

FESTSTELLUNG DES BEDARFS
AN NETZRESERVE FÜR DEN
BETRACHTUNGSZEITRAUM
APRIL 2025 BIS MÄRZ 2026

Bericht



Bundesnetzagentur

Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Betrachtungszeitraum April 2025 bis März 2026

und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse

31. Mai 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 Betrachtungszeitraum 2025/2026 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 31. Mai 2023 festgestellt:

Der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beträgt für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 10.202 MW.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	5
A Einführung.....	7
1 Hintergrund der Bedarfsfeststellung für den Zeitraum vom 01.04.2025 bis zum 31.03.2026.....	7
2 Berücksichtigung des Kohleausstiegs	8
B Verfahrensablauf	10
C Bedarfsfeststellung.....	12
1 Methodik der Systemanalyse	12
2 Netzreserve 2025/2026.....	12
2.1 Eingangsgrößen der Systemanalysen für 2025/2026	12
2.2 Identifikation der Grenzsituation 2025/2026	16
2.3 Ergebnisse der Marktsimulation 2025/2026	16
2.4 Netzanalysen 2025/2026.....	18
2.5 Netzreservebedarf 2025/2026.....	20
D Rechtsbehelfsbelehrung	24
Abbildungsverzeichnis	25
Tabellenverzeichnis	26
Impressum.....	29

A Einführung

1 Hintergrund der Bedarfsfeststellung für den Zeitraum vom 01.04.2025 bis zum 31.03.2026

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 Übertragungsnetz 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 01.0 April 2025 – 31. März 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. Die Analyseergebnisse der längerfristigen Systemanalysen für den Zeitraum 2025/2026 wurden der Bundesnetzagentur zu einem späteren Zeitpunkt als durch § 3 Abs. 2 NetzResV vorgesehen zur Prüfung und Bestätigung vorgelegt. Ursächlich dafür sind die beiden Sonderanalysen des Jahres 2022, die sich auf die Abstimmung der Eingangsparameter der Systemanalyse ausgewirkt haben.

Final erfolgt die Feststellung des Netzreservebedarfs für den hier untersuchten zweiten Betrachtungszeitraum 2025/2026 erst im Jahr 2025, auf Grundlage der im März 2025 vorzulegenden Systemanalyse mit den dann aktualisierten und präziser bekannten Eingangsparametern. Die wesentliche Bedeutung der jetzigen Feststellung des Netzreservebedarfs für den Zeitraum 2025/2026 besteht darin, dass gemäß § 26 Abs. 2 Nr. 2 KVBG in der entsprechenden Systemanalyse zu prüfen ist, welche Steinkohleanlagen, die im Anschluss an die fünfte und sechste Ausschreibungsrunde stillzulegen sind, aufgrund ihrer Systemrelevanz temporär weiterbetrieben werden müssen. Die Zeitpunkte, in denen das Kohleverfeuerungsverbot der betreffenden Anlagen eintritt, werden mit dem untersuchten Betrachtungszeitraum abgedeckt.

Zudem ermöglicht die Netzreservebedarfsfeststellung für den zweiten Betrachtungszeitraum eine Abschätzung hinsichtlich der kurz- bis mittelfristigen Entwicklung des Gesamtdispatch- bzw. Netzreservebedarfs. Eine kurzfristige Prognose, die lediglich den kommenden Winter im Blick hat, reicht nicht aus, um die Risiken für die Sicherheit des Netzbetriebs angemessen bewerten und reduzieren zu können, etwa durch eine vorausschauende Untersagung von Kraftwerksstilllegung aufgrund von Systemrelevanz.

Die Feststellung über den Bedarf an Netzreserve für den Zeitraum 2023/2024 erfolgte am 28. April 2023¹.

2 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

¹ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Netzreservebedarf_2023.pdf

(> 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.² Eine Anpassung für einen vorgezogenen Kohleausstieg im Rheinischen Revier erfolgte im November 2022.³

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 und sechsten Ausschreibungsrunde erhalten haben, werden für den Betrachtungszeitraum (t+3) nicht als Marktkraftwerke, sondern als potentielle Netzreservekraftwerke unterstellt, um eine mögliche Systemrelevanz dieser Kraftwerke zu prüfen. Für den Fall, dass sich anhand dieser Systemanalyse die Systemrelevanz eines Kraftwerks ergibt, kann diese zur Begründung der Genehmigungsentscheidung der Bundesnetzagentur gemäß § 26 Abs. 2 Nr. 2 KVBG in Verbindung mit § 13b Abs. 5 EnWG herangezogen werden.

² <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2021/02/20210210-rechtssicherheit-fuer-alle-beteiligten-oeffentlich-rechtlicher-vertrag-zum-kohleausstieg-in-deutschland-unterzeichnet.html>

³ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2022/11/2022-11-02-bundeskabinett-beschliesst-vorgezogenen-kohleausstieg-im-rheinischen-revier.html>

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 und Methoden 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 Kraftwerkliste 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 Bundesnetzagentur hat am 28. April 2023 den Bedarf an Netzreserve für diesen Zeitraum festgestellt⁴.

