

VERSORGUNGSSICHERHEIT
STROM

Bericht

Feststellung des Bedarfs an Netz-
reserve für den Winter 2024/2025
sowie den Betrachtungszeitraum
April 2026 bis März 2027



Bundesnetzagentur

**Feststellung des Bedarfs an
Netzreserve für den Winter 2024/2025
sowie den Betrachtungszeitraum
April 2026 bis März 2027**

und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen

30. April 2024

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 626

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber

1. 50 Hertz Transmission GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Heidestraße 2, 10557 Berlin

2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Robert-Schuman-Str. 7, 44263 Dortmund

3. TransnetBW GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Pariser Platz, Osloer Str. 15 – 17, 70173 Stuttgart

4. TenneT TSO GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth

(im Folgenden: „Die Übertragungsnetzbetreiber“)

wegen: Feststellung des Netzreservebedarfs für den Winter 2024/2025 und den Betrachtungszeitraum 2026/2027 gemäß § 3 Absatz 1 Satz 1 und Satz 2 NetzResV

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller,

am 30. April 2024 festgestellt:

Zif. 1.: Der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beträgt für den Winter 2024/2025 6.947 MW.

Zif. 1.1.: Zur Beschaffung des verbleibenden, noch nicht gedeckten Netzreservebedarfs von 1.367 MW haben die Übertragungsnetzbetreiber ein Interessenbekundungsverfahren gemäß § 4 NetzResV durchzuführen.

Zif. 2: Der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beträgt für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 9.202 MW.

| | | |
|-----|--|----|
| A | Einführung..... | 7 |
| 1 | Hintergrund der Bedarfsfeststellung..... | 7 |
| 2 | Rückschau auf den Winter 2023/2024..... | 8 |
| B | Verfahrensablauf..... | 9 |
| C | Bedarfsfeststellung..... | 10 |
| 1 | Methodik der Systemanalysen..... | 10 |
| 1.1 | Zielsetzung der Systemanalysen..... | 10 |
| 1.2 | Vorgehensweise der Systemanalysen..... | 10 |
| 1.3 | Bestimmung der Eingangsparameter..... | 13 |
| 1.4 | Marktsimulation..... | 19 |
| 1.5 | Netzanalysen..... | 20 |
| 1.6 | In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken..... | 20 |
| 1.7 | Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalysen..... | 22 |
| 2 | Netzreserve 2024/2025..... | 22 |
| 2.1 | Eingangsgrößen der Systemanalysen für 2024/2025..... | 22 |
| 2.2 | Ergebnisse der Netzanalysen 2024/2025..... | 26 |
| 2.3 | Netzreservebedarf 2024/2025..... | 30 |
| 3 | Netzreserve 2026/2027..... | 32 |
| 3.1 | Eingangsgrößen der Systemanalysen für 2026/2027..... | 32 |
| 3.2 | Ergebnisse der Netzanalysen 2026/2027..... | 36 |
| 3.3 | Netzreservebedarf 2026/2027..... | 40 |
| D | Rechtsbehelfsbelehrung..... | 43 |
| | Abbildungsverzeichnis..... | 45 |
| | Tabellenverzeichnis..... | 46 |
| | Impressum..... | 49 |

A Einführung

1 Hintergrund der Bedarfsfeststellung

Die Energiewende führt zu einem stetig wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Strommix. Dabei ist insbesondere bei der installierten Leistung aus Windenergieanlagen an Land und zur See zu beobachten, dass nach wie vor ein deutliches geografisches Ungleichgewicht zwischen den Standorten der Anlagen im Norden Deutschlands und den Verbrauchszentren im Süden und im Westen besteht. Aber auch Photovoltaik-Freiflächenanlagen werden zunehmend lastfern errichtet.

Der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland ist mit dem Ablauf des 15. April 2023 abgeschlossen. Auch bei den übrigen konventionellen Erzeugungstechnologien ist bedingt durch Marktkräfte und durch den gesetzlichen Ausstiegspfad aus der Verstromung von Kohle ein stetiger Rückgang der am Netz befindlichen Kapazitäten festzustellen. Zudem führen die Änderungen des europäischen Strommarktdesigns dazu, dass die grenzüberschreitenden Handelstätigkeiten an Volumen zulegen und nationale Engpässe des Übertragungsnetzes ungeachtet ihres Auftretens eine immer geringere Rolle bei der Vergabe der Handelskapazitäten spielen. Eine besondere Belastung für das Übertragungsnetz entsteht dabei durch die Einfuhren elektrischer Energie aus nördlichen Nachbarländern und Skandinavien bei gleichzeitiger Ausfuhr elektrischer Energie in das benachbarte südliche bzw. südwestliche Ausland. Dies bewirkt ein Nord-Süd-Gefälle beim Stromtransport im Übertragungsnetz. Dieses überlagert sich mit der eingangs bereits erwähnten Anforderung, Strom aus den Erzeugungszentren im Norden Deutschlands in die Lastzentren Süd- und Westdeutschlands zu transportieren.

Um die Netzstabilität und damit die Versorgungssicherheit auch in kritischen Situationen zu gewährleisten, setzen die Übertragungsnetzbetreiber im Bedarfsfall gezielt Kraftwerke zum Redispatch ein und wirken so drohenden Leitungsüberlastungen entgegen. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen (Leistungsbilanz) haben diese Eingriffe keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Energiemengen durch gleichzeitiges Hochfahren von Kraftwerken bilanziell ausgeglichen werden. Während des Winterhalbjahres ist der Redispatchbedarf erfahrungsgemäß am höchsten. In dieser Zeit trifft eine hohe Nachfrage nach elektrischer Energie mit einer oftmals hohen Einspeisung aus Windenergieanlagen im Norden und Nordosten Deutschlands zusammen. Diese Einspeisung muss über weite Distanzen in die Verbrauchszentren Süd- und Westdeutschlands und in das südliche Ausland transportiert werden. Drohende Engpässe im Übertragungsnetzen, werden mittels Redispatch verhindert. Ein Unterbinden der Exporte ins europäische Ausland kommt aus europarechtlichen Gründen und weil Deutschland zu anderen Zeitpunkten Strom importiert, nicht in Betracht.

Sind gesicherte, marktbasierte Kraftwerkskapazitäten zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen nicht in ausreichendem Maße vorhanden, setzen die Übertragungsnetzbetreiber Netzreservekraftwerke zum Redispatch ein. Netzreservekraftwerke stehen den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung, da das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Möglichkeit vorsieht, Erzeugungsanlagen, die der Betreiber stillzulegen beabsichtigt, vorübergehend in Betrieb zu halten, wenn dies zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich ist. Eine weitere Präzisierung dieser Regelungen erfolgt durch die Netzreserveverordnung (NetzResV). Danach erstellen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich Systemanalysen zur Ermittlung des zukünftig erforderlichen Reserverbedarfs. Die Bundesnetzagentur überprüft die Systemanalysen und stellt gegebenenfalls einen Bedarf an Netzreserve fest.

Betrachtungshorizonte der diesjährigen Bedarfsfeststellungen sind der Winter 2024/2025 (t+1) gemäß den Vorgaben des § 3 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV sowie der Zeitraum 01.04.2026 – 31.03.2027 (t+3). Auf Grundlage der jeweils den kommenden Winter betrachtenden Bedarfsermittlung (hier 2024/2025), ergänzt durch eine längerfristige Analyse (hier 2026/2027) ist demnach die notwendige Netzreserve für den kommenden Winter zu beschaffen. Der zweite Betrachtungszeitraum (2026/2027) wurde gewählt, um den Eintritt des Kohleverfeuerungsverbots der Kraftwerke, die in der siebten Runde der Ausschreibungen zur Reduzierung der Kohleverstromung nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) einen Zuschlag erhalten haben oder die infolge der Unterzeichnung dieser Ausschreibungsrunde der gesetzlichen Reduzierung unterfallen, abzubilden und dessen Auswirkungen zu analysieren.

2 Rückschau auf den Winter 2023/2024

Zwischen dem 01.10.2023 und dem 15.04.2024 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern auf Grundlage der Vorschauprozesse des Netzengpassmanagements an 90 von 198 Tagen Redispatchleistung durch deutsche Netzreservekraftwerke¹ angefordert. Zudem wurde an fünf Tagen zusätzliche Redispatchleistung von Anlagen aus der Schweiz abgerufen. Die Einsatzhäufigkeit der deutschen Anlagen ist Abbildung 1 zu entnehmen.

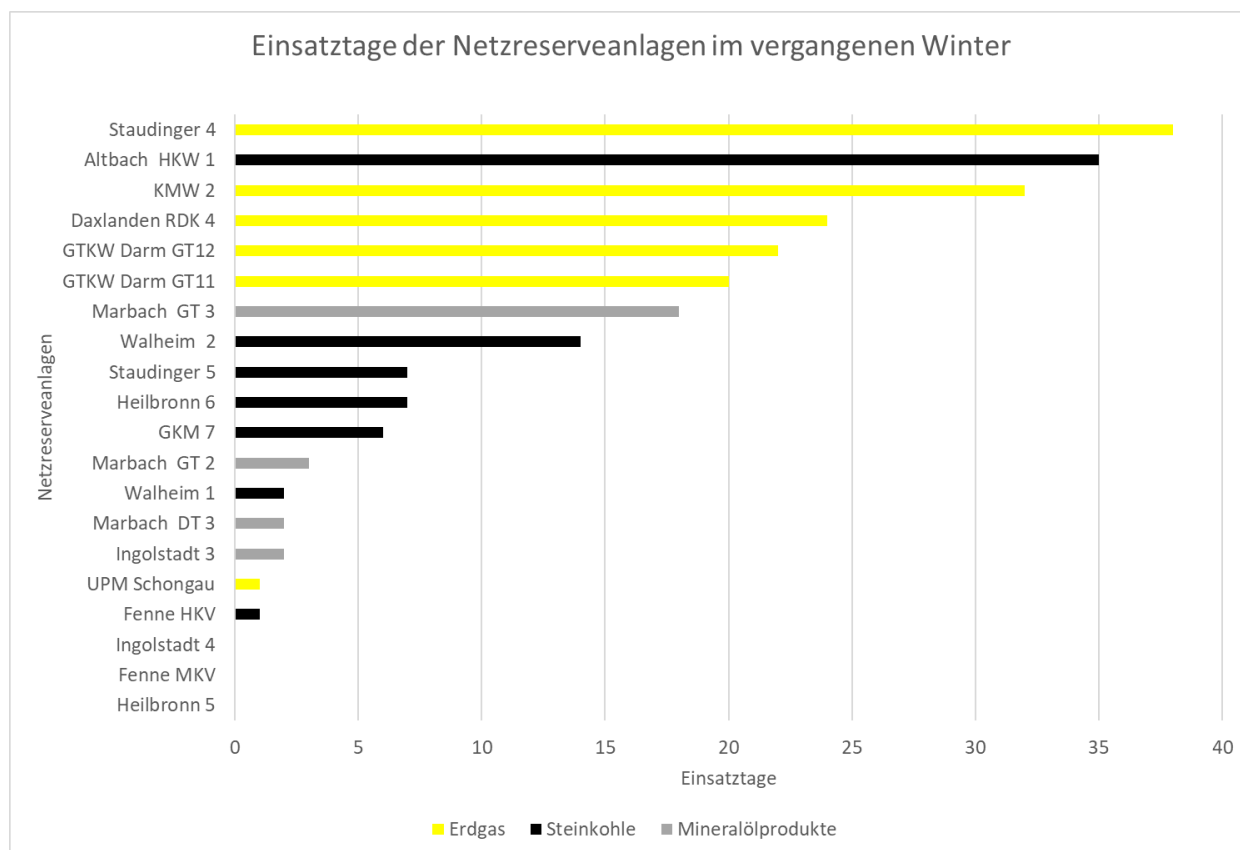


Abbildung 1: Einsatzhäufigkeit der Netzreservekraftwerke im vergangenen Winter 2023/2024

¹ Marbach GT 2 und Marbach DT 3 standen der Netzreserve bis zum 31.12.2023 zur Verfügung. Fenne MKV und Fenne HKV sind seit dem 15.02.2024, nach befristeter Teilnahme am Strommarkt, Teil der Netzreserve. Die Anlagen, die nach Ende des Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (EKBG) ihre befristete Teilnahme am Strommarkt mit Ablauf des 31.03.2024 beendet haben, werden seit dem 01.04.2024 in der Netzreserve vorgehalten. Da diese Anlagen bis zum 15.04.2024 nicht in der Netzreserve zum Einsatz kamen, sind sie in Abbildung 1 nicht aufgeführt.

B Verfahrensablauf

Grundlage der Prüfung des Netzreservebedarfs ist gemäß § 3 Abs. 2 Satz 1 NetzResV eine von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern jährlich gemeinsam erstellte Analyse der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten, ihrer wahrscheinlichen Entwicklung im Hinblick auf das jeweils folgende Winterhalbjahr sowie mindestens eines der weiteren darauffolgenden vier Betrachtungsjahre und des eventuellen Bedarfs an Netzreserve. Die diesen Systemanalysen zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter und Szenarien sind gemäß § 3 Abs. 2 Satz 5 NetzResV spätestens bis zum 01. Dezember eines jeden Jahres mit der Bundesnetzagentur abzustimmen.

Am 28. Juni 2023 fand das Auftaktgespräch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur über den Inhalt der vorzulegenden Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber statt. Am 03. Juli 2023 verständigten sich Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber darauf, dass die Systemanalysen neben dem gemäß der NetzResV zu untersuchenden, bevorstehenden Winterhalbjahr 2024/2025, zusätzlich für den Betrachtungszeitraum vom 1. April 2026 bis zum 31. März 2027 zu erstellen sind.

In der Folge stimmten sich die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Eingangsgrößen ab, die den Systemanalysen zugrunde liegen, insbesondere bezüglich der Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland (auf Grundlage der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur) und im Ausland, zur installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien und zu den verfügbaren Transportkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten für den grenzüberschreitenden Stromhandel. Die Übertragungsnetzbetreiber übermittelten am 01. Dezember 2023 die gesamten Eingangsparameter für die Systemanalysen an die Bundesnetzagentur.

Die Vorstellung der Ergebnisse der Systemanalysen 2024 durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgte am 11. März 2024. Ebenfalls an diesem Tage übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber die Systemanalysen an die Bundesnetzagentur. Die Übermittlung der zugrundeliegenden Datensätze der Markt- und Netzsimulationen erfolgte am 12. März 2024.

C Bedarfsfeststellung

1 Methodik der Systemanalysen

Für die Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve legen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich Systemanalysen vor. Die Eingangsparameter dieser Systemanalysen und die zugrunde gelegten Annahmen stimmen die Übertragungsnetzbetreiber mit der Bundesnetzagentur ab. Die Systemanalysen werden von der Bundesnetzagentur geprüft und der Bedarf an Netzreserve festgestellt.

Im Folgenden werden der Ablauf und die Zielsetzung der Systemanalysen beschrieben.

1.1 Zielsetzung der Systemanalysen

Die Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber haben die Zielsetzung, für einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren im Voraus zu ermitteln, welcher Bedarf an Netzreserve in dem jeweiligen Betrachtungsjahr gedeckt werden muss.

In den Systemanalysen wird ermittelt, welche Eingriffe die Übertragungsnetzbetreiber in den durch den Markt vorgesehenen Einsatz von Stromerzeugungskapazitäten vornehmen müssen, um Netzengpässe zu vermeiden und so den sicheren und zuverlässigen Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems zu gewährleisten. Gleichzeitig wird ermittelt, ob und wo die für diese Markteingriffe erforderlichen Erzeugungskapazitäten gesichert vorhanden sind. Als „gesichert“ gelten inländische Markt-Kraftwerke und die Kraftwerke, die aufgrund ihrer Systemrelevanz an der Stilllegung gehindert werden, sowie ausländische Kraftwerke, die als Redispatch-potentiale kontrahiert werden. Mit Redispatch wird die Reduzierung oder Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken bezeichnet, die aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz notwendig sind, um das Netz zu entlasten und so zu stabilisieren.

Bei der Bestimmung des Netzreservebedarfs werden verschiedene Risikofaktoren berücksichtigt, um möglichst viele Unwägbarkeiten zu Gunsten der Versorgungssicherheit abzudecken. Diese Risikofaktoren werden in Abschnitt C1.6 zusammenfassend dargestellt.

