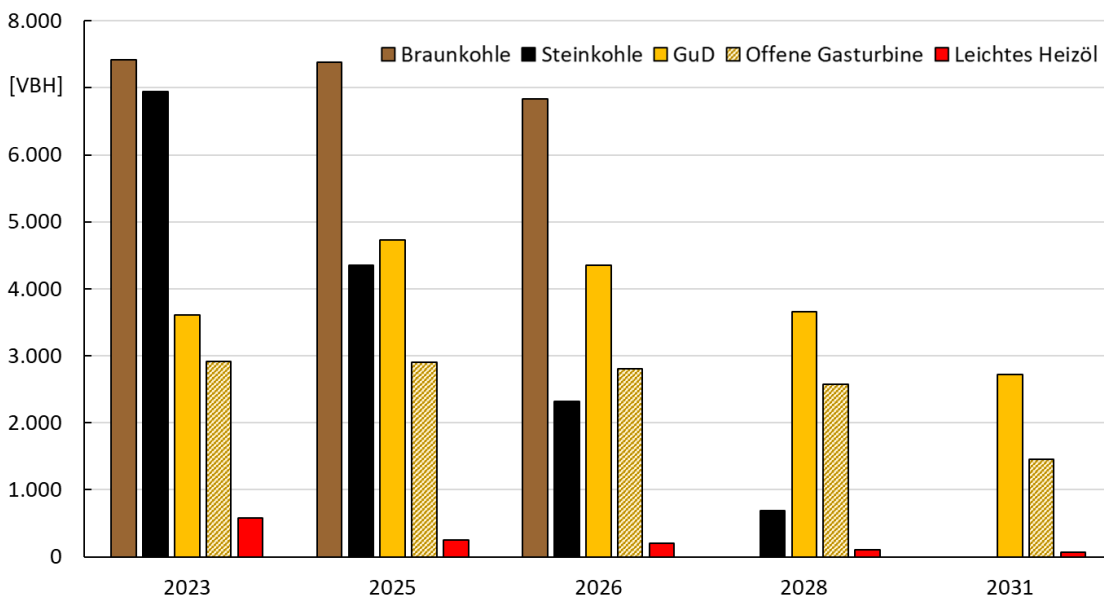


Abbildung 4.9: Mittlere Volllastbenutzungsstunden (VBH) von Erzeugung auf Basis Braunkohle, Steinkohle und Erdgas im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU)

Bei Steinkohle fällt die Erzeugung ab 2026 unter 3000 VBH, ab 2028 unter 1000 VBH, was aufzeigt, dass sie nur noch in seltenen mehrtätigen Windflauten für die Erzeugung herangezogen

werden. Ob ein solch geringer Betrieb von den Betreibern wirtschaftlich als tragfähig angesehen werden kann, kann von außen durch die Gutachter nicht zuverlässig eingeschätzt werden, wird aber im Rahmen der Akteursanalyse zumindest näherungsweise betrachtet.

Die entsprechenden auf die installierte Leistung bezogenen Erzeugungsmengen (aufgezeigt als VBH) aus gasbefeuerten GuD-Anlagen steigen mit verbesserter Wettbewerbsfähigkeit durch die angenommenen Brennstoffpreisentwicklungen in 2025 leicht an, gehen dann jedoch schrittweise unter dem Druck des Ausbaus der erneuerbaren Erzeugung wieder deutlich zurück.

Im Gegensatz dazu ist die Ausnutzungsdauer der neuen Flexibilitätsoptionen deutlich niedriger (Abbildung 4.10), was deren Rolle als Elemente der Leistungsbereitstellung bei besonders hohen Spitzen der Residuallast unterstreicht, die selten auftreten. Die entsprechenden VBH liegen mit Ausnahme von Power2Gas alle unter 1.000.

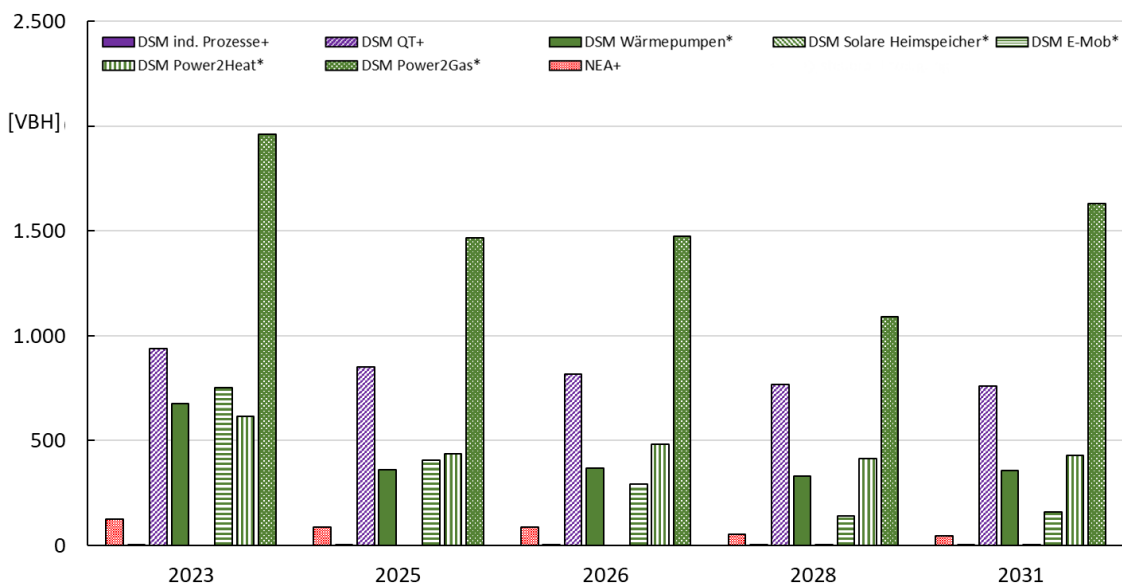


Abbildung 4.10: Mittlere Vollastbenutzungsstunden (VBH) der Einspeisung der neuen Flexibilitätsoptionen im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU)

Deutlich sind in Abbildung 4.10 auch die Unterschiede in den Kostenstrukturen der Flexibilitätsoptionen zu erkennen. Je höher der unterstellte Ausübungspreis ist, desto seltener werden diese Anlagen eingesetzt, und entsprechend niedrig sind die VBH. Die Lastflexibilität industrieller Prozesse (DSM ind. Prozesse) hat hohe Opportunitätskosten, da hier Eingriffe in die Produktionsprozesse vorliegen. Daher ist diese Flexibilität in der Ausübung vergleichsweise teuer, der Einsatz reduziert sich auf sehr wenige Stunden. Gleiches gilt für die Netzersatzanlagen, die im Vergleich zu klassischen Kraftwerken hohe variable Kosten aufweisen. Auch bei Ihnen ist die Einsatzdauer niedrig und liegt in allen Jahren deutlich unter 200 VBH, meist sogar unter 100 VBH. Es ist folglich davon auszugehen, dass diese Einsätze im Hinblick auf üblicherweise vorliegende Betriebsbeschränkungen in den Genehmigungen nach Bundes-Immissionsschutzgesetz möglich sein sollten.

Ein Teil der steuerbaren Erzeugungsleistung stellen KWK-Anlagen bereit. Deren Einsatz wird in den Dispatchrechnungen insofern detailliert abgebildet, als dass sie realitätsnah an der Deckung der Stromlast beteiligt werden und gleichzeitig, unterteilt nach entsprechenden lokalen bzw. regionalen Fernwärmenetzen, die zugehörige Wärmelast in diesen Netzen zu decken haben. Abbildung 4.11 zeigt die Wärmeerzeugung aus den KWK-Anlagen nach Energieträgern getrennt für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg. Zur Abdeckung von Nachfragespitzen in den

Wärmenetzen werden neben den KWK-Anlagen auch gasbefeuerte Wärmekessel eingesetzt, deren Anteil an der Erzeugung aber in allen Betrachtungsjahren im Bereich von maximal 3 % bleibt, sodass der Einsatz der KWK-Anlagen in der Wärmeenergieerzeugung aufgrund des geringen Wärmekesseleinsatzes realistisch erscheint. Die sinkende Wärmebereitstellung durch KWK-Anlagen über der Zeit ist auch durch den steigenden Einsatz elektrisch erzeugter Wärme (Großwärmepumpen und Elektrokessel) bedingt, der in Abbildung 4.11 nicht dargestellt ist. Aufgrund der Nutzung des Flexibilitätspotentials dieser Technologien für die Strombereitstellung (DSM Power2Heat) sind diese Technologien jedoch nur begrenzt für die Deckung von Wärmenachfragespitzen verfügbar.

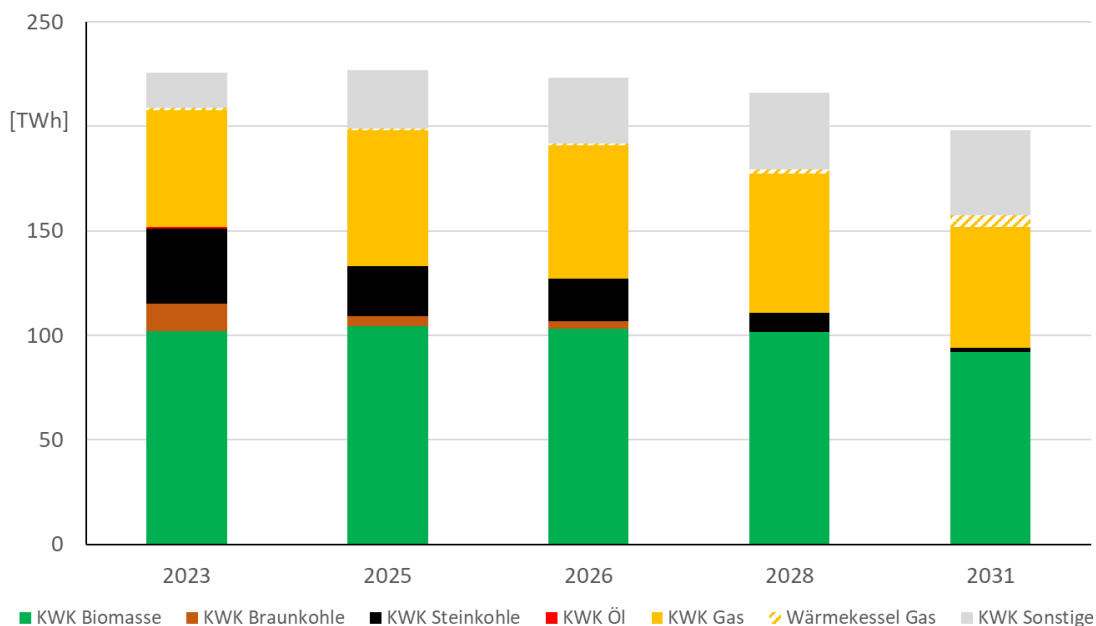


Abbildung 4.11: Wärmebereitstellung der KWK-Anlagen nach Energieträgern in DELU

Wie Abbildung 4.12 zeigt, sinken die resultierenden Treibhausgasemissionen der Strom- und Fernwärmeerzeugung mit gut 200 Mt CO₂ im Jahr 2023 (blaue Linie in Abbildung 4.12) ggü. den historischen Emissionen in 2019 (graues Kreuz in Abbildung 4.12) nur geringfügig ab. Dies ist auf die angenommenen Brennstoffpreise zurückzuführen, bei denen der Einsatz von Kohle ggü. Erdgas in 2023 verhältnismäßig attraktiv ist, so dass trotz erheblichen Zubaus erneuerbarer Erzeugung die Emissionen kaum sinken.

Aufgrund der sich gemäß der getroffenen Annahmen nach 2023 dann zügig verschlechternden Wirtschaftlichkeit der Kohleerzeugung ggü. Erdgas, sinken die Emissionen ab 2025 bis 2028 dann deutlich. Sie unterschreiten auch den abgeschätzten Zielpfad für die Stromerzeugung (graue Linie in Abbildung 4.12) deutlich. Bis 2031, wenn der Kohleausstieg ordnungsrechtlich vollständig vollzogen ist, sinken die Emissionen nur noch in geringerem Umfang, da die verbliebenen Kohlekraftwerke bereits in 2028 nur noch wenig Energie und damit Emissionen produzieren. Sie liegen auch deutlich unterhalb des Ziels für 2030, das im KSG definiert ist.

Dabei ist zu beachten, dass die Zielgrößen für die im Modell abgebildete Stromwirtschaft (graue Linie in Abbildung 4.12) nicht explizit im KSG 2021 definiert ist. Dort gibt es nur einen Zielpfad für den gesamten Sektor der Energiewirtschaft (schwarze Linie in Abbildung 4.12). Ein eindeutiger Vergleich ist aus diesen Gründen nicht möglich, da nach der Definition des KSG im Sektor Energiewirtschaft beispielsweise auch Raffinerien enthalten sind, die außerhalb des

Untersuchungsrahmens dieser Studie liegen. Daher ist ein entsprechend adaptierter Zielpfad als Orientierungslinie enthalten, der konservativ unterstellt, dass in den in dieser Studie nicht erfassten Bereichen der Energiewirtschaft bis 2030 keine Emissionsminderungen bei Treibhausgasen erreicht werden (graue Linie in Abbildung 4.12). Es wird deutlich, dass selbst bei dieser konservativen Abschätzung die Strom- und Wärmeerzeugung aus thermischen Anlagen aufgrund der angenommenen Brennstoff- und CO₂-Preise so weit angepasst wird, dass dieser Zielpfad des KSG 2021 bis 2030 deutlich unterschritten werden kann.

Bei dieser Betrachtung wird unterstellt, dass der in den P2H-Anlagen produzierte Wasserstoff, deren Strombedarf in der Nachfrage enthalten ist, in den Jahren bis einschließlich 2031 vollständig außerhalb des Stromsystems (z. B. als Rohstoff in der chemischen Industrie) eingesetzt wird. Dies ist im Hinblick auf die Emissionen eine konservative Annahme, da dieser grüne Wasserstoff alternativ auch als Brennstoff in der Rückverstromung eingesetzt werden könnte und dann entsprechende Mengen Erdgas verdrängen würde, was die Emissionen aufgrund der bis 2031 noch geringen Mengen Wasserstoff geringfügig absenken würde.

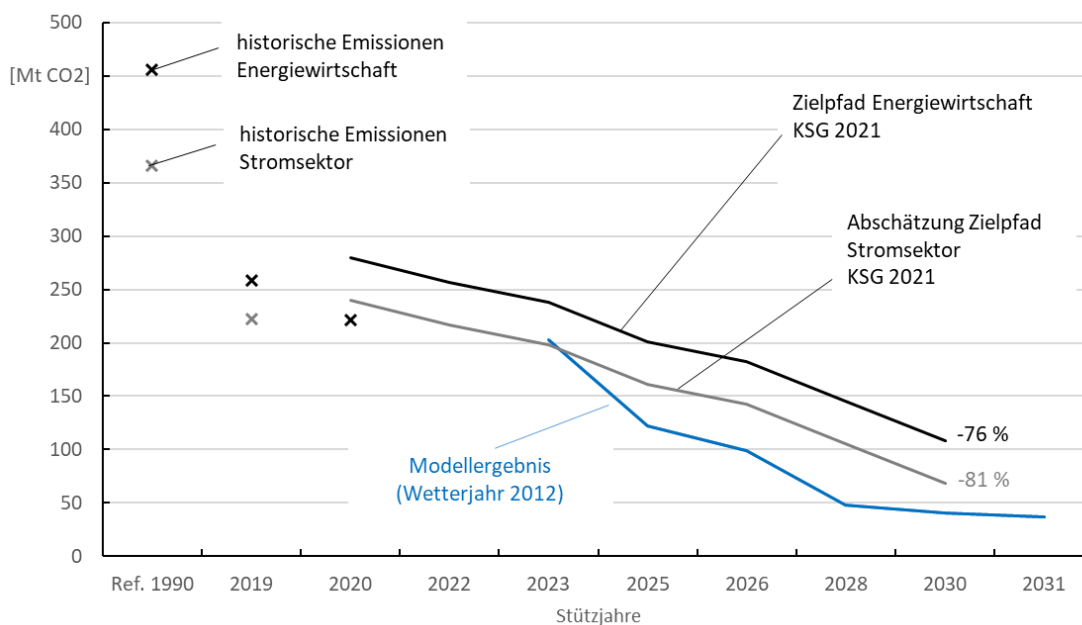


Abbildung 4.12: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland

4.2 Wirtschaftlichkeitsabschätzung in DELU (Akteursanalyse)

Den in Abschnitt 4.1 vorgestellten Ergebnissen zur dynamischen Entwicklung des Anlagenparks liegt ein Modell des Elektrizitätsmarkts zugrunde. In diesem Modell führt die theoretische Annahme eines idealen Markts dazu, dass der Anlagenpark kostenminimal die Stromnachfrage deckt und somit auch optimal im volkswirtschaftlichen Sinne ist.

In realen Märkten treffen Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen jedoch immer einzelne Akteure, für die ökonomische Parameter wichtige, aber nicht notwendigerweise abschließende Kriterien für ihre Entscheidungen darstellen. Darüber hinaus sind weitere für die Entscheidung wichtige Parameter, wie die Risikopräferenzen, Portfolioeffekte oder strategische Überlegungen der einzelnen Akteure relevant, die sich in einer solchen Studie nicht ermitteln lassen. Um dem Einfluss der einzelnen Akteure auf Investitionsentscheidungen dennoch Rechnung zu tragen, wird im Rahmen der Studie für das zentrale Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) eine sogenannte Akteursanalyse auf Basis einer vereinfachten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die bestehenden Anlagen bzw. Investitionen durchgeführt.

Die methodischen Hintergründe und theoretischen Grundlagen zum Modell der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt und zur Akteursanalyse werden in Abschnitt 2.4 näher erläutert.

Analyse der einzelnen Betrachtungsjahre

Entsprechend der in Abschnitt 2.4 beschriebenen Methodik erfolgt zunächst eine Analyse der Rentabilität für jedes der Betrachtungsjahre separat (siehe Schritte 1-4 in Abschnitt 2.4). In Tabelle 4.1 sind diese Ergebnisse für die Anlagen mit negativem Deckungsbeitrag exemplarisch für das Betrachtungsjahr 2026⁵⁵ zusammengestellt.

verbleibende Anlagen mit neg. DB/MWh	Anzahl	Leistung [MW]
Schritt 1 - Erlöse Fahrplanenergiemarkt	239	32.284
Schritt 2a - inkl. Erlösen aus Wärme	94	17.288
Schritt 2b - inkl. Erlösen aus Wärme, Regelleistung	90	16.765
Schritt 3 - inkl. Erlösen aus Wärme, Regelleistung, Mark-ups	36	8.962
Schritt 4 - nach 1. Streichung	2	769
Schritt 4 - nach 2. Streichung	-	-

Tabelle 4.1: Anlagen mit negativem Deckungsbeitrag im Jahr 2026 (Akteursanalyse Schritte 1-4)

Im Folgenden wird das Vorgehen in Detail erläutert:

- Schritt 1: In diesem Schritt werden die Erlöse aus dem Großhandelsmarkt für Fahrplanenergie den fixen Betriebskosten der jeweiligen Anlagen gegenübergestellt. Aus dieser Rechnung ergeben sich für den Anlagenpark des Jahres 2026 239 Anlagen mit einer Leistung von 32,3 GW, die einen negativen Deckungsbeitrag (DB) aufweisen (Tabelle 4.1).
- Schritt 2: In diesem Schritt werden zusätzlich zu den Erlösen aus dem Fahrplanenergiemarkt Erlöse aus Wärme (KWK-Anlagen, Schritt 2a in Tabelle 4.1) und Regelleistung (flexible Anlagen, die Systemdienstleistungen anbieten, Schritt 2b in Tabelle 4.1) für diejenigen Anlagen berücksichtigt, die zusätzlich diese Märkte beliefern. Daraufhin verbleiben noch 90 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 16,8 GW mit negativem Deckungsbeitrag, wobei die Erlöse aus Wärme einen größeren Einfluss auf die Rentabilität der Anlagen haben als die Erlöse aus Regelleistung. Dies ist auch in den anderen Betrachtungsjahren zu beobachten.
- Schritt 3: Bei Berücksichtigung der Mark-ups, die bei knappen Kapazitäten zu erwarten sind und in der Historie am Großhandelsmarkt in diesem Marktgebiet zu beobachten waren, verbleiben nach diesem Schritt noch 36 Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 9,0 GW, die einen negativen Deckungsbeitrag aufweisen (Tabelle 4.1).
- Schritt 4: In der Modellanalyse liegt die Erzeugungsanlage, die nach Schritt 3 das höchste Deckungsbeitragsdefizit aufweist, bei einer Unterdeckung von -232,24 EUR/MWh (Tabelle 4.1). Dieser Block hat eine Leistung von rd. 15 MW⁵⁶ und ist in der Modellrechnung im Jahr 2026 in 42 Stunden in Betrieb. Die Prüfung, ob es eine kostengünstigere Ersatztechnologie

⁵⁵ Das Jahr 2026 wird an dieser Stelle ausgewählt, da hier aufwendigere Streichungen notwendig sind und gleichzeitig das Ergebnis repräsentativer ist als für das Jahr 2023, das nachfolgend noch separat betrachtet wird.

⁵⁶ Installierte Leistungen einzelner Bestandsanlagen sind in den Ergebnissen der Akteursanalyse auf 5 MW gerundet angegeben.

gäbe, die positive Deckungsbeiträge erreichen würde, ist negativ. Es gibt also keine dem Modell zur Verfügung stehende Technologie, die die gleiche Erzeugungsmenge bei gleichen Erlösen ohne negativen Deckungsbeitrag bereitstellen könnte. Daher erfolgt in Schritt 4 die Streichung dieser einzelnen Anlage, die in der Modellanalyse den höchsten negativen Deckungsbeitrag aufweist. In Bezug auf die Annahme einer Knappheitsprämie tritt hier der in Kapitel 2.4.2 beschriebene Sonderfall auf, dass eine Anlage existiert, die eine geringere Betriebsstundenzahl aufweist als die zu streichende Anlage. Die Knappheitsprämie von 10.000 EUR/MWh⁵⁷ wird in dieser Iteration daher nicht in den 42 Betriebsstunden der zu streichenden Anlage angenommen, sondern nur in 3 Stunden, was der geringsten auftretenden Betriebsstundenzahl entspricht.

- Iteration: Durch die Annahme der Knappheitspreise erhöhen sich die Deckungsbeiträge der verbleibenden Anlagen, sodass nach der 1. Streichung noch 2 Anlagen mit einer Leistung von 0,8 GW verbleiben (Tabelle 4.1). Auch hier wird wieder diejenige Anlage mit dem höchsten Deckungsbeitragsdefizit ermittelt und gestrichen. Nach der 2. Streichung und der Annahme einer Knappheitsprämie in weiteren 3 Stunden verbleibt keine Anlage mehr mit negativem Deckungsbeitrag. Die Akteursanalyse für das Jahr 2026 ist damit abgeschlossen.

In Summe werden aus der jährlichen Deckungsbeitragsanalyse für das Jahr 2026 damit Streichungen von rund 155 MW vorgenommen.

In Abbildung 4.13 sind die Deckungsbeiträge und die Betriebsstunden der betrachteten Anlagen nach den Schritten 1 bis 4 grafisch dargestellt. Ein Kreuz entspricht dabei einer Anlage.

⁵⁷ Dieser Betrag orientiert sich am sogenannten Value of Lost Load (VoLL), den Kunden höchstens bereit wären zu bezahlen, um keine Unterbrechung der Stromversorgung in Kauf zu nehmen. Die Höhe des VoLL wird hier analog zum Vorgehen in [89] mit 10.000 EUR/MWh abgeschätzt. Die BNetzA hat parallel zur Durchführung dieser Studie eine Ermittlung des VoLL für Deutschland durchgeführt. Die Ergebnisse lagen jedoch erst nach der Durchführung der hier beschriebenen Analysen vor und konnten daher hier nicht einfließen.

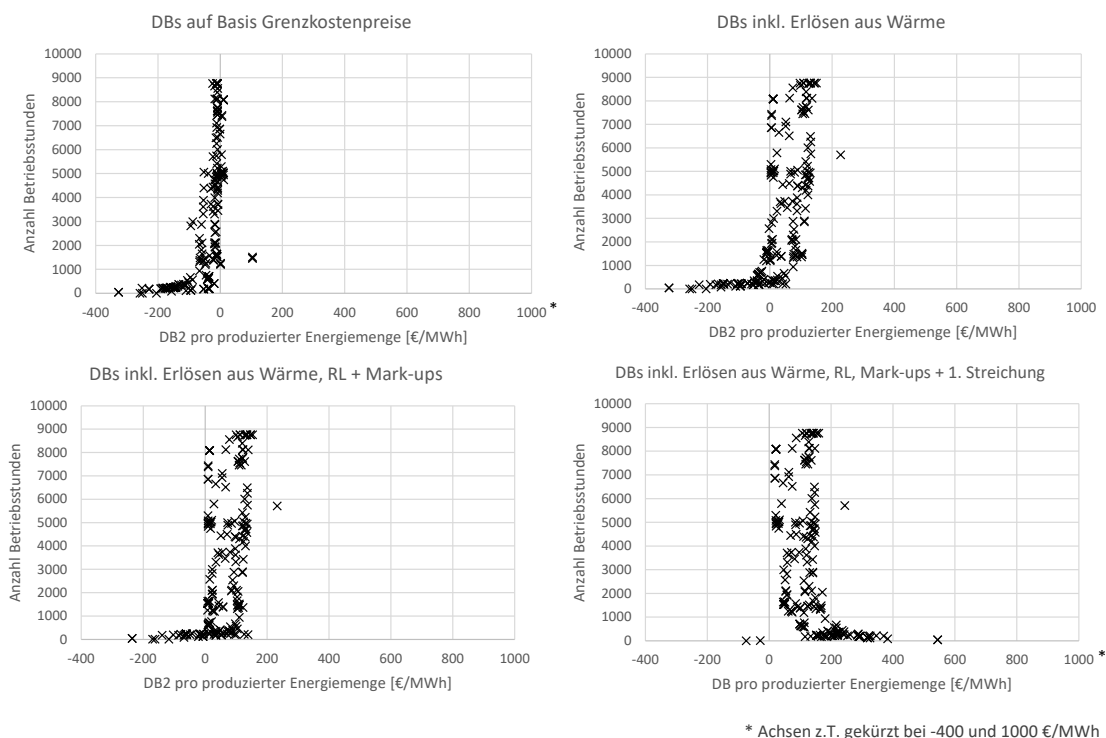


Abbildung 4.13: Deckungsbeträge und Betriebsstunden der in der Akteursanalyse betrachteten Anlagen für das Jahr 2026

Die gleiche Vorgehensweise wird für die übrigen Betrachtungsjahre angewandt. Dabei werden im Jahr 2025 eine Streichung und in den Jahren 2028 und 2031 jeweils 2 Streichungen vorgenommen, um einen positiven Deckungsbeitrag für alle verbleibenden Anlagen zu erreichen.

Die Akteursanalyse für das Jahr 2023 unterscheidet sich allerdings stark von den anderen Jahren. Aufgrund der sehr hohen Primärenergie- und vor allem Gaspreise sind hier die Deckungsbeitragslücken deutlich höher. Vor allem Gaskapazitäten rutschen in der Merit Order nach „oben“ und sind damit deutlich unrentabler als in anderen Jahren. Daher kommt es in 2023 auch zu deutlich höheren Streichungen aus der jährlichen Analyse: In 4 Iterationen werden hier insgesamt 1.040 MW gestrichen, wobei die größte Deckungsbeitragslücke 30.463 EUR/MWh beträgt. Hier tritt auch der Sonderfall auf, dass einige der gestrichenen Anlagen auch nach Annahme der Knappheitsprämie nicht rentabel sind (eine Deckungsbeitragslücke von 30.000 EUR/MWh von einer Anlage mit 2 Betriebsstunden kann durch eine entsprechend der Überlegungen oben angenommenen Knappheitsprämie von 10.000 EUR/MWh in diesen Stunden nicht gedeckt werden). Es erscheint allerdings durchaus diskutabel, ob tatsächlich so viele Gaskraftwerke in so kurzer Zeit auf die Preisschwankungen reagieren würden. Zumal diese Phase der Nicht-Rentabilität für viele der Anlagen nur über einen kurzen Zeitraum anhält, denn schon im Jahr 2025 sind wieder Ölkraftwerke diejenigen mit den höchsten Deckungsbeitragslücken.

Dynamische Analyse der Neuinvestitionen über den gesamten Betrachtungszeitraum

Aus der dynamischen Rentabilitätsbetrachtung (siehe Schritt 5 in Kapitel 2.4.2), in der zusätzlich auch die endogen durch das Investitionsmodell vorgenommenen neuen Investitionen berücksichtigt werden, können sich weitere negative Deckungsbeiträge für diese Anlagen und in Folge weitere iterative „Streichungen“ ergeben. Diese Anlagen müssen zur Erreichung einer Rentabilität nicht nur die jährlichen Fixkosten, sondern zusätzlich auch noch die aufgebracht

Investitionen über ihrer jeweiligen Lebensdauer erwirtschaften. Dabei werden die Erlöse aus den Schritten 1-3 der jährlichen Betrachtung berücksichtigt. Aufgrund des Zusammenhangs mit den Investitionen, erstreckt sich hier allerdings die Ermittlung der Deckungsbeiträge über alle Folgeperioden und unterstellt zunächst keine Knappheitsprämien in Höhe des VoLL (vgl. auch Abschnitt 2.4.2).

Da die technische Lebensdauer bei diesen Anlagen über das letzte Betrachtungsjahr dieser Studie hinausreicht und heute bereits abzusehen ist, dass sich der Anlagenpark in den nachfolgenden Jahren weiter deutlich verändern wird, wurden für die Jahre nach 2031 bis 2050 zur Ermittlung der Deckungsbeiträge entsprechende Rechnungen mit dem Investitions- und Dispatchmodell vorgenommen, die allerdings aufgrund des auf 2031 begrenzten Betrachtungszeitraums der Studie hier nicht dargestellt wurden. Für Abschnitte der technischen Lebensdauer, die nach dem Jahr 2050 liegen, wurde angenommen, dass die spezifischen jährlichen Deckungsbeiträge des Jahres 2050 dann konstant fortgesetzt werden.

Als Ergebnis der dynamischen Analyse ergeben sich negative Kapitalwerte im Anlagenpark für eine DSM-Technologie (DSM ind. Prozesse), unabhängig von dem Jahr, in dem sie neu erschlossen wird und für Netzersatzanlagen (NEA), die in den Jahren 2023 und 2025 erschlossen werden. Erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke, die im Jahr 2025 zugebaut werden, weisen einen positiven Kapitalwert auf, Anlagen, die in den Jahren 2028 und 2031 zugebaut werden sowie offene Gasturbinen (OCGT) einen negativen. Wie in Kapitel 2.4.2 beschrieben, wird für diese Technologien eine sinnvolle zu streichende Losgröße festgelegt, da bereits durch die Streichung einer Anlage eine Knappheit mit entsprechend zu erwartenden Preisspitzen am Markt zu erwarten ist. Diese wurden wie folgt ermittelt:

- Für Netzersatzanlagen wird eine Größe von 10 MW angenommen [83]. Typischerweise sind Netzersatzanlagen mit Leistungen < 10 MW ausgeführt, die Streichung in Schritten von 10 MW stellt folglich eine konservative Annahme dar.
- Die zu streichende Losgröße für die DSM-Technologien wird aus den Auktionsergebnissen der AbLaV für den Zeitraum 01/2021 - 04/2021 abgeleitet⁵⁸. Als konservative Abschätzung soll der größte, einzeln erschließbare "DSM-Block" eingesetzt werden. Bei den AbLaV-Auktionen betrug das maximale bezuschlagte Leistungsinkrement bislang 141 MW. Diese Annahme wird auch dadurch unterstützt, dass die beiden Produkte der AbLaV (SOL – sofort abschaltbare Lasten und SNL – schnell abschaltbare Lasten) mit Abstand die attraktivsten Vermarktungsformen darstellen und speziell auf die DSM-Bereitstellung aus Anlagen der (energieintensiven) Großindustrie zugeschnitten sind. Es ist also anzunehmen, dass die größten verfügbaren flexiblen DSM-Leistungsinkremente hier bereits anbieten und die aus diesen Geboten ermittelten Leistungsinkremente eine gute Abschätzung für die maximale angebotene Leistung darstellen.
- Für erdgasbefeuerte GuD-Kraftwerke und Anlagen mit offenen Gasturbinen (OCGT) erfolgt die Herleitung der zu streichenden typischen Losgröße über die Lastdauerlinie dieser Anlagen. Entsprechend der Stufen in der Lastdauerlinie wird so viel Leistung aus dem System genommen, dass die verbleibende Leistung rentabel wird. Dazu wird in den Betriebsstunden der gestrichenen Leistung wiederum ein Knappheitspreis von 10.000 EUR/MWh angenommen. Für die im Jahr 2028 investierten Anlagen ergibt sich so eine zu streichende

⁵⁸ Daten von <https://www.regelleistung.net/ext/tender/> (Zugriff am 14.04.2021)

Leistung von 20,4 MW und für im Jahr 2031 investierte Anlagen eine zu streichende Leistung von 67,6 MW.

Da für das iterative Vorgehen davon auszugehen ist, dass die über die dynamische Rentabilitätsbetrachtung als nicht wirtschaftlich identifizierte Kapazität (Kapitalwert < 0) gar nicht erst zugebaut würde, ergibt sich die Streichung nicht nur für das Betrachtungsjahr in der die Investition erfolgen sollte, sondern über die gesamte technische Lebensdauer der jeweiligen Technologie.

Gesamtbetrachtung

Die kumulierte Leistung aller in der Akteursanalyse gestrichenen Anlagen ist in Tabelle 4.2 zusammengefasst. In der ersten Zeile sind die aus der jährlichen Betrachtung gestrichenen Anlagen aufsummiert, und unter „Gestrichene Leistung aus der dynamischen Betrachtung“ sind diejenigen Anlagen aufgeführt, die aufgrund eines negativen Kapitalwerts gestrichen wurden. Hier ist zu beachten, dass einige der modellendogen investierten Technologien bereits in der jährlichen Analyse gestrichen wurden. Da dieselbe Anlage nicht zwei Mal gestrichen werden kann, wird sie in der dynamischen Betrachtung nicht noch einmal gestrichen. Diese Felder sind mit * gekennzeichnet.

	2023	2025	2026	2028	2031
gestrichene Leistung aus jährlicher Betrachtung [MW, gerundet]					
	1040	15	155	155	55
gestrichene Leistung aus dynamischer Betrachtung [MW]					
DSM Industrie Inv. 2023	141	141	141	*	141
DSM Industrie Inv. 2025		141	*	141	141
DSM Industrie Inv. 2026			141	141	141
DSM Industrie Inv. 2028				141	141
DSM Industrie Inv. 2031					141
NEA Inv. 2023	10	10	10	10	10
NEA Inv. 2025		10	10	10	10
Gas GuD Inv. 2028				20,4	20,4
Gas GuD Inv. 2031					12,0
Gas OCGT Inv. 2031					55,6
Summe [MW]	1191,0	317,0	457,0	618,4	868,0
# Std. mit Knappheitsprämie	23	6	6	5	5
Fehlender Deckungsbeitrag [EUR]	n/a	10.971	10.528	12.048	40.637
entspricht z. B. einer Knappheitsprämie von [EUR/MWh]	n/a	6 Std. á 1.829	6 Std. á 1.755	5 Std. á 2.410	5 Std. á 8.127

Tabelle 4.2: Ergebnisse der Akteursanalyse

Die maximal zu streichende Kapazität ergibt sich im Untersuchungsjahr 2023 zu 1191,0 MW. Sie ist als die Leistung zu interpretieren, für die ein besonderes wirtschaftliches Risiko im Hinblick auf den Weiterbetrieb bzw. eine Investition in zusätzliche Leistung besteht, da bei Ausbleiben von ausreichend hohen Preisspitzen an den Großhandelsmärkten kein positiver Kapitalwert zu erreichen ist. Für eine Abschätzung der Versorgungssicherheit im Markt wird in den nachfolgenden Untersuchungen daher immer zusätzlich analysiert, wie hoch die entsprechenden Versorgungssicherheitskennwerte ohne diese Leistung ausfallen würden.

Zur besseren Interpretation der Ergebnisse ist in der der Tabelle 4.2 ebenfalls angegeben, in wie vielen Stunden jeweils die festgelegte Knappheitsprämie von 10.000 EUR/MWh angenommen wird. Nach der definierten Methodik wird diese in den Betriebsstunden der gestrichenen Kapazität angesetzt. Zum Teil sind aber auch schon niedrigere Preise ausreichend, um eine Rentabilität der verbleibenden Anlagen zu erreichen. In der vorletzten Zeile der Tabelle 4.2 ist separat ausgewiesen, welcher absolute zusätzliche Deckungsbeitrag nötig wäre, um eine Rentabilität aller Anlagen zu erreichen. Für das Jahr 2026 wären das beispielsweise 10.528 EUR, die sich in Form einer Knappheitsprämie im Markt zeigen müssten (siehe letzte Zeile). Diese könnte z. B. in 6 Stunden mit Preisen von 1.755 EUR/MWh auftreten.

Grundsätzlich ist zu erwarten, dass mit einer höheren Erzeugung aus PV und Wind die Auslastung der konventionellen Anlagen sinkt und damit höhere Deckungsbeitragsdefizite auftreten. Die Tendenz ist in den Ergebnissen ebenfalls zu erkennen, das höchste Deckungsbeitragsdefizit tritt im Jahr 2031 auf.

4.3 Dynamische Entwicklung des EU-Strommarktes mit anderem Wetterjahr

Basierend auf Voranalysen, die unter anderem anhand von historischen Wetteraufzeichnungen und für eine Vielzahl an Wetterjahren durchgeführt wurden, wird das Wetterjahr 2012 als Referenzwetterjahr identifiziert (vgl. Abschnitt 3.2.5). Insbesondere bei einer das gesamte Betrachtungsgebiet umfassenden Analyse stellt dieses Jahr am ehesten ein mittleres Wetterjahr dar⁵⁹. Die in Abschnitt 4.1 dargestellte Entwicklung des Anlagenparks basiert auf diesem mittleren Wetterjahr 2012 (WJ2012).

Das Wetterjahr 2019, als zu Beginn der Analysen Mitte 2020 aktuelles Wetterjahr mit vollständig zur Verfügung stehenden Daten, erfüllt die Anforderungen an ein möglichst mittleres Wetterjahr nicht. Die Residuallast, die sich für dieses Wetterjahr im gesamten Betrachtungsgebiet ergibt, ist deutlich gleichmäßiger, es treten geringere Residuallastspitzen als beim WJ2012 auf. Dies ist für die Versorgungssicherheit und Investitionen weniger herausfordernd, so dass dieses Wetterjahr möglicherweise als Einschätzung für das Investitionsverhalten von Akteuren mit höherer Risikoaversion verwendet werden kann. Aufgrund der sich auf Basis des WJ2019 bildenden Residuallast ist zu erwarten, dass für den Anlagenpark eine geringere Kapazität ausreicht. Im Sinne des vorliegenden Untersuchungsziels stellt der sich auf Basis WJ2019 ergebende Anlagenpark deshalb eine ergänzende Abschätzung der Ergebnisse zur sicheren Seite dar, da in den Schritten zur Analyse der Versorgungssicherheit für die dargestellten Anlagenparks immer alle Wetterjahre im Hinblick auf Ressource und Transmission Adequacy analysiert werden.

Allerdings ist festzuhalten, dass die Wetterjahre regional deutlich unterschiedliche Auswirkungen auf die Nachfrage und erneuerbare Erzeugung aufweisen. Die o. a. Feststellungen treffen nur für das gesamte Betrachtungsgebiet zu. Für die Gebotszone Deutschland/Luxemburg (DELU) ist beispielsweise die für das gesamte Betrachtungsgebiet geltende Tendenz im Hinblick auf die Veränderungen der Residuallast gegenüber WJ2012 nicht zutreffend. Die Residuallast weist in diesem Marktgebiet für das WJ2019 deutlich höhere Residuallastspitzen auf als für das WJ2012. Sie verläuft im Gegensatz zum gesamten Betrachtungsgebiet in diesem Marktgebiet also nicht gleichmäßiger als für das WJ2012. Für weitere Details zu den verwendeten Wetterjahren wird auf Abschnitt 2.3 verwiesen.