Die Systemanalyse für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 mitsamt der zugrundeliegenden Datensätze haben die Übertragungsnetzbetreiber am 09. Mai 2023 an die Bundesnetzagentur übermittelt. Der vorliegende Bericht dient der Feststellung des Netzreservebedarfs für den Betrachtungszeitraum vom 01. April 2025 bis zum 31. März 2026.

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, war es sinnvoll, den Netzreservebedarf für diesen

⁴ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Netzreservebedarf_2023.pdf

Zeitraum der Bundesnetzagentur mit Bescheid vom 28. April 2023 möglichst frühzeitig festzustellen. Im Anschluss hieran erfolgt die weniger zeitkritische Prüfung des Netzreservebedarfs für den Zeitraum 2025/2026, die mit dem vorliegenden Bericht ihren Abschluss findet.

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.

Der Ablauf und die Zielsetzung der Systemanalyse ist im Abschnitt C1 der Bedarfsfeststellung für den Winter 2023/2024⁵ beschrieben, die die Bundesnetzagentur am 28. April 2023 veröffentlicht hat.

2 Netzreserve 2025/2026

Im Folgenden werden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2025/2026 erläutert. Auch erfolgt eine Darstellung, wie der ermittelte Netzreservebedarf gedeckt werden kann.

2.1 Eingangsgrößen der Systemanalysen für 2025/2026

In der Systemanalyse wird eine Starkwind/Starklast-Situation mit dem Ziel untersucht, den zur Ermittlung des Netzreservebedarfs dimensionierenden Netznutzungsfall, die sog. Grenzsituation, zu identifizieren. Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2025/2026 in diesem Netznutzungsfall zugrunde liegen, werden im Folgenden beschrieben.

2.1.1 Annahmen zur Netzlast

In der synthetischen Woche tritt die Höchstlast im NNF 210 auf. Sie beträgt 94,1 GW (ohne Übertragungsnetzverluste). Die Höchstlast setzt sich aus der Nachfrage konventioneller Stromanwendungen, Verlusten in den Verteilnetzen, sowie Großverbrauchern, Haushaltswärmepumpen und Elektromobilität zusammen.

Die Lastannahmen für das europäische Ausland basieren auf Datenmeldungen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des ERAA 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.

⁵ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netzreserve/Feststellung_Netzreservebedarf_2023.pdf

Lastannahmen im europäischen Ausland

	Höchstlast [GW]
Belgien	15,3
Dänemark - Ost	3,6
Dänemark - West	5,7
Finnland	16,5
Frankreich	106,2
Großbritannien	56,6
Irland	6,5
Italien*	62,5
Luxemburg	1,3
Niederlande	22,6
Nordirland	1,9
Norwegen*	29,8
Österreich	14,0
Polen	28,0
Portugal	8,7
Schweden*	26,2
Schweiz	16,9
Slowakei	4,5
Slowenien	2,3
Spanien	48,2
Tschechien	11,9
Ungarn	7,7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 2: Höchstlasten des europäischen Auslands in der synthetischen Woche für das Jahr 2025/2026 (*Dargestellt wird jeweils die Summe der Höchstlasten aller Preiszonen des Landes. Diese können entsprechend der unterschiedlichen Lastverläufe je Preiszone zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten.)

2.1.2 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 2025/2026 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 67,9 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 2025/2026⁶

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Steinkohle	5.480	3.714	9.194
Erdgas	18.739	8.517	27.256
Braunkohle	14.707	0	14.707
Pumpspeicher und Speicherwasser	3.934	6.594	10.528
Sonstige	205	175	380
Kuppelgas	1.941	85	2.026
Mineralölprodukte	1.492	356	1.848
Abfall	1.339	651	1.990
Summe im Markt	47.837	20.092	67.929

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 3: Kraftwerkspark Deutschland (inkl. Grenzkraftwerke in AT und LU) für den Betrachtungszeitraum 2025/2026

2.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegten installierten Leistungen an Erneuerbare-Energie-Anlagen für den Zeitraum 2025/2026 werden in Tabelle 4 beschrieben.

Installierte Leistungen Erneuerbare-Energie-Anlagen 2025/2026

Wind an Land	Wind auf See	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige	Summe
76,5 GW	10,8 GW	104,4 GW	8,4 GW	3,9 GW	0,4 GW	204,4 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 4: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Zeitraum 2025/2026

2.1.4 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)⁷ und weiteren Auswertungen auf Basis historischer Daten ermittelt.

In der Systemanalyse wird für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 3,1 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 1,8 GW in Österreich und 2,9 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind. Auf Basis der in den Regionen installierten

⁶ Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d. h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Wasserkraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland.

⁷ Vgl. Verfügbarkeit von Kraftwerken 2011-2020, Ausgabe 2021, <https://www.vgb.org/shop/tw103v-ebook.html>

Leistungen entspricht dies einem 5 %-Quantil in der Region Nord und einem 95 %-Quantil in der Region Süd und in Österreich.

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

2.1.5 Übertragungsnetz

Die Annahmen zum Übertragungsnetz sind wichtige Eingangsparameter für die Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2022) hinaus sind weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis 30.09.2025 in Betrieb genommen werden sollen, werden für den Betrachtungszeitraum (t+3) berücksichtigt.

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

2.1.6 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+3) 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 2025/2026 (17.10.2022)

Rohöl [€/MWh _{th}]	Erdgas [€/MWh _{th}]	Steinkohle [€/MWh _{th}]	Braunkohle [€/MWh _{th}]	Kernbrennstoff [€/MWh _{th}]	CO ₂ -Preise [€/t_CO ₂]
45,90	77,45	32,99	3,00	1,36	80,65

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 5: Für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 angenommene Brennstoffpreise

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.

2.2 Identifikation der Grenzsituation 2025/2026

Die Grenzsituation ist jener Netznutzungsfall (NNF) der synthetischen Woche, in dem die Netzreservekraftwerke den höchsten Einsatz aufweisen. Die Stunde mit dem höchsten Netzreserveeinsatz im Betrachtungszeitraum 2025/2026 ist der NNF 297 (vgl. Abbildung 1). Diese Stunde ist geprägt von hoher inländischer Erzeugung im Norden und hohen Importen aus Skandinavien bei gleichzeitig hoher Nachfrage in Süddeutschland und starkem Export in südliche und westliche Nachbarländer.

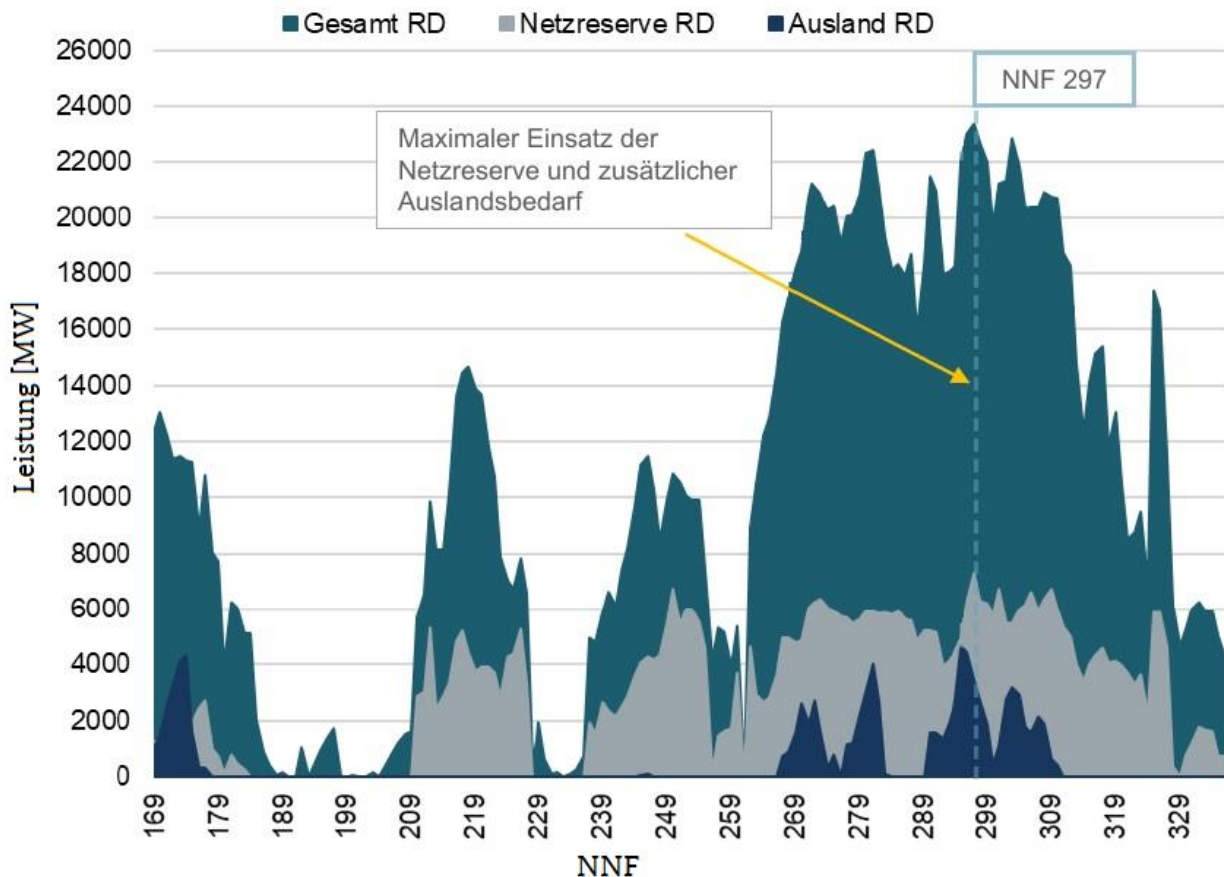


Abbildung 1: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+3) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (bearbeitet))