1.2 Vorgehensweise der Systemanalysen

Die Ermittlung des Netzreservebedarfs zur Beherrschung kritischer Netzsituationen gemäß § 3 NetzResV erfolgt in der nachfolgend dargestellten Vorgehensweise.

Zunächst werden die Eingangsparameter der Systemanalysen mittels einer Prognose der energiewirtschaftlichen Situation in den Betrachtungsjahren 2024/2025 und 2026/2027 festgelegt (vgl. Abschnitt C1.3). Hierbei werden u. a. der konventionelle Kraftwerkspark (installierte Leistungen, Nichtverfügbarkeiten, Brennstoffkosten, CO₂-Preise etc.) sowie die verfügbaren Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) prognostiziert. Außerdem werden die im jeweiligen Betrachtungszeitraum zu erwartende Netztopologie sowie die erwarteten Handelskapazitäten bestimmt.

Aufbauend auf den Eingangsparametern wird für jeden Betrachtungszeitraum eine als möglich eingestufte Kombination der relevanten Einflussfaktoren festgelegt, die auf Erfahrungen mit kritischen Netzsituationen basiert. Kritische Netzsituationen treten häufig in sogenannten Starkwind-Starklast-Zeiten auf, d. h. in Zeiten, in denen eine hohe Einspeisung aus Windenergieanlagen gleichzeitig zu einer hohen Stromnachfrage auftritt.

Jedoch ist nicht auszuschließen, dass kritische Netzsituationen auch in Stunden auftreten, in denen eine vergleichsweise niedrige Einspeisung aus EE-Anlagen zeitgleich mit einer hohen Last auftritt und somit einen Importbedarf bedingt. Folglich werden zwei synthetische Wochen betrachtet, aus denen die für die Bestimmung des Redispatchbedarfs maßgeblichen kritischen Stunden (Grenzsituationen) abgeleitet werden.

Zusätzlich zu den synthetischen Wochen wird für jeden Betrachtungszeitraum ein vollständiger Jahreslauf parametrisiert. Damit wird die Netzsicherheit solcher Situationen geprüft, die aufgrund unterschiedlicher Last- und Erzeugungssituationen eine andere geografische Verteilung der zum Redispatch eingesetzten Potentiale zur Gewährleistung der Systemsicherheit benötigen als die Grenzsituationen.

Anhand einer Simulation des europäischen Elektrizitätsmarkts wird prognostiziert, welche konventionellen Erzeugungsanlagen in den synthetischen Wochen sowie in den einzelnen Stunden des Jahreslaufs zur Deckung der Last einspeisen (vgl. Abschnitt C1.4), unter Berücksichtigung der erwarteten Einspeisung aus EE-Anlagen, der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und der Handelskapazitäten. Bestimmt wird auch, welche Exporte und Importe sich mit dem europäischen Ausland in den jeweiligen Netznutzungsfällen (NNF) einstellen.

Anschließend wird geprüft, ob das Übertragungsnetz die sich aus der Marktsimulation ergebenden Einspeisungen, Transporte und Entnahmen bewältigen kann, ohne dass hierdurch die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte beeinträchtigt werden (vgl. Abschnitt C1.5). Zudem wird untersucht, ob die Übertragungsnetzbetreiber ihrer Verpflichtung nach Art. 32 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie über den Übertragungsnetzbetrieb nachkommen. Hiernach muss auch nach dem Ausfall eines Netzbetriebsmittels im Übertragungsnetz (z. B. Leitung bzw. Transformator) oder einer Erzeugungsanlage die noch in Betrieb befindliche Netzinfrastruktur in der Lage sein, sich an die neue Lastflusssituation anzupassen, ohne dass hierdurch betriebliche Sicherheitsgrenzwerte in der eigenen oder angrenzenden Regelzone überschritten werden (Einhaltung des (n-1)-Standards). Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen hierzu eine Liste von Ausfallvarianten, die sowohl aus der betrieblichen Praxis bekannte, häufiger vorkommende Ausfälle, aber auch außergewöhnliche, besonders seltene Ausfälle (sog. Exceptional Contingencies) enthält. Für jede Ausfallvariante wird untersucht, wie sich in der bedarfsdimensionierenden Stunde der Leistungsfluss im Netz ändert. Stellen sich hierdurch Grenzwertverletzungen bei den Netzbetriebsmitteln ein, ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber, welche Maßnahmen jeweils getroffen werden müssen, damit die Grenzwerte eingehalten werden und der sichere Netzbetrieb nicht beeinträchtigt wird.

Netzbezogene Maßnahmen (z. B. Topologieänderungen oder Rücknahmen von bereits abgestimmten, aber verschiebbaren Leitungsfreischaltungen) reichen bei hoher Netzauslastung in aller Regel nicht aus, um die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte einzuhalten. Hierzu bedarf es Redispatch-Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber.

1.2.1 Redispatchbedarf und dessen Deckung

Sofern Redispatch-Maßnahmen erforderlich sind, um das Übertragungsnetz innerhalb der betrieblichen Grenzwerte sicher zu betreiben, wird zunächst analysiert, ob dieser Bedarf durch am Markt agierende Kraftwerke gedeckt werden kann. Deren Betreiber sind nach §§ 13 Abs. 1 Satz 1 und 13a Abs. 1 EnWG verpflichtet, ihre Einspeisung auf Verlangen der Übertragungsnetzbetreiber anzupassen. Ist dieses Potential nicht ausreichend, besteht dem Grunde nach ein Bedarf an Bereitstellung dieser Leistung durch Kraftwerke der Netzreserve. In der betrieblichen Praxis der Übertragungsnetzbetreiber kommen zwar mitunter auch andere, kurzfristigere Maßnahmen zur Bedarfsdeckung wie etwa Countertrading in Betracht. Solche kurzfristig im Day-Ahead-

oder Intraday-Markt verfügbaren Potenziale werden bei der Modellierung jedoch nicht berücksichtigt, da sich diese weder für den Jahreslauf noch in der Voraussicht auf eine konkrete Einzelsituation als gesichert unterstellen lassen.

§ 13d EnWG und die NetzResV sehen im Grundsatz zwei verschiedene Möglichkeiten vor, um den Netzreservebedarf zu decken: Die freie Kontrahierung von Anlagen im Inland oder europäischen Ausland als Netzreservekraftwerke oder die Aufnahme von im Inland vorläufig oder endgültig stillzulegenden Anlagen über das Regime von § 13b Abs. 4 und 5 EnWG in die Netzreserve. Allerdings bestimmt § 13d Abs. 3 EnWG auch für die zuletzt genannten Anlagen, dass die Bildung und der Einsatz unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtung aus § 13b Abs. 4 oder 5 EnWG auf Grundlage des Abschlusses von Verträgen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur nach Maßgabe der Bestimmungen der NetzResV erfolgt.

Die besonderen netztechnischen Betriebsmittel (bnBm) werden gemäß dem vorgesehenen Betriebskonzept berücksichtigt, das einen Einsatz als letzte innerdeutsche Präventivmaßnahme im Rahmen des § 13 Abs. 1 Satz 1 EnWG vorsieht. Folglich können diese Kraftwerke im Bedarfsfall entsprechend der ursprünglichen Regelung in § 11 Abs. 3 EnWG a.F. nachrangig zu den Netzreservekraftwerken zur Engpassbehebung eingesetzt werden. Besteht darüberhinausgehend ein Redispatchbedarf, so wird ein Gesamtbedarf an Netzreserve ausgewiesen, der eine noch zu deckende Lücke enthält. Für diesen Fall sieht § 4 NetzResV die Durchführung eines Interessenbekundungsverfahrens vor, das über die inländischen Kraftwerke hinausgehend auch ausländische Kraftwerke adressiert.

Die Voraussetzungen für den Abschluss eines Vertrages mit dem Betreiber eines Kraftwerks im Inland oder europäischen Ausland samt der Schweiz sind in § 5 NetzResV geregelt. Danach darf der Abschluss eines Vertrages mit einer inländischen Anlage insbesondere nur dann erfolgen, wenn das entsprechende Kraftwerk materiell systemrelevant ist und der Betreiber sich verpflichtet, die Anlage bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr am Energiemarkt einzusetzen. Weiterhin setzt der Vertragsschluss mit den Betreibern ausländischer Kraftwerke für die Netzreserve nach § 5 Abs. 3 NetzResV voraus, dass die ausländische Kraftwerksleistung als Reserve zur Lösung der ermittelten Netzsicherheitsprobleme in Deutschland beiträgt und die Bindung für den erforderlichen Zeitraum gesichert ist. Zudem ist eine Abstimmung mit den zuständigen ausländischen Behörden vorzusehen, damit keine Einwände im Hinblick auf die Kontrahierung der Anlage bestehen (z. B. aus Gründen der Netzsicherheit im eigenen Land).

1.2.2 Bemessungsmaßstab

Die Stunde der synthetischen Woche, in der die höchste Last und / oder die höchste Einspeisung aus EE-Anlagen auftreten, ist nicht zwangsläufig die Situation, in der das Übertragungsnetz der kritischsten Belastung ausgesetzt ist. Auch vor oder nach einer Stunde mit hoher Last und Einspeisung kann sich eine Lastflusssituation einstellen, die für das Netz schwieriger zu bewältigen ist. Dann ist zwar die absolute Höhe der Last und Einspeisung aus EE-Anlagen nicht maximal, aber die regionale Verteilung der Einspeisung aus EE-Anlagen und konventioneller Erzeugungsanlagen sowie der Lasten sorgt für eine hohe Aus- und Überlastung des Netzes. Zur Dimensionierung des Netzreservebedarfs werden zum einen solche Stunden der synthetischen Wochen näher untersucht, in denen Netzreservekraftwerke die höchste Leistung zur Deckung des Gesamtdispatchbedarfs beitragen. Zum anderen werden solche Stunden identifiziert, in denen ein über den Beitrag der inländischen Netzreservekraftwerken hinausgehender Bedarf an Redispatchleistung aus dem Ausland erforderlich ist, um

die Netzauslastung innerhalb der betrieblichen Grenzwerte zu halten. Diese ermittelten Stunden werden als Grenzsituationen bezeichnet.

Es kann in Stunden des Jahreslaufs notwendig sein, andere Kraftwerke als in den Grenzsituationen zum Redispatch heranzuziehen, um die Netzsicherheit in diesen Stunden gewährleisten zu können. Das führt dazu, dass sich ein zusätzlicher Bedarf an Reservekraftwerken ergeben kann.

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Schritte bzw. Eingangsparameter der Systemanalysen genauer erläutert.

1.3 Bestimmung der Eingangsparameter

Wie zuvor erläutert, werden im ersten Schritt die den Systemanalysen zugrundeliegenden Eingangsparameter zwischen der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt.

Zu den Eingangsparametern gehören u. a. die Nachfrage nach elektrischer Energie (Last), der zugrunde gelegte konventionelle Kraftwerkspark sowie Annahmen zu den EE-Anlagen und Brennstoffpreise im jeweiligen Betrachtungszeitraum. Ferner gehören die Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Gebieten des europäischen Elektrizitätsmarkts zu den Eingangsparametern.

Im Folgenden wird erläutert, wie die Eingangsparameter bestimmt wurden. Im Abschnitt C2.1 bzw. C3.1 werden dann die jeweiligen Eingangsparameter für die beiden Betrachtungszeiträume vorgestellt.

1.3.1 Übertragungsnetz

Für die Netzberechnungen wird für jeden der zwei Betrachtungszeiträume je ein Übertragungsnetzmodell erstellt. Diese zwei Übertragungsnetzmodelle sind topologische Abbildungen des deutschen Übertragungsnetzes und benachbarter Übertragungsnetze in den Jahren 2024 und 2026. Die Abbildung des deutschen und des österreichischen Übertragungsnetzes ist knotenscharf, die der benachbarten Netze weitgehend knotenscharf. Die Übertragungsnetze der zwei Betrachtungszeiträume enthalten bereits eine Vielzahl von geplanten Netzverstärkungsmaßnahmen. Für den Zeithorizont (t+1) werden die Netzausbaumaßnahmen angenommen, die voraussichtlich bis zum 30.09.2024 in Betrieb genommen werden. Für den Zeithorizont (t+3) ist der entsprechende Stichtag der 30.09.2026.

Um eine möglichst realitätsnahe Abbildung zu erreichen, werden in den Systemanalysen Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln berücksichtigt (Freischaltungen). Hierbei werden nur solche Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt, die nicht mit einem zeitlichen Vorlauf von 24 Stunden oder weniger verschiebbar oder behebbar sind. Ein Grund für die Nichtverfügbarkeiten von Leitungen ist, dass zunehmend Leitungsneubauvorhaben unter der Verwendung bestehender Trassen realisiert werden. Dies führt dazu, dass die zu ersetzenden Betriebsmittel (z. B. Freileitungen) während der Bauphase nicht zum Stromtransport genutzt werden können. Auch die Fähigkeit zur Versorgung von unterlagerten Verteilnetzen kann geschwächt werden. Daher können diese Nichtverfügbarkeiten zu einem höheren Bedarf an Netzreserve führen und werden aus Vorsichtsgründen im Netzmodell berücksichtigt. Neben der Nichtverfügbarkeit einzelner Leitungen werden auch Sonderschaltzustände berücksichtigt, die aufgrund des netzausbaubedingten Umbaus oder der Erneuerung von Anlagen (z. B. Erneuerung von Schaltanlagen) eingerichtet werden müssen. Tendenziell sind diese Nichtverfügbarkeiten aber als planbare Nichtverfügbarkeiten anzusehen, da die entsprechenden Maßnahmen mit großem Vorlauf in den Betrieb eingeplant werden.

1.3.2 Kraftwerkspark

Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland wird auf Basis einer Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur und der internen Datengrundlage der Übertragungsnetzbetreiber bestimmt. Diese Kraftwerksliste berücksichtigt auch geplante Stilllegungen und Zubauten von Kraftwerken und umfasst weiterhin Daten zu minimaler und maximaler Leistungseinspeisung sowie zum Betriebsmodus. Dadurch werden bei den Annahmen zu Zubauten und Stilllegungen primär die Planungen der Kraftwerksbetreiber zugrunde gelegt, die als belastbar eingeschätzt werden. Ist ein Kraftwerk zur Stilllegung vorgesehen, wird das Kraftwerk nicht mehr als Marktkraftwerk berücksichtigt, sofern das Datum der geplanten Stilllegung vor einem vereinbarten Stichtag liegt. Stichtag für den Betrachtungszeitraum 2024/2025 ist der 31.12.2024, für den Zeitraum 2026/2027 der 31.12.2026.

Inländische Netzreservekraftwerke sowie Steinkohleanlagen, die unter das Kohleverfeuerungsverbot nach dem KVBG fallen, werden nicht in der Marktsimulation berücksichtigt, sondern erst in den anschließenden Netzanalysen als (potentielle) Netzreservekraftwerke angenommen und im Bedarfsfall zum Redispatch eingesetzt.

Der europäische, konventionelle Kraftwerkspark wird auf Basis der Daten von ENTSO-E modelliert. Die Datengrundlage für die Bestimmung der Mantelzahlen je Energieträger orientiert sich an den Werten, die die ausländischen Netzbetreiber für das European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2023 gemeldet haben. Geographisch liegt der Fokus auf den Anrainerstaaten von Deutschland (Österreich, Schweiz, Polen, Tschechien, Niederlande, Belgien, Frankreich, Luxemburg, Dänemark) sowie der Slowakei und Italien als Anrainerstaaten von Österreich. Auch der Kraftwerkspark in Ungarn und Slowenien als weitere Anrainerstaaten von Österreich wird blockscharf abgebildet.

1.3.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die prognostizierte Leistung aus EE-Anlagen in Deutschland wird anhand der Mittelfristprognose 2024 - 2028 bestimmt. Hierbei wird bei der Festlegung der Höhe des Zubaus von Photovoltaik (PV), Windenergie an Land und Biomasse das „Obere Szenario“ zugrunde gelegt. Bei Biomasse- und Wasserkraftanlagen werden Daten der Übertragungsnetzbetreiber verwendet und der Bestand fortgeschrieben. Für die Erwartungswerte zur installierten Leistung von Offshore-Windenergieanlagen werden die aktuellen Daten der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen. Neben den Zubauzahlen und der Gesamthöhe der installierten Leistung wird auch festgelegt, an welchen geographischen Standorten die EE-Anlagen in das Übertragungsnetz einspeisen. Hierbei wird die reale, geographische Verortung der Anlagen zugrunde gelegt. Die Regionalisierung des für die nächsten Jahre prognostizierten Zubaus an EE-Anlagen erfolgt kleinräumig. Dabei wird die prognostizierte installierte Leistung an EE-Anlagen je Bundesland nach aktueller EEG-Mittelfristprognose eingehalten. Bei den Offshore-Windenergieanlagen wurde die Verteilung auf die einzelnen Netzknoten auf Basis der Planungen der Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen.

1.3.4 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

Bei der Ermittlung des Netzreservebedarfs werden geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken unterstellt. Hierzu werden Annahmen getroffen, welche Kraftwerke aufgrund von Revisionen oder zufälligen Ereignissen (z. B. technischen Fehlern) in den Betrachtungszeiträumen keine Leistung einspeisen. Die Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten ist von entscheidender Bedeutung, da die in den Systemanalysen untersuchten, potentiell kritischen Netzsituationen entscheidend durch die Verfügbarkeit von Kraftwerken beeinflusst werden. Sofern nicht ausreichend Marktkraftwerke zum Redispatch zur Verfügung stehen, müssen (potentielle) Netzreservekraftwerke eingesetzt werden.

Für die synthetisierten Grenzsituationen wird die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken modelliert. Aufbauend auf statistisch ermittelten Verfügbarkeitsdaten, die den Kraftwerksblöcken zugeordnet werden, werden Ausfallkombinationen von Kraftwerken bestimmt, die eine belastende Wirkung auf Netzengpässe haben können. Aus entsprechenden Analysen ist bekannt, dass Nichtverfügbarkeiten je nach Region eine entlastende bzw. belastende Wirkung auf Netzengpässe haben können. Die gesamte nicht - verfügbare Kraftwerksleistung wird daher zunächst vereinfachend für drei einzelne Regionen (Nord, Süd und Österreich) mittels einer Quantilsauswertung bestimmt. Zur Region Süd werden die konventionellen Kraftwerke in der Amprion-Regelzone gezählt, sowie alle Kraftwerksblöcke, die sich südlich 50,4° nördlicher Breite befinden. Für die Grenzsituation, in der eine Starkwind-Starklast-Situation betrachtet wird, wird für jeden der Zeithorizonte ein 5 %-Quantil in der Region Nord und ein 95 %-Quantil in der Region Süd zugrunde gelegt. Die Quantile sind so zu verstehen, dass in der Region Nord in nur fünf Prozent aller Fälle noch niedrigere und in der Region Süd in nur fünf Prozent der Fälle höhere Nichtverfügbarkeiten auftreten. Für die Grenzsituation, in der eine Importsituation parametrisiert wird, wird die Nichtverfügbarkeit der Kraftwerke in der Region Nord erhöht, sodass ebenfalls ein 95 %-Quantil zugrunde gelegt wird. Die daraus resultierenden Nichtverfügbarkeiten je Region werden auf konkrete Kraftwerksblöcke verteilt. So werden die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten separat für jede Grenzsituation der Zeithorizonte 2024/2025 und 2026/2027 ermittelt. Für Steinkohlekraftwerke in Süddeutschland erfolgt eine zusätzliche, ratierte Leistungsreduktion um 14 % der nach der Ausfallziehung verfügbaren Leistung, um Schwierigkeiten in der Kohletransportlogistik, etwa aufgrund von Niedrigwasser, abzubilden und in den Analysen zu berücksichtigen.

1.3.5 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten

Auch die dem Handel zur Verfügung stehenden Grenzkuppelkapazitäten für die einzelnen benachbarten Länder werden prognostiziert bzw. bestimmt.

1.3.5.1 NTC-Annahmen

Die NTC-Werte aus dem ERAA 2023 von ENTSO-E mit den Zieljahren 2025 und 2028 werden zur Festlegung der Annahmen verwendet. Aus einer Interpolation auf Basis der Projektdaten des aktuellen europäischen Zehnjahres-Netzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan 2022) ergeben sich die Werte für den Zeitraum (t+3). Außerdem werden Meldungen ausländischer Transmission System Operator (TSO) und aus der Systemführung berücksichtigt. Die Systemführung liefert insbesondere Erkenntnisse zur Abhängigkeit der NTC-Werte von der stündlichen Windeinspeisung an den Grenzen von Deutschland zur Schweiz, sowie zu Dänemark – West (DKW).

An der Grenze DE-CH wird für den Jahreslauf die sogenannte C-Funktion verwendet. Diese reduziert den NTC-Wert in Abhängigkeit von der Windeinspeisung in Deutschland unter Einhaltung der Mindestkapazitäten. Ist die Anforderung an die Mindesthandelskapazität (minimum remaining available Margin (minRAM)) größer als der Funktionswert der C-Funktion, wird die betroffene Grenze nicht mehr windabhängig betrachtet.

Die Kapazität an der Grenze DE-DKW wird windabhängig anhand von Randbedingungen modelliert. Auf Basis des Commitment der TenneT unter Berücksichtigung der Inbetriebnahmen der Mittelachse im Jahr 2021 und der Westküstenleitung (inkl. dänischem Teil 2025) werden für (t+1) und (t+3) Mindestimportkapazitäten von 1,9 GW respektive 2,6 GW berücksichtigt.

Alle weiteren Kuppelkapazitäten sind durch einen festen Wert charakterisiert.

1.3.5.2 Flow Based-Region

In der Region „Central West Europe“ (CWE) wurde im Mai 2015 die lastflussbasierte Marktkopplung (Flow-Based-Market-Coupling) eingeführt. Für die Region „CORE“ wird diese Methode seit 2022 berücksichtigt. Anders als in der NTC-Berechnungsmethode werden bei der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmethode die Handelskapazitäten nicht als unabhängige Austauschleistungen zwischen einzelnen Marktgebieten ermittelt. Stattdessen erfolgt bei der lastflussbasierten Methode eine vereinfachte Abbildung des Stromnetzes, sodass Wechselwirkungen aller in der Flow-Based-Region erfolgenden Handelsaustausche in die Berechnungen einbezogen werden. Hierdurch und durch die genauere Abbildung von Netzrestriktionen können Transportkapazitäten besser genutzt und bei der Vergabe der Handelskapazitäten in höherem Umfang die Erfordernisse des Marktes berücksichtigt werden.

In beiden Untersuchungszeiträumen erfolgt die Kapazitätsberechnung nach der Flow-Based-Methode für alle innerhalb der Region CORE liegenden Marktgebietsgrenzen. Die Region CORE umfasst hierbei die Marktgebiete Österreich, Belgien, Tschechien, Deutschland/Luxemburg, Frankreich, Ungarn, Niederlande, Polen, Slowenien sowie die Slowakei. Alle anderen Grenzen werden als NTC-Grenzen modelliert.

Zunächst wird eine initiale Marktsimulation unter Berücksichtigung der NTC-Werte durchgeführt. Hierzu werden für alle Gebotszonengrenzen, die per Flow-Based-Methode bewirtschaftet werden, NTC-Werte angenommen, die eine erste Abschätzung der zu erwartenden Flow-Based-Handelskapazitäten darstellen. Die Ergebnisse dieser initialen NTC-Marktsimulation werden genutzt, um eine Lastflussberechnung durchzuführen. Sodann zeigen sich die Leitungsbelastungen, die basierend auf der in der NTC-Marktsimulation ermittelten Handelssituation auftreten würden. Anhand dieser Ergebnisse wird für jedes Netzelement bestimmt, welche (n-1)-Ausfälle zu einem signifikanten Anstieg der Auslastung führen. Die ermittelten Kombinationen aus Netzelementen und kritischen Ausfällen bilden die sogenannten potenziellen CNECs (Critical Network Element and Contingency, CNEC).

Als kritische Netzelemente werden für beide Betrachtungszeiträume marktgebietsübergreifende und -interne Netzelemente ab der 220 kV-Spannungsebene berücksichtigt. Für die östlichen Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK) der Core-Region wird vereinfachend ausschließlich die Spannungsebene 380 kV betrachtet.

Im nächsten Schritt wird je Netzknoten bestimmt, wie sich die Änderung der Wirkleistungseinspeisung an diesem Netzknoten auf den Wirkleistungsfluss über alle anderen Netzelemente auswirkt. Diese sogenannten nodalen Power Transfer Distribution Factors (PTDFs) werden für spezifische Ausfallsituationen (d. h. aller im vorausgehenden Schritt identifizierter potentieller CNECs) ermittelt.

Anschließend werden die sogenannten Generation Shift Keys (GSK) für jede Gebotszone und jeden Netznutzungsfall ermittelt. Der GSK ist eine lineare Abschätzung darüber, wie sich eine Änderung in der Nettoposition einer Gebotszone auf die Einspeisung der sich in der Gebotszone befindlichen Kraftwerke auswirkt.

Im nächsten Schritt werden durch Multiplikation der zuvor errechneten nodalen PTDFs und der GSKs die zonalen PTDFs berechnet. Aus dieser Multiplikation ergibt sich, welche Auswirkungen eine Änderung der Nettoposition einer Gebotszone (z. B. Deutschland/Luxemburg) auf den Wirklastfluss auf einzelnen Netzelementen in Kombination mit einer Ausfallsituation (CNEC) hat.

Anhand der zuvor berechneten zonalen PTDFs können nun die marktsensitiven CNECs bestimmt werden. Ein CNEC gilt dann als marktsensitiv, wenn eine Veränderung der Nettopositionen zu einer signifikanten Lastflussänderung führt. Ein CNEC ist immer dann marktsensitiv, wenn es für die betrachtete Kombination aus kritischem Netzelement und Ausfall (sowohl intern als auch grenzüberschreitend) mindestens eine Kombination von Gebotszonen gibt, deren Handelsänderung sich mit mindestens 5 % (t+1) bzw. 7,5 % (t+3) auf die Auslastung des CNECs auswirkt (Zone-to-Zone PTDF $\geq 5\%$ bzw. $\geq 7,5\%$).

Danach wird der Einsatz der Phasenschiebertransformatoren so angepasst, dass diese zusätzliche Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten ermöglichen. Anschließend wird der Wirkleistungsfluss je CNEC ohne jeglichen kommerziellen Austausch in der Flow-Based-Region berechnet. Nun können die tatsächlich dem Handel zur Verfügung stehenden Kapazitäten je CNEC und Netznutzungsfall bestimmt werden. Diese berechnen sich aus der Differenz zwischen den maximalen Übertragungskapazitäten der CNECs und den Flüssen in der Situation ohne kommerziellen Austausch. Ist dieser Wert niedriger als die geforderte Mindestkapazität, so wird der RAM des CNEC im Berechnungsverfahren künstlich erhöht.

Abschließend kann nun für jeden Netznutzungsfall die sogenannte Flow-Based Domain bestimmt werden. Diese definiert durch die zonalen PTDFs und die RAM-Werte aller marktsensitiver CNECs den Lösungsraum für mögliche Kombinationen aus kommerziellen Austauschen (Handelsgeschäften) in der Flow-Based-Region. In einem letzten Schritt der Bestimmung der endgültigen Flow-Based Domain müssen noch etwaige Langfristkapazitäten an einzelnen Gebotszonengrenzen Berücksichtigung finden. Falls die bereits vergebenen Langfristkapazitäten nicht durch die bestehende Domain gedeckt ist, wird die Domain entsprechend erweitert.

Als Ergebnis kann nun eine Flow-Based Marktsimulation durchgeführt werden, welche für Handelsaustausche innerhalb der Flow-Based-Region die relevanten Netzrestriktionen in Form der Flow-Based-Domains und an allen anderen Grenzen die zuvor parametrisierten NTC-Werte berücksichtigt.

In den aktuellen Systemanalysen werden die Vorgaben des Clean Energy Packages zu Mindestkapazitäten insofern berücksichtigt, als mit Stand November 2023 die Entwicklungen in den einzelnen Mitgliedstaaten bekannt waren. Für Deutschland wird der vorliegende Aktionsplan berücksichtigt. Für die initiale Marktsimulation werden daher für den Zeithorizont (t+1) 60,3 % und (t+3) 70 % angesetzt.

In Bezug auf die bestehenden HGÜ-Verbindungen wurde für die initiale NTC-Marktsimulation folgende Methodik angewandt: Im Jahreslauf werden 100 % der Kapazität für den Handel zur Verfügung gestellt, in der Grenzsituation werden die Kapazitäten auf den HGÜ auf 70 % beschränkt. Die Kapazitäten zwischen Deutschland und Skandinavien werden in DE-Importrichtung weiter eingeschränkt. Die Ermittlung der in dieser Transaktionsrichtung freizugebenden Kapazitäten erfolgt durch Interpolation zwischen einem Startwert und dem Clean Energy Package (CEP)-Zielwert von 70 %. Damit ergibt sich für Importe über Baltic Cable (DE-SE) in (t+1) 65,2 % und in (t+3) 70 %. Für NordLink (DE-NO) werden Importkapazitäten von 58,3 % in (t+1) und 70 % in (t+3) berücksichtigt. Kontek (DE-DKE) erfüllt bereits die Anforderungen des CEP, damit gelten für beide Zeithorizonte in Importrichtung 70 %.

Die innerhalb der Flow-based Region befindliche HGÜ-Verbindung ALEGrO (DE-BE) besitzt keine eindeutig entlastende oder belastende Wirkung. Daher wird sowohl in Export- als auch in Importrichtung das Maximum aus bereits zugesicherter Langfristhandelskapazität (LTA) und minRAM angesetzt und die freizugebene Kapazität entsprechend begrenzt. Für die nachfolgende Parametrierung Flow-Based Kapazitätsberechnung wird, wie zuvor beschrieben, der deutsche Aktionsplan berücksichtigt. Außerdem werden für die Niederlande, Österreich,

Ungarn und Polen Werte (für $t+1$ und $t+3$) gemäß den vorliegenden Aktionsplänen berücksichtigt. Aufgrund fehlender Informationen werden Ausnahmen (sog. "Derogations") anderer Mitgliedstaaten nicht abgebildet. In diesen Fällen wird ein Wert von 70 % minRAM antizipiert.

1.3.6 Annahmen zum Stromverbrauch

Die Höhe des Stromverbrauchs im Jahresverlauf setzt sich aus den Lastverläufen der verschiedenen Verbrauchskomponenten zusammen. Diese werden nachfolgend aufgelistet:

- **Verbrauch in den konventionellen Sektoren, bspw. Industrie, Haushalte, Verkehr, GHD²**
- **Mehrverbrauch durch zukünftige Verbraucher, bspw. neue Rechenzentren**
- **Power-to-Heat (Wärmepumpen in den Sektoren Haushalt und GHD, Großwärmepumpen)**
- **Power-to-Gas (Herstellung von Wasserstoff)**
- **Elektromobilität**
- **Übertragungs- und Verteilnetzverluste, Kraftwerkseigenverbrauch und Speicherverluste**

Zur Ermittlung der Höchstlast in der Grenzsituation werden die temperatur- und strompreisunabhängigen Lastprofile auf ihr jeweiliges technologiespezifische Maximum skaliert, um die maximal mögliche Last in der synthetischen Woche abzubilden. Daher werden die Lastzeitreihen der konventionellen Verbraucher, der (neuen) Großverbraucher und der Elektromobilität skaliert. Lastzeitreihen wie die der Wärmepumpen - die temperaturabhängig sind - werden hingegen für den jeweiligen Netznutzungsfall aus dem Jahreslauf übernommen. Grund dafür ist, dass sehr niedrige Temperaturen – demzufolge sehr hohe Wärmepumpennachfrage – und Starkwindphasen in der Regel nicht gemeinsam auftreten und somit eine Skalierung der Wärmepumpennachfrage auf das Maximum während einer Starkwindphase ein unrealistisches Szenario abbilden würde. Die Übertragungsnetzverluste werden nicht auf ihr Maximum skaliert, da sie für jeden Netznutzungsfall Ergebnis der Netzberechnung sind.

Die ausländischen Lastzeitreihen entstammen der Datenbasis von ENTSO-E, die diese nach einer neuen Methodik konsistent für alle Marktgebiete und die Szenariojahre 2025ff. auf Basis des Wetterjahres 2012 hergeleitet haben. Diese wurden im Rahmen des ERAA2023 seitens der Übertragungsnetzbetreiber geprüft.