Gesamtes Betrachtungsgebiet

Wird das Wetterjahr WJ2019 an Stelle des WJ2012 der Modellierung der dynamischen Entwicklung der EU-Strommärkte zugrunde gelegt, verändert sich der Zu- und Rückbau der Anlagen leicht, so dass auch ein geringfügig abweichender Anlagenpark entsteht.

Abbildung 4.14 vergleicht den Anlagenpark, der auf Basis der beiden Wetterjahre entsteht, Abbildung 4.15 zeigt die Differenzen in der Entwicklung des Anlagenparks auf, wenn das WJ2019 an Stelle des WJ2012 unterstellt wird.

Die unterstellte auf Basis WJ2019 gegenüber WJ2012 vorgegebene Residuallast, die die o. a. Veränderungen aufweist, führt zu einem veränderten Anlagenpark, der sich aus der

⁵⁹ Auch wenn es im Jahr 2012 eine außergewöhnlich kalte Woche gab, war das Jahr in den Aufzeichnungen der Jahre 1980 bis 2019 eher typisch. Dies galt insbesondere für die Gradtagszahlen in den meisten anderen Ländergruppen sowie für Werte für den Ertrag von Photovoltaik- und Windenergieanlagen.

Modellrechnung zur dynamischen Entwicklung des Strommarkts unter denselben Annahmen ergibt, wie für das WJ2012 in Abschnitt 4.1 dargestellt.

Bezogen auf das gesamte Betrachtungsgebiet ist der Anlagenpark bzgl. der insgesamt verfügbaren steuerbaren Kapazität um rd. 30 bis 40 GW kleiner, das entspricht je nach Jahr einer um 4 % bis 6 % geringerer verfügbarer steuerbarer Leistung aller Anlagen (steuerbare Erzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen) als wenn der Anlagenpark sich auf Basis WJ2012 entwickeln würde. Dies entspricht der o. a. Erwartung, die sich aus dem bei WJ2019 gleichmäßigeren Residuallastverlauf als bei WJ2012 ergibt.

Die niedrigeren steuerbaren Kapazitäten resultieren primär aus einer um 18 GW höheren marktbezogenen Stilllegung von GuD-Kraftwerken und Leistung aus heizölbefeuerten Anlagen gleich zu Beginn des Jahres 2023. Diese Differenz bleibt mit geringen Veränderungen über die Jahre bis 2031 bestehen. Die Erschließung eines erheblichen Teils (10 GW) der Netzersatzanlagen kann außerdem aufgrund des geringeren Bedarfs von 2023 auf 2025 verschoben werden. Ansonsten sind die Veränderungen im Anlagenpark eher gering.

Insgesamt bleibt aber der Gesamtverlauf in der zeitlichen Entwicklung vergleichbar:

- Im Stützjahr 2023 werden hauptsächlich gasbefeuerte Erzeugungskapazitäten stillgelegt, d. h. im Startanlagenpark noch existierende Überkapazitäten, die bei Annahme des WJ2019 noch höher als bei Annahme WJ2012 sind, werden stillgelegt. Im Gegenzug erfolgt parallel eine Erschließung von neuen Flexibilitätsoptionen, aber mit deutlich geringerem Leistungszuwachs als die Stilllegungen.
- Die Kapazitätsentwicklung bis 2031 weist rückläufige Leistungen bei der steuerbaren Erzeugung auf, sie liegt bei Annahme des WJ2019 ca. insgesamt in 2031 10 % niedriger.
- Investitionen in neue steuerbare Erzeugungsleistung und Reaktivierungen (GuD) werden wie auch im Fall WJ2012 erst ab 2025 benötigt, sie fallen auch etwas geringer aus. In 2031 wird in deutlichem Umfang auch in neue offene Gasturbinen investiert.
- Der Zeitraum 2025 bis 2031 wird durch den meist endogen vorgezogenen Rückbau von Erzeugungskapazitäten aus Kohle dominiert, dagegen erfolgt neben o.a. Investitionen in neue Gaserzeugung vor allem die weitere Erschließung neuer Flexibilitätsoptionen.
- Da die zur Verfügung stehenden steuerbaren Leistungen aus nachfragegetriebenen Lastflexibilitätsoptionen (DSM Wärmepumpen, DSM Solare Heimspeicher, DSM E-Mob, DSM Power2Heat und DSM Power2Gas) als die zum Zeitpunkt der maximalen Residuallast verfügbaren flexiblen Leistungsanteile ausgewiesen werden, schwankt deren Leistung mit dem unterstellten Wetterjahr. Da der Zeitpunkt des Auftretens der maximalen Residuallast im gesamten Betrachtungsgebiet wetterabhängig ebenso ein anderer ist wie die Höhe des dann verfügbaren flexiblen Anteils.

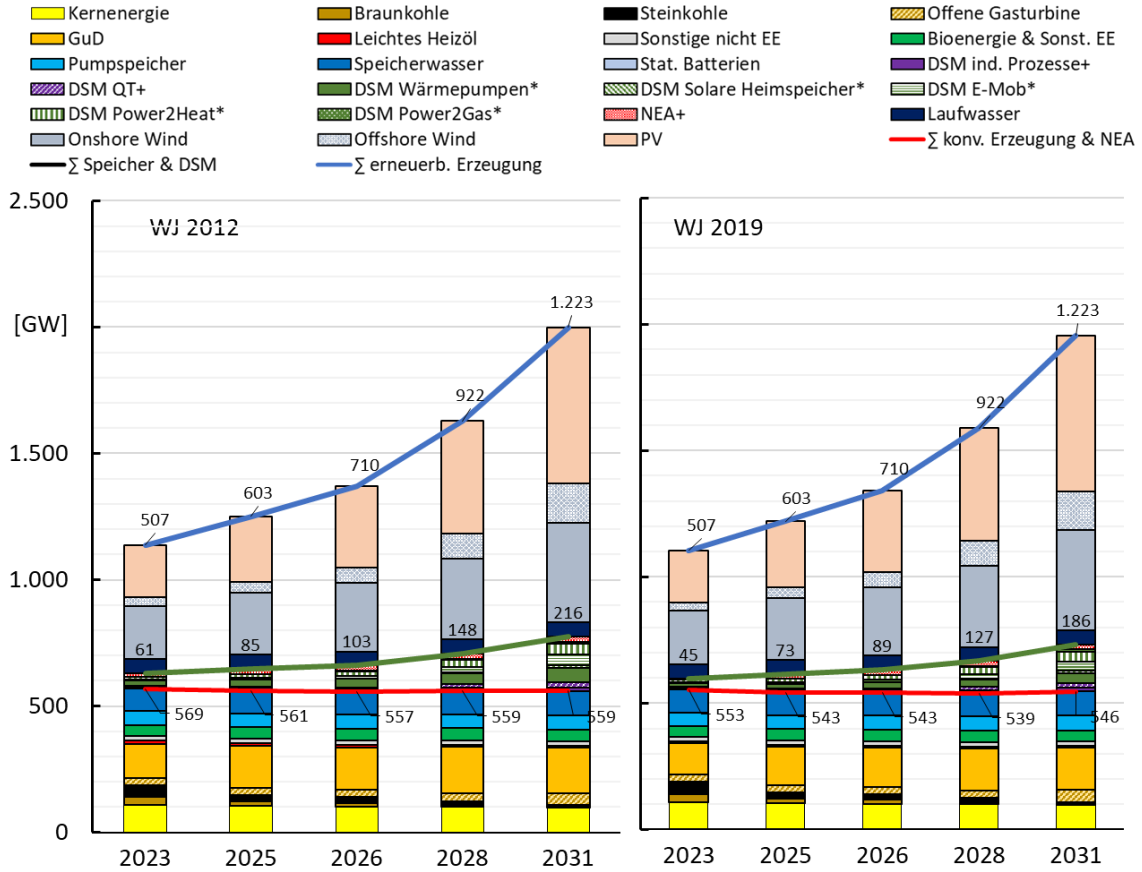


Abbildung 4.14: Vergleich der Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das gesamte Betrachtungsgebiet für die Wetterjahre WJ2012 (links) und WJ2019 (rechts)

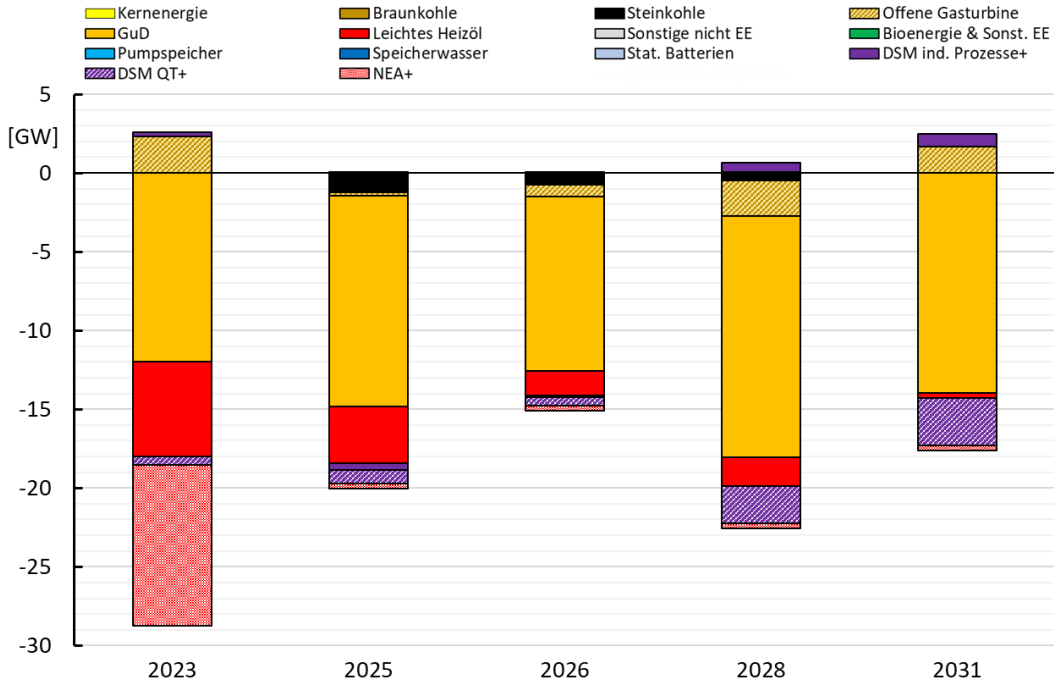


Abbildung 4.15: Differenzen in der Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das gesamte Betrachtungsgebiet bei Annahme der Wetterjahre WJ2012 und WJ2019

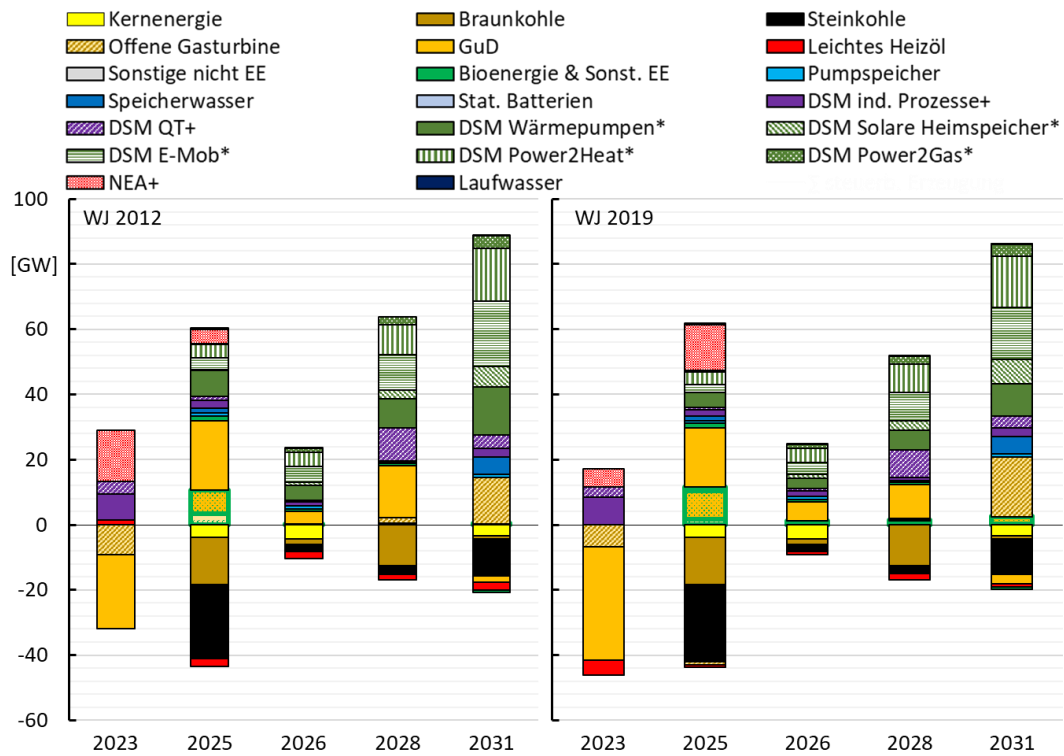


Abbildung 4.16: Exogener und endogener Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten im gesamten Betrachtungsgebiet bei Annahme der Wetterjahre WJ2012 (links) und WJ2019 (rechts) im Vergleich^{53, 60}

⁶⁰ Grün umrandete Blöcke stellen in Vorjahren vorübergehend stillgelegte Kapazitäten dar, die im jeweiligen Jahr reaktiviert werden

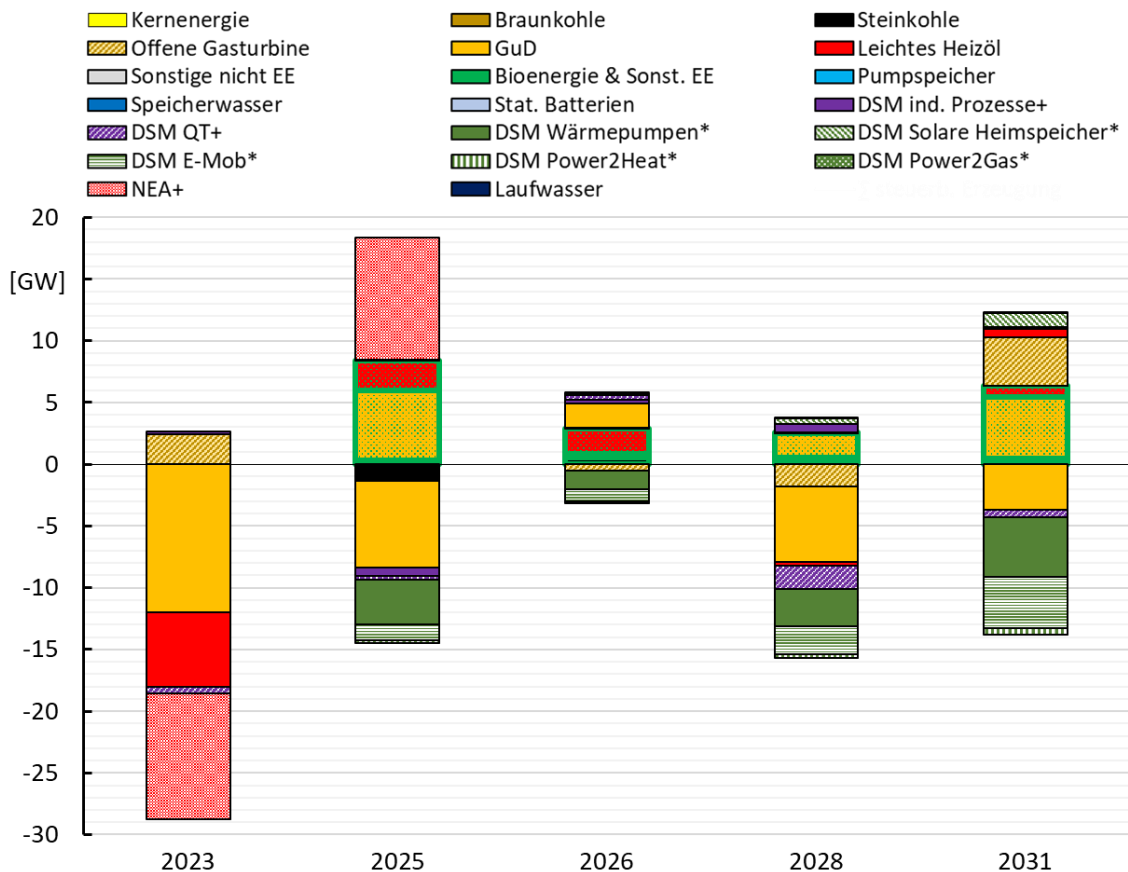


Abbildung 4.17: Differenz bei Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten im gesamten Betrachtungsgebiet im Fall Wetterjahr WJ2019 ggü. WJ2012^{53, 60}

Ein Vergleich der Erzeugungsmengen im gesamten Betrachtungsgebiet verdeutlicht (Abbildung 4.18), dass die Nachfrage in Summe wetterbedingt im Wetterjahr WJ2019 nur geringfügig niedriger als im WJ2012 ausfällt. Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien ist in Summe ebenfalls kaum verändert. Das bedeutet im Umkehrschluss, dass auch die Erzeugung der steuerbaren Erzeugungsanlagen in Summe zwischen den Wetterjahren nur geringfügig verändert ist.

Bei detaillierter Aufschlüsselung nach Energieträgern und Erzeugungsarten sind jedoch charakteristische Differenzen in Abbildung 4.19 zu erkennen, die bezogen auf die Gesamtmenge jedoch weiterhin eher gering ausfallen: Die geringere Produktion aus Onshore Wind kann nur teilweise durch die höhere Erzeugung der Solarenergie und Wasserkraft ausgeglichen werden. Die verbleibende Differenz wird wesentlich aus GuD-Anlagen gedeckt. Der Einsatz von offenen Gasturbinen und Flexibilitätsoptionen geht dagegen in allen Betrachtungsjahren zurück, was erneut ein Hinweis auf die deutlich gleichmäßigere Entwicklung der Residuallast im Gesamtsystem im Fall WJ2019 ist.

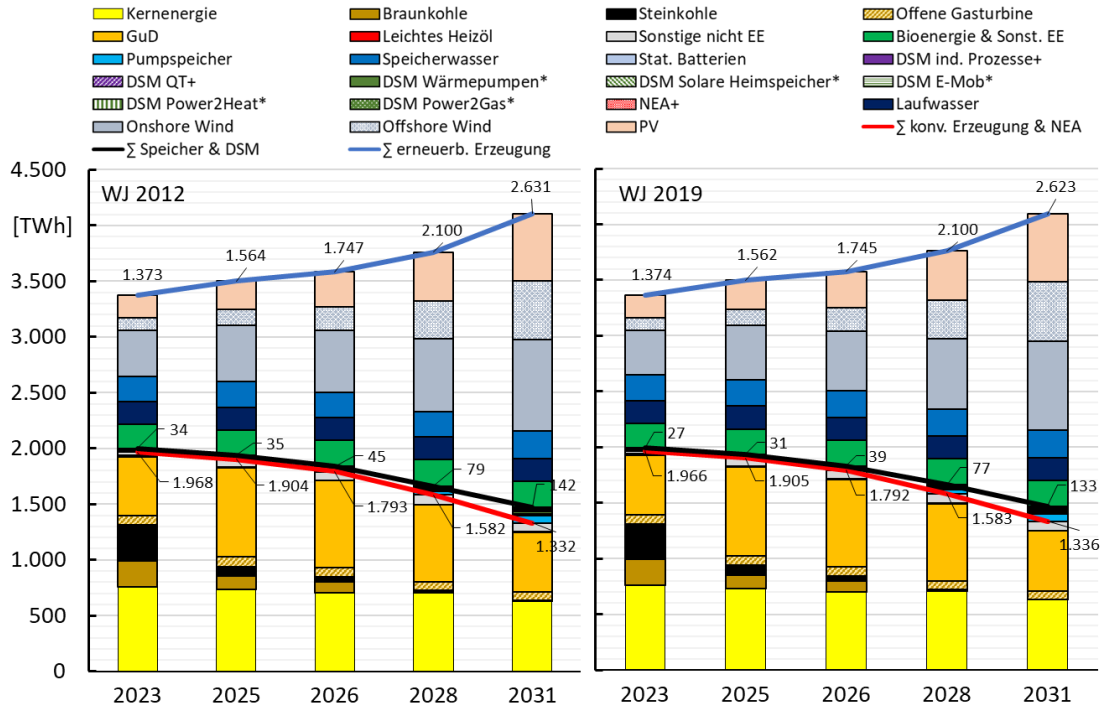


Abbildung 4.18: Vergleich der Entwicklung der Erzeugungsmengen für den gesamten Betrachtungsraum für die Wetterjahre WJ2012 (links) und WJ2019 (rechts)

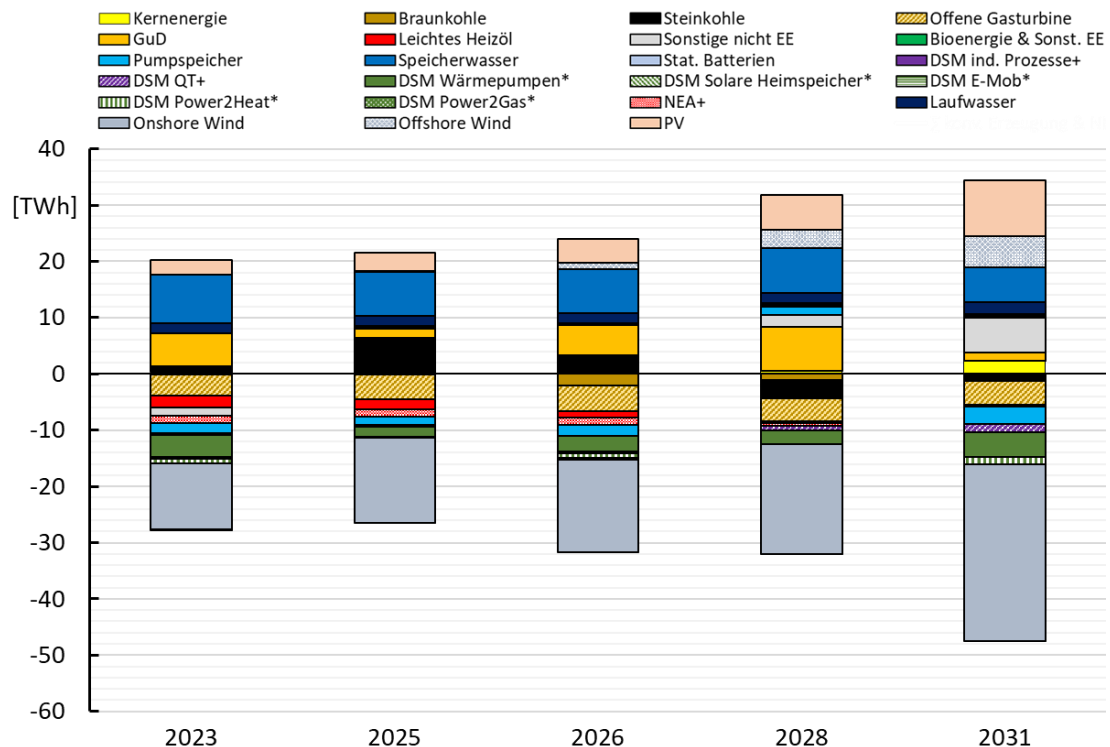


Abbildung 4.19: Differenz der Entwicklung der Erzeugungsmengen für den gesamten Betrachtungsraum im Fall Wetterjahr WJ2019 ggü. WJ2012

Im Hinblick auf die für die Studie zentrale Fragestellung der Versorgungssicherheit ist an dieser Stelle festzuhalten, dass beide im Rahmen der dynamischen Marktmodellierung ermittelten Anlagenparks in den nachfolgenden Arbeitspaketen hinsichtlich der Versorgungssicherheit für

eine Vielzahl unterschiedlicher Wetterjahre analysiert werden. An dieser Stelle ist somit lediglich wichtig, dass die Annahme eines anderen Wetterjahres zu einem etwas geänderten Anlagenpark führen würde. Welche Annahme die Investoren im Markt tatsächlich unterstellen, wird von Akteur zu Akteur unterschiedlich sein und lässt sich im Rahmen des vorliegenden Gutachtens nicht abschätzen. Daher stellt der bei der dynamischen Marktmodellierung ermittelte Anlagenpark immer nur eine Annäherung an die Realität dar. Dies insbesondere im Sinne, dass der ermittelte Anlagenpark eine Schätzung mit Abweichungen zur Realität ist, deren tatsächlich eintretende Entwicklung immer den Annahmen und den Strategien der Kraftwerksbetreiber unterliegt. Durch die Anwendung der beiden Wetterjahre lässt sich hier eine gewisse Schwankungsbreite aufzeigen, so dass die Unsicherheit in gewissem Umfang den nachfolgenden Analysen zugänglich gemacht werden kann. Allerdings ist die Unsicherheit durch dieses Vorgehen auch nicht abschließend beschreibbar.

Gebotszone Deutschland und Luxemburg (DELU)

Wird das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) betrachtet, ist das Bild insofern mit dem gesamten Betrachtungsgebiet vergleichbar, dass die wesentlichen Zu- und Rückbauten im Anlagenpark bei Annahme beider Wetterjahre tendenziell ähnlich ausfallen. Bei detaillierter Betrachtung ergeben sich allerdings einige Unterschiede zum Befund für das gesamte Betrachtungsgebiet. Dies ist auf die deutlich andere Entwicklung der Residuallast für WJ2019 im Vergleich WJ2012 im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg zurückzuführen. Diese weist im Fall WJ2019 höhere Leistungsspitzen als im Fall WJ2012 auf und weist damit im Gegensatz zum gesamten Betrachtungsgebiet hier keinen gleichmäßigeren Verlauf auf.

Aufgrund der gleichmäßigeren Residuallast im gesamten Betrachtungsgebiet ist es im System im Jahr 2023 möglich, die Leistungsbereitstellung im Fall WJ2019 besser zwischen den Marktgebieten auszugleichen, so dass auch im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg in 2023 eine knapp 4 GW und damit um ca. 4 % geringere steuerbare Leistung (steuerbare Erzeugung und Flexibilitätsoptionen) ausreicht. Diese Reduktion resultiert im Wesentlichen aus einer bis 2025 verzögerten Erschließung von knapp 3 GW Leistung aus Netzersatzanlagen. Die geringere steuerbare Kapazität bei Annahme WJ2019 geht aber in den nachfolgenden Jahren schrittweise zurück. Die Kompensationsmöglichkeit durch Importe aufgrund der gleichmäßigeren gesamten Residuallast nimmt offensichtlich ab. In 2031 wird im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg dann eine insgesamt 5,4 GW höhere steuerbare Leistung benötigt, um die höheren lokalen Residuallastspitzen auszugleichen. Dies wird durch gut 8 GW höhere Leistungen aus offenen Gasturbinen bereitgestellt, die Leistung aus GuD-Anlagen kann dagegen in allen Jahren außer 2026 und 2028 geringer ausfallen.

Dies zeigt sich auch in der Entwicklung der Netto-Importe. Steigen diese bis 2025 analog der Modellrechnung mit WJ2012 an, so können die um knapp 2 GW höheren notwendigen Investitionen in GuD-Anlagen in 2026, wenn das WJ2019 unterstellt wird, den Netto-Import in einen ansteigenden Netto-Export bereits ab dem Jahr 2026 drehen. Dies wird zusätzlich unterstützt durch die höhere erneuerbare Produktion im Fall WJ2019 im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg, die hauptsächlich auf die dort in diesem Jahr besseren Onshore Windverhältnisse zurückzuführen sind.

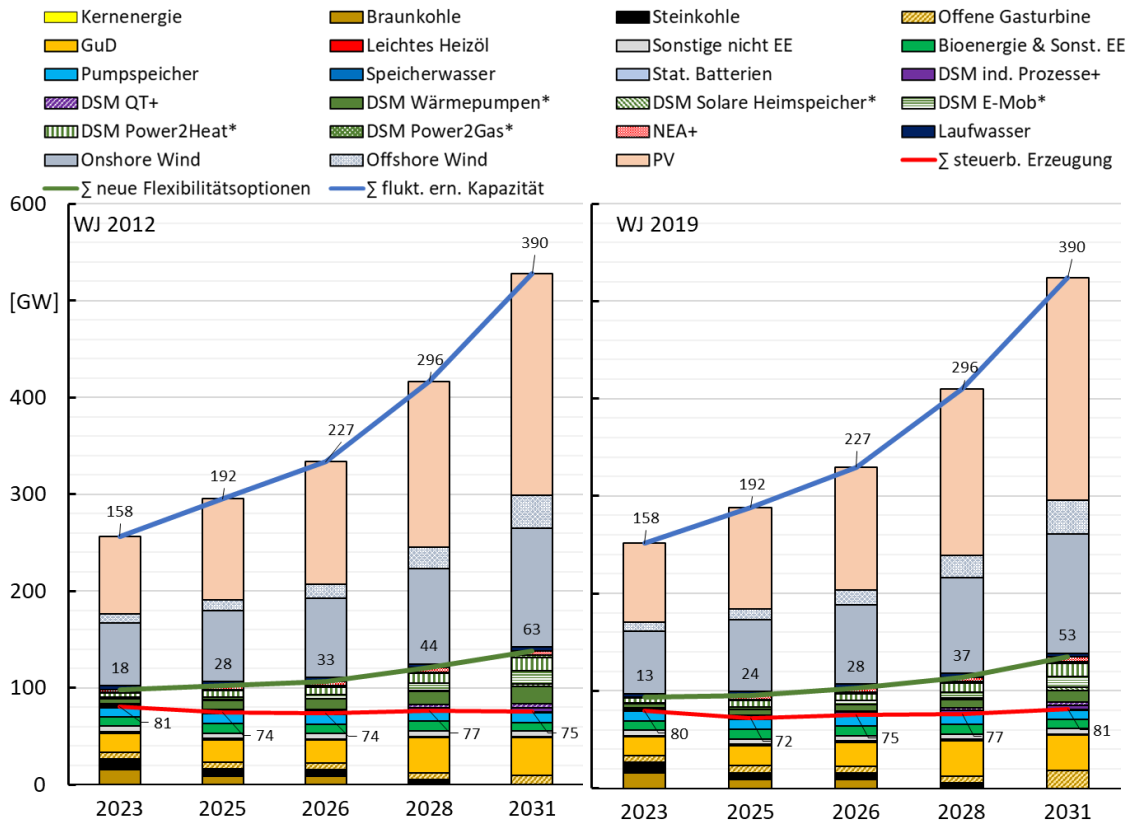


Abbildung 4.20: Vergleich der Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) für die Wetterjahre WJ2012 (links) und WJ2019 (rechts)⁵³

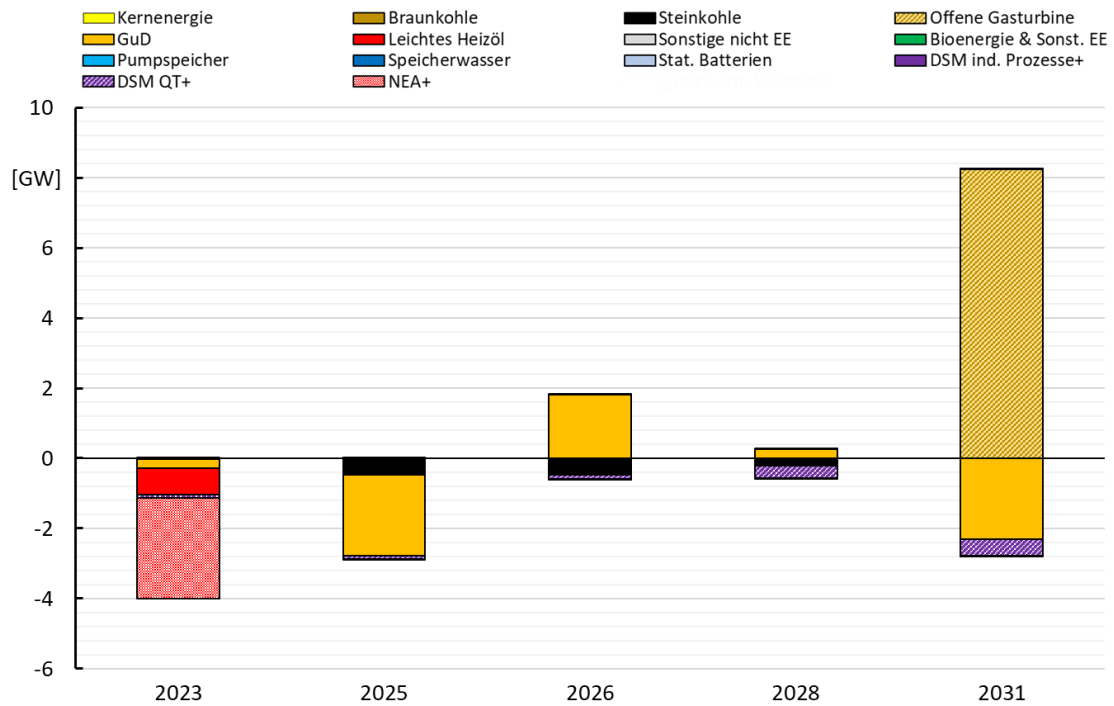


Abbildung 4.21: Differenz der Entwicklung der installierten Kapazitäten des Anlagenparks für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) im Fall Wetterjahr WJ2019 ggü. WJ2012⁵³

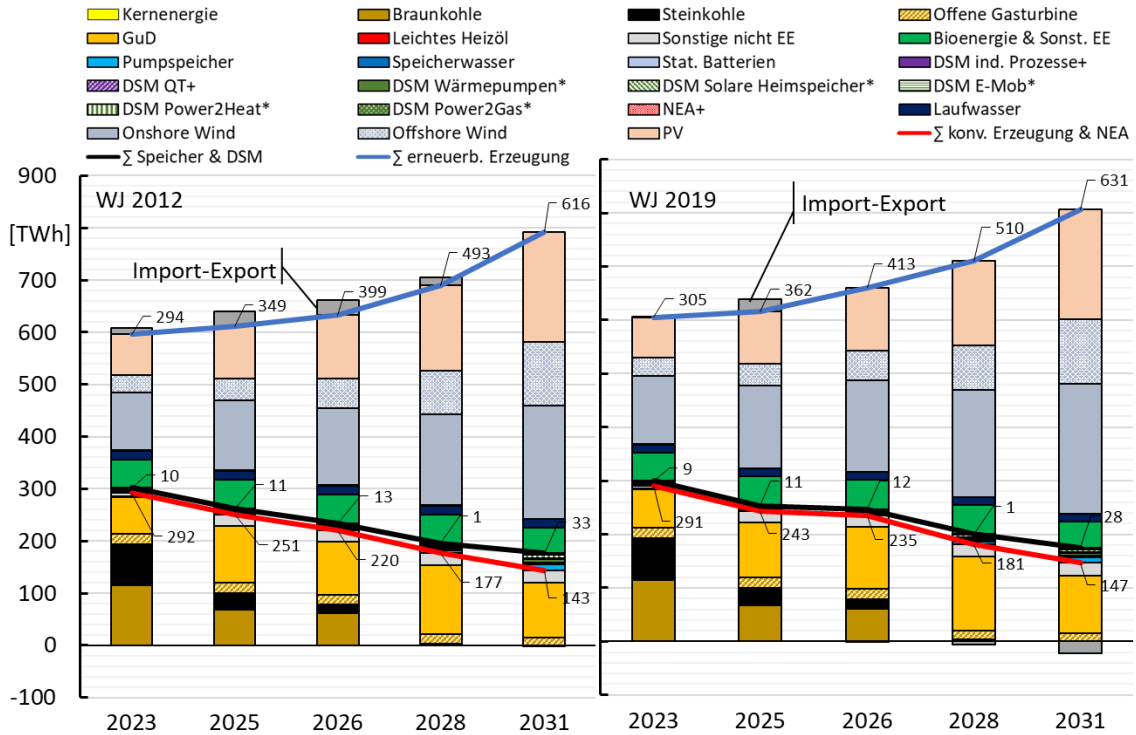


Abbildung 4.22: Entwicklung der Erzeugungsmengen für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) für die Wetterjahre WJ2012 (links) und WJ2019 (rechts) im Vergleich

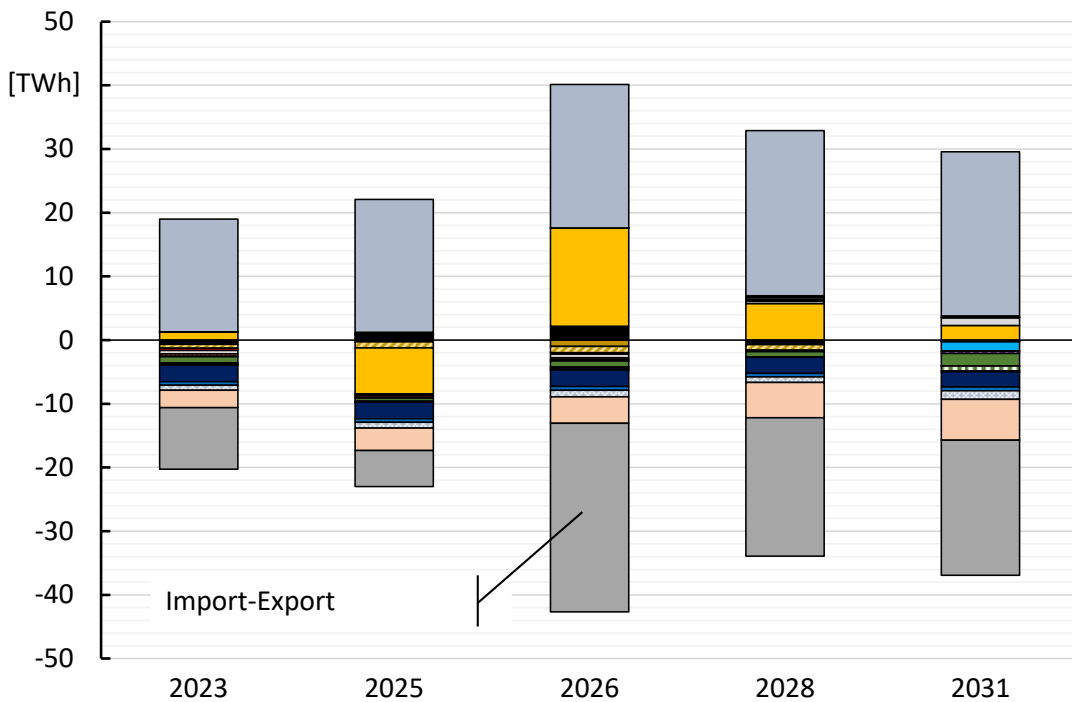


Abbildung 4.23: Differenz der Entwicklung der Erzeugungsmengen für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) im Fall Wetterjahr WJ2019 ggü. WJ2012

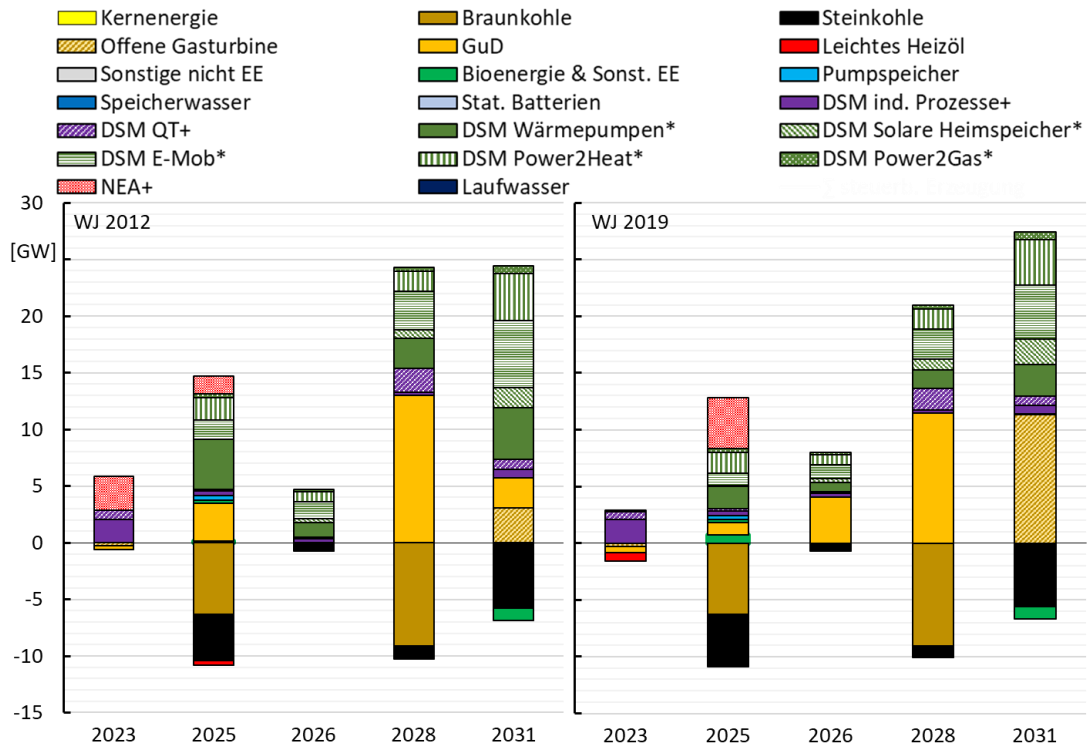


Abbildung 4.24: Vergleich des Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) für die Wetterjahre WJ2012 (links) und WJ2019 (rechts)^{53, 60}

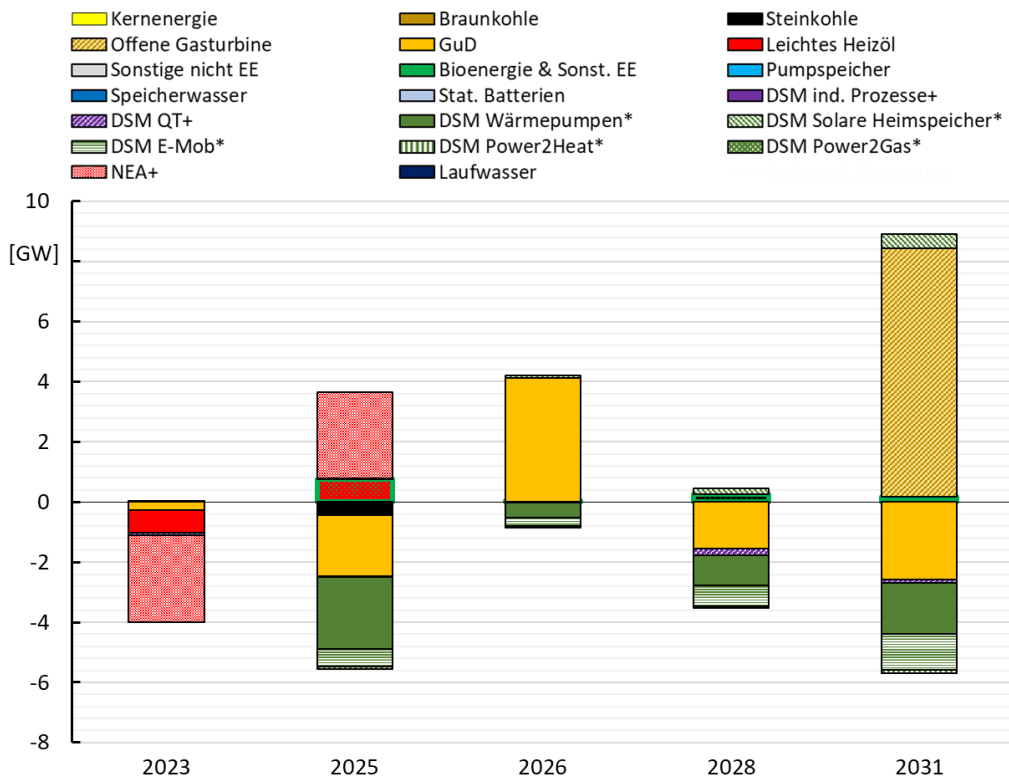


Abbildung 4.25: Differenz des Rück- bzw. Zubau von nicht erneuerbaren Kapazitäten im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg (DELU) im Fall Wetterjahr WJ2019 gg. WJ2012^{53, 60}

Auch im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg sind die wesentlichen Zu- und Rückbauten im Anlagenpark bei Annahme der unterschiedlichen Wetterjahre vergleichbar (Abbildung 4.24/Abbildung 4.25), wobei im Jahr 2031 sich aus den o. a. Gründen ein Effekt hinsichtlich der Investition in neue offene Gasturbinen ergibt:

- Im Jahr 2023 werden im Wesentlichen nur neue Flexibilitätsoptionen erschlossen, wobei bei Unterstellung des WJ2019 die Erschließung der Netzersatzanlagen bis in 2025 verzögert werden kann.
- Ab 2025 finden nahezu dieselben Stilllegungen von Erzeugung auf Basis Braun- und Steinkohle statt.
- Bei Annahme des WJ2019 kann ein Teil der benötigten Investitionen in neue GuD-Anlagen von 2025 auf 2026 verzögert werden. In 2026 wird dann allerdings im Fall WJ2019 neben den verzögerten Investitionen zusätzlich noch knapp 2 GW neue GuD-Leistung benötigt, die als vorgezogene Investition aus 2028 betrachtet werden können.
- In 2031 wird bei Annahme des WJ2019 bei der Erzeugung ausschließlich in neue offene Gasturbinen investiert.
- Die verfügbaren Leistungen aus lastseitigen Flexibilitätsoptionen der Kategorie 2 fallen durch die Annahme des anderen Wetterjahres ebenfalls anders aus (s. gesamtes Betrachtungsgebiet).