2.3 Ergebnisse der Marktsimulation 2025/2026

Eingang in die Marktsimulation finden Annahmen zum CO₂-Preis (80,65 €/t_{CO2}) sowie zu Brennstoffpreisen. Der hier angenommene Brennstoffpreis für Erdgas in Höhe von 77,45 €/MWh führt dazu, dass das Kostenniveau verglichen mit dem Kostenniveau im Zeitraum (t+1) zurückgeht. Der niedrigere Erdgaspreis als im Betrachtungszeitraum 2023/2024 (151,53 €/MWh) bewirkt, dass Erdgaskraftwerke in der Einsatzreihenfolge, der sog. „Merit Order“ vorrücken. Günstigere, aber auch CO₂-intensivere Erzeugungstechnologien, etwa Stein- und Braunkohlekraftwerke stehen jedoch überwiegend weiter vorne in der Einsatzreihenfolge. Diese werden daher eher eingesetzt. In Abbildung 2 ist die Einsatzreihenfolge für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 dargestellt.

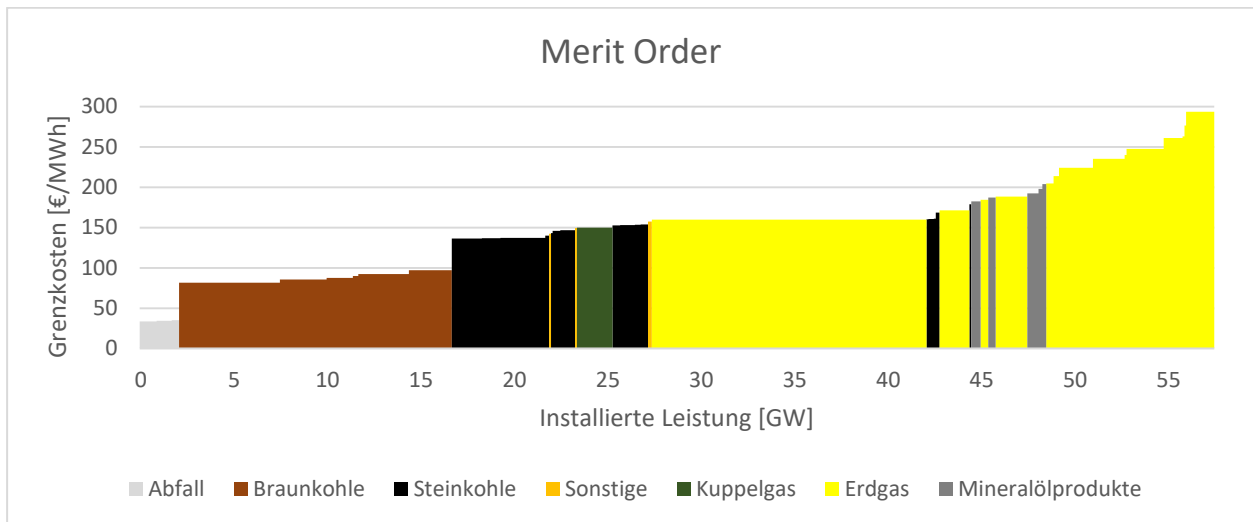


Abbildung 2: Merit Order für den Betrachtungszeitraum 2025/2026

Die europaweite Marktsimulation zeigt, dass Deutschland im NNF 297 Nettoexporteur ist. Der Import Deutschlands aus Dänemark und Schweden fällt mit Exporten nach Polen, Tschechien, Österreich, Frankreich, BeNeLux, Norwegen und in die Schweiz zusammen. Insbesondere besteht ein hoher Importbedarf in Frankreich. In diesem Netznutzungsfall stellt sich in Deutschland ein positiver Handelssaldo von ca. 17,6 GW ein. Insbesondere die hohen Exporte nach Süden bzw. Süd-Westen wirken netzbelastend. In Abbildung 3 ist die Handelsflusssituation für diesen Netznutzungsfall dargestellt.