1.3.7 Redispatch 2.0

In rechtlicher Hinsicht müssen Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie einschließlich von EE- und KWK-Anlagen mit einer Nennleistung von mindestens 100 kW oder einer jederzeitigen Fernsteuerbarkeit durch einen Netzbetreiber als Redispatch-Potentiale mitberücksichtigt werden. Zudem sind abweichend zu der in § 13 Abs. 1 Satz 1 EnWG statuierten Einsatzreihenfolge bei strom- und spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs von mehreren geeigneten Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 und 3 EnWG die Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen. Dieses erweiterte und netzübergreifend optimierte System wird als Redispatch

² GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

2.0 bezeichnet. Die in diesem Kontext veröffentlichten Festlegungen der Bundesnetzagentur³ spezifizieren die gesetzlichen Vorgaben weiter. Besonders hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang die Mindestfaktor-Festlegung vom 30. November 2020⁴, mit der die Übertragungsnetzbetreiber unter anderem dazu verpflichtet wurden, die kalkulatorischen Preise i.S.v. § 13 Abs. 1a und 1c EnWG für die Abregelung von EE-Strom und für das Hochregeln der Netzreserve jeweils mit Wirkung ab dem 1. Oktober eines jeden Kalenderjahres zu bestimmen.⁵ Die kalkulatorischen Kosten für EE betragen seit dem 1. Oktober 2023 575,70 €/MWh und diejenigen für die Netzreserve 476,50 €/MWh und sind bis zum 30.09.2024 gültig.⁶

In den Systemanalysen wurden die Anforderung des Redispatch 2.0 wie folgt unterstellt: Für die Modellierung der Betrachtungszeiträume t+1 und t+3 wurden die Strafkosten für die Abregelung von EE-Anlagen gemäß der Mindestfaktorfestlegung der Bundesnetzagentur definiert. Dabei wurden auch die kalkulatorischen Preise für EE-Strom und Netzreserve-Anlagen zugrunde gelegt.

Zudem wird das Redispatch-Potential ab einer Anlagengröße von 10 MW gemäß der Kraftwerkseinsatzplanung (KWEP) für konventionelle Anlagen mit Ausnahme von KWK-Anlagen berücksichtigt. Selbiges gilt für die Redispatch-Potentiale von Windkraft und PV-Anlagen ab einer Anlagengröße von 100 kW.

Aufgrund technischer Restriktionen bei der Datenübermittlung, sowie unsicherer Datenqualität bzw. Prognosegüte finden mögliche Redispatch-Potentiale von konventionellen Anlagen, von Biomasse-Anlagen, sowie von Laufwasserkraftwerken kleiner 100 kW keine Berücksichtigung in den Systemanalysen. Mit dieser sicherheitsorientierten Betrachtungsweise wird vermieden, dass Potentiale im Modell überschätzt werden, was im Hinblick auf das Ziel der Systemanalysen, einen Bedarf an Netzreserve zu ermitteln, sachgerecht erscheint.

1.4 Marktsimulation

Auf Grundlage des Wetterjahres 2012 wird die stundenscharfe Erzeugungsleistung der EE-Anlagen simuliert und darauf aufbauend die Residuallast ermittelt. Welche konventionellen Erzeugungsanlagen zur Deckung der Residuallast zum Einsatz kommen, hängt maßgeblich von den Einsatzkosten konventioneller Kraftwerke ab. Die Einsatzkosten entsprechen den variablen Stromerzeugungskosten und umfassen u. a. Brennstoffkosten und Kosten für CO₂-Zertifikate sowie für Startvorgänge. Auf Basis der variablen Stromerzeugungskosten jedes

³ Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-061); Festlegungsverfahren zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen (BK6-20-060); Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen sowie zu massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen im Zusammenhang mit dem Datenaustausch zum Zwecke des Redispatch (BK6-20-059); Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung Az. PGMF-8116-EnWG § 13j).

⁴ Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung Az.: PGMF-8116-EnWG § 13j) vom 20.11.2020.

⁵ Aufrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch/Kalkulatorische-Preise>

⁶ Aufgrund der Streichung des § 13 Abs. 1b EnWG durch das Gesetz zur Bereithaltung von Ersatzkraftwerken zur Reduzierung des Gasverbrauchs im Stromsektor im Fall einer drohenden Gasmangellage durch Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften vom 8. Juli 2022 (GasVReG, BGBl. I S. 1054 (Nr. 24)) ist für KWK-Anlagen kein Mindestfaktor mehr vorgesehen.

einzelnen Kraftwerks ergibt sich die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke („Merit Order“). Zudem werden technische Restriktionen der Kraftwerke, wie zum Beispiel die Mindestleistung von Kraftwerksblöcken oder Must-Run-Bedingungen (zum Beispiel zur Wärmeerzeugung bei KWK-Anlagen), berücksichtigt.

1.5 Netzanalysen

Für alle Stunden des Jahreslaufs wird jeweils eine Lastflussberechnung durchgeführt und untersucht, ob es im Höchstspannungsnetz zu Überlastungen auf Leitungen und Transformatoren kommt. Neben den Lastflussberechnungen für den Normalfall werden auch Ausfälle einzelner Leitungen ((n-1)-Sicherheit) und in der jeweiligen Grenzsituation zusätzlich relevante Mehrfachfehler untersucht.

Treten Überlastungen auf, werden Maßnahmen zur Herstellung eines sicheren Netzzustands⁷ eingeleitet. In der jeweiligen Grenzsituation wird zunächst geprüft, ob Netzengpässe durch topologische Maßnahmen (wie z. B. Sonderschaltzustände) beseitigt werden können. Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, führen die Übertragungsnetzbetreiber Redispatchoptimierungen durch. Dabei werden konventionelle Kraftwerke und EE-Anlagen, die die identifizierten Netzengpässe belasten, in ihrer Erzeugung abgesenkt. Gleichzeitig werden konventionelle Kraftwerke, die eine netzentlastende Wirkung haben, hochgefahren. Dadurch wird die Leistungseinsenkung zur Einhaltung der Leistungsbilanz kompensiert.

Zur Behebung unzulässiger, grenzwertverletzender Betriebszustände im Übertragungsnetz werden nacheinander verschiedene Gruppen von Kraftwerken herangezogen. Zunächst wird die Erzeugungsleistung von konventionellen Kraftwerken erhöht, die zwar am Markt eingesetzt werden, aber im konkreten Netznutzungsfall nicht oder nicht vollständig einspeisen. Zusätzlich werden Kraftwerke in Österreich im Umfang von maximal 1,5 GW zum Redispatch eingesetzt, die aufgrund der deutsch-österreichischen Redispatchkooperation gesichert für solche Einsätze zur Verfügung stehen.

Verbleiben dann noch unzulässige, grenzwertverletzende Betriebszustände im Übertragungsnetz, werden Redispatchmaßnahmen mit bereits kontrahierten und potentiellen deutschen Netzreserveanlagen, Kapazitätsreserveanlagen, sowie den bnBm durchgeführt. Sollten diese Potentiale ebenfalls nicht ausreichen, um die Netzengpässe zu beheben, werden Redispatchmaßnahmen mit weiteren Kraftwerken im Ausland durchgeführt, bis sich in der Lastflussrechnung ein zulässiger, (n-1)- bzw. EC-sicherer Systemzustand einstellt. Die konkrete Auswahl der jeweils zum Redispatch herangezogenen einzelnen Kraftwerke erfolgt anhand von Effizienzkriterien, d. h. je kosteneffizienter ein Kraftwerk einen Engpass entlastet, desto eher kommt es beim Redispatch zum Einsatz.

Die Summe aus der eingespeisten Leistung von bereits kontrahierten und potentiellen Netzreservekraftwerken in Deutschland und der Leistung, die ausländische Kraftwerke im Wege des Redispatch zur Verfügung stellen, ergibt den Netzreservebedarf jeder Stunde.

1.6 In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken

Die Netzreservebedarfsermittlung beruht auf einer für das Netz kritischen, in der Kombination nicht wahrscheinlichen, aber eben nicht auszuschließenden Kombination potentieller Szenarien. Sie kann keine exakte

⁷ Unter einem sicheren Netzzustand wird derjenige Zustand verstanden, bei dem keine Betriebsmittelüberlastungen eintreten und die zulässigen Spannungsbereiche eingehalten werden.

Vorhersage der tatsächlich eintretenden Verhältnisse sein. Um trotz Prognoseunsicherheiten den Netzreservebedarf ausreichend zu dimensionieren, werden – insbesondere bei den Eingangsparametern – konservative Annahmen getroffen.

Die im Rahmen der Systemanalysen berücksichtigten Faktoren werden nachfolgend dargestellt:

Starkwind: In den beiden Betrachtungszeiträumen werden ausgewählte, netztechnisch kritische Wettersituationen betrachtet. Hierzu zählen erfahrungsgemäß insbesondere Starkwindphasen. Diese haben sich in den vorangegangenen Systemanalysen und in der betrieblichen Praxis der Übertragungsnetzbetreiber als besonders kritisch herausgestellt und werden auch in diesen Systemanalysen in den Grenzsituationen abgebildet. Hierzu wird die in Vergangenheit in einer Starkwindphase beobachtete maximale Einspeisung aus Windenergieanlagen auf die im jeweiligen Betrachtungszeitraum installierte Leistung der Windenergieanlagen skaliert und angenommen, dass die Windenergieanlagen die entsprechende Leistung einspeisen.

Starklast: Ein potentiell herausforderndes Szenario sind sehr hohe Lasten im In- und Ausland, die zusätzlich zur maximalen Einspeisung aus Windenergieanlagen und geringer bis keine Einspeisung aus PV-Anlagen unterstellt werden. Diese Annahmen zur Last und Einspeisung aus EE-Anlagen kennen die Übertragungsnetzbetreiber aus der betrieblichen Praxis.

Import-Situation: Für beide Betrachtungszeiträume werden zusätzlich zur Starklast/Starkwind-Kombination Importsituationen betrachtet. Hierbei werden bewusst auch netzkritische Importsituationen simuliert. Außerdem wird für die Parametrierung dieser Situation die Nichtverfügbarkeit der konventionellen Kraftwerke in Deutschland erhöht, sowie eine vergleichsweise niedrige Einspeisung aus EE-Anlagen bei gleichzeitig hoher Last unterstellt.

Nichtverfügbarkeiten der Marktkraftwerke: Des Weiteren wird das Risiko von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten bei der Bestimmung des Netzreservebedarfs berücksichtigt. Die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken insbesondere im südlichen Teil Deutschlands (z. B. aufgrund von Ausfällen oder Revisionen) stellt ein Risiko für eine sichere Stromversorgung dar. Daher unterstellen die Übertragungsnetzbetreiber, dass in der Grenzsituation eine größere Anzahl von Marktkraftwerken in der Region Süd nicht verfügbar ist, während in der Region Nord eine hohe Verfügbarkeit angenommen wird, wie in Abschnitt C1.3.4 beschrieben. Hierdurch wird sichergestellt, dass auch im Falle einer größeren Anzahl von gleichzeitigen Revisionen oder Ausfällen der Netzreservebedarf in ausreichendem Umfang bestimmt wird. Um das potentielle Risiko eingeschränkter Verfügbarkeit steinkohlebefeuertener Marktkraftwerke infolge von Logistikengpässen, etwa aufgrund von Niedrigwasser, in den Systemanalysen zu berücksichtigen, erfolgt zusätzlich eine pro-rata Reduktion der Verfügbarkeit der Anlagen in der Region Süd um einen festen Prozentwert.

Nichtverfügbarkeiten der Netzreservekraftwerke: Zunächst wird die Grenzsituation unter der Annahme berechnet, dass alle (potentiellen) Netzreservekraftwerke verfügbar sind und zum Redispatch eingesetzt werden können. Allerdings hat die Erfahrung gezeigt, dass die Annahme einer vollständigen Verfügbarkeit sämtlicher Netzreservekraftwerke während des gesamten Zeitraums, in dem die Netzreserve zur Verfügung stehen muss, oftmals nicht der Realität entspricht. Typischerweise werden in der Netzreserve Kraftwerke älterer Bauart vorgehalten, deren Stilllegung seitens der Betreiber beabsichtigt wurde. Insbesondere bei diesen teilweise über vierzig Jahre alten Kraftwerken treten immer wieder technisch bedingte Einsatzrestriktionen auf.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Daten zu den Nichtverfügbarkeiten der Netzreserveanlagen im Zeitraum 2021/2022 ausgewertet. Im betrachteten Zeitraum zwischen dem 01.10.2021 und dem 31.03.2022 waren diese Kraftwerke durchschnittlich zu 22,2 % nicht verfügbar. Um diese Beobachtung in den Systemanalysen zu berücksichtigen, nehmen die Übertragungsnetzbetreiber an, dass jedes (potentielle) Netzreservekraftwerk in der Grenzsituation lediglich mit 77,8 % seiner Nettonennleistung zum Redispatch eingesetzt werden kann.

Darüber hinaus sind für einzelne Netzreservekraftwerke zudem bereits Restriktionen aus rechtlichen bzw. technischen Gründen bekannt, die trotz der Verpflichtung zur Betriebsbereitschaftshaltung gemäß § 13b Abs. 5 Satz 11, Abs. 4 EnWG zur Nichtverfügbarkeit der einzelnen Anlagen führen. Vor diesem Hintergrund haben die Übertragungsnetzbetreiber für beide Betrachtungszeiträume jeweils eine Sensitivitätsbetrachtung getroffen, in denen einzelne Netzreserveanlagen als nicht verfügbar unterstellt werden und berechnet, wie sich diese Annahmen in der Grenzsituation auf den Netzreservebedarf auswirken.

1.7 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalysen

Die Bundesnetzagentur hat die Eingangsparameter und die von den Übertragungsnetzbetreibern angewandte Methodik plausibilisiert sowie die Modellierungsergebnisse geprüft.

Hierbei wurde zunächst geprüft, in wie weit die vorher abgestimmten Eingangsparameter in den Simulationen abgebildet wurden. Anschließend wurden die Marktergebnisse von der Bundesnetzagentur auf Plausibilität hinsichtlich Handelsflüssen, Kraftwerkseinsatz und weiterer Variablen geprüft.

In den Lastflussberechnungen wurden die Auslastungen aller Netzelemente im Grundlastfluss sowie im (n-1)-Fall ermittelt. Auftretende Überlastungen können im Modell durch topologische Maßnahmen oder den Einsatz von Redispatchmaßnahmen behoben werden. Die Lastfluss- und Redispatchberechnungen werden für die synthetische Woche sowie für den Jahreslauf durchgeführt.

2 Netzreserve 2024/2025

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2024/2025 erläutert. Auch erfolgt eine Darstellung, wie der ermittelte Netzreservebedarf gedeckt werden kann.

2.1 Eingangsgrößen der Systemanalysen für 2024/2025

In den Systemanalysen werden netzkritische Situationen mit dem Ziel untersucht, den Netzreservebedarf zu ermitteln. Die maßgeblichen Eingangsparameter, die den Systemanalysen für 2024/2025 in diesen Netznutzungsfällen zugrunde liegen, werden im Folgenden beschrieben.

2.1.1 Übertragungsnetz

Über das Bestandsnetz (Stand 2023) hinaus sind für 2024 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis 30.09.2024 in Betrieb genommen werden sollen, werden für den Betrachtungszeitraum (t+1) berücksichtigt.

Die Erweiterung und Ertüchtigung der bestehenden Netzinfrastruktur bedingt die temporäre Nichtverfügbarkeit anderer Betriebsmittel. Im Rahmen der sogenannten Freischaltplanung koordinieren die Netzbetreiber längere Nichtverfügbarkeiten von Netzelementen aufgrund von Wartungsarbeiten an Kraftwerken, Leitungen und Umspannanlagen im Voraus. Unter Berücksichtigung dieser Planung für die Systemanalysen und somit

unter Berücksichtigung dieser geplanten, längerfristigen Nichtverfügbarkeiten erhöht sich der Bedarf an Redispatchleistung.

2.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

In den Systemanalysen wird ein entsprechend parametrierter Kraftwerkspark zu Grunde gelegt. Als relevante Kraftwerkparameter werden hierbei die technischen Kraftwerkparameter, Angaben zum Standort, (Nicht-)Verfügbarkeiten, Betriebsmodi und Betriebszeiträume berücksichtigt.

Für den Zeitraum 2024/2025 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (inklusive der Teile der österreichischen und luxemburgischen (Wasser-)Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 68,9 GW, siehe Tabelle 1.