4.4 Versorgungssicherheit am Strommarkt (Resource Adequacy)

Für die Betrachtungsjahre 2025, 2026, 2028 und 2031 der jeweiligen Ergebnisse der dynamischen Entwicklung am EU-Strommarkt wird im Folgenden entsprechend Schritt 4 des übergreifenden Vorgehens (siehe Abschnitt 2.1) die Versorgungssicherheit am Strommarkt („Resource Adequacy“) analysiert. Die Untersuchungen erfolgen dabei jeweils für die Ergebnisse anhand des Referenzwetterjahres 2012 und des Jahres 2019 sowie für die Ergebnisse nach der Wirtschaftlichkeitsabschätzung in DELU. Die für die Analysen genutzte methodische Vorgehensweise ist in Abschnitt 2.5 beschrieben.

Dazu werden zunächst die Berechnungsergebnisse zu den in der Strommarktverordnung (EU) 2019/943 [1] vorgeschriebenen, probabilistischen Versorgungssicherheitsindikatoren LOLE (Loss of Load Expectation) und EENS (Expected Energy Non-served) vorgestellt. In den Darstellungen zu diesen Kennzahlen sind die Werte für die deutsch-luxemburgische Gebotszone immer enthalten, wohingegen die Werte anderer Gebotszonen nur dann aufgenommen sind, wenn sich ein interpretierbarer LOLE ergibt (d. h. $> 0,1 \text{ h/a}$)⁶¹. Anschließend erfolgt eine tiefergehende Analyse mit Fokus auf die Importe, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland erforderlich sind und eine Kategorisierung der in der Monte-Carlo-Simulation auftretenden Situationen in verschiedene Kategorien eines „Spielraumstatus“, welche eine Klassifizierung der auftretenden Stunden anhand einer qualitativen Sicherheitsmarge vornimmt, bevor ein Nachfrageüberhang aufträte. Abschließend erfolgt eine Konvergenzüberprüfung.

⁶¹ Kleinere LOLE sind für das modellierte europäische Ausland aufgrund der etwas geringeren Modellierungsgenauigkeit nicht zu interpretieren.

4.4.1 Versorgungssicherheitsindikatoren LOLE und EENS bei Anlagenpark anhand des Wetterjahres 2012 vor Akteursanalyse

In Abbildung 4.26 sind die Kenngrößen LOLE und EENS für die vier Betrachtungsjahre 2025, 2026, 2028 und 2031 vor der Reduktion der installierten Leistung durch Wirtschaftlichkeitsabschätzung in DELU und für den Anlagenpark anhand des Wetterjahres 2012 dargestellt.

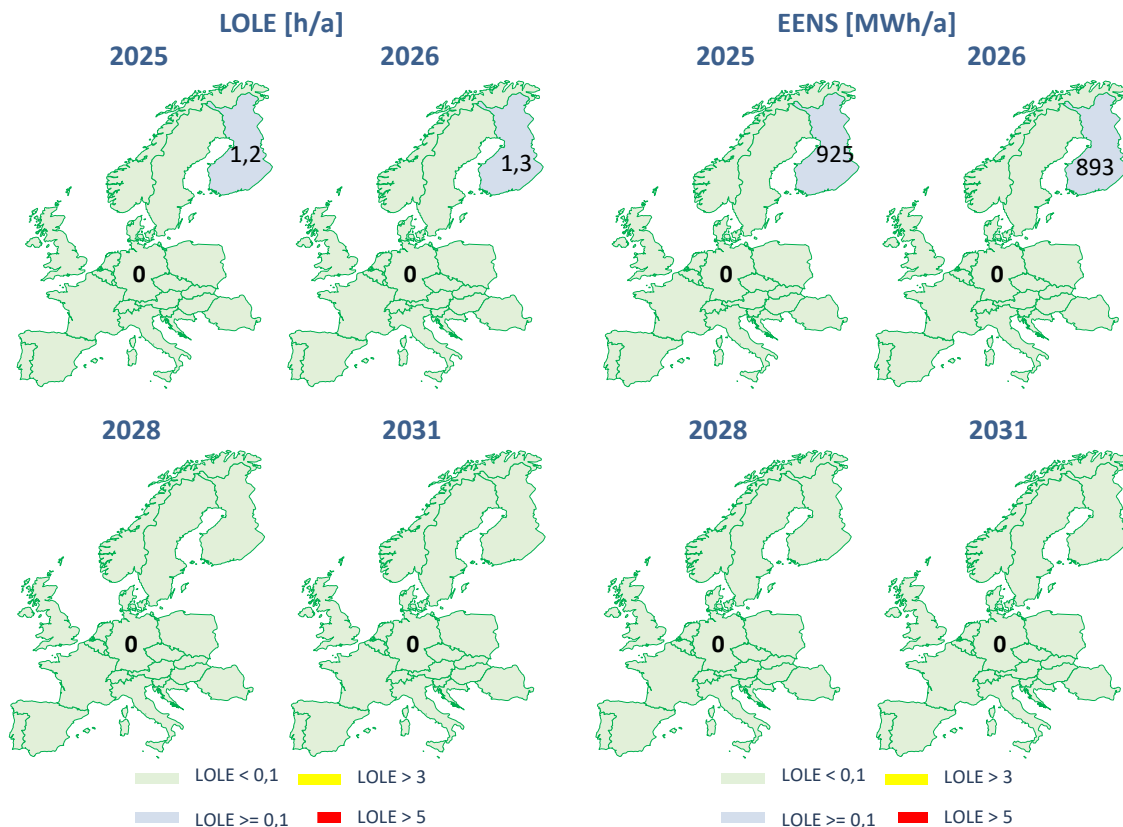


Abbildung 4.26: LOLE und EENS ohne Berücksichtigung der Veränderungen aus der Akteursanalyse (Anlagenpark anhand der Ergebnisse zum Wetterjahr 2012)

Es zeigt sich, dass in der vorliegenden Untersuchung die Stromnachfrage in Deutschland/Luxemburg (DELU) mit dem ermittelten Anlagenpark jederzeit sicher gedeckt werden kann (LOLE = 0 h/a, EENS = 0 MWh/a). Es treten dort in den Modellberechnungen also keine Nachfrageüberhänge⁶² auf. Dies gilt bis auf Finnland auch für alle weiteren betrachteten Gebotszonen. Relevante LOLE- und/oder EENS-Werte, die deutlich größer als null sind, treten in keinem Gebiet und keinem Betrachtungsjahr auf.

Eingeschränkte Aussagekraft der Modellergebnisse für Finnland

Eine Ausnahme hiervon stellt Finnland dar. Der leicht erhöhte Indikator LOLE ist dabei nach Einschätzung der Gutachter nicht zwingend mit einer besonders schlechten Versorgungssicherheit am finnischen Strommarkt gleichzusetzen, sondern vor allem auf Effekte der Modellierung zurückzuführen, wie die folgenden Aspekte veranschaulichen:

- In Finnland existieren deutlich mehr als 2,5 GW installierter Leistung an Laufwasserkraftwerken. Da keine ausreichend gesicherten Informationen über die jeweilige Speicher- oder Staukapazität vorliegen, sind diese im Rahmen des Gutachtens, analog zu

⁶² Einzelne Stunde mit Nachfrageunterdeckung in einem Monte-Carlo-Jahr.

Windenergie und Photovoltaikanlagen, als fixe, wetterjahresabhängige Zeitreihe abgebildet. Ein Einsatz in Abhängigkeit vom Strompreis ist entsprechend nicht vorgesehen und somit auch keine Erhöhung der Einspeisung zu Zeiten hoher Stromnachfrage.

- Finnland liegt am Rande des Betrachtungsbereiches. Import aus Anrainern, die im Modell nicht abgebildet sind in der Realität aber gegebenenfalls möglich wären, erlaubt das Modell an dieser Stelle nicht.

Beide Annahmen stellen im Sinne der Zielsetzung dieses Gutachtens eine konservative Abschätzung dar. Der Beitrag Finnlands zur Nachfragedeckung in Zentraleuropa und insbesondere in Deutschland darf an dieser Stelle nicht überschätzt werden. Stellt man die beiden Aspekte den zuvor genannten Leistungen und Energiemengen der Unterdeckung gegenüber, so erwarten die Gutachter, dass die Stromnachfrage in Finnland in der Realität vollständig gedeckt werden könnte.

Darüber hinaus treten vereinzelt Nachfrageüberhänge in Rumänien und Portugal auf. Aufgrund der geringen Anzahl an Stunden und der geringen Energiemenge sind diese jedoch für die Erwartungswerte LOLE und EENS nicht bzw. erst in der dritten Nachkommastelle relevant.

Ein Überblick über alle Berechnungsergebnisse zu den Versorgungssicherheitsindikatoren LOLE und EENS findet sich tabellarisch dargestellt in Anhang F.

4.4.2 Erforderliche Importe zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland/Luxemburg

Die nachfolgende Abbildung 4.27 zeigt die Höhe der Importe nach DELU, die erforderlich sind, um dort Nachfrageüberhänge zu vermeiden. Grundlage der Darstellung sind die Maximalwerte der erforderlichen Importleistung, die in jeweils einer Stunde der simulierten Jahresläufe auftreten. Dabei gibt die Höhe der Säule je Betrachtungsjahr an, welcher Maximalimport im Durchschnitt über alle jeweils 3.150 Monte-Carlo-Jahre auftritt. Die „Antennen“ oberhalb der Säulen markieren die Importleistung, die in 95 % der Simulationsjahre in keiner Stunde überschritten wird.

Als Vergleichsmaßstab ist in Form schwarzer Striche die maximal mögliche Importkapazität je Betrachtungsjahr angegeben, also der aus Netzsicht theoretisch größtmögliche Import nach DELU. Bei der Interpretation dieser Werte ist zu beachten, dass es sich um die theoretisch maximal mögliche Importleistung im hybriden Flow-Gate Kapazitätsmodell (vgl. Unterabschnitt 2.5.4) handelt. Diese Werte können nur unter optimaler Ausnutzung aller Freiheitsgrade erreicht werden. Das bedeutet insbesondere, dass alle anderen Gebotszonen ihre Handelsbilanzen so einstellen, dass die Leitungen nach DELU entlastet werden und alle Phasenschiebertransformatoren so eingestellt werden, dass dies für den Import nach DELU optimal ist. Diese optimale Konstellation ist sehr unwahrscheinlich und tritt auch in den Untersuchungen nicht auf.

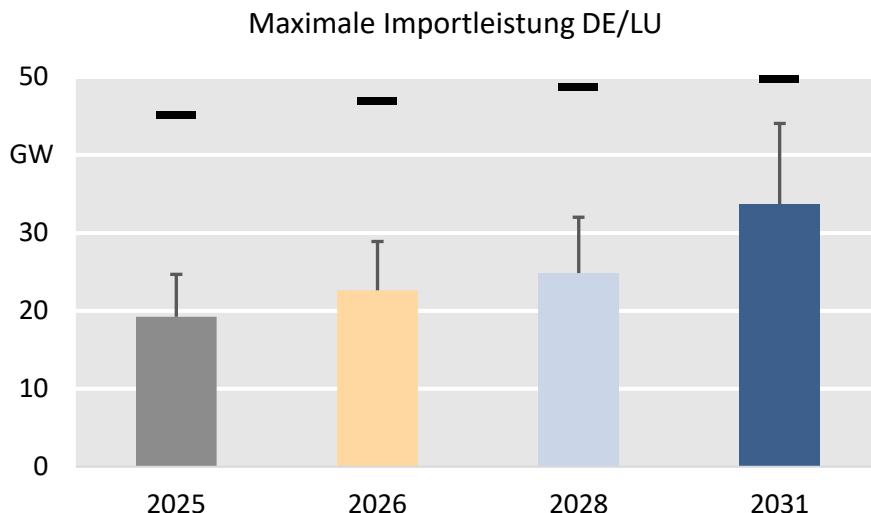


Abbildung 4.27: Höhe der Importe nach Deutschland/Luxemburg, die erforderlich sind, um dort Nachfrageüberhänge zu vermeiden (vor Akteursanalyse)

Der Import nach DELU steigt im Zeitverlauf erkennbar an. Ausgehend von im Erwartungswert erforderlichen Importen von rund 20 GW im Untersuchungsjahr 2025 erhöhen sich diese bis zum Untersuchungsjahr 2031 auf knapp 34 GW.

Der maximale im Modell realisierte Import liegt dabei in allen Untersuchungsjahren deutlich unter dem größtmöglichen theoretischen Import, welcher sich im hybriden Flow-Gate/NTC-Kapazitätsmodell maximal einstellen kann. Die Erwartungswerte der einzelnen Jahre liegen zudem unterhalb der maximalen Nettopositionen, die sich aus der Summe der jeweiligen NTC-Werte ergeben würden (im Untersuchungsjahr 2031 z. B. 37 GW) und welche Grundlage für die Ermittlung des hybriden Flow-Gate/NTC-Kapazitätsmodells waren. Diese mittleren maximalen Importleistungen erscheinen demnach nach Deutschland grundsätzlich im Übertragungsnetz transportierbar. Allerdings wird im Jahr 2031 mit rund 44 GW im 95%-Quantil ein Wert erreicht, der über den summarischen Import-NTCs liegt. Da in den Untersuchungen zur Versorgungssicherheit im Stromnetz mit detaillierter Betrachtung des Stromnetzes jedoch der maximale Import im Jahr 2031 bei rund 41 GW liegt, gehen die Gutachter davon aus, dass diese Überschreitung in Ausnahmesituationen handhabbar ist. Allerdings ist festzuhalten, dass mit einer geringen Wahrscheinlichkeit Situationen auftreten können, die für den Netzbetrieb herausfordernder sein könnten als bisher.

Die für die Stromnachfragedeckung zur Verfügung stehenden Potentiale sind unter anderem stark vom Wetterjahr abhängig, sodass sich in einzelnen Wetterjahren ein deutlich höherer Importbedarf ergibt. Die zuvor skizzierten Veränderungen sind neben der Veränderung in der Höhe der steuerbaren Leistung in DELU und vor allem durch einen Anstieg der Stromnachfrage getrieben. Während die Leistung der Anlagen zur Stromerzeugung ohne DSM und Netzersatzanlagen in Deutschland im Jahr 2025 noch bei 83 GW liegt, geht sie nach einem kurzen Anstieg auf 85 GW im Betrachtungsjahr 2026 deutlich zurück und sinkt auf 73 GW im Betrachtungsjahr 2031. Gleichzeitig steigt der Anteil der flexiblen Verbraucher deutlich an (vgl. Abschnitt 4.1) und es steigt im gleichen Zeitraum, insbesondere getrieben durch neuartige Stromverbraucher, die Spitze der Stromnachfrage von ca. 106 GW im Jahr 2025 auf 142 GW⁶³

⁶³ An dieser Stelle ist die Nachfrage einschließlich der installierten Leistung flexibler Verbraucher angegeben. Die in der Stunde der Spitzennachfrage zu deckende Nachfrage ist entsprechend deutlich geringer.

im Betrachtungsjahr 2031. Die Flexibilität wird dabei zunehmend nicht mehr allein durch Anlagen zur Stromerzeugung, also insbesondere durch thermische Kraftwerke, sondern zunehmend auch durch flexible Verbraucher erbracht.

Bezüglich der notwendigen Importleistung in zukünftigen Betrachtungsjahren ist bei dem hier gewählten Ansatz zu beachten, dass die benötigte Importleistung immer von Investitionsentscheidungen abhängt, die modellbasiert im Rahmen der Untersuchungen zur dynamischen Entwicklung am Strommarkt getroffen werden. Hierbei ist insbesondere der Standort⁶⁴ stillgelegter und zugebauter Anlagen entscheidend, denn er bestimmt, ob eine Gebotszone ihre Nachfrage mit eigenen Erzeugungskapazitäten decken kann, exportiert oder gar auf Importe angewiesen ist. Die Entscheidung über den Standort von Neuinvestitionen und Stilllegungen erfolgt grundsätzlich so, dass die Anlagen den höchsten Nutzen im Sinne der Optimierung stiften. Dabei wird nicht nur berücksichtigt, ob die Anlage zur Nachfragedeckung der eigenen Gebotszone beitragen kann, sondern z. B. auch, ob sie freie Übertragungskapazitäten durch entsprechende Exporte nutzen kann, um zur Nachfragedeckung in weiteren Gebotszonen beizutragen. Bei der Interpretation der notwendigen Importe zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist nun konsequenterweise zu berücksichtigen, dass bei dem zur dynamischen Entwicklung am Strommarkt genutzten Optimierungsansatz Indifferenzen bezüglich der Entscheidung, in welche Gebotszone die zusätzliche Kapazität gebaut wird, auftreten können. Dies gilt unter anderem dann, wenn noch Übertragungskapazität frei ist und die Kosten zum Bau neuer Kapazitäten oder zur Stilllegung in den betroffenen Gebotszonen gleich ist. Im Rahmen der Modellierung ist also nicht immer eindeutig zu bestimmen, wo genau Investitionen in neue Kapazitäten erfolgen. Damit sind die entsprechenden Aussagen, ob die Nachfragedeckung einer Gebotszone tatsächlich mit eigenen Ressourcen erreicht werden könnte, oder ob stattdessen Importe notwendig wären, immer mit einer entsprechenden Unsicherheit behaftet. Insofern müssen die Ergebnisse des Importbedarfes immer vor diesem Hintergrund interpretiert werden. Die Gutachter weisen darüber hinaus darauf hin, dass in einem funktionierenden europäischen Binnenmarkt davon auszugehen ist, dass aufgrund von Portfolioeffekten die meisten Gebotszonen zumindest zeitweise von Importen abhängig sind. Dass das in der Vergangenheit in Deutschland nicht der Fall war, ist eher durch historische Umstände zu erklären.

4.4.3 Spielraumstatus, bevor ein Nachfrageüberhang aufträte

Die beiden Indikatoren zur Beurteilung der Versorgungssicherheit am Strommarkt, LOLE und EENS, geben Auskunft über solche Situationen (Stunden), in denen ein Nachfrageüberhang auftritt. Für eine allgemeinere Beurteilung der Versorgungssicherheitslage ist es darüber hinaus von Interesse, wie weit das Stromversorgungssystem in den übrigen Stunden von einem Nachfrageüberhang „entfernt“ ist, inwieweit also Spielraum besteht, bevor ein Nachfrageüberhang aufträte. Beispielsweise besteht in einer Stunde, in der im Inland die konventionelle Erzeugungsleistung nicht vollständig eingesetzt wird, mehr Spielraum als in einer Stunde, in der alle inländische Kapazität bereits am Markt einspeist. Noch weniger Spielraum herrscht in einer Stunde, in der Import zur Vermeidung eines Nachfrageüberhangs erforderlich ist (vgl. [27]).

Die im vorigen Unterabschnitt vorgestellten Auswertungen der erforderlichen Importe zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in DELU sind somit bereits ein wichtiger Baustein zur generellen Beurteilung. Sie sind jedoch auf Situationen mit Importbedarf beschränkt. Im

⁶⁴ Die Standortwahl erfolgt im Modell der dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes in gebotszonenscharfer Auflösung.

Folgendes wird eine verallgemeinerte Klassifizierung vorgenommen, mittels derer allen Simulationsstunden, analog zum Vorgehen in [27], ein sogenannter Spielraum-Status zugewiesen werden kann. Die von den Gutachtern vorgenommene Klassifizierung des Spielraumstatus in vier Kategorien A bis D ist in der nachfolgenden Tabelle 4.3 gezeigt.

Klassifizierung in aufsteigender Kritikalität	Beschreibung der Situation
A	weder notwendiger Import noch Export ⁶⁵ , oder Export und noch freie steuerbare Erzeugung
B	Export und keine freie steuerbare Erzeugung
C	notwendiger Import ohne Nachfrageüberhang
D	Nachfrageüberhang trotz Importen

Tabelle 4.3: Klassifizierung des Spielraumstatus in vier Kategorien A bis D

Die Differenzierung der Exportstunden erfolgt ausschließlich nach freier konventioneller Leistung, d. h. Flexibilitäten mit Energiemengenrestriktionen (z. B. Speicherkraftwerke) werden nicht berücksichtigt. Dies ist eine konservative Definition, da grundsätzlich auch diese Flexibilitäten zur Lastdeckung beitragen können und damit den Spielraum in Bezug auf das VS-Niveau erhöhen. Allerdings ist es angesichts des begrenzten Speichervolumens nicht eindeutig, inwieweit die Kapazität dieser Ressourcen den einzelnen Stunden zugerechnet werden kann. Wenn beispielsweise der Speicherinhalt in drei aufeinanderfolgenden Stunden jeweils für eine Volllaststunde ausreicht, dann könnte zwar in jeder einzelnen dieser drei Stunden die volle Leistung erzeugt werden, nicht aber in allen drei hintereinanderliegenden Stunden.

Der Spielraumstatus in DELU in den Untersuchungen zum Anlagenpark des Wetterjahres 2012 ist nachfolgend für die vier Betrachtungsjahre 2025, 2026, 2028 und 2031 in Abbildung 4.28 gezeigt. Alle angegebenen Werte sind aufgrund der Modellgenauigkeit auf ganze Prozent gerundet. Die im vorherigen Unterabschnitt identifizierten Importnotwendigkeiten treten nur in der kalten Jahreshälfte auf. Solche Situationen treten zwar regelmäßig in allen vier Betrachtungsjahren auf, im Vergleich zu Stunden, in denen weder Import noch Export notwendig ist oder im Fall von Export noch freie steuerbare Leistung verbleibt, stellen diese Stunden aber einen deutlich kleineren Anteil dar. Nachfragunterdeckungen treten in DELU in keinem Untersuchungsjahr auf (vgl. Unterabschnitt 4.4.1). Die relative Häufigkeit der Importabhängigkeit ist den Betrachtungsjahren näherungsweise gleich. Unterschiede bestehen dabei allerdings in der maximalen und mittleren Importhöhe (vgl. Unterabschnitt 4.4.2).

⁶⁵ Im Sinne der Optimierung sind an dieser Stelle immer Exporte gemeint, die zur Vermeidung einer Nachfrageunterdeckung im Ausland genutzt werden.

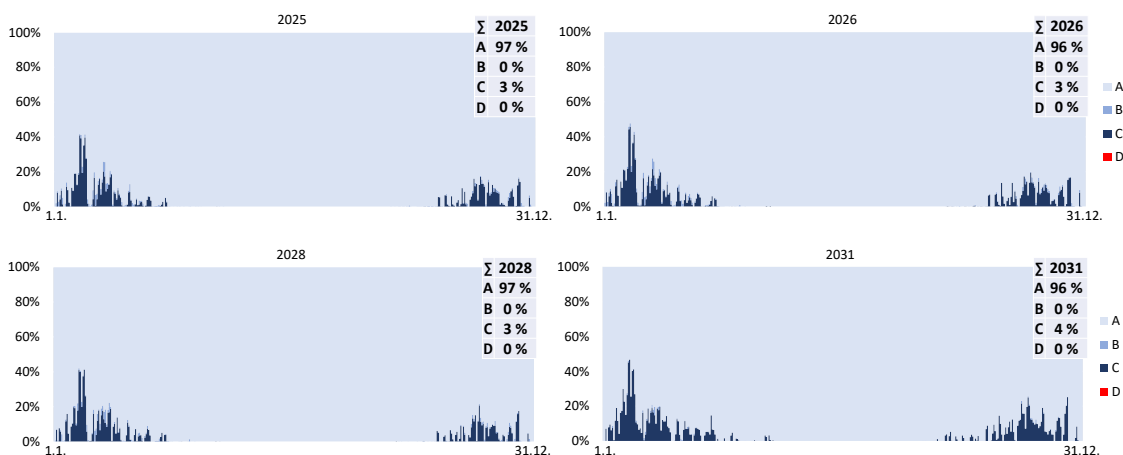


Abbildung 4.28: Spielraumstatus in DELU in den Untersuchungen in den Betrachtungsjahren 2025, 2026, 2028 und 2031

4.4.4 Veränderung der Ergebnisse nach Wirtschaftlichkeitsabschätzung

Als Folge der im Anschluss an die Untersuchungen zur dynamischen Entwicklung an den EU-Strommärkten durchgeführten Wirtschaftlichkeitsabschätzung für DELU ergibt sich eine Reduktion der installierten Leistung des Anlagenparks in DELU, siehe Abschnitt 4.2.

Auch nach der Streichung von den bis zu 868 MW unwirtschaftlichen Kraftwerkskapazitäten kann die Stromnachfrage in DELU sicher gedeckt werden (LOLE = 0 h/a, EENS = 0 MWh/a). Es treten weiterhin keine Nachfrageüberhänge auf. Dies gilt unverändert auch für die weiteren betrachteten Gebotszonen, nennenswerte LOLE- und/oder EENS-Werte treten auch nach Akteursanalyse außer in Finnland (die Werte sind unverändert, vgl. Erläuterungen zu Finnland in Unterabschnitt 4.4.1) in keiner Gebotszone und keinem Betrachtungsjahr auf.

Einen erkennbaren Anstieg der notwendigen Importe nach DELU gibt es durch die Reduktion der installierten Leistung ebenfalls nicht, wie die folgende Abbildung 4.29 veranschaulicht. Vergleichend sind die Ergebnisse des Szenarios vor Akteursanalyse als "Vor" gekennzeichnet dargestellt. Die geringfügigen Abweichungen zu den Werten vor der Akteursanalyse sind insbesondere auf Unterschiede in der Ausfallziehung zurückzuführen und liegen außerhalb der Lösungsgenauigkeit des Modells.

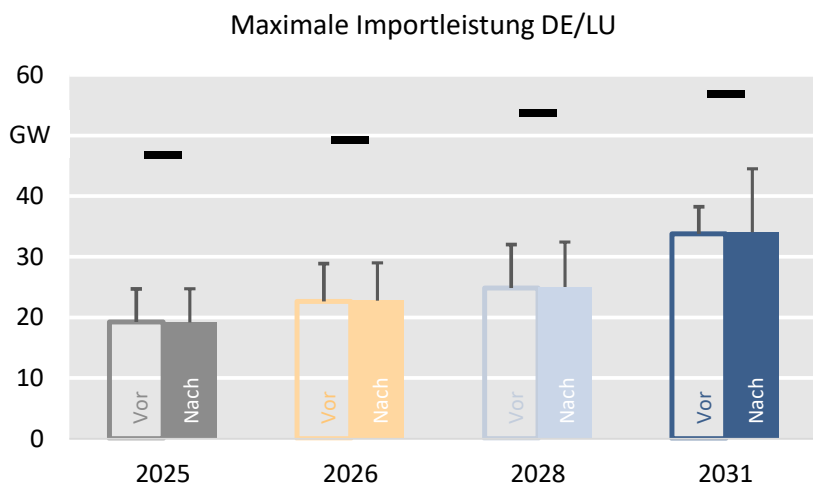


Abbildung 4.29: Höhe der Importe nach Deutschland/Luxemburg, die erforderlich sind, um dort Nachfrageüberhänge zu vermeiden (nach Akteursanalyse)

Relevante Veränderungen nach der Akteursanalyse ergeben sich auch für den Spielraumstatus nicht, wie die folgende Abbildung 4.30 im Vergleich zu den Ausführungen in Unterabschnitt 4.4.3 veranschaulicht. Die entsprechenden Einschätzungen bleiben also unverändert.

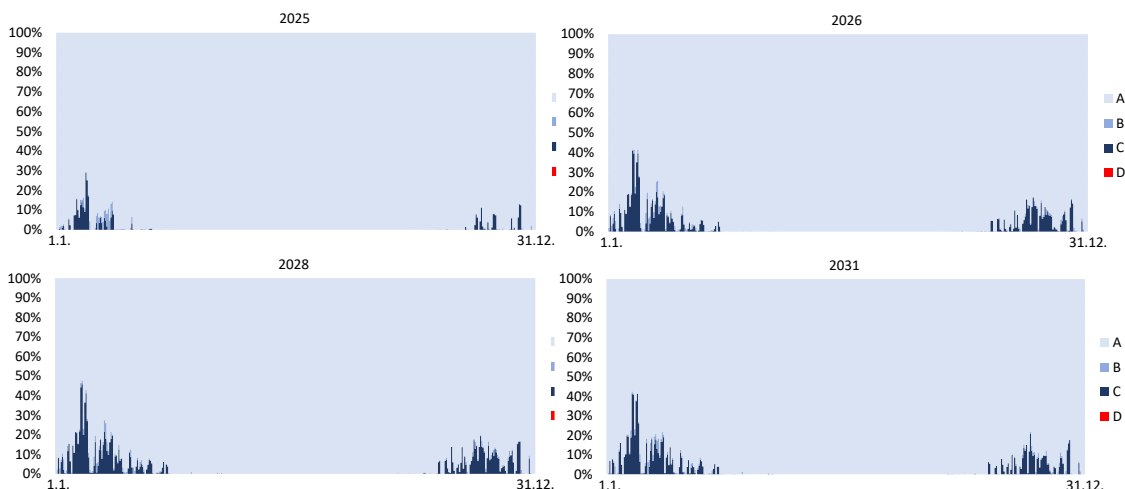


Abbildung 4.30: Spielraumstatus in DELU in den Untersuchungen nach Akteursanalyse

4.4.5 Veränderung bei Wahl des Wetterjahres 2019 im Modell der dynamischen Entwicklungen des EU-Strommarktes

In den zuvor gezeigten Untersuchungen wird das Wetterjahr 2012 als Grundlage für die Untersuchungen zur Simulation der Entwicklung des Anlagenparks genutzt. Bei Auswahl eines anderen Wetterjahres für diese Untersuchungen, im Folgenden nun 2019, ergibt sich demnach ein veränderter Anlagenpark (siehe Unterabschnitt 4.3).

Auch für diesen veränderten Anlagenpark kann als Untersuchungsergebnis die Stromnachfrage in DELU sicher gedeckt werden (LOLE = 0 h/a, EENS = 0 MWh/a). Es treten keine Nachfrageüberhänge auf. Dies gilt unverändert auch für die weiteren betrachteten Zonen. Relevante LOLE- und/oder EENS-Werte treten also auch bei Wahl des Wetterjahres 2019 als Grundlage für die Modellierung der dynamischen Entwicklungen des EU-Strommarktes in DELU und dessen Anrainern in keinem Betrachtungsjahr auf. Die Aussagen zu den Versorgungssicherheitskenngrößen sind demnach gegenüber der Wahl des Wetterjahres 2019 oder 2012 robust.

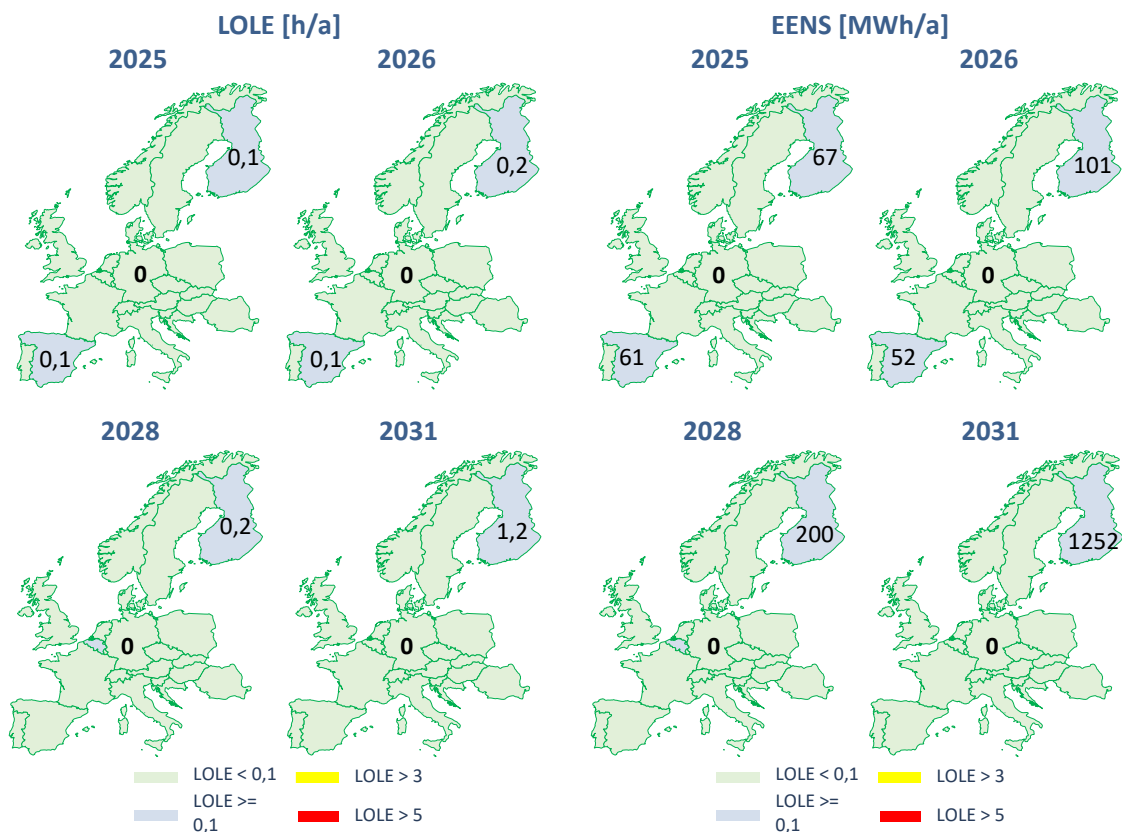


Abbildung 4.31: LOLE und EENS bei Wahl des Wetterjahres 2019 für das Modell der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt

Im Gegensatz zu den vorherigen Analyseergebnissen stellen sich durch die veränderte Wahl des Wetterjahres in Bezug auf den Importbedarf nach Deutschland/Luxemburg leichte Veränderungen ein. Auch wenn die resultierenden Anlagenparks sowohl beim Blick auf den gesamten Betrachtungsbereich als auch beim Blick auf DELU in einer ähnlichen Größenordnung liegen, so gibt es doch kleine räumliche und zeitliche Verschiebungen in Bezug auf die installierte Leistung, welche sich aus den unterschiedlichen Zeitreihen der residualen Stromnachfrage ergeben, welche die Grundlage für die Ermittlung des Anlagenparks darstellen. Aus diesem Grund unterscheiden sich die notwendigen Importe zur Vermeidung eines Nachfrageüberhanges bei Wahl des Wetterjahres 2019 leicht zu den Ergebnissen bei Wahl des Wetterjahres 2012 wie die folgende Abbildung 4.32 zeigt. In Bezug auf die grundsätzliche Fähigkeit zur Deckung der Nachfrage am Strommarkt ergibt sich jedoch kein Unterschied durch die Wahl des Wetterjahres.

