



Bundesnetzagentur

Bericht

Feststellung des Bedarfs
an Netzreserve für den Winter
2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024



Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2021/2022 sowie das Jahr 2023/2024

und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen

28. April 2021

**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“)

Feststellung des Netzreservebedarfs im Winter 2021/2022 und 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 Jochen Homann, am 28. April 2021 festgestellt:

Der Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beträgt

- **für den Winter 2021/2022** **5.670 MW**
- **sowie für das Jahr 2023/2024** **4.169 MW.**

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
BERICHT ZUR NETZRESERVEBEDARFSFESTSTELLUNG.....	7
A Einführung	9
1 Hintergrund der Bedarfsfeststellung	9
2 Rückschau auf den Winter 2020/2021	11
2.1 Einsätze der Netzreserve	11
2.2 Steinkohlebevorratung süddeutscher Kraftwerke.....	11
3 Kosten der Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb	12
4 Festgestellte zukünftige Netzreservebedarfe im Kontext vergangener Untersuchungen	14
5 Neue Entwicklungen	15
5.1 Berücksichtigung des Kohleausstiegs.....	15
5.2 NABEG 2.0 – Festlegung zum effizienten Redispatch	17
B Verfahrensablauf	18
C Bedarfsfeststellung	19
1 Methodik der Systemanalyse	19
1.1 Zielsetzung der Systemanalyse.....	19
1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse.....	19
1.2.1 Schrittweises Vorgehen	19
1.2.2 Blindleistungsbedarfe.....	21
1.2.3 Bemessungsmaßstab.....	23
1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation	24
1.3.1 Übertragungsnetz.....	24
1.3.2 Kraftwerkspark.....	25
1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	26
1.3.4 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten	28
1.3.5 Annahmen zur Netzlast	31
1.3.6 Redispatch 2.0	32
1.4 Marktsimulation	32
1.5 Netzanalysen	33
1.6 In der Systemanalyse berücksichtigte Risiken	34
1.7 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalyse.....	36
2 Redispatchbedarf und dessen Deckung.....	37
3 Netzreserve für 2021/2022	38
3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2021/2022.....	38
3.1.1 Annahmen zur Netzlast	38
3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	39
3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen	41
3.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	41
3.1.5 Übertragungsnetz.....	45
3.1.6 Identifikation der Grenzsituation	48
3.1.7 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie.....	49
3.2 Berechnungsergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalyse für 2021/2022	50
3.3 Netzreservebedarf 2021/2022	54
3.3.1 Gegenmaßnahmen	55
3.3.2 Bereits gebundene Kraftwerke	57

4	Netzreserve für 2023/2024	59
4.1	Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2023/2024.....	59
4.1.1	Annahmen zur Netzlast.....	59
4.1.2	Konventioneller Kraftwerkspark.....	60
4.1.3	Erneuerbare-Energie-Anlagen	61
4.1.4	Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	62
4.1.5	Übertragungsnetz.....	65
4.1.6	Identifikation der Grenzsituation	68
4.1.7	Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie.....	69
4.2	Berechnungsergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalyse für 2023/2024.....	70
4.3	Netzreservebedarf 2023/2024	74
4.3.1	Gegenmaßnahmen	76
4.3.2	Bereits gebundene Kraftwerke	77
4.3.3	Netzsensitivität.....	78
VERZEICHNISSE.....		80
Abbildungsverzeichnis.....		81
Tabellenverzeichnis		82
Abkürzungsverzeichnis		84
Impressum		85

Bericht zur Netzreservebedarfsfeststellung

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 besteht.

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien schreitet auch der Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland weiter voran. Bis Ende 2022 wird das letzte deutsche Kernkraftwerk seinen kommerziellen Leistungsbetrieb einstellen, sodass bis zu diesem Zeitpunkt weitere 8,1 GW nuklearer Erzeugungsleistung – davon mit 4 GW rund die Hälfte in Süddeutschland – aus dem Markt ausscheiden. Auch bei den übrigen konventionellen Erzeugungstechnologien ist zum einen bedingt durch die Marktkräfte und zum anderen durch den Ausstieg 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 stetig 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 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 Süddeutschlands zu transportieren.

Die Bedarfsermittlung erfolgt in einem jährlich stattfindenden Prozess. Betrachtungshorizonte der diesjährigen Bedarfsfeststellung sind der Winter 2021/2022 (t+1) gemäß den Vorgaben des § 3 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV sowie der Zeitraum 01.04.2023 – 31.03.2024 (t+3). Auf Grundlage der jeweils den nächsten Winter betrachtenden Bedarfsermittlung (hier 2021/2022), ergänzt durch eine längerfristige Analyse (hier 2023/2024) ist demnach die notwendige Netzreserve für den nächsten Winter zu beschaffen. Der zweite Betrachtungszeitraum (2023/2024) wurde gewählt, da dieser Betrachtungszeitraum in vergangenen Systemanalysen noch nicht untersucht wurde. Außerdem stehen ab dem Jahr 2023 erstmals keine Kernkraftwerke mehr zu Stromproduktion zur Verfügung. Auf beide Zeithorizonte (t+1 und t+3) hat der begonnene Ausstieg aus der Verstromung von Braun- und Steinkohle signifikante Auswirkungen, da im Zuge des Kohleausstiegs bereits in t+1 die ersten Braun- und Steinkohlekraftwerke stillgelegt und bis t+3 weitere nennenswerte Erzeugungskapazitäten aus dem Markt ausscheiden werden. Die Bedeutung der beiden Betrachtungshorizonte ist unterschiedlich: Für den kommenden Winter besteht eine hohe Sicherheit der Eingangsparameter, weitere Ausführungen dazu in Kapitel C1. Im Gegensatz dazu unterliegen die Rahmenbedingungen für den weiteren Horizont größeren Unsicherheiten, weitere Ausführungen dazu und zur späteren erneuten Prüfung siehe Kapitel C4.3.

Um die Netzstabilität auch in den insoweit denkbaren kritischen Situationen zu gewährleisten, setzen die Übertragungsnetzbetreiber heute im Bedarfsfall gezielt insbesondere Kraftwerke zum Redispatch ein und wirken so Leitungsüberlastungen entgegen. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen (Leistungsbilanz) haben diese Eingriffe keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen

durch gleichzeitiges Hochregeln 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 Süddeutschlands und in das südliche Ausland transportiert werden. Engpässe, die dabei im Übertragungsnetzen auftreten, müssen mittels Redispatch behoben werden.

Sind gesicherte, marktbasierte Kraftwerkskapazitäten zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen nicht in ausreichendem Maße vorhanden, so beschafft der Netzbetreiber aus den vorhandenen, aber inaktiven Kraftwerken, die zur Sicherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlichen Kapazitäten. Netzreservekraftwerke werden also nicht wegen mangelnder Erzeugungskapazitäten benötigt, sondern wegen zu hohem Stromtransport und der daraus resultierenden Überlastung des Übertragungsnetzes. Diese Netzreservekraftwerke werden gemäß § 7 Abs. 1 NetzResV ausschließlich außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und somit ausschließlich zum Redispatch eingesetzt.

Mittels Redispatch wird auch sichergestellt, dass selbst außergewöhnliche, systemrelevante Mehrfachfehler beherrscht werden können (vgl. Kapitel C1.6). Die Notwendigkeit der Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler wurde mit der Novellierung der Reservekraftwerksverordnung im Jahr 2016 kodifiziert. Zuvor wurde die vorgehaltene Netzreserve für einen (n-1)-sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes dimensioniert. Die Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler führt zu einer Steigerung des Reservekraftwerksbedarfs im Vergleich zur Berücksichtigung von lediglich (n-1)-Fehlern.

Um einer Reduzierung von zum netzstabilisierenden Redispatch benötigten Kapazitäten entgegenzuwirken, sieht das Energiewirtschaftsgesetz die Möglichkeit vor, 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. Dieser Feststellung dient das mit dem vorliegenden Bescheid seinen Abschluss findende Verfahren.

2 Rückschau auf den Winter 2020/2021

2.1 Einsätze der Netzreserve

Die Reservekapazitäten kamen bis 28. April 2021 an 75 Tagen zum Einsatz (vgl. Tabelle 1).

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Winter 2020/2021

	Tage	Maximal angeforderte Leistung [MW]	Durchschnittliche Leistungsanforderung [MW]
Oktober	-	-	-
November	7	405	239
Dezember	7	590	219
Januar	26	1.570	198
Februar	-	-	-
März	-	-	-
April	35	1.020	209

Tabelle 1: Netzreserveabrufe im vergangenen Winter im Überblick

2.2 Steinkohlebevorratung süddeutscher Kraftwerke

Als Präventionsmaßnahme für einen möglichen Engpass in der Belieferung von Steinkohlekraftwerken in einer Niedrigwasserphase wurden in Süddeutschland die Vorräte an Netzreserve- und Marktstandorten erweitert. Aufgrund einer ausgebliebenen Niedrigwasserphase kamen diese zusätzlichen Vorräte bislang noch nicht zum Einsatz.

3 Kosten der Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb

Die Kosten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit fallen für verschiedene Maßnahmen an, die die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen ergreifen, um den verzögerten Netzausbau zu kompensieren. Eine Übersicht zur Entwicklung der Kosten für die wesentlichen Systemsicherheitsmaßnahmen Redispatch und Countertrading (national und grenzüberschreitend), Einspeisemanagement sowie Netzreserve im In- und Ausland enthält die folgende Tabelle 2. Diese Zahlen sind vorläufig und stellen keine regulatorisch final geprüften Werte dar. Die Werte resultieren von 2011 bis 2018 aus der Istkosten-Erhebung zur Berechnung der Erlösobergrenze; die Kosten für 2019 und 2020 basieren auf den Meldungen im Monitoring (gemäß § 35 EnWG).

Vorläufige Kosten für wesentliche Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro

Jahr	Redispatch	Countertrading	Einspeise-management	Netzreserve Inland*	Netzreserve Ausland*	Summe
2011	41,6	87,8	33,5	0,8	16,0	179,7
2012	164,8	0,1	33,1	7,9	17,8	223,7
2013	113,3	1,6	43,7	43,6	12,5	214,7
2014	185,4	1,3	183,0	46,9	19,5	436,1
2015	411,9	23,5	478,1	140,0	87,9	1.141,4
2016	222,6	12,0	372,7	128,3	157,4	893,0
2017	391,6	29,0	609,9	267,4	215,9	1.513,8
2018	349,6	36,1	635,4	307,7	107,8	1.436,6
2019	227,2	64,2	709,5	276,1	0	1.277,0
2020	220,5	134,1	761,2	282,8	0	1.398,6

*Die Kosten für die Netzreserve sind vorläufig und resultieren von 2011 bis 2018 aus der Istkosten-Erhebung zur Berechnung der Erlösobergrenze. Die Kosten für 2019 und 2020 basieren auf den Meldungen im Monitoring und sind ebenfalls vorläufig.

Tabelle 2: Vorläufige Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2020 (Stand: März 2021)

Die in der Tabelle 2 aufgeführten Kosten für die Netzreserve im In- und Ausland beinhalten für die Jahre 2011 bis 2020 alle relevanten Kostenkomponenten, d. h. Vorhaltekosten, Kosten zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft und Abrufkosten.

Neben den Vorhaltekosten sind die entstandenen Abrufkosten (Vorwärmung und Beheizung, Probestarts und Einsätze) enthalten. Die Vorhaltekosten der ausländischen Netzreservekraftwerke fallen jeweils für das kontrahierte Winterhalbjahr an. Seit dem Winter 2018/2019 wurde keine ausländische Netzreserve mehr kontrahiert. Für die inländischen Netzreservekraftwerke erfolgt die Erstattung der Vorhaltekosten für das gesamte Jahr. Zusätzlich sind bei den nationalen Netzreservekraftwerken im Zeitraum 2011 bis einschließlich 2020 die angefallenen Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft enthalten.

Die folgende Tabelle 3 beinhaltet für die Netzreserve eine Aufteilung der in Tabelle 2 aufgeführten Kosten der inländischen und ausländischen Netzreservekraftwerke in Vorhalte- und Abrufkosten.

Vorläufige Kosten für Netzreserve in Mio. Euro

Jahr	Vorhaltekosten Netzreserve Inland	Vorhaltekosten Netzreserve Ausland	Abrufkosten Netzreserve Inland	Abrufkosten Netzreserve Ausland	Summe
2011	0,8	16,0	0,0	0,0	16,8
2012	7,1	17,8	0,8	0,0	25,7
2013	43,0	11,2	0,6	1,3	56,1
2014	44,3	18,0	2,6	1,5	66,4
2015	120,5	41,8	19,5	46,0	227,8
2016	116,6	66,2	11,7	91,2	285,7
2017	190,9	76,9	76,4	139,0	483,2
2018	230,1	48,2	80,4	57,2	415,9
2019	187,5	0	88,5	0	276,0
2020	194,8	0	88,0	0	282,8

Tabelle 3: Vorläufige Vorhalte- und Einsatzkosten für Netzreserve in Mio. Euro

In der folgenden Tabelle 4 sind für den Zeitraum 2011/2012 bis 2020/2021 die summierten Leistungswerte der entsprechenden kontrahierten inländischen und ausländischen Netzreservekraftwerke aufgeführt.

Leistung der Netzreserve

Jahr	Inland [MW]	Ausland [MW]	Summe [MW]
2011/2012	535	937	1.472
2012/2013	1.622	937	2.559
2013/2014	1.572	1.373	2.945
2014/2015	2.240	784	3.024
2015/2016	3.312	4.348	7.660
2016/2017	4.458	3.925	8.383
2017/2018	6.609	4.821	11.430
2018/2019	6.598	0	6.598
2019/2020	6.598	0	6.598
2020/2021	5.670	0	5.670

Tabelle 4: Historische Leistung in- und ausländischer Netzreserve

4 Festgestellte zukünftige Netzreservebedarfe im Kontext vergangener Untersuchungen

In vergangenen Systemanalysen wurden für zukünftige Betrachtungszeiträume bereits Netzreservebedarfe prognostiziert und festgestellt. Diese Bedarfe, sowie die Ergebnisse der diesjährigen Untersuchung sind in Tabelle 5 aufgeführt.