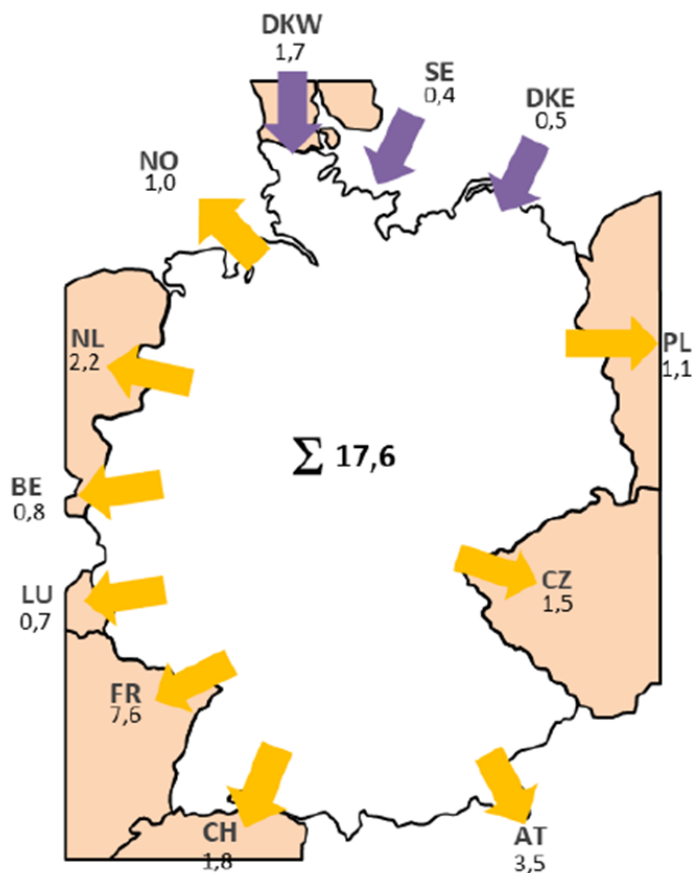


Abbildung 3: Handelsflüsse und Handelssaldo in [GW] im NNF 297 im Betrachtungszeitraum 2025/2026 (Quelle Übertragungsnetzbetreiber)

2.4 Netzanalysen 2025/2026

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

2.4.1 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 4 stellt die Stromkreisauslastung im Fall des Auftretts systemrelevanter Ein- und Mehrfachfehler dar. Auslastungen oberhalb von 100 % werden durch präventive Maßnahmen reduziert.

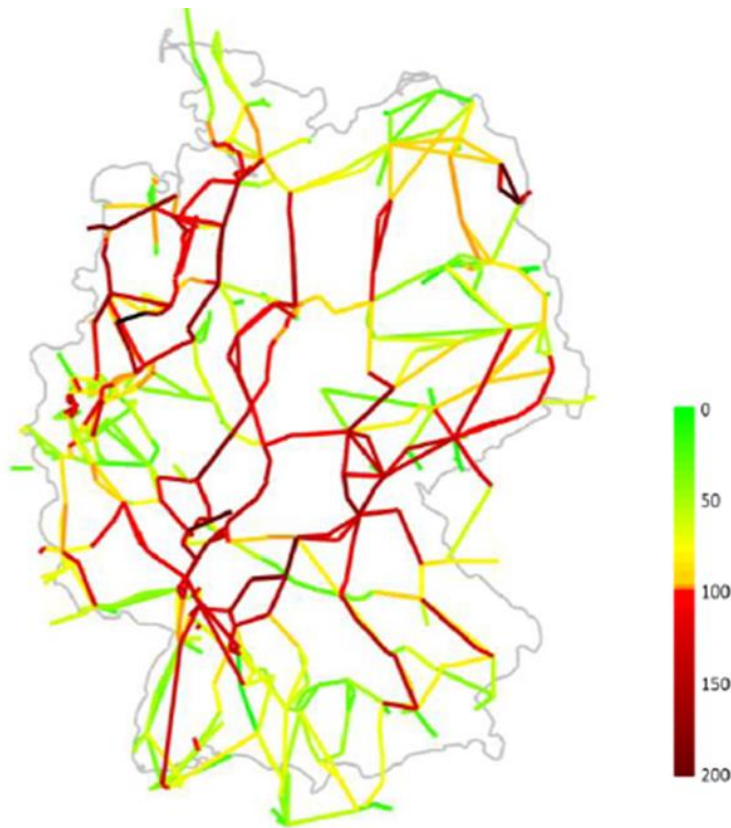


Abbildung 4: Leitungsauslastungen in Prozent für 2025/2026 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 297 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

2.4.2 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 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 Kraftwerke, die bereits in der Netzreserve vorgehalten werden, mit einer installierten Leistung von 7.644 MW grundsätzlich zur Verfügung. Zusätzlich werden die Kraftwerke, die in der fünften und sechsten Ausschreibungsrunde gem. KVBG einen Zuschlag erhalten haben, als potentielle Netzreserve Kraftwerke mit einer Leistung von insgesamt 1.424 MW für die Berechnungen antizipiert. Die Gesamtleistung der Netzreservekraftwerke beträgt damit 9068 MW.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der berechneten Grenzsituationen dargestellt.

2.4.2.1 Szenario: Vollständige Verfügbarkeit aller Netzreservekraftwerke

Zunächst wird die Grenzsituation unter der Annahme berechnet, dass alle Netzreservekraftwerke vollständig verfügbar sind. In der Grenzsituation werden mit Ausnahme des Kraftwerks Heyden 4 alle zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke mit einer Leistung in Höhe von 7288 MW eingesetzt. Zudem wird Hochfahrleistung in Höhe von 3421 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 5 dargestellt ist.