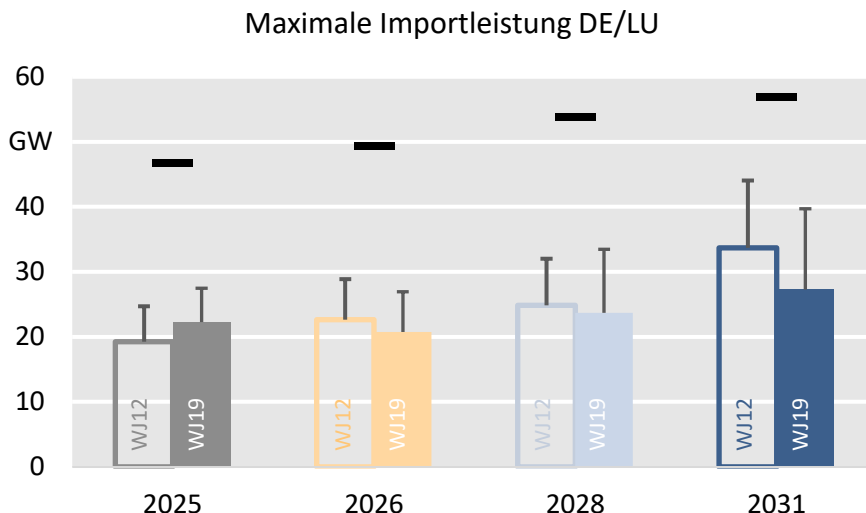


Abbildung 4.32: Vergleich der Höhe der Importe nach Deutschland/Luxemburg, die je betrachtetem Wetterjahr erforderlich sind, um dort Nachfrageüberhänge zu vermeiden

Abschließend wird auch für das Wetterjahr 2019 der Spielraumstatus ausgewertet. Er ist in Abbildung 4.33 dargestellt. Für die Kategorisierung der Situationen wird auf Unterabschnitt 4.4.3 verwiesen. Alle angegebenen Werte sind aufgrund der Modellgenauigkeit auf ganze Prozent gerundet. Auch hier stellt sich eine nicht wesentlich veränderte Häufigkeit der entsprechend kategorisierten Stunden ein wie bei Annahme des Wetterjahres 2012. Lediglich die Anzahl der Stunden in der Kategorie B steigt geringfügig an. Die Kraftwerke in der Gebotszone DELU sind also in diesem Ergebnis etwas häufiger gebunden, um Nachfrageunterdeckungen in anderen Gebotszonen zu vermeiden.

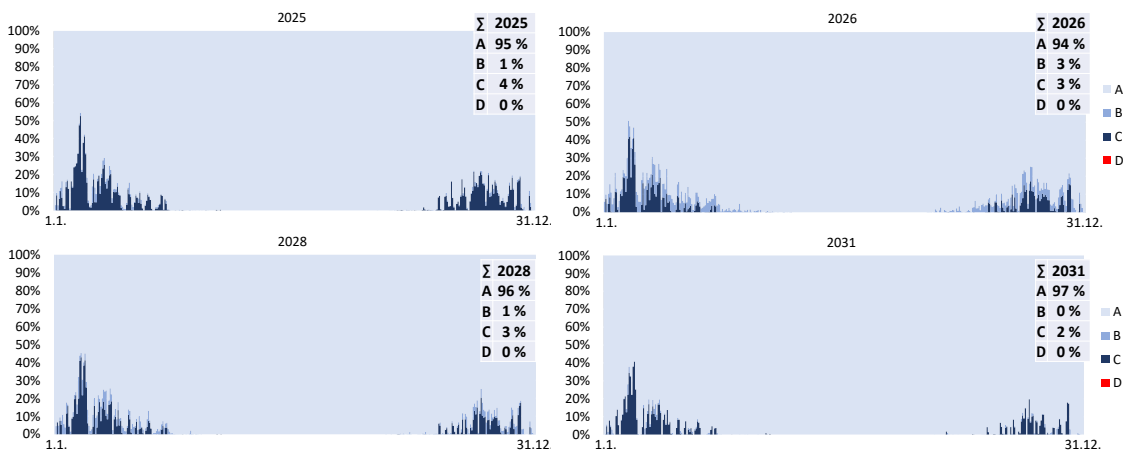


Abbildung 4.33: Spielraumstatus in DELU in den Untersuchungen bei der Wahl des Wetterjahres 2019

4.4.6 Konvergenz

Die nachfolgende Abbildung 4.34 zeigt die Konvergenz anhand der relativen Änderung des Variationskoeffizienten in den Stützjahren 2025, 2026, 2028 und 2031 für die Untersuchungen basierend auf dem Anlagenpark anhand der Ergebnisse des Wetterjahres 2012. Der EENS ist dabei jeweils als Summe der Werte des gesamten Betrachtungsbereichs ermittelt.

Das in Unterabschnitt 2.5.6 aufgestellte Konvergenzkriterium (Variationskoeffizienten überschreitet 5 % in den letzten 50 Ausfalljahren nicht mehr) ist für alle Stützjahre deutlich erfüllt. Dies gilt im Übrigen auch für die Untersuchungen, welche basierend auf dem Anlagenpark anhand der Ergebnisse nach der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung in DELU und bei Wahl des Wetterjahres 2019 durchgeführt wurden.

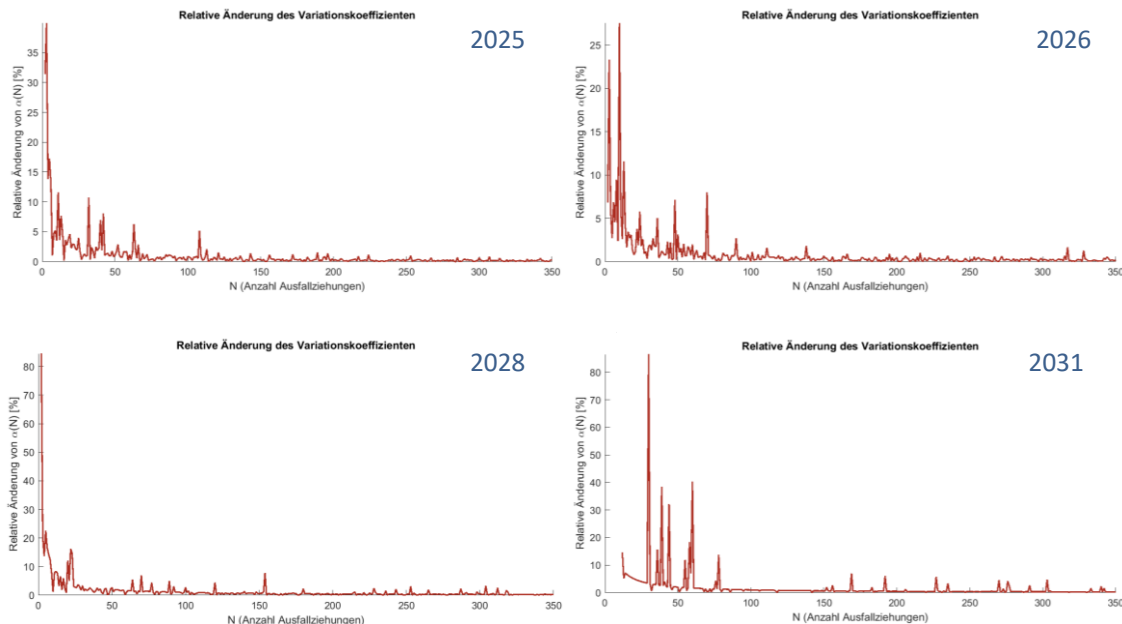


Abbildung 4.34: Konvergenz: Relative Änderung des Variationskoeffizienten in den Stützjahren 2025, 2026, 2028 und 2031 (EENS als Summe der Werte des gesamten Betrachtungsbereichs, Anlagenpark anhand der Ergebnisse des Wetterjahres 2012)

4.5 Versorgungssicherheit im Stromnetz (Transmission Adequacy)

4.5.1 Charakterisierung der Transportaufgabe

Versorgungssicherheit im Stromnetz hängt maßgeblich davon ab, ob im Übertragungsnetz auftretende Stromflüsse und damit ggf. verbundene unzulässige Auslastungen von Netzbetriebsmitteln mittels zur Verfügung stehender Redispatch-Potentiale auf ein netzverträgliches Maß reduziert werden können. Die Stromflüsse ergeben sich in einem wesentlichen Umfang aus dem Einsatz aller am Strommarkt agierenden Akteure wie Kraftwerke, flexible Verbraucher und Stromhändler und somit auch aus dem daraus resultierenden Stromhandel zwischen den Gebotszonen. Um die an das Übertragungsnetz gestellte Transportaufgabe abschätzen zu können, sind daher im Folgenden die Stromhandelsbilanzen der Gebotszonen für das Wetterjahr 2012 dargestellt (sowohl Anlagenpark als auch sonstige Zeitreihen basieren auf dem Wetterjahr 2012).⁶⁶ Abbildung 4.35 zeigt die Entwicklung der Stromhandelsbilanzen über die drei bei der Bewertung der Versorgungssicherheit im Stromnetz betrachteten Stützjahre 2025, 2026 sowie 2031.⁶⁷ Diese Abbildung beschränkt sich auf die an

⁶⁶ Es wurde sowohl der Anlagenpark gewählt, der sich im Modell der dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes anhand des Wetterjahres 2012 ergibt als auch Erzeugungs- und Nachfragezeitreihen und Anlageneinsatz basierend auf dem Wetterjahr 2012 ermittelt.

⁶⁷ Die Stromhandelsbilanzen resultieren aus detaillierten Berechnungen des stündlichen Dispatch aller Anlagen, die im Investitionsmodell erschlossen wurden, auf Basis eines Flow-based Market Couplings. Demnach können sie anders ausfallen als die dokumentierten Handelsbilanzen des Investitionsmodells.

Deutschland/Luxemburg angrenzenden Länder sowie Italien, da das Handeln dieser Länder auf die Netzbelastung innerhalb der im Fokus liegenden Region von DELU maßgeblichen Einfluss hat.

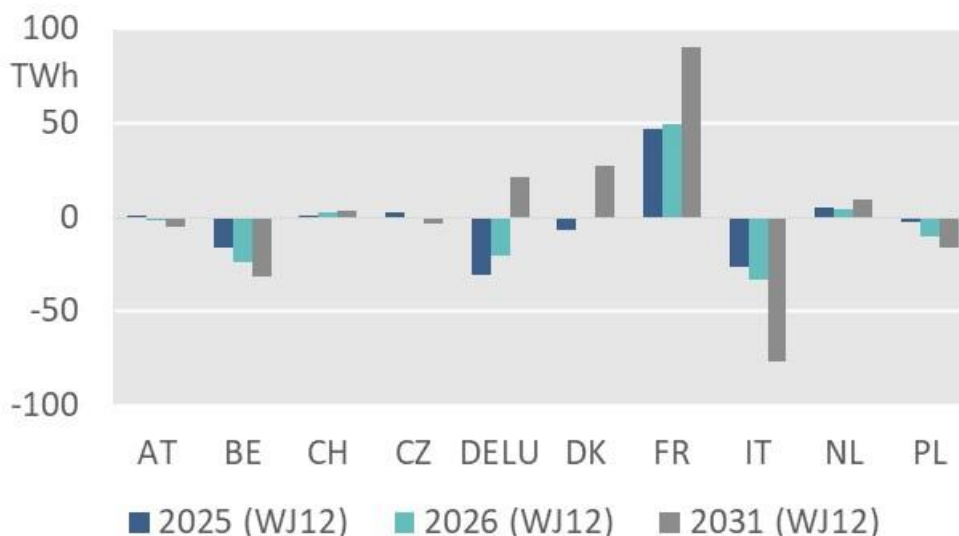


Abbildung 4.35: Jährliche Stromhandelsbilanzen im Wetterjahr 2012

Deutschland/Luxemburg importiert in 2025 und 2026 in Summe Strom aus den anderen Ländern. Die Höhe des Stromimports nimmt dabei von 2025 auf 2026 von 30 auf 21 TWh leicht ab. In 2031 dreht sich der Stromhandelssaldo um und DELU exportiert Strom in einem Umfang von 21 TWh. Dies ist im Wesentlichen auf den starken Anstieg der EE zurückzuführen.

Im dargestellten Bereich sind die Handelsbilanzen von Belgien, Italien und Polen durchweg negativ, d. h. bei diesen Ländern dominiert ebenfalls der Import. Frankreich hingegen tritt in allen Jahren als dominanter Stromexporteur auf. In 2031 beträgt das Exportvolumen Frankreichs 91 TWh, während Italien mit 76 TWh als klarer Stromimporteuer deklariert werden kann.

Aus den Stromhandelsbilanzen kann gefolgert werden, dass sich in vielen Stunden des Jahres ein Stromfluss aus Frankreich in andere Länder, darunter auch Deutschland und Luxemburg, ergibt. Dieser Stromfluss wird dabei insbesondere über die südwestlichen Stromleitungen Deutschlands, teilweise aber auch weiter in die östlichen Länder wie bspw. Polen, transportiert.

Die jährliche Netto-Handelsbilanz von DELU spiegelt sich auch in der Dauerlinie der stündlichen Handelsbilanzen wider, die in Abbildung 4.36 dargestellt ist. Negative Werte entsprechen einem Stromimport.

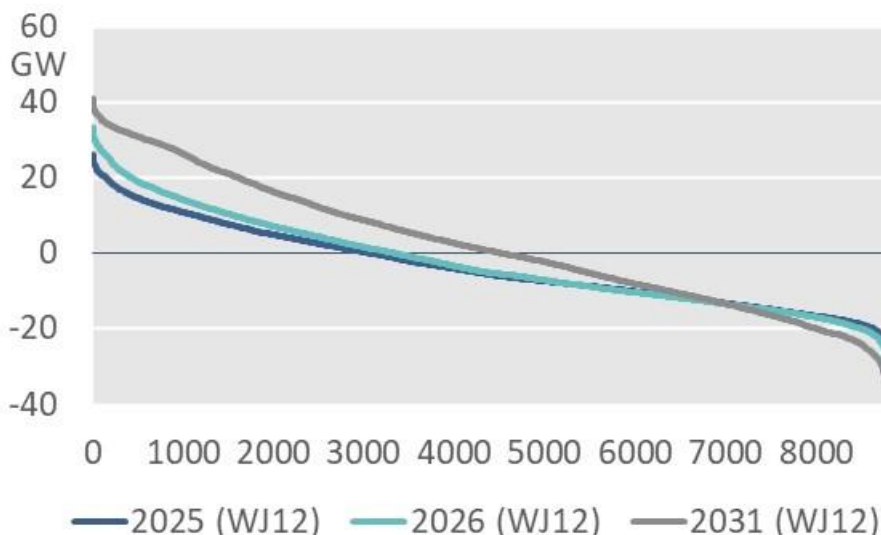


Abbildung 4.36: Dauerlinie der Stromhandelsbilanz von DELU im Wetterjahr 2012

Die Dauerlinien der Stromhandelsbilanz von 2025 und 2026 sind vergleichbar. DELU importiert in etwa 5.400 bis 5.700 Stunden Strom aus den anderen Ländern. Das Importvolumen nimmt bis 2031 deutlich ab und kehrt sich in einen überwiegenden Stromexport um. So importiert DELU in 2031 in lediglich etwa 4.200 Stunden Strom.

Der zusätzliche Netzausbau bis 2031 führt dazu, dass DELU mit anderen Ländern in Spitze mehr Strom handeln kann. Der Stromhandel ist im Jahr 2031 im Vergleich zu den anderen Jahren insbesondere in Exportrichtung höher, was ein Treiber für eine erhöhte Anforderung an die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes ist. Dies liegt an Situationen, in denen DELU aufgrund des fortschreitenden EE-Ausbaus im Jahr 2031 gegenüber den Jahren 2025 und 2026 eine geringere Residuallast hat.

Für die Transportaufgabe des Übertragungsnetzes sind neben der Richtung der Stromflüsse auch die maximal auftretenden Stromhandelsbilanzen maßgeblich, die jeweils an den Enden der Dauerlinien abgelesen werden können. Extrem hohe Stromhandelsbilanzen resultieren in Situationen mit hohen gebotszonenübergreifenden Stromflüssen, die wiederum die Netzbelastung erhöhen. Die maximalen Stromhandelsbilanz beträgt in Exportrichtung in 2025 etwa 26 GW, in 2026 etwa 33 GW und steigt bis 2031 auf in Spitze 41 GW an. Situationen mit hohen Stromexporten treten im Jahr 2031 zudem umfangreicher auf.

Der maximale Import liegt bei 27 GW im Jahr 2025 und 2026 sowie knapp 34 GW im Jahr 2031.

Abbildung 4.37 und Abbildung 4.38 zeigen die analogen Auswertungen für den Anlagenpark und für das Wetterjahr 2019.

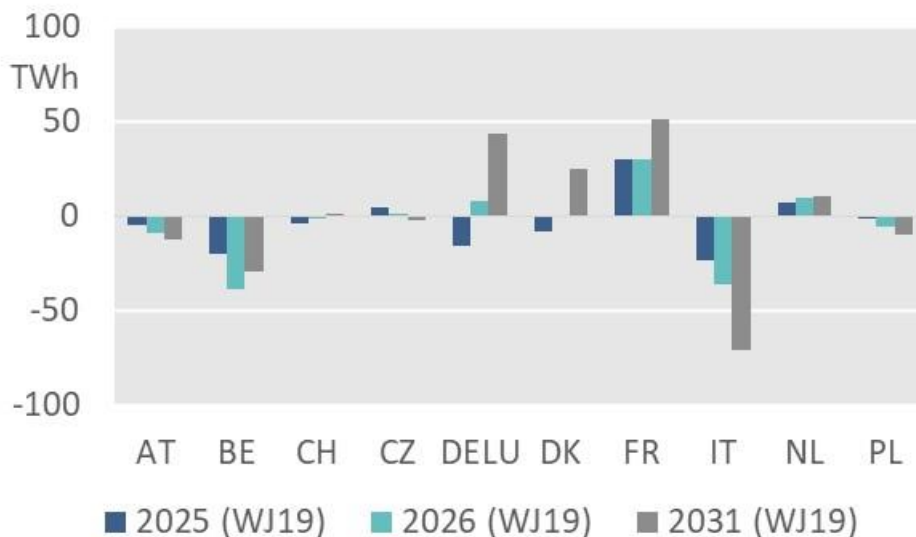


Abbildung 4.37: Jährliche Stromhandelsbilanzen im Wetterjahr 2019

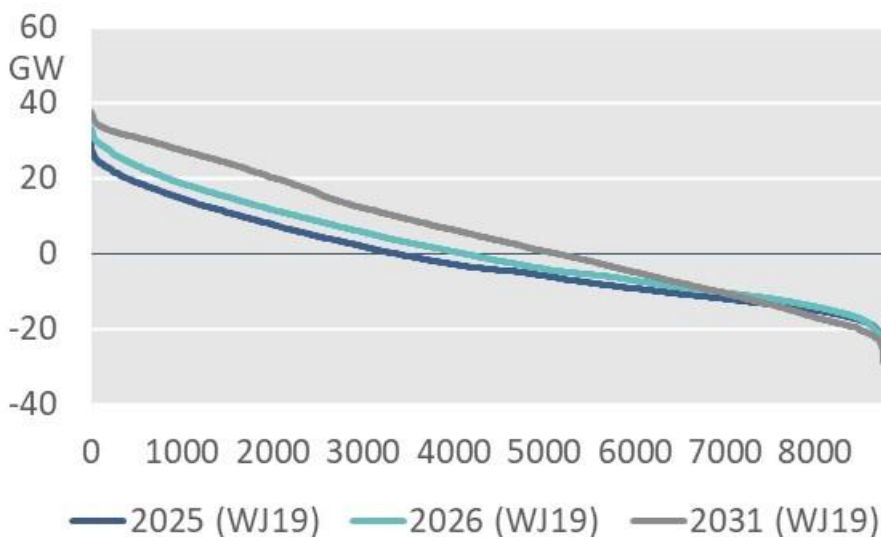


Abbildung 4.38: Dauerlinie der Stromhandelsbilanz von DELU im Wetterjahr 2019

Im Vergleich zum Wetterjahr 2012 zeigt sich, dass DELU zwar weiterhin in Summe Strom importiert, die Höhe des Imports insgesamt aber in allen drei Betrachtungsjahren signifikant schwächer ausfällt, im Vergleich zum Wetterjahr 2012 also die Stunden mit Stromexport überwiegen.

Bereits in 2026 dreht sich der Stromhandelssaldo der deutsch-luxemburgischen Gebotszone um und DELU wird Netto-Stromexporteur. Bis 2031 steigt der Stromexport auf in Summe 44 TWh und liegt damit etwas mehr als doppelt so hoch wie im Wetterjahr 2012 (21 TWh).

Der Rückgang des Stromimports von DELU ist im Wesentlichen auf eine unterschiedliche Stromerzeugung auf Basis von Onshore-Windenergieanlagen in DELU, die im Wetterjahr 2019 gegenüber dem Wetterjahr 2012 deutlich höher ist, zurückzuführen, wie nachfolgende Grafik veranschaulicht.

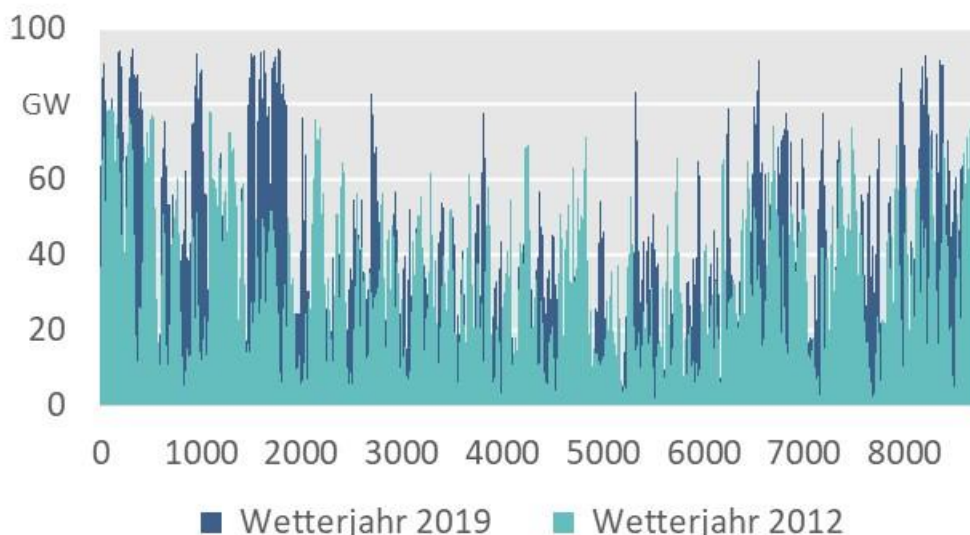


Abbildung 4.39: Vergleich der Onshore-Windeinspeisung im Stützjahr 2031 in Abhängigkeit von den Wetterjahren

Die Onshore-Windenergieeinspeisung ist für das Wetterjahr 2019 deutlich stärker ausgeprägt als im Wetterjahr 2012, obwohl die installierte Leistung sich nicht geändert hat. Während die Einspeisung im Wetterjahr 2019 in Spitze bei knapp 95 GW liegt, ist sie im Wetterjahr 2012 mit etwa 80 GW fast 17 % niedriger. Neben diesen Einspeisespitzen nimmt auch die erzeugte Strommenge um 21 TWh zu.

Für die an das Übertragungsnetz gestellte Transportaufgabe bedeutet dies zwei gegenläufige Effekte: Einerseits führt die in Spitze höhere Windeinspeisung zu einer Verstärkung der windbedingten Netzengpässe, insbesondere auf der Nord-Süd-Achse. Werden wesentliche Mengen des von Windenergieanlagen erzeugten Stroms exportiert, steigen damit auch die Netzbelastungen an den Grenzen an. Andererseits kann durch die erhöhte heimische Erzeugung der Stromimport verringert und somit Netzbelastung bei grenznahen Leitungen reduziert werden. Die Unterschiede der Einspeisung zwischen den sonstigen EE, wie bspw. der Offshore-Windenergie, sind mit Blick auf die Netzbelastung weniger relevant.

Die sonstigen Kernaussagen hinsichtlich der Skizzierung der Transportaufgabe sind bei beiden betrachteten Wetterjahren identisch. Für beide Wetterjahre ist aufgrund der gegenüber heute deutlich veränderten Im- und Exporte (DELU war in den letzten Jahren kontinuierlich Nettoexporteur von Strom) vorwiegend an den südlichen Grenzen von DELU eine Veränderung der Netzauslastung zu erwarten. Zudem ist bis zum Jahr 2031 mit einer deutlich gesteigerten Transportaufgabe an das Übertragungsnetz zu rechnen.

4.5.2 Räumliche Verteilung des thermischen Kraftwerksparks

Für die Bewertung der Versorgungssicherheit im Stromnetz ist neben dem gebotszonenübergreifenden Stromhandel auch relevant, wie sich die am Strommarkt teilnehmenden Anlagen innerhalb der jeweiligen Gebotszone verteilen und welchen Einfluss ihre Einspeisung auf die Lastflusssituation im Übertragungsnetz hat. Diese Anlagen können sowohl bestehende Überlastungen verschärfen als auch im Redispatch als Teil der Lösung zur Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebs angefordert werden. Aus dem Standort der Anlagen ergibt sich unmittelbar die Sensitivität auf ggf. vorliegende Netzengpässe. In diesem

Abschnitt wird die räumliche Verteilung des thermischen Kraftwerksparks für die Betrachtungsjahre 2025, 2026 und 2031 dargestellt.

Für das Stützjahr 2025 ergibt sich der Anlagenpark gemäß den Beschreibungen aus Abschnitt 4.1. Die räumliche Verteilung der Anlagen ist hingegen keinesfalls eindeutig und auch nicht Teilergebnis der Simulation der dynamischen Entwicklung der EU-Strommarkts. Für die Analyse der Versorgungssicherheit im Stromnetz ist es dennoch erforderlich, eine Verteilung dieser Anlagen im Stromnetz anzunehmen.

Der Standort von Bestandsanlagen ist dabei bereits bekannt. Für Neuinvestitionen, die noch nicht bei der BNetzA angemeldet sind und deren Standort somit nicht bekannt ist, wird im Rahmen der Studie auf einen heuristischen Verteilungsansatz zurückgegriffen, der eine Verteilung der Kapazitäten anhand von Wärmenachfragen und bestehenden Kraftwerksstandorten wählt.

Da viele der Neuinvestitionen in Gaskapazitäten erfolgen, die mittels KWK Wärmeenergie erzeugen (vgl. Abschnitt 2.3.3), werden diese Anlagen bekannten Wärmeverbräuchen zugeordnet. Hieraus ergeben sich für die Regionalisierung bereits enge Leitplanken, die dazu führen, dass die zugebauten Gaskapazitäten weiträumig über Deutschland verteilt werden. In der Realität bleibt zu prüfen, ob eine solche weiträumige Verteilung z. B. durch den Ersatz von bestehenden KWK-Anlagen auch stattfindet.

Diese Regionalisierung führt zu der in Abbildung 4.40 dargestellten Verteilung⁶⁸. In der Abbildung ist die Verteilung der installierten Leistungen der thermischen Kraftwerke auf Bundeslandebene je Primärenergieträger (links) und eine Zuordnung dieser Kraftwerke zu NUTS-3-Regionen (rechts) dargestellt.

⁶⁸ Bei der Interpretation der Darstellung ist darauf zu achten, dass alle Anlagen gemäß dem Standort ihres angenommenen Netzeinspeisepunktes dargestellt sind. Dadurch können sich insbesondere bei Kraftwerken, die nahe einer Bundeslandgrenze liegen, Verschiebungen zwischen dem physischen Standort des Kraftwerks und dem Standort des Netzanschlusspunktes ergeben.

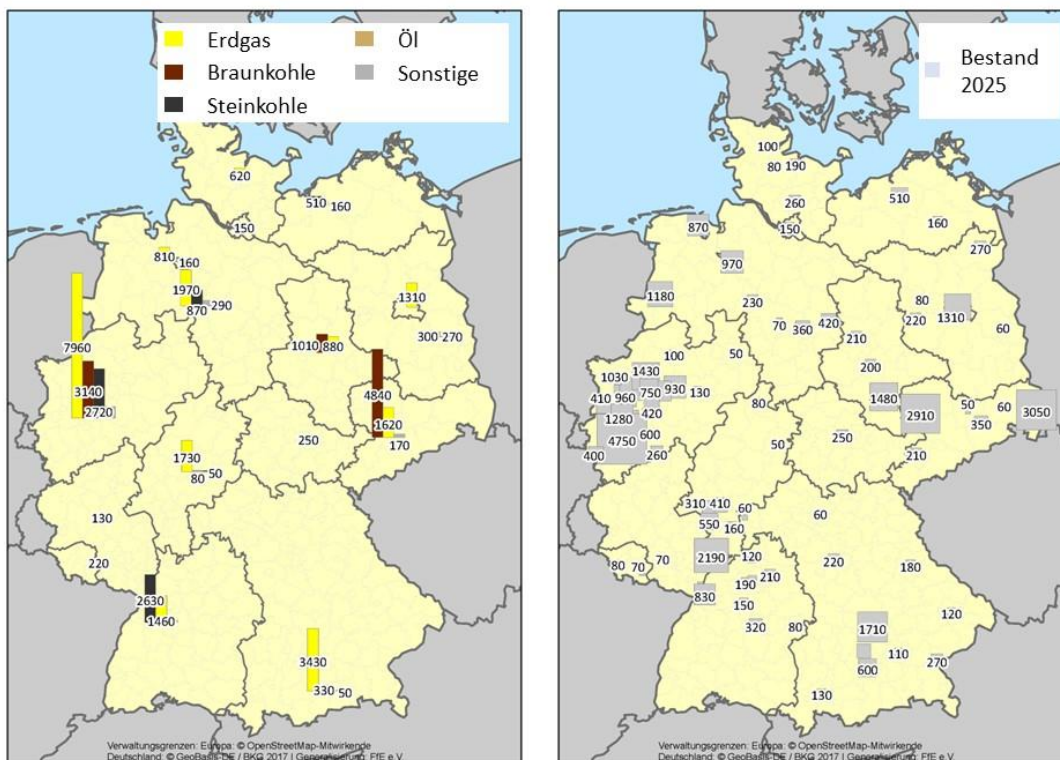


Abbildung 4.40: Räumliche Verteilung des thermischen Kraftwerksparks im Jahr 2025 aufgelöst nach Primärenergieträger und Bundesland (links) sowie regionale Verteilung innerhalb der Bundesländer aufgelöst nach NUTS-3-Regionen (rechts)

In 2025 beträgt die Summenleistung des thermischen Kraftwerksparks etwa 58 GW. Dieser besteht überwiegend aus Braunkohle- sowie Steinkohle- und Erdgas-Kraftwerken. Bei den Kohlekraftwerken handelt es sich ausschließlich um bereits heute in Betrieb befindliche Kraftwerke in bestehenden Revieren. Die größten Braunkohlekapazitäten stehen in Nordrhein-Westfalen sowie in Sachsen.

Insgesamt wird die installierte Leistung in 2025 mit etwa 30 GW von Gaskraftwerken dominiert. Mit knapp 8 GW in Nordrhein-Westfalen sowie weiteren 3,5 GW in Bayern teilt sich ein wesentlicher Anteil auf diese Bundesländer auf.

Abbildung 4.41 zeigt die Veränderungen im thermischen Kraftwerkspark auf, die sich zwischen den Jahren 2025 und 2026 ergeben. Links sind (Des-)Investitionen auf Bundeslandebene (unterteilt nach Primärenergieträger) und rechts auf NUTS-3-Ebene (als Summe über alle Primärenergieträger) dargestellt.

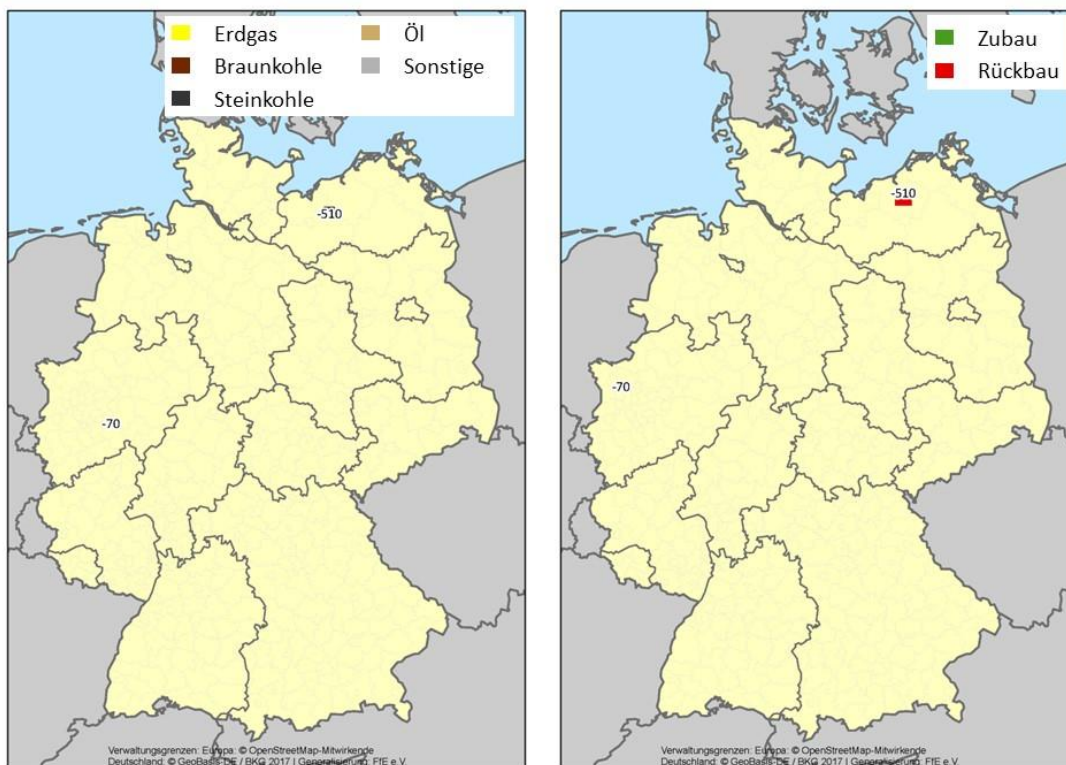


Abbildung 4.41: Veränderung des thermischen Kraftwerksparks von 2025 auf 2026 je Bundesland (links) und NUTS-3-Region (rechts) im Wetterjahr 2012

Die Änderungen im thermischen Kraftwerkspark von 2025 und 2026 sind faktisch vernachlässigbar. Lediglich in Mecklenburg-Vorpommern wird ein Steinkohleblock von etwa 510 MW sowie in Nordrhein-Westfalen ein Braunkohleblock von etwa 70 MW außer Betrieb genommen.

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Stromnetz bedeutet dies, dass diese von anderen Faktoren abhängig ist. So wird bspw. der Ausbau der EE weiter vorangetrieben, was sich tendenziell verschärfend auf die Netzbelastungssituation auswirkt. Zudem entfallen die Netzreserveanlagen als Lösungsoption für den Redispatch. Zwar werden im Detail einzelne Netzausbau- und -verstärkungsmaßnahmen im Jahr 2025 realisiert und gemäß den Modellannahmen in 2026 berücksichtigt, die für Deutschland und Luxemburg wichtigen innerdt. HGÜ-Korridore sind davon allerdings nicht umfasst. Es kann somit erwartet werden, dass mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Stromnetz das Jahr 2026 kritischer sein dürfte als das Jahr 2025.

Die nachstehende Abbildung 4.42 zeigt die Veränderungen im Kraftwerkspark, die sich im Modell der dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes für Deutschland zwischen den Jahren 2026 und 2031 ergeben.

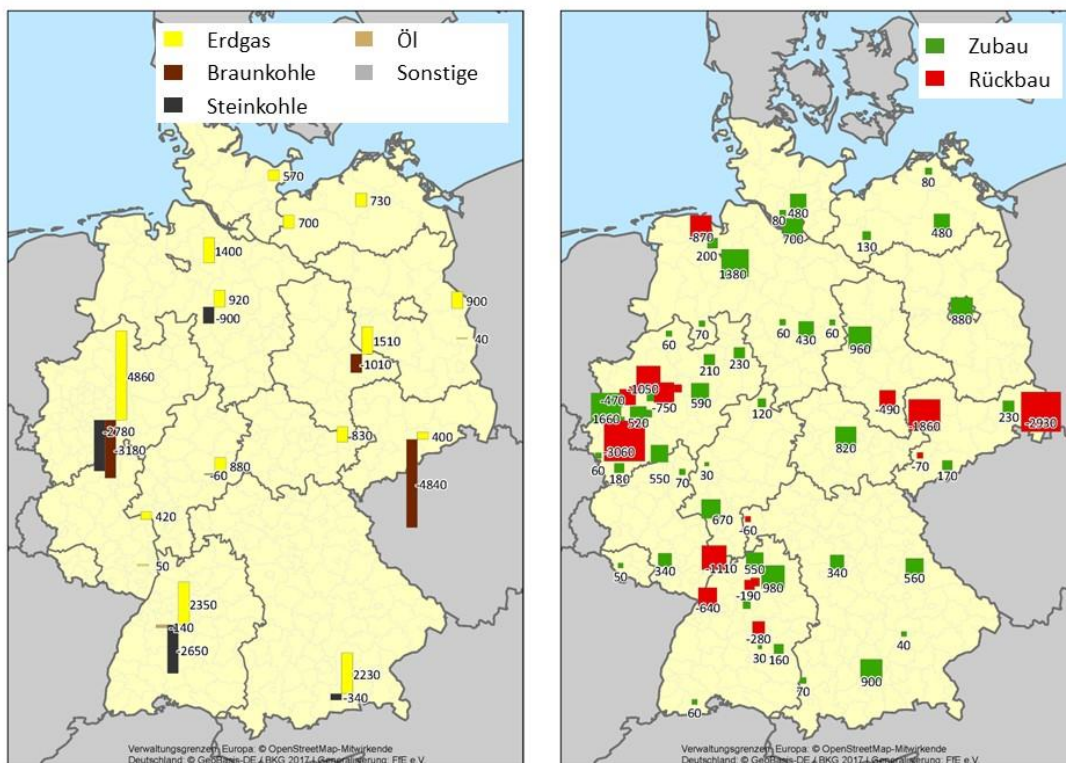


Abbildung 4.42: Veränderung des thermischen Kraftwerksparks von 2026 auf 2031 je Bundesland (links) und NUTS-3-Region (rechts) im Wetterjahr 2012

Zwischen den Jahren 2026 bis 2031 ist ein struktureller Wandel im thermischen Kraftwerkspark zu beobachten. Ausnahmslos alle Kohlekraftwerke werden bis 2031 stillgelegt. Entsprechend ist ein Rückgang dieser Kraftwerkskapazitäten in einem Umfang von 16 GW zu verzeichnen. Dem entgegenwirkend werden neue Gaskapazitäten in Deutschland in Betrieb genommen. In Summe werden etwa 18 GW neu erschlossen. Die Verteilung der neuen Erdgaskapazitäten erfolgt über ganz Deutschland und orientiert sich an den Standorten der Wärmenachfrage. Die höchsten Anteile liegen hierbei in Nordrhein-Westfalen (5 GW), Bayern (2 GW) sowie Baden-Württemberg (2 GW).

Abbildung 4.43 zeigt die geografische Verteilung des Kraftwerksparks für 2025 im Wetterjahr 2019.

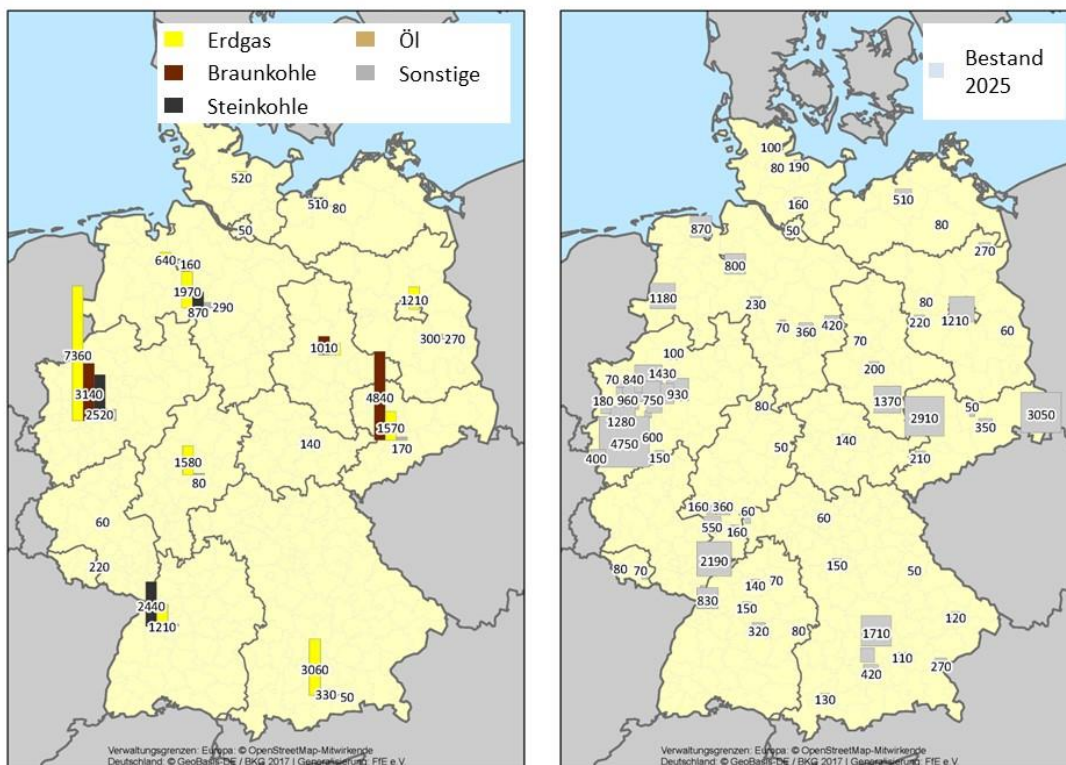


Abbildung 4.43: Unterstellte räumliche Verteilung des thermischen Kraftwerksparks im Jahr 2025 aufgelöst nach Primärenergieträger und Bundesland (links) sowie regionale Verteilung innerhalb der Bundesländer aufgelöst nach NUTS-3-Regionen (rechts)

In diesem Szenario ergeben sich im Grundsatz ähnliche Entwicklungen, wie bei unterstelltem Wetterjahr 2012. Allerdings sind im Jahr 2025 ca. 2 GW weniger Kapazitäten an Gaskraftwerken installiert. Entsprechend liegt die Summenleistung der installierte Kraftwerkskapazitäten mit etwa 55 GW etwa 2,5 GW niedriger als beim Wetterjahr 2012.

Abbildung 4.44 zeigt die Veränderung des Kraftwerksparks zwischen den Jahren 2025 und 2026.

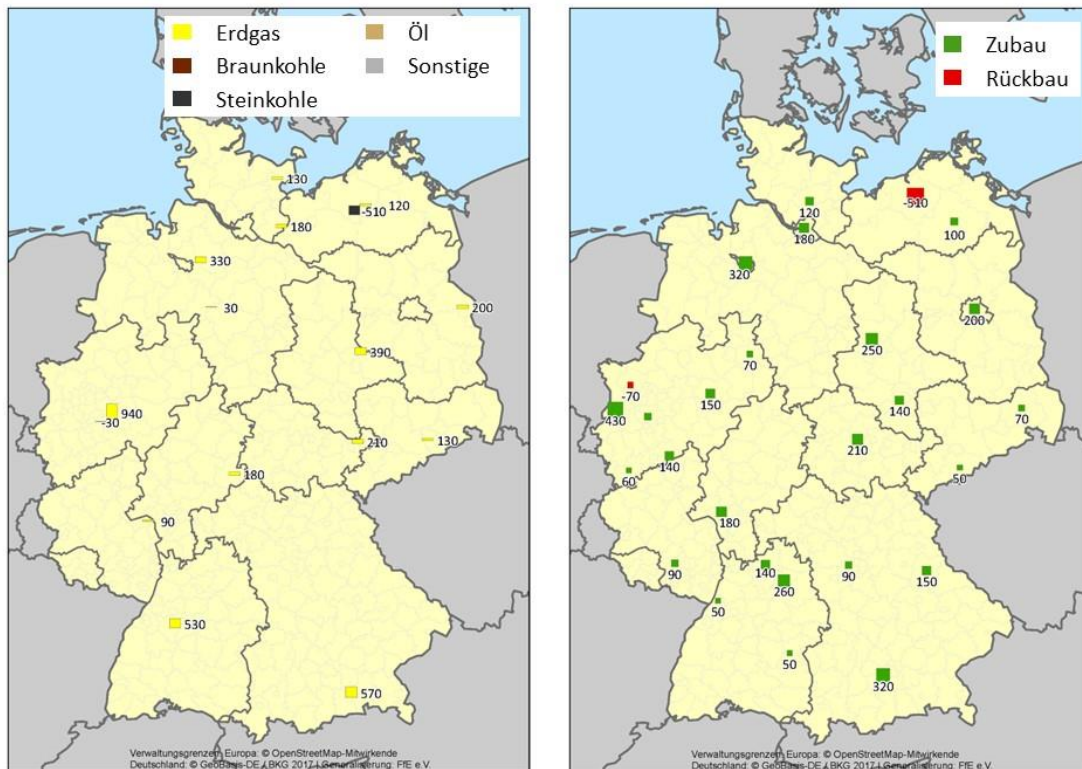


Abbildung 4.44: Veränderung des thermischen Kraftwerksparks von 2025 auf 2026 je Bundesland (links) und NUTS-3-Region (rechts) im Wetterjahr 2019

Von 2025 auf 2026 erfolgt eine Inbetriebnahme von rund 4 GW Gaskraftwerken, die sich weiträumig auf Gesamtdeutschland verteilen. Gleichzeitig werden lediglich etwa 500 MW an Steinkohlekraftwerken (erneut in Mecklenburg-Vorpommern) stillgelegt. Damit übersteigt die Summe der installierten Kraftwerksleistung die Leistung im Wetterjahr 2012.

In Abbildung 4.45 ist die Veränderung des Kraftwerksparks bei einem Übergang von Jahr 2026 auf das Jahr 2031 dargestellt.

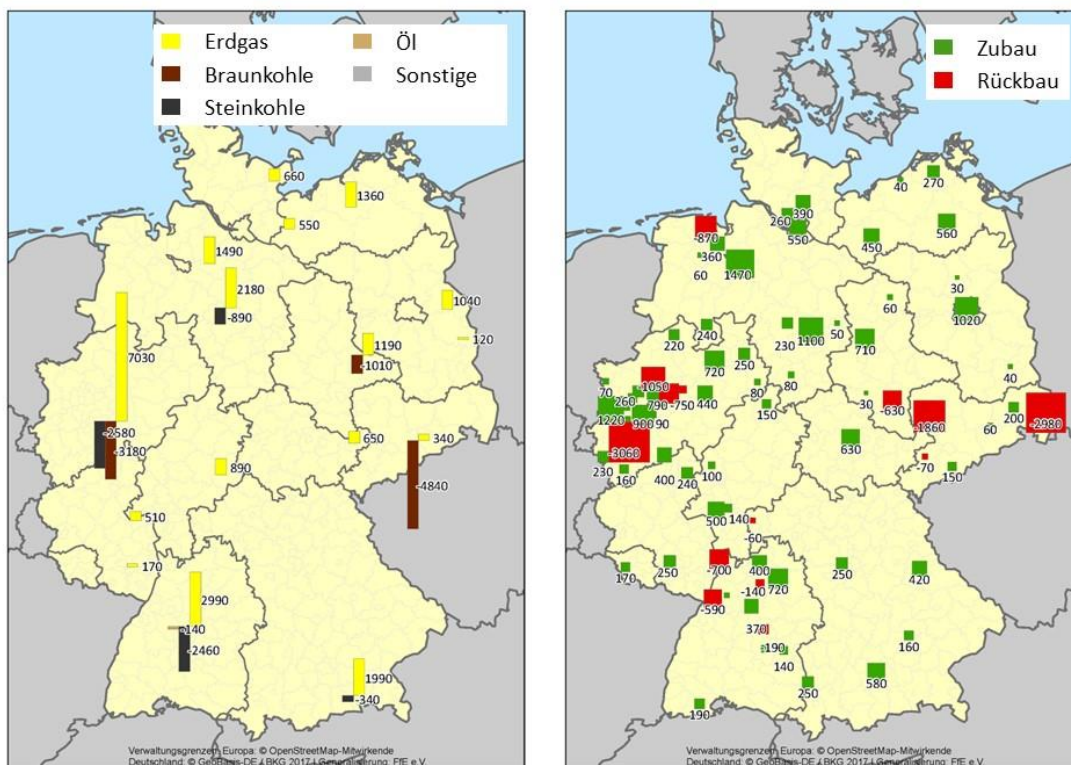


Abbildung 4.45: Veränderung des thermischen Kraftwerksparks von 2026 auf 2031 je Bundesland (links) und NUTS-3-Region (rechts) bei unterstellten des Wetterjahres 2019 für das Modell der dynamischen Entwicklung des EU-Strommarktes

Wie bereits schon beim Wetterjahr 2012 zu beobachten, werden auch im Wetterjahr 2019 alle noch verbliebenen Kohlekraftwerke mit einer Summenleistung von 15 GW stillgelegt. Demgegenüber wird massiv in Gaskraftwerke investiert. Im Vergleich zu 2026 werden knapp 23 GW neue Gaskraftwerke in Betrieb genommen. In Summe steigt die Leistung des Kraftwerksparks auf 66 GW an und liegt damit 6 GW über der Summenleistung im Wetterjahr 2012.

4.5.3 Netzsicherheitsuntersuchungen

In Abbildung 4.46 sind die Ergebnisse der (n-1)-Netzsicherheitsuntersuchungen in Form der Engpasshäufigkeit in Stunden pro Jahr für jedes Netzbetriebsmittel in DELU für das Wetterjahr 2012 für alle drei betrachteten Stützjahre dargestellt. Es wird also dargestellt, in wie vielen Stunden pro Jahr auf den jeweiligen Leitungen Überlastungen auftreten. Unzulässige (n-1)-Befunde, also Überlastungen, sind dabei farblich hervorgehoben und hinsichtlich der Häufigkeit ihres Auftretens unterschiedlich farblich gekennzeichnet. Kostenneutrale Gegenmaßnahmen (non-costly Remedial Actions), zu denen in Deutschland der Einsatz von Phasenschiebertransformatoren (PST) und Hochspannungsgleichstromübertragungs- (HGÜ-) Leitungen zählen, sind in den Netzsicherheitsuntersuchungen bereits in der Form berücksichtigt, wie sich ihr Einsatz aus den Simulationen des Flow-based Market Coupling (FBMC) ergibt. Im Rahmen der später vorgestellten Ergebnisse der Redispatchuntersuchungen kann sich der Einsatz der non-costly-Remedial Actions, wenn dies mit Blick auf die konkreten Netznutzungsfälle sinnvoll ist, von dem Einsatz im FBMC unterscheiden. Zudem wurden im FBMC die non-costly Remedial Actions nicht in ihrer vollen Höhe berücksichtigt (vgl. Abschnitt 2.6.3). In den Grafiken zur

Darstellung der Netzsicherheitsuntersuchungen ist ein witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb bereits berücksichtigt.

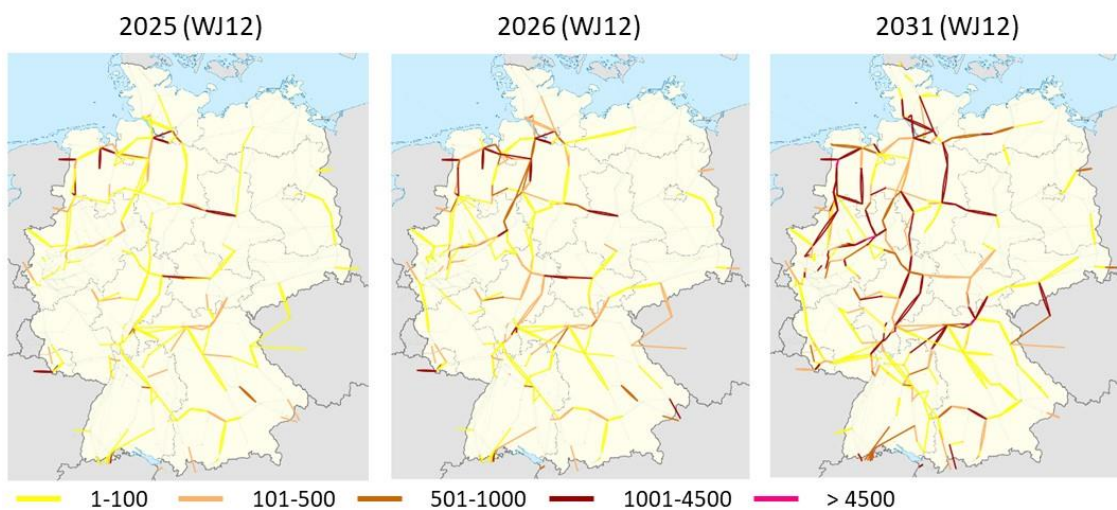


Abbildung 4.46: (n-1)-Engpasshäufigkeit in Stunden pro Jahr im Wetterjahr 2012

Die (n-1)-Befunde können in zwei unterschiedliche Kategorien eingeordnet werden. Einerseits sind viele der Engpässe auf den auch heute typischen Stromfluss in Deutschland in Nord-Süd Richtung zurückzuführen, der insbesondere auf die Windeinspeisung im Norden und deren Transport zu den Lastzentren im Westen und Süden zurückzuführen ist. Die daraus hervorgehenden Engpässe treten hauptsächlich im Raum von Niedersachsen und Schleswig-Holstein sowie auf Leitungen auf, die für den Abtransport der Windeinspeisung benötigt werden. Andererseits zeigt sich aber auch, dass sehr viele grenznahe Leitungen überlastet sind. Dies ist auf die Einführung der minRAM zurückzuführen, die dazu führen kann, dass der Strommarkt mehr Handlungsspielräume zugestanden bekommt, als physisch an Netzkapazitäten zur Verfügung stehen. Im Jahr 2025 beträgt die minRAM bereits 60 % und steigt in 2026 auf 70 % an. In diesen Situationen kann es also vorkommen, dass Strom über das netzverträgliche Maß hinaus grenzüberschreitend gehandelt wird und dieser unter anderem über das Übertragungsnetz von DELU fließt. Mit Blick auf die bereits gezeigten Stromhandelsbilanzen in Abschnitt 4.5.1 wird ein wesentlicher Teil dieser Stromflüsse durch den dt. Stromhandel determiniert. Es sind aber auch Transite zu erwarten, wenn bspw. der in Frankreich erzeugte Strom zu anderen Ländern, wie bspw. Polen oder auch Italien, transportiert wird.

DELU muss sich auf diese geänderten Austauschmuster des Stromhandels entsprechend einstellen. Es ist davon auszugehen, dass zur Beherrschung der mit dem Stromhandel verbundenen Netzengpässe eine grenzüberschreitende Koordination der deutsch-luxemburgischen ÜNB mit ausländischen Transportnetzbetreibern notwendig sein wird.

Der stützjahrübergreifende Vergleich macht zudem deutlich, dass die Netzbelastung über die Jahre deutlich zunimmt. Obwohl über die Jahre der Netzausbau weiter voranschreitet, stehen diesem die Entwicklungen des Stromerzeugungssystems entgegen: Die Dekarbonisierung führt dazu, dass neben dem Ausstieg aus der kohlebasierten Erzeugung vermehrt Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energien und hier insbesondere Windenergieanlagen in Betrieb genommen werden, die in der Tendenz die Nord-Süd-Charakteristik der Engpässe weiter verschärfen. Hierzu zählt auch der fortschreitende Ausbau von Offshore-Windenergieanlagen. Der gesteigerte CO₂-Preis führt darüber hinaus zu einem fuel-switch, so dass gasbefeuerte Kraftwerke zu den

Steinkohlekraftwerken wettbewerbsfähig werden. Somit verschieben sich die Standorte der Einspeisung der fossilen Erzeugung. Zuletzt durchziehen auch die Stromverbraucher einen tiefgreifenden Wandel. Während der Nachfragebedarf der konventionellen Verbraucher zurückgeht, nimmt die installierte Leistung sonstiger Stromverbraucher wie Wärmepumpen, E-KFZ und P2G-Anlagen über die Jahre stetig zu.

Es zeigt sich, dass der absehbare Netzausbau nicht in der Lage sein wird, diese Entwicklung aufzufangen. Dies verdeutlicht insbesondere die Netzbelastungssituation in 2031.

Abbildung 4.47 zeigt die analoge Auswertung für das Wetterjahr 2019.

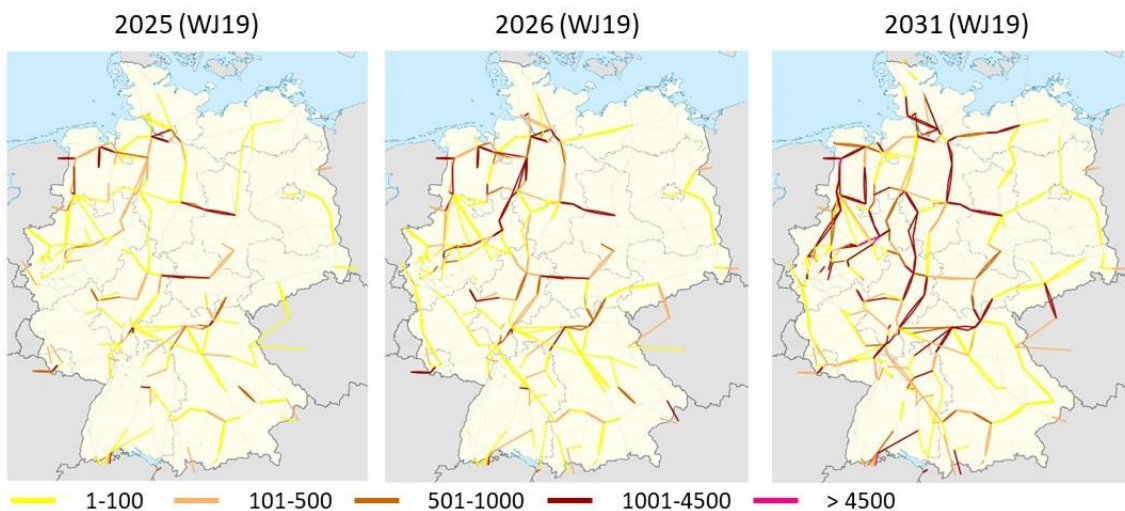


Abbildung 4.47: (n-1)-Engpasshäufigkeit in Stunden pro Jahr im Wetterjahr 2019

Der direkte Vergleich zeigt, dass die innerdeutsche Netzbelastung in den Jahren 2025 und 2026 im Vergleich zum Wetterjahr 2012 leicht höher ist und die charakteristischen Nord-Süd-Engpässe häufiger auftreten. Vereinzelt gehen die Engpässe an den grenznahen Leitungen leicht zurück. Dies steht im Einklang mit den bereits gezeigten Handelsbilanzen in Abschnitt 4.5.1, in denen gezeigt wird, dass in DELU in dem Wetterjahr 2019 aufgrund einer höheren Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen seltener auf einen Stromimport aus dem Ausland angewiesen ist. Analog zum Wetterjahr 2012 steigt auch im Wetterjahr 2019 die Netzbelastung trotz des fortschreitenden Netzausbaus über die Jahre kontinuierlich an.

4.5.4 Transmission Adequacy Concerns

Abbildung 4.48 zeigt die Ergebnisse der Redispatch-Untersuchungen hinsichtlich der Transmission Adequacy Concerns (TAC). In der Abbildung sind die TAC über alle drei betrachteten Stützjahre sowie über beide Wetterjahre abgebildet. Zudem sind die Stunden dargestellt, in denen die Netzengpässe nur beherrscht werden können, indem auf die Redispatchpotentiale der flexibilisierten Netzersatzanlagen und/oder auf die Potentiale der flexiblen Verbraucher zurückgegriffen wird (vgl. Abschnitt 2.6.5).

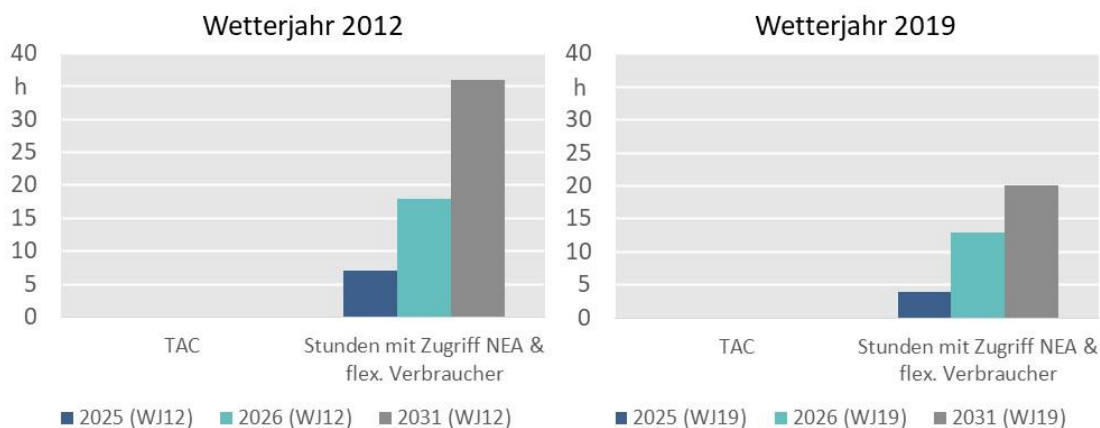


Abbildung 4.48: Anzahl TAC und Stunden mit Rückgriff auf Redispatchpotentiale der Stufe 2 (Wetterjahre 2012 und 2019)

In beiden Wetterjahren und allen drei Stützjahren können bei Ausnutzung aller zur Verfügung stehender Redispatchpotentiale alle (n-1)-Befunde behoben werden. Demnach liegt in allen jeweils betrachteten 8.760 Stunden des Jahres nach Redispatch ein engpassfreies Netz vor. Entsprechend ergeben sich für beide Wetterjahre im betrachteten Szenario keine TAC.

Allerdings muss in einigen Stunden des Jahres zur Beherrschung der Netzengpässe auf die Potentiale der Stufe 2 (Netzersatzanlagen und sonstige flex. Verbraucher) zurückgegriffen werden und somit auf Potentiale, die zumindest heute den ÜNB in dieser Form noch nicht zur Verfügung stehen. Dies ist jeweils in allen drei betrachteten Stützjahren, und somit bereits 2025 der Fall, wenn auch dort in einem marginalen Umfang. Entsprechend gilt es, diese Potentiale in der Praxis zügig zum Netzengpassmanagement zu erschließen und entsprechende Prozesse zu etablieren. Zwar wird in dem Untersuchungsschritt ausschließlich auf die Übertragungsnetzebene abgestellt, allerdings dürfte sich auch auf der Verteilungsnetzebene für die Netzbetreiber ein ähnliches Bild darstellen, so dass netzebenenübergreifende Prozesse entwickelt werden sollten.

Im Vergleich zwischen den beiden Wetterjahren zeigt sich, dass die Stunden, in denen auf die in der Stufe 2 gebündelten Potentiale zurückgegriffen werden muss, im Wetterjahr 2019 niedriger sind. In beiden Wetterjahren kann die Anzahl solcher Situationen insgesamt aber als gering eingestuft werden. In 2025 ist dies in 7 Stunden (Wetterjahr 2012) bzw. 4 Stunden (Wetterjahr 2019) der Fall. In 2026 jeweils 18 (Wetterjahr 2012) und 13 Stunden (Wetterjahr 2019) sowie in 2031 je 36 (Wetterjahr 2012) und 20 Stunden (Wetterjahr 2019).

Dass auf die Potentiale der Stufe 2 im Wetterjahr 2019 weniger zurückgegriffen werden muss, ist auf die Charakteristik der betroffenen Stunden zurückzuführen. In Abbildung 4.49 ist für die Stunden, in denen ein Zugriff auf die Netzersatzanlagen und flexible Verbraucher notwendig ist, die Nettoposition von DELU dem Redispatchbedarf in der Modellregion gegenübergestellt.

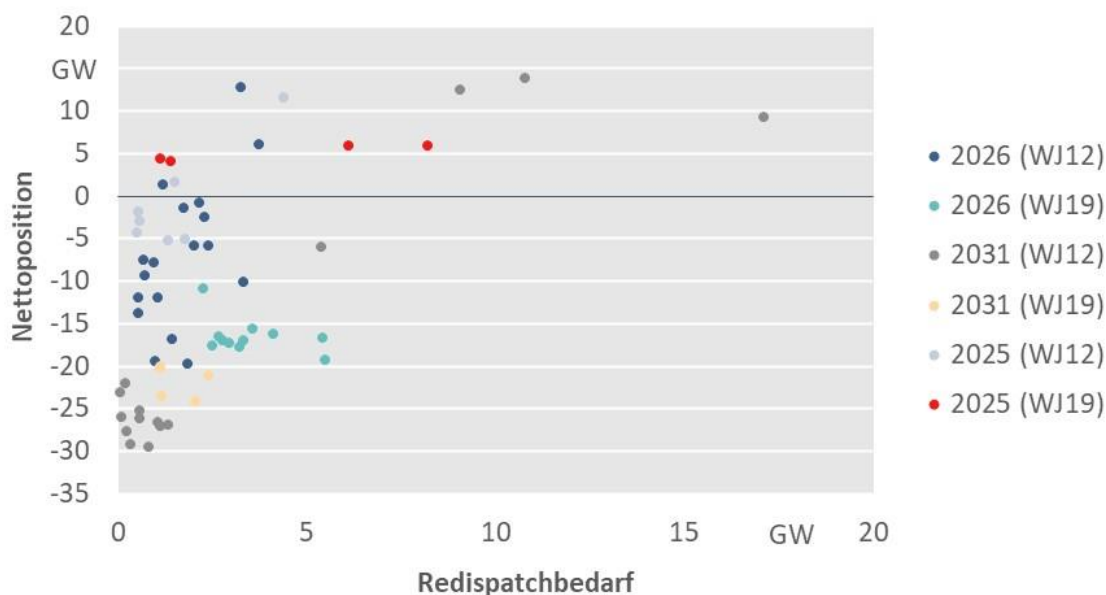


Abbildung 4.49: Gegenüberstellung der Nettoposition DELU mit dem Redispatchbedarf in der Modellregion in Stunden mit Zugriff auf NEA und flex. Verbraucher

Auf die Potentiale der Stufe 2 wird weit überwiegend zurückgegriffen, wenn die Nettoposition in DELU stark negativ ist, DELU somit maßgeblich Strom importiert. In diesen Situationen sind die grenznahen Leitungen hoch ausgelastet, wodurch ein länderübergreifender Redispatch zur Beherrschung der Netzengpässe notwendig ist. In keiner der Stunden tritt eine umfangreiche Abregelung von EE-Anlagen auf. Die netzkritischen Situationen, in denen auf die Potentiale der zweiten Stufe zurückgegriffen werden muss, sind somit nicht EE-getrieben, sondern auf geringe zur Verfügung stehende Potentiale zum positiven Redispatch innerhalb von DELU zurückzuführen. Dies erklärt auch, warum die Stunden mit Zugriff auf Potentiale der Stufe 2 im Wetterjahr niedriger liegen, da hier vorrangig aufgrund der höheren Windeinspeisung weniger stark importiert werden muss.

Übertragen auf die Praxis bedeutet dies, dass die Potentiale der flexibilisierten Netzersatzanlagen und der flexiblen Verbraucher zügig zum Netzengpassmanagement erschlossen und entsprechende Prozesse etabliert werden sollten.

4.5.5 Redispatchergebnisse

Redispatchvolumen im Betrachtungsbereich

Abbildung 4.50 zeigt über alle drei Stützjahre das Redispatchvolumen im abgebildeten Betrachtungsbereich.

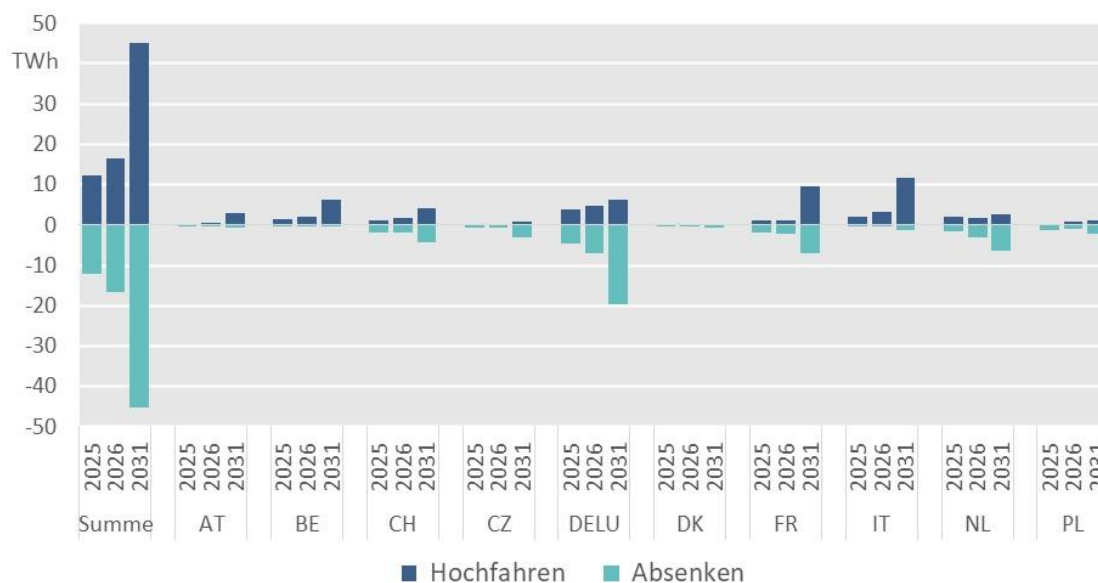


Abbildung 4.50: Redispatchvolumen in der Modellregion im Wetterjahr 2012

Das Redispatchvolumen beträgt in 2025 bereits 12 TWh und steigt bis 2031 nochmals deutlich auf insgesamt 45 TWh an. Diese Redispatchvolumina bestätigen die Erkenntnisse aus den Netzsicherheitsuntersuchungen. Insbesondere lässt der Anstieg der installierten Leistungen an EE das Redispatchvolumen stark ansteigen. Es zeigt sich erneut, dass der Netzausbau nicht in der Lage ist, mit den Änderungen des Energiesystems Schritt zu halten.

Zur Behebung der in DELU liegenden Engpässe wird umfassend auf Kapazitäten im Ausland zurückgegriffen. Insbesondere die grenznahen (n-1)-Überlastungen können mit Kapazitäten aus dem Ausland effizient beherrscht werden. Deutschland trägt am Redispatchvolumen der gesamten Region lediglich einen relativen Anteil von etwa 35 % in 2025 und 2026 sowie 29 % in 2031. DELU ist somit in allen betrachteten Jahren auf Kapazitäten im Ausland zur Beherrschung der innerzonalen Engpässe angewiesen. Dies unterstreicht erneut die Relevanz der Etablierung des gebotszonenübergreifenden Redispatch.

In allen betrachteten Stützjahren werden dabei vorrangig in Deutschland/Luxemburg, aber auch in Frankreich und den Niederlanden umfassend Kapazitäten zur Leistungsabsenkung angefordert. Dies liegt daran, dass, verstärkt durch die minRAM, mehr Strom gehandelt wird, als das Netz aufnehmen kann, und andererseits eine Absenkung der französischen und niederländischen Erzeugungsleistung eine hohe Sensitivität auf die Stromnetzengpässe an der Grenze zu DELU hat.

In 2031 steigt der Beitrag Italiens am positiven Redispatch deutlich an. Die Auswertung der jährlichen Stromhandelsbilanzen hat bereits gezeigt, dass Italien in 2031 umfassender Stromimporteur ist. Der Beitrag Italiens am positiven Redispatch wirkt somit den handelsbedingten Stromflüssen, die an der Grenze zu Italien auftreten, entgegen. Italien befindet sich nicht in der CORE-Region und nimmt nicht automatisch an dem grenzüberschreitenden Redispatch für DELU teil. Ein Zugriff auf in Italien liegende Kapazitäten erfordert somit eine Koordination der involvierten ÜNB. Dasselbe gilt bei einem Zugriff auf Kapazitäten in der Schweiz sowie Dänemark.

Zur Vermeidung der Anforderung von Kraftwerksleistung aus Italien könnte zwar auch auf Redispatchpotentiale in Österreich und der Schweiz in Form hydraulischer Anlagen zurückgegriffen werden, allerdings führt die Parametrierung der Strafkosten

(vgl. Abschnitt 2.6.5) dazu, dass diese nachrangig – bei fehlenden Alternativen – angefordert werden. Diese nachrangige Anforderung der hydraulischen Anlagen wird auch über eine Sensitivitätsrechnung (vgl. Abschnitt 4.5.6) adressiert. In der Praxis dürften sich somit Verschiebungen zwischen den Redispatchbeiträgen dieser Länder ergeben.

Abbildung 4.51 zeigt die analoge Auswertung der Redispatchvolumina für das Wetterjahr 2019.

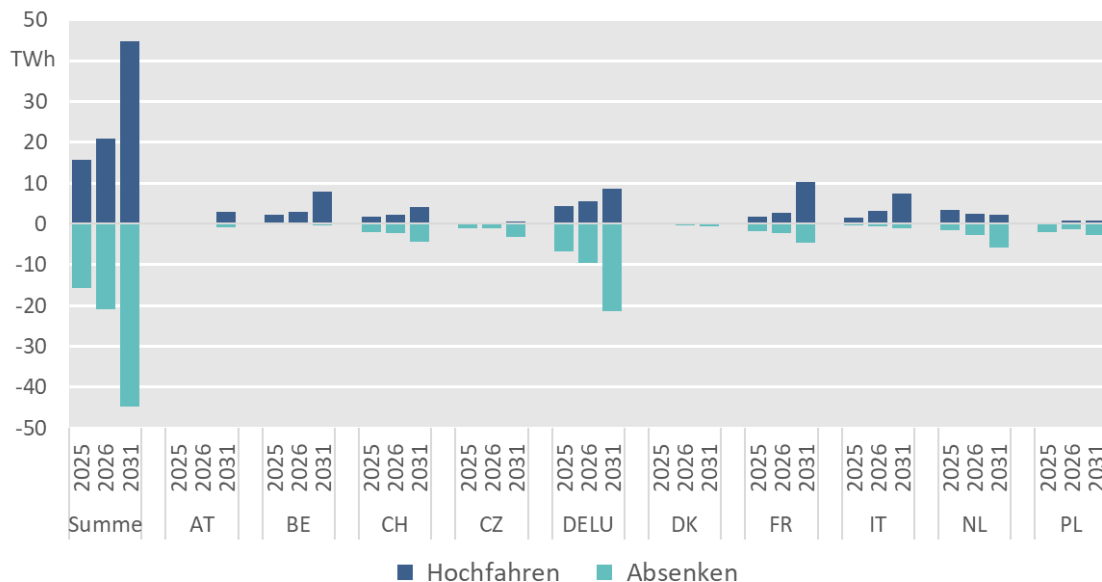


Abbildung 4.51: Redispatchvolumen in der Modellregion im Wetterjahr 2019

Obwohl sich im Detail zwischen den Wetterjahren Unterschiede hinsichtlich der Redispatchbeiträge der Länder ausmachen lassen, sind die Kernaussagen in beiden Wetterjahren identisch. Auch im Wetterjahr 2019 steigt das Redispatchvolumen über die Jahre kontinuierlich an und liegt mit 45 TWh in 2031 erneut auf einem sehr hohen Niveau. In den Jahren 2025 und 2026 ist der Redispatchbedarf zudem höher als im Wetterjahr 2012. Dies liegt vorrangig an der höheren Einspeisung aus Onshore-Windenergieanlagen, die die in Deutschland ausgeprägten Nord-Süd-Lastflüsse verstärken und Netzengpässe begünstigen. In allen Betrachtungsjahren werden in Deutschland vorrangig Erzeugungskapazitäten abgesenkt. Deutschland und Frankreich tragen jeweils den größten Anteil am Redispatchvolumen.

In Abbildung 4.52 ist für das Jahr 2031 die stündliche Stromhandelsbilanz von DELU dem Redispatchbedarf innerhalb der Modellregion gegenübergestellt.

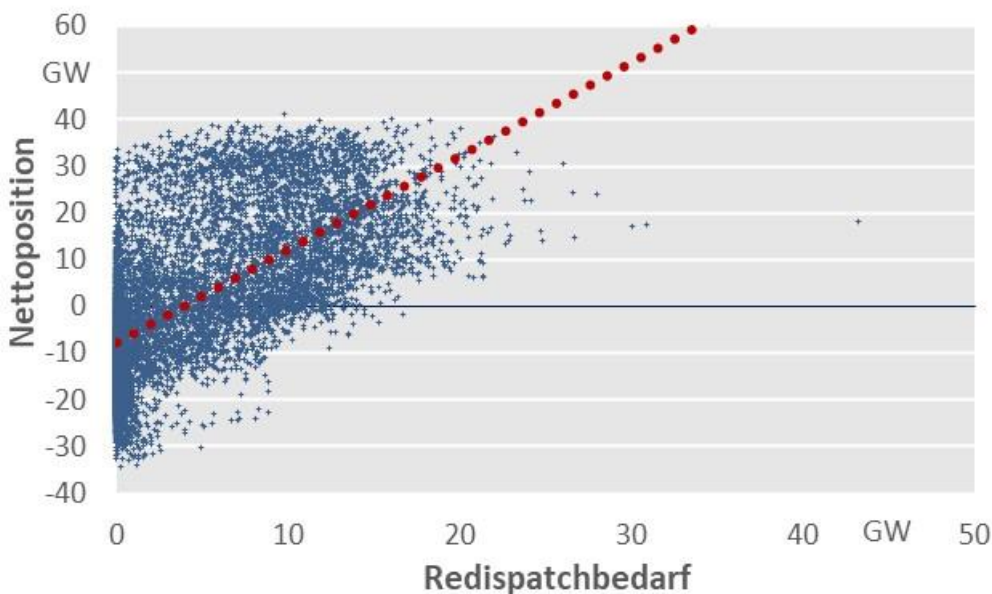


Abbildung 4.52: Gegenüberstellung der Nettoposition von DELU mit dem Redispatchbedarf in der Modellregion für 2031 im Wetterjahr 2012

Stunden mit hohem Redispatchbedarf treten insbesondere auf, wenn die Stromhandelsbilanzen positiv sind, DELU also Strom exportiert. Dies erklärt den gegenüber dem Wetterjahr 2012 leicht höheren Redispatchbedarf im Wetterjahr 2019, da die Häufigkeit und Höhe des Stromexports in diesem Wetterjahr höher sind. Wie bereits beschrieben, liegt dies vorrangig an der höheren Onshore-Windenergieeinspeisung.

Zum Vergleich ist in Abbildung 4.53 die analoge Auswertung für das Wetterjahr 2019 dargestellt.

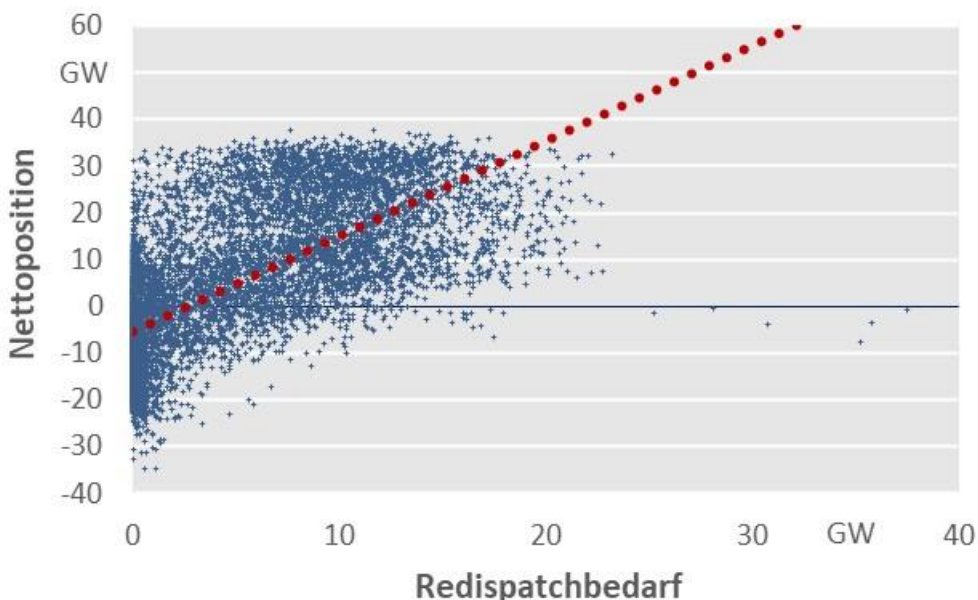


Abbildung 4.53: Gegenüberstellung der Nettoposition von DELU mit dem Redispatchbedarf in der Modellregion für 2031 im Wetterjahr 2019

In der Tendenz sind die Aussagen für das Wetterjahr 2019 übertragbar. Es ist aber ersichtlich, dass im Wetterjahr 2019 Situationen auftreten, in denen extreme stündliche Redispatchbedarfe bei leicht negativen Stromimporten auftreten, ein Zugriff auf die Potentiale der Stufe 2 aber

noch nicht notwendig ist. Würde man hingegen diese Potentiale als für die ÜNB grundsätzlich verfügbar annehmen, könnte der Redispatchbedarf in diesen Stunden deutlich gesenkt werden.

In Abbildung 4.54 sind die Dauerlinien der Redispatchbedarfe in der betrachteten Modellregion dargestellt.

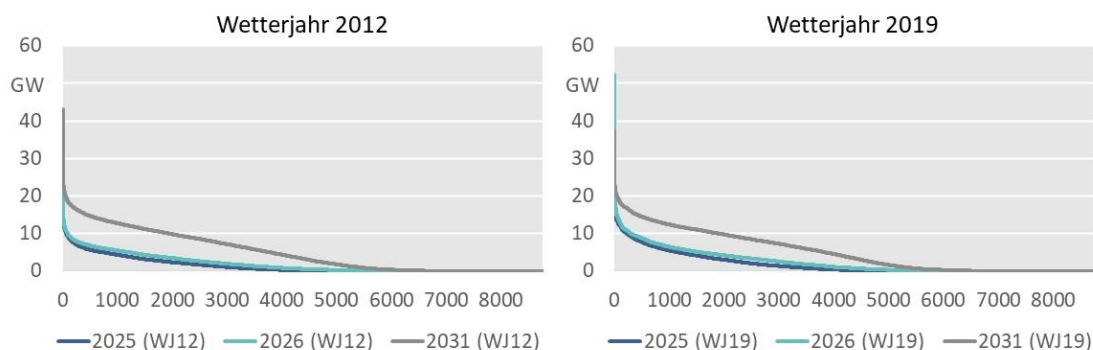


Abbildung 4.54: Dauerlinien der Redispatchbedarfe in der Modellregion im Wetterjahr 2012 und Wetterjahr 2019

In allen Simulationsjahren und beiden Wetterjahren treten vereinzelt sehr hohe Redispatchbedarfe auf. Würde man allerdings die flexiblen Verbraucher sowie die Netzersatzanlagen im Rahmen der Redispatchberechnungen als von den ÜNB ansteuerbar deklarieren, könnten die Engpässe in diesen Stunden deutlich effizienter beherrscht werden.

Im weit überwiegenden Teil der Stunden bewegt sich der Redispatchbedarf auf einem sehr geringen Niveau von wenigen Gigawatt. Selbst in 2031 können in beiden Wetterjahren die Netzengpässe in vielen Stunden mit ausschließlich non-costly Remedial Actions, also durch den Einsatz von PST, HGÜ-Verbindungen und Netzboosteranlagen, behoben werden. In solchen Fällen beträgt der Redispatchbedarf in der Modellregion trotz Vorliegens von Netzengpässen 0 GW. Dies ist insbesondere auf die bis 2031 erfolgte Inbetriebnahme zusätzlicher HGÜ-Verbindungen zurückzuführen. Systematische Unterschiede zwischen den Wetterjahren lassen sich nicht ausmachen. Es zeigt sich aber erneut der insgesamt steigende Redispatchbedarf bis 2031.

In Abbildung 4.55 sind die Redispatchbedarfe der beiden Wetterjahre am Beispiel für das Stützjahr 2031 dargestellt.

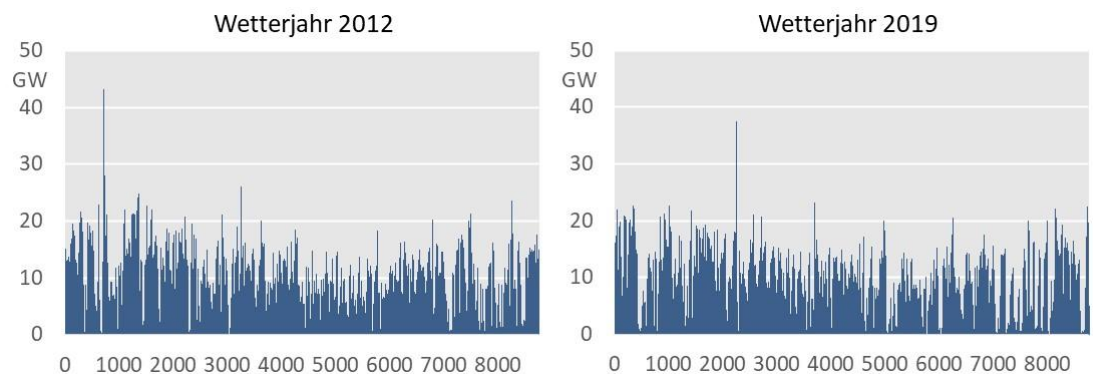


Abbildung 4.55: Jahresverlauf des Redispatchbedarfs in der Modellregion im Wetterjahr 2012 und Wetterjahr 2019

Beide Wetterjahre haben gemein, dass hoher Redispatchbedarf vorrangig in den Monaten November bis Februar und somit in tendenziell kalten Monaten auftritt. Dies lässt darauf schließen, dass die Netzsituation angespannt ist, wenn witterungsbedingt viele Wärmepumpen und somit auch viele Kraftwerke am Netz sind. Zudem ist die Windeinspeisung in diesen Monaten ebenfalls besonders hoch.

Redispatchvolumen innerhalb von DELU

Abbildung 4.56 schlüsselt die deutsch-luxemburgischen Redispatchvolumina auf die einzelnen Primärenergietechnologien auf.

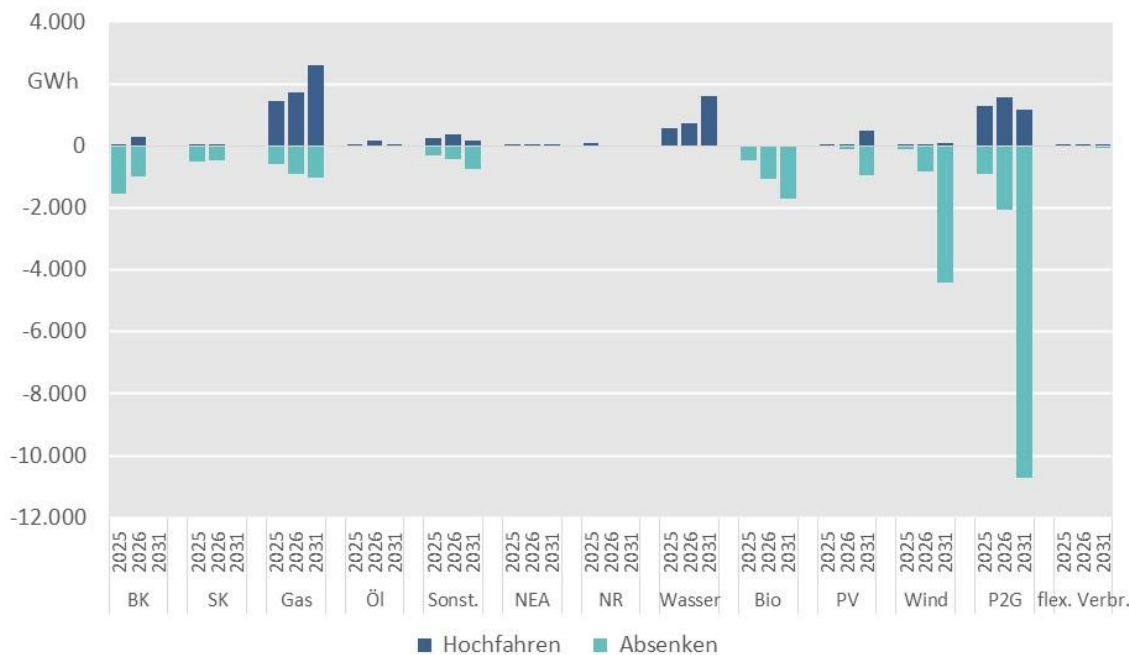


Abbildung 4.56: Redispatchvolumen in DELU je Primärenergieträger im Wetterjahr 2012

In Deutschland wird in allen Betrachtungsjahren fossile Erzeugung wie gasbefeuerte Anlagen, Braun- und Steinkohlekraftwerke und Sonstige (bspw. Müllverbrennungsanlagen) in den Redispatch einbezogen. Auf der Stromerzeugungsseite werden vorrangig Gaskraftwerke sowie hydraulische Anlagen angefordert. Der weit überwiegende Beitrag zum Redispatchvolumen stammt aus der Abregelung von Biomasse-, PV- und Windenergieanlagen, sowie aus dem Einsatz von P2G-Anlagen. Dabei wird weit überwiegend eine Erhöhung der P2G-Anlagen, also eine Erhöhung des Stromverbrauchs und der damit verbundenen Erzeugung vorgenommen. Insbesondere im Jahr 2031 werden die Anlagen gezielt genutzt, um in Situationen mit hoher Windeinspeisung den Stromverbrauch zu erhöhen und hierdurch die Abregelung von EE zu vermeiden. Die Auswirkungen dieses Verhaltens verstärken sich durch den deutlichen Anstieg der EE-Einspeisung sowie durch die Zunahme von P2G-Anlagen. Der notwendige energetische Ausgleich für die Stromverbrauchserhöhung erfolgt teilweise über Kraftwerke im Ausland. Wenn man die P2G-Anlagen hingegen nicht zur Vermeidung der EE-Abregelung einsetzen würde, müssten die EE-Anlagen direkt abgeregelt werden. Bei gleicher Sensitivität auf die Engpässe würde dies zum selben Zugriff auf ausländische Kapazitäten führen. Bei höherer Sensitivität würde hingegen der Redispatchbedarf in den entsprechenden Stunden abnehmen.

Der Einsatz der Netzreserveanlagen ist gemessen am gesamten Redispatchvolumen weitgehend vernachlässigbar. Auch die Beiträge der flexibilisierten Netzersatzanlagen und flexiblen Verbraucher sind sehr gering. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass auf diese Anlagen nur

dann zurückgegriffen wird, wenn die Engpässe nicht mit sonstigen Potentialen behoben werden können.

Trotz der umfangreichen Inanspruchnahme der P2G-Anlagen und auch des zwischenzeitlich erfolgenden Netzausbaus nimmt die Abregelung an EE über die Jahre kontinuierlich zu, liegt in den Jahren 2025 und 2026 aber unter dem heutigen Niveau (zum Vergleich: Die EE-Abregelung im Jahr 2020 lag bei etwa 6 TWh). Hierzu führt ein Bündel von Maßnahmen bzw. Rahmenbedingungen: In erster Linie sind hier der fortschreitende Netzausbau, die Stilllegung zentraler Kraftwerke bei Inbetriebnahme von P2G-Anlagen, Optimierungen im Netzbetrieb (Netzboosteranlagen und witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb), die Einbeziehung von KWK-Anlagen in den Redispatch sowie der gebotszonenübergreifende Redispatch zu nennen. Im Jahr 2031 übersteigt die Abregelung aus EE trotz dieser Maßnahmen mit etwa 7 TWh das heutige Niveau deutlich. Dies zeigt, dass der Netzausbau nicht mit dem Ausbau der EE Schritt halten kann und die oben beschriebenen Maßnahmen die EE-Abregelung zwar verringern, aber nicht verhindern kann. Es sei zudem an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass in den Berechnungen ausschließlich auf die Übertragungsnetzebene abgezielt wird und EE-Abregelung, die aufgrund von Engpässen auf den Verteilnetzebenen notwendig ist, nicht von den Analysen erfasst ist.

Abbildung 4.57 zeigt die analoge Auswertung für das Wetterjahr 2019.

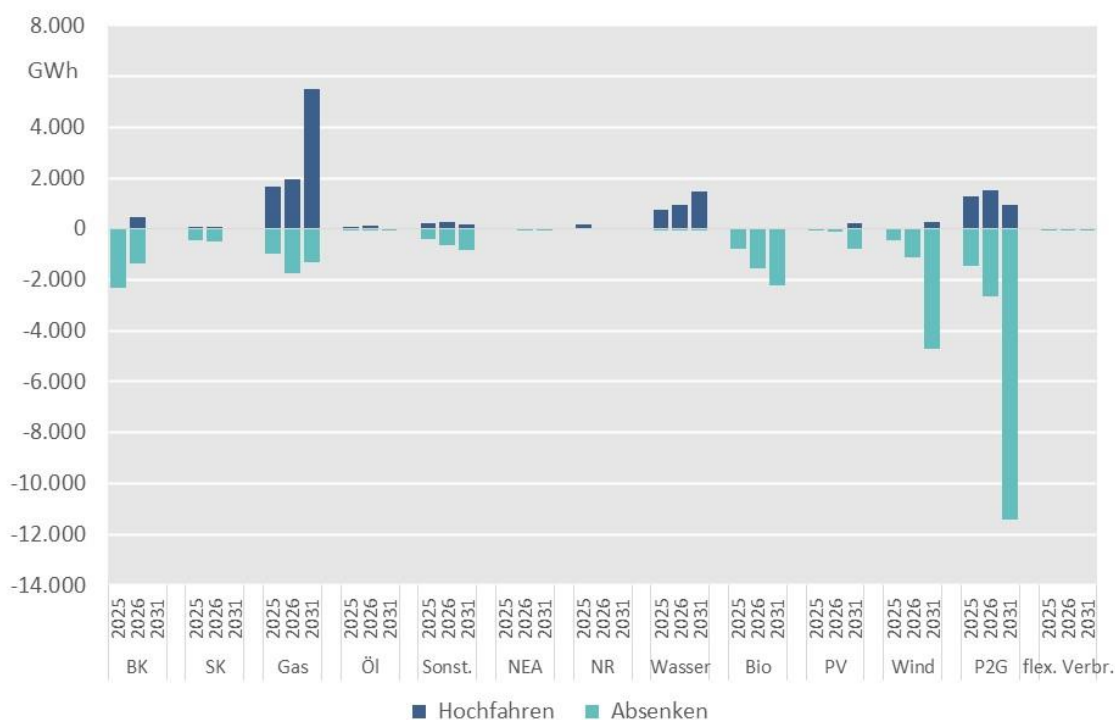


Abbildung 4.57: Redispatchvolumen in DELU je Primärenergieträger im Wetterjahr 2019

Erneut können die Kernaussagen für das Wetterjahr 2012 auf das Wetterjahr 2019 übertragen werden. Im Detail ist allerdings ersichtlich, dass die Abregelung aus EE im Wetterjahr 2019 gegenüber dem Wetterjahr 2012 höher ausfällt. Dies ist erneut auf die höhere Einspeisung der Onshore-Windenergieanlagen zurückzuführen.

4.5.6 Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Strafkosten

In den Analysen wird ein mengenoptimierten Redispatch unter Berücksichtigung von diversen Vorrang- und Nachrangregelungen angewendet. Um diese zu modellieren, werden auf die

variablen Kosten der zur Verfügung stehenden Redispatchpotentiale sogenannte Strafkosten aufgeschlagen.

Hinsichtlich der Parametrierung der Strafkosten wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Der Hintergrund zur Parametrierung ist in Abschnitt 2.6.5 hergeleitet. Für einen schnelleren Überblick sind in Tabelle 4.4 die Strafkosten für das Referenz- sowie für das Sensitivitätsszenario nochmals wiederholt.

	Technologie	Referenz		Sensitivität	
		Hochfahren [€/MWh]	Runterfahren [€/MWh]	Hochfahren [€/MWh]	Runterfahren [€/MWh]
Stufe 1	Marktkraftwerke	1.000	/	500	500
	P2G-Anlagen	1.000	/	500	500
	KWK-Anlagen	1.000	4.000	500	5.000
	Netzreserveanlagen	5.000	/	5.000	/
	PV / WEA	/	9.000	/	10.000
	Biomasse	9.000	9.000	500	10.000
	Hydraulische Anlagen	10.000	10.000	500	500
Stufe 2	Flex. Netzersatzanlagen	20.000	/	500	500
	Flex. Stromverbraucher	20.000	/	500	500

Tabelle 4.4: Parametrierung der Aufschläge in Form von Strafkosten auf die jeweiligen variablen Kosten der Technologien

Eine Veränderung der Strafkosten beeinflusst ausschließlich die Reihenfolge an Gegenmaßnahmen, die zur Beherrschung von Netzengpässen in konkreten Netznutzungsfällen gewählt werden. Demnach unterscheiden sich bei der Sensitivitätsanalyse weder die an das Übertragungsnetz gestellte Transportaufgabe noch die Ergebnisse der Netzsicherheitsuntersuchungen. Da in dem Sensitivitätsszenario zudem ausschließlich eine Veränderung der Strafkosten, nicht aber eine Veränderung der Zuordnung der Technologien zu den einzelnen Stufen vorgenommen wird, sind auch die Aussagen hinsichtlich der Versorgungssicherheit im Stromnetz identisch. Lediglich die Redispatchvolumina unterscheiden sich in den einzelnen Stunden.

In Abbildung 4.58 sind die Redispatchvolumina für den modellierten Betrachtungsbereich sowohl über alle Stützjahre als auch über die beiden Wetterjahre für beide untersuchten Parametrierungen der Strafkosten dargestellt.

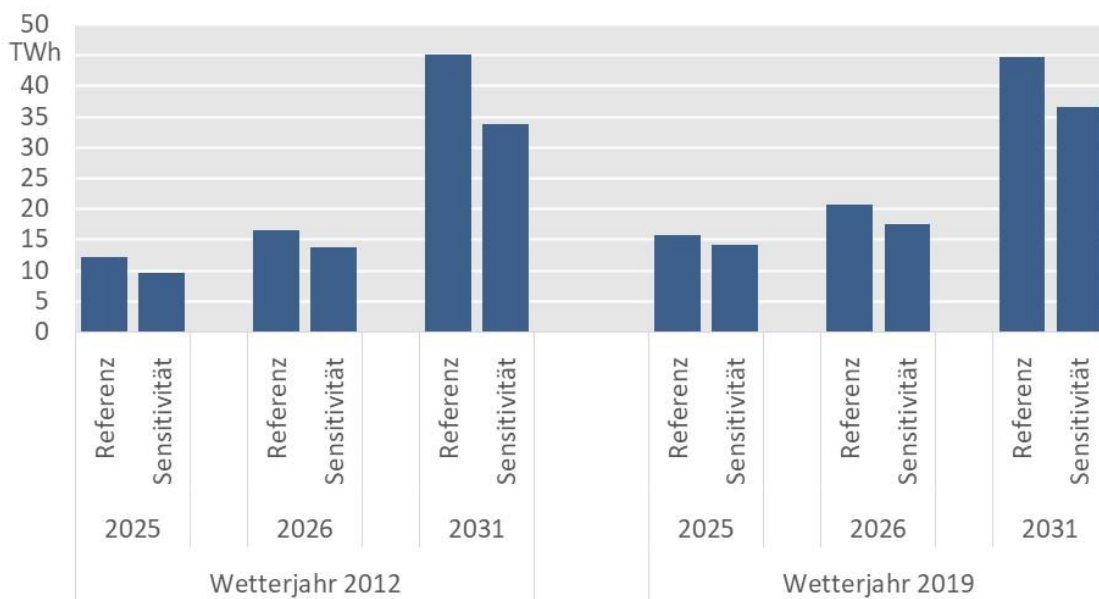


Abbildung 4.58: Vergleich der Redispatchvolumina bei Veränderung der Strafkosten

Es zeigt sich, dass die Anpassung der Strafkosten jeweils zu einer Verringerung der Redispatchvolumina führt. Die in der Sensitivität angepasste und im Vergleich zum Referenzszenario günstigere Parametrierung der hydraulischen Anlagen führt dazu, dass diese nun früher zur Behebung von Netzengpässen eingesetzt werden. Dies führt dazu, dass in Netznutzungsfällen, in denen diese Anlagen eine vergleichsweise hohe Sensitivität zu den Engpässen aufweisen, diese Engpässe effizienter behoben werden können. In der Folge nimmt das Redispatchvolumen in diesen Situationen ab. In den Berechnungen ist dieser Effekt insbesondere in Netznutzungsfällen stark ausgeprägt, in denen die in der Schweiz sowie Österreich liegenden hydraulischer Anlagen noch über freie Redispatchpotentiale verfügen und der Zugriff auf konventionelle Anlagen verringert werden kann. Dies ist in den Stützjahren 2031 in beiden Wetterjahren am stärksten ausgeprägt.

Abbildung 4.59 zeigt für das Wetterjahr 2012 die auf die einzelnen Länder aufgeschlüsselten Redispatchvolumina.

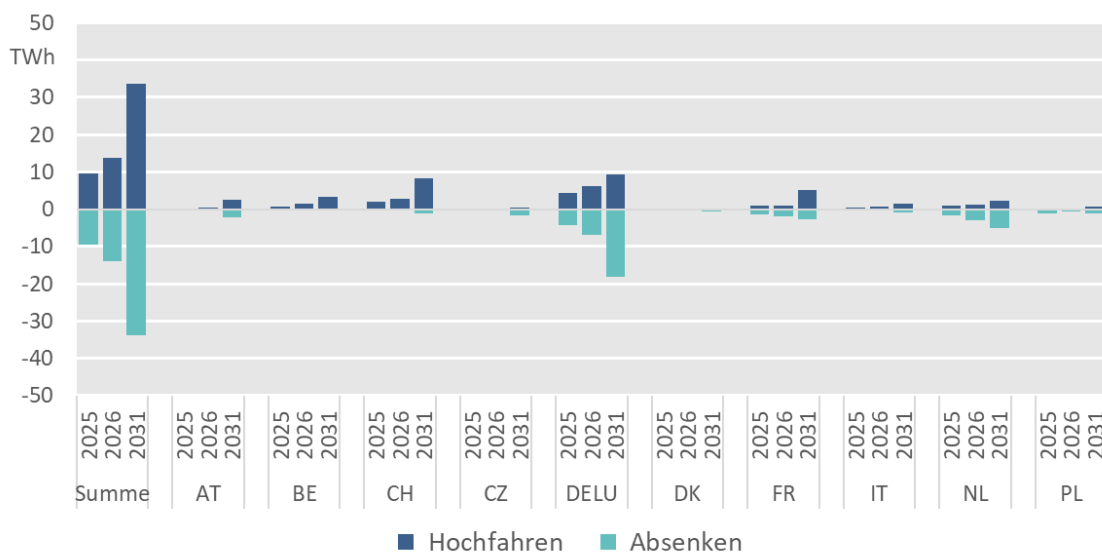


Abbildung 4.59: Redispatchvolumina in der Modellregion im Wetterjahr 2012 bei angepassten Strafkosten

Im Vergleich zur Referenz-Parametrierung (vgl. Abbildung 4.56) ist im Detail ersichtlich, dass in 2031 der Beitrag aus Österreich sowie der Schweiz aufgrund der Kraftwerkparks mit wesentlichen hydraulischen Anteilen zunimmt. In 2031 verdoppelt sich bspw. der aus der Schweiz angeforderte Redispatch auf über 8 TWh.

Im Gegenzug wird aus Italien weniger Leistung zum positiven Redispatch angefordert. In 2031 geht der positive Redispatchbeitrag von Italien deutlich auf 1,5 TWh und somit um fast 90 % zurück. In diesen Situationen wird durch den Einsatz der hydraulischen Anlagen die konventionelle Erzeugung in Italien verdrängt. Der grenzüberschreitende Redispatch wird durch den Zugriff auf die hydraulischen Anlagen somit deutlich effizienter. Die Unterschiede in den Bilanzen der sonstigen Länder sind demgegenüber geringer. Lediglich in DELU nimmt das positive Redispatchvolumen zu, da auch hier vermehrt hydraulische Anlagen zum Redispatch angefordert werden.

Entsprechende Aussagen sind auch für das Wetterjahr 2019, für das die analoge Auswertung in Abbildung 4.60 wiedergegeben ist, gültig.

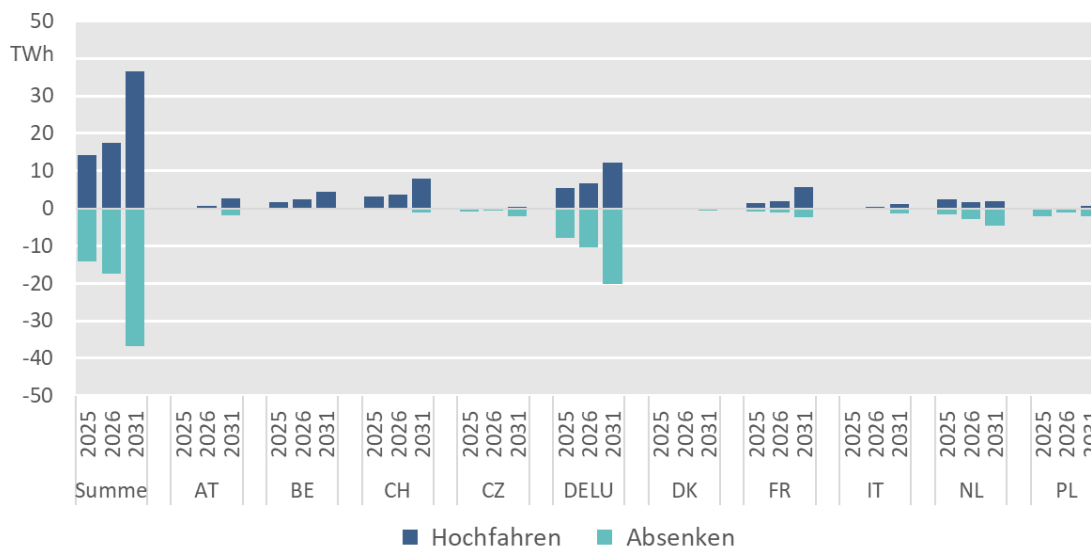


Abbildung 4.60: Redispatchvolumina in der Modellregion im Wetterjahr 2019 bei angepassten Strafkosten

Abbildung 4.61 schlüsselt die deutschen Redispatchvolumina auf die einzelnen Primärenergietechnologien auf.

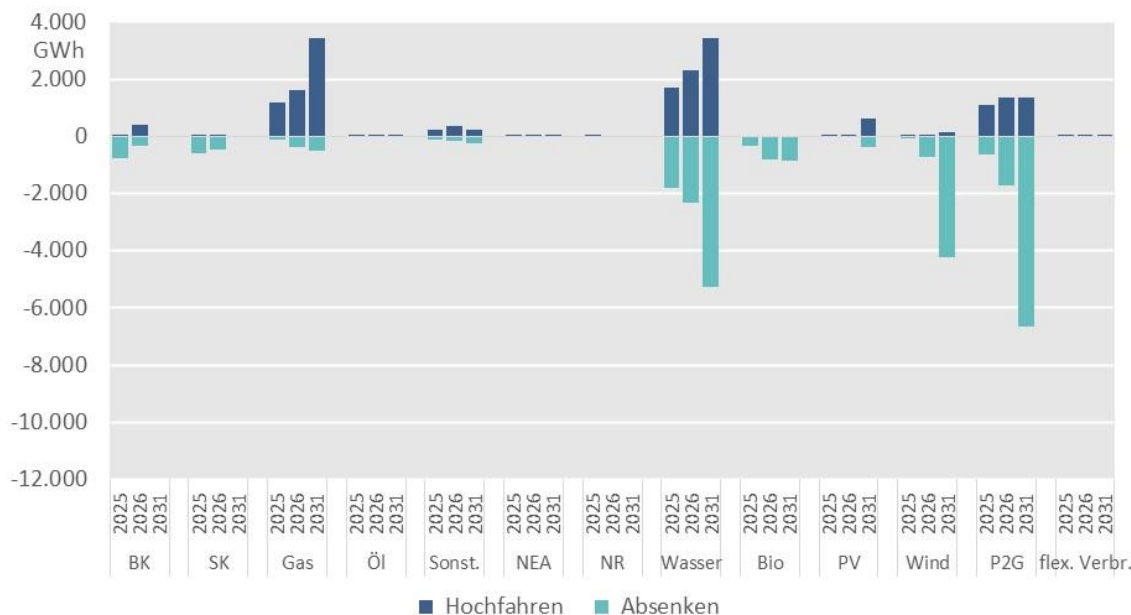


Abbildung 4.61: Redispatchvolumina in DELU je Primärenergieträger im Wetterjahr 2012 bei Anpassung der Strafkosten

In allen Stützjahren sind in DELU umfassende Redispatchbeiträge der hydraulischen Anlagen auszumachen. Während in der Referenzparametrierung die Anlagen vorrangig eingesetzt werden, um die Leistungsbilanz im System zu erhöhen (höhere Turbinenleistung, geringere Pumpleistung), werden in der Sensitivität darüber hinaus auch umfassend Leistung von den hydraulischen Anlagen aufgenommen (Verringerung Turbinenleistung, Erhöhung Pumpleistung). Der Umfang des Einsatzes der hydraulischen Anlagen nimmt über die Jahre stetig zu.

Gleichzeitig ist ersichtlich, dass die Redispatchbeiträge der Technologien, die in der Referenzparametrierung hohe Strafkosten haben und somit nachrangig angefordert werden, deutlich zurückgehen. Hierzu zählen sowohl die Netzreserveanlagen als auch die Abregelung erneuerbarer Energien. Hierdurch wird erneut deutlich, dass durch den Zugriff auf die hydraulischen Anlagen (neben den dt. auch die ausländischen) Engpässe deutlich effizienter behoben werden können. Ein vollständiger Verzicht auf Netzreserveanlagen (in 2025) bzw. auf die Abregelung von EE ist hingegen nicht möglich.

Abbildung 4.62 zeigt die analoge Auswertung für das Wetterjahr 2019.

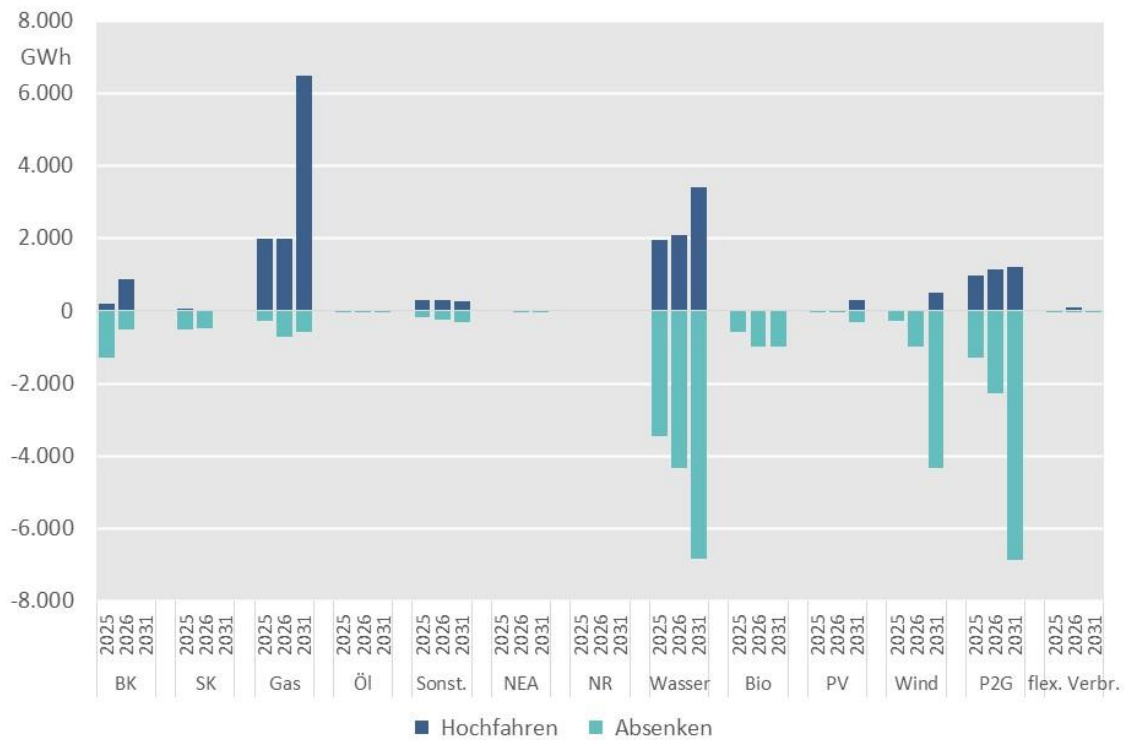


Abbildung 4.62: Redispachvolumina in DELU je Primärenergieträger im Wetterjahr 2019 bei Anpassung der Strafkosten

Die für das Wetterjahr 2012 hergeleiteten Zusammenhänge gelten auch für das Wetterjahr 2019. Insgesamt unterscheiden sich die Redispachvolumen nur geringfügig. Erneut ist allerdings der bereits beschriebene Effekt der im Vergleich zum Wetterjahr 2012 deutlich höheren Windenergieeinspeisung ersichtlich, die sich in einer höheren Abregelung an EE sowie einem gesteigerten Einsatz der P2G-Anlagen äußert.

Abbildung 4.63 listet die Redispachvolumina der Netzreserveanlagen bei Anpassung der Strafkosten für beide Wetterjahre auf (Betrachtungsjahr 2025).

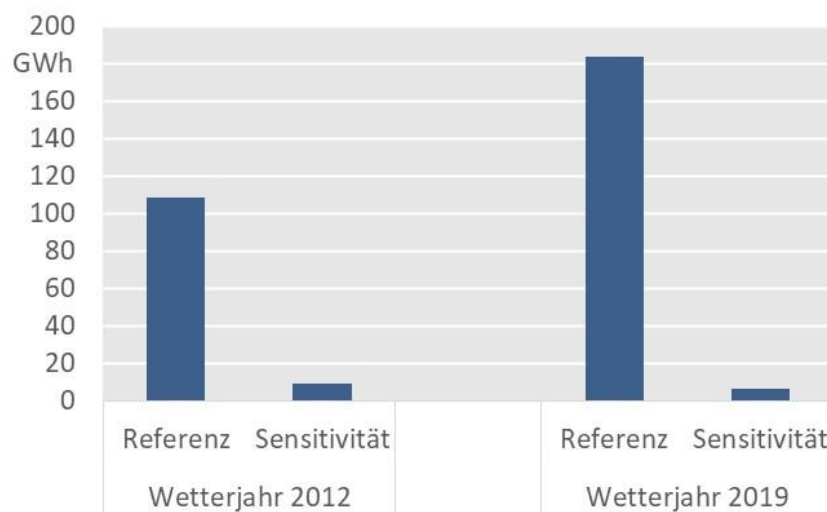


Abbildung 4.63: Vergleich der Redispachvolumina der Netzreserveanlagen hinsichtlich der Parametrierung der Strafkosten

Der Effekt, dass durch den Zugriff auf hydraulische Anlagen im In- und Ausland die Engpässe deutlich effizienter behoben werden können und infolgedessen die Redispatchbeiträge der Netzreserveanlagen deutlich zurückgehen, ist in beiden Szenarien stark ausgeprägt.

Abbildung 4.64 vergleicht die in DELU umgesetzte Abregelung von Biomasse-, PV- und Windenergieanlagen.

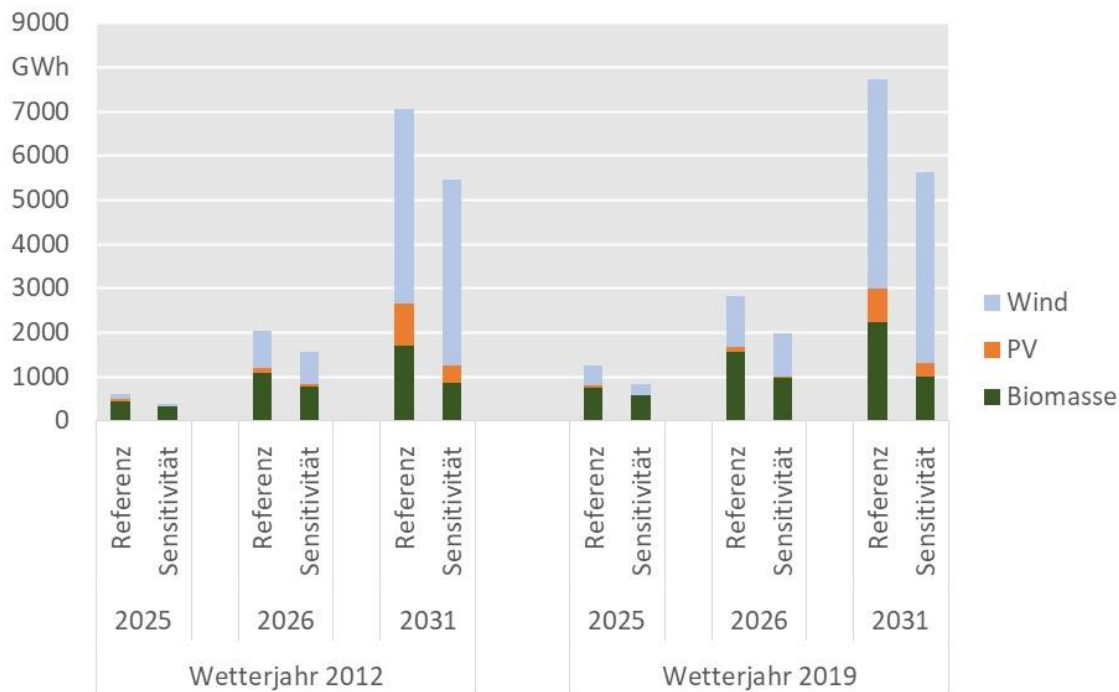


Abbildung 4.64: Vergleich der EE-Abregelung in DELU hinsichtlich der Parametrierungen der Strafkosten

Es ist ersichtlich, dass in der Sensitivätsbetrachtung die Abregelung von EE in allen Betrachtungsjahren zwar insgesamt zurückgeht, dennoch weiterhin Netznutzungsfälle auftreten, in denen eine Abregelung nicht vollständig vermieden werden kann und auch im nennenswerten Umfang notwendig ist.

Ein Überblick über alle wesentlichen Ergebniskennzahlen zur Versorgungssicherheit im Stromnetz findet sich tabellarisch dargestellt in Anhang D.

5 Einordnung der Ergebnisse

Das Energiewirtschaftsgesetz sieht in § 51 vor, dass zur Prüfung der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten und deren Auswirkungen auf das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland als Teil des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes fortlaufend ein Monitoring der Versorgungssicherheit durchgeführt wird. Das vorliegende Gutachten soll als Grundlage für den entsprechenden Monitoringbericht der BNetzA dienen. Es adressiert dabei inhaltlich drei wesentliche, aufeinander aufbauende Kernaspekte. Ausgehend von der Definition eines Szenariorahmens für den Zeitraum ab dem Jahr 2022 bis zum Jahr 2031 und für die Akteursanalyse (vgl. Abschnitt 2.4) darüber hinaus auch bis 2050 wird ein Pfad der dynamischen Entwicklungen der Kapazitäten an den europäischen Strommärkten simuliert. Diese dienen als Eingangsdaten für eine Berechnung der gesetzlich vorgeschriebenen probabilistischen, also erwartungswertbasierten Indikatoren zur Versorgungssicherheit am deutschen Strommarkt als Teil des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes („Resource Adequacy“). Abschließend erfolgt eine darauf aufbauende Simulation von Kraftwerkseinsätzen unter Berücksichtigung des Flow-based Market Coupling am Strommarkt und die Überführung in eine Netzbetriebs- und Redispatchsimulation zur Beurteilung der Versorgungssicherheit mit Bezug auf die Netze („Transmission Adequacy“).

Die Analysen zur Versorgungssicherheit umfassen dabei gemäß den gesetzlichen Vorgaben den Zeitraum der nächsten 10 Jahre. Auch die methodische Vorgehensweise ist durch die gesetzlichen Rahmenbedingungen und die daraus resultierenden Anforderungen auf europäischer Ebene determiniert. Daher sind die genutzten Modelle grundsätzlich so angelegt, dass sie die Marktregeln und die dadurch hervorgerufenen Investitionsanreize in neue Anlagen (Erzeugungsanlagen und flexibilisierbare Nachfrage), insbesondere im Falle von Knappheit, abbilden und ein rationales Verhalten der Akteure unterstellen. Angesichts der im Modell abgebildeten marktlichen Anreize für Versorger und Verbraucher ist tendenziell zu erwarten, dass die Versorgungssicherheitsindikatoren im unkritischen Bereich liegen, da das Strommarktdesign ein sogenanntes Free-Riding bzgl. der Nachfragedeckung nicht erlaubt und durch das Ausgleichsenergie- und Bilanzkreissystem starke wirtschaftliche Anreize zur Vermeidung ungedeckter Nachfragen setzt. Insbesondere am Ende des Betrachtungshorizonts ist eine Einschätzung der Entwicklung der Versorgungssicherheit allein auf Basis der Ergebnisse des Gutachtens nicht möglich. Eine solche Einschätzung erfordert viel mehr ergänzend, den im Gutachten aufgezeigten Entwicklungspfad im Hinblick auf seine Plausibilität und Realisierbarkeit einzuschätzen und zu analysieren. Solche Einschätzungen dürfen auch nicht lediglich einmalig erfolgen, sondern müssen im tatsächlichen Verlauf anschließend, ggf. unter Hinzuziehung neuer Informationen, überwacht werden.

Die Analysen in diesem Gutachten treffen deshalb keine definitive Aussage zur Entwicklung der Versorgungssicherheit bis 2031. Dies ist angesichts der zwischenzeitlich denkbaren Entwicklungen und Veränderungen der politischen, ökonomischen und sonstigen Rahmenbedingungen auch nicht möglich, wie auch die seit dem ersten Halbjahr 2022 sehr dynamische Entwicklung an den Energiemärkten zeigt. Vielmehr erfolgt eine Prüfung, ob unter den heute geltenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Investitionen in Stromerzeugungsanlagen und anderen Flexibilitätsoptionen und deren Betrieb eine sichere Versorgung mit Strom grundsätzlich möglich erscheint und wie ein dafür geeignetes System aussehen könnte.

Bei der Interpretation der Kenngrößen ist zu beachten, dass es sich gemäß den gesetzlichen Vorgaben um Erwartungswerte handelt. Zudem ist ein LOLE größer null nicht mit unfreiwilligen

Abschaltungen und/oder einem großflächigen Zusammenbruch der Stromversorgung im Sinne eines Blackouts zu verwechseln. Vielmehr werden Situationen erfasst, in denen am Strommarkt keine freie Leistung verbleibt und ein entsprechender Anteil der Nachfrage marktlich nicht gedeckt werden kann. Für eine solche Situation wird die Kapazitätsreserve als Notmaßnahme vorgehalten.

Zusätzlich ist eine Unterscheidung zu treffen zwischen der bedarfsgerechten Versorgung mit Strom durch den Markt und der Absicherung von Extrem- oder Risikosituationen. Extrem- oder Risikosituationen können nicht oder nur schwierig mit Wahrscheinlichkeiten belegt werden. Insofern wäre nicht zu erwarten, dass der Markt hierfür, auch aufgrund unsicherer Rentabilität, Vorsorge treffen kann und trifft. Die heutige gültige Strommarktregulierung unterscheidet deshalb bereits konsequent zwischen dem Monitoring einer bedarfsgerechten Versorgung mit elektrischer Energie über die Mechanismen des Strommarkts („Resource Adequacy“) auf der einen und der Risikovorsorge einschließlich der Ausgestaltung von Risikoplänen für Versorgungskrisen („Risk Preparedness“) auf der anderen Seite. Von diesen beiden Aspekten beschäftigt sich dieses Gutachten ausschließlich mit der Bewertung der Resource Adequacy. Insbesondere die Risikovorsorge ist eine genuin staatliche Aufgabe. Auch Versorgungssicherheitsrisiken in der Brennstoffversorgung liegen außerhalb des Betrachtungsfelds dieses Gutachtens, so dass etwaige Versorgungssicherheitsrisiken durch den Ausfall von Gaslieferungen, wie sie gegenwärtig bei Lieferungen aus Russland auftreten ebenso wenig untersucht werden, die die Auswirkung möglicher Auswirkungen von Niedrigwasser auf die Logistikketten im Kohle- und Ölbereich.

Die Analyseergebnisse zeigen, dass die Versorgungssicherheit am Strommarkt in Deutschland hoch ist. Die Versorgungssicherheit bleibt im hier betrachteten modellbasierten Szenario bis zum Jahr 2031 sehr hoch. Dabei wurden im Gutachten auch aus Akteurssicht wirtschaftlich darstellbare Entwicklungspfade ermittelt, in denen die Kenngröße LOLE in allen Betrachtungsjahren insbesondere in DELU weit unterhalb des Zuverlässigkeitsstandards, in der Regel bei 0 h/a liegt.

In den Ergebnissen werden jedoch einzelne Aspekte deutlich, die einer abschließenden kritischen Würdigung bedürfen. Diese werden in der nachfolgenden Auflistung diskutiert:

- Vor dem Hintergrund des russisch-ukrainischen Krieges ergeben sich nicht nur deutlich erhöhte Großhandelspreise für fossiles Erdgas, sondern es ist auch die Sorge vor einer Gasknappheit entstanden. In den Untersuchungen sind zwar die zum Stand der Gutachtenerstellung absehbaren Effekte auf die Preise abgebildet, eine Begrenzung der zur Verstromung zur Verfügung stehenden Erdgasmengen erfolgt jedoch nicht. Hiermit wird insbesondere der Abgrenzung des Untersuchungsauftrages vom Themenkomplex der Risikovorsorge Rechnung getragen, welche explizit nicht Bestandteil des Gutachtens ist. Zudem ist aktuell nicht erkennbar, ob und wie sich eine Gasknappheit auf die Stromversorgung auswirken würde. Insbesondere ist keinesfalls ausgeschlossen, dass die Gasversorgung zumindest von systemrelevanten Gaskraftwerken auch bei einer physischen Knappheit sichergestellt werden kann.
- Während die Versorgungssicherheit am Strommarkt aufgrund historisch bedingter Entwicklungen des Anlagenparks heute noch im Wesentlichen durch Anlagen in Deutschland gewährleistet werden kann, zeigen die betrachteten Szenarien eine Entwicklung hin zu einer grenzüberschreitenden Gewährleistung von Versorgungssicherheit im europäischen Strombinnenmarkt auf. Deutschland wird dabei – wie andere Länder auch – zeitweise auf Stromimporte angewiesen sein, um die Nachfrage am Strommarkt decken

zu können. Die konkrete Situation hängt hier sehr deutlich vom jeweiligen Dargebot der erneuerbaren Energien ab, was die unterschiedlichen Ex-/Importsalden für die unterschiedlichen Wetterjahre verdeutlichen (Abbildung 4.22). In den berechneten Szenarien ist sichergestellt, dass die entsprechenden Erzeugungskapazitäten im europäischen Ausland zur Bedienung dieser Importe im entsprechenden Wetterjahr auch zur Verfügung stehen, weil auch deren Nichtverfügbarkeiten sowie der Strombedarf im Ausland detailliert abgebildet wurden. Die wechselseitigen Ausgleichseffekte können ausgenutzt werden, weil z. B. Höchstlasten über Europa hinweg nicht gleichzeitig auftreten oder die Verfügbarkeit erneuerbarer Energieträger sich regional unterscheidet.

Eine europäische Perspektive auf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit ermöglicht somit Effizienzgewinne, die aus internationaler Kooperation an den europäischen Strommärkten resultieren. Deren Erschließung ist politisch auf deutscher und auf EU-Ebene gewünscht und ökonomisch sinnvoll. Grundlage dafür ist die Anwendung der gemeinsamen Regularien des Binnenmarktes auch in Knappheitssituation, die das europäische Recht im Grundsatz vorgibt. Mit Blick auf die dennoch erkennbaren Befürchtungen, in Knappheitssituationen könne es zu einer nationalen Abschottung einzelner Märkte kommen, erscheint es angezeigt, im Rahmen des künftigen, regelmäßigen Monitorings die Entwicklungen und politische Entscheidungen im Ausland detailliert zu beobachten. Gleichzeitig sollte in der europäischen Debatte die gemeinsame europäische Verantwortung für Versorgungssicherheit und die daraus resultierenden Synergiepotentiale für alle Mitgliedsstaaten gestärkt werden.

- Insbesondere in den Jahren 2025 und 2028 kommt es zu einem erheblichen Zubau von gasbefeuerten Stromerzeugungskapazitäten im gesamten Betrachtungsgebiet, aber insbesondere auch der Gebotszone DELU, der notwendig ist, um unter Gewährleistung von Versorgungssicherheit am Strommarkt den rapiden Ausstieg aus der Kohleverstromung bei gleichzeitigem Einstieg in die verstärkte Stromanwendung im Wärme- und Mobilitätssektor zu ermöglichen. Der Zubau ist kostenminimal, insofern sollten sich entsprechend der Marktpreistheorie entsprechende Preisaufschläge in den Märkten bilden, dass diese Investitionen auch ausreichende Deckungsbeiträge erzielen können. Dies ist jedoch nicht sicher, so dass die Realisierung zumindest eines Teils dieser Investitionen mit einem erhöhten Risiko verbunden ist, das im Rahmen der Akteursanalyse untersucht wird. Gleichzeitig wird in den nachfolgenden Analysen zur Versorgungssicherheit untersucht, wie sich die entsprechenden Kennzahlen verändern würden, wenn diese Kapazitäten nicht investiert würden. Da davon ausgegangen werden muss, dass zumindest die wichtigen neuen GuD-Anlagen im Kontext der Stilllegung von Kohlekapazitäten mit Wärmeauskopplung als KWK-Anlagen gebaut würden, besteht jedoch eine erhebliche Erwartung, dass diese schon aus Gründen der Wärmeerzeugung realisiert werden. Hier sollte im Zuge möglicherweise mittelfristig anstehender Stilllegung von Kohlekapazitäten beobachtet werden, in welchem Umfang dieser KWK-Ersatz auch tatsächlich stattfindet. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen scheinen nach aktuellem Kenntnisstand insbesondere durch Regelungen zum Kohleersatzbonus nach § 7c KWKG gegeben, wenn die Gas- und Kohlepreise wieder auf das langjährig stabile niedrige Vorkrisenniveau zurückkehren sollten.
- Der Anstieg der Stromnachfrage wird wesentlich durch die Dekarbonisierung in den Bereichen Wärme und Verkehr getrieben, in denen heute fossile Endenergieträger eingesetzt werden. Dabei wird unterstellt, dass nicht nur die Stromnachfrage aus diesen neuen Anwendungen steigt, sondern diese neuen Nachfrager gleichzeitig auch Flexibilität am Markt zur Verfügung stellen. Dabei muss im Zuge des fortlaufenden Monitorings in

besonderem Maße beobachtet werden, ob diese Flexibilitäten dem Markt auch tatsächlich zur Verfügung gestellt werden oder nur die zusätzliche Nachfrage entsteht. Aus der Perspektive der ökonomischen Effizienz erscheint die umfassende Erschließung dieser Flexibilitäten grundsätzlich sinnvoll. Dies ist im Szenario daher entsprechend unterstellt.

- Aufgrund des Optimierungsansatzes im Rahmen der Modelle zur Untersuchung der dynamischen Entwicklungen am EU-Strommarkt ist zu vermuten, dass die Dynamik überschätzt wird, mit denen die Umbrüche, also Zu- bzw. Rückbauten von Kraftwerken, stattfinden.
- Die Geschwindigkeit der modellierten Transformationsprozesse ist daher erheblich und kann Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben. Angesichts unterschiedlicher Vorlaufzeiten für die Stilllegung bestehender und Errichtung und Inbetriebnahme neuer Erzeugungseinheiten sowie noch bestehender Hemmnisse für die Erschließung von Lastflexibilität, erhöht eine sehr schnelle Transformation das Risiko von Koordinationsdefiziten zwischen den verschiedenen auf Basis individueller Kalküle am Strommarkt tätigen Akteuren. Hierdurch könnte es zumindest temporär zu einer angespannteren Versorgungssicherheitslage kommen, als dies die Modellrechnungen zeigen. Die Kapazitätsreserve in Deutschland dient u. a. zur Abfederung derartiger Koordinationsdefizite, wobei die Dimensionierung vor dem Hintergrund der erwarteten Entwicklungen zu prüfen wäre. Mit Blick auf den sich in den Modellrechnungen ab Mitte der Dekade abzeichnenden Investitionsbedarf scheint zusätzlich auch ein gezieltes Monitoring sinnvoll, ob benötigte Investitionen tatsächlich eingeleitet werden. Ein solches Monitoring sollte Wechselwirkungen mit Stilllegungen im In- und Ausland einschließen.
- Für das gewählte Szenario wurde ein bestimmter Pfad der Entwicklung von Brennstoff- und CO₂-Preisen sowie Emissionszielen und dem Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Nachfrageentwicklung unterstellt. Im Hinblick auf die sehr dynamischen und erheblichen Veränderungen von Brennstoffpreiseniveaus in Folge des Ukrainekriegs seit dem ersten Quartal 2022 wurden keine weiteren Szenariovarianten untersucht. Deutlich veränderte Annahmen der Rahmenbedingungen können hier aber zu veränderten Entwicklungen insbesondere im Bereich der Erzeugungsanlagen führen. Aufgrund der eingesetzten Methodik der dynamischen Entwicklung der Anlagenparks ist jedoch davon auszugehen, dass auch für diese veränderten Annahmen ein Anlagenpark entstehen würde, der zumindest hinsichtlich der Ressource Adequacy (RA) ähnliche Ergebnisse erreicht.

Bei der Bewertung der Versorgungssicherheit im Stromnetz können bei Ausnutzung aller zur Verfügung stehenden Redispatchpotentiale alle (n-1)-Befunde behoben werden, so dass nach Redispatch in allen Stunden ein engpassfreies Netz vorliegt. Entsprechend liegen keine Transmission Adequacy Concerns vor, die ein Indikator für Beeinträchtigungen bei der Versorgungssicherheit im Stromnetz wären. Diese Aussage gilt für alle untersuchten Stützjahre.

Eine Intensivierung des gebotszonenübergreifenden Stromhandels und damit verbunden neue bzw. verstärkte Austauschmuster führen zu neuen Situationen im Engpassmanagement. Gleichzeitig bleiben alte Muster, wie der hohe Nord-Süd-Transportbedarf im Übertragungsnetz, bestehen.

Zur Beherrschung der Stromnetzengpässe wird seitens der Übertragungsnetzbetreiber ein Zugriff auf unterschiedliche Flexibilitäten notwendig sein. Die Flexibilitäten können die Effizienz des Engpassmanagements erhöhen. Teilweise verursacht der rein marktgetriebene Einsatz dieser Flexibilitäten neue Engpässe, so dass die Übertragungsnetzbetreiber gegensteuern

müssen. Hierzu zählt auch ein Zugriff auf Flexibilitäten, die heute in dieser Form noch nicht beim Engpassmanagement berücksichtigt werden.

Zwar führt das Netzengpassmanagement in allen durchgeführten Untersuchungen zu einem vollständig engpassfreien Netz, mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Stromnetz stellen die Gutachter dennoch folgende Aspekte heraus:

- Die Übertragungsnetzbetreiber müssen sich im Zuge von Kraftwerksstilllegungen in Deutschland und einem möglichen Fuel-Switch von Kohle zu Gas auch auf neue Austauschmuster und die daraus resultierenden veränderten Situationen in Netzbetrieb- und Planung einstellen. Herauszuheben sind hier Situationen, in denen Deutschland hohe Strommengen importiert bzw. importieren muss.
- Die Interaktion mit dem Ausland gerät (analog zu den Erkenntnissen der Versorgungssicherheit im Strommarkt) auch beim Engpassmanagement in den Fokus. Die konsequente Umsetzung eines länderübergreifenden Engpassmanagements (Cross-Border Redispatch) und ggfs. europäisch koordinierte Netzsicherheitsanalysen erscheinen erforderlich.
- Zur Beherrschung der Stromnetzengpässe wird ein Zugriff auf weitere Flexibilitäten im Redispatch erforderlich werden. Dies umfasst die Potentiale der flexibilisierten Netzersatzanlagen und der flexiblen Verbraucher. Insbesondere letztere können zukünftig auch als Verursacher von Netzengpässen auftreten. Die Potentiale dieser Flexibilitäten sind zügig zum Netzengpassmanagement zu erschließen. Gleichzeitig gilt es, entsprechende Prozesse für einen diskriminierungsfreien Zugriff zu etablieren. Zwar wird in diesem Gutachten ausschließlich auf die Übertragungsebene abgestellt, allerdings dürfte sich auch auf der Verteilnetzebene für die Netzbetreiber ein ähnliches Bild darstellen, so dass netzebenenübergreifende Prozesse entwickelt werden sollten.
- Ein verzögerter Netzausbau würde die Situation deutlich verschärfen. Gerade vor Inbetriebnahme der innerdt. HGÜ-Korridore treten Situationen mit hohen Netzbelastungen auf. Um dies zu vermeiden, ist weiterhin ein konsequentes Vorantreiben und Monitoring des Netzausbaus und des Ausbaus von Anlagen zur Stromerzeugung erforderlich. Zudem ist ersichtlich, dass der aktuell von den Übertragungsnetzbetreibern anvisierte und von der BNetzA bestätigte Netzausbau nicht in der Lage sein wird, mit den ambitionierten Klimazielen und den daraus hervorgehenden absehbaren Änderungen des Energiesystems Schritt zu halten. Selbst bei Inbetriebnahme geplanter HGÜ-Leitungen, flächendeckendem Einsatz von witterungsabhängigen Freileitungsmonitoring sowie intensiviertem Cross-Border Redispatch nehmen die notwendigen Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Stromnetz massiv zu. Die Netzausbaupläne sollten mit Blick auf die Entwicklungen im Energiesystem überarbeitet werden.

Abschließend möchten die Gutachter darauf hinweisen, dass es sich bei den dargestellten Untersuchungsergebnissen nicht um jahresscharfe Prognosen handelt. Kurzfristige Veränderungen der Rahmenbedingungen, wie aktuell zum Beispiel an der Entwicklung der Gaspreise zu sehen, können einen erheblichen Einfluss auf die Aussagen des Gutachtens haben, nicht alle möglichen Entwicklungen können durch Szenarien abgedeckt werden. Insbesondere die Entwicklungen der installierten Stromerzeugungskapazitäten stellen in erster Linie einen plausiblen und zu den Annahmen passenden Pfad der Entwicklungen dar. Einzelne Effekte, zum Beispiel veränderte politische oder wirtschaftliche Rahmenbedingungen, können eine Verlagerung der Standorte von Neuinvestitionen in andere Gebotszonen oder Investitionen in andere Technologien zur Folge haben. Die Bewertung der Versorgungssicherheit muss deshalb

kontinuierlich aktualisiert werden, um Veränderungen der Rahmenbedingungen oder bekannte Entscheidungen von Marktakteuren zu reflektieren. Das macht ein regelmäßiges Monitoring, wie es in § 51 EnWG angelegt ist, unter Einbezug aktueller Entwicklungen erforderlich.

6 Literaturverzeichnis

- [1] Amtsblatt der Europäischen Union, *Verordnung (EU) 2019/943 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt*, 2019.
- [2] ACER, *ACER Decision on the ERAA methodology: Annex I: Methodology for the European resource adequacy assessment in accordance with Article 23 of Regulation (EU) 2019/943*, 2020.
- [3] *Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 18. Mai 2021 (BGBl. I S. 1122) geändert worden ist*, 2021.
- [4] Amtsblatt der Europäischen Union, *EU) 2019/941 des europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG*, 2019.
- [5] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Consentec GmbH, *Fraunhofer-Institut für SLangfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3*, Karlsruhe, 2021.
- [6] K. Hufendiek, „Der OTC-Handel,“ in *Handbuch Energiehandel*, Berlin, Ernst Schmidt Verlag, 2021, pp. S. 8-22.
- [7] W. S. Jevons, *The Theory of Political Economy*, London: McMillan, 1871.
- [8] C. Müller, „Grenzkosten und Nachhaltigkeit des Kraftwerksbetriebs,“ *ET Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 57. Jg, Nr. Heft 5, p. S. 26 ff, 2007.
- [9] P. L. Joskow, „Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity,“ MIT, Cambridge (MA), 2006.
- [10] S. Stoft, *Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity*, New York: IEEE Press, 2002.
- [11] *Strommarktgesetz BGBl. I Nr. 37, S. 1786 vom Juli 2016 Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarkts*, 2016.
- [12] N. Sun, *Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes – Kraftwerkseinsatzplanung und –investitionen, Dissertation an der Universität Stuttgart (2013)*.
- [13] A. Gillich, L. Brodecki und K. Hufendiek, „Impacts of complementing goals besides emission targets on CO2 mitigation cost: A model-based analysis,“ *Energy Strategy Reviews*, 2019.
- [14] C. Schick, N. Klemp und K. Hufendiek, „Role and impact of prosumers in a sector-integrated energy system with high renewable shares,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020.
- [15] T. Energy, „A tour of European capacity markets,“ 10 February 2020. [Online]. Available: <https://timera-energy.com/a-tour-of-european-capacity-markets/>. [Zugriff am 2021 04 21].
- [16] National Grid EMR, „Electricity Capacity Report,“ 31 May 2018. [Online]. Available: <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Electricity%20Capacity%20Report%202018.pdf>. [Zugriff am 2021 04 12].

- [17] Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), „Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel - surveillance rapport 2019,“ Juillet 2019. [Online]. Available: <https://www.cre.fr/content/download/22667/286119>. [Zugriff am 12.04.2021].
- [18] TERNA, „Capacity Market,“ [Online]. Available: <https://www.terna.it/en/electric-system/capacity-market>. [Zugriff am 2021.04.12].
- [19] P. M. o. Energy, „On parameters for the main auction for delivery year 2024 and the parameters for additional auctions for delivery year 2021,“ 2 August 2019. [Online]. Available: https://www.pse.pl/documents/20182/98611984/Regulation_on_parameters_for_the_main_auction_for_delivery_year_2024_and_the_parameters_for_the_additional_auctions_for_delivery_year_2021.pdf. [Zugriff am 2021.04.12].
- [20] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), *eXtremOS – Wert von Flexibilität im Kontext der europäischen Strommarktkopplung bei ext-remen technologischen, regulatorischen und gesellschaftlichen Entwicklungen*. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/erzeugung-und-markt/766-pro>, 2020.
- [21] AGFW Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., „Fernwärme - Preisübersicht (Stichtag 01.10.2019),“ Frankfurt am Main, 2019.
- [22] Bundeskartellamt, „Sektoruntersuchung Fernwärme - Abschlussbericht gemäß §32e GWB - August 2012,“ Bonn, 2012.
- [23] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Ermittlung des Vortrags aus der KWKG-Jahresendabrechnung (für 2017 - 2021,“ 2015-2019.
- [24] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BnetzA), „Monitoringbericht 2020, Stand 27. Januar 2021,“ 2021.
- [25] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, „Präqualifizierte Leistung in Deutschland, Stand September 2020,“ 2020.
- [26] P. Baumanns, *Berechnung probabilistischer Kenngrößen zur Resource Adequacy in der europäischen Energiewende*, Aachen: Dissertation, 2019.
- [27] r2b, Consentec, TEP und Fraunhofer ISI im Auftrag des BMWi, *Erster Projektzwischenbericht zum Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten (Projekt Nr. 047/16)*, 2019.
- [28] ENTSO-E, „TYNDP Ten Year Network Development 2020,“ 2020. [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/>.
- [29] ENTSO-E, *Mid-term Adequacy Forecast*, 2019/2020.
- [30] Die deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW), „Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2020 gemäß Artikel 15 Absatz 4 Strommarktverordnung (EU) 2019/943,“ [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Gasmarkt/Compliance_bericht_DE.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- [31] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *Grundsätze für die Ausbauplanung des deutschen Übertragungsnetzes*, 2020.

- [32] Cigré, *Cigré Technical Brochure 207, The thermal behaviour of overhead conductors*, 2002.
- [33] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), *Verfahren zur Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung)*, 2020.
- [34] Consentec, *Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz*, 2018.
- [35] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), *Aktionsplan Gebotszone Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943 Bundesrepublik Deutschland*.
- [36] Consortium for Small-scale Modeling, [Online]. Available: <http://www.cosmo-model.org/>.
- [37] Deutscher Wetterdienst (DWD), „Regionalmodell COSMO-EU,“ [Online]. Available: https://www.dwd.de/DE/forschung/wettersvorhersage/num_modellierung/01_num_vorhersagemodelle/regionalmodell_cosmo_eu.html.
- [38] Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) , „Atmosphere Monitoring Service,“ [Online]. Available: <https://atmosphere.copernicus.eu/>.
- [39] National Aeronautics and Space Administration (NASA) , „Global Modeling and Assimilation Office (GMAO): Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2,“ [Online]. Available: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>.
- [40] International Renewable Energy Agency (IRENA), „Renewable electricity capacity and generation statistics Query Tool,“ [Online]. Available: <https://www.irena.org/Statistics/Download-Data>.
- [41] ENTSO-E, „Summer Outlook Report 2021 and Winter Review 2020/21 - Input Data,“ [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/outlooks/seasonal/>.
- [42] ENTSO-E, „Mid-term Adequacy Forecast 2020 - Pan-European Climate Database,“ [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/#download>.
- [43] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), *Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021)*, 2020.
- [44] Eurostat, *Eurostat Energiebilanzen - Daten 2017*, 2019.
- [45] Bundesamt für Energie der Schweiz (BFE), *Ex-Post-Analyse Energieverbrauch nach Verwendungszwecken 2000 – 2017*, 2018.
- [46] International Energy Agency (IEA), *Key World Energy Statistics 2018*, 2018.
- [47] „National Inventory Submissions 2019 - consisting of the national inventory report (NIR) nited Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC),“ 2019. [Online]. Available: <https://unfccc.int/process-and-meetings/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/national-inventory-submissions-2019>.
- [48] EUROSTAT, „Energy consumption in households,“ 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_consumption_in_households.
- [49] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), „eXtremOS - Ländersteckbriefe für 16 europäische Länder erstellt,“ <https://www.ffe.de/themen-und->

methoden/erzeugung-und-markt/879-extremos-laendersteckbriefe-fuer-16-europaeische-laender-erstellt. [Online].

- [50] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), „Offene Daten - Project eXtremOS,“ 2021. [Online]. Available: <http://opendata.ffe.de/project/extremos/>.
- [51] European Commission (EC), „The EU Emissions Trading System (EU ETS) – Verified Emissions,“ 2016. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/registry_en#tab-0-1;
- [52] The European Pollutant Release and Transfer Register (E-PRTR), „Member States reporting under Article 7 of Regulation (EC) 166/2006,“ 2017. [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/member-states-reporting-art-7-under-the-european-pollutant-release-and-transfer-register-e-prtr-regulation-16>.
- [53] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), *Flexibilisierung der Kraft-Wärme*, 2017.
- [54] Forschungszentrum Jülich GmbH, Technische Universität Berlin und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), *DemandRegio - Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen*, 2020.
- [55] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB), „Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2019 (Stand September 2020),“ [Online]. Available: <https://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>.
- [56] AGFW Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., *AGFW-Hauptbericht für beteiligte Unternehmen*.
- [57] ENTSO-E, *Transparency Platform* (<https://transparency.entsoe.eu/>).
- [58] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), *Kurzstudie Elektromobilitätsmodellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans*, 2019.
- [59] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), *ExtremOS Model Landscape* (https://extremos.ffe.de/model_landscape#smind).
- [60] M. Steurer, *Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung - Dissertation an der Universität Stuttgart*, 2017.
- [61] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), *Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher*, 2016.
- [62] P. Markewitz, L. Zhao und M. Robinius, „Technologiebericht 2.3 CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende,“ Forschungszentrum Jülich GmbH, Jülich, 2017.
- [63] T. Helms, S. Salm und R. Wüstenhagen, „Investor-specific cost of capital and renewable energy investment decisions,“ in *Donovan, C.W. (ed.): Renewable energy finance: Powering the future*. London: ICP, Imperial College Press, S. 77-101., London, ICP, Imperial College Press, 2015, pp. 77-101.
- [64] Deutsche Energie-Agentur (dena), „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050,“ Berlin, 2018.

- [65] H. C. Gils, *Balancing of Intermittent Renewable Power Generation by Demand Response and Thermal Energy Storage - Dissertation an der Universität Stuttgart*, 2015.
- [66] A.-M. Gruber, *Zeitlich und regional aufgelöstes industrielles Lastflexibilisierungspotenzial als Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien - Dissertation an der Technischen Universität München*, 2017.
- [67] Europe Beyond Coal, *Overview: National coal phase-out announcements in Europe*, 2020.
- [68] European Commission, *National energy and climate plans (NECPs)*. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en, 2020.
- [69] World Nuclear Association, *Nuclear Power in the European Union*. Online verfügbar unter <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx>, zuletzt aktualisiert am 12.01.2021, 2021.
- [70] Europäisches Parlament, „European Climate Law,“ Brüssel, 2020.
- [71] RTE, „Bilan Électrique 2019: Mécanisme de marché: Mécanisme de capacité,“ 2019. [Online]. Available: <https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/mecanisme-marches-mecanisme-de-capacite/#>. [Zugriff am 2021 04 12].
- [72] RTE, „Certified Capacities Registry,“ [Online]. Available: <https://www.services-rte.com/en/view-data-published-by-rte/certified-capacities-registry.html>. [Zugriff am 2021 04 12].
- [73] Independent Commodity Intelligence Service (ICIS), I, „Poland plans for the exclusion of existing lignite and coal capacities from capacity market auctions,“ 2020. [Online]. Available: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2020/09/10/10551211/poland-plans-for-the-exclusion-of-existing-lignite-and-coal-capacities-from-capacity-market-auctions>.
- [74] *Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG)*, Q4/2020.
- [75] *Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPlG)*, Stand Q4/2020.
- [76] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), *Monitoring des Stromnetzausbaus Viertes Quartal 2021.*, 2022.
- [77] VGB PowerTech, *Verfügbarkeit von Kraftwerken 2009 - 2018*, 2019.
- [78] Haubrich und Consentec, „Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs,“ 2008.
- [79] Bundesnetzagentur, *Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025*, 2020.
- [80] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), *Bericht Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025*, 2020.
- [81] C. Weber, „Berücksichtigung von Intraday-Optionalitäten im Rahmen der Redispatch-Vergütung,“ 2015.
- [82] T. Kern, „The value of intraday electricity trading – Evaluating situation-dependent opportunity costs of flexible assets,“ 2019.

- [83] Consentec im Auftrag des BMWi, „Quantitative Analysen zu Beschaffungskonzepten für Redispatch,“ 2019.
- [84] ENTSO-E, „TYNDP,“ 2016.
- [85] ENTSO-E, *TYNDP Ten Year Network Development 2029*, 2019.
- [86] Deutsche Übertragungsnetzbetreiber, *Netzentwicklungsplan Strom 2030 (2019)*, 2019.
- [87] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), *Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024*, 2021.
- [88] ENTSO-E, „TYNDP Ten Year Network Development Plan 2018,“ 2018. [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>. [Zugriff am 2021].
- [89] 2b energy consulting GmbH / Consentec GmbH / Fraunhofer ISI / TEP Energy GmbH, *Erster Projektbericht - Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europaeischen Strommärkten*, 2019.
- [90] Baumanns, Philipp, vom Stein, Denis, van Bracht, Niklas, Ballmann, Ida, Moser, Albert, *Generation Adequacy in the European Power System : An Assessment in the Course of Time from 2010 to 2025*, IEEE, 2018.
- [91] IEA, *World Energy Outlook 2020*, 2020.
- [92] enervis energy advisors GmbH, *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025*, 2020.
- [93] *Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften*.
- [94] *Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See, vom 21.12.2020*. In: *Bundesgesetzblatt I*, S. 3138., 2020.
- [95] ewi Energy Research & Scenarios gGmbH, *Teil B: Gutachterbericht*. In: *Deutschen Energie-Agentur (dena) (Hg.): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energie-systems bis 2050 S. 52–507.*, ewi Energy Research & Scenarios gGmbH (2018): Teil B: Gutachterbericht. In: *Deutschen Energie-Agentur (dena) (Hg.): dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Impulse für die Gestaltung des Energie-systems bis 2050*. Berlin, S. 52–507., 2018.
- [96] 50 Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW, *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 2020.
- [97] Panel of Technical Experts, „Report on the National Grid ESO Electricity Capacity Report,“ July 2020. [Online]. Available: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/900062/panel-technical-experts-report-on-2020-electricity-capacity-report.pdf. [Zugriff am 12 04 2021].
- [98] EPEX, „DESCRIPTION OF EPEX SPOT - Updated on October 2020,“ EPEX SPOT SE, 2020.
- [99] ENTSO-E, „TYNDP Ten Year Network Development Plan 2018,“ 2018. [Online]. Available: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>. [Zugriff am 2021].
- [100] ENTSO-E, *Mid-term Adequacy Forecast*, 2019.
- [101] Bundesnetzagentur, „Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom (Bedarfsermittlung 2019-2030),“ 2019.

- [102] enervis energy advisors GmbH, „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025,“ Berlin, 2020.
- [103] Prognos AG; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS); Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien (innas), „Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050. Dokumentation von Referenzszenario und Szenario mit Klimaschutzprogramm 2030,“ 2020.
- [104] Agora Energiewende., „Klimaneutrales Deutschland. In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals,“ Berlin, 2020.
- [105] L. Mantzos, T. Wiesenthal, F. Neuwahl und M. Rózsai, „The POTEnCIA central scenario. An EU energy outlook to 2050,“ Publications Office of the European Union, Luxemburg, 2019.
- [106] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Zahlen und Fakten: Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung,“ Berlin, 2020.
- [107] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), „BNetzA (2021): Kraftwerkliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen),“ Bonn, 2021.
- [108] ENTSO-E, *TYNDP 2020* (<https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/>).
- [109] *Gesetz über den Bundesbedarfsplan (Bundesbedarfsplangesetz - BBPlG)*, 2020.
- [110] A. Gillich, K. Hufendiek und N. Klemp, „Extended policy mix in the power sector: How a coal phase-out redistributes costs and profits among power plants,“ *Energy Policy* 147, Article 111690, 2020.
- [111] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanz (AGEB), *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland. Daten für die Jahre 1990 bis 2019*, 2019.
- [112] „Erstes Gesetz zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetz,“ *Bundesgesetzblatt*, Bd. 59, pp. 3905-3907, 2021.
- [113] Bundesverfassungsgericht (BVerfG), Leitsätze zum Beschluss des Ersten Senat vom 24. März 2021, Karlsruhe, 2021.
- [114] Deutsche Energie-Agentur (dena), „dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität,“ Berlin, 2021.
- [115] Boston Consulting Group (BCG), „Klimapfad 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft,“ 2021.
- [116] Agora Energiewende, „Klimaneutralität 2050: Was die Industrie jetzt von der Politik braucht,“ Berlin, 2021.
- [117] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI; Consentec GmbH, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3,“ Karlsruhe, 2021.
- [118] P. Markewitz, *Lebensdaueranalyse fossil gefeuerter Kraftwerke*, 2016.

A Beschreibung des Vorgehens zur Ermittlung der Austauschkapazitäten im hybriden Flow-Gate/NTCs Modells

Die nachfolgende Abbildung 6.1 illustriert für ein schematisches Beispiel mit drei Gebotszonen A, B und C sowie zwei Grenzen, wie aus den Net Transfer Capacities (NTCs) und Power Transfer Distribution Factors (PTDFs) die Maximum Border Flows (MBFs) ermittelt werden. Darunter sind das korrespondierende NTC- bzw. Flow-based Modell mathematisch formuliert.

Berechnung der Max. Border Flows aus NTC und PTDF

Grenze	NTC	PTDF		Max. Border Flows
		Austausche A→B	A→C	
A→B	2000 MW	60%	20%	$2000 \times 0,6 + 1000 \times 0,2 = 1400$ MW
A→C	1000 MW	40%	80%	$2000 \times 0,4 + 1000 \times 0,8 = 1600$ MW

Zulässige Austausche: mathematische Darstellung

<p>NTC-Modell</p> <p style="text-align: center;">NTCs</p> $\begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} Austausch_{A \rightarrow B} \\ Austausch_{A \rightarrow C} \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} 2000 \\ 1000 \end{pmatrix}$	<p>FB-Modell</p> <p style="text-align: center;">Max. Border Flows</p> $\begin{pmatrix} 0,6 & 0,2 \\ 0,4 & 0,8 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} Austausch_{A \rightarrow B} \\ Austausch_{A \rightarrow C} \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} 1400 \\ 1600 \end{pmatrix}$
--	--

Hinweis: NTCs und Max. Border Flows haben jeweils die Einheit MW, jedoch sind ihre Zahlenwerte nicht direkt miteinander vergleichbar, weil es sich bei NTC um kommerzielle Austausche handelt, bei Max. Border Flows hingegen um physikalische Flüsse.

Abbildung 6.1: Schematisches Beispiel zur Parametrierung des Flow-based-Modells

Die höhere Flexibilität des Flow-based Modells im Vergleich zum NTC-Modell wird in der folgenden Abbildung 122 verdeutlicht. Im NTC-Modell (links) ist jeder Austausch auf einen festen (NTC-)Wert begrenzt, unabhängig von der Höhe des jeweils anderen Austauschs. Physikalisch wirken jedoch beide Austausche (in jeweils unterschiedlichem Maße) auf die Leistungsflüsse über alle Grenzen. Dies wird im Flow-based Modell (rechts) abgebildet⁶⁹ und ermöglicht dort einen Abtausch zwischen den Austauschrichtungen. Beispielsweise kann von A nach C deutlich mehr als der NTC von 1.000 MW ausgetauscht werden, wenn im Gegenzug der Austausch von A nach B gegenüber dessen NTC verringert wird (oberes blaues Dreieck im rechten Diagramm).

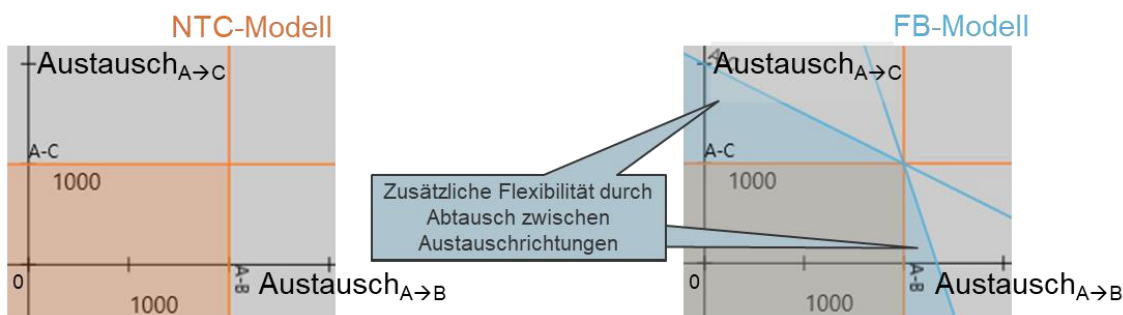


Abbildung 6.2: Grafische Darstellung zulässiger Austausche im NTC- und FB-Modell

⁶⁹ Die blaue Fläche wird durch die Nebenbedingungen des FB-Modells (Abbildung 121 rechts) aufgespannt.

Parametrierung des Flow-based Modells für künftige Betrachtungsjahre

ENTSO-E veröffentlicht im Zehn-Jahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) sogenannte Transfer Capacity Increases (TCIs), welche die Wirkung der vorgesehenen grenzüberschreitenden Netzausbauprojekte auf die zulässigen Leistungsflüsse je Gebotszonengrenze beschreiben [84]. Die Änderungen der TCIs je Grenze lassen sich im Kontext unserer Modellierung als Änderungen der initialen NTC-Werte von 2020 interpretieren.

Zugleich ändern sich durch Netzausbau aber auch die elektrischen Eigenschaften des Netzes und damit die PTDFs. Dies wird berücksichtigt, indem die Netzausbauprojekte ins o. g. Lastflussmodell integriert und die PTDFs erneut berechnet werden.

Konzept zur Beschränkung des Grundmodells zur Verhinderung unrealistischer Austauschmuster

Das Grundmodell bildet eine sehr hohe Flexibilität ab, durch Verzicht von Austausch an einzelnen Grenzen den Austausch an anderen Grenzen zu erhöhen. Grundsätzlich ist diese Abtauschmöglichkeit im Rahmen eines Flow-based-Kapazitätsmodells erwünscht, allerdings kann die Flexibilität eines solchen Abtauschs überschätzt werden, wenn die Modellstruktur vereinfacht (also nicht stunden- und leitungsscharf) abgebildet wird. Aufgrund der in hier betrachteten Modellschritte wurde demnach notwendigerweise eine sehr einfache Modellstruktur umgesetzt, die zu einer solchen Überschätzung begünstigt, sofern keine weiteren Schritte vorgenommen werden. Konkret vernachlässigt das grenzscharfe hybride Flow-based und NTC-Modell folgende Effekte:

- Durch die Zusammenfassung der Kuppelleitungen an jeder Gebotszonengrenze wird implizit unterstellt, dass sich die Aufteilung der physischen Leistungsflüsse auf die Kuppelleitungen auch bei abweichenden Austauschmustern nicht ändert. Tatsächlich ist aber bei starker regionaler Verschiebung der Austausche gegenüber historischen Mustern davon auszugehen, dass die Kuppelleitungen ungleichmäßig ausgelastet werden. Der insgesamt über die Grenze transportierbare Fluss ist dann geringer als der MBF.
- Ein Lösungsansatz, um diesen Effekt pauschal und näherungsweise zu berücksichtigen, besteht darin, die MBFs zu skalieren. Der zu parametrierende Freiheitsgrad ist hierbei der entsprechende Skalierungsfaktor.
- Die NTCs und TCIs, die den MBFs zugrunde liegen, berücksichtigen gebotszoneninterne Engpässe insofern, als diese bei üblichen Austauschmustern auftreten. Durch stark abweichende Austauschmuster können aber zusätzliche interne Engpässe für den Stromhandel limitierend werden. Dieses Risiko besteht insbesondere dann, wenn die Austausche auf die „Ecken“ der Flow-based Domain hin optimiert werden. Denn diese Ecken werden im Grundmodell formal nur durch die Begrenzungen der grenzüberschreitenden Leistungsflüsse gebildet. In einem betrieblichen Flow-based Modell würden die internen Leitungen als zusätzliche Begrenzungen auftreten, sodass diese Ecken außerhalb der Flow-based Domain lägen.
- Die folgende Abbildung 123 zeigt eine solche „Ecke“ anhand eines einfachen Flow-based Modells für drei Gebotszonen A, B und C. Die beiden Achsen des Diagramms stellen Austausche von A nach B bzw. von A nach C dar. Jede Gerade im Diagramm, hier beschriftet mit CNEC, repräsentiert die Begrenzung der Kapazität durch eine Gebotszonengrenze (d. h. einen MBF-Wert und zugehörige PTDF-Werte). Die eingefärbte Fläche innerhalb des Polygons wird Flow-based Domain genannt. Es wird ohne Beschränkung der Allgemeinheit angenommen, dass der Austausch zwischen B und C stets Null beträgt. Damit entspricht die x-Koordinate eines Punktes im Koordinatensystem immer genau dem Export (negativer

Bereich der x-Achse) bzw. dem Import (positiver Bereich der x-Achse) von B. Der maximal mögliche Export von B wird in der markierten Ecke der Flow-based Domain erreicht. Es ist zu erkennen, dass dieser Export nur dann zulässig ist, wenn gleichzeitig der Austausch von A nach C einen ganz bestimmten Wert einnimmt. Umgekehrt würde der maximale Export von C einen bestimmten anderen Wert des Exports von B erfordern. Die maximalen Exporte von B und C sind somit nicht gleichzeitig realisierbar.

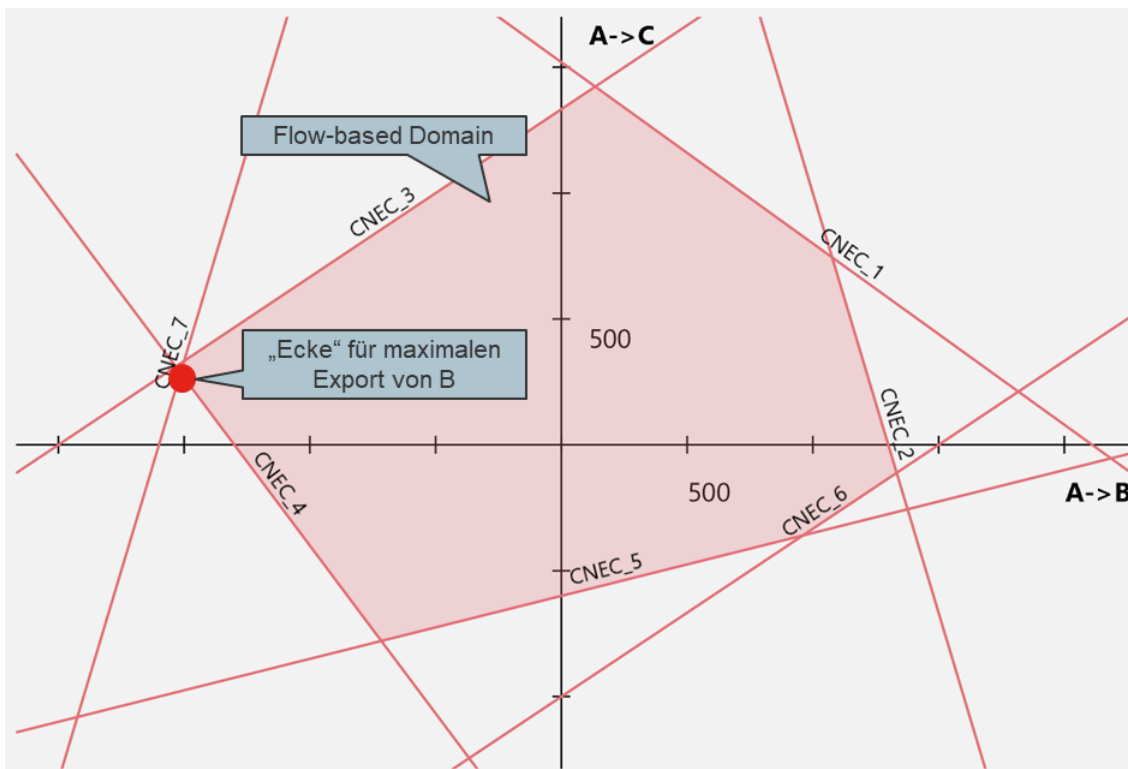


Abbildung 6.3: Prinzipbeispiel einer Flow-based Domain und Austauschmuster („Ecke“), für das der maximale Export von Gebotszone B realisiert wird

Die in diesem Projekt verwendeten Flow-based Modelle bilden 15 Gebotszonen ab, sodass die Flow-based-Domain durch ein hochdimensionales Polytop begrenzt wird. Der maximale Export einer Gebotszone kann in diesem Fall nur erreicht werden, wenn die 14 übrigen Gebotszonen gleichzeitig jeweils einen bestimmten Export oder Import aufweisen.

Um eine entsprechende Überschätzung der Austauschmöglichkeiten zu verhindern, ohne interne Leitungen explizit abzubilden, wird das Grundmodell durch einen „NTC-Rahmen“ zusätzlich beschränkt. Dies geschieht in drei Schritten wie folgt:

Im ersten Schritt wird das Flow-based-Modell so bestimmt, dass in ihr die jahresscharf ermittelten NTCs gleichzeitig realisierbar sind. Beispielsweise „passen“ in der folgenden Abbildung die blau dargestellten NTCs gerade in die Flow-based-Domain.

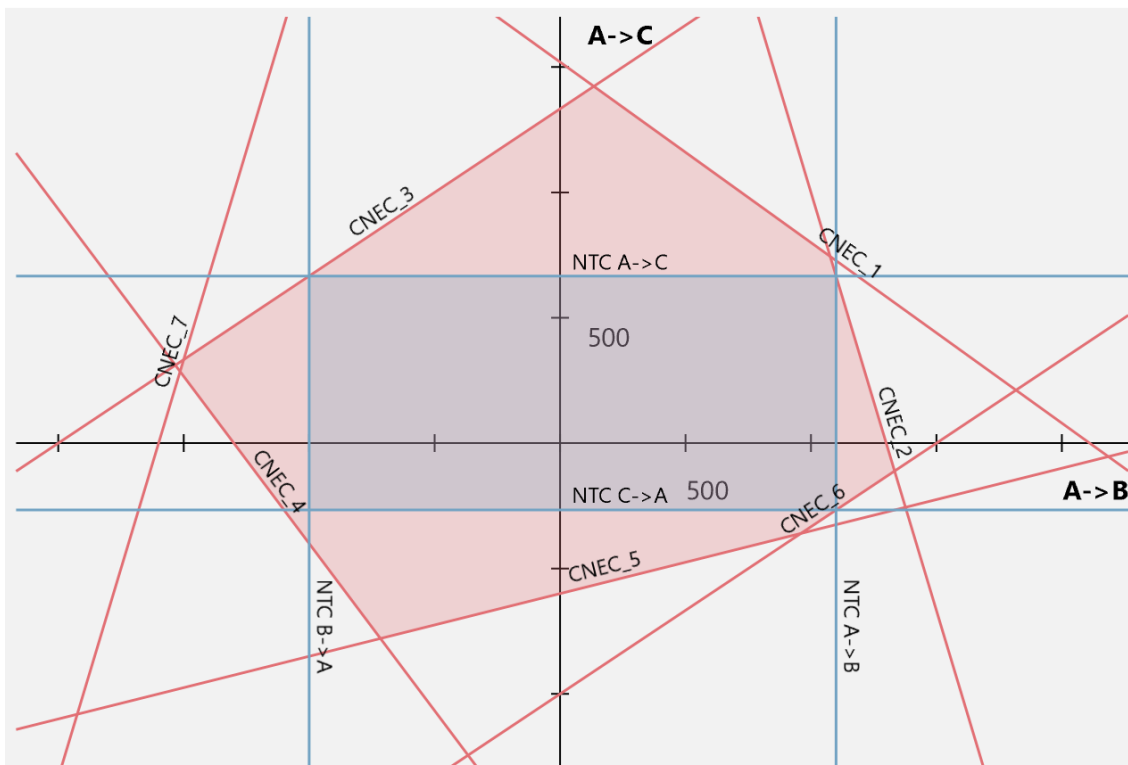


Abbildung 6.4: In die Flow-based-Domain (rotes Polygon) initiale NTCs (blaues Rechteck)

Würde nun das dargestellte, hybride Kapazitätsmodell so implementiert, wären die NTC-Begrenzungen in jedem Fall bindend und der Flow-based-Ansatz hätte keinerlei Auswirkung. Im operativen Betrieb werden allerdings Flow-based-Modelle eingesetzt und es gelten dann nicht mehr die NTC-Restriktionen, die Marktakteure größtenteils für Ihre Investitionsentscheidungen ins Kalkül ziehen. Um die Wirkungsweise der operativen Flow-based-Modelle näherungsweise abzubilden, ist das hier verwendete hybride Modell so zu kalibrieren, dass die beiden Kapazitätsmodelle ins Verhältnis zueinander gesetzt werden. Dafür kommen Skalierungsfaktoren zum Einsatz, deren Herleitung in den nächsten Abschnitten erläutert wird. Hier sei aber bereits vorweggenommen, dass die initialen NTCs proportional vergrößert (skaliert) werden.

Durch die Skalierung kann nun erreicht werden, dass der maximale Export einer Gebotszone, wenn er nur durch diese skalierten NTCs begrenzt würde, in einem bestimmten Verhältnis zu demjenigen maximalen Export steht, der durch die Flow-based-Domain gegeben ist. Dies ist in der folgenden Abbildung anhand des Exports der Gebotszone B dargestellt: Die markierte „Ecke“ der Flow-based-Domain liegt auch nach der Skalierung der NTCs (grünes Rechteck) jenseits dieser NTC-Werte, und die Skalierung der NTCs bestimmt das Längenverhältnis des grünen zum roten Pfeil oben im Bild. Im Bild ist zudem erkennbar, dass das grüne Rechteck der skalierten NTCs teilweise über die Flow-based-Domain hinausragt. Diese NTCs sind also nicht mehr gleichzeitig realisierbar.

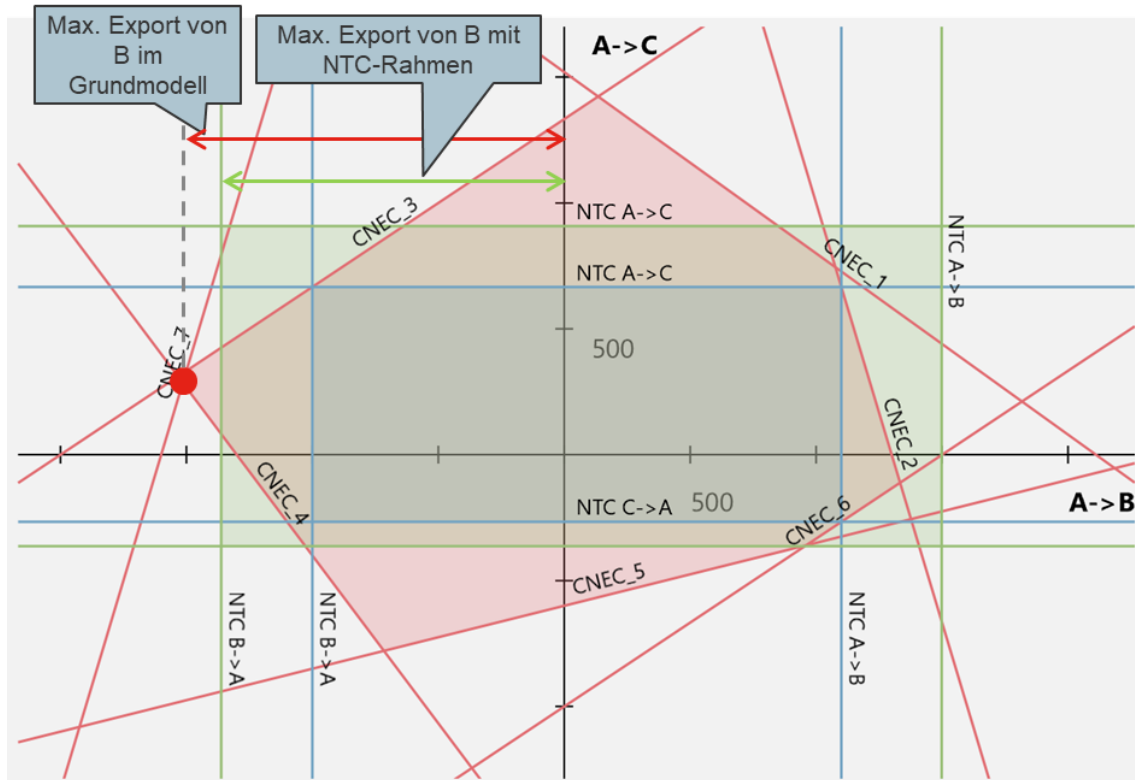


Abbildung 6.5: Skalierung der eingepassten NTCs (grünes Rechteck, „NTC-Rahmen“)

Im letzten Schritt werden nun die Beschränkungen der Kuppelleitungsflüsse durch die ursprüngliche Flow-based-Domäne und der „NTC-Rahmen“ zusammengeführt, d. h. es wird gefordert, dass die dadurch jeweils modellierten Einschränkungen gleichzeitig gelten. Es ergibt sich eine endgültige Flow-based-Domäne (siehe folgende Abbildung 6.6), deren Begrenzungen teils von der ursprünglichen Flow-based-Domäne und teils vom NTC-Rahmen stammen.

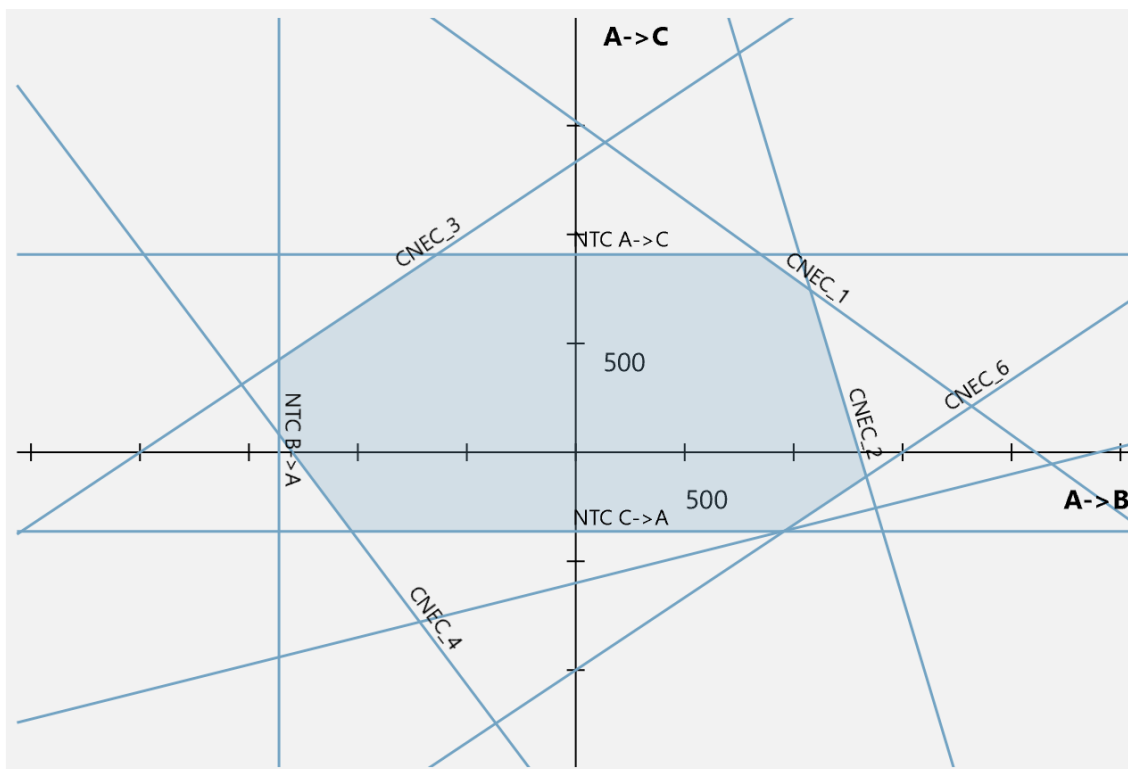


Abbildung 6.6: Zusammenführen der ursprünglichen Flow-based-Domain und des „NTC-Rahmens“

Parametrierung der Beschränkung des Grundmodells

Für die Parametrierung der Beschränkung des Grundmodells stehen je Betrachtungsjahr zwei Freiheitsgrade zur Verfügung: Der Skalierungsfaktor der MBFs sowie der Skalierungsfaktor der eingepassten NTCs („NTC-Rahmen“).

Im Versorgungssicherheitsmonitoring für das Bundeswirtschaftsministerium (vgl. [27]) wurden für das Betrachtungsjahr 2025 detaillierte Flow-based-Modelle im Stundenraster zur Kalibrierung der Freiheitsgrade herangezogen. Diese detaillierten Flow-based-Modelle waren leitungsscharf und beinhalteten Kuppelleitungen und gebotszoneninterne Leitungen. Die Modelle bildeten zudem die Vorgaben des Clean Energy Package (CEP) ab. Durch Abgleich von vereinfachten Marktsimulationsberechnungen mit diesen Modellen einerseits sowie mit dem statischen grenzscharfen Modell andererseits wurden die folgenden Skalierungsfaktoren so abgeleitet, dass die Simulationsergebnisse für beide Kapazitätsmodelle annähernd übereinstimmten. Die Ergebnisse der Kalibrierung haben die Gutachter in der vorliegenden Studie erneut herangezogen:

- Die Skalierung der MBFs zur Abbildung untypischer Flussaufteilung auf die Kuppelleitungen wird zu 0,9 gewählt.
- Die eingepassten NTCs werden so skaliert, dass die durch sie determinierte, maximal mögliche Export- bzw. Importkapazität⁷⁰ der Gebotszone Deutschland/Luxemburg 90 % des

⁷⁰ Im Flow-based-Modell sind die zeitgleich realisierbaren Export- und Importkapazitäten aller Gebotszonen voneinander abhängig. Es kann aber jeweils die maximal mögliche Export- und Importkapazität einer Gebotszone objektiv ermittelt werden. Diese Werte werden separat je Gebotszone und Richtung berechnet und sind nicht gleichzeitig realisierbar. Vielmehr kann zum Erreichen des maximalen Exports oder Imports einer Gebotszone eine spezielle Konstellation der Ex- bzw. Importe der übrigen Gebotszonen erforderlich sein. Die „maximal mögliche Export- bzw. Importkapazität“ gibt also theoretische Extremwerte an. In der grafischen Darstellung der Flow-based-Domain entspricht sie den im Text erwähnten „Ecken“.

jeweiligen Werts beträgt, der sich ohne die Beschränkung durch die eingepassten NTCs ergäbe. Die Skalierung erfolgt jeweils getrennt für Export- und Importrichtung an den Grenzen der Gebotszone Deutschland/Luxemburg. Die eingepassten NTCs an den übrigen Gebotszonengrenzen werden mit dem Mittelwert der Skalierungsfaktoren für deutsche Import- und Export-NTCs skaliert.

Diese Faktoren dienen als Basisfaktoren für alle Betrachtungsjahre, um die Austauschkapazitäten für das Referenzszenario zu parametrieren.

Berücksichtigung der Vorgaben des Clean Energy Package zu Stromhandelskapazitäten

Die Mindestkapazität ist im CEP (genauer: der Strommarktverordnung⁷¹) formal als Zahlenwert von 70 % formuliert. Allerdings ist für die Mitgliedsstaaten die Möglichkeit vorgesehen, durch Einführen von Aktionsplänen eine schrittweise Erhöhung auf die 70 %-Vorgabe vorzunehmen.

In Deutschland ist seit 2020 ein Aktionsplan (vgl. [35]) in Kraft, sodass die Mindestkapazität in jährlichen Schritten von einem Startwert auf den Endwert von 70 % angehoben wird, der gemäß CEP ab 2026 gilt. Für die Nachbildung dieser sogenannten Trajektorie, also den Pfad, mit dem schrittweise das 70 % minRAM-Ziel bis 2026 erreicht wird, greifen die Gutachter im Modell auf die Überlegungen und Berechnung aus dem BMWK-Gutachten zur Versorgungssicherheit zurück.

Es wurde berücksichtigt, dass in der Region CWE bereits seit 2018 eine Mindestkapazität von 20 % gilt. In die Definition der Strommarktverordnung übersetzt stellt dies sogar einen höheren Wert als 20 % dar, weil in CWE die Leistungsflüsse aus nicht-CWE-Austauschen in den 20 % nicht enthalten sind. Die Vorgabe gemäß Strommarktverordnung gilt dagegen für die Gesamtflüsse aus allen grenzüberschreitenden Kapazitäten.

Für die Kalibrierung wurde ein Kapazitätsmodell des Jahres 2016 eingesetzt, d. h. die historischen NTC-Werte aus 2016 wurden als „Anker“ des Modells verwendet. Als Anhaltsgröße zur Parametrierung des Modells wurden anschließend die maximale und minimale Nettoposition der Gebotszone Deutschland/Luxemburg verwendet.

Freiheitsgrade für die Parametrierung waren weiterhin die beiden o.g. Skalierungsfaktoren (Basisfaktoren für die Skalierung der MBFs sowie der initialen NTCs). Ausgehend von einem Startwert von 0,9 für beide Faktoren (s.o.) behielten die Gutachter die Identität der beiden Faktoren innerhalb eines Betrachtungsjahres bei, ließen aber zu, dass die Faktoren sich von Jahr zu Jahr unterscheiden. Das Flow-based-Modell für wurde also mithilfe von Skalierungsfaktoren „geschrumpft“, die für jedes Betrachtungsjahr individuell ermittelt wurden.

Es ergab sich folgender Ablauf:

- Die Skalierungsfaktoren wurden für 2016 so gewählt, dass der Mittelwert der Beträge von maximaler und minimaler Nettoposition im Flow-based-Modell gerade dem Mittelwert der maximalen und minimalen Nettopositionen entsprach, der sich aus den historischen NTCs in 2016 ergab.
- Die Skalierungsfaktoren wurden für die Folgejahre linear angehoben, so dass sie rechnerisch in 2026 den zuvor kalibrierten Wert von 0,9 erreichten.

Somit wurde angenommen, dass das Flow-based-Modell, wenn es im Jahr 2016 schon gegolten hätte, gerade die maximalen/minimalen Nettopositionen der tatsächlichen NTCs erreicht hätte,

⁷¹ Art. 16 Abs. 8 der Strombinnenmarktverordnung; VO (EU) 2019/943.

und von dort aus linear bis 2026 auf den Zielwert von 70 % Mindestkapazität angehoben worden wäre. Somit gelten ab dem ersten Betrachtungsjahr 2022 bereits gewisse Mindestkapazitäten.

B NTC-Werte der Betrachtungsjahre

[MW]		2020		2022		2023		2025		2026		2028		2031	
A	B	A->B	B->A	A->B	B->A	A->B	B->A	A->B	B->A	A->B	B->A	A->B	B->A	A->B	B->A
AT	CH	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
AT	CZ	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900
AT	DE	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	8500	8500
AT	HU	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
AT	IT	405	235	405	235	705	535	705	535	705	535	1205	1035	1205	1035
AT	SI	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950
BA	HR	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
BE	DE	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
BE	FR	1800	1800	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
BE	GB	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
BE	LU	680	180	680	180	680	180	680	180	680	180	680	180	680	180
BE	NL	2400	2400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400	3400
BG	RO	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
BG	RO	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
CH	DE	4600	4600	4600	4600	4600	4600	4600	4600	4600	4600	4600	4600	4600	4600
CH	FR	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1300	1900	2800
CH	IT	4240	1910	4240	1910	4240	1910	5440	3110	5440	3110	5440	3110	5440	3110
CZ	DE	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100	2100
CZ	PL	600	800	600	800	600	800	600	800	600	800	600	800	600	800
CZ	SK	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
DE	DKE	600	600	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1600	1600
DE	DKW	1500	1500	2500	2220	2500	2220	3500	3220	3500	3220	3500	3220	3500	3220
DE	FR	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2300	2600	2600	2600	2600	2600	2600
DE	GB	0	0	0	0	0	0	0	0	1400	1400	1400	1400	1400	1400
DE	LU	9999	9999	9999	9999	9999	9999	9999	9999	9999	9999	9999	9999	9999	9999
DE	NL	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250	4250
DE	NO	0	0	875	875	1050	1050	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
DE	PL	500	2500	500	2500	500	2500	1000	4000	1000	4000	1000	4000	1000	4000
DE	SE	615	615	615	615	615	615	615	615	615	615	1315	1315	1315	1315
DKE	DKW	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
DKE	PL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DKE	SE	1700	1300	1700	1300	1700	1300	1700	1300	1700	1300	1700	1300	1700	1300
DKW	GB	0	0	0	0	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
DKW	NL	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
DKW	NO	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640	1640
DKW	SE	740	680	740	680	740	680	740	680	740	680	740	680	740	680
ES	FR	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2600	4800	4800	7800	7800
ES	PT	4200	4200	6100	5200	6100	5200	6100	5200	6100	5200	6100	5200	6100	5200
FI	NO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FI	SE	2300	2400	2300	2400	2300	2400	3200	3300	3200	3300	3200	3300	3200	3300

FR	IT	4350	2160	4350	2160	4350	2160	4350	2160	4350	2160	4350	2160	4350	2160
FR	GB	2000	2000	4400	4400	6475	6475	7875	7875	7875	7875	7875	7875	7875	7875
FR	LU	380	0	380	0	380	0	380	0	380	0	380	0	380	0
GB	NL	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
GB	NO	0	0	1400	1400	1400	1400	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800	2800
GR	IT	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
HR	HU	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
HR	RS	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
HR	SI	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
HU	RO	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	2117	1685
HU	RS	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
HU	SI	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
HU	SK	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
LT	PL	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
LT	SE	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
NL	NO	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
NO	SE	3695	3995	3695	3995	3695	3995	3695	3995	3695	3995	3695	3995	3695	3995
PL	SK	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990
PL	SE	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
RO	RS	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Eigene Berechnungen nach [28].

C Inbetriebnahmejahre und NTC-Erhöhungen je grenzüberschreitendem Netzausbauprojekt

TYNDP Projekt Nr.	Bezeichner	Land 1	Land 2	Inbetrieb- nahmejahr	NTC Erhöhung		Hinweis
					1->2 [MW]	2<-1 [MW]	
					36	Kriegers Flak CGS	
113	Doetinchem - Niederrhein	DE	NL	2018	1500	1500	<i>Annahme: in 2020-NTC bereits enthalten</i>
172	ElecLink	FR	GB	2021	1000	1000	
21	Italy-France	IT	FR	2019	1000	1200	
25	IFA2	FR	GB	2020	1000	1000	
37	NordLink	DE	NO	2021	1400	1400	<i>Phase-In: 2021: 700, 2022: 875, 2023: 1050, 2024: 1225, 2025: 1400</i>
39	DKW-DE, step 3	DE	DKW	2020	1000	720	
71	COBRA cable	DKW	NL	2019	700	700	<i>Annahme: in 2020-NTC bereits enthalten</i>
74	Thames Estuary Cluster (NEMO)	GB	BE	2019	1000	1000	<i>Annahme: in 2020-NTC bereits enthalten</i>
92	ALEGrO	DE	BE	2020	1000	1000	<i>Annahme: in 2020-NTC bereits enthalten</i>
94	GerPol Improvements	DE	PL	2025	500	1500	
245	Upgrade Meeden - Diele	DE	NL	2021	300	300	<i>Annahme: in 2020-NTC bereits enthalten</i>

26	Reschenpass Interconnector Project	IT	AT	2023	300	300	
313	Isar-St. Peter	DE	AT	2031	2000	2000	
250	Merchant line "Castasegna (CH) - Mese (IT)	IT	CH	2024	200	200	
23	France-Belgium Phase 1	FR	BE	2022	1000	1000	
40	Belgium-Luxemburg-Germany: long-term perspective	LU	BE	2035	500	500	
110	Norway-Great Britain North Sea Link	NO	GB	2021	1400	1400	
150	Italy-Slovenia	AT	IT	2028	1000	1000	
153	France-Alderney-Britain	FR	GB	2025	1400	1400	
167	Viking DKW-GB	DKW	GB	2023	1400	1400	
174	Greenconnector	CH	IT	2024	1000	1000	
183	DKW-DE, Westcoast	DE	DKW	2024	1000	1000	
190	NorthConnect	GB	NO	2024	1400	1400	
16	Biscay Gulf	FR	ES	2027	2200	2200	
111	3rd AC Finland-Sweden north	FI	SE	2025	900	900	
176	Hansa PowerBridge 1	DE	SE	2027	700	700	
187	St. Peter - Pleinting	DE	AT	2031	1500	1500	
228	Muhlbach - Eichstetten	DE	FR	2026	300	300	
231	Beznau - Tiengen	DE	CH	2035	1000	1000	
270	FR-ES project - Aragon-Atlantic Pyrenees	FR	ES	2030	1500	1500	
276	FR-ES project - Navarra-Landes	FR	ES	2029	1500	1500	
247	AQUIND Interconnector	GB	FR	2023	2075	2075	

262	Belgium- Netherlands: Zandvliet- Rilland	NL	BE	2022	1000	1000	
285	GridLink	FR	GB	2022	1400	1400	
309	NeuConnect	DE	GB	2026	1400	1400	
375	Lienz (AT) - Veneto region (IT) 220 kV	AT	IT	2027	500	500	

Eigene Darstellung nach [85, 86]

D Überblick wesentlicher Ergebniskennzahlen zur Versorgungssicherheit im Stromnetz

In der nachfolgenden Tabelle sind wesentliche Kennzahlen der Ergebnisse zu den Untersuchungen zur Versorgungssicherheit im Stromnetz (Transmission Adequacy) gezeigt.

Wetterjahr	Parametrierung Strafkosten	Jahr	Anzahl TAC	RD- Volumen [TWh]	Stunden mit Zugriff auf NEA und flex. Verbraucher
2012	Referenz	2025	0	12,2	7
	Referenz	2026	0	16,5	18
	Referenz	2031	0	45,1	36
2019	Referenz	2025	0	15,8	4
	Referenz	2026	0	20,8	13
	Referenz	2031	0	44,7	20
2012	Sensitivität	2025	0	9,6	7
	Sensitivität	2026	0	13,8	18
	Sensitivität	2031	0	33,8	36
2019	Sensitivität	2025	0	14,3	4
	Sensitivität	2026	0	17,5	13
	Sensitivität	2031	0	36,6	20

Tabelle 6.1: Gegenüberstellung wesentlicher Ergebniskennzahlen der Untersuchungen zur Transmission Adequacy

		Wetterjahr 2012				Wetterjahr 2019			
		Referenz		Sensitivität		Referenz		Sensitivität	
		+	-	+	-	+	-	+	-
AT	2025	0,1	-0,1	0,1	-0,3	0,1	-0,1	0,1	-0,5
	2026	0,4	-0,2	0,4	-0,4	0,4	-0,2	0,6	-0,5
	2031	2,8	-0,8	2,4	-2,2	2,8	-0,7	2,6	-2,0
BE	2025	1,3	0,0	0,6	0,0	2,3	0,0	1,5	0,0
	2026	2,1	-0,1	1,6	-0,1	3,0	-0,1	2,3	-0,1
	2031	6,2	-0,4	3,4	-0,1	7,9	-0,3	4,4	-0,1
CH	2025	1,3	-1,8	2,1	-0,2	1,7	-2,0	3,1	-0,3
	2026	1,6	-1,8	2,7	-0,4	2,2	-2,3	3,7	-0,3
	2031	4,1	-4,2	8,3	-1,0	4,1	-4,3	7,8	-1,2
CZ	2025	0,1	-0,6	0,0	-0,3	0,1	-1,0	0,0	-0,8
	2026	0,3	-0,8	0,1	-0,3	0,4	-1,2	0,1	-0,6
	2031	0,7	-3,2	0,5	-1,7	0,6	-3,2	0,3	-2,1
DELU	2025	3,8	-4,5	4,4	-4,4	4,4	-6,8	5,5	-7,8
	2026	4,9	-6,9	6,2	-6,9	5,4	-9,7	6,6	-10,5
	2031	6,2	-19,7	9,3	-18,2	8,6	-21,4	12,2	-20,2
DK	2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,0	-0,1
	2026	0,0	-0,2	0,0	-0,1	0,0	-0,5	0,0	-0,2
	2031	0,1	-0,7	0,1	-0,5	0,1	-0,6	0,1	-0,5
FR	2025	1,0	-1,8	0,9	-1,3	1,9	-1,9	1,5	-0,8
	2026	1,3	-2,3	1,0	-1,9	2,8	-2,2	1,9	-1,0
	2031	9,5	-6,9	5,1	-2,8	10,2	-4,5	5,5	-2,5
IT	2025	2,2	-0,3	0,4	-0,2	1,6	-0,4	0,2	-0,3
	2026	3,3	-0,5	0,6	-0,3	3,1	-0,6	0,4	-0,4
	2031	11,8	-1,1	1,5	-0,9	7,3	-1,2	1,2	-1,5
NL	2025	2,1	-1,7	1,0	-1,7	3,4	-1,5	2,3	-1,6
	2026	1,7	-2,9	1,1	-2,9	2,5	-2,8	1,7	-2,8
	2031	2,6	-6,3	2,3	-5,1	2,2	-5,8	1,8	-4,6
PL	2025	0,2	-1,3	0,1	-1,2	0,2	-1,9	0,1	-2,1
	2026	0,8	-0,8	0,1	-0,6	0,9	-1,4	0,2	-1,1
	2031	1,1	-2,0	0,8	-1,2	0,8	-2,7	0,6	-2,0

Tabelle 6.2: Gegenüberstellung der Redispatchvolumina in TWh bei Anpassung der Strafkosten und beiden Wetterjahren

E Unterschied der Wetterjahre 2012 und 2019

Im Gutachten wurde dargestellt, dass die Auswahl der Wetterjahre auf der Residuallast basieren sollte, diese jedoch erst nach einer vollständigen, regional und zeitlich aufgelösten Modellierung aller Zeitreihen berechnet werden kann. Hier erfolgt zu Informationszwecken eine ergänzende, vergleichende ex-post Gegenüberstellung von speziellen Kenngrößen der Residuallast. Die Darstellung erfolgt in den beiden im Investitionsmodell und in den Untersuchungen zur Versorgungssicherheit im Stromnetz (Transmission Adequacy) betrachteten Wetterjahren 2012 und 2019. Die Auswertung basiert auf der Residuallast für das Betrachtungsjahr 2031. Die Ergänzung in diesem Anhang folgt dem Ziel, eine Einschätzung der Ergebnisse und eine zusätzliche Orientierung zu ermöglichen.

Die folgende Tabelle 6.3 zeigt hierzu die Kenngrößen der Residuallast in den beiden betrachteten Wetterjahren. Die Kennzahlen wurden ermittelt anhand der Zeitreihe der Stromnachfrage nach Einsatz von Heimspeichern (HSS) und beinhalten jeweils die Netzverluste. Diese Stromnachfrage wurde mit der stundenscharfen Einspeisung aus EE-Anlagen (hier: Windenergie, Photovoltaik, Laufwasser und sonstige EE) verrechnet. Dabei ist der Wert vor Abruf von nachfrageseitiger Flexibilität angegeben, d. h. die vor der Strommarktsimulation lediglich geschätzten Verbräuche von flex. Lasten, Wärmepumpen und E-Kfz sind in den Werten der Stromnachfrage enthalten.

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

Tabelle 6.3: Kenngrößen der Residuallast in den beiden betrachteten Wetterjahren 2012 und 2019 auf Basis der jeweiligen Residuallasten für das Betrachtungsjahr 2031

F Überblick wesentlicher Ergebniskennzahlen zur Versorgungssicherheit am Strommarkt

Ermittelte EENS im Betrachtungsbereich in MWh/Jahr

Hinweis: Die Zahlenwerte sind, ohne die Erläuterungen im Hauptteil des Gutachtens, nicht korrekt zu interpretieren.

Stützjahr	Kraftwerkspark anhand Wetterjahr	vor/nach Akteursanalyse	AT	BE	CH	CZ	DELU	DK	ES	FI	FR	HR	HU	IT	NL	NN	NO	PL	PT	RO	SE	SI	SK
2025	WJ12	vor	0	0	0	0	0	0	0,33	925	0	0	0	0	0	0	0	0	0,23	0,51	0	0	0
2026	WJ12	vor	0	0	0	0	0	0	0,75	893	0	0	0	0	0	0	0	0	0,21	0,21	0	0	0
2028	WJ12	vor	0	0	0	0	0	0	1,86	8,25	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,16	0	0	0
2031	WJ12	vor	0	0	0	0	0	0	0,43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,9	0	0	0	0
2025	WJ19	vor	0	0	0	0	0	0	60,6	66,9	0	0	0	0	0	0	0	0	10,6	0,51	0	0	0
2026	WJ19	vor	0	0	0	0	0	0	51,8	101	0	0	0	0	0	0	0	0	6,15	0,21	0	0	0
2028	WJ19	vor	0	0	0	0	0	0	17,1	200	0	0	0	0	0	0	0	0	2,2	0,16	0	0	0
2031	WJ19	vor	0	0	0	0	0	0	0,45	1252	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	WJ12	nach	0	0	0	0	0	0	0,33	925	0	0	0	0	0	0	0	0	0,23	0,51	0	0	0
2026	WJ12	nach	0	0	0	0	0	0	0,75	893	0	0	0	0	0	0	0	0	0,21	0,21	0	0	0
2028	WJ12	nach	0	0	0	0	0	0	1,86	8,25	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0,16	0	0	0
2031	WJ12	nach	0	0	0	0	0	0	0,43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,9	0	0	0	0
2031	WJ12	vor	0	0	0	0	0	0	0,43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21,9	0	0	0	0
2025	WJ19	vor	0	0	0	0	0	0	60,6	66,9	0	0	0	0	0	0	0	0	10,6	0,51	0	0	0
2026	WJ19	vor	0	0	0	0	0	0	51,8	101	0	0	0	0	0	0	0	0	6,15	0,21	0	0	0

Ermittelte LOLE im Betrachtungsbereich in Stunden/Jahr

Hinweis: Die Zahlenwerte sind, ohne die Erläuterungen im Hauptteil des Gutachtens, nicht korrekt zu interpretieren.

Stützjahr	Kraftwerkspark anhand Wetterjahr	vor/nach Akteursanalyse	AT	BE	CH	CZ	DELU	DK	ES	FI	FR	HR	HU	IT	NL	NN	NO	PL	PT	RO	SE	SI	SK
2025	WJ12	vor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	WJ12	vor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	WJ12	vor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	WJ12	vor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	WJ19	vor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	WJ19	vor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	WJ19	vor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	WJ19	vor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	WJ12	nach	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	WJ12	nach	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	WJ12	nach	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	WJ12	nach	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	WJ12	vor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	WJ12	vor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	WJ12	vor	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0