Kraftwerkspark Deutschland im Winter 2024/2025

| | Region Nord [MW] | Region Süd [MW] | Summe [MW] |
|---------------------------------|------------------|-----------------|---------------|
| Steinkohle | 2.640 | 7.278 | 9.918 |
| Erdgas | 8.525 | 18.802 | 27.327 |
| Braunkohle | 8.790 | 6.306 | 15.096 |
| Pumpspeicher und Speicherwasser | 3.598 | 7.009 | 10.607 |
| Sonstige | 67 | 423 | 490 |
| Kuppelgas | 604 | 1.443 | 2.047 |
| Mineralölprodukte | 936 | 657 | 1.593 |
| Abfall | 789 | 1.005 | 1.794 |
| Summe | 25.949 | 42.923 | 68.872 |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 1: Kraftwerkspark Deutschland (inkl. Grenzkraftwerke in AT und LU) für den Betrachtungszeitraum 2024/2025

2.1.3 EE-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegten installierten Leistungen an EE-Anlagen für den Winter 2024/2025 werden in Tabelle 2 beschrieben.

| Wind an Land | Wind auf See | PV | Biomasse | Wasserkraft | Summe |
|--------------|--------------|---------|----------|-------------|-----------------|
| 61,5 GW | 9,0 GW | 94,2 GW | 8,2 GW | 3,9 GW | 176,8 GW |

Tabelle 2: Annahmen zur installierten Leistung aus EE-Anlagen im Winter 2024/2025

2.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

In der Marktsimulation wird berücksichtigt, dass ein Teil der Kraftwerke aufgrund von Revisionen oder technischen Defekten nicht verfügbar ist. Auf Basis von Nichtverfügbarkeitsdaten der ENTSO-E Transparenzplattform⁸ für die Jahre 2015-2022 und einer Auswertung der Daten aus der VGB-Statistik (2011-2020)⁹ werden für den Jahreslauf blockscharfe Verfügbarkeitszeitreihen ermittelt.

Für den Betrachtungszeitraum 2024/2025 wird in der Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 6,4 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 1,5 GW in Österreich und 1,4 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind. In der Stunde, in der die Nichtverfügbarkeiten der konventionellen Kraftwerke erhöht werden mit dem Ziel, eine netzkritische Importsituation zu simulieren, wird angenommen, dass 4,2 GW in der Region Nord an Kraftwerksleistung nicht verfügbar ist.

2.1.5 Kostenkomponenten und Einsatzreihenfolge konventioneller Kraftwerke

Um die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke in der Marktsimulation bestimmen zu können, müssen die Brennstoff- und CO₂-Preise prognostiziert werden. Um die Entwicklungen an den Energiemärkten für die Systemanalysen abzubilden, werden für Steinkohle, Erdgas, Mineralöl und CO₂-Zertifikatspreise die Future-Nominierungen für den Betrachtungszeitraum (t+1) angenommen. Für die Preise von Braunkohle und Kernbrennstoff werden eigene Annahmen getroffen.

Daraus resultieren die in Tabelle 3 dargestellten Preise (Stichtag 15.09.2023).

Brennstoffpreise 2024/2025 (15.09.2023)

| Mineralöl [€/MWh _{th}] | Erdgas [€/MWh _{th}] | Steinkohle [€/MWh _{th}] | Braunkohle [€/MWh _{th}] | Kernbrennstoff [€/MWh _{th}] | CO ₂ -Preise [€/t] |
|-------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--|----------------------------------|
| 48,34 | 52,02 | 14,94 | 3,00 | 1,36 | 87,43 |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 3: Brennstoffpreise 2024/2025 zum 15.09.2023

Verglichen mit den Annahmen, die in den Systemanalysen 2023 für den Zeitraum (t+1), d. h. 2023/2024 getroffen wurden, führen die für den Zeitraum 2024/2025 angenommenen Brennstoffpreise zu einem insgesamt gesunkenen Grenzkostenniveau. In Abbildung 2 ist die Einsatzreihenfolge, die sog. „Merit Order“, für den Betrachtungszeitraum 2024/2025 dargestellt.

⁸ Vgl. ENTSO-E Transparency Platform; <https://transparency.entsoe.eu/>

⁹ Vgl. Verfügbarkeit von Kraftwerken 2011-2020, Ausgabe 2021, <https://www.vgb.org/shop/tw103v-ebook.html>

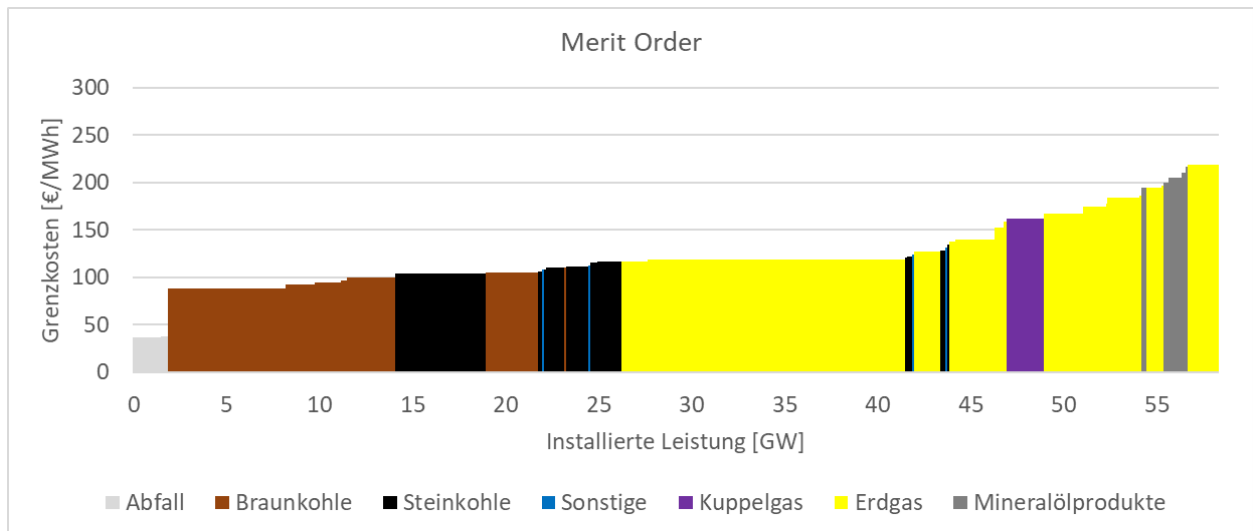


Abbildung 2 Merit Order für den Betrachtungszeitraum 2024/2025 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

2.1.6 Annahmen zur Netzlast

In der synthetischen Woche tritt die Höchstlast im NNF 210 auf. Sie beträgt 89,1 GW (ohne Übertragungsnetzverluste). Die Höchstlast setzt sich aus der Nachfrage konventioneller Stromanwendungen, Verlusten in den Verteilnetzen, sowie Großverbrauchern, Haushaltswärmepumpen und Elektromobilität zusammen.

Die Lastannahmen für das europäische Ausland basieren auf Datenmeldungen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des ERAA 2023. Entsprechend der neuen Methodik werden die Lastzeitreihen je Land in der synthetischen Woche auf das Maximum der Wintermonate im Zeitraum November bis Februar skaliert. In Tabelle 4 sind die länderscharfen Werte der Höchstlasten in der modellierten synthetischen Woche aufgelistet.

Lastannahmen im europäischen Ausland

| Land | Höchstlast [GW] |
|-----------------|-----------------|
| Belgien | 15,5 |
| Dänemark - Ost | 2,7 |
| Dänemark - West | 6,1 |
| Finnland | 15,5 |
| Frankreich | 102,8 |
| Großbritannien | 53,2 |
| Irland | 5,6 |
| Italien | 56,1 |
| Luxemburg | 1,2 |
| Niederlande | 21,8 |
| Nordirland | 1,9 |
| Norwegen | 25,4 |
| Österreich | 13,4 |
| Polen | 29,6 |
| Portugal | 8,7 |
| Schweden | 29,8 |
| Schweiz | 12,3 |
| Slowakei | 4,9 |
| Slowenien | 2,6 |
| Spanien | 47,1 |
| Tschechien | 11,7 |
| Ungarn | 8,9 |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 4: Höchstlasten des europäischen Auslands in der synthetischen Woche für das Jahr 2024/2025

2.2 Ergebnisse der Netzanalysen 2024/2025

Auf Basis der Ergebnisse der Marktsimulation erfolgen Lastflussrechnungen. Berechnet wird, ob das aus der Marktsimulation resultierende Handelsergebnis engpassfrei transportiert werden kann oder ob präventive Maßnahmen eingesetzt werden müssen, um Überlastungen von Netzelementen zu vermeiden.

2.2.1 Leistungsfluss vor Lastflussoptimierung

Die Lastflussrechnungen im Betrachtungszeitraum zeigen zahlreiche Netzengpässe. Die Transportkapazitäten des Netzes reichen in zahlreichen Stunden nicht aus, um die Elektrizität engpassfrei zu transportieren. Die im Norden und Nordosten erzeugte Leistung kann bspw. nicht vollständig in die Lastzentren in Süddeutschland sowie in das angrenzende Ausland transportiert werden. Zahlreiche Leitungen, insbesondere in Nord-Süd Richtung, sind vor Gegenmaßnahmen stark ausgelastet.

2.2.2 Ergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalysen

Um Überlastungen zu vermeiden, werden zunächst netzbezogene Maßnahmen identifiziert. Jedoch müssen die netzbezogenen Maßnahmen zusätzlich durch Redispatch-Maßnahmen ergänzt werden.

Den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zufolge muss sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden, um Netzüberlastungen zu vermeiden. Hierzu stehen die im Betrachtungszeitraum in der Netzreserve vorgehaltenen Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 8.175 MW grundsätzlich zur Verfügung. Im Folgenden werden zunächst für die Basisvariante die identifizierten Grenzsituationen und die entsprechenden Ergebnisse der Redispatchberechnungen dargestellt. Die Basisvariante zeichnet sich dadurch aus, dass hier von der Verfügbarkeit aller Netzreserveanlagen ausgegangen wird. Im Anschluss werden die Grenzsituationen und der jeweilige Redispatchbedarf für die Sensitivitätsbetrachtung vorgestellt. In der Sensitivitätsbetrachtung wird unterstellt, dass einzelne Netzreservekraftwerke nicht verfügbar sind.

2.2.2.1 Basisvariante: Identifikation der Grenzsituationen 2024/2025

Die Berechnungen der beiden synthetischen Wochen in der Basisvariante deuten auf zwei kritische Netzsituationen hin, in denen die Netzreserveanlagen in Deutschland (Netznutzungsfall Stunde 279) bzw. Redispatchpotentiale aus dem Ausland (Netznutzungsfall Stunde 250) den jeweils größten Anteil zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs im Betrachtungszeitraum leisten. Beide Stunden treten in der synthetischen Woche auf, die als eine netzbelastende Starklast/Starkwind-Situation parametrisiert ist. Die Betrachtung der zweiten synthetischen Woche zeigt keine netzkritische Situation, die für die Bestimmung des Netzreservebedarfs maßgeblich ist.

In Abbildung 3 sind beide synthetischen Wochen der Basisbetrachtung dargestellt.

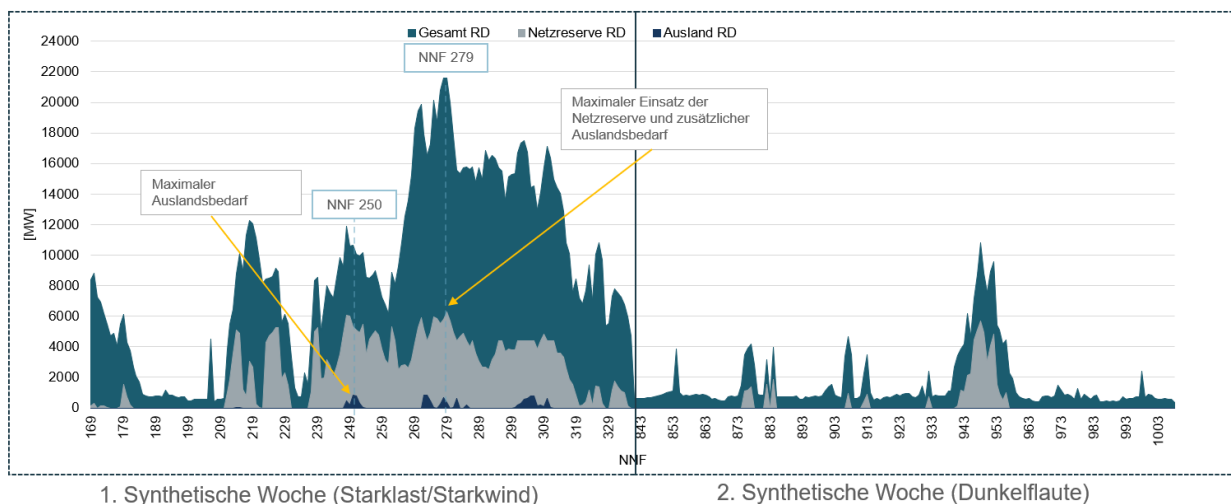


Abbildung 3 Identifikation der Grenzsituationen im Zeitraum (t+1) in der Basisvariante (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

In Stunde 250 trifft geringe Erzeugung aus EE-Anlagen bei gleichzeitig hoher Einspeisung aus Kohle-Kraftwerken auf eine hohe Stromnachfrage. Die Nachfrage in Deutschland beträgt in dieser Stunde 85,8 GW. Deutschland ist Nettoexporteur. Gemäß dem Ergebnis der Marktsimulation beträgt das Handelssaldo 5,1 GW. Die Nachbarländer zeigen negative bis leicht positive Handelssaldi. Der negative Handelssaldo Frankreichs resultiert aus

einer hohen Nachfrage bei gleichzeitig hohen Nichtverfügbarkeiten der französischen Kernkraftwerke¹⁰ (-12,4 GW). Es besteht somit ein hoher Importbedarf nach Frankreich. Die aus der Marktsimulation resultierende Transportaufgabe ist geprägt von einem hohen Nord-Süd-Transit. Dieser macht Redispatchmaßnahmen erforderlich. Infolge der Redispatchmaßnahmen beträgt das deutsche Leistungsflusssaldo 2,8 GW. Wie in Abbildung 3 erkennbar, handelt es sich bei Netznutzungsfall 250 um die Stunde mit dem höchsten Beitrag, den Kraftwerke aus dem Ausland zur Deckung des Gesamtdispatchbedarfs (10,5 GW) leisten müssen.

Bei Stunde 279 handelt es sich um eine Starkwind-Starklast-Situation. Eine hohe Erzeugung aus Windenergieanlagen fällt zusammen mit einer hohen Stromnachfrage. In Deutschland beträgt die Nachfrage 90,6 GW. Aus der hohen Erzeugung aus Windenergieanlagen resultieren hohe Exporte in die europäischen Nachbarländer. Nach dem Ergebnis der Marktsimulation beträgt das Handelssaldo 14,7 GW. Die hieraus resultierende Nord-Süd-Transportaufgabe führt zu hohen Netzbelastungen, die Redispatchmaßnahmen erforderlich machen. Infolgedessen sinkt das Leistungsflusssaldo auf 12,9 GW. Der Gesamtdispatchbedarf ist hoch (21,5 GW). Zu dessen Deckung leisten inländische Netzreservekraftwerke den größten Beitrag.

2.2.2.2 Basisvariante: Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in den Grenzsituationen

Im Netznutzungsfall der Stunde 250 werden mit Ausnahme der Kraftwerke Scholven B, Scholven C und Staudinger Block 5 alle Netzreservekraftwerke in der Grenzsituation zum Redispatch eingesetzt und speisen insgesamt 5.230 MW ein. Zusätzlich tritt ein Bedarf an ausländischer Redispatchleistung in Höhe von 814 MW auf, der zur Deckung des Gesamtdispatchbedarfs in Höhe von 10,5 GW erforderlich ist.

Im Netznutzungsfall der Stunde 279 leisten die als verfügbar unterstellten Netzreservekraftwerke einen Beitrag in Höhe von 6.225 MW zur Deckung des Gesamtdispatchbedarfs (21,5 GW). Alle als verfügbar angenommenen Netzreservekraftwerke werden eingesetzt. Zudem wird Hochfahrleistung in Höhe von 347 MW aus dem Ausland benötigt, um die Auslastung des Netzes in dieser Stunde in den zulässigen Bereich zu senken.

2.2.2.3 Sensitivitätsbetrachtung: Identifikation der Grenzsituationen 2024/2025

Die Verfügbarkeiten der Netzreservekraftwerke Walheim 1 und 2 sowie Völklingen HKV und MKV unterliegen im Betrachtungszeitraum 2024/2025 Restriktionen. Die Betreiber dieser Kraftwerke haben angekündigt, dass diese Anlagen im kommenden Winterhalbjahr aufgrund von Personalmangel nicht verfügbar sein werden. Auch ist von der Nichtverfügbarkeit eines der beiden Netzreserveblöcke am Standort Scholven auszugehen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben vor diesem Hintergrund eine Sensitivitätsbetrachtung durchgeführt, die unterstellt, dass die Kraftwerke Völklingen HKV und MKV, Walheim 1 und 2 sowie Scholven Block C nicht verfügbar sind.

Die Berechnungen der beiden synthetischen Wochen in der Sensitivitätsbetrachtung zeigen zwei kritische Netzsituationen. In der synthetischen Woche, die so parametrisiert ist, dass netzkritische Starkwind-Starklast-Situationen auftreten, weist die Stunde 273 den höchsten Bedarf an Redispatchleistung aus dem Ausland bei einem vergleichsweise hohen Gesamtdispatchbedarf auf. In der Stunde 948 leisten die inländischen Netzreservekraftwerken den höchsten Beitrag zur Deckung des Gesamtdispatchbedarfs. Diese Stunde tritt in der

¹⁰ Basierend auf der Prognose von EDF für das Jahr 2024 wurde angenommen, dass die maximale, gleichzeitig verfügbare Leistung der französischen Kernkraftwerke 50 GW beträgt. (Die installierte Leistung aller französischen Kernkraftwerke beträgt 61 GW.)

zweiten synthetischen Woche auf, die derart parametrisiert ist, dass ein geringerer Anteil an konventioneller Erzeugung verfügbar ist. So können netzkritische Importsituationen simuliert werden bzw. Stunden mit vergleichsweise niedriger Einspeisung aus EE-Anlagen bei gleichzeitig hoher Last, wie in Abschnitt C1.6 beschrieben.

In Abbildung 4 sind beide synthetischen Wochen der Sensitivitätsbetrachtung dargestellt. Infolge des reduzierten Umfangs des Netzreserveparks in der Sensitivitätsbetrachtung steht weniger Kraftwerksleistung zur Verfügung, die zum Redispatch eingesetzt werden kann. Verglichen mit der Basisvariante, in der die inländischen Netzreserveanlagen vollständig verfügbar sind, führt dies dazu, dass in der Sensitivitätsbetrachtung höhere Redispatchbedarfe im Ausland auftreten.

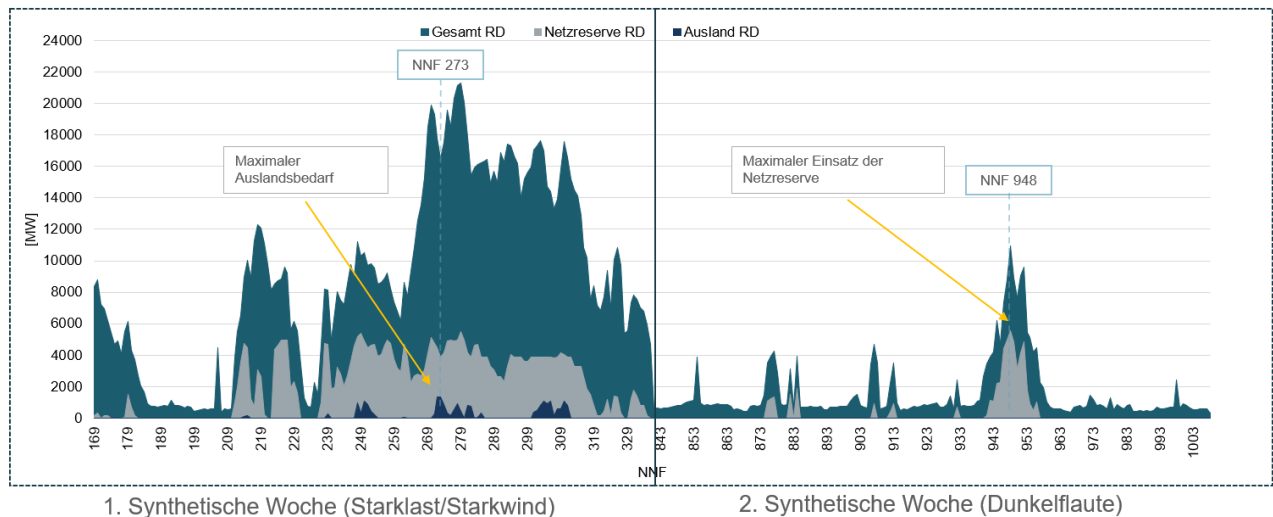


Abbildung 4 Identifikation der Grenzsituationen im Zeitraum (t+1) in der Sensitivitätsbetrachtung (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Im Netznutzungsfall 273 steht eine hohe Nachfrage - in Deutschland liegt sie bei 85,8 GW - einer hohen Erzeugung aus Windenergieanlagen gegenüber. Deutschland ist Nettoexporteur. Nach dem Ergebnis der Marktsimulation beträgt das Handelssaldo 13,4 GW. Die Nachbarländer zeigen negative bis leicht positive Handelssaldi. Der deutlich negative französische Handelssaldo ergibt sich aus einer hohen Nachfrage bei gleichzeitig hoher Nichtverfügbarkeiten der französischen Kernkraftwerke (-13,7 GW). Es besteht ein hoher Importbedarf nach Frankreich. Die aus der Marktsimulation resultierende Transportaufgabe ist geprägt von einem hohen Nord-Süd-Transit, der Redispatchmaßnahmen erforderlich macht. Infolgedessen beträgt der deutsche Leistungsflusssaldo 10,5 GW. Wie aus Abbildung 4 erkennbar, handelt es sich bei Netznutzungsfall 273 um die Stunde, in der Kraftwerke aus dem Ausland den höchsten Beitrag zur Deckung des Gesamtdispatchbedarfs (16,5 GW) leisten müssen.

Der Netznutzungsfall 948 wird charakterisiert durch eine hohe Stromnachfrage, maßgeblich bedingt durch Lasten der konventionellen Sektoren. Es handelt sich um die Stunde mit der höchsten Last während des Betrachtungszeitraums. Die Nachfrage in Deutschland beträgt 94,3 GW. Demgegenüber steht eine verhältnismäßig geringe Einspeisung aus Windenergieanlagen bei gleichzeitig erhöhter Einspeisung aus PV-Anlagen. Die europaweite Marktsimulation weist für diese Stunde eine annähernd ausgeglichene Handelsbilanz für Deutschland auf. Deutschland ist mit 0,2 GW Nettoexporteur. Die Nachbarländer zeigen negative bis leicht positive Handels-

saldi. In Frankreich besteht ein hoher Importbedarf. Ursächlich hierfür ist die hohe Stromnachfrage bei gleichzeitig reduzierter Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke. Es stellt sich eine moderate Transportaufgabe in Nord-Süd-Richtung ein, die von Ost-West-Transiten überlagert wird, der eine entsprechende Netzbelastung immanent ist. Infolge der erforderlichen Redispatchmaßnahmen verändert sich das Leistungsflusssaldo (-1,3 GW). Deutschland wird zum Importeur. Aus Abbildung 4 ist ersichtlich, dass die als verfügbar angenommenen Netzreservekraftwerke in Deutschland in dieser Stunde den höchsten Anteil zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs (10,9 GW) leisten.

2.2.2.4 Sensitivitätsbetrachtung: Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in den identifizierten Grenzsituationen

In Stunde 273 werden Netzreservekraftwerke zum Redispatch in einem Umfang von 3.905 MW zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs (16,5 GW) angefordert. Mit Ausnahme der Kraftwerke Bergkamen A, Scholven B, sowie Staudinger Block 4 und Block 5 werden alle für diese Betrachtung als verfügbar angenommenen Netzreservekraftwerke eingesetzt. Aufgrund lokaler Netzengpässe in Deutschland können nicht alle verfügbaren Netzreserveanlagen eingesetzt werden. Es bedarf daher zusätzlich 1.367 MW an Redispatchleistung, die von Kraftwerken aus dem Ausland bereitzustellen ist.

Im Netznutzungsfall 948 leisten Netzreservekraftwerke einen Beitrag in Höhe von 5.580 MW zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs (10,9 GW). Alle als verfügbar angenommenen Netzreservekraftwerke werden in diesem Netznutzungsfall eingesetzt, um die Auslastung des Netzes in dieser Stunde in den zulässigen Bereich zu senken.

2.3 Netzreservebedarf 2024/2025

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalysen ermittelten Bedarf an Netzreserveleistung in Höhe von 6.947 MW für den Winter 2024/2025.

Die Deckung des Bedarfs in Höhe von 6.947 MW erfolgt mittels Netzreserveanlagen aus dem Inland sowie Kraftwerken aus dem Ausland.

Maßgeblich für die Bestimmung der Netzreserveleistung sind allein die Ergebnisse der Sensitivitätsbetrachtung, da hierdurch sichergestellt wird, dass der Netzreservebedarf in der Weise bestimmt wird, dass er dem tatsächlich benötigten Bedarf entspricht und nicht zu niedrig ausfällt. Um ausreichend Vorsorge zu treffen, ist es zum einen geboten, von der Nichtverfügbarkeit der Anlagen Walheim 1 und 2 sowie Völklingen HKV und MKV auszugehen. Die Betreiber haben angekündigt, dass diese Anlagen im kommenden Winterhalbjahr nicht verfügbar sein werden. Zum anderen ist auch von der Nichtverfügbarkeit eines der beiden Netzreserveblöcke am Standort Scholven auszugehen, also Block B oder Block C, die über die identische Netto-Nennleistung verfügen. Auch wenn die Rechtmäßigkeit der angekündigten Nichtverfügbarkeiten diesseitig bezweifelt wird, ist im Kontext der Netzreservebedarfsermittlung zu unterstellen, dass die Übertragungsnetzbetreiber nicht mit der Verfügbarkeit dieser Netzreserveanlagen rechnen dürfen, damit der erforderliche Netzreservebedarf nicht unterschätzt wird.

Das Ergebnis der Sensitivitätsbetrachtung ist, dass zwei Netznutzungsfälle identifiziert werden konnten, die sich durch unterschiedliche, netzbelastende Leistungsflüsse auszeichnen, die unterschiedliche Redispatchmaßnahmen notwendig machen. Zur Gewährleistung des (n-1)-sicheren Netzbetriebs in Stunde 948 bedarf es der Anforderung sämtlicher verfügbarer Netzreservekraftwerke im Umfang von 5.580 MW, während kein Bedarf

an Redispatchleistung aus dem Ausland besteht. Hingegen bedarf es in Netznutzungsfall 273 neben dem Einsatz inländischer Netzreserveanlagen in Höhe von insgesamt 3.905 MW der Anforderung von 1.367 MW an Redispatchleistung, die von Kraftwerken im Ausland zu erbringen ist. Da die Übertragungsnetzbetreiber ausreichend Redispatchleistung zur Beherrschbarkeit beider Grenzsituationen vorhalten müssen, ist es angezeigt, die maximal benötigte Redispatchleistung aus Netzreserveanlagen, die in Stunde 948 benötigt wird mit der in Stunde 273 aus dem Ausland zu beschaffenden Redispatchleistung zu addieren, sodass der Netzreservebedarf für das Winterhalbjahr 2024/2025 bei 6.947 MW liegt.

Zur Beschaffung des zusätzlichen Bedarfs an Erzeugungskapazität für die Netzreserve gem. § 4 NetzResV in Höhe von 1.367 MW aus dem Ausland haben die Übertragungsnetzbetreiber ein Interessenbekundungsverfahren durchzuführen, mit dem Anlagenbetreiber aus dem Ausland aufgefordert werden, gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern Angebote über die Bereitstellung von Erzeugungsleistung für die Netzreserve gem. § 2 NetzResV abzugeben.

Der Bedarf aus dem Ausland setzt die Verfügbarkeit der in der Grenzsituation eingesetzten inländischen Netzreservekraftwerke voraus (vgl. Tabelle 5). Wenngleich dieser Bedarf modelltechnisch in Frankreich und der Schweiz auftritt, führt dies nicht dazu, dass diese Leistung ausschließlich durch dortige Anlagen bereitgestellt werden muss. Die Verortung der ausländischen Netzreserveleistung in Frankreich und der Schweiz ist das Ergebnis einer modelltechnischen Betrachtung. Tatsächlich kann die erforderliche Erzeugungsleistung für Redispatchprozesse auch durch Anlagen aus anderen Ländern bereitgestellt werden. Hierbei ist eine unterstützende, netztechnische Wirkung auf das deutsche Übertragungsnetz und die Verfügbarkeit von relevanten grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zu berücksichtigen. Abhängig vom Standort der Anlage bzw. ihrer netztechnischen Wirkung auf potentielle Netzengpässe im deutschen Übertragungsnetz wird möglicherweise mehr oder weniger Leistung im Wege des Netzreserveeinsatzes benötigt. Die vertraglich zu bindende Leistung kann damit vom oben genannten zusätzlichen Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve abweichen.

Neben dem Interessenbekundungsverfahren bieten Kooperationen zum grenzüberschreitenden Redispatch perspektivisch die Möglichkeit, inländische Redispatchbedarfe zu decken und somit auch den Bedarf zur Durchführung eines Interessensbekundungsverfahrens zu reduzieren. Hierunter ist die von aus- und inländischen Kraftwerken erbrachte Redispatch-Arbeit im Rahmen grenzüberschreitender Handelsgeschäfte zu verstehen. Perspektivisch wird der grenzüberschreitende Redispatch über die europäische Plattform ROSC (Regional Operational Security Coordination) stattfinden. Die Inbetriebnahme ist für 2026 geplant.

Kraftwerke zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs

| Kraftwerk | Leistungsabruf [MW] in Stunde 273 | Leistungsabruf [MW] in Stunde 948 |
|------------------|--|--|
| Altbach HKW 1 | 337 | 337 |
| Bergkamen A | 0 | 558 |
| Bexbach | 565 | 565 |
| Darmstadt GTKW | 74 | 74 |
| Daxlanden RDK 4 | 266 | 266 |
| GKM 7 | 331 | 331 |
| GKM 8 | 338 | 338 |
| Heilbronn 5 | 97 | 97 |
| Heilbronn 6 | 97 | 97 |
| Ingolstadt 3 | 292 | 292 |
| Ingolstadt 4 | 300 | 300 |
| KMW 2 | 199 | 199 |
| Marbach GT 3 | 66 | 66 |
| RDK 7 | 402 | 402 |
| Scholven B | 0 | 268 |
| Staudinger 4 | 0 | 451 |
| Staudinger 5 | 0 | 397 |
| UPM Schongau | 31 | 31 |
| Weiher C | 510 | 510 |

Tabelle 5: Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs 2024/2025

3 Netzreserve 2026/2027

Im Folgenden werden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2026/2027 erläutert. Auch erfolgt eine Darstellung, wie der ermittelte Netzreservebedarf gedeckt werden kann.

3.1 Eingangsgrößen der Systemanalysen für 2026/2027

In den Systemanalysen werden netzkritische Situationen mit dem Ziel untersucht, den zur Ermittlung des Netzreservebedarfs dimensionierenden Netznutzungsfall zu identifizieren. Die maßgeblichen Eingangsparameter, die für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 abgestimmt wurden, werden im Folgenden beschrieben.

3.1.1 Übertragungsnetz

Über das Bestandsnetz (Stand 2023) hinaus sind weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis 30.09.2026 in Betrieb genommen werden sollen, werden für den Betrachtungszeitraum (t+3) berücksichtigt.

Die Erweiterung und Ertüchtigung der bestehenden Netzinfrastruktur bedingt die temporäre Nichtverfügbarkeit anderer Betriebsmittel. Im Rahmen der sogenannten Freischaltplanung koordinieren die Netzbetreiber längere Nichtverfügbarkeiten von Netzelementen aufgrund von Wartungsarbeiten an Kraftwerken, Leitungen und Umspannanlagen im Voraus. Unter Berücksichtigung dieser Planung für die Systemanalysen und somit unter Berücksichtigung dieser geplanten, längerfristigen Nichtverfügbarkeiten erhöht sich der Bedarf an Redispatchleistung.

3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

In den Systemanalysen wird ein entsprechend parametrierter Kraftwerkspark zu Grunde gelegt. Als relevante Kraftwerksparemeter werden hierbei die technischen Kraftwerksparemeter, Angaben zum Standort, (Nicht-) Verfügbarkeiten, Betriebsmodi und Betriebszeiträume berücksichtigt.