Zukünftige Netzreserve- und Redispatchpotentiale

Untersuchungshorizont	2021/2022	2022/2023	2023/2024	2024/2025
Untersuchungsjahr	2021	2019	2021	2020
Netzreserve [MW]	5.670	10.647	4.169	8.042
Positive Redispatchleistung in der Grenzsituation [GW]				
Gesamt	14,9	13,8	11,7	11,3
Netzreservekraftwerke	4,9	6,8	3,9	5,4
Marktkraftwerke	7,6	3,3	6,3	2,9
Rest	2,4	3,7	1,5	1,5
Positive Redispatcharbeit im Jahreslauf [TWh]				
Gesamt	11,8	9,1	5,3	5,3
Netzreservekraftwerke	8,4	2,3	0,2	0,4
Marktkraftwerke	0,5	5,3	4,8	4,5
Rest	2,9	1,5	0,3	0,4

Tabelle 5: Prognostizierter Netzreserve- und Redispatchbedarf

Tabelle 5 zeigt, dass der gesamte Redispatchbedarf sowohl in der Höhe der benötigten Erzeugungsleistung (Zeile 5, in GW) als auch in der Menge der angeforderten Arbeit (Zeile 10, in TWh) kontinuierlich abnimmt. Grund für diese Abnahme ist vornehmlich der voranschreitende Netzausbau, der insgesamt die Netzbelastungen verringert.

Die Deckung des Redispatchbedarfs erfolgt grundsätzlich aus Marktkraftwerken und, falls dies nicht ausreichend sein sollte, aus Netzreserveanlagen. Die Schwankungen in den konkreten Angaben über die Höhe der Netzreserve ist also darin begründet, dass unterschiedliche Annahmen zur Verfügbarkeit von Marktkraftwerken, insbesondere bedingt durch den fortschreitenden Kohleausstieg, getroffen wurden. Jährliche Veränderungen der Arbeitshypothesen der Systemanalysen bedingen, dass sich der Anteil ändert, den Markt- und Netzreservekraftwerke jeweils zur Deckung des Gesamtreispatchbedarfs beitragen.

Es ist nicht als selbstverständlich zu unterstellen, dass der positive Trend anhält. Beispielsweise kann die durch das europäische Recht erzwungene Bereitstellung von Netztransportkapazitäten für den europäischen Binnenhandel diesen Trend auch wieder ändern.

Auch der Netzausbau selbst kann zu kurzzeitigen Erhöhungen führen, wenn die Verstärkung einer Leitung die vorübergehende Abschaltung einer Bestandsleitung erfordert. Derlei Maßnahmen werden in der sog. Jahresfreischaltplanung berücksichtigt, die aber immer nur für den kurzfristig anstehenden Betrachtungshorizont erstellt werden kann.

5 Neue Entwicklungen

5.1 Berücksichtigung des Kohleausstiegs

Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) wurde am 03. Juli 2020 von Bundestag und Bundesrat verabschiedet und trat am 14. August 2020 in Kraft. § 4 Abs. 1 KVBG 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 Nettonennleistung. Um das gesetzlich festgelegte Zielniveau für die Steinkohleverstromung zu erreichen, sieht das KVBG zwei Instrumente vor. Für die Zieldaten bis 2026 werden Ausschreibungsverfahren für Steinkohleanlagen (und Braunkohlekleinanlagen ≤ 150 MW) durchgeführt. Ab 2027 bis zum Zieldatum 2038 ist ein ordnungsrechtlicher Ausstiegspfad ohne finanzielle Kompensation vorgesehen, die sog. gesetzliche Reduktion. Die Abschaltung sowie die Entschädigung der Betreiber größerer Braunkohleanlagen (> 150 MW) erfolgen über einen gesetzlich definierten Ausstiegspfad sowie gesetzlich festgelegte Entschädigungen. Ab dem Zieldatum 2024 bis 2026 wird bei Unterzeichnung der Ausschreibung das Anordnungsrecht herangezogen, um das nicht vergabene Volumen aufzufüllen.

Für die Systemanalyse mit den Betrachtungszeiträumen 2021/2022 und 2023/2024 wurden die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde kraftwerksscharf berücksichtigt. Die Zuschlagsmenge in der ersten Ausschreibungsrunde beträgt 4,8 GW. Für die zum Zeitpunkt der Szenarienerstellung noch nicht abgeschlossenen Ausschreibungen wurden folgende Annahmen getroffen. Das Ausschreibungsvolumen der zweiten Ausschreibungsrunde beträgt gemäß § 6 Abs. 3 KVBG 1,5 GW. Die Volumina der weiteren Ausschreibungsrunden in den Betrachtungszeiträumen wurden so bestimmt, dass die in § 4 KVBG festgelegten Zielniveaus erreicht werden. Gemäß § 6 Abs. 5 KVBG wird das Ausschreibungsvolumen für die vierte Runde darüber hinaus um 1 GW erhöht. Abweichungen von den in den Ausschreibungen tatsächlich realisierten bzw. aktuell voraussichtlich zu realisierenden Werten sind dabei unvermeidbar, da zum Zeitpunkt der Festlegung der Eingangsdaten viele Kenngrößen unbekannt waren. Tabelle 6 gibt einen Überblick über die in den Betrachtungszeiträumen zu berücksichtigenden Ausschreibungsrunden sowie deren unterstellte Volumina.

Ausschreibungs- runde	Gebotstermin	Zuschlagstermin	Frist Kohleverstro- mungsverbot (§ 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	0,8
#4	01.10.2021	01.01.2022	01.07.2023	2,0

Tabelle 6: Überblick über die Ausschreibungsrunden innerhalb der Betrachtungszeiträume t+1 und t+3
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Unter der Annahme, dass das Ausschreibungsvolumen in jeder kommenden Ausschreibung vollständig bezuschlagt wird, ergeben sich die in Tabelle 7 dargestellten, für die Systemanalyse berücksichtigten Mantelzahlen. Unterjährige Kohleverstromungsverbote werden nicht abgebildet.

Zeitraum System- analyse	Zielzeiten (§ 4 KVBG)	Gesamt- ziel	Steinkohle [GW]	Steinkohle (am Markt) [GW]	Braun- kohle- Kleinanla- gen [GW]	Braunkohleanla- gen (> 150 MW) [GW]
	18.09.2020		22,55	21,17	0,78	17,25
	31.12.2020		17,80	16,42	0,76	16,95
t+1	31.12.2021		15,97	14,69	0,65	16,04
	31.12.2022	30,00	14,87	13,65	0,59	14,42
t+3	01.07.2023	28,40	12,97	11,93	0,45	14,42

	01.04.2030	17,00	8,29			8,71

Tabelle 7: Überblick über die für die Betrachtungszeiträume t+1 und t+3 berücksichtigten Mantelzahlen zur Abbildung des Kohleausstiegs in den Systemanalysen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Regelungen der Netzreserveverordnung (§ 3 Abs. 2 Satz 5 NetzResV) erfordern, dass die Eingangsparameter der Systemanalysen bis zum 01. Dezember 2020 zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur abzustimmen sind. Zu diesem Zeitpunkt war über die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde hinausgehend nicht bekannt, welche konkreten Kraftwerke wann aus dem Markt ausscheiden werden. Dieser Unsicherheit musste Rechnung getragen werden. Für die Marktsimulationen (NTC und FBMC) wurde daher die verfügbare Leistung aller an den Ausschreibungen potentiell teilnehmenden Kohlekraftwerke pro rata reduziert, sodass die maximal mögliche Leistungseinspeisung dem jeweiligen Zielwert der gesamten installierten Leistung (siehe Tabelle 7) entspricht. Die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde konnten für die FBMC-Rechnung beider Betrachtungszeiträume jedoch kraftwerksscharf berücksichtigt werden. Für die weiteren Ausschreibungsrunden erfolgte eine Reduktion der Leistung aller potentiell teilnehmenden Kraftwerke prozentual um den Quotienten aus der Summe der betrachteten Ausschreibungsvolumina und der installierten Leistung der Teilnehmerliste. Angenommen wurde, dass nur Kraftwerke mit einem Inbetriebnahme-Datum vor 2000 an den Ausschreibungen teilnehmen können, daher sind neuere Kraftwerke in den potentiell teilnehmenden Anlagen enthalten.

Kohlekraftwerke aus der Südregion (vgl. Anlage 1 zum KVBG) dürfen erst ab der zweiten Ausschreibungsrunde teilnehmen. Ab der zweiten Ausschreibungsrunde findet der sog. Netzfaktor i.S.v. § 18 Abs. 4 und 5 KVBG Anwendung. Der Netzfaktor verringert die Aussicht auf einen Zuschlag für das jeweils betroffene Kraftwerk. Aufgrund ihrer Lage besteht vor allem bei Anlagen in der Südregion eine große Wahrscheinlichkeit dafür, dass sie einen Netzfaktor auf ihr abgegebenes Gebot erhalten. Der Südzone und dem Netzfaktor wurde in den Systemanalysen über die Verwendung von Gewichtungsfaktoren Rechnung getragen. So wurde den Annahmen zugrunde gelegt, dass sich in der zweiten Ausschreibungsrunde 20 % der erfolgreichen Ausschreibungsteilnehmer aus Anlagen der Südregion zusammensetzen. Für die dritte Ausschreibungsrunde wurde der Anteil an Anlagen aus der Südregion um weitere fünf Prozentpunkte auf 25 % und für die vierte Ausschreibungsrunde erneut um weitere fünf Prozentpunkte auf 30 % erhöht.

5.2 NABEG 2.0 – Festlegung zum effizienten Redispatch

Mit der Novelle des "Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz" (NABEG 2.0), das am 17.05.2019 in Kraft getreten ist, ergeben sich für den Redispatchprozess in Deutschland Änderungen. Diese betreffen die Regelungen des § 13 und § 13a und treten mit der neuen Fassung des EnWG zum 1. Oktober 2021 in Kraft. Die in diesem Kontext veröffentlichten Festlegungen der Bundesnetzagentur¹ spezifizieren die gesetzlichen Vorgaben weiter.

Relevante Änderungen sind dabei insbesondere die Erweiterung der am Redispatch beteiligten Anlagen auf alle Anlagen größer 100 kW sowie die Einbeziehung des erneuerbaren und wärmegekoppelten Stroms in den Redispatch über die sogenannten Mindestfaktoren. Diese Faktoren geben vor, dass die Reduzierung von vorrangberichtigtem Strom nur erfolgen darf, wenn dadurch mindestens ein Vielfaches an konventioneller Reduzierung eingespart werden kann. Für KWK-Strom gilt ein Mindestfaktor von 5 und für Strom aus erneuerbaren Energien ein Faktor von 10 (siehe C1.3.6).

¹BK6-20-061 Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen, BK6-20-060 Festlegungsverfahren zur Netzbetreiberkoordinierung bei der Durchführung von Redispatch-Maßnahmen, BK6-20-059 Festlegungsverfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen sowie zu massengeschäftstauglichen Kommunikationsprozessen im Zusammenhang mit dem Datenaustausch zum Zwecke des Redispatch, Festlegung von näheren Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mindestfaktoren

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 08. Juli 2020 fand das Auftaktgespräch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur über den Inhalt der vorzulegenden Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber statt. Am 22. Juli 2020 verständigten sich Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber darauf, dass eine Systemanalyse neben dem gemäß der NetzResV zu untersuchenden bevorstehenden Winterhalbjahr, also 2021/2022, zusätzlich für den Betrachtungszeitraum vom 1. April 2023 bis zum 31. März 2024 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 mit Schreiben vom 25. November 2020 die gesamten Eingangsparameter für die Systemanalysen an die Bundesnetzagentur, die diese mit Schreiben vom 01. Dezember 2020 bestätigte.

Am 01. März 2021 übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber die Systemanalysen für das Winterhalbjahr 2021/2022 und den Betrachtungszeitraum 2023/2024 einschließlich der den Analysen zugrundeliegenden Datensätze der Markt- und Netzsimulationen an die Bundesnetzagentur. Die Vorstellung der Ergebnisse der Systemanalysen durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgte bei einem gemeinsamen Gespräch am 03. März 2021.

C Bedarfsfeststellung

Die Netzreservebedarfsfeststellung basiert auf § 3 NetzResV.

1 Methodik der Systemanalyse

Für die Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve legen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich zum 1. März 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 bis Ende April eines jeden Jahres 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 die im Netz vorhandenen Engpässe 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, sowie deutsche Kraftwerke, die als systemrelevant an der Stilllegung gehindert wurden, und ausländische Kraftwerke, die als Redispatchpotential 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 wurden verschiedene Risikofaktoren innerhalb der Methodik abgebildet, 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 („Systemanalyse“) ist wie in Abbildung 1 dargestellt strukturiert.

Im ersten Schritt werden die Eingangsparameter der Systemanalyse mittels einer Prognose der energiewirtschaftlichen Situation in den Betrachtungsjahren 2021/2022 und 2023/2024 erstellt (vgl. Abschnitt C1.3). Hierbei werden der konventionelle und erneuerbare Kraftwerkspark (installierte Leistungen, Nichtverfügbarkeiten, Brennstoffkosten, CO₂-Preise etc.) und die voraussichtlichen Höchstlasten prognostiziert. Wie bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans erfolgt eine Regionalisierung der regenerativen Stromerzeugungsanlagen und des Verbrauchs. Außerdem werden die im jeweiligen Betrachtungszeitraum zu erwartende Netztopologie

sowie die erwarteten Handelskapazitäten bestimmt. Nachfolgend sind in Abbildung 1 schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte C1.3-C1.5) dargestellt.

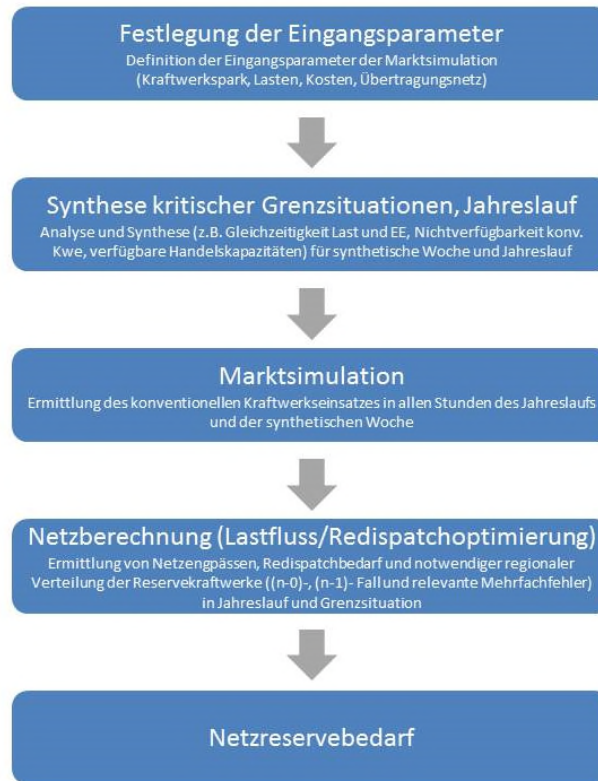


Abbildung 1: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve.

Aufbauend auf den Eingangsparametern, die den möglichen Wertebereich relevanter Einflussfaktoren festlegen, wird im zweiten Schritt für jeden Betrachtungszeitraum eine als möglich eingestufte ungünstige Kombination der relevanten Einflussfaktoren festgelegt, die auf Erfahrungen mit kritischen Netzsituationen basiert. Beispielsweise zeigt die Erfahrung, dass kritische Netzsituationen häufig in sogenannten Starkwind-Starklast-Zeiten auftreten, 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 deutschen und europäischen Lasten auf Basis von historischen Profilen abgebildet und in entsprechende zeitliche 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 ausgehend von historischen Erfahrungen erwartbare 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 System-sicherheit benötigen als die Grenzsituation. Die Rahmendaten des Jahreslaufs sind im Wesentlichen identisch mit denen der Grenzsituation, unterscheiden sich jedoch beispielsweise bei der Skalierung der Höchstlast oder den Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.

Im dritten Schritt wird mit Hilfe einer Simulation des europäischen Elektrizitätsmarkts prognostiziert, welche konventionellen Erzeugungsanlagen in den einzelnen Stunden des Jahreslaufs und der synthetischen Woche zur Deckung der Last einspeisen (vgl. Abschnitt C1.4), unter Berücksichtigung der erwarteten Einspeisung erneuerbarer Energien, der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und der Handelskapazitäten. Das Modell bestimmt auch, welche Aus- und Einfuhren sich mit dem europäischen Ausland in den jeweiligen Netznutzungsfällen (NNF) einstellen.

Im vierten Schritt der Netzanalyse wird geprüft, ob das vorhandene Übertragungsnetz jederzeit den Strom vom Produzenten zum Nachfrager transportieren kann (vgl. Abschnitt C1.5). Hier wird ein angemessenes Niveau der Versorgungssicherheit angestrebt: Für die Berechnungen des Jahreslaufes wird unterstellt, dass ein relevantes Netzbetriebsmittel ausgefallen ist, zum Beispiel ein Freileitungsstromkreis oder ein Netztransformator ((n-1)-Kriterium). Zusätzlich müssen in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation auch systemrelevante Mehrfachfehler, beispielsweise der Ausfall einer Doppelleitung oder einer Sammelschiene, angemessen beherrscht werden (sogenannte außergewöhnliche Fehlerereignisse, „Exceptional Contingencies“). Durch die Betrachtung dieser verschiedenen Fehlerereignisse zeigt sich, in welchen Fällen es im Netz zu Überlastungen käme und das Netz die ermittelte ökonomisch optimale Stromerzeugung nicht transportieren könnte. Die nach der Umsetzung netzbezogener Maßnahmen (z. B. Topologieänderungen oder Rücknahme von bereits abgestimmten, aber verschiebbaren Leitungsfreischaltungen) verbleibenden Netzüberlastungen müssen durch Redispatch behoben werden. Dabei werden von den ökonomisch optimal eingesetzten Kraftwerken, die in der Marktsimulation ermittelt wurden, zunächst Kraftwerke heruntergefahren, deren Einspeisung die bestehenden Netzengpässe besonders belasten. Das dadurch entstehende Defizit wird zunächst durch deutsche Kraftwerke, die am Markt agieren und betriebsbereit sind, ausgeglichen. Reichen die tatsächlich geeigneten am Markt agierenden Kraftwerke und das in Österreich gesichert zur Verfügung stehende Redispatchpotential² nicht aus, um das Defizit zu decken, werden als nächstes regional geeignet gelegene Kraftwerke, deren Weiterbetrieb nach § 13b EnWG angeordnet wurde, sowie Kraftwerke, die bereits als Netzreserve vertraglich gesichert wurden, zum Redispatch herangezogen. Besteht weiterhin ein Redispatchbedarf, so wird ein Gesamtbedarf an Netzreserve ausgewiesen, der eine noch zu deckende Lücke enthält.

Die verbleibende Gesamtmenge der notwendigen Anpassungen an Kraftwerksleistung zur Erlangung eines engpassfreien Netzes ist sodann der Redispatchbedarf.

1.2.2 Blindleistungsbedarfe

Durch die zunehmenden Transportentfernungen im Übertragungsnetz entsteht ein zusätzlicher Blindleistungsbedarf. Gleichzeitig geht mit der Reduktion von konventioneller Erzeugung im deutschen Kraftwerks-

² Der Leistungsumfang der deutsch-österreichischen Redispatchkooperation beträgt 1,5 GW.

park eine Reduktion der Synchrongeneratoren einher, die den Blindleistungsbedarf ohne besonderen Zusatzaufwand gleichzeitig mit dem Wirkleistungsbetrieb bereitstellen können. Daher erwarten die Übertragungsnetzbetreiber eine Zunahme von spannungsbedingtem Redispatch. Seit der letzten Systemanalyse wird deshalb auch der Blindleistungshaushalt der deutschen Netzgruppen in beiden Betrachtungszeiträumen untersucht. Hierfür wird die Spannungshaltung in dem Jahreslauf nach Redispatch über eine Betrachtung der regionalen Blindleistungsbilanzen geprüft. Dabei wird der Blindleistungsbedarf aller Verbraucher (Endkunden und Weiterverteiler) und Netzelemente in einer Netzgruppe ermittelt und mit den Blindleistungspotenzialen verglichen.

Die diesjährigen bilanziellen Blindleistungsuntersuchungen, die analog zu den Berechnungen der letzten Systemanalyse 2020 aufgebaut sind, lieferten allerdings unplausible Ergebnisse. Der Bundesnetzagentur hat sich die Hintergründe, die zu den unplausiblen Ergebnissen der Blindleistungsanalysen geführt haben, von den Übertragungsnetzbetreibern ausführlich darlegen lassen.

Laut den Übertragungsnetzbetreibern ergaben sich bei der Berechnung der Blindleistungsbilanzen einzelner Netzgruppen, insbesondere im Gebiet von 50Hertz (neue Bundesländer) sowie im nordöstlichen Bayern, erhebliche Abweichungen im Vergleich zur letztjährigen Systemanalyse. Diese auffälligen Abweichungen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern untersucht, es konnten jedoch keine methodischen Probleme in der Netzanalyse oder der Aufstellung der Blindleistungsbilanzen identifiziert werden, sodass die Fehleranalyse auf die Eingangsparameter ausgeweitet wurde.

Ein Vergleich der Simulationsdaten mit gemessenen Realdaten ergab, dass die Wirkleistungsrückspeisungen aus unterlagerten Verteilnetzen in der Simulation teilweise unplausibel hoch waren. Zu diesen Rückspeisungen kam es vor allem in Schwachlastsituationen. Grund für diese im Vergleich zur letztjährigen Systemanalyse teilweise deutlich unterschiedlichen Wirkleistungsflüsse ist laut den Übertragungsnetzbetreibern eine Weiterentwicklung der Methodik zur Regionalisierung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, bei der die Windenergieeinspeisung nicht mehr über eine bundeslandspezifische Leistungskennlinie, sondern über zwölf verschiedene Leistungskennlinien für Standardanlagentypen abgebildet wird. Diese Modellanpassung führte allerdings zu dem unvorhergesehenen Effekt, dass an einigen Netzknoten Simulation und Realität stark voneinander abweichen. Grund hierfür ist, dass im Netzbetrieb zu hohe Wirkleistungsflüsse von den Verteilnetzbetreibern durch betriebliche Gegenmaßnahmen behoben werden, während diese im Modell bei unlimitierter Wirkleistungsrückspeisungen zu unrealistisch hohen Blindleistungsbedarfen führten. So kam es zu einem nicht korrekt abgebildeten Blindleistungsverhalten der Verteilnetze. In Folge dessen waren die netzgruppenscharfen Bilanzen der Blindleistungsbedarfe ebenfalls ungeeignet, um daraus Schlüsse bezüglich benötigter Kompensationsanlagen zu ziehen.

Eine Veröffentlichung der netzgruppenscharfen Blindleistungsbilanzen wie in der Systemanalyse 2020 ist aus diesem Grund für die aktuelle Systemanalyse nicht möglich. Der Blindleistungshaushalt der Übertragungsnetze steht dennoch kontinuierlich unter Beobachtung, da die Übertragungsnetzbetreiber außerhalb der Systemanalysen zusätzlich jeweils innerhalb ihres Verantwortungsbereichs lokale Untersuchungen anstellen und so ggf. notwendige Kompensationsbedarfe identifizieren und beheben können. Es ist also trotz der fehlenden Ergebnisse in der aktuellen Systemanalyse, unter Berücksichtigung der verfügbaren Gegenmaßnahmen, keine Gefährdung der Systemsicherheit zu erwarten.

Für die erkannten Probleme der bilanziellen Blindleistungsanalysen haben die Übertragungsnetzbetreiber einen Lösungsansatz entwickelt. Zukünftig soll die Redispatch-Optimierung so angepasst werden, dass diese das

Wirkleistungsverhalten der Verteilnetze realitätsnäher abbildet. Mit der daran anknüpfenden Blindleistungsprognose wird dann das Wirk- und Blindleistungsverhalten der Übergabestellen an das Höchstspannungsnetz dem tatsächlichen Netzverhalten stärker entsprechen. Zudem sollen in Zukunft die Blindleistungsanalysen erweitert werden. Hierbei sollen die bilanziellen Betrachtungen in unterschiedlichen (Grenz-)Situationen geprüft und gleichzeitig um Spannungsbanduntersuchungen ergänzt werden.

Die Bundesnetzagentur erwartet, dass die kommende Systemanalyse 2022 wieder belastbare Blindleistungsanalysen enthält, die eine Bewertung des kurzfristigen Bedarfs an Blindleistungskompensationsanlagen ermöglichen werden.

1.2.3 Bemessungsmaßstab

Die Stunde der synthetischen Woche, in der der Netzreservekraftwerkspark am meisten Leistung zur Redispatchbedarfsdeckung einspeist, wird als Grenzsituation bezeichnet. Sie 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 vorliegt. Es kann auch sein, dass sich aufgrund der Dynamik des Marktes entweder in Vorbereitung auf hohe Last und Einspeisung oder im Nachklang dazu in einer anderen Stunde vorher oder nachher eine Lastflusssituation ergibt, 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. Darüber hinaus wird auch der Redispatchbedarf in den Stunden des Jahreslaufs dahingehend geprüft, ob daraus auch eine Grenzsituation abgeleitet werden kann.

Wie bereits erwähnt ist es realistisch, dass es in Stunden des Jahreslaufs notwendig ist, andere Kraftwerke als in der Grenzsituation zum Redispatch heranzuziehen, um die Netzsicherheit in diesen Stunden gewährleisten zu können. Das führt dazu, dass sich ein anders gelagerter bzw. zusätzlicher Bedarf an Reservekraftwerken mit einer anderen regionalen Verteilung als in der Grenzsituation ergibt. Diese Unterschiede in der regionalen Verteilung werden mittels eines iterativen Verfahrens zur Bestimmung der notwendigen Reservekraftwerke berücksichtigt. Zunächst wird in einem initialen Jahreslauf unter Berücksichtigung von (n-1)-Fehlern bestimmt, welche Reservekraftwerke eine Mindesteinsatzhäufigkeit von 15 Einsätzen aufweisen. Reservekraftwerke mit einer geringeren Einsatzhäufigkeit werden sodann mit deutlich höheren Strafkosten belegt, sodass deren Einsatz nur erfolgt, wenn es ansonsten keine Möglichkeit gibt, Engpassfreiheit des Netzes herzustellen. Mit diesen Rahmenbedingungen wird nun die Grenzsituation unter zusätzlicher Berücksichtigung von Exceptional Contingencies berechnet. Alle Reservekraftwerke, die mit ihren teilweise veränderten Strafkosten in der Grenzsituation keinen Einsatz finden, werden für einen erneuten Jahreslauf ebenfalls mit deutlich erhöhten Strafkosten belegt. Als Teil des sog. robusten Kraftwerksparks für diesen Betrachtungszeitraum werden nun alle Reservekraftwerke gelistet, die im zuletzt berechneten Jahreslauf zum Einsatz gekommen sind.

Das Verfahren wird für mindestens einen weiteren Betrachtungszeitraum wiederholt, wobei die Reservekraftwerke, die im ersten Betrachtungszeitraum nicht in den robusten Kraftwerkspark aufgenommen wurden, von Beginn an mit höheren Strafkosten belegt werden. Der robuste Kraftwerkspark über alle Betrachtungszeiträume besteht aus den Reservekraftwerken, die entsprechend der vorgenannten Kriterien in mindestens einem Betrachtungszeitraum eingesetzt wurden.

Der Reservebedarf, der in den zwei Betrachtungszeiträumen benötigt wird, wird in den Kapiteln C3 und C3.3.2 dieses Teils des Berichts beschrieben. In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Schritte der Systemanalyse genauer erläutert.

1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation

Wie im vorangegangenen Abschnitt 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 das ökonomische Marktmodell zur Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes und als Eingangsgrößen der Netzberechnung.

Im Folgenden wird erläutert, mit welcher Methodik die Eingangsparameter bestimmt wurden. In den Abschnitten C3.1 und C4.1 werden dann die im jeweiligen Betrachtungszeitraum verwendeten 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 2021/2022 und 2023/2024. 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. Im Sinne einer umsichtigen Risikoabschätzung werden nur diejenigen Maßnahmen berücksichtigt, deren Inbetriebnahme bis zum Winterhalbjahr 2021 und bis zum Winterhalbjahr 2023 auf Basis des Netzausbau-Monitorings der Bundesnetzagentur, des Netzausbau-Controllings des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) sowie anhand von Einschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber als sehr wahrscheinlich angesehen werden kann.

Um eine möglichst realitätsnahe Abbildung zu erreichen, werden in der Systemanalyse netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln berücksichtigt (z. B. 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) längerfristig 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. Neben den Nichtverfügbarkeiten von Leitungen wird in den Systemanalysen auch die Witterungsabhängigkeit der Stromtragfähigkeit von Freileitungen in Form von spezifischen Übertragungsfähigkeiten entsprechend der betrieblichen Praxis bzw. der durch die Übertragungsnetzbetreiber geplanten Umsetzung der Nutzung dieser Witterungsabhängigkeit berücksichtigt.

1.3.2 Kraftwerkspark

Für das Marktmodell 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 der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur und der internen Datengrundlage der Übertragungsnetzbetreiber bestimmt. Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur berücksichtigt auch geplante Stilllegungen und Zubauten von Kraftwerken und umfasst weiterhin Daten zu minimaler und maximaler Leistungseinspeisung sowie zum Betriebsmodus. Die in der Kraftwerksliste angegebenen Daten basieren auf regelmäßigen Abfragen bei den Kraftwerksbetreibern sowie den Stilllegungsanzeigen der Kraftwerksbetreiber. Dadurch werden bei den Annahmen zu Zubauten und Stilllegungen primär die Planungen der Kraftwerksbetreiber zugrunde gelegt, die als belastbar eingeschätzt werden. Auch die vorgeschriebenen Stilllegungen der Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1a Atomgesetz werden berücksichtigt. Darüber hinaus fließen auch die Angaben zur Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft entsprechend § 13g EnWG in die Prognosen ein. Diese Braunkohlekraftwerke stehen nach ihrer Überführung in die Sicherheitsbereitschaft weder dem Markt noch für Redispatch zur Verfügung. Aufbauend auf den jahresscharfen Angaben in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur wird die Entscheidung getroffen, welche Kraftwerke in den einzelnen Zeithorizonten als in Betrieb angenommen werden. Hierbei werden Annahmen zugrunde gelegt, die aus Netzsicht ein Worst-Case-Szenario darstellen. Es wird unterstellt, dass Kraftwerke im Süden bereits am Anfang eines jeden Betrachtungszeitraumes stillgelegt werden, während Kraftwerke im Norden erst am Ende des jeweiligen Zeitraumes stillgelegt werden, für den sie die geplante Stilllegung im Kraftwerksmonitoring angegeben haben. Bei Inbetriebnahmen erfolgt dies entsprechend umgekehrt. Die resultierende 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. Bereits von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahierte Netzreservekraftwerke im In- und Ausland sowie potentielle inländische Netzreservekraftwerke werden beginnend mit dem Stilllegungsdatum nicht in der Marktsimulation berücksichtigt und erst in den anschließenden Netzanalysen zum Redispatch eingesetzt.

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 ersten Ausschreibung der Bundesnetzagentur. Da jedoch noch nicht bekannt ist welche weiteren Anlagen in folgenden Ausschreibungen bezuschlagt werden, müssen hier Annahmen getroffen werden, siehe Kapitel A5.1.

Die prognostizierte Leistung aus Erneuerbaren-Energieanlagen (EE-Anlagen) in Deutschland wird anhand der Mittelfristprognose 2020 mit Stand August 2020 bestimmt. Hierbei wird bei der Festlegung der Höhe des Zu-

baus 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 mit Hilfe der Regionalisierungsmethodik nach dem Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung. 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.

Der europäische, konventionelle Kraftwerkspark wird auf Basis der Daten des Mid-Term Adequacy Forecast (MAF) 2019³ 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 Arbeitsweise von Wasserkraftwerken mit Schwellbetrieb findet Berücksichtigung. Aufgrund der Fokussierung auf Kraftwerke mit einer installierten Leistung größer als 100 MW, sind nicht alle ausländischen Kraftwerke in dieser blockscharfen Liste enthalten. Um dennoch die ausländischen Kraftwerksparks möglichst realitätsnah abzubilden, wurden die Mantelzahlen für alle Energieträger für die jeweils betrachteten Zeitscheiben aus den Daten des MAF interpoliert. Bei der Prognose der Entwicklung der EE-Anlagen im Ausland werden ebenfalls die Daten aus dem MAF 2019 verwendet.

Auch die Regelleistungsvorhaltung wird bei der Festlegung des Kraftwerksparks berücksichtigt. Dies ist erforderlich, da die Regelleistungsvorhaltung die zum Redispatch verfügbare Kraftwerksleistung in Süddeutschland einschränkt. Für Deutschland wird für beide Betrachtungszeiträume angenommen, dass 4.200 MW an Kraftwerksleistung in Deutschland für die Bereitstellung von Regelleistung verwendet werden. Die blockscharfe Verteilung der Regelleistungsvorhaltung orientiert sich an historischen Daten. Im Ausland wird die Regelleistungsvorhaltung anhand von Technologieklassen und Kosten im Marktmodell ermittelt.

1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

Bei der Ermittlung der Netzreserve 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

³ Vgl. ENTSO-E (2019): Mid-term Adequacy Forecast; online im Internet: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

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.

Bei Nichtverfügbarkeiten wird grundsätzlich zwischen geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten unterschieden. Geplante Nichtverfügbarkeiten treten zum Beispiel aufgrund von Revisionen auf. Unter ungeplanten Nichtverfügbarkeiten werden unvorhergesehene Ereignisse wie eine defekte Pumpe, ein Materialfehler im Dampfkreislauf oder ein Erdschluss im Generator verstanden.

Für die synthetisierten Grenzsituationen wird die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken mit Hilfe eines stochastischen Modells bestimmt. Hierzu werden im ersten Schritt Nichtverfügbarkeitskennzahlen ermittelt, die die Wahrscheinlichkeit der Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerksblocks statistisch beschreiben. Nichtverfügbarkeitskennzahlen können auf Basis historischer Daten etwa kategorisiert nach Kraftwerkstyp, Blockgröße oder dem verwendeten Primärenergieträger bestimmt werden. Für die Analyse einer Grenzsituation wird eine Unterscheidung der Kennzahlen nach Primärenergieträger als zielführend erachtet (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukten, Pumpspeicher, Abfall und Sonstige). Darüber hinaus wird eine Unterscheidung zwischen Voll- und Teilnichtverfügbarkeiten vorgenommen.

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

Die Wahrscheinlichkeit einer nicht verfügbaren Kraftwerksleistung in einer Region kann jeweils mittels eines probabilistischen Modells abgeschätzt werden. Unter der Annahme einer stochastischen Unabhängigkeit der einzelnen Kraftwerksnichtverfügbarkeiten ist dies unter Anwendung der Methode der rekursiven Faltung möglich.

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. Daher wird aufbauend auf der berechneten Wahrscheinlichkeitsdichte eine nicht verfügbare Kraftwerksleistung je Netzregion mittels einer Quantilsauswertung bestimmt. Für jeden der Zeithorizonte wird 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 zu untersuchende Grenzsituation der

Zeithorizonte 2021/2022 und 2023/2024 ermittelt. Die Eingangsdaten für die Szenarien werden in Kapitel C3.1 und C4.1 vertieft dargestellt. Die konkret angenommenen Nichtverfügbarkeiten werden in den Abschnitten C3.1.4 und C4.1.4 beschrieben.

Im Gegensatz zum Vorgehen für die Grenzsituationen werden die Ausfallkombinationen im Jahreslauf nicht auf Basis ihrer (potenziellen) netztechnischen Wirkung bestimmt. Im Jahreslauf findet eine kraftwerks- und stundenscharfe Ausfallziehung der einzelnen Nichtverfügbarkeiten statt. Diese Ziehung ist aufgeteilt in geplante und ungeplante Ausfälle.

1.3.4 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten

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

In der Region „Central West Europe“ (CWE) wurde im Mai 2015 die lastflussbasierte Marktkopplung (Flow-Based-Market-Coupling) eingeführt. 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.

Im Untersuchungszeitraum 2021/2022 (t+1) erfolgt die Kapazitätsberechnung nach der Flow-Based-Methode für alle innerhalb der Region CWE liegenden Marktgebietsgrenzen. Die Region CWE umfasst hierbei die Marktgebiete Belgien, Deutschland/Luxemburg, Frankreich, Niederlande sowie Österreich. Hinsichtlich des späteren Zeitraums t+3 erfolgt die lastflussbasierte Kapazitätsberechnung zudem für die Länder Polen, Slowenien, Slowakei, Tschechien sowie Ungarn, die dann Teil der noch größeren Kapazitätsberechnungsregion „Core“ sein werden. Alle anderen Grenzen werden als NTC-Grenzen modelliert.

NTC-Grenzen

Die NTC-Werte aus dem (MAF) mit Zieljahren 2021 und 2025 werden zur Festlegung der Annahmen verwendet. Aus einer Interpolation auf Basis der Projektdaten des aktuellen europäischen Zehnjahres-Netzentwicklungsplan (Ten-Year Network Development Plan 2020) ergeben sich die Werte für die Zwischenjahre. Außerdem werden Meldungen ausländischer TSO und aus der Systemführung berücksichtigt. Die Handelskapazität zwischen Deutschland und Dänemark West hängt von der land- und seeseitigen Windeinspeisung sowie der Lastsituation in der betrachteten Stunde ab. Sie wird windabhängig auf Basis von Randbedingungen modelliert. Für (t+1) und (t+3) gelten Mindestimportkapazitäten von 1,5 GW respektive 1,95 GW. Die Inbetriebnahmen der Mittelachse (2020) und der Westküstenleitung (2023) werden hierzu berücksichtigt. An den Grenzen DE-NL, DE-FR und 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.

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 in CWE für den Zeithorizont t+1 und t+3 marktgebietsübergreifende und –interne Netzelemente der 220 kV-Spannungsebene und höher berücksichtigt. Für den Zeithorizont t+3 werden für östliche Marktgebiete (CZ, HU, PL, SI, SK) der Core-Region 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 vorausgehendem 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 Wirkleistungsfluss 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. Für t+1 ist ein CNEC 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 % auf die Auslastung des CNECs auswirkt (Zone-to-Zone PTDF $\geq 5\%$).

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 zu stehenden Kapazitäten je CNEC und Netznutzungsfall bestimmt werden. Diese berechnen sich aus der Differenz zwischen den maximalen Übertragungskapazitäten der CNECs und den Flüs-

sen in der Situation ohne kommerziellen Austausch. Ist dieser Wert niedriger als die geforderte Mindestkapazität (siehe Ausführungen am Ende des Abschnitts), so wird der RAM des CNEC im Berechnungsverfahren künstlich erhöht.

Bei der Flow-Based Kapazitätsberechnung werden für $t+1$ auch etwaige externe Beschränkungen aufgrund von Stabilitätsproblemen oder Bilanzausgleich als zusätzliche Import- oder Exportbeschränkungen in den einzelnen Gebotszonen umgesetzt. Es wird jedoch für den Zeithorizont $t+3$ angenommen, dass diese bis dorthin entfallen sind.

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 wurden die Vorgaben des Clean Energy Packages zu Mindestkapazitäten insofern berücksichtigt, als sie zum Stand November 2020 die Entwicklungen in den einzelnen Mitgliedstaaten bekannt waren. In der Systemanalyse wird der für Deutschland vorliegende Aktionsplan berücksichtigt. Für die initiale Marktsimulation werden daher für den Zeithorizont $t+1$ 31 % und $t+3$ 50,5 % 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 $t+1$ 50,7 %, in $t+3$ 60,3 %. Für NordLink (DE-NO) werden Importkapazitäten von 23,3 % und 46,7 % für $t+1$ respektive $t+3$ berücksichtigt. Kontek (DE-DKE) erfüllt bereits die Anforderungen des CEP und damit gelten hier auch in Importrichtung immer 70 %.

Die innerhalb der Flow-based Region befindliche HGÜ-Verbindung ALEGrO (DE-BE) besitzt keine eindeutig ent- oder belastende Wirkung. Daher wird sowohl in Ex- als auch in Importrichtung das Maximum aus bereits zugesicherter Langfrighthandelskapazität (LTA) und minRAM angesetzt.

Für die nachfolgende Parametrierung Flow-Based Kapazitätsberechnung wird, wie oben beschrieben, der deutsche Aktionsplan berücksichtigt. Außerdem werden für die Niederlande und Polen Werte (für $t+1$ und $t+3$) gemäß den vorliegenden Aktionsplänen berücksichtigt. In diesen Fällen werden etwaige zusätzliche Derogations (für $t+1$) vernachlässigt. Für Belgien wird gemäß der Derogation ein Wert von 60 % der minRAM berücksichtigt. Derogations anderer Mitgliedsstaaten werden aufgrund fehlender Informationen nicht abgebildet. Hier wird für den Zeitraum $t+1$ je Land ein Wert von 70 % antizipiert. Eine Ausnahme hiervon bilden

Österreich, Ungarn und Tschechien. Nach Auswertungen für den mittleren MACZT (margin available for cross-zonal electricity trade) werden 40 % (AT) und 35 % (HU) angesetzt. Für Tschechien wird infolge einer Auswertung von CEPS ein Wert für 60 % berücksichtigt. Fehlen Aktionspläne (oder liegen wie im Fall von Rumänien keine Informationen dazu vor), wird für den Zeitraum t+3 je Land ein Wert von 70 % minRAM antizipiert.

1.3.5 Annahmen zur Netzlast

Wichtige Eingangsparameter der Marktsimulation sind der Verlauf und die Höhe der Lasten in Deutschland und im europäischen Ausland.

Die Grundlage für die Lastannahmen der im Winterhalbjahr liegenden synthetischen Grenzsituationen bildet der Wochenverlauf der zweiten Januarwoche (Netznutzungsfall (NNF) 169 – NNF 337) des Jahres 2012. Dieser bildet die Grundlage für den Starklast-Starkwind-Fall und ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe Windenergieeinspeisung in Deutschland und eine hohe Lastgleichzeitigkeit in Europa. Der historische Wochenverlauf wird an die zu untersuchenden zukünftigen Zeithorizonte (2021/2022 bzw. 2023/2024) angepasst, indem das Maximum der Wochenlast auf die jeweils angenommene Starklast skaliert wird.

Im ersten Schritt wird der zu erwartende Stromverbrauch prognostiziert. Dieser setzt sich aus konventionellen und neuen Stromanwendungen zusammen.

Konventionelle Stromanwendungen:

- Industrie
- Haushalt
- Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
- Verkehr
- Umwandlungssektor

Neue Stromanwendungen:

- Großverbraucher (u. a. Rechenzentren)
- Haushaltswärmepumpen
- Elektromobilität
- Power to Heat (Großwärmepumpen, Elektroheizer)
- Power to Gas (Wasserstoff, Methan)

Anschließend wird der konventionelle Stromverbrauch auf die Lastzeitreihe aus dem Jahr 2012 skaliert. Das (Wetter-)Jahr 2012 wird auch zur Simulation der Einspeisung der Erneuerbaren Energien und der daraus resultierenden Residuallast genutzt, um eine konsistente Modellierung zu erhalten. Da die neuen Stromanwendungen nicht oder nur in geringem Umfang im Lastportfolio des Jahres 2012 vorhanden waren, können sie nicht wie die konventionellen Anwendungen an die Last aus 2012 skaliert werden. Diese Lastverläufe müssen daher individuell generiert werden. So wird bspw. für Haushaltswärmepumpen auf Grundlage des Temperaturverlaufs des Jahres 2012 der stündliche Einsatz modelliert. Im letzten Schritt werden die einzelnen Jahreslastverläufe aufsummiert und bilden somit den gesamten Jahreslastverlauf.

Die Grundlage zur Prognose der ausländischen Lasten bildet eine Abfrage bei den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern. Liegt den deutschen Übertragungsnetzbetreibern von einzelnen Ländern keine Rückmeldung vor, werden die Werte aus dem europäischen MAF 2019 oder die Vorjahresmeldungen verwendet. Die ausländischen Lastzeitreihen werden vom Verband der Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (European Network of Transmission System Operators for Electricity), die diese nach einer neuen Methodik konsistent für alle Marktgebiete auf Basis des Wetterjahres 2012 hergeleitet haben, übernommen.

Durch die Zugrundelegung der Wochen- und Jahresverläufe ist es möglich zu berücksichtigen, dass Maximallasten in der Realität in den einzelnen europäischen Ländern zu unterschiedlichen Zeiten auftreten.

1.3.6 Redispatch 2.0

Wie in Abschnitt A5.2 erläutert, müssen ab dem 1. Oktober 2021 Anlagen ab einer Größe von 100 kW sowie Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit in den Redispatch einbezogen werden. Da zum aktuellen Zeitpunkt noch keine gesicherten Daten über zusätzliche Redispatchpotentiale, die sich vor allem aus der Einbeziehung von wärmegeführten KWK-Anlagen ableiten, vorliegen, können die Änderungen, die sich durch die Einführung von Redispatch 2.0 ergeben nur bedingt in Berechnungsmodelle einfließen.

Für den Zeitraum $t+1$ werden die Strafkosten für die Abregelung von EE-Anlagen gemäß der Mindestfaktorfestlegung der Bundesnetzagentur definiert. Zudem wird das Redispatchpotential ab einer Anlagengröße von 100 kW gemäß der Kraftwerkseinsatzplanung (KWEP) berücksichtigt. Für den Zeitraum $t+3$ wird darüber hinaus ungenutztes, aber möglicherweise technisch verfügbares Redispatch-Potenzial von Anlagen im Hoch- und Höchstspannungsbereich berücksichtigt, das bisher von den Kraftwerksbetreibern noch nicht gemeldet wurde.

Um den vollen Umfang der Auswirkungen des Redispatch 2.0 zukünftig abbilden zu können, werden aktuell die dafür benötigte Datengrundlage geschaffen und die Berechnungsmodelle einer Funktionserweiterung unterzogen. Sobald die Funktionserweiterung abgeschlossen ist, wird im Nachgang der aktuellen Systemanalyse auf Basis des Betrachtungszeitraums $t+3$ eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt. Die Ergebnisse daraus lassen erste Schlussfolgerungen zu Auswirkungen des Redispatch 2.0 auf den Netzreservebedarf zu und dienen der Vorbereitung auf die Systemanalyse 2022.

1.4 Marktsimulation

In den vorangegangenen Schritten wurden die Rahmenbedingungen für die zu untersuchenden Stunden festgelegt (zum Beispiel wie hoch der Verbrauch von Strom und die installierte Leistung der einzelnen Erzeugungsanlagen im Betrachtungszeitraum sind und an welchem Ort die Erzeugungsanlagen stehen). Zudem wurden die stündlichen Erträge der Erneuerbaren-Energien-Anlagen mit Hilfe des Wetterjahres 2012 abgebildet. Nun wird in einem nächsten Schritt ermittelt, welche konventionellen Erzeugungsanlagen in den einzelnen Stunden mit welcher Leistung einspeisen, also die Residuallast decken. Hierbei werden im Rahmen der Systemanalysen für jeden Zeithorizont eine synthetische Woche (168 Stunden) sowie ein Jahreslauf (8760 Stunden) untersucht.

Die Beantwortung der Einsatzfrage hängt maßgeblich von den Einsatzkosten konventioneller Kraftwerke ab. Die Einsatzkosten entsprechen den variablen Stromerzeugungskosten und umfassen Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Zertifikate und Kosten für Startvorgänge. Auf Basis der variablen Stromerzeugungskosten jedes einzelnen Kraftwerks kann die kostenoptimale Einsatzreihenfolge der Kraftwerke („Merit Order“) ermittelt

werden. Auch technische Restriktionen der Kraftwerke, wie zum Beispiel die Mindestleistung von Kraftwerksblöcken oder Must-run-Bedingungen (zum Beispiel zur Wärmeerzeugung bei KWK-Anlagen), werden berücksichtigt.

Bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes wird in der Marktsimulation sichergestellt, dass die Stromnachfrage in jeder Stunde gedeckt wird. Hierbei wird auch berücksichtigt, welche Leistungen ins Ausland exportiert oder aus dem Ausland importiert werden können. Die Handelssalden mit dem benachbarten europäischen Ausland werden in der Marktsimulation ermittelt, wobei die Zusammensetzung der ausländischen Kraftwerksparks und die vorgegebenen verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten berücksichtigt werden.

In der vorliegenden Systemanalyse wird die Marktsimulation für die vorab identifizierten synthetischen Wochen und den Jahreslauf in den bereits genannten Zeiträumen $t+1$ und $t+3$ durchgeführt. Die Modellierung des Kraftwerkseinsatzes in Stundensegmenten reicht aus, um Schwankungen in der Erzeugung und im Verbrauch abzubilden. Eine Modellierung in höherer zeitlicher Auflösung würde den Aufwand bei den Berechnungen in einem sehr hohen Maße vervielfachen.

1.5 Netzanalysen

Für alle Stunden des Jahreslaufs sowie für die Grenzsituation wird jeweils eine Lastflussberechnung durchgeführt und untersucht, ob es im Höchstspannungsnetz zu Leitungsüberlastungen 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 Netzzustands⁴ 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, greifen die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzanalysen in einem iterativen Prozess in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen ein. 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. Diese Kraftwerke senken den Gesamtdispatchbedarf und damit den Netzreservebedarf deutlich, da sie sehr gut auf die Netzengpässe an der deutsch-österreichischen Grenze sowie in Süddeutschland wirken. Falls verfügbar besteht auch die Möglichkeit, den Leistungsbezug

⁴ Unter einem sicheren Netzzustand wird derjenige Zustand verstanden, bei dem keine Betriebsmittelüberlastungen eintreten und die zulässigen Spannungsbereiche eingehalten werden.

von Pumpspeichern im Pumpbetrieb einzusenken. Auf eine Erzeugung aus Pumpspeichern wird aufgrund der begrenzten Speichervolumina nicht zurückgegriffen. Verbleiben dann noch unzulässige, grenzwertverletzende Betriebszustände im Übertragungsnetz, werden Redispatchmaßnahmen mit bereits kontrahierten und potentiellen deutschen Netzreserveanlagen 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 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. Der maximale Wert des Netzreservebedarfs wird in der Regel in der Grenzsituation oder deren Umfeld identifiziert (siehe Kapitel C1.2). Für die Systemsicherheit in allen Stunden kann es jedoch, wie bereits beschrieben, notwendig sein, weitere, regional anders verteilte Reservekraftwerke im Redispatch einzusetzen. Daher ergänzen gegebenenfalls Netzreservekraftwerke, die in den Grenzsituationen nicht, im Jahreslauf aber durchaus zur Erhaltung der Netzsicherheit notwendig sind, den Netzreservebedarf.

1.6 In der Systemanalyse berücksichtigte Risiken

In der Systemanalyse für 2021/2022 und 2023/2024 werden die nachstehend erläuterten Risiken berücksichtigt.

Die kritischen Grenzsituationen bestehen aus einer Kombination mehrerer kritischer Faktoren:

Starkwind: In den beiden Betrachtungszeiträumen werden ausgewählte, netztechnisch potentiell kritische Wettersituationen betrachtet. Zu den berücksichtigten Wettersituationen 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 dieser Systemanalyse 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 Jahre⁵ eintritt.

Starklast: Es wurde des Weiteren angenommen, dass während einer Starkwindphase hohe Lasten in Deutschland und dem angrenzenden Ausland auftreten. Die so konstruierte Grenzsituation ist der Starkwindfall (maximale Windenergieeinspeisung, wenig bis keine PV-Einspeisung und sehr hohe Lasten). Er umfasst damit realistische Ausprägungen von Last und Erneuerbarer Einspeisung, die die Übertragungsnetzbetreiber aus der betrieblichen Praxis kennen.

Ein weiteres zentrales Risiko für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb in der mittelfristigen Zukunft ist eine zu geringe Dimensionierung der Netzreserve aufgrund späterer Inbetriebnahmen von Leitungsbauvorhaben. Im Sinne einer umsichtigen Risikoabschätzung sind bei der Ermittlung des Netzreservebedarfs nur dieje-

⁵ 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.

nigen Maßnahmen berücksichtigt worden, deren Inbetriebnahme bis zum Betrachtungszeitraum als wahrscheinlich gilt. Dadurch wird die Netzreserve in ausreichender Größe dimensioniert und das Risiko von Nachkontrahierungen bei Terminverschiebungen wird deutlich minimiert. Grundlage für die Einschätzung, welche Leitungsbauvorhaben in den Betrachtungszeiträumen umgesetzt sein werden, bilden die Annahmen im Rahmen des sogenannten Netzausbau-Controllings des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) und die Ergebnisse des Treffens am 24. Mai 2019 zwischen den Energieministern von Bund und Ländern mit der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern.

Im Sinne einer konservativen Risikoabschätzung wird für den konventionellen Erzeugungspark in Süddeutschland angenommen, dass es keine Zubauten in dieser Region gibt und Stilllegungen nicht ersetzt werden. Beim Neubau von Kraftwerken wird generell eine Risikobewertung durchgeführt: So wird für den Offshore-Windenergie-Zubau angenommen, dass es zu keinen Verzögerungen bei Bau und Netzanschluss kommt und alle Windparks wie geplant ans Netz gehen können. Dies führt in der Grenzsituation (Starkwindszenario) tendenziell zu einer hohen Windenergieeinspeisung und zu hohen Nord-Süd-Transiten mit den damit verbundenen Netzengpässen.

Des Weiteren wird auch das Risiko von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten entsprechend bewertet: Die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken in Süddeutschland (zum Beispiel aufgrund von Ausfällen oder Revisionen) ist ein hohes Risiko für eine sichere Stromversorgung. Daher wird in der Marktmodellierung angenommen, dass eine größere Anzahl Kraftwerke im Süden Deutschlands nicht am Markt verfügbar ist, während im Norden eine hohe Verfügbarkeit vorherrscht. Durch diese Prämissen wird sichergestellt, dass auch im Falle einer größeren Anzahl von gleichzeitigen Revisionen oder Ausfällen eine ausreichende Anzahl von Netzreservekraftwerken zur Verfügung steht.

Neben den Ausfällen eines einzelnen Netzelements (n-1) finden auch systemrelevante Mehrfachfehler nach § 2 Abs. 2 NetzResV Berücksichtigung in der Systemanalyse. Unter systemrelevante Mehrfachfehler fallen sogenannte außergewöhnliche Ereignisse (Exceptional Contingencies), bei denen sich ein Fehlereintritt systemseitig über die ursprüngliche Regelzone hinweg auswirkt und fortsetzt. Oft sind dies Ausfälle von mehreren Netzelementen gleichzeitig, z. B. der Ausfall beider Systeme einer Doppelleitung, der bei Mastumbrüchen auftreten kann. Dabei verliert das Übertragungsnetz schlagartig in einem erheblichen Maße Übertragungsfähigkeit. Das kann zur Folge haben, dass weitere Leitungen überlastet werden und ausfallen. In Folge dessen können wie in einer Kaskade weitere Leitungsausfälle und überregionale Versorgungsstörungen auftreten. Die Beherrschung von Exceptional Contingencies ist eine Vorgabe der europäischen System Operation Guideline.

Trotz aller oben genannter Risikoabwägungen beruht die Reservebedarfsermittlung immer auf einem als kritisch, aber realistisch einzustufenden Mix von potenziellen Szenarien und kann keine exakte Vorhersage der tatsächlich eintretenden Verhältnisse sein. Somit wird nicht notwendigerweise jede theoretisch denkbare Situation berücksichtigt. Wenn eine Situation bisher nicht aufgetreten ist oder von den Übertragungsnetzbetreibern nicht als potentiell Risiko erkannt wird, kann sie folglich auch nicht in der Systemanalyse berücksichtigt werden. Die Übertragungsnetzbetreiber führen jedoch jedes Jahr umfassende Analysen durch, um potentiell kritische Netzsituationen zu identifizieren und zu untersuchen.

Um trotz Prognoseunsicherheiten ein möglichst hohes Sicherheitsniveau zu gewährleisten, wird bei bekannten Unsicherheiten und Einschätzungsspielräumen – insbesondere bei den Eingangsparametern – immer die sicherere Variante gewählt. Dadurch soll sich ein Reservebedarf ergeben, der ausreichend Sicherheitspuffer mit sich bringt, um auch bisher unbekannte Risiken abdecken zu können.

Trotz der getroffenen Vorsorgemaßnahmen im Bereich der Elektrizitätsversorgungssicherheit verbleiben Restrisiken. Absolute Sicherheit im Energieversorgungssystem konnte in der Vergangenheit nicht garantiert werden und wird auch in der Zukunft nicht garantiert werden können. So greift das Konzept der Netzreservekraftwerke nur, wenn den Übertragungsnetzbetreibern noch ausreichend Reaktionszeit verbleibt, um auf ein Netzproblem durch das Hochfahren von Kraftwerken zu reagieren. Dies setzt voraus, dass die kritischen Netzsituationen mit ausreichendem Vorlauf prognostiziert werden, um die Hochfahrentscheidungen unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen der Kraftwerke sachgerecht treffen zu können.

1.7 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalyse

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

Zunächst werden die Eingangsparameter und die relevanten kritischen Grenzsituationen zwischen Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt. Mit Hilfe dieser Daten wird ein mathematisches Modell parametrisiert, das den europäischen Strommarkt, einschließlich des Flow Based Market Coupling, abbildet. Hierbei prüft die Bundesnetzagentur 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, im (n-1)-Fall sowie bei außergewöhnlichen Fehlerereignissen (EC-Fälle) 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 ermittelt werden kann. Hierbei ist anzumerken, dass aufgrund der Vermaschung des Netzes eine Zuordnung von Maßnahmen auf einzelne engpassbehaftete Netzelemente nicht möglich ist.

Für die Plausibilitätsprüfung durch die Bundesnetzagentur werden sowohl Skripte zur automatisierten Auswertung von Ergebniszeitreihen eingesetzt als auch zusätzliche manuelle Kontrollen auf Konsistenz aller Ergebnisse zu ausgewählten Zeitpunkten durchgeführt. Insbesondere bei der Prüfung der Netz- und Redispatchberechnungen werden die einzelnen Schritte der Übertragungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur nachvollzogen. Zu diesem Zweck wird die notwendige Hard- und Software vorgehalten, um die Berechnungen für Prüfungen selbst durchführen zu können.

Weiterhin prüft die Bundesnetzagentur die Ergebnisse der Marktsimulation und die Ergebnisse der Netzanalyse und hinterfragt die entsprechenden methodischen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve anhand der übersandten Systemanalysen und Daten kritisch.

Soweit die Bundesnetzagentur das Erfordernis herausarbeitet, Korrekturen an den Ergebnissen der Systemanalysen vorzunehmen, sind diese in den nachfolgend dargestellten Ergebnissen umgesetzt.

2 Redispatchbedarf und dessen Deckung

Grundsätzlich werden Redispatchmaßnahmen mit am Markt agierenden Kraftwerken durchgeführt. 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, bestehen nach NetzResV mehrere Möglichkeiten, den Netzreservebedarf zu decken. Die erste Möglichkeit ist der Abschluss eines Vertrages mit dem Betreiber eines Kraftwerks im Inland. Die Voraussetzungen für den Abschluss eines solchen Vertrages sind insbesondere, dass das Kraftwerk materiell systemrelevant ist und der Betreiber sich verpflichtet, die Anlage bis zur endgültigen Stilllegung nicht mehr am Energiemarkt einzusetzen. Kommt ein Vertrag nicht zustande, kann das Kraftwerk im Rahmen des gesetzlichen Schuldverhältnisses nach § 13b EnWG und den relevanten Vorschriften der NetzResV dennoch zum Einsatz angehalten werden.

Die zweite Möglichkeit ist der Abschluss von Verträgen mit Betreibern von Netzreservekraftwerken im europäischen Energiebinnenmarkt und in der Schweiz. Die Voraussetzung für die Kontrahierung ausländischer Kraftwerksleistung als Reserve ist, dass sie geeignet ist zur Lösung der ermittelten Netzsicherheitsprobleme in Deutschland, dass die Bindung für den erforderlichen Zeitraum gesichert ist, die Anlagen bei gleicher technischer Eignung mindestens so preisgünstig wie Erzeugungsanlagen in Deutschland sind und dass die zuständigen ausländischen Behörden keine Einwände im Hinblick auf die Kontrahierung der Anlage erheben (z. B. aus Gründen der Netzsicherheit im eigenen Land).

3 Netzreserve für 2021/2022

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2021/2022 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann.

3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2021/2022

In der Systemanalyse 2021 wird der Starkwind/Starklast-Fall als potentiell kritischster Netznutzungsfall identifiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern näher untersucht (vgl. Abschnitt C1.2). Als gesicherter Reservekraftwerkspark steht der aktuelle Reservekraftwerkspark zur Verfügung. Dieser unterscheidet sich gegenüber der letztjährigen Bedarfsfeststellung um vier Kraftwerksblöcke. Irsching 4 und Irsching 5 sind aus der Netzreserve in den Markt zurückgekehrt und die Blöcke GKM 7 und GKM 7 M des Grosskraftwerks Mannheim, deren geplante Stilllegung von den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur aufgrund bestehender Systemrelevanz untersagt worden ist, wurden in die Netzreserve überführt. Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2021/2022 in diesem Netznutzungsfall zugrunde gelegt werden, werden im Folgenden beschrieben.

3.1.1 Annahmen zur Netzlast

Im Folgenden werden die Lastannahmen beschrieben, die für das Jahr 2021/2022 in der betrachteten Grenzsituation angenommen werden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt werden, ist in Abschnitt C1.3.5 beschrieben.

In der synthetischen Woche liegt die Höchstlast im NNF 282. Die synthetische Woche wird nun so skaliert, dass die Höchstlast der synthetischen Woche (87,9 GW) zeitlich mit der Höchstlast aus dem Jahr 2012 zusammenfällt. Die Höchstlast setzt sich aus der Nachfrage konventioneller und neuer Stromanwendungen (vgl. Abschnitt C1.3.5) sowie den Verlusten in den Verteilnetzen zusammen.

Die Lasten, die im europäischen Ausland in 2021/2022 angenommen werden, sind in Tabelle 8 abgebildet. Diese Lastannahmen basieren auf Prognosen der Spitzenlast der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber und werden entsprechend des Lastgangs der synthetischen Woche skaliert.

Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Starkwind/Starklast [GW]
Belgien	13,2
Dänemark - Ost	2,4
Dänemark - West	3,8
Finnland	12,8
Frankreich	93,4
Großbritannien	50,8
Irland	4,5
Italien	52,0
Luxemburg	0,8
Niederlande	18,2
Nordirland	1,7
Norwegen	21,4
Österreich	11,7
Polen	27,1
Portugal	7,2
Schweden	22,6
Schweiz	7,8
Slowakei	4,0
Slowenien	2,2
Spanien	41,8
Tschechien	9,6
Ungarn	7,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 8: Lastannahmen in den benachbarten Ländern in der Grenzsituation für das Jahr 2021/2022

3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

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

Die Daten zu den verfügbaren Kraftwerken mit blockscharfen Einspeiseleistungen, inkl. bekannte Zubauten und Stilllegungen basieren auf einer mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Kraftwerksliste. Zusätzlich werden detaillierte Angaben zu Brennstoffarten/-preisen, CO₂-Emissionen/-Preisen, Kraftwärmekopplung (KWK), „Must-Run“-Bedingungen u.a. berücksichtigt.

Die Daten werden anhand der Erfahrungen der Netzführung plausibilisiert und gemeinsam mit der Bundesnetzagentur erörtert und abgestimmt.

Für den Winter 2021/2022 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 80,5 GW. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands werden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone berücksichtigt. Hierbei wird neben der geografischen Zuordnung auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden. Hinzu kommen KWK-Anlagen < 10 MW mit einem Gesamtwert von 5,5 GW. Hieraus ergibt sich der in der Tabelle 9 dargestellte Summenwert von 86,0 GW.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) Winter 2021/2022⁶

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Steinkohle	9.030	5.656	14.685
Erdgas	17.221	7.390	24.611
Braunkohle	17.599	0	17.599
Kernenergie	4.106	2.720	6.826
Pumpspeicher und Speicherwasser	3.974	6.542	10.516
Sonstige	575	179	750
Kuppelgas	1.922	85	2.007
Mineralölprodukte	1.398	473	1.871
Abfall	1.098	543	1.641
KWK < 10 MW			5.500
Summe im Markt			86.006

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 9: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2021/2022

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

3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energie-Anlagen für 2021/2022 wird in Tabelle 10 beschrieben. Insgesamt liegt die Prognose für alle erneuerbaren Energieträger für 2021/2022 bei 133,9 GW.

Installierte Leistungen [GW] Erneuerbare-Energie-Anlagen 2021/2022

Bundesland	Wind an Land	Wind auf See	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
BW	1,7	0,0	7,0	0,7	1,0	0,0
BY	2,6	0,0	16,1	1,7	2,3	0,1
BE	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
BB	8,2	0,0	4,6	0,4	0,0	0,0
HB	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
HH	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
HE	2,3	0,0	2,6	0,3	0,1	0,0
MV	3,7	1,1	2,9	0,3	0,0	0,0
NI	11,3	4,8	4,8	1,7	0,1	0,0
NW	6,6	0,0	6,2	0,8	0,2	0,4
RP	3,8	0,0	2,7	0,2	0,2	0,0
SL	0,5	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1
SN	1,1	0,0	2,5	0,3	0,1	0,0
ST	5,1	0,0	3,4	0,5	0,0	0,0
SH	7,1	1,7	2,1	0,5	0,0	0,0
TH	1,8	0,0	2,0	0,2	0,0	0,0
Summe	56,1	7,7	57,8	7,8	3,9	0,6

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 10: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2021/2022 ⁷

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 (2007-2016)⁸ und weiteren Auswertungen sowie bereits vorliegender Revisionsdaten ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Ausfallwahrscheinlichkeiten je nach verwendetem Brennstoff wird in Abschnitt C1.3.3 beschrieben.

⁷ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

⁸ Vgl. VGB: Availability of Power Plants 2007-2016, Edition 2017, 20.11.2019

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2021/2022 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 4,3 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 1,9 GW in Österreich und 4,2 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind. Die Region Süd umfasst Süddeutschland (südlich des 50,4. Breitengrades), während zur Region Nord die restlichen Teile Deutschlands gehören. 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 (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, Abfall, Sonstige und Pumpspeicher) auf die einzelnen Kraftwerksblöcke verteilt.

Die Kraftwerkskombination, die für das Jahr 2021/2022 im Szenario Winter (Starkwind/Starklast) als nicht verfügbar angenommen wird, ist mit den jeweiligen Einspeiseleistungen in den nachfolgenden Tabellen angegeben.

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfüg- bare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0604	Emsland	B2	359	Vollausfall	Erdgas
BNA0548a	Knapsack Gas I	GT 12	260	Vollausfall	Erdgas
BNA0130	Kirchmoeser	NV	160	Vollausfall	Erdgas
BNA0136	HKW-Mitte	GuD	74	Vollausfall	Erdgas
BNA1818	Niehl 3	Niehl 31	460	Vollausfall	Erdgas
BNA0442	Cuno HKW	H6	115	Teilausfall	Erdgas
BNA1404	Boxberg	R	640	Vollausfall	Braunkohle
BNA1028	Weisweiler	H	411	Teilausfall	Braunkohle
BNA1401a	BoA 2	Neurath F	83	Teilausfall	Braunkohle
BNA0607	Kernkraftwerk Emsland	KKE	168	Teilausfall	Kernenergie
BNA0141	KW Mittelsbueren	GT 3	20	Teilausfall	Mineralöl
BNA0894c	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	106	Vollausfall	Mineralöl
BNA0229	Waldeck 2	Maschine 5	80	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0652	Markersbach	PSS A	49	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0443	Koepchenwerk		165	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0086	Reuter West	Reuter West D	160	Vollausfall	Steinkohle
BNA0147	Farge		199	Vollausfall	Steinkohle
BNA01949	Datteln 4	4	691	Teilausfall	Steinkohle
Summe			4.200		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 11: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2021/2022

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0626	KW Mainz	KW3	284	Vollausfall	Erdgas
BNA0626	KW Mainz	KW3	150	Vollausfall	Erdgas
BNA0745	Franken 1	2 DT	387	Vollausfall	Erdgas
BNA0745	Franken 1	2 GT	53	Vollausfall	Erdgas
BNA0018	HKW Altbach	ALT GT C	81	Vollausfall	Erdgas
BNA0015	HKW Altbach	ALT GT E (solo)	65	Vollausfall	Erdgas
BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	12	Teilausfall	Erdgas
BNA0686	Neckarwestheim II	GKN II	430	Teilausfall	Kernenergie
BNA0263	Isar 2	KKI 2	430	Teilausfall	Kernenergie
BNA1004	KW Walheim	WAL GT D	43	Teilausfall	Mineralöl
BNA1092	Zolling	GT1 & GT2	43	Teilausfall	Mineralöl
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	227	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Saeckingen	Saeckingen 2	90	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0567a	KW Kuehtai	Kuehtai Ma 1	100	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0567a	KW Kuehtai	Kuehtai Ma 2	0	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0975	Rodundwerk II	ROD2 M1	295	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0954	Luenerseewerk	LUW M1	48	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0518b	Rheinhafen-Dampf KW	RDK 8	834	Vollausfall	Steinkohle
BNA1093	Zolling	5	338	Teilausfall	Steinkohle
BNA0434	HKW Heilbronn	HLB 7	0	Teilausfall	Steinkohle
BNA0377	Staudinger	5	290	Vollausfall	Steinkohle
Summe			4.300		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2021/2022

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Donaustadt	3	118	Teilausfall	Erdgas
GUD Mellach	2	416	Vollausfall	Erdgas
GUD Mellach	1	416	Vollausfall	Erdgas
1	0	38	Teilausfall	Mineralöl
Hausling 1	1	180	Vollausfall	Pumpspeicher
Hausling 2	2	176	Teilausfall	Pumpspeicher
Limberg-II NO 1	21	240	Vollausfall	Pumpspeicher
Limberg-II NO 2	22	240	Vollausfall	Pumpspeicher
FHKW Mellach	EB	76	Teilausfall	Steinkohle
1	0	0	Nicht in Betrieb	Steinkohle
Summe		1.900		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 13: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2021/2022

3.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2020) hinaus sind für 2021 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis zum Beginn des Winters 2021/2022 (Stichtag 31.12.2021) bzw. bis zum Beginn des Winters 2023/2024 (Stichtag 31.12.2023) umgesetzt werden sollen, werden in den jeweiligen Systemanalysen berücksichtigt. Abbildung 2 enthält eine geografische Übersicht über die gegenwärtig geplanten, bis zum t+1 in Betrieb genommenen Maßnahmen.

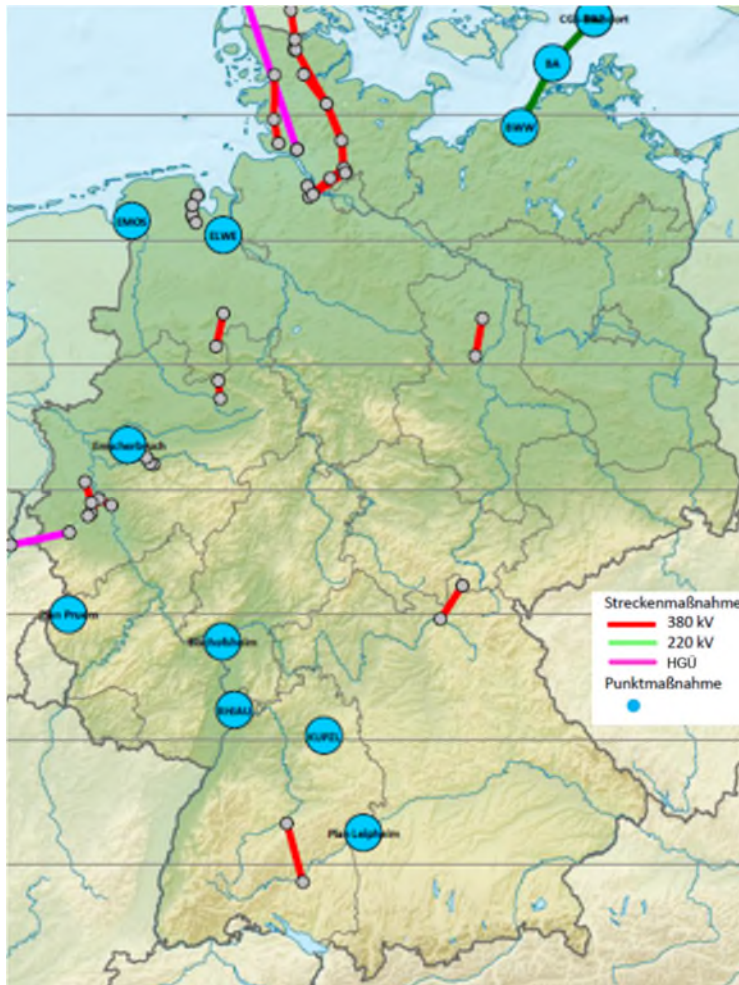


Abbildung 2: Geografische Darstellung der in t+1 als in Betrieb genommen berücksichtigten, geplanten Ausbaumaßnahmen (Quelle Übertragungsnetzbetreiber (angepasst))

Die Erweiterung und Ertüchtigung der bestehenden Netzinfrastruktur bedingt die temporäre Nichtverfügbarkeit anderer Betriebsmittel. Im Rahmen einer sogenannten Freischaltplanung koordinieren die Netzbetreiber längere Nichtverfügbarkeiten von Netzelementen aufgrund von Wartungsarbeiten an Kraftwerken, Leitungen und Umspannanlagen für ein Jahr im Voraus. Unter Berücksichtigung dieser Planung und somit unter Berücksichtigung dieser geplanten, längerfristigen Nichtverfügbarkeiten erhöht sich entsprechend der Bedarf an Redispatch. Für die Grenzsituation 2021/2022 wird daher die aktuelle, bereits durch die Netzbetreiber erstellte Jahresfreischaltplanung berücksichtigt. Die somit für die Grenzsituation 2021/2022 als geplant nichtverfügbar angenommenen Netzbetriebsmittel im deutschen Übertragungsnetz werden in Tabelle 14 dargestellt. Abschließend liefert Abbildung 3 eine grafische Darstellung der geplant als nicht verfügbar angenommenen Netzbetriebsmittel in Deutschland.

Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln

Nichtverfügbare Betriebsmittel	Netzelement	Spannungsebene
T 403 Röhrsdorf	Transformator	380 / 220 kV
Ville Ost (Rommerskirchen – Sechtem)	Stromkreis	380 kV
Meitingen Süd (Gundelfingen Meitingen)	Stromkreis	380 kV
Doetinchem black Doetinchem Niederrhein black) (NL DE)	Stromkreis	380 kV
Diemen Lelystad black (NL)	Stromkreis	380 kV
Roost Flebour Ost (LU)	Stromkreis	220 kV
Heisdorf Blooren (LU)	Stromkreis	220 kV
Aubange Mt St Martin 514 (BE)	Stromkreis	220 kV
Mercator Horta 73 (BE)	Stromkreis	380 kV
Chavanod Genissiat (FR)	Stromkreis	220 kV
Bois Tollot Verbois (FR)	Stromkreis	380 kV
Altberville Grande Ile 3 (FR)	Stromkreis	380 kV
Coche Praz (FR)	Stromkreis	380 kV
380 kV Pradella – Robbia / Sils (Preda) (CH)	Stromkreis	380 kV
Lienz / Trafo 41 (AT)	Transformator	380 / 220 kV
Kronstorf Dürnrohr 433 (AT)	Stromkreis	380 kV
Babylon – Výškov (CZ)	Stromkreis	380 kV
Čebín – Sokolnice (CZ)	Stromkreis	380 kV
Mírovka – Prosenice (CZ)	Stromkreis	380 kV
Krosno – Lemesany 1 / 477 (PL-SK)	Stromkreis	380 kV
Krosno – Lemesany 2 / 478 (PL – SK)	Stromkreis	380 kV
Krizovany – Bystricany (SK)	Stromkreis	220 kV

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen und benachbarten Übertragungsnetz für die Grenzsituation 2021/2022

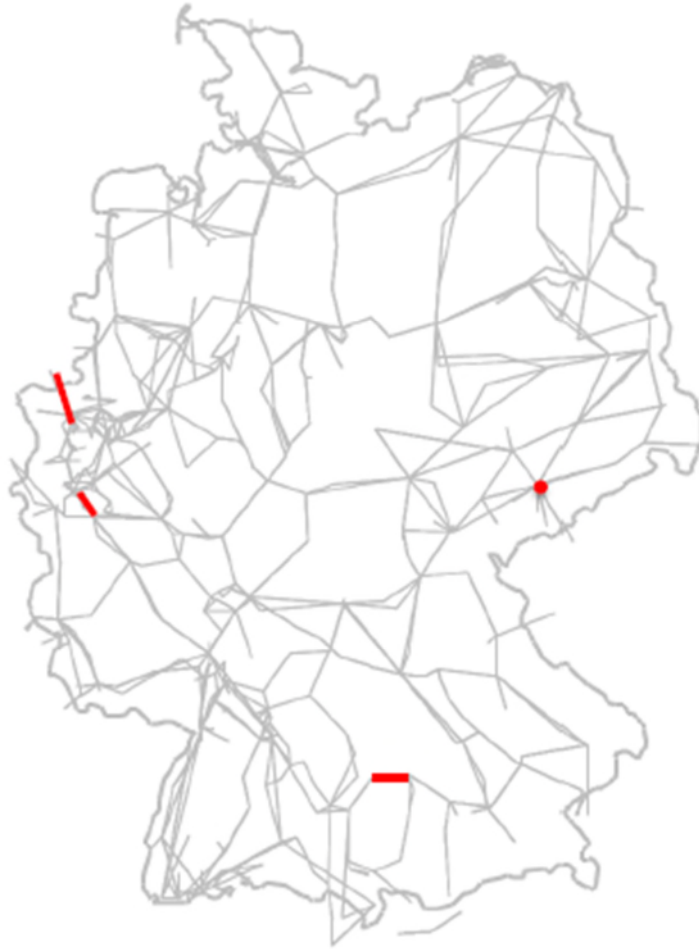


Abbildung 3: Grafische Darstellung der geplanten Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland für die Grenzsituation 2021/2022 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die im Rahmen der Jahresfreischaltplanung geplant nicht verfügbaren Netzbetriebsmittel werden in der Bedarfsbestimmung von vornherein als nicht im Betrieb befindlich behandelt. Im Gegensatz dazu wird zur Bestimmung des Redispatchbedarfs der Eintritt verschiedener Fehlerfälle, d. h. die nicht vorhersehbare Nichtverfügbarkeit von Leitungen, herangezogen. Hierbei wird der Ausfall jeder beliebigen Leitung innerhalb Deutschlands berücksichtigt (sogenannte (n-1)-Fehler), sowie systemrelevante Mehrfachfehler.

3.1.6 Identifikation der Grenzsituation

Wie in Abschnitt C1.2 beschrieben, ist die Grenzsituation jener NNF der synthetischen Woche, in dem die Netzreservekraftwerke am meisten Leistung zum Redispatch einspeisen. Die Stunde mit dem höchsten Netzreserveeinsatz im Betrachtungszeitraum 2021/2022 ist der NNF 273 (vgl. Abbildung 4).

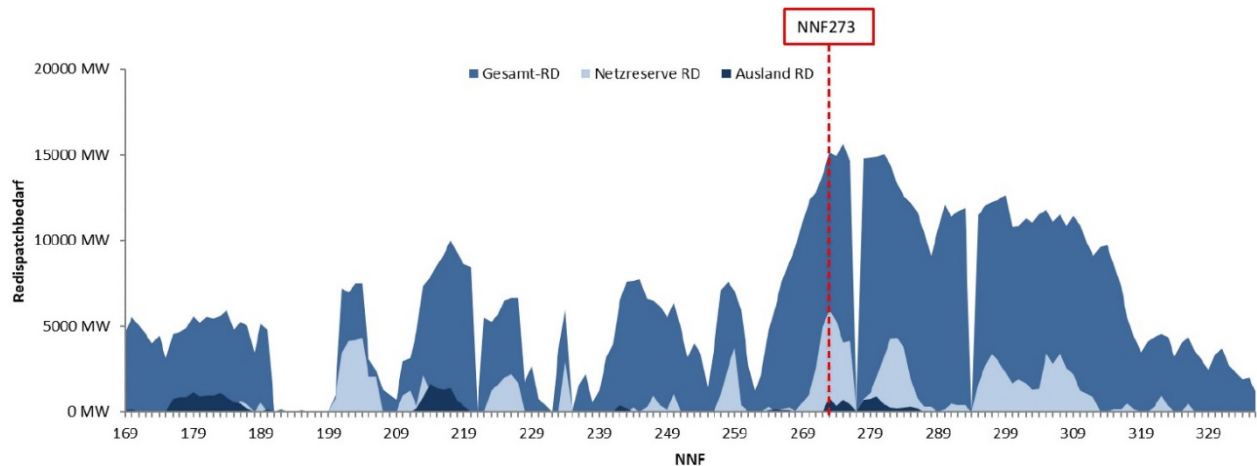


Abbildung 4: Identifikation der Grenzsituation in t+1 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.1.7 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie

Die berechneten Szenarien führen zunächst zu sehr hohen Lastflüssen innerhalb Deutschlands, da die gesamtdeutsche Nachfrage vornehmlich durch norddeutsche Windenergieanlagen gedeckt wird. Die Ausgleiche von Energienachfrage und Energieerzeugung, die den berechneten Szenarien zugrunde liegen, sind aber richtigerweise Ergebnis einer europäischen Marktsimulation. Daher müssen die Ein- und Ausfuhren von elektrischer Energie mit betrachtet werden.

In der Grenzsituation Starkwind/Starklast ergeben sich – u.a. bedingt durch den preisdämpfenden Effekt der Windenergieeinspeisung – hohe Ausfuhren insbesondere nach Österreich, Frankreich und in die Tschechische Republik.

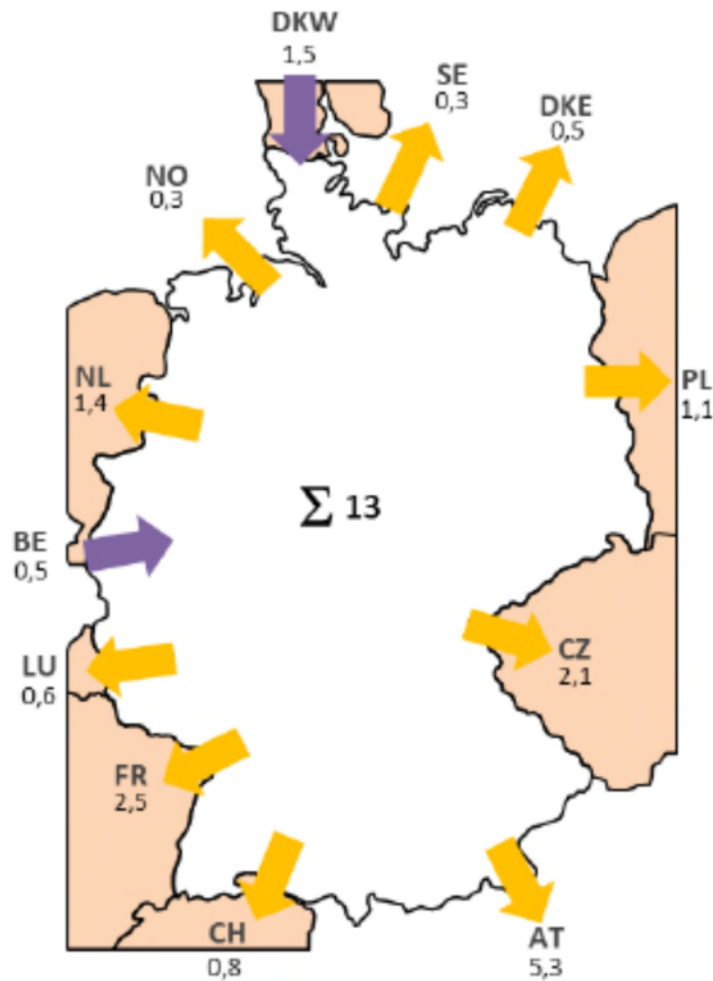


Abbildung 5: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie in GW im Netznutzungsfall 273 in 2021/2022
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

In der Grenzsituation Starkwind/Starklast stellt sich dabei ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 13 GW ein. Die Ausfuhren nach Österreich liegen mit 5,3 GW über dem „Mindest-NTC“ von 4,9 GW. Allgemein wirken die hohen Ausfuhren im Süden (FR/CH/AT/CZ) mit 10,7 GW belastend auf die Lastflussrichtung von Nord nach Süd.

3.2 Berechnungsergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalyse für 2021/2022

Das erste relevante Berechnungsergebnis stellt das Ergebnis der Marktsimulation (vgl. Abschnitt C1.4) dar. Basierend auf dem verfügbaren Kraftwerkspark, den Annahmen zur Einspeisung aus erneuerbaren Energien, den Handelskapazitäten sowie der Nachfrage nach elektrischer Energie stellt sich ein Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Residuallast ein.

Marktsimulationsergebnisse in der Grenzsituation (NNF 273), Leistung [GW]

	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,9	1,9	5,8
Braunkohle	14,0	0,0	14,0
Steinkohle	4,6	3,2	7,8
Erdgas	5,2	2,3	7,5
Sonstige	2,2	0,7	2,9
KWK < 10 MW	3,2	1,9	5,1
Stromspeicher	1,0	0,2	1,2
Summe konv.	34,2	10,2	44,4
Wind Onshore	38,6	2,3	40,9
Wind Offshore	7,0	0,0	7,0
Photovoltaik	0,1	0,4	0,4
Biomasse	3,2	1,7	5,0
Laufwasser	0,2	1,6	1,8
Sonstige EE	0,3	0,1	0,4
Summe reg.	49,5	6,1	55,5
Summe Erzeugung	83,7	16,2	100,0
Stromspeicher	0,0	0,0	0,0
Preisintensive Lasten	0,0	0,0	0,0
Elektromobilität	0,1	0,1	0,2
Großverbraucher	0,1	0,2	0,3
Konventionell	51,0	33,0	83,9
Wärmepumpen	0,3	0,3	0,6
Netzverluste	1,2	0,8	2,0
Summe Last	52,7	34,3	87,0
Import (inkl. Nord-Süd) (vgl. Abbildung 6)	2,0	28,3	30,3
Export (inkl. Nord-Süd) (vgl. Abbildung 6)	33,0	10,3	43,2
Exportsaldo	31,0	-18,1	12,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 15: Ergebnisse der Marktsimulation im Netznutzungsfall 273 für 2021/2022

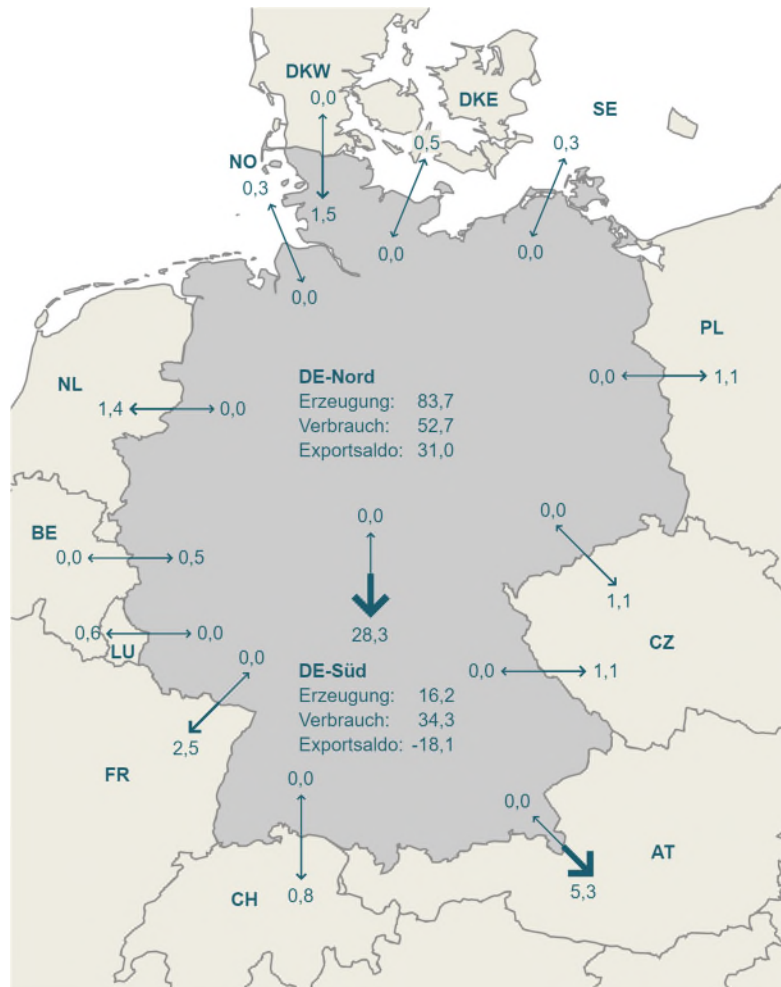


Abbildung 6: Handelsflüsse [GW] im Netznutzungsfall 273 in t+1 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die in Tabelle 15 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation werden in das Netzmodell eingespeist. Anschließend wird eine Lastflussberechnung durchgeführt. Aufgrund nicht ausreichender Netzkapazitäten treten großräumige Netzengpässe auf. Dies bedeutet, dass die im Norden und Nordosten erzeugte Leistung nicht vollständig nach Baden-Württemberg und Bayern sowie in das angrenzende Ausland transportiert werden kann. Daher sind zahlreiche Leitungen, insbesondere in Nord-Süd Richtung, vor Gegenmaßnahmen stark ausgelastet. Abbildung 7 stellt die Stromkreisauslastung im Fall des Auftrets systemrelevanter Mehrfachfehler dar. Auslastungen oberhalb von 100 % werden – wie in Abschnitt C1.2 und Abschnitt C3.3.1 beschrieben – durch kurative Maßnahmen reduziert.

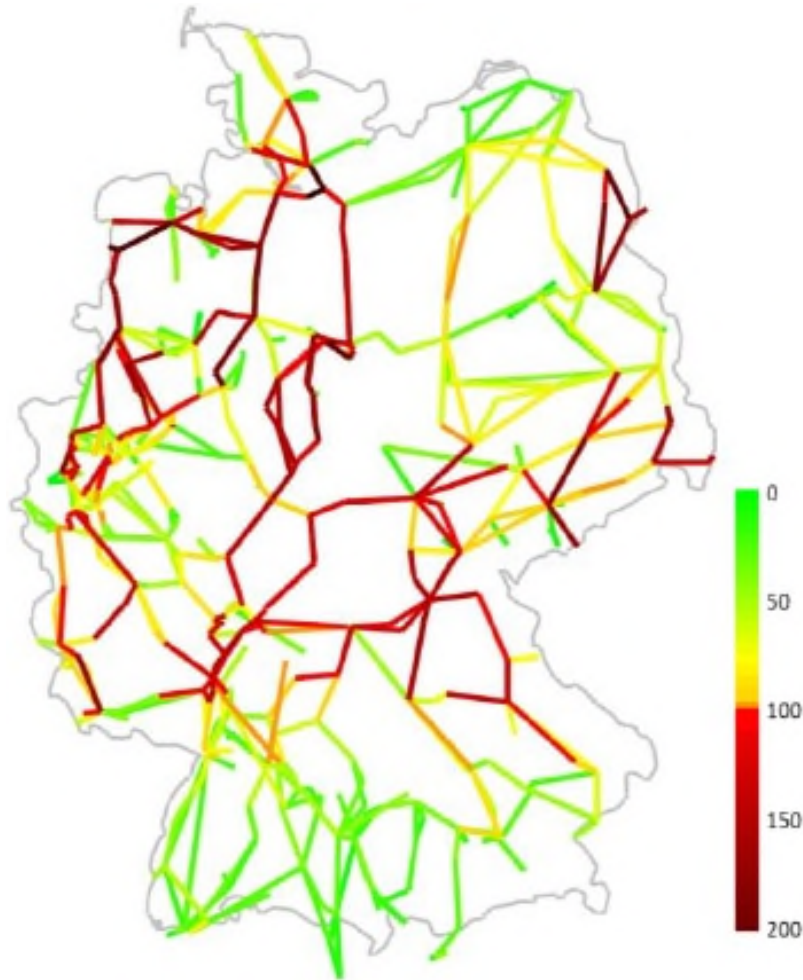


Abbildung 7: Leitungsauslastungen für 2021/2022 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 273 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Um auch in diesen Fällen das Übertragungsnetz sicher zu betreiben, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden. Das Portfolio der Netzreserve setzt sich dabei aus zwei Teilen zusammen. Zum einen stehen die aktuellen Netzreservekraftwerke mit einer Leistung von 5.670 MW grundsätzlich zur Verfügung. Zum anderen kann Redispatch mit den sieben Steinkohlekraftwerken (potentielle Netzreserve), die in der ersten Ausschreibungsrunde im Zuge des Kohleausstiegs bezuschlagt wurden, durchgeführt werden.

Nachstehend sind die einzelnen Schritte, Zwischenergebnisse und Ergebnisse der Berechnungen der Grenzsituationen und Jahresläufe gemäß der in Abschnitt C1.2 erläuterten Berechnungsmethodik dargestellt:

- Im initialen Jahreslauf kommen alle Netzreservekraftwerke, die sich aktuell in der Reserve befinden, mit einer installierten Leistung von 5.670 MW und zusätzlich vier potentielle Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 2.803 MW zum Einsatz.
- In der initialen Grenzsituation werden alle zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke mit einer Leistung von 5.309 MW und zusätzlich zwei potentielle Netzreservekraftwerke mit einer Leistung von 1.134 MW eingesetzt.

- Bei der sich anschließenden Berechnung der robusten Grenzsituation werden Kraftwerke, die im initialen Jahreslauf weniger als 15 Einsatzstunden aufweisen, mit einem Strafkostenaufschlag belegt. Als Folge werden alle zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke in der robusten Grenzsituation eingesetzt. Potentielle Netzreservekraftwerke kommen nicht mehr zum Einsatz. Die Einspeiseleitung beträgt 4.915 MW.
- Beim abschließenden robusten Jahreslauf werden die Kraftwerke, die in der Berechnung der robusten Grenzsituation nicht zum Einsatz kommen, mit erhöhten Strafkosten beaufschlagt. Es kommen ausschließlich die aktuell zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 5.670 MW zum Einsatz.

3.3 Netzreservebedarf 2021/2022

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Netzreservekraftwerken in Höhe von 5.670 MW installierter Leistung für den Winter 2021/2022.

Dieser Reservebedarf setzt sich aus der zeitungleichen Menge an Netzreservekraftwerksleistung im Inland zusammen, die zur Behebung aller Engpässe in der Grenzsituation Starklast/Starkwind sowie in mehreren Stunden des Jahreslaufs an installierter Kraftwerksleistung benötigt wird. Für den Winter 2021/2022 haben die Übertragungsnetzbetreiber im Szenario Starklast/Starkwind die hochbelastete Stunde 273 bei Auftritt von relevanten Mehrfachfehlern ("EC") untersucht und diese Stunde als die bedarfsdimensionierende Grenzsituation mit einem zeitgleichen Reservebedarf von 4.915 MW herausgearbeitet (vgl. Tabelle 16). Dabei entspricht die eingesetzte Reserveleistung von 4.915 MW einer installierten Netzreserveleistung von 5.670 MW. Neben den innerdeutschen Redispatchmaßnahmen muss auch in Polen eine Leistungserhöhung in Höhe von 237 MW vorgenommen werden. Der Hintergrund des polnischen Redispatcheinsatzes ist, wie in Abbildung 6 und Abbildung 7 ersichtlich ist, die Überlastung der Grenzkuppelleitung nach Polen sowie weiterer Leitungen in der Grenzregion. Um die Netzengpässe an der deutsch-polnischen Grenze (vgl. Abbildung 7) zu beheben, muss u. a. der Export nach Polen (vgl. Abbildung 6) reduziert werden. Die damit verbundene Leistungseinschränkung muss durch eine Leistungserhöhung eines Kraftwerks in Polen kompensiert werden.

Redispatchbedarf in der Grenzsituation t+1, Leistungen [GW]

Redispatchleistungen	Stunde 273
neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	8,3
neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	2,9
neg. RD PV-Einspeisung	0,0
neg. RD marktbasierter Kraftwerke in DE	3,7
neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer Redispatch	14,9
pos. RD marktbasierter Kraftwerke in DE*	7,6
pos. RD Netzreserve in DE	4,9
pos. RD Kapazitätsreserve	0,7
pos. RD Redispatchkooperation mit AT (max. 1,5 GW)	1,5
pos. RD im Ausland	0,2
Summe positiