

FESTSTELLUNG DES BEDARFS
AN NETZRESERVE FÜR DEN
WINTER 2023/2024

Bericht



Bundesnetzagentur

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2023/2024

und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse

28. April 2023

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

Referat 626

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

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 2023/2024 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 28. April 2023 festgestellt:

Zif. 1.: Der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beträgt für den Winter 2023/2024 4.616 MW.

Zif. 1.1.: Zur Beschaffung des verbleibenden, noch nicht gedeckten Netzreservebedarfs von 1.334 MW haben die Übertragungsnetzbetreiber ein Interessenbekundungsverfahren gemäß § 4 NetzResV durchzuführen.

Zif. 1.2.: Soweit bis zum 15.05.2023 Anlagenbetreiber Interesse am Abschluss eines Vertrages zur Aufnahme ihrer Anlage in die Netzreserve bekunden, die den Anforderungen an § 5 Abs. 3 NetzResV genügen, sind die betreffenden Anlagen von den Übertragungsnetzbetreibern bis zum 30.05.2023 auf ihre technische Eignung hin zu überprüfen und das Ergebnis dieser Prüfung der Bundesnetzagentur zu übermitteln.

A	Einführung.....	7
1	Hintergrund der Bedarfsfeststellung.....	7
2	Rückschau auf den Winter 2022/2023.....	8
3	Berücksichtigung des Kohleausstiegs.....	9
B	Verfahrensablauf.....	11
C	Bedarfsfeststellung.....	12
1	Methodik der Systemanalyse.....	12
1.1	Zielsetzung der Systemanalyse.....	12
1.2	Vorgehensweise der Systemanalyse.....	12
1.3	Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation.....	15
1.4	Marktsimulation.....	24
1.5	Netzanalysen.....	24
1.6	In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken.....	25
1.7	Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalysen.....	27
2	Redispatchbedarf und dessen Deckung.....	27
3	Netzreserve 2023/2024.....	28
3.1	Eingangsgrößen der Systemanalysen für 2023/2024.....	28
3.2	Identifikation der Grenzsituation 2023/2024.....	32
3.3	Ergebnisse der Marktsimulation 2023/2024.....	32
3.4	Netzanalysen 2023/2024.....	34
3.5	Netzreservebedarf 2023/2024.....	38
D	Rechtsbehelfsbelehrung.....	41
	Abbildungsverzeichnis.....	43
	Tabellenverzeichnis.....	44
	Impressum.....	47

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, marktbasierende 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 die Möglichkeit vorsieht, Erzeugungsanlagen, die der Betreiber stillzulegen beabsichtigt, vorläufig in Betrieb zu halten, wenn dies zur Gewährleistung der Systemsicherheit erforderlich ist. Eine weitere Präzisierung dieser Regelungen erfolgt durch die Netzreserveverordnung (NetzResV) vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), die zuletzt durch Artikel 15 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist. Danach erstellen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich eine Systemanalyse zur Ermittlung des zukünftig erforderlichen Reservebedarfs. Die Bundesnetzagentur überprüft die Systemanalyse und stellt gegebenenfalls einen Bedarf an Netzreserve fest.

Betrachtungshorizonte der diesjährigen Bedarfsfeststellungen sind der Winter 2023/2024 (t+1) gemäß den Vorgaben des § 3 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV sowie der Zeitraum 01.04.2025 – 31.03.2026 (t+3). Auf Grundlage der jeweils den kommenden Winter betrachtenden Bedarfsermittlung (hier 2023/2024), ergänzt durch eine längerfristige Analyse (hier 2025/2026) ist demnach die notwendige Netzreserve für den kommenden Winter zu beschaffen. Der zweite Betrachtungszeitraum (2025/2026) wurde gewählt, um den Eintritt des Kohleverfeuerungsverbots der Kraftwerke, die in der fünften und sechsten Runde der Kohleausstiegsausschreibungen bezuschlagt wurden, abzubilden und dessen Auswirkungen zu analysieren. Der vorliegende Bescheid dient der Feststellung des Netzreservebedarfs im Betrachtungszeitraum 2023/2024. Die Bedarfsfeststellung für den Zeitraum 2025/2026 erfolgt zu einem späteren Zeitpunkt, da die Übertragungsnetzbetreiber die Analyseergebnisse für diesen Zeitraum der Bundesnetzagentur später als zu dem Zeitpunkt, den § 3 Abs. 2 NetzResV vorsieht, zur Prüfung und Bestätigung vorlegen. Ursächlich dafür sind die beiden Sonderanalysen des Jahres 2022, die sich auf die Abstimmung der Eingangsparameter der Systemanalyse ausgewirkt haben.

2 Rückschau auf den Winter 2022/2023

Zwischen dem 01.10.2022 und dem 15.04.2023 wurden von den Übertragungsnetzbetreibern auf Grundlage der Vorschauprozesse des Netzengpassmanagements an 117 von 197 Tagen Redispatch durch deutschen Netzreservekraftwerke angefordert. Zusätzlich wurde an 16 Tagen Redispatchleistung von verschiedenen Anlagen aus der Schweiz abgerufen. Die Einsatzhäufigkeit der deutschen Anlagen ist Abbildung 1 zu entnehmen.

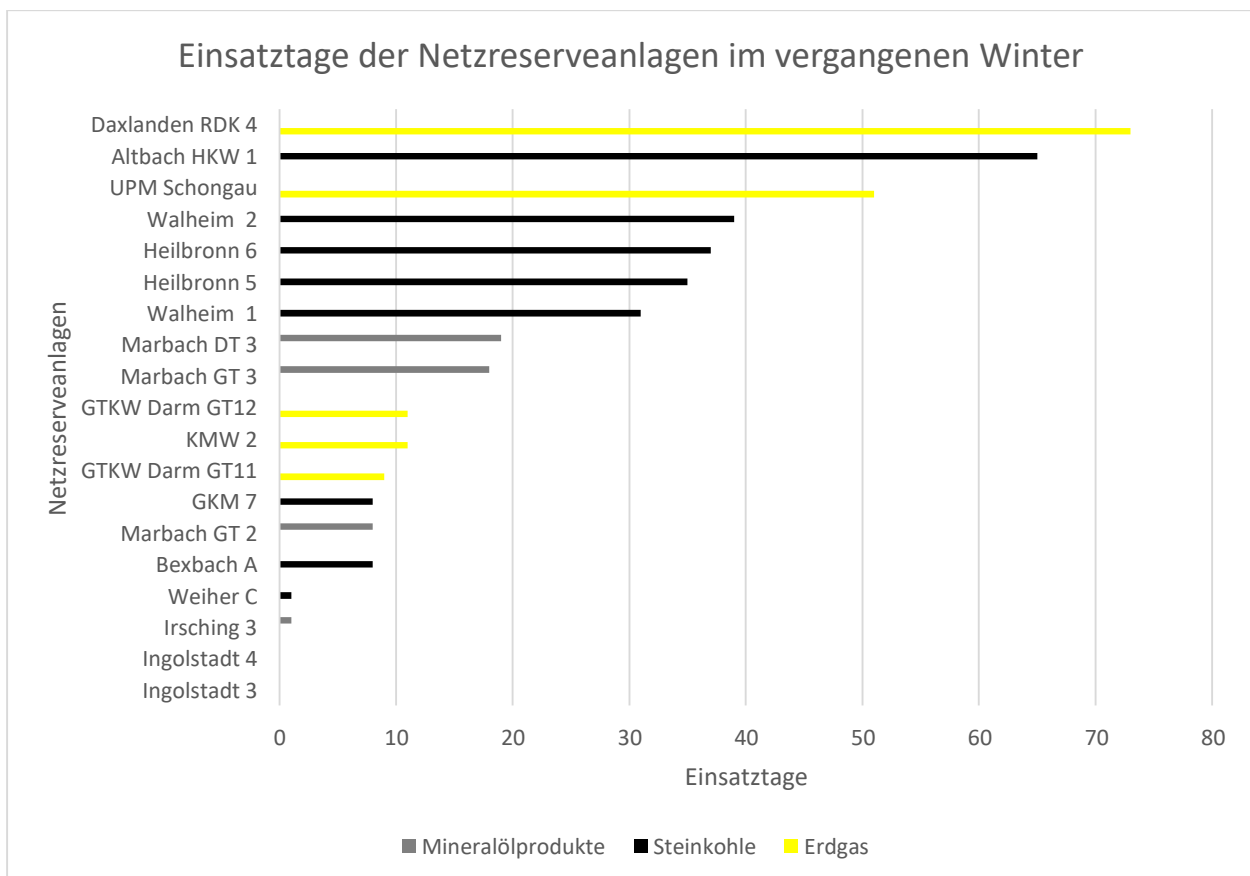


Abbildung 1: Einsatzhäufigkeit der Netzreservekraftwerke im vergangenen Winter 2022/2023

3 Berücksichtigung des Kohleausstiegs

Der § 4 Abs. 1 KVBG (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz) regelt das entsprechende Zielniveau für die Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung. Die Nettonennleistung der verbleibenden Anlagen am Strommarkt liegt 2020 bei 30 GW, 2030 bei 17 GW und spätestens bis Ende 2038 bei 0 GW. Zwischen 2022 und 2030, sowie zwischen 2030 und 2038 sinkt das Zielniveau jährlich um gleich große Mengen an Nettonennleistung. Um das gesetzlich festgelegte Zielniveau für die Steinkohleverstromung zu erreichen, sieht das KVBG zwei Instrumente vor: Für die Zieldaten bis 2026 werden Ausschreibungsverfahren gemäß des Teil 3 des KVBG für Steinkohleanlagen (und Braunkohlekleinanlagen ≤ 150 MW) durchgeführt. Ab dem Zieldatum 2024 bis 2026 wird bei Unterzeichnung der Ausschreibung das Anordnungsrecht herangezogen, um das nicht vergebene Volumen aufzufüllen. Ab 2027 bis zum Zieldatum 2038 ist ein ordnungsrechtlicher Ausstiegspfad ohne finanzielle Kompensation vorgesehen, die sog. gesetzliche Reduktion gemäß Teil 4 des KVBG. Die Abschaltung sowie die Entschädigung der Betreiber größerer Braunkohleanlagen (> 150 MW) erfolgen über einen gesetzlich definierten Ausstiegspfad sowie gesetzlich festgelegte Entschädigungen, die nach § 49 KVBG in Form eines öffentlich-rechtlichen Vertrages zwischen der Bundesregierung und den Betreibern von Braunkohleanlagen (> 150 MW) ausgestaltet werden kann. Von dieser Möglichkeit zum Vertragsschluss haben die Bundesregierung und die Braunkohleanlagen-Betreiber Gebrauch gemacht; der entsprechende Vertrag wurde am 10. Februar 2021 unterzeichnet.¹ Eine Anpassung für einen vorgezogenen Kohleausstieg im Rheinischen Revier erfolgte im November 2022.²

Tabelle 1 gibt einen Überblick über bereits erfolgte sowie die in den Betrachtungszeiträumen zu berücksichtigenden Ausschreibungsrunden mit den jeweiligen Volumina.