Für den Winter 2026/2027 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (inklusive österreichischer und luxemburgischer (Wasser-)Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 66,9 GW, siehe Tabelle 6.

Kraftwerkspark Deutschland im Winter 2026/2027

| | Region Nord [MW] | Region Süd [MW] | Summe [MW] |
|---------------------------------|------------------|-----------------|---------------|
| Steinkohle | 2.183 | 5.887 | 8.070 |
| Erdgas | 8.563 | 18.977 | 27.540 |
| Braunkohle | 8.790 | 5.985 | 14.775 |
| Pumpspeicher und Speicherwasser | 3.598 | 7.139 | 10.737 |
| Sonstige | 67 | 389 | 456 |
| Kuppelgas | 604 | 1.443 | 2.047 |
| Mineralölprodukte | 885 | 610 | 1.495 |
| Abfall | 778 | 1.005 | 1.783 |
| Summe | 25.468 | 41.435 | 66.903 |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 6: Kraftwerkspark Deutschland (inkl. Grenzkraftwerke in AT und LU) für den Betrachtungszeitraum 2026/2027

3.1.3 EE-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegten installierten Leistungen an EE-Anlagen für den Zeitraum 2026/2027 werden in Tabelle 7 beschrieben.

| Wind an Land | Wind auf See | PV | Biomasse | Wasserkraft | Summe |
|--------------|--------------|----------|----------|-------------|-----------------|
| 71,5 GW | 11,7 GW | 134,9 GW | 8,2 GW | 3,9 GW | 230,2 GW |

Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung aus EE-Anlagen im Zeitraum 2026/2027

3.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

In der Marktsimulation wird berücksichtigt, dass ein Teil der Kraftwerke aufgrund von Revisionen oder technischen Defekten nicht verfügbar ist. Auf Basis von Nichtverfügbarkeitsdaten der ENTSO-E Transparenzplattform¹¹ für die Jahre 2015-2022 und einer Auswertung der Daten aus der VGB-Statistik (2011-2020)¹² werden für den Jahreslauf blockscharfe Verfügbarkeitszeitreihen ermittelt.

Für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 wird angenommen, dass in der Grenzsituation Starkwind/Starklast 6,1 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 1,8 GW in Österreich und 1,3 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind, entsprechend einem 5 %-Quantil in der Region Nord und einem 95 %-Quantil in der Region Süd und in Österreich.

3.1.5 Kostenkomponenten und Einsatzreihenfolge konventioneller Kraftwerke

Um die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke in der Marktsimulation bestimmen zu können, müssen die Brennstoff- und CO₂-Preise prognostiziert werden. Um die Entwicklungen an den Energiemärkten für die Systemanalysen abzubilden, werden für Steinkohle, Erdgas, Mineralöl und CO₂-Zertifikatspreise die Future-Nominierungen für den Betrachtungszeitraum (t+3) angenommen. Für die Preise von Braunkohle und Kernbrennstoff werden eigene Annahmen getroffen. Daraus resultieren die in Tabelle 8 dargestellten Preise (Stichtag 15.09.2023).

Brennstoffpreise 2026/2027 (15.09.2023)

| Mineralöl [€/MWh _{th}] | Erdgas [€/MWh _{th}] | Steinkohle [€/MWh _{th}] | Braunkohle [€/MWh _{th}] | Kernbrennstoff [€/MWh _{th}] | CO ₂ -Preise [€/t] |
|-------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--|----------------------------------|
| 43,20 | 39,14 | 15,04 | 3,00 | 1,36 | 95,25 |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 8: Für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 angenommene Brennstoffpreise

Eingang in die Marktsimulation finden Annahmen zum CO₂-Preis (95,25 €/t_{CO₂}) sowie zu Brennstoffpreisen, vgl. C3.1.5. Diese Annahmen führen zu einer gestiegenen Durchmischung der verschiedenen Erzeugungstechnologien innerhalb der Einsatzreihenfolge, der sog. „Merit Order“. Zunehmend ist ein „fuel switch“ von Braun- und Steinkohle hin zur Erzeugung aus Erdgas erkennbar.

In Abbildung 5 ist die Einsatzreihenfolge für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 dargestellt.

¹¹ Vgl. ENTSO-E Transparency Platform; <https://transparency.entsoe.eu/>

¹² Vgl. Verfügbarkeit von Kraftwerken 2011-2020, Ausgabe 2021, <https://www.vgb.org/shop/tw103v-ebook.html>

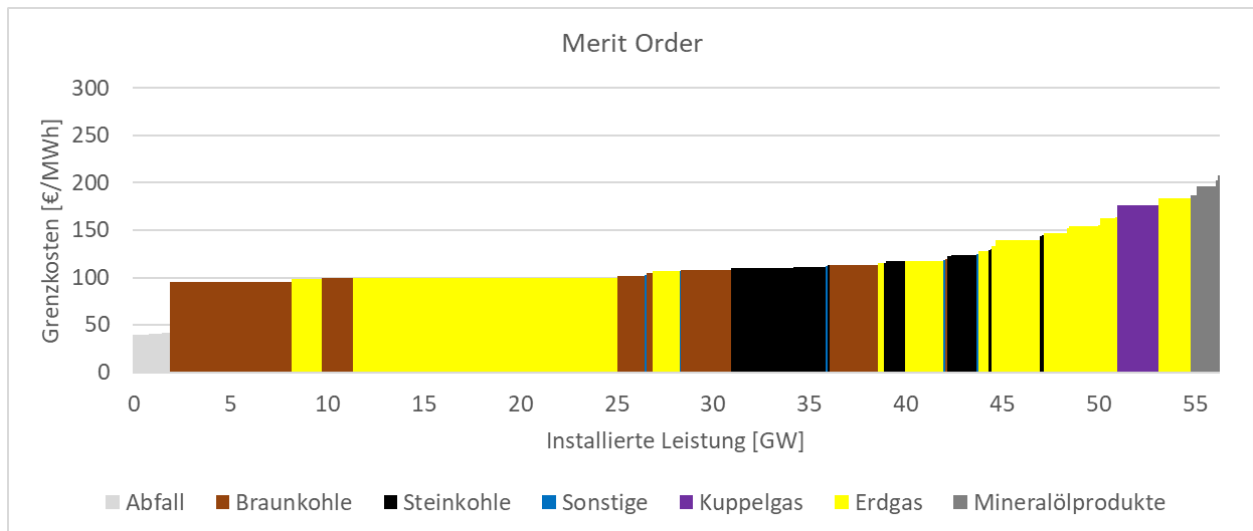


Abbildung 5: Merit Order für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.1.6 Annahmen zur Netzlast

In der synthetischen Woche tritt die Höchstlast im NNF 211 auf. Sie beträgt 98,2 GW (ohne Übertragungsnetzverluste). Die Höchstlast setzt sich aus der Nachfrage konventioneller Stromanwendungen, Verlusten in den Verteilnetzen, sowie Großverbrauchern, Haushaltswärmepumpen und Elektromobilität zusammen.

Die Lastannahmen für das europäische Ausland basieren auf Datenmeldungen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des ERAA 2023. Entsprechend der neuen Methodik werden die Lastzeitreihen je Land in der synthetischen Woche auf das Maximum der Wintermonate im Zeitraum November bis Februar skaliert. In Tabelle 9 sind die länderscharfen Werte der Höchstlasten in der modellierten synthetischen Woche aufgelistet.

Lastannahmen im europäischen Ausland

| Land | Höchstlast [GW] |
|-----------------|-----------------|
| Belgien | 17,3 |
| Dänemark - Ost | 3,2 |
| Dänemark - West | 7,2 |
| Finnland | 16,7 |
| Frankreich | 105,8 |
| Großbritannien | 60,9 |
| Irland | 6,1 |
| Italien | 58,0 |
| Luxemburg | 1,2 |
| Niederlande | 22,9 |
| Nordirland | 1,9 |
| Norwegen | 27,9 |
| Österreich | 13,9 |
| Polen | 31,2 |
| Portugal | 9,0 |
| Schweden | 33,0 |
| Schweiz | 12,9 |
| Slowakei | 5,1 |
| Slowenien | 2,8 |
| Spanien | 48,8 |
| Tschechien | 12,5 |
| Ungarn | 9,7 |

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 9: Höchstlasten des europäischen Auslands in der synthetischen Woche für das Jahr 2026/2027

3.2 Ergebnisse der Netzanalysen 2026/2027

Auf Basis der Ergebnisse der Marktsimulation erfolgen Lastflussrechnungen. Berechnet wird, ob das aus der Marktsimulation resultierende Handelsergebnis engpassfrei transportiert werden kann oder ob präventive Maßnahmen eingesetzt werden müssen, um Überlastungen von Netzelementen zu vermeiden.

3.2.1 Leistungsfluss vor Lastflussoptimierung

Die Lastflussrechnungen im Betrachtungszeitraum zeigen zahlreiche Netzengpässe. Die Transportkapazitäten des Netzes reichen in zahlreichen Stunden nicht aus, um die Energie engpassfrei zu transportieren. Die im Norden und Nordosten erzeugte Leistung kann bspw. nicht vollständig in die Lastzentren in Süddeutschland sowie in das angrenzende Ausland transportiert werden. Zahlreiche Leitungen, insbesondere in Nord-Süd-Richtung, sind vor Gegenmaßnahmen stark ausgelastet.

3.2.2 Ergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalysen

Um Überlastungen zu vermeiden, werden zunächst netzbezogene Maßnahmen identifiziert. Jedoch müssen die netzbezogenen Maßnahmen zusätzlich durch Redispatch-Maßnahmen ergänzt werden.

Den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber zufolge muss sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden, um Überlastungen zu vermeiden. Hierzu stehen die Kraftwerke, die bereits in der Netzreserve vorgehalten werden, grundsätzlich zur Verfügung. Zusätzlich werden die Kraftwerke, die in der siebten Ausschreibungsrunde gem. KVBG einen Zuschlag erhalten haben bzw. denen infolge der Unterzeichnung der siebten Ausschreibungsrunde die gesetzliche Reduzierung angeordnet wurde, als potentielle Netzreserve - Kraftwerke für die Berechnungen antizipiert. Die Gesamtleistung der Netzreservekraftwerke beträgt 9.067 MW. Die Kraftwerke Zolling Block 5, Heilbronn 7, sowie enercity GKH 1 werden im Zeitraum 2026/2027 erstmals als Netzreservekraftwerke angenommen. Diese Anlagen sind im Zeitraum 2024/2025 als Marktkraftwerke unterstellt. Die Kraftwerke Heilbronn 5 und 6, sowie Walheim 1 und 2 gehören im Zeitraum 2026/2027 nicht mehr zum Netzreservekraftwerkpark, da zum Zeitpunkt der Abstimmung der Eingangsparameter für diese Analyse unsicher war, ob die genannten Anlagen in dem untersuchten Zeitraum noch verfügbar sein werden.

Nachfolgend werden die identifizierten Grenzsituationen für die Basisvariante, in der die Verfügbarkeit aller (potentiellen) Netzreserveanlagen angenommen wird, sowie für die Sensitivitätsbetrachtung, in der einzelne Netzreservekraftwerke als nicht verfügbar unterstellt werden, erläutert, und die Ergebnisse der zugehörigen Redispatchberechnungen dargestellt.

3.2.2.1 Basisvariante: Identifikation der Grenzsituationen 2026/2027

Die Berechnungen der beiden synthetischen Wochen in der Basisvariante deuten insbesondere auf zwei kritische Netzsituationen hin, in denen die Netzreserveanlagen in Deutschland (Netznutzungsfall 274) bzw. Redispatchpotentiale aus dem Ausland (Netznutzungsfall 303) den jeweils größten Anteil zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs im Betrachtungszeitraum leisten. Beide Stunden treten in der synthetischen Woche auf, die derart parametrisiert ist, dass sie insbesondere netzbelastende Starklast/Starkwind-Situationen aufweist. Aus der Berechnung der zweiten synthetischen Woche ergeben sich keine im Wege der Netzreservebedarfsbestimmung weiter zu untersuchenden Stunden.

In Abbildung 6 sind beide synthetischen Wochen der Basisbetrachtung dargestellt.

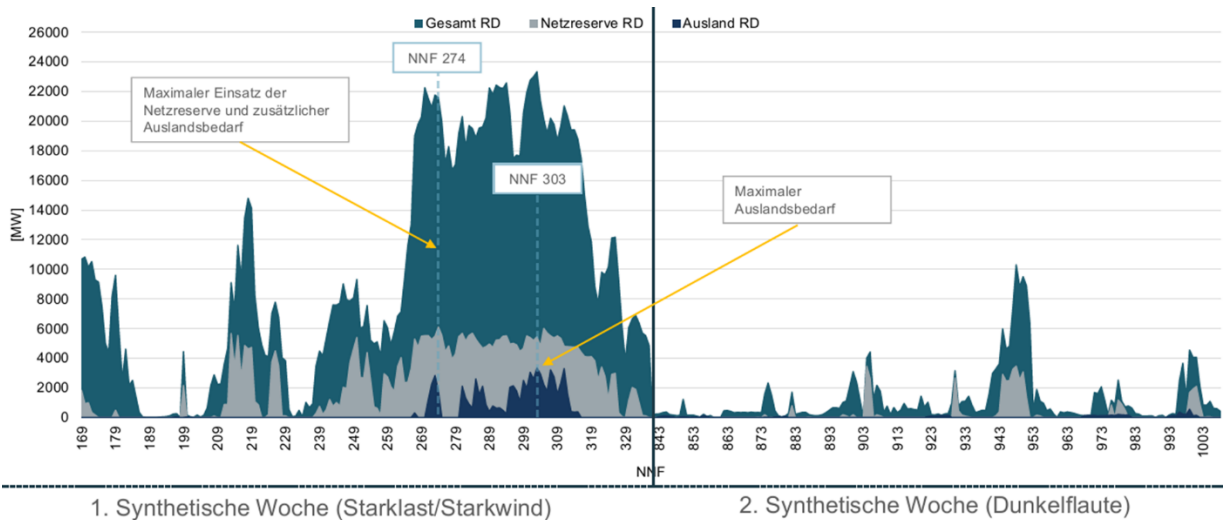


Abbildung 6: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+3) in der Basisvariante (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

In Stunde 274 tritt eine hohe Stromnachfrage auf, zu deren Deckung eine hohe Einspeisung aus Windenergieanlagen beiträgt. Die Nachfrage in Deutschland beträgt in dieser Stunde 93 GW. Deutschland ist Nettoexporteur. Das Handelssaldo infolge der Marktsimulation beträgt 18,8 GW. Die Nachbarländer zeigen negative bis leicht positive Handelssaldi. Der französische Handelssaldo ist bedingt durch eine hohe Nachfrage bei gleichzeitig hohen Nichtverfügbarkeiten der französischen Kernkraftwerke¹³ negativ (-11,5 GW). Es besteht somit ein hoher Importbedarf nach Frankreich. Die aus der Marktsimulation resultierende Transportaufgabe ist geprägt von einem hohen Nord-Süd-Transit. Dieser macht Redispatchmaßnahmen erforderlich. Infolge der Redispatchmaßnahmen beträgt das deutsche Leistungsflusssaldo 15,9 GW. Wie in Abbildung 6 erkennbar, handelt es sich bei Netznutzungsfall 274 um die Stunde, in der die Kraftwerke der Netzreserve den höchsten Beitrag zur Deckung des Gesamtreispatchbedarfs (21,9 GW) leisten.

Bei Stunde 303 handelt es sich um eine Starkwind-Starklast-Situation. Eine hohe Erzeugung aus Windenergieanlagen fällt zusammen mit einer hohen Stromnachfrage. In Deutschland beträgt die Nachfrage 100 GW. Aus der hohen Erzeugung aus Windenergieanlagen resultieren hohe Exporte in die europäischen Nachbarländer. Das Handelssaldo infolge der Marktsimulation beträgt 12,9 GW. Die resultierende Nord-Süd-Transportaufgabe bedeutet hohe Netzbelastungen, die Redispatchmaßnahmen erforderlich machen. Infolgedessen sinkt das Leistungsflusssaldo auf 8,5 GW. Der Gesamtreispatchbedarf ist hoch (23,4 GW). Zu dessen Deckung werden zusätzlich zu den Netzreservekraftwerken auch ausländische Redispatchpotentiale benötigt. Es handelt sich um die Stunde mit dem höchsten Bedarf an Redispatchleistung im Betrachtungszeitraum.

3.2.2.2 Basisvariante: Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in den Grenzsituationen

Im Netznutzungsfall 274 werden zahlreiche Netzreservekraftwerke zum Redispatch eingesetzt. Mit Ausnahme der Kraftwerke Ingolstadt Block 4, Staudinger Block 4 und Block 5 sowie enercity GKH 1 werden alle Kraft-

¹³ Für das Jahr 2026 wird basierend auf der Auswertung historischer Verfügbarkeiten angenommen, dass die maximale, gleichzeitig verfügbare Leistung der französischen Kernkraftwerke 55 GW beträgt. (Die installierte Leistung aller französischen Kernkraftwerke beträgt 61 GW.)

werke in der robusten Grenzsituation eingesetzt. Die Anlagen speisen insgesamt 5.797 MW ein. Aufgrund lokaler Netzengpässe in Deutschland können nicht alle vorhandenen Netzreserveanlagen eingesetzt werden. Daher bedarf es zusätzlich an ausländischer Redispatchleistung in Höhe von 1.850 MW, um den Gesamtdispatchbedarf in Höhe von 21,9 GW zu decken.

Im Netznutzungsfall 303 leisten die als verfügbar unterstellten Netzreservekraftwerke einen Beitrag in Höhe von 5.441 MW zur Deckung des Gesamtdispatchbedarfs (23,3 GW). Abgesehen von den Kraftwerken Ingolstadt Block 3 und Block 4, Staudinger Block 4 und Block 5, sowie enercity GKH 1 werden alle Kraftwerke in dieser Grenzsituation zum Redispatch eingesetzt. Zudem wird Hochfahrleistung in Höhe von 3.340 MW aus dem Ausland benötigt, um die Auslastung des Netzes in dieser Stunde in den zulässigen Bereich zu senken. Wie in Stunde 274 bedingen inländische Netzengpässe, dass einige der Netzreservekraftwerke nicht eingesetzt werden können und es stattdessen ausländischer Redispatchpotentiale bedarf.

3.2.2.3 Sensitivitätsbetrachtung: Identifikation der Grenzsituationen

Die Verfügbarkeiten der Netzreservekraftwerke Völklingen HKV und MKV sowie eines der Blöcke am Standort Scholven unterliegen ggf. auch im Betrachtungszeitraum 2026/2027 Restriktionen (siehe Abschnitt C2.2.2.3). Wie im Zeitraum (t+1) haben die Übertragungsnetzbetreiber daher auch im Betrachtungszeitraum (t+3) für eine Sensitivitätsbetrachtung angenommen, dass die vorgenannten Kraftwerke, HKV, MKV sowie Scholven Block C nicht verfügbar sind.

Die Berechnungen der beiden synthetischen Wochen in dieser Sensitivitätsbetrachtung weisen die gleichen Stunden wie in der Basisvariante auf, die im Wege der Ermittlung des Netzreservebedarfs weiter untersucht werden. Auch in dieser Variante leisten die Netzreservekraftwerke in Netznutzungsfall 274 den höchsten Beitrag zur Deckung des Gesamtdispatchbedarfs im Betrachtungszeitraum. In Stunde 303 tritt der höchste Bedarf an Redispatchleistung aus dem Ausland auf.

Verglichen mit der Basisvariante ändern sich die Beiträge, die Netzreservekraftwerke und ausländische Redispatchpotentiale zur Deckung des Gesamtdispatchbedarfs leisten. Da mitunter andere Kraftwerke zum Redispatch eingesetzt werden, die weniger sensitiv auf zu behebbende Engpässe sind, ändern sich die Gesamtdispatchbedarfe in den beiden Stunden marginal. In Stunde 274 beträgt der Gesamtdispatchbedarf 21,6 GW, in Stunde 303 23,4 GW.

In Abbildung 7 sind beide synthetischen Wochen der Sensitivitätsbetrachtung dargestellt.

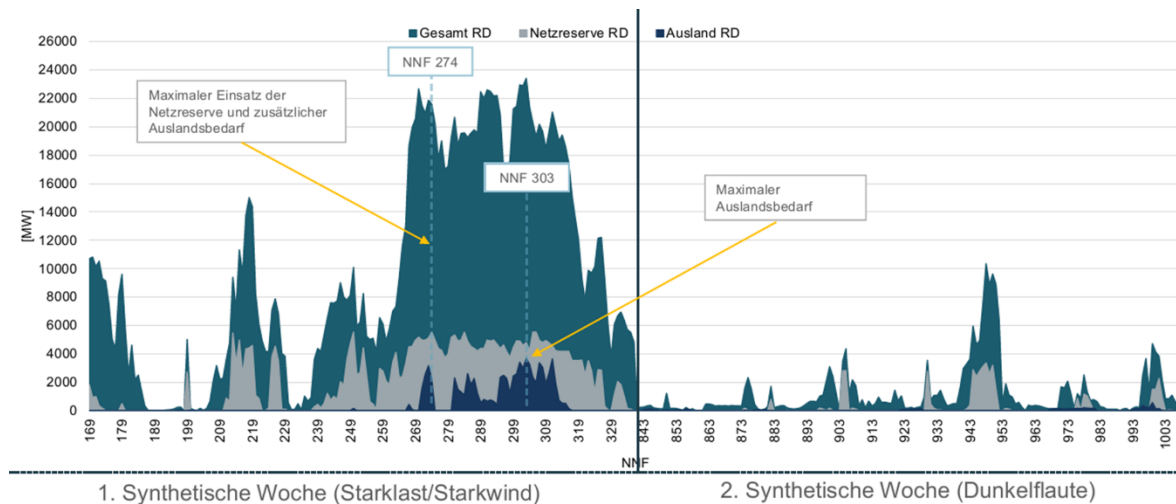


Abbildung 7: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+3) in der Sensitivitätsbetrachtung (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.2.2.4 Sensitivitätsbetrachtung: Redispatcheinsätze der Netzreservekraftwerke in den Grenzsituationen

In der Sensitivitätsbetrachtung werden im Netznutzungsfall 274 mit Ausnahme von Staudinger Block 4 und Block 5 sowie enercity GKH 1 alle als verfügbar angenommenen Netzreservekraftwerke zum Redispatch eingesetzt. Die Kraftwerke speisen 5.525 MW ein. Zusätzlich ist Kraftwerksleistung in Höhe von 2.196 MW aus dem Ausland erforderlich, um den Gesamtredispatchbedarf (21,6 GW) zu decken. Dass ausländische Potentiale in der genannten Höhe erforderlich sind, um die Auslastung des Netzes in den zulässigen Grenzen zu halten, obschon einige Netzreservekraftwerke in Deutschland nicht eingesetzt werden, ist auf lokale Engpässe zurückzuführen. So verhindern bspw. Engpässe im Raum Frankfurt / Main den Einsatz der Kraftwerke Staudinger Block 4 und Block 5.

Im Netznutzungsfall 303 leisten Netzreservekraftwerke einen Beitrag in Höhe von 4.803 MW zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs in dieser Stunde (23,4 GW). Mit Ausnahme der Kraftwerke Ingolstadt Block 3 und Block 4, Staudinger Block 4 und Block 5, sowie enercity GKH 1 werden alle Netzreserveanlagen in dieser Stunde zum Redispatch eingesetzt. Zusätzlich ist Redispatchleistung aus dem Ausland in Höhe von 3.677 MW erforderlich. Auch in dieser Stunde sind lokale Engpässe ursächlich dafür, dass die Potentiale der grundsätzlich zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke in Deutschland nicht vollständig genutzt werden können und es Redispatchleistung aus dem Ausland wie berechnet bedarf.

3.3 Netzreservebedarf 2026/2027

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalysen ermittelten Bedarf an Netzreserveleistung in Höhe von 9.202 MW für den Winter 2026/2027.

Eine Deckung des Bedarfs in Höhe von 9.202 MW könnte durch Reservekraftwerksleistung sowohl aus dem Inland als auch aus dem Ausland erfolgen.

Die Höhe des Netzreservebedarfs ergibt sich aus den Ergebnissen der Sensitivitätsbetrachtungen, um sicherzustellen, dass der Bedarf nicht zu niedrig dimensioniert wird. Es entspricht nicht den bisherigen operativen Erfahrungen, davon auszugehen, dass die Netzreservekraftwerke im Inland während des gesamten Winterhalbjahres vollständig verfügbar sind.

Obschon die Rechtmäßigkeit der angekündigten Nichtverfügbarkeiten seitens der Bundesnetzagentur infrage gestellt wird, ist auch im Kontext des festzustellenden Netzreservebedarfs für den Zeitraum 2026/2027 (wie auch für den Zeitraum 2024/2025) anzunehmen, dass die Kraftwerke HKV, MKV sowie Scholven Block C in diesem Zeitraum nicht zum Redispatch eingesetzt werden können.

Im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtung wurden zwei Netznutzungsfälle identifiziert, die sich durch unterschiedliche Lastflusssituationen charakterisieren lassen und die Redispatchmaßnahmen erforderlich machen. Beiden Stunden ist immanent, dass es zusätzlicher Erzeugungsleistung aus dem Ausland bedarf. Zur Gewährleistung des (n-1)-sicheren Netzbetriebs in Stunde 274 bedarf es Redispatchleistung aus Netzreservekraftwerken im Umfang von 5.525 MW, sowie zusätzlicher Leistung aus dem Ausland in Höhe von 2.196 MW. Im Netznutzungsfall 303 werden auch infolge lokaler Netzengpässe nicht alle unterstellten Netzreservekraftwerke eingesetzt. Die Netzreservekraftwerke tragen 4.803 MW zur Deckung des Gesamtredispatchbedarfs bei. Um diesen Bedarf vollständig zu decken, ist zusätzlich der Einsatz ausländischer Potentiale in Höhe von 3.677 MW erforderlich.

Da die Übertragungsnetzbetreiber ausreichend Redispatchleistung zur Beherrschbarkeit beider Grenzsituationen vorhalten müssen, ist es angezeigt, die maximal benötigte Redispatchleistung aus Netzreserveanlagen, die in Stunde 274 benötigt wird mit der in Stunde 303 aus dem Ausland erforderlichen Redispatchleistung zu addieren, sodass der Netzreservebedarf für das Winterhalbjahr 2026/2027 bei 9.202 MW liegt.

Tabelle 10 enthält die Beiträge zum Redispatch, den die inländischen Netzreservekraftwerke in beiden Grenzsituationen leisten.

Der verbleibende zusätzliche Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve in Höhe von 3.677 MW müsste über ausländische Kraftwerksleistung gedeckt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind zum jetzigen Zeitpunkt nicht verpflichtet, diese Leistung aus dem Ausland zu beschaffen. Hintergrund ist, dass sich der aktuell prognostizierte Auslandsbedarf noch (wesentlich) ändern kann und noch ausreichend Zeit ist, im Vorfeld des Winterhalbjahres 2026/2027 einen ggf. noch offenen, zusätzlichen Bedarf an Erzeugungsleistung im Ausland zu decken. Aus diesem Grund ist zum jetzigen Zeitpunkt auch keine Durchführung eines Interessenbekundungsverfahrens notwendig, da sich hieran keine konkreten Vertragsabschlüsse über die Bereitstellung von Redispatchleistung anschließen würden. Grundlage für eine gegebenenfalls erforderliche Beschaffung von Redispatchleistung aus dem Ausland werden die im März 2026 von den Übertragungsnetzbetreibern einzureichenden und von der Bundesnetzagentur zu prüfenden Systemanalysen sein. Diese Systemanalysen werden einen eventuell bestehenden Auslandsbedarf präziser bestimmen können als die aktuell vorliegenden Berechnungen, da sie Umstände bzw. Entwicklungen berücksichtigen werden, die heute noch unbekannt sind. Es ist daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht geboten, auf Grundlage der aktuellen Systemanalysen Redispatchleistung im Ausland zu beschaffen. Sollte sich im Rahmen der Netzreservebedarfsfeststellung im Jahr 2026 zeigen, dass der ausländische Netzreservebedarf geringer ausfällt als heute prognostiziert, wären durch den Abschluss von Verträgen hinsichtlich der Redispatchleistung, die sich im Nachhinein als nicht erforderlich herausstellt, ohne Not Kosten verursacht worden, die hätten vermieden werden können.

Gegenwärtig noch nicht absehbar ist außerdem, ob die Netzbetreiber, die in der europäischen day-ahead Kapazitätsberechnungsregion CORE zusammengeschlossen sind, im Winterhalbjahr 2026/2027 den Prozess der Regional Operational Security Coordination (ROSC), also die Bereitstellung von Redispatchpotential zwischen

den Übertragungsnetzbetreibern zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazität, implementiert haben werden. Nach aktueller Planung soll der ROSC Prozess im Jahr 2026 Bestandteil der gemeinsamen Kapazitätsberechnung und -vergabe der in der CORE Region organisierten Übertragungsnetzbetreiber sein. Offen ist gegenwärtig auch noch, in welchem Umfang den deutschen Übertragungsnetzbetreibern Redispatchpotentiale im Rahmen von ROSC bereitgestellt werden und ob der ROSC Prozess an die Stelle der bisherigen Praxis der bilateralen Beschaffung von Redispatchleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber bei ausländischen Kraftwerksbetreibern tritt.

Kraftwerke zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs

| Kraftwerk | Leistungsabruf [MW] in Stunde 274 | Leistungsabruf [MW] in Stunde 303 |
|-----------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Altbach HKW 1 | 337 | 337 |
| Bergkamen A | 558 | 558 |
| Bexbach | 565 | 565 |
| Darmstadt GTKW | 74 | 74 |
| Daxlanden RDK 4 | 266 | 266 |
| GKM 7 | 331 | 200 |
| GKM 8 | 338 | 338 |
| Ingolstadt 3 | 292 | 0 |
| Ingolstadt 4 | 300 | 0 |
| KMW 2 | 199 | 199 |
| Marbach GT 3 | 66 | 66 |
| RDK 7 | 402 | 402 |
| Scholven B | 268 | 268 |
| UPM Schongau | 47 | 47 |
| Weiher C | 510 | 510 |
| Zolling Block 5 | 367 | 367 |
| Heilbronn 7 | 605 | 605 |

Tabelle 10: Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs im Zeitraum 2026/2027

D Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Entscheidung kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.

Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Klaus Müller

Präsident der Bundesnetzagentur

Abbildungsverzeichnis

| | |
|---|----|
| Abbildung 1: Einsatzhäufigkeit der Netzreservekraftwerke im vergangenen Winter 2023/2024..... | 8 |
| Abbildung 2 Merit Order für den Betrachtungszeitraum 2024/2025 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) | 25 |
| Abbildung 3 Identifikation der Grenzsituationen im Zeitraum (t+1) in der Basisvariante (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)..... | 27 |
| Abbildung 4 Identifikation der Grenzsituationen im Zeitraum (t+1) in der Sensitivitätsbetrachtung (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)..... | 29 |
| Abbildung 5: Merit Order für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber) | 35 |
| Abbildung 6: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+3) in der Basisvariante (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)..... | 38 |
| Abbildung 7: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+3) in der Sensitivitätsbetrachtung (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)..... | 40 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Kraftwerkspark Deutschland (inkl. Grenzkraftwerke in AT und LU) für den Betrachtungszeitraum 2024/2025..... | 23 |
| Tabelle 2: Annahmen zur installierten Leistung aus EE-Anlagen im Winter 2024/2025 | 23 |
| Tabelle 3: Brennstoffpreise 2024/2025 zum 15.09.2023 | 24 |
| Tabelle 4: Höchstlasten des europäischen Auslands in der synthetischen Woche für das Jahr 2024/2025 | 26 |
| Tabelle 5: Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs 2024/2025..... | 32 |
| Tabelle 6: Kraftwerkspark Deutschland (inkl. Grenzkraftwerke in AT und LU) für den Betrachtungszeitraum 2026/2027..... | 33 |
| Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung aus EE-Anlagen im Zeitraum 2026/2027 | 34 |
| Tabelle 8: Für den Betrachtungszeitraum 2026/2027 angenommene Brennstoffpreise..... | 34 |
| Tabelle 9: Höchstlasten des europäischen Auslands in der synthetischen Woche für das Jahr 2026/2027 | 36 |
| Tabelle 10: Kraftwerkseinsätze zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs im Zeitraum 2026/2027 | 42 |

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

pressestelle@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de

Tel. +49 228 14-0

Stand




April 2024

Text

Referat 626



bundesnetzagentur.de

-  x.com/BNetzA
-  social.bund.de/@bnetza
-  youtube.com/BNetzA