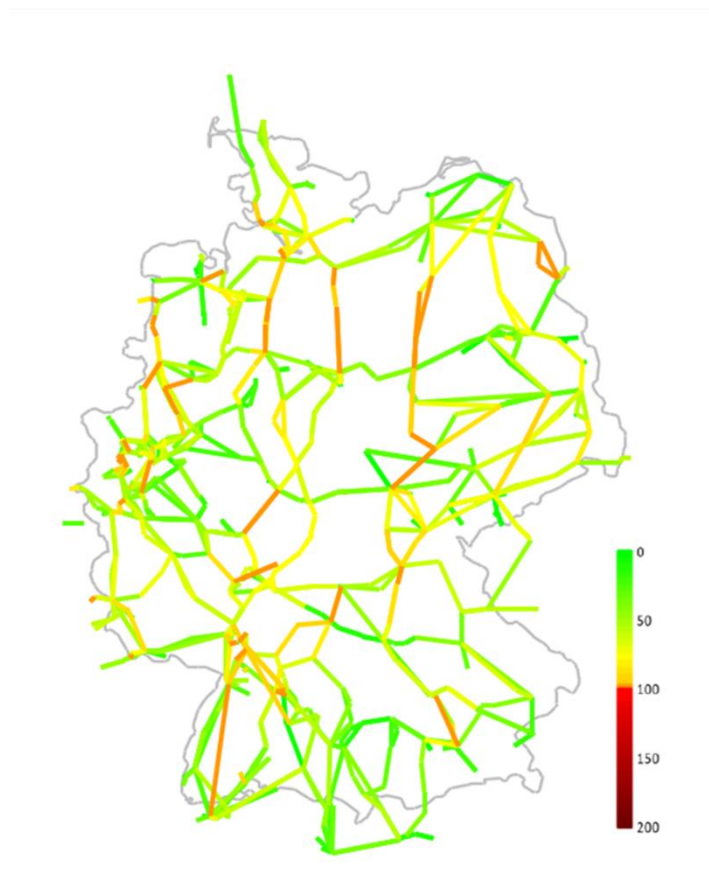


Abbildung 5: Leitungsauslastungen in Prozent für 2025/2026 nach Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 297 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Zusätzlich haben die Übertragungsnetzbetreiber mehrere Nichtverfügbarkeitsszenarien berechnet. Alle Szenarien weisen für den NNF 297 neben dem Bedarf an inländischer Netzreserve auch einen Bedarf an Redispatchleistung im Ausland auf. Die Ergebnisse dieser Szenarien werden nachfolgend dargestellt.

2.4.2.2 Szenario: Nichtverfügbarkeit je eines Netzreservekraftwerks

Die Übertragungsnetzbetreiber haben hinsichtlich jedes Netzreservekraftwerks gesondert untersucht, wie sich seine Nichtverfügbarkeit in der Grenzsituation auf die Bedarfshöhe an Redispatchleistung aus ausländischen Kraftwerken auswirkt. Die Berechnungen zeigen, dass einer Nichtverfügbarkeit von RDK7 in der Grenzsituation die größte bedarfserhöhende Wirkung zukommt (4594 MW).

2.4.2.3 Szenario: auf 77,8 % 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 zwar vollständig verfügbar sind, das aber lediglich mit einem Anteil von 77,8 % bezogen auf die installierte Leistung. Diese Annahme wurde über eine pro-rata Reduktion der Leistung eines jeden Netzreservekraftwerks abgebildet. Im Ergebnis werden mit Ausnahme der Kraftwerke Heyden 4 und Staudinger 5 alle Netzreservekraftwerke eingesetzt, insgesamt mit einer Leistung von 5.880 MW. Zusätzlich erhöht sich der Bedarf an Redispatchleistung aus dem Ausland auf 4322 MW gegenüber der Variante, die von einer vollständigen Verfügbarkeit der Leistung aller Netzreserveanlagen ausgeht.

2.4.2.4 Szenario: Nichtverfügbarkeit der mit Steinkohle befeuerten Netzreservekraftwerke in Baden-Württemberg ("Nichtverfügbarkeitsvariante Niedrigwasser")

Unter der Annahme, dass die mit Steinkohle befeuerten Netzreservekraftwerke Altbach HKW 1, GKM 7, GKM 8, Heilbronn 5 und 6, sowie RDK 7 nicht zur Verfügung stehen, beträgt die Leistung der einsetzbaren Netzreservekraftwerke insgesamt 7008 MW. Die Berechnung des NNF 297 mit diesen Annahmen ergibt, dass die zur Verfügung stehenden Netzreserveanlagen im Umfang von 5502 MW zum Redispatch eingesetzt werden. Um in diesem Fall einen (n-1)-sicheren Netzbetrieb zu erreichen, bedarf es außerdem ausländischer Redispatchleistung in Höhe von 5.452 MW.

2.4.2.5 Szenario: Nichtverfügbarkeit der Netzreservekraftwerke im Saarland ("Nichtverfügbarkeitsvariante Alter / Logistik")

Um mögliche Einschränkungen bei der Brennstoffversorgung insbesondere beim Transport der Steinkohle per Zug ins Saarland und aufgrund des altersbedingten Zustands der Kraftwerke Bexbach (726 MW), Weiher C (656 MW), sowie MKV (179 MW) abzubilden, haben die Übertragungsnetzbetreiber in diesem Szenario angenommen, dass die drei vorgenannten Kraftwerke nicht verfügbar sind, um zum Redispatch eingesetzt zu werden. Unter dieser Annahme beträgt die verfügbare Leistung der verbliebenen Netzreservekraftwerke 7507 MW. Die Berechnung des NNF 297 liefert für diesen Fall das Ergebnis, dass neben der angeforderten Netzreserveleistung im Umfang von 5257 MW zudem noch 4807 MW an Redispatchleistung aus dem Ausland erforderlich ist, um das Übertragungsnetz in der bedarfsdimensionierenden Stunde (n-1) -sicher zu betreiben.