Ausschreibungsrunde	Gebotstermin	Zuschlagstermin	Frist Kohleverstromungsverbot (§ 51 KVBG)	Zuschläge für Zieldatum [GW]
#1	01.09.2020	01.12.2020	08.07.2021	4,8
#2	04.01.2021	05.04.2021	05.12.2021	1,5
#3	30.04.2021	30.07.2021	31.10.2022	2,1
#4	01.10.2021	01.01.2022	01.07.2023	0,5
#5	01.03.2022	20.05.2022	26.05.2024	1,0
#6	01.08.2022	14.10.2022	20.02.2025	0,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 1 Überblick über die Ausschreibungsrunden innerhalb der Betrachtungszeiträume t+1 und t+3

Für die Systemanalysen mit den Betrachtungszeiträumen 2023/2024 und 2025/2026 wurden die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden kraftwerksscharf berücksichtigt. Die Anlagen, die einen Zuschlag in der fünften

¹ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/02/20210210-rechtssicherheit-fuer-alle-beteiligten-oeffentlich-rechtlicher-vertrag-zum-kohleausstieg-in-deutschland-unterzeichnet.html>

² <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/11/2022-11-02-bundeskabinett-beschliesst-vorgezogenen-kohleausstieg-im-rheinischen-revier.html>

und sechsten Ausschreibungsrunde erhalten haben, werden für den Betrachtungszeitraum (t+3) nicht als Marktkraftwerke unterstellt.

Zielsetzung des im Juli 2022 in Kraft getretene Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz (EKBG) ist, kurzfristig Erdgas in der Stromerzeugung einzusparen, um so den Auswirkungen des völkerrechtswidrigen Angriffs von Russland auf die Ukraine hinsichtlich der deutschen Gasversorgung auch im Strombereich zu begegnen. Hierzu werden insbesondere solche mit Kohle befeuerte Kraftwerke eingesetzt, die kurz- bzw. mittelfristig stillgelegt würden oder sich bereits in einer Reserve befinden. Die Regelungen adressieren insbesondere die Kraftwerke, die einen Zuschlag in der dritten und vierten Ausschreibungsrunde gem. KVBG erhalten haben, und für die in den Jahren 2022 und 2023 das Kohleverfeuerungsverbot wirksam würde. Diese Kraftwerke werden zum Zeitpunkt, an dem das Kohleverfeuerungsverbot wirksam würde, in die Netzreserve überführt. Solange ist das Kohleverfeuerungsverbot suspendiert. Diese Anlagen müssen betriebsbereit gehalten werden. Betreiber der von den Regelungen des EKBG adressierten Kraftwerke können mit ihren Anlagen befristet bis 31. März 2024 am Strommarkt teilnehmen, soweit die Bundesregierung eine Verordnung nach § 50a Abs 1 EnWG erlassen hat und sofern die Anlagenbetreiber die Marktrückkehr zuvor gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur anzeigen.

Für den Betrachtungszeitraum (t+1) wurden die bis zum 31.10.2022 vorliegenden Anzeigen der Marktrückkehr gem. § 50a EnWG berücksichtigt. Die entsprechenden Kraftwerke werden als Marktkraftwerke unterstellt.

B Verfahrensablauf

Grundlage der Prüfung des Netzreservebedarfs ist gemäß § 3 Abs. 2 S. 1 NetzResV insbesondere 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 dieser Systemanalyse zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter und Szenarien sind gemäß § 3 Abs. 2 S. 5 NetzResV mit der Bundesnetzagentur abzustimmen.

Am 01. Juni 2022 fand das Auftaktgespräch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur über den Inhalt der vorzulegenden Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber statt. Am 27. Juli 2022 verständigten sich Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber darauf, dass eine Systemanalyse neben dem gemäß der NetzResV zu untersuchenden, bevorstehenden Winterhalbjahr, also 2023/2024, zusätzlich für den Betrachtungszeitraum vom 1. April 2025 bis zum 31. März 2026 zu erstellen ist.

In der Folge stimmten sich die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber hinsichtlich der Eingangsgrößen ab, die der Systemanalyse 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 10. Februar 2023 die gesamten Eingangsparameter für die Systemanalysen an die Bundesnetzagentur.

Am 22. März 2023 übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber die Systemanalyse für das Winterhalbjahr 2023/2024 einschließlich der zugrundeliegenden Datensätze der Markt- und Netzsimulationen an die Bundesnetzagentur. Die Systemanalyse für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 mitsamt der zugrundeliegenden Datensätze übergeben die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur voraussichtlich Ende April 2023.

Dass die Ergebnisse der Systemanalyse für die beiden Betrachtungszeiträume nicht bis zum 01. März 2023 übermittelt wurden, wie durch § 3 Abs. 2 NetzResV vorgegeben, ist auf die beiden Sonderanalysen des Jahres 2022 zurückzuführen, die sich auf den Zeitplan für die Erstellung der Systemanalyse, insbesondere hinsichtlich der Abstimmung der Eingangsparameter, ausgewirkt haben.

Da ein mögliches Interessensbekundungsverfahren gem. § 4 NetzResV auf Grundlage der Ergebnisse der Systemanalysen für den Betrachtungszeitraum (t+1) erfolgt, ist es sinnvoll, den Netzreservebedarf für diesen Zeitraum möglichst frühzeitig festzustellen. Damit ausreichend Zeit zur Verfügung steht, um das Interessenbekundungsverfahren durchzuführen, die Angebote zu prüfen und die betroffenen Regulierungsbehörden einzubinden, wird zunächst der Netzreservebedarf für den Winter 2023/2024 geprüft und veröffentlicht. Im Anschluss hieran erfolgt weniger zeitkritische Prüfung des Netzreservebedarfs für den Zeitraum 2025/2026, der Ende Mai 2023 in einem gesonderten Bericht veröffentlicht wird.

C Bedarfsfeststellung

1 Methodik der Systemanalyse

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

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

1.1 Zielsetzung der Systemanalyse

Die Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber hat 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 der Systemanalyse wird ermittelt, welche Eingriffe die Übertragungsnetzbetreiber in den durch den Markt vorgesehenen Einsatz von Stromerzeugungskapazitäten vornehmen müssen, um Netzengpässe auszugleichen. Gleichzeitig wird ermittelt, ob und wo die für diese Markteingriffe erforderlichen Erzeugungskapazitäten gesichert vorhanden sind. Als „gesichert“ gelten Kraftwerke, die ohnehin in Deutschland am Markt aktiv sind und die Kraftwerke, die aufgrund ihrer Systemrelevanz an der Stilllegung gehindert wurden, sowie ausländische Kraftwerke, die als Redispatchpotentiale kontrahiert wurden. 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 zu stabilisieren. In der Systemanalyse wird der für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des elektrischen Energieversorgungssystems benötigte Umfang der Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz bestimmt.

Bei der Bestimmung der Netzreserve 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 Systemanalyse

1.2.1 Schrittweises Vorgehen

Die Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs zur Beherrschung kritischer Netzsituationen gemäß § 3 NetzResV ist wie in Abbildung 2 dargestellt strukturiert.

Im ersten Schritt werden die Eingangsparameter der Systemanalysen mittels einer Prognose der energiewirtschaftlichen Situation in den Betrachtungsjahren 2023/2024 und 2025/2026 erstellt (vgl. Abschnitt C1.3). Hierbei werden u.a. der konventionelle und erneuerbare Kraftwerkspark (installierte Leistungen, Nichtverfügbarkeiten, Brennstoffkosten, CO₂-Preise etc.) prognostiziert. Außerdem werden die im jeweiligen Betrachtungszeitraum zu erwartende Netztopologie sowie die erwarteten Handelskapazitäten bestimmt. Nachfolgend sind in Abbildung 2 schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte C1.3-C1.5) dargestellt.

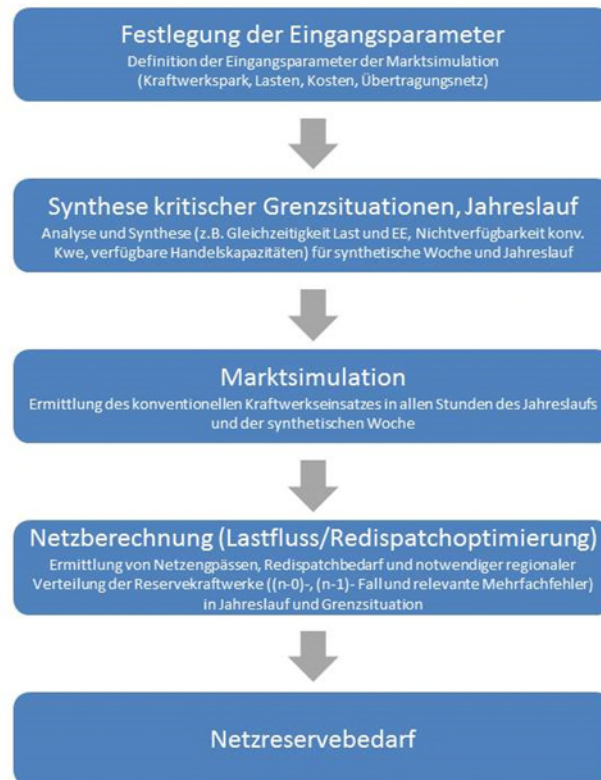


Abbildung 2: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve.

Aufbauend auf den Eingangsparametern wird im zweiten Schritt 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 Windeinspeisung gleichzeitig zu einer hohen Stromnachfrage auftritt. Die synthetische Woche, aus der die für die Bestimmung des Redispatchbedarfs maßgebliche kritische Stunde (Grenzsituation) abgeleitet wird, wird folglich derart konstruiert, dass sie eine solche Starkwind-Starklastsituation abbildet. Hierbei werden die dargebotsabhängige Erzeugung (insbesondere die Windenergieeinspeisung) und die Lasten in Deutschland und dem europäischen Ausland in Relation gesetzt.

Eine weitere erfahrungswertbasierte Annahme, die in die synthetische Woche einfließt, ist die Höhe der geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken, zu denen es aufgrund von Revisionen oder Kraftwerksausfällen kommen kann. Diese basieren auf einer statistischen Auswertung historischer Daten.

Durch dieses Vorgehen wird sichergestellt, dass mögliche netztechnisch kritische Situationen durch den ermittelten und dann zu kontrahierenden Reservebedarf abgedeckt werden können.

Zusätzlich zur synthetischen Woche 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 des Redispatches zur Gewährleistung der Systemicherheit benötigen als die Grenzsituation. Die Annahmen des Jahreslaufs sind grundsätzlich identisch zu denen der Grenzsituation, unterscheiden sich jedoch beispielsweise bei den Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.

Im dritten Schritt wird anhand einer Simulation des europäischen Elektrizitätsmarkts prognostiziert, welche konventionellen Erzeugungsanlagen in der synthetischen Woche und in den einzelnen Stunden des Jahreslaufs zur Deckung der Last einspeisen (vgl. Abschnitt C1.3), unter Berücksichtigung der erwarteten Einspeisung erneuerbarer Energien, der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und der Handelskapazitäten. Bestimmt wird auch, welche Exporte und Importe sich mit dem europäischen Ausland in den jeweiligen Netznutzungsfällen (NNF) einstellen.

Im vierten Schritt 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 Rücknahme von bereits abgestimmten, aber verschiebbaren Leitungsfreischaltungen) reichen bei hoher Netzauslastung - wie in der Starkwind-Starklast-Situation des bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfalls - in aller Regel nicht aus, um die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte einzuhalten. Hierzu bedarf es Redispatch-Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber. Der höchste Redispatchbedarf zeigt sich in den Netzsituationen, in denen ein außergewöhnliches, sehr selten auftretendes Ausfallereignis unterstellt wird, da sich in diesen Fällen die verbleibende Übertragungskapazität besonders stark verringert.

Bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen gehen die Übertragungsnetzbetreiber folgendermaßen vor: Geprüft wird zunächst im Hinblick auf den Normalzustand des Übertragungsnetzes, also ohne Betrachtung eines Ausfalls, ob der Leistungsfluss, der sich neben der Last durch die Einspeisung sämtlicher Erzeugungsanlagen nach dem Ergebnis der Marktsimulation einstellt, dazu führte, dass Sicherheitsgrenzwerte von Netzbetriebsmitteln verletzt würden. Wäre dies der Fall, verändern die Übertragungsnetzbetreiber die durch das Marktergebnis ermittelte Einspeisung der Erzeugungsanlagen in der Weise, dass die einzuspeisende Leistung alternativ durch solche Erzeugungsanlagen erbracht wird, die nach dem Marktergebnis nicht oder nur zum Teil zum Einsatz kämen und durch deren Betrieb keine Sicherheitsgrenzwerte verletzt würden. Bei dem Austausch von netzbelastenden Erzeugungsanlagen gegen andere Erzeugungsanlagen greifen die Übertragungsnetzbetreiber zunächst auf deutsche, am Markt agierende und betriebsbereite Erzeugungsanlagen zu-

rück. Reichen diese Marktkraftwerke sowie das in Österreich gesichert zur Verfügung stehende Redispatchpotential³ nicht aus, um die notwendige Einspeiseleistung bereitzuhalten, werden zusätzlich Netzreserve- und potentielle Netzreservekraftwerke zum Redispatch herangezogen.

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.

1.2.2 Bemessungsmaßstab

Die Stunde der synthetischen Woche, in der der Netzreservekraftwerkspark am meisten Leistung zur Redispatchbedarfsdeckung einspeist, wird als Grenzsituation bezeichnet. Diese Stunde stellt die kritischste Situation für das Netz dar. Dabei ist diese kritische Stunde nicht zwingend diejenige Stunde der synthetischen Woche, in der die höchste Last und / oder die höchste Einspeisung aus erneuerbaren Quellen vorliegen. Auch unmittelbar 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 erneuerbaren Einspeisung nicht maximal, aber eine ungünstige regionale Verteilung der erneuerbaren und konventionellen Einspeisungen und der Lasten sorgt für eine hohe Aus- und Überlastung des Netzes.

Es kann in Stunden des Jahreslaufs notwendig sein, andere Kraftwerke als in der Grenzsituation zum Redispatch heranzuziehen, um die Netzsicherheit in diesen Stunden gewährleisten zu können. Das führt dazu, dass sich ein zusätzlicher Bedarf an Reservekraftwerken mit einer anderen regionalen Verteilung als in der Grenzsituation ergeben kann.

In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Schritte der Systemanalyse genauer erläutert.

1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation

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

Zu den Eingangsparametern gehören die Nachfrage nach elektrischer Energie (Last), der zugrunde gelegte konventionelle und erneuerbare Kraftwerkspark, seine regionale Verteilung und Brennstoffpreise im jeweiligen Betrachtungszeitraum. Ferner gehören die Handelskapazitäten zwischen den einzelnen Gebieten des europäischen Elektrizitätsmarkts zu den Eingangsparametern. Diese Parameter dienen als Eingangsgrößen für die Marktmodellierung zur Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes und als Eingangsgrößen der Netzberechnung.

³ Der Leistungsumfang der deutsch-österreichischen Redispatchkooperation beträgt 1,5 GW.

Im Folgenden wird erläutert, mit welcher Methodik die Eingangsparameter bestimmt wurden. Im Abschnitt C3.1 werden dann die antizipierten Eingangsparameter 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 2023/2024 und 2025/2026. 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 30.09.2023 in Betrieb genommen werden. Für den Zeithorizont (t+3) ist der entsprechende Stichtag der 30.09.2025.

Um eine möglichst realitätsnahe Abbildung zu erreichen, werden in der Systemanalyse netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln berücksichtigt (Freischaltungen). Hierbei werden nur solche Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt, die nicht mit einem zeitlichen Vorlauf von 48 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

Im Rahmen der Strommarktmodellierung wird prognostiziert, welche Kraftwerke in den zwei Betrachtungszeiträumen am Markt teilnehmen und welche zugebaut bzw. stillgelegt werden.

Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland wird hierbei 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. Liegt eine Stilllegungsanzeige vor, wird das Kraftwerk nicht mehr als Marktkraftwerk berücksichtigt, sofern das Stilllegungsdatum vor einem vereinbarten Stichtag liegt. Stichtag für den Betrachtungszeitraum 2023/2024 ist der 31.12.2023, für den Zeitraum 2025/2026 der 31.12.2025. Auch die vorgeschriebenen Stilllegungen der Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1a Atomgesetz werden berücksichtigt, sodass in beiden Betrachtungszeiträumen kein Kernkraftwerk mehr in Deutschland als in Betrieb unterstellt wird.

Für die beiden betrachteten Zeiträume spielt der geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung eine wesentliche Rolle. Die Grundlage für die Abbildung des Kohleausstiegs bildet das Kohleausstiegsgesetz vom 03.07.2020 sowie die Ergebnisse der bislang sechs Ausschreibungsrunden der Bundesnetzagentur nach Teil 3 KVBG, siehe Kapitel A3.

Berücksichtigung findet auch das im Juli 2022 in Kraft getretenen Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetzes (EKBG). Zweck des EKBG ist es, kurzfristig Erdgas in der Stromerzeugung einzusparen, um so den Auswirkungen des völkerrechtswidrigen Angriffs von Russland auf die Ukraine hinsichtlich der deutschen Gasversorgung auch im Strombereich zu begegnen. Hierzu werden insbesondere solche mit Kohle befeuerte Kraftwerke eingesetzt, die kurz- bzw. mittelfristig stillgelegt würden oder sich bereits in einer Reserve befinden. Betreiber der von den Regelungen adressierten Kraftwerke können von der Möglichkeit Gebrauch machen, mit ihren Anlagen befristet bis 2024 am Strommarkt teilzunehmen. Für den Betrachtungszeitraum (t+1) wurden die bis zum 31.10.2022 vorliegenden Anzeigen der Marktrückkehr gem. § 50a EnWG berücksichtigt. Diese Kraftwerke werden in diesem Zeitraum als Marktkraftwerke angenommen. Daraus resultiert eine „Marktrückkehrleistung“ aus der Netzreserve in Höhe von 5,4 GW für diesen Betrachtungszeitraum. Die 5,4 GW umfassen nur solche Kraftwerke, die aus der Netzreserve an den Markt zurückgekehrt sind. Kraftwerke, die am Markt verblieben sind, sind in den 5,4 GW nicht enthalten, aber im Modell als Marktkraftwerke berücksichtigt, wie bspw. die Kraftwerke Neurath D und Neurath E, deren Laufzeit infolge einer Änderung des KVBG über den 31.12.2022 hinaus verlängert wurde.

Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur haben die Übertragungsnetzbetreiber um eigene aktuelle Erkenntnisse zu Neubauvorhaben und Stilllegungsabsichten, sowie um Angaben zum Betriebsmodus (marktbasiert, KWK, Zwangseinsatz als Industriekraftwerk oder Netzreservekraftwerkseinsatz etc.) ergänzt. Inländische Netzreservekraftwerke sowie Steinkohleanlagen, die unter das Kohleverfeuerungsverbot nach dem KVBG fallen, werden nicht in der Marktsimulation berücksichtigt, sondern erst in den anschließenden Netzanalysen zum Redispatch eingesetzt.

Der europäische, konventionelle Kraftwerkspark wird auf Basis der Daten von ENTSO-E modelliert. Als Ausgangsbasis für die Abbildung des ausländischen Kraftwerksparks dient eine Liste mit ausländischen Kraftwerken mit einer installierten Leistung größer als 100 MW, die auch schon in den vorangegangenen Analysen verwendet wurde. 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.

Auch die Regelleistungsvorhaltung wird bei der Festlegung des Kraftwerksparks berücksichtigt. Für Deutschland wird für beide Betrachtungszeiträume angenommen, dass ± 4.200 MW an Kraftwerksleistung in Deutschland für die Bereitstellung von Regelleistung verwendet werden. Für Österreich wird unterstellt, dass ± 480 MW an Kraftwerksleistung für die Bereitstellung von Regelleistung verwendet werden. Für das weitere Ausland erfolgt keine Regelleistungsmodellierung.

1.3.3 Erneuerbare Energie Anlagen

Die prognostizierte Leistung aus Erneuerbaren-Energie-Anlagen (EE-Anlagen) in Deutschland wird anhand der Mittelfristprognose 2023 - 2027 bestimmt. Hierbei wird bei der Festlegung der Höhe des Zubaus Photovoltaik, Windenergie an Land und Biomasse das „Obere Szenario“ zugrunde gelegt. Bei Wasserkraftanlagen (EEG-

und Nicht-EEG-Anlagen) werden Daten der Übertragungsnetzbetreiber verwendet und der Bestand fortgeschrieben. Für die Erwartungswerte zur installierten Leistung von Offshore-Windparks werden die aktuellen Daten der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen. Bei allen weiteren EE-Anlagen wird der Bestand fortgeschrieben. Neben den Zubauzahlen und der Gesamthöhe der installierten Leistung wird auch festgelegt, an welchen geographischen Standorten die erneuerbaren Energieträger in das Übertragungsnetz einspeisen bzw. an welchen Stellen Energie aus dem Übertragungsnetz entnommen wird. Hierbei wird die reale, geographische Verortung der Anlagen zugrunde gelegt. Die Basis hierfür sind die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber. 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 der Systemanalyse untersuchten potentiell kritischen Netzsituationen entscheidend durch die Verfügbarkeit von Kraftwerken beeinflusst werden. Wenn beispielsweise der Bedarf an Netzreservekraftwerken durch ein hohes Nord-Süd-Gefälle an Kraftwerksleistung (viel Erzeugung im Norden, wenig im Süden) bestimmt wird, würde eine hohe Kraftwerksnichtverfügbarkeit in Süddeutschland und eine geringe in Norddeutschland zu einer Verstärkung dieses Lastflusses und somit zu einer Steigerung des Netzreservebedarfs führen. Daher ist es erforderlich, Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in den Systemanalysen mit Hilfe von geeigneten Methoden zu berücksichtigen. Hierzu wurden Modelle entwickelt, mit denen die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten für potentiell auslegungsrelevante Grenzsituationen sowie für den Jahreslauf geschätzt werden können.

Für die synthetisierten Grenzsituationen wird die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken modelliert. Ziel der Untersuchung ist es, aufbauend auf statistisch ermittelten Verfügbarkeitsdaten, die den Kraftwerksblöcken zugeordnet werden, Ausfallkombinationen von Kraftwerken zu bestimmen, die eine belastende Wirkung auf Netzengpässe haben können. Hierzu wird die gesamte nicht - verfügbare Kraftwerksleistung zunächst vereinfachend für drei einzelne Regionen (Norddeutschland, Süddeutschland und Österreich) bestimmt und dann auf konkrete Kraftwerksblöcke verteilt. Zu Süddeutschland werden alle Kraftwerksblöcke gezählt, die sich südlich 50,4° nördlicher Breite befinden.

Auf Basis historischer Engpassanalysen wird angenommen, dass Nichtverfügbarkeiten in der Region Nord eine entlastende und Nichtverfügbarkeiten in der Region Süd eine belastende Wirkung auf die Netzengpässe haben können. Darauf aufbauend wird eine nicht verfügbare Kraftwerksleistung je Netzregion mittels einer Quantilsauswertung bestimmt. 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. Die daraus resultierenden Nichtverfügbarkeiten je Region werden auf konkrete Kraftwerksblöcke verteilt. Falls Informationen zu geplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten vorliegen, werden diese berücksichtigt und nur die verbleibende Leistung auf andere Kraftwerksblöcke verteilt. Bei der Verteilung werden die

Anteile der Kraftwerkstypen (nach Primärenergieträger) an der nicht verfügbaren Kraftwerksleistung berücksichtigt. Auf diese Weise werden die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten separat für jede Grenzsituation der Zeithorizonte 2023/2024 und 2025/2026 ermittelt. Für Steinkohlekraftwerke in Süddeutschland erfolgt eine zusätzliche, raterliche Leistungsreduktion um 13 % der nach der Ausfallziehung verfügbaren Leistung, um Schwierigkeiten in der Kohletransportlogistik abzubilden, etwa aufgrund von Niedrigwasser, 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.

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.

NTC-Grenzen

Die NTC-Werte aus dem ENTSO-E European Resource Adequacy Assessment (ERAA) mit den Zieljahren 2024, 2025 und 2027 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 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 Mindesthandelskapazitäts-Anforderung (minimum remaining available Margin (minRAM)-Anforderung) 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 2024) 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.

Flow Based-Region

Zunächst wird eine initiale Marktsimulation mit der herkömmlichen NTC-Methodik 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 (Critical Network Element) 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 werden jedoch vereinfachend ausschließlich Grenzkuppelleitungen und interne Netzelemente der 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 (GSKs) 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 zusätzlichen 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 für die 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 sind, 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 der aktuellen Systemanalyse werden die Vorgaben des Clean Energy Packages zu Mindestkapazitäten insofern berücksichtigt, als sie zum Stand November 2022 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) 50,5 % 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) 60,5 % und in (t+3) 70 %. Für NordLink (DE-NO) werden Importkapazitäten von 46,7 % 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 Ex- als auch in Importrichtung das Maximum aus bereits zugesicherter Langfrighthandelskapazität (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. Derogations anderer Mitgliedsstaaten werden aufgrund fehlender Informationen nicht abgebildet. In diesen Fällen wird ein Wert von 70 % minRAM antizipiert.

1.3.6 Annahmen zur Netzlast

Die Netzlast setzt sich wie folgt zusammen:

- **Konventionelle Verbraucher (bspw. Industrie, Haushalte und GHD⁴):** Der jeweilige Lastverlauf resultiert aus regional abhängigen Stromverbrauchszeitreihen.
- **Industriemehrverbrauch (neue (Groß-)Verbraucher wie bspw. Rechenzentren):** Der Lastverlauf ergibt sich aus den jeweiligen Lastprofilen je Wirtschaftszweig.
- **Haushaltswärmepumpen:** Ungesteuerte temperaturabhängige Lastprofilmodellierung
- **Elektromobilität:** Lastzeitreihenermittlung erfolgt unter Berücksichtigung des Fahrverhaltens und des ungesteuerten Ladeverhaltens.
- **Heimbatteriespeicher:** Das Einsatzprofil resultiert aus der Eigenbedarfsoptimierung der Haushalte.
- **Power to Gas, Power to Heat und Großbatteriespeicher:** Das Einsatzprofil wird im Marktmodell in Abhängigkeit des Strompreises ermittelt.
- **Netzverluste:** Für die Verteilnetzverluste werden regionale Zeitreihenprofile unterstellt. Die Übertragungsnetzverluste sind ein Ergebnis der Netzberechnung.

Aus den Verlaufskurven wird der Jahreslastverlauf berechnet.

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 Starkwind 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 auch nicht auf ihr Maximum skaliert, da die Netzverluste 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 2024ff. auf Basis des Wetterjahres 2012 hergeleitet haben. Diese wurden im Rahmen des ERAA2021 seitens der Übertragungsnetzbetreiber geprüft.

1.3.7 Redispatch 2.0

Seit dem 1. Oktober 2021 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

⁴ GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

Redispatch 2.0 bezeichnet und wurde mit der Novelle des "Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz" (NABEG 2.0), das am 17.05.2019 in Kraft getreten ist, beschlossen. Die in diesem Kontext veröffentlichten Festlegungen der Bundesnetzagentur⁵ spezifizieren die gesetzlichen Vorgaben weiter. Besonders hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang die Mindestfaktor-Festlegung vom 30. November 2020⁶, mit der die ÜNB 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.⁷ Die kalkulatorischen Preise sind jeweils zum 1. September eines jeden Kalenderjahres zu veröffentlichen. Mit dem 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 jedoch § 13 Abs. 1b EnWG, der sich auf die kalkulatorischen Kosten für KWK-Anlagen bezog, aufgehoben worden. Die kalkulatorischen Kosten für EE betragen seit dem 1. Oktober 2022 667,89 €/MWh und diejenigen für die Netzreserve 385,88 €/MWh und sind bis zum 30.09.2023 gültig.

In der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber 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, wärmegekoppelten KWK-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.

Für den Betrachtungszeitraum (t+1) werden keine Redispatch-Potentiale von konventionellen Anlagen sowie KWK-Anlagen unter 10 MW, sowie von Biomasse-Anlagen sowie von Laufwasserkraftwerken unter 100 kW berücksichtigt. Ursächlich hierfür sind technische Restriktionen bei der Datenübermittlung, sowie unsichere Prognosegüte bzw. Datenqualität.

Bei wärmegeführten Kraftwerken wie KWK-Anlagen ist es außerdem nicht oder nur unter extrem schwierigen Bedingungen möglich zu prognostizieren, über welche Senken die beim Redispatch-Einsatz ebenfalls erzeugte Wärme abgeführt werden kann. Für den Betrachtungszeitraum (t+3) wird das Redispatchpotential für konventionelle Anlagen und KWK-Anlagen mit Leistungen, die kleiner als 10 MW sind, im Rahmen des verfügbaren Leistungsbandes mit 5 % angenommen.

⁵ 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).

⁶ Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren (Mindestfaktor-Festlegung Az.: PGMF-8116-EnWG § 13j) vom 20.11.2020.

⁷ Aufrufbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Redispatch/Kalkulatorische-Preise>

1.4 Marktsimulation

Wie zuvor beschrieben, wird auf Grundlage des Wetterjahres 2012 die stundenscharfe Erzeugungsleistung der Erneuerbaren Energien 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 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 die Grenzsituation sowie alle Stunden des Jahreslaufs wird jeweils eine Lastflussberechnung durchgeführt und untersucht, ob es im Höchstspannungsnetz zu Überlastungen auf Leitungen und Transformatoren (inkl. ausgewählten Transformatoren ins 110 kV-Netz) kommt. Neben den Lastflussberechnungen für den Normalfall werden auch Ausfälle einzelner Leitungen ((n-1)-Sicherheit) und in der Grenzsituation zusätzlich relevante Mehrfachfehler (EC-Sicherheit) untersucht.

Treten Überlastungen auf, werden Maßnahmen zur Herstellung eines sicheren Netzzustands⁸ eingeleitet. In der Grenzsituation wird zunächst geprüft, ob Netzengpässe durch topologische Maßnahmen (wie z. B. Sonderschaltzustände) beseitigt werden können. Dieser Schritt wird ggfs. auch für ausgewählte Stunden des Jahreslaufs durchgeführt, in denen ebenfalls ein sehr hoher Redispatchbedarf vorliegt.

Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, modifizieren die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzanalysen in einem iterativen Prozess sowohl die Stufung der Phasenschieber- und Schrägregeltransformatoren als auch die Fahrweise von Erzeugungsanlagen. Dabei werden konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare-Energieanlagen, 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 anbieten, aber im konkreten Netznutzungsfall nicht oder nicht vollständig einspeisen. Zusätzlich werden hier 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, sowie Kapazitätsreserveanlagen durchgeführt. Sollten diese ebenfalls nicht ausreichen, um die Netzengpässe zu beheben, wird Redispatch mit weiteren Kraftwerken im Ausland durchgeführt, bis sich in der Lastflussrechnung ein

⁸ Unter einem sicheren Netzzustand wird derjenige Zustand verstanden, bei dem keine Betriebsmittelüberlastungen eintreten und die zulässigen Spannungsbereiche eingehalten werden.

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 dem Netzreservebedarf aus ausländischen Kraftwerken und der Leistung der kontrahierten und potentiellen deutschen Netzreservekraftwerke ergibt den Netzreservebedarf jeder Stunde.

1.6 In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken

Die Reservebedarfsermittlung beruht auf einer für das Netz kritischen, in der Kombination nicht wahrscheinlichen, aber eben nicht auszuschließenden Kombination potentieller Szenarien. Sie kann keine exakte 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 Systemanalyse berücksichtigten Faktoren werden nachfolgend dargestellt:

Starkwind: In den beiden Betrachtungszeiträumen werden ausgewählte, netztechnisch potentiell 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. Das Ausmaß der kritischen Wettersituationen wurde noch verschärft, indem angenommen wurde, dass in Starkwindphasen eine Windenergieeinspeisung in Höhe der maximalen Windenergieeinspeisung der letzten Jahre⁹ eintritt.

Starklast: Es wird des Weiteren angenommen, dass während einer Starkwindphase hohe Lasten in Deutschland und dem angrenzenden Ausland auftreten. Die so konstruierte Grenzsituation ist charakterisiert von (maximaler Windenergieeinspeisung, wenig bis keine PV-Einspeisung und sehr hohe Lasten. So werden realistische Ausprägungen von Last und Erneuerbarer Einspeisung abgebildet, die die Übertragungsnetzbetreiber aus der betrieblichen Praxis kennen.

Import-Situation: Für beide Betrachtungszeiträume wird zusätzlich eine Importsituation („Dunkelflaute“) betrachtet. Hierbei werden die Handelskapazitäten nicht eingeschränkt, um im Modell maximalen Import zuzulassen und somit bewusst auch möglicherweise netzkritische Importsituationen zu simulieren. Außerdem wird für die Parametrierung dieser Situation die Nichtverfügbarkeit der konventionellen Kraftwerke in Deutschland erhöht, sowie eine sehr niedrige Einspeisung aus Erneuerbaren Energien bei gleichzeitig hoher Last unterstellt. Die resultierende Netzsituation hat sich als nicht netzreservebedarfsdimensionierend herausgestellt. Sie ist beherrschbar.

Nichtverfügbarkeiten der Marktkraftwerke: Des Weiteren wird das Risiko von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten bei der Bestimmung des Netzreservebedarfs berücksichtigt. Die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken im südlichen Teil Deutschlands (zum Beispiel aufgrund von Ausfällen oder Revisionen) stellt ein Risiko für eine sichere Stromversorgung dar. Daher unterstellen die Übertragungsnetzbetreiber, dass in der Grenzsituation

⁹ Diese maximale Windenergieeinspeisung (gemessen in der Einspeisung in GW pro installierte Leistung in GW) wurde auf die installierte Windleistung hochskaliert, die für die zwei Betrachtungszeiträume prognostiziert wird.

eine größere Anzahl von Marktkraftwerken im Süden Deutschlands nicht verfügbar ist, während im Norden eine hohe Verfügbarkeit angenommen wird. 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 steinkohlebefuerter Marktkraftwerke infolge von Logistikengpässen, etwa aufgrund von Niedrigwasser, in den Systemanalysen zu berücksichtigen, erfolgt zusätzlich eine pro-rata Reduktion der Verfügbarkeit der süddeutschen Anlagen um einen festen Prozentwert.

Nichtverfügbarkeiten der Netzreservekraftwerke: Zunächst wird die Grenzsituation unter der Annahme berechnet, dass die Netzreservekraftwerke vollständig verfügbar sind.

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, nicht immer der Realität entspricht. Typischerweise werden in der Netzreserve Kraftwerke älterer Bauart vorgehalten, deren Stilllegung seitens der Betreiber beabsichtigt wurde. Insbesondere bei diesen teilweise über fünfzig Jahre alten Kraftwerken treten zustandsbedingt immer wieder technische Mängel auf, die erst durch eine Reparatur wieder beseitigt werden können. Zudem bestehen Risiken, wie etwa Schwierigkeiten der Kohleversorgung von Kraftwerksstandorten bei Niedrigwasser, die auch zu Nichtverfügbarkeiten von Netzreserveanlagen führen können. Vor diesem Hintergrund haben die Übertragungsnetzbetreiber einige Varianten definiert, in denen Netzreserveanlagen aus unterschiedlichen Gründen als nicht verfügbar unterstellt werden und berechnet, wie sich diese verschiedenen Annahmen in der Grenzsituation auf den Netzreservebedarf auswirken.

In einer Variante unterstellen die Übertragungsnetzbetreiber, dass in der Grenzsituation jeweils eine Anlage aus dem Netzreservepark nicht verfügbar ist, während alle anderen Netzreserveanlagen mit ihrer vollständigen Leistung zum Redispatch herangezogen werden. Diese Betrachtung erfolgt in Bezug auf jedes Netzreservekraftwerk. Im Hinblick auf die Bedarfsfeststellung ist wichtig, welches als nicht verfügbar unterstellte Netzreservekraftwerk den höchsten Bedarf an Kraftwerksleistung aus dem Ausland hervorruft.

Zusätzlich berechnen die Übertragungsnetzbetreiber die Grenzsituation unter der Prämisse, dass die Verfügbarkeit der Netzreservekraftwerke um einen pauschalen Wert von 22,2 % pro-rata eingeschränkt ist.

Eine weitere Variante betont das Risiko von Nichtverfügbarkeiten infolge von Niedrigwasser und hierdurch verursachten Einschränkungen bei der Steinkohlebelieferung: die Übertragungsnetzbetreiber unterstellen, dass die mit Steinkohle befeuerten Netzreservekraftwerke in Baden-Württemberg vollständig nicht verfügbar sind. Hierbei handelt es sich um die Anlagen Altbach HKW 1 (433 MW), Heilbronn 5 und Heilbronn 6 (jeweils 125 MW), GKM 7 (425 MW), sowie Walheim 1 und Walheim 2 (96 MW, 148 MW), d.h. in Summe 1.352 MW.

Das Risiko von Einschränkungen bei der Kohleversorgung wird in einem weiteren Nichtverfügbarkeits-Szenario abgebildet werden – allerdings ausschließlich in Bezug auf die Grenzsituation des Betrachtungszeitraums 2025/2026. Hier treffen die Übertragungsnetzbetreiber die Annahme, dass sämtliche Netzreserveanlagen im Saarland in der Grenzsituation nicht zur Verfügung stehen. Mit dieser Annahme wird dem Risiko von Brennstofflogistikproblemen, insbesondere beim Transport der Steinkohle per Zug ins Saarland, Rechnung getragen. Es handelt sich hierbei um die Anlagen Bexbach (726 MW), Weiher C (656 MW), sowie MKV (179 MW), mit insgesamt 1561 MW, die im Betrachtungszeitraum 2023/2024 aufgrund des Ersatzkraftwerkereithaltungsgesetzes dem Erzeugungsmarkt zur Verfügung stehen.

In einer anderen Variante wird unterstellt, dass die Netzreserveanlagen Walheim, Block 1 und Block 2 (96 MW, 148 MW), Marbach GT 2 und DT 3 (77,4 MW und 262 MW) sowie Irsching Block 3 (415 MW), also insgesamt 998 MW, in der Grenzsituation nicht verfügbar sind. Hinsichtlich Irsching Block 3 sowie Marbach GT 2 und DT 3 begründen sich die Annahmen zur Nichtverfügbarkeit damit, dass die immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen dieser Anlagen mit Ablauf des 31.12.2023 entfallen und aktuell noch keine Anhaltspunkte vorliegen, dass die entfallende Genehmigung durch eine neue Genehmigung ersetzt oder eine andere Alternative gefunden wird, die den Weiterbetrieb ermöglicht. Damit müssten die Anlagen aus rechtlichen Gründen aus der Netzreserve ausscheiden.

Hinsichtlich der Anlagen am Standort Walheim hat die Betreiberin angegeben, dass angesichts von Personalengpässen ((Früh-) Verrentung von erfahrenem Personal, keine verfügbaren Nachwuchskräfte) damit gerechnet werden müsse, dass die Anlagenbetreiberin eine fehlende Verfügbarkeit der Anlage melden werde. Ungeachtet einer Bewertung dieser Umstände, ist es vernünftig zu untersuchen, welche Folgen dies für den Bedarf an Netzreserve hätte.

1.7 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalysen

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

Die Bundesnetzagentur prüft zunächst, in wie weit die vorher abgestimmten Eingangsparameter in den Simulationen abgebildet werden. Anschließend werden die Marktergebnisse von der Bundesnetzagentur auf Plausibilität hinsichtlich Handelsflüssen, Kraftwerkseinsatz, Grenzkosten und weiterer Variablen geprüft.

Aus den Ergebnissen der Marktsimulation werden die Eingangsdaten, wie z. B. der Kraftwerks- oder Speichereinsatz, für die Netzberechnungen gewonnen. In den Netzberechnungen werden die Auslastungen aller Netzelemente im Grundlastfluss sowie im (n-1)-Fall (einschließlich sehr selten vorkommender Ausfälle von Netzbetriebsmitteln, bei denen in erheblichem Umfang Netzkapazitäten wegfallen) ermittelt. Auftretende Überlastungen können im Modell durch topologische Maßnahmen oder den Einsatz von effizienten Redispatchmaßnahmen behoben werden. Die Netz- und Redispatchberechnungen werden für die synthetische Woche sowie für den Jahreslauf durchgeführt, sodass im Anschluss der Redispatchbedarf anhand der höchsten eingesetzten Redispatchmengen aus Netzreservekraftwerken ermittelt werden kann. Hierbei ist anzumerken, dass aufgrund der Vermaschung des Netzes eine Zuordnung von Maßnahmen auf einzelne engpassbehaftete Netzelemente nicht möglich ist.

2 Redispatchbedarf und dessen Deckung

Für die Bestimmung des Redispatchbedarfs wird zunächst betrachtet, ob dieser durch am Markt agierende Kraftwerk gedeckt werden kann. Deren Betreiber sind nach §§ 13 Abs. 1 S. 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, kurzfristige 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, deren Systemrelevanzausweisung durch die Übertragungsnetzbetreiber von der Bundesnetzagentur bestätigt wurde, sodass diesen Anlagen die Stilllegung verboten ist. 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 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).

3 Netzreserve 2023/2024

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2023/2024 erläutert. Auch erfolgt eine Darstellung, wie der ermittelte Netzreservebedarf gedeckt werden kann.

3.1 Eingangsgrößen der Systemanalysen für 2023/2024

In der Systemanalyse wird eine Starkwind/Starklast-Situation mit dem Ziel untersucht, den zur Ermittlung des Netzreservebedarfs dimensionierenden Netznutzungsfall, die sog. Grenzsituation, zu identifizieren (vgl. Abschnitt C1.2). Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2023/2024 in diesem Netznutzungsfall zugrunde liegen, werden im Folgenden beschrieben.

3.1.1 Annahmen zur Netzlast

Das Verfahren, mit dem die Last in der Grenzsituation bestimmt wird, ist in Abschnitt C1.3.6 beschrieben.

In der synthetischen Woche tritt die Höchstlast im NNF 210 auf. Sie beträgt 89,7 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 2022. 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 2 sind die länderscharfen Werte der Höchstlasten in der modellierten synthetischen Woche aufgelistet.

Lastannahmen im europäischen Ausland

	Höchstlast [GW]
Belgien	14,4
Dänemark - Ost	3,0
Dänemark - West	4,7
Finnland	15,3
Frankreich	102,4
Großbritannien	51,8
Irland	5,9
Italien	59,8
Luxemburg	1,1
Niederlande	19,0
Nordirland	1,6
Norwegen	28,2
Österreich	12,7
Polen	26,2
Portugal	8,5
Schweden	25,2
Schweiz	13,6
Slowakei	4,3
Slowenien	2,3
Spanien	46,2
Tschechien	11,3
Ungarn	7,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 2: Höchstlasten des europäischen Auslands in der synthetischen Woche für das Jahr 2023/2024

3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

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

Für den Winter 2023/2024 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 76,5 GW, siehe Tabelle 3. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands werden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen (Wasser-)Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone berücksichtigt.

Kraftwerkspark Deutschland im Winter 2023/2024¹⁰

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Steinkohle	8.949	7.234	16.183
Erdgas	18.457	8.493	26.950
Braunkohle	16.316	0	16.316
Pumpspeicher und Speicherwasser	3.934	6.594	10.528
Sonstige	374	175	549
Kuppelgas	1.941	85	2.026
Mineralölprodukte	1.492	450	1.942
Abfall	1.339	651	1.990
Summe im Markt	52.802	23.682	76.484

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 3: Kraftwerkspark Deutschland (inkl. Grenzkraftwerke in AT und LU) für den Betrachtungszeitraum 2023/2024

3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegten installierten Leistungen an Erneuerbare-Energie-Anlagen für den Winter 2023/2024 werden in Tabelle 4 beschrieben.

Installierte Leistungen Erneuerbare-Energie-Anlagen 2023/2024

Wind an Land	Wind auf See	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige	Summe
61,5 GW	8,7 GW	72,5 GW	8,4 GW	3,9 GW	0,4 GW	155,4 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 4: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2023/2024

3.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

In der Marktsimulation wird berücksichtigt, dass ein Teil der Kraftwerke aufgrund von Revisionen oder technischen Defekten nicht verfügbar ist. Hierzu werden kritische Kombinationen von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten auf Basis einer statistischen Auswertung der Daten aus der VGB-Statistik (2011-2020)¹¹ und weiteren Auswertungen auf Basis historischer Daten ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Ausfallwahrscheinlichkeiten je nach verwendetem Brennstoff wird in Abschnitt C1.3.4 beschrieben.

¹⁰ Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d. h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Wasserkraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland.

¹¹ Vgl. Verfügbarkeit von Kraftwerken 2011-2020, Ausgabe 2021, <https://www.vgb.org/shop/tw103v-ebook.html>

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2023/2024 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 3,9 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 1,5 GW in Österreich und 3,4 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind. Auf Basis der in den Regionen installierten Leistungen entspricht dies einem 5 %-Quantil in der Region Nord und einem 95 %-Quantil in der Region Süd und in Österreich.

Die Gesamtmenge an nicht verfügbarer Kraftwerksleistung in den beiden Regionen wird anhand der einzelnen Primärenergietypen (Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Abfall, Sonstige und Pumpspeicher) auf die einzelnen Kraftwerksblöcke verteilt.

3.1.5 Übertragungsnetz

Die Annahmen zum Übertragungsnetz sind wichtige Eingangsparameter für die Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2022) hinaus sind für 2023 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis 30.09.2023 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 Systemanalyse und somit unter Berücksichtigung dieser geplanten, längerfristigen Nichtverfügbarkeiten erhöht sich der Bedarf an Redispatchleistung.

3.1.6 Kostenkomponenten

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 5 dargestellten Preise (Stichtag 17.10.2022).

Brennstoffpreise 2023/2024 (17.10.2022)

Rohöl [€/MWh _{th}]	Erdgas [€/MWh _{th}]	Steinkohle [€/MWh _{th}]	Braunkohle [€/MWh _{th}]	Kernbrennstoff [€/MWh _{th}]	CO ₂ -Preise [€/t_CO ₂]
51,84	151,53	36,26	3,00	1,36	71,21

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 5: Brennstoffpreise 2023/2024 zum 17.10.2022

Bei einem niedrigeren Erdgaspreis würden Erdgaskraftwerke in der Merit-Order nach vorne rücken und teilweise Braun- und Steinkohleanlagen verdrängen. Die Auswirkungen auf den Bedarf an Netzreservekraftwerken wurden nicht untersucht.

3.2 Identifikation der Grenzsituation 2023/2024

Wie in Abschnitt C1.2 beschrieben, ist die Grenzsituation jener NNF der synthetischen Woche, in dem die Netzreservekraftwerke den höchsten Einsatz aufweisen. Die Stunde mit dem höchsten Netzreserveeinsatz im Betrachtungszeitraum 2023/2024 ist der NNF 282 (vgl. Abbildung 3). Diese Stunde ist geprägt von hoher inländischer Erzeugung im Norden und starken Importen aus Skandinavien bei gleichzeitig hoher Nachfrage in Süddeutschland und starkem Export in südliche und westliche Nachbarländer.

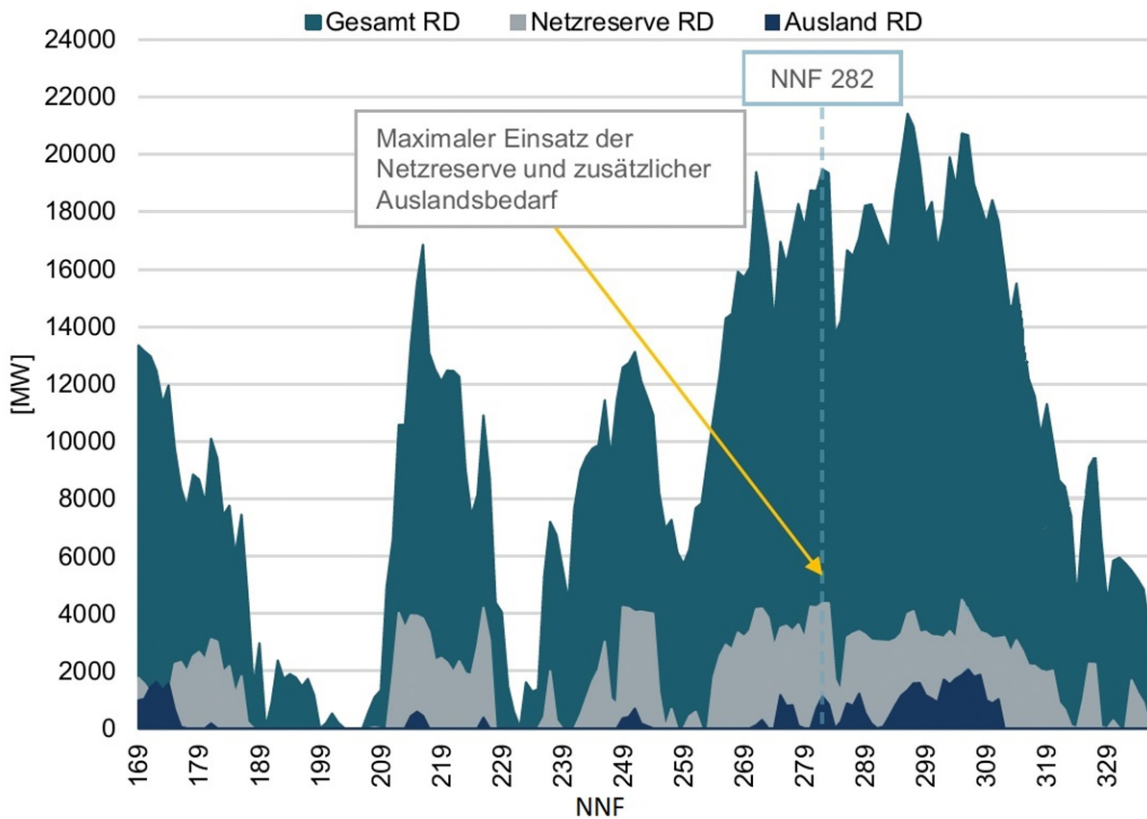


Abbildung 3 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.3 Ergebnisse der Marktsimulation 2023/2024

Eingang in die Marktsimulation finden Annahmen zum CO₂-Preis (71,21 €/t_{CO2}) sowie zu Brennstoffpreisen. Der hier angenommene Brennstoffpreis für Erdgas in Höhe von 151,53 €/MWh führt zu einem insgesamt hohen Grenzkostenniveau sowie dazu, dass günstigere aber auch CO₂-intensivere Erzeugungstechnologien, etwa Stein- und Braunkohlekraftwerke weiter vorne in der Einsatzreihenfolge, der sog. „Merit Order“, stehen und eher eingesetzt werden. In Abbildung 4 ist die Einsatzreihenfolge für den Betrachtungszeitraum 2023/2024 dargestellt.

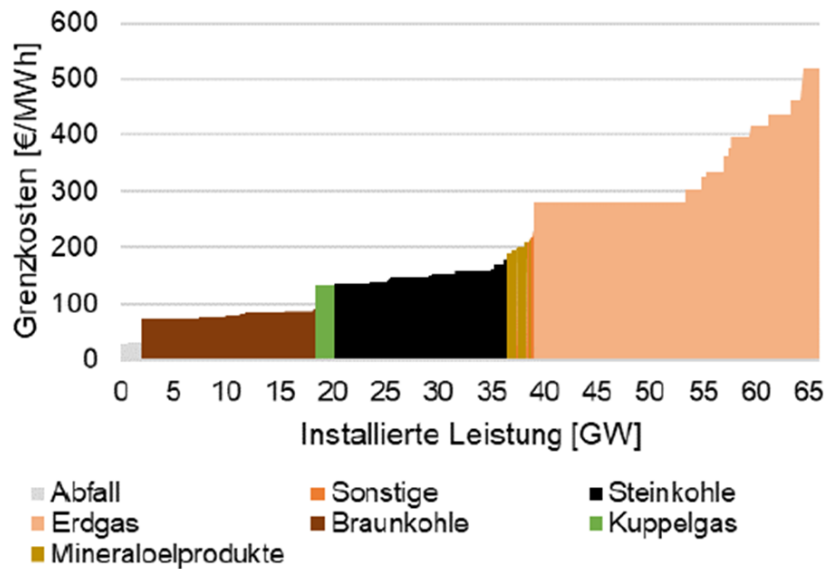


Abbildung 4 Merit Order für den Betrachtungszeitraum 2023/2024 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die europaweite Marktsimulation zeigt, dass Deutschland im NNF 282 Nettoexporteur ist. Der Import Deutschlands aus Skandinavien fällt mit Exporten nach Polen, Tschechien, Österreich, Frankreich, BeNeLux und in die Schweiz zusammen. Insbesondere besteht ein hoher Importbedarf in Frankreich. Ursächlich hierfür ist die hohe Stromnachfrage bei gleichzeitig angenommener, reduzierter Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke. In diesem Netznutzungsfall stellt sich daher in Deutschland ein positiver Handelssaldo von ca. 12 GW ein. Insbesondere die hohen Exporte nach Süden bzw. Süd-Westen wirken netzbelastend. In Abbildung 5 ist die Handelsflusssituation für diesen Netznutzungsfall dargestellt.

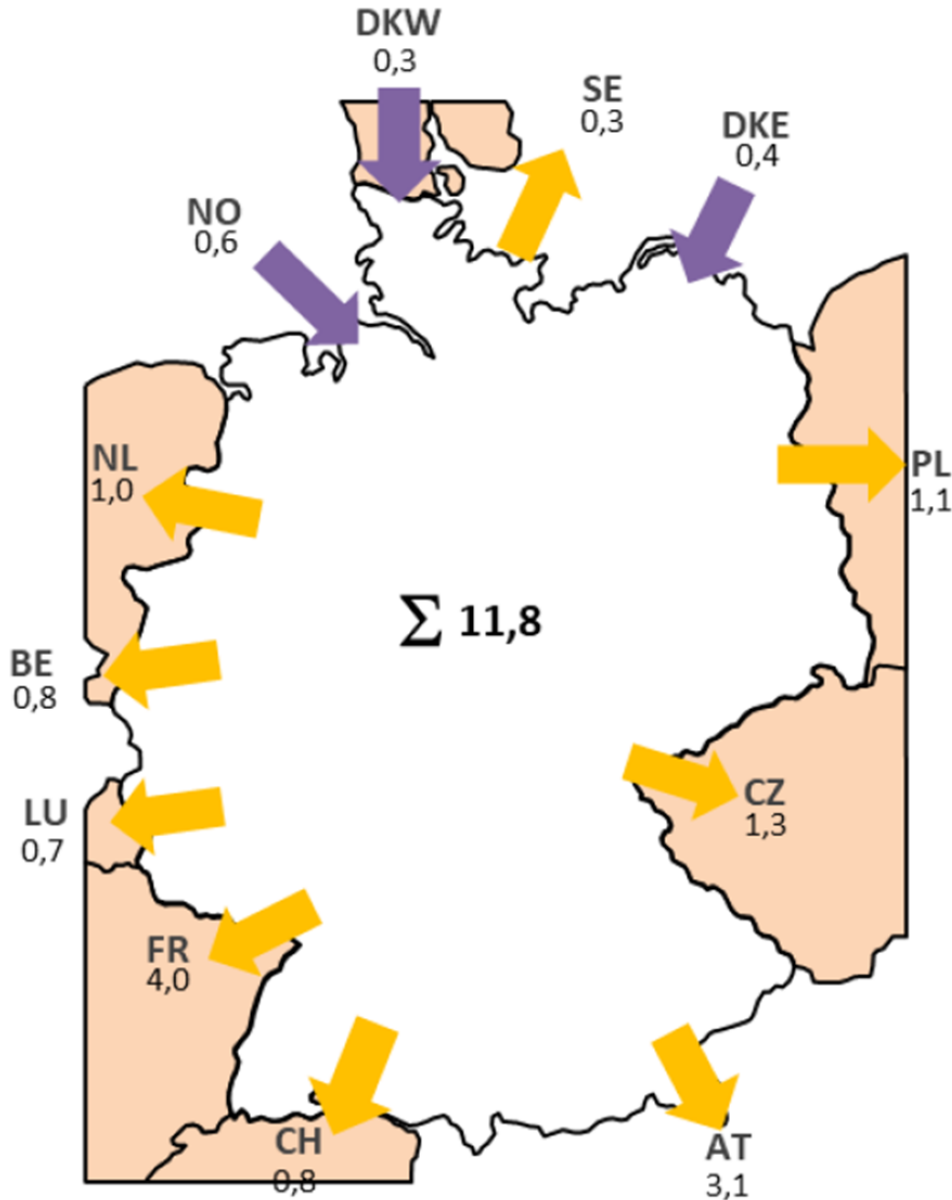


Abbildung 5 Handelsflüsse und Handelssaldo in [GW] im NNF 282 im Betrachtungszeitraum 2023/2024
(Quelle Übertragungsnetzbetreiber)

3.4 Netzanalysen 2023/2024

Auf Basis der in Abschnitt C3.3 dargestellten 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.

3.4.1 Leistungsfluss vor Lastflussoptimierung

Die Lastflussrechnung für die bedarfsdimensionierende Stunde zeigt zahlreiche Netzengpässe. Die Transportkapazitäten des Netzes reichen 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. Abbildung 6 stellt die Stromkreisauslastung im Fall des Auftretts systemrelevanter Ein- und Mehrfachfehler dar. Auslastungen oberhalb von 100 % werden – wie in Abschnitt C1.2 beschrieben – durch präventive Maßnahmen reduziert.

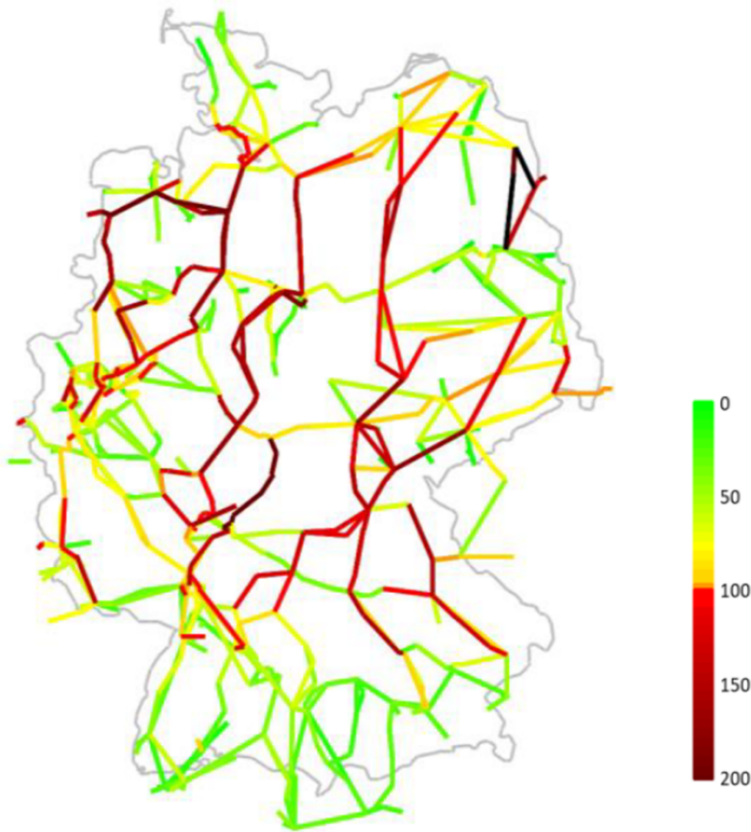


Abbildung 6 Leitungsauslastungen in Prozent für 2023/2024 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 282 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.4.2 Ergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalysen

Um Überlastungen zu vermeiden, werden zunächst netzbezogene Maßnahmen zur Senkung des Redispatchbedarfs identifiziert. Zu diesem Zweck werden topologische Schaltungen im Übertragungsnetz vorgenommen, die zu einer Entlastung von hoch ausgelasteten Leitungen und Sammelschienen führen. Jedoch müssen die netzbezogenen Maßnahmen zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs durch Redispatch mit konventionellen Kraftwerken sowie der Abregelung von Windenergieanlagen 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 aktuellen Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 4.634 MW zur Verfügung.

Wie in Abschnitt C1.2 beschrieben, können auch die besonderen netztechnischen Betriebsmittel nachrangig zu den Netzreservekraftwerken zur Engpassbehebung eingesetzt werden. In der Berechnung der Systemanalyse haben die Übertragungsnetzbetreiber die vier bnBm im Zeitraum (t+1) zunächst als in Betrieb unterstellt. Im Verlauf der Prüfung der Systemanalyse stellte sich jedoch heraus, dass sich die Inbetriebnahme des bnBm

am Standort Marbach verzögert. Diese Anlage steht im Zeitraum 2023/24 überwiegend nicht zur Verfügung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben daraufhin die Grenzsituation der Szenarien „Vollständige Verfügbarkeit aller Netzreservekraftwerke“, „Nichtverfügbarkeit der mit Steinkohle befeuerten Netzreservekraftwerke in Baden-Württemberg“ sowie „Grenzfälle (t+1)“ erneut berechnet, um jeweils den Netzreservebedarf zu ermitteln, der ohne Verfügbarkeit des bnBm am Standort Marbach besteht.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der berechneten Grenzsituationen gemäß der in Abschnitt C1.2 erläuterten Berechnungsmethodik dargestellt.

3.4.2.1 Szenario: Vollständige Verfügbarkeit aller Netzreservekraftwerke

Zunächst wird die Grenzsituation unter der Annahme berechnet, dass alle Netzreservekraftwerke vollständig verfügbar sind. Im Jahreslauf kommen alle Netzreservekraftwerke, die sich aktuell in der Netzreserve befinden zum Einsatz. In der Grenzsituation werden alle zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke eingesetzt. Zudem wird Hochfahrleistung in Höhe von 1.117 MW aus dem Ausland benötigt.

Die netzbezogenen Gegenmaßnahmen sowie der Redispatch mit Markt- und Netzreserveanlagen senkt die Auslastung des Netzes in den zulässigen Bereich, wie in Abbildung 7 dargestellt ist.

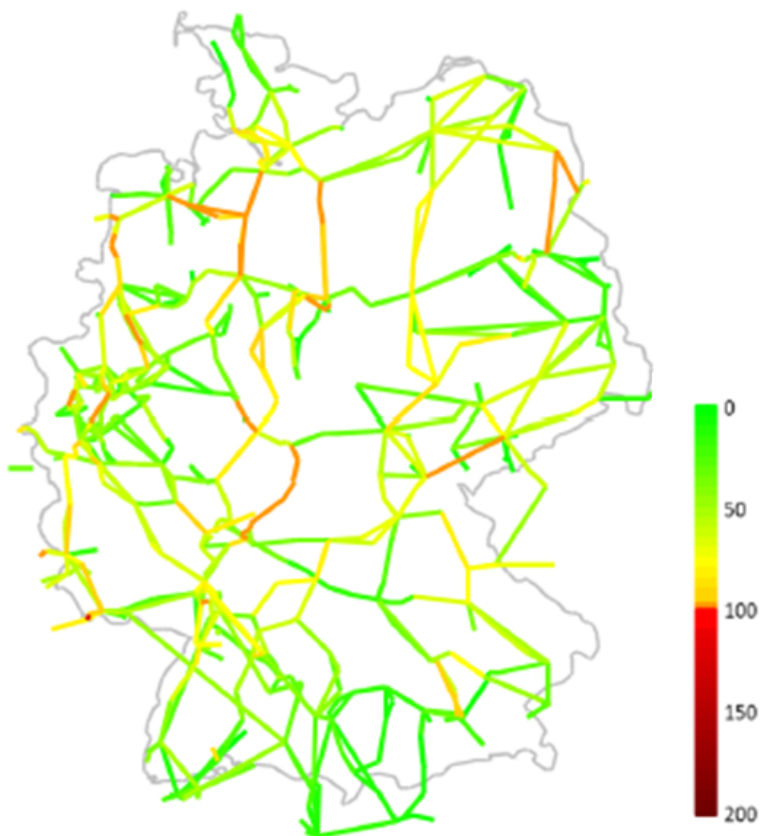


Abbildung 7 Leitungsauslastungen in Prozent für 2023/2024 nach Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 282 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Zusätzlich haben die Übertragungsnetzbetreiber die in C1.6 dargestellten Nichtverfügbarkeitsszenarien berechnet. Alle Szenarien weisen für den NNF 282 neben dem Bedarf an inländischer Netzreserve auch einen Bedarf an Redispatchleistung im Ausland auf. Die Ergebnisse dieser Szenarien werden nachfolgend dargestellt.

3.4.2.2 Szenario: Nichtverfügbarkeit je eines Netzreservekraftwerks

Die Auswirkung, die die Nichtverfügbarkeit eines jeden Kraftwerks auf die eingesetzten Netzreservekraftwerke sowie auf den Bedarf an ausländischer Redispatchleistung hat, wird mithilfe von Einzelrechnungen der Grenzsituation untersucht. Diese Untersuchungen zeigen, wie sich die Nichtverfügbarkeit eines beliebigen Netzreservekraftwerks auf die Höhe der aus dem Ausland erforderlichen Redispatchleistung auswirkt. Bei Nichtverfügbarkeit des Kraftwerks Staudinger 4 tritt in diesem Szenario der geringste Bedarf an zusätzlicher Leistung aus dem Ausland auf (966 MW). Im Fall der Nichtverfügbarkeit des Kraftwerks KMW 2 wird der zusätzlich im Ausland erforderliche Redispatchbedarf maximal (1.256 MW).¹²

Dass trotz der Nichtverfügbarkeit des Kraftwerks Staudinger 4 der Bedarf an ausländischer Redispatchleistung geringer ist als bei vollständiger Verfügbarkeit aller Netzreservekraftwerke, ist darauf zurückzuführen, dass bei Nichtverfügbarkeit von Staudinger 4 andere inländische Netzreservekraftwerke mit höherer Leistung eingesetzt werden, die engpasssensitiver wirken. Der Bedarf an zusätzlich aus dem Ausland erforderlicher Redispatchleistung ist dadurch geringer.

3.4.2.3 Szenario: auf 77 % reduzierte Verfügbarkeit der Netzreservekraftwerke

Um mögliche Einschränkungen hinsichtlich der Verfügbarkeit der Netzreserveanlagen in der Modellierung zu berücksichtigen, wurde die Grenzsituation unter der Annahme erneut berechnet, dass die Netzreservekraftwerke lediglich zu 77 % verfügbar sind. In der Folge werden mit Ausnahme des Kraftwerks Irsching 3 alle Netzreservekraftwerke eingesetzt, insgesamt mit einer Leistung von 3.116 MW. Zusätzlich erhöht sich der Bedarf an Redispatchleistung aus dem Ausland geringfügig auf 1.119 MW gegenüber der Variante, die von einer vollständigen Verfügbarkeit der Leistung aller Netzreserveanlagen ausgeht.¹³

3.4.2.4 Szenario: Nichtverfügbarkeit der mit Steinkohle befeuerten Netzreservekraftwerke in Baden-Württemberg

Unter der Annahme, dass die mit Steinkohle befeuerten Netzreservekraftwerke Altbach HKW 1, GKM 7, Heilbronn 5 und 6, sowie Walheim 1 und 2 nicht zur Verfügung stehen, beträgt die Leistung der einsetzbaren Netzreservekraftwerke insgesamt 3.282 MW. Die Berechnung des NNF 282 mit diesen Annahmen ergibt, dass die zur Verfügung stehenden Netzreserveanlagen im Umfang von 3.070 MW zum Redispatch eingesetzt werden. Um in diesem Fall einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb zu erreichen, bedarf es außerdem ausländischer Redispatchleistung in Höhe von 1.445 MW.

¹² Die Ergebnisse des Szenarios "Nichtverfügbarkeit je eines Netzreservekraftwerks" wurden unter der Annahme, dass das bnBm am Standort Marbach zur Verfügung steht, berechnet.

¹³ Die Ergebnisse des Szenarios "auf 77 % reduzierte Verfügbarkeit der Netzreservekraftwerke" setzen die Verfügbarkeit des bnBm am Standort Marbach voraus.

3.4.2.5 Szenario: Nichtverfügbarkeit der Netzreservekraftwerke Walheim I und II, Marbach GT 2 und DT 3 sowie Irsching 3 („Grenzfälle (t+1)“)

Hinsichtlich der Kraftwerke Walheim I und II, Marbach GT 2 und DT 3 sowie Irsching 3 ist ungewiss, ob diese im gesamten Betrachtungszeitraum 2023/2024 zur Verfügung stehen. Die Anlagen in Marbach, sowie das Kraftwerk Irsching 3 werden zum 31.12.2023 ihre BImSchG Genehmigung verlieren, wenn es bei der derzeitigen Rechtslage verbleibt. Ein Weiterbetrieb über dieses Datum hinaus wäre dann nicht mehr zulässig. Der Weiterbetrieb der Kraftwerksblöcke Walheim I und II ist nach Angaben der Anlagenbetreiberin dadurch eingeschränkt bzw. gefährdet, dass das zum ausreichenden Betrieb erforderliche Schlüsselpersonal am Kraftwerksstandort nicht mehr zur Verfügung stehe.

Unter der Annahme, dass diese fünf Kraftwerke nicht für Redispatch-Maßnahmen zur Verfügung stünden, beträgt die verfügbare Leistung der verbliebenen Netzreservekraftwerke 3.636 MW. Die Berechnung des NNF 282 liefert für diesen Fall das Ergebnis, dass es neben der angeforderten Netzreserveleistung im Umfang von 3.282 MW zudem noch 1.334 MW an ausländischer Redispatchleistung erforderlich ist, um das Übertragungsnetz in der bedarfsdimensionierenden Stunde (n-1) -sicher zu betreiben.

3.5 Netzreservebedarf 2023/2024

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Netzreserveleistung in Höhe von 4.616 MW für den Winter 2023/2024.

Eine Deckung des Bedarfs in Höhe von 4.616 MW kann durch Reservekraftwerksleistung sowohl aus dem In-, als auch aus dem Ausland erfolgen, wobei für den Abschluss der entsprechenden Netzreserveverträge unterschiedliche Anforderungen an die Erzeugungsanlagen gestellt werden, abhängig davon, ob sie in Deutschland (vgl. § 5 Abs. 2 NetzResV) oder im Ausland (vgl. § 5 Abs. 3 NetzResV) stehen.

Um trotz Prognoseunsicherheiten den Netzreservebedarf in ausreichender Höhe zu bestimmen, werden – insbesondere hinsichtlich der Eingangsparameter – konservative Annahmen getroffen. Nach aktuellem Kenntnisstand geht die Bundesnetzagentur davon aus, dass die Kraftwerke Walheim I und II, Marbach GT 2 und DT 3 sowie Irsching 3 nicht während des gesamten Betrachtungszeitraums (t+1) zur Verfügung stehen bzw. vollumfänglich zum Redispatch eingesetzt werden können. Folglich ist es sachgerecht, dass diese potentiellen Restriktionen Eingang in die Dimensionierung des Netzreservebedarfs finden. Die Bundesnetzagentur bestätigt daher das Ergebnis der Nichtverfügbarkeitsvariante „Grenzfälle t+1“ im NNF 282 als bedarfsdimensionierende Leistung für die Netzreserve, da auf diesem Wege die voraussichtlichen Nichtverfügbarkeiten der genannten Anlagen im maßgeblichen Zeitraum beherrscht werden können.

Die Bestimmung des Netzreservebedarfs erfolgt auf Grundlage der Nichtverfügbarkeitsvariante „Grenzfälle t+1“ im NNF 282. Auch wenn die in Baden-Württemberg gelegenen Netzreserveanlagen aufgrund ihrer netztopologischen Lage eine sehr hohe Bedeutung für die Gewährleistung der Systemstabilität im deutschen Übertragungsnetz haben, ist das Szenario „Nichtverfügbarkeit steinkohlebefuerter Netzreservekraftwerke in Baden-Württemberg“ für die Dimensionierung des Netzreservebedarfs nicht maßgeblich. Die Auswirkungen der Risikofaktoren Niedrigwasser und fehlende Transportkapazitäten der Eisenbahn, die in der Vergangenheit die Steinkohlebelieferung zu den Kraftwerksstandorten gefährdeten, konnten durch Maßnahmen der Bundesregierung vor und während des Winters 2022/23 behoben werden, sodass es nicht sachgerecht ist, dieses Nichtverfügbarkeitsszenario als Grundlage für die Bestimmung des Netzreservebedarfs heranzuziehen. So ha-

ben die Kraftwerksbetreiber inzwischen die Kohlelagerkapazitäten an den Kraftwerksstandorten durch Erschließung neuer Flächen deutlich ausgebaut, sodass insbesondere reduzierte Kohlelieferungen während Niedrigwasserphasen abgedeckt werden können. Durch den Erlass der Energiesicherungstransportverordnung (EnSiTrV) können nun ausreichende Transportkapazitäten für die Belieferung der Kraftwerksstandorte auf dem Schienenweg bereitgestellt werden, da die Verordnung bis zum 31.03.2024 im Bedarfsfall herangezogen werden kann, um Kohletransporte gegenüber anderen Transportaufgaben zu priorisieren. Sollten selbst die zusätzlichen Kohlelager oder der priorisierte Steinkohletransport nicht ausreichen, um eine unzureichende Brennstoffversorgung der Kraftwerke zu verhindern, können zusätzliche Einsparungen beim Kohleverbrauch ergriffen werden, wie etwa die Verlagerung des Kraftwerkeinsatzes von einer Anlage auf ein anderes Kraftwerk, das noch über ausreichend Steinkohlevorräte verfügt oder mit einem anderen Brennstoff betrieben wird.

In der Grenzsituation NNF 282 des Nichtverfügbarkeitsszenarios „Grenzfälle t+1“ werden alle als verfügbar angenommenen inländischen Reserveanlagen eingesetzt. Diese Kraftwerke weisen eine installierte Leistung von insgesamt 3.636 MW auf. Hiervon werden 3.282 MW zum Redispatch angefordert. Der verbleibende zusätzliche Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve in Höhe von 1.334 MW muss über ausländische Kraftwerksleistung gedeckt werden. Zur Beschaffung dieser Netzreserveleistung aus dem Ausland haben die Übertragungsnetzbetreiber nun zunächst ein Interessenbekundungsverfahren durchzuführen, mit dem Anlagenbetreiber aus dem Ausland aufgefordert werden, gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern Angebote über die Bereitstellung von Erzeugungsleistung für Redispatchprozesse abzugeben.

Der Bedarf aus dem Ausland setzt die Verfügbarkeit der in der Grenzsituation eingesetzten inländischen Netzreservekraftwerke voraus (vgl. Tabelle 6). Wengleich dieser Bedarf modelltechnisch in Belgien auftritt, führt dies nicht dazu, dass diese Leistung ausschließlich durch Anlagen in Belgien bereitgestellt werden muss. Die Verortung der ausländischen Netzreserveleistung in Belgien ist das Ergebnis einer modellierungstechnischen Betrachtung. Hierfür ursächlich ist u. a. die Berücksichtigung von Kuppelleitungsfreischaltungen zwischen den Niederlanden und Belgien. Der grenzüberschreitende Leitungsfluss ist dadurch nicht engpassfrei möglich. Daher ist Redispatch erforderlich, um den sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen. Tatsächlich kann die erforderliche Erzeugungsleistung für Redispatchprozesse auch durch Anlagen aus anderen Ländern bereitgestellt werden. Hierbei ist eine unterstützende netztechnischen Wirkung auf das deutsche Übertragungsnetz und die Verfügbarkeit von relevanten grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zu berücksichtigen. Abhängig vom Standort der Anlage bzw. ihrer netztechnischen Wirkung auf die Flüsse im deutschen Übertragungsnetz wird möglicherweise mehr oder weniger Leistung im Wege des Redispatcheinsatzes benötigt. Die vertraglich zu bindende Leistung kann damit vom oben genannten zusätzlichen Bedarf 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 2025 geplant.

Kraftwerk	Leistung [MW]	Leistungsabruf in Grenzsituation [MW]
Altbach HKW 1	433	433
Daxlanden RDK 4	342	342
Darmstadt GTKW	95	95
GKM 7	415	182
Heilbronn 5	125	125
Heilbronn 6	125	125
Ingolstadt 3	375	375
Ingolstadt 4	386	386
KMW 2	256	256
Marbach GT 3	85	85
Scholven B	345	345
Staudinger 4	580	470
UPM Schongau	64	64

Tabelle 6: Kraftwerke zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs 2023/2024

D Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diese Entscheidung ist die Beschwerde zulässig. Sie ist binnen einer mit der Zustellung der Entscheidung beginnenden Frist von einem Monat bei der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hausanschrift: Tulpenfeld 4, 53113 Bonn) einzureichen. Zur Fristwahrung genügt jedoch, wenn die Beschwerde innerhalb dieser Frist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf) eingeht.

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 Beschwerdebegründung muss die Erklärung enthalten, inwieweit diese Entscheidung angefochten und ihre Abänderung oder Aufhebung beantragt wird. Ferner muss sie die Tatsachen und Beweismittel angeben, auf die sich die Beschwerde stützt. Die Beschwerdeschrift und Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

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

Bonn, den 28. April 2023

Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einsatzhäufigkeit der Netzreservekraftwerke im vergangenen Winter 2022/2023.....	8
Abbildung 2: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve.....	13
Abbildung 3 Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+1) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	32
Abbildung 4 Merit Order für den Betrachtungszeitraum 2023/2024 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	33
Abbildung 5 Handelsflüsse und Handelssaldo in [GW] im NNF 282 im Betrachtungszeitraum 2023/2024 (Quelle Übertragungsnetzbetreiber).....	34
Abbildung 6 Leitungsauslastungen in Prozent für 2023/2024 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 282 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	35
Abbildung 7 Leitungsauslastungen in Prozent für 2023/2024 nach Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 282 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	36

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Überblick über die Ausschreibungsrunden innerhalb der Betrachtungszeiträume t+1 und t+3	9
Tabelle 2: Höchstlasten des europäischen Auslands in der synthetischen Woche für das Jahr 2023/2024	29
Tabelle 3: Kraftwerkspark Deutschland (inkl. Grenzkraftwerke in AT und LU) für den Betrachtungszeitraum 2023/2024.....	30
Tabelle 4: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2023/2024.....	30
Tabelle 5: Brennstoffpreise 2023/2024 zum 17.10.2022	31
Tabelle 6: Kraftwerke zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs 2023/2024	40

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 2023

Text

Referat 626



www.bundesnetzagentur.de

-  twitter.com/BNetzA
-  youtube.com/BNetzA