2.5 Netzreservebedarf 2025/2026

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Netzreserveleistung in Höhe von 10.202 MW für den Winter 2025/2026.

Eine Deckung des Bedarfs in Höhe von 10.202 MW könnte 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.

Die Höhe des Netzreservebedarfs hat sich nach einem der betrachteten Nichtverfügbarkeitsszenarien zu richten, da die vergangenen Jahre gezeigt haben, dass die Annahme, die Netzreservekraftwerke im Inland seien während des gesamten Winterhalbjahres vollständig verfügbar, nicht der Realität entspricht. Nach Abwägung der Umstände, die für bzw. gegen die Annahme einer der Nichtverfügbarkeitsvarianten sprechen, zeigt sich, dass die Argumente für eine pro-rata Reduzierung der installierten Leistung jedes Netzreservekraftwerks auf jeweils 77,8 Prozent am meisten überzeugen.

Für die Entscheidung zugunsten dieser Variante spricht, dass die ÜNB eine Auswertung der tatsächlichen Nichtverfügbarkeiten der Netzreserveanlagen während des Zeitraums vom 01.10.2021 bis zum 20.09.2022 durchgeführt haben, die zu dem Ergebnis kommt, dass während des aus Sicht der Netzstabilität kritischeren Winterhalbjahres im Mittel 22,2 % der installierten Leistung der gesamten Netzreserveleistung aus inländischen Anlagen nicht zur Verfügung stand.

Es ist überzeugender, auf die Erfahrungen der betrieblichen Praxis zurückzugreifen, als von Nichtverfügbarkeits-Szenarien auszugehen, deren Eintritt im Vergleich eher fernliegend ist. Die gilt zum einen für das Szenario „Nichtverfügbarkeit steinkohlebefuerter Netzreservekraftwerke in Baden-Württemberg“. Zwar gefährdeten die Risikofaktoren Niedrigwasser und fehlende Transportkapazitäten der Eisenbahn in der Vergangenheit die Steinkohlebelieferung zu den Kraftwerksstandorten, sodass es zu Einschränkungen der Verfügbarkeit bei diesen Kraftwerken kam. Es gibt allerdings keine Anhaltspunkte, die den Schluss rechtfertigen, dass es zu einem vollständigen Zusammenbruch der Kohlelogistik mit entsprechend vollständiger Nichtverfügbarkeit der Netzreserveanlagen in Baden-Württemberg kommt. Hinzu kommt, dass die Maßnahmen der Bundesregierung vor und während des Winters 2022/2023 dafür sorgen, das Risiko von Einschränkungen bei der Kohleverversorgung der betroffenen Kraftwerkstandorte zu minimieren. So haben die Kraftwerksbetreiber inzwischen die Kohlelagerkapazitäten an den Kraftwerksstandorten durch Erschließung neuer Flächen deutlich ausgebaut, sodass insbesondere reduzierte Kohlelieferungen während Niedrigwasserphasen abgedeckt werden können.

Ferner ist die Nichtverfügbarkeitsvariante, die den Ausfall sämtlicher Netzreserveanlagen im Saarland ("Nichtverfügbarkeitsvariante Alter / Logistik") unterstellt, abzulehnen, da es ebenfalls fernliegend ist, das Auftreten von Nichtverfügbarkeiten auf das Gebiet eines bestimmten Bundeslandes zu begrenzen. Die Risiken, die zu Ausfällen oder Einschränkungen bei der Verfügbarkeit von Netzreservekraftwerken führen, wie etwa technisch bedingte Ausfälle, gelten für den gesamten Netzreservepark.

Zugunsten des für diese Bedarfsfeststellung maßgeblichen Nichtverfügbarkeitsszenarios spricht zudem, dass die Ausfallrisiken, die in den beiden anderen, regional begrenzten Ausfallvarianten behandelt werden, nicht ignoriert, sondern berücksichtigt werden. Denn die Verfügbarkeits-Beschränkung durch die pro-rata Kürzung um 22,2 % der installierten Leistung wird auch hinsichtlich der Netzreserveanlagen in Baden-Württemberg und im Saarland angenommen.

In der Grenzsituation wird nach Maßgabe der pro-rata Einschränkung eine Netzreservekraftwerksleistung von insgesamt 7055 MW angenommen. Der Leistungsabruf aus diesen Anlagen beläuft sich in der Grenzsituation auf 5880 MW (vgl. Tabelle 6).

Der verbleibende zusätzliche Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve in Höhe von 4322 MW müsste über ausländische Kraftwerksleistung gedeckt werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind zum jetzigen Zeitpunkt nicht verpflichtet, diese Leistung aus dem Ausland zu beschaffen. Hintergrund ist, dass sich der aktuell prognostizierte Auslandsbedarf noch (wesentlich) ändern kann und noch ausreichend Zeit ist, im Vorfeld des Winterhalbjahres 2025/2026 einen ggf. noch offenen Auslandsbedarf zu decken. Aus diesem Grund wird zum jetzigen Zeitpunkt auch kein Interessenbekundungsverfahren durchgeführt, da sich hieran keine konkreten Vertragsabschlüsse über die Bereitstellung von Redispatchleistung anschließen würden. Grundlage für eine gegebenenfalls erforderliche Beschaffung von Redispatchleistung aus dem Ausland wird die im März 2025 von den Übertragungsnetzbetreibern einzureichende und von der Bundesnetzagentur zu prüfende Systemanalyse sein. Diese Systemanalyse wird einen eventuell bestehenden Auslandsbedarf präziser bestimmen können als die aktuell vorliegende Berechnung, da sie Umstände bzw. Entwicklungen berücksichtigen wird, die heute noch unbekannt sind. Es ist daher zum jetzigen Zeitpunkt nicht geboten, auf Grundlage der aktuellen Systemanalyse Redispatchleistung im Ausland zu beschaffen. Sollte sich im Rahmen der Netzreservebedarfsfeststellung im Jahr 2025 zeigen, dass der ausländische Redispatchbedarf geringer ausfällt als heute prognostiziert, wären durch den Abschluss von Verträgen hinsichtlich der Redispatchleistung, die sich im Nachhinein als nicht erforderlich herausstellt, ohne Not Kosten verursacht worden, die hätten vermieden werden können.

Gegenwärtig noch nicht absehbar ist außerdem, ob die Netzbetreiber, die in der europäischen day-ahead Kapazitätsberechnungsregion CORE zusammengeschlossen sind, im Winterhalbjahr 2025/2026 den Prozess der Regional Operational Security Coordination (ROSC), also die Bereitstellung von Redispatchpotential zwischen den Übertragungsnetzbetreibern zur Erhöhung der grenzüberschreitenden Kapazität, implementiert haben werden. Nach aktueller Planung soll der ROSC Prozess Ende 2025 Bestandteil der gemeinsamen Kapazitätsberechnung und -vergabe der in der CORE Region organisierten Übertragungsnetzbetreiber sein. Offen ist gegenwärtig auch noch, in welchem Umfang den deutschen ÜNB Redispatchpotentiale im Rahmen von ROSC bereitgestellt werden und ob der ROSC Prozess an die Stelle der bisherigen Praxis der bilateralen Beschaffung von Redispatchleistung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber bei ausländischen Kraftwerksbetreibern tritt.

Kraftwerk	Leistung [MW]	Leistungsabruf in Grenzsituation [MW]
Altbach HKW 1	433	337
Bergkamen A	717	558
Bexbach	726	565
Daxlanden RDK 4	342	266
Darmstadt GTKW	95	74
GKM 7	425	241
Heilbronn 5	125	97
Heilbronn 6	125	97
Ingolstadt 3	375	292
Ingolstadt 4	386	300
KMW 2	256	199
Marbach GT 3	85	66
Scholven B	345	268
Scholven C	345	268
Staudinger 4	580	446
UPM Schongau	64	50
Völklingen	179	139
Weiher	656	510
GKM 8	435	338
RDK 7	517	402
Zolling Block 5	472	367

Tabelle 6: Kraftwerke zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs 2025/2026

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 31. Mai 2023

Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Identifikation der Grenzsituation im Zeitraum (t+3) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (bearbeitet)).....	16
Abbildung 2: Merit Order für den Betrachtungszeitraum 2025/2026	17
Abbildung 3: Handelsflüsse und Handelssaldo in [GW] im NNF 297 im Betrachtungszeitraum 2025/2026 (Quelle Übertragungsnetzbetreiber).....	17
Abbildung 4: Leitungsauslastungen in Prozent für 2025/2026 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 297 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	18
Abbildung 5: Leitungsauslastungen in Prozent für 2025/2026 nach Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 297 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	19

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 2025/2026 (*Dargestellt wird jeweils die Summe der Höchstlasten aller Preiszonen des Landes. Diese können entsprechend der unterschiedlichen Lastverläufe je Preiszone zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten.).....	13
Tabelle 3: Kraftwerkspark Deutschland (inkl. Grenzkraftwerke in AT und LU) für den Betrachtungszeitraum 2025/2026.....	14
Tabelle 4: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Zeitraum 2025/2026	14
Tabelle 5: Für den Betrachtungszeitraum 2025/2026 angenommene Brennstoffpreise.....	15
Tabelle 6: Kraftwerke zur Deckung des inländischen Netzreservebedarfs 2025/2026	23

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



Mai 2023

Text

Referat 626



www.bundesnetzagentur.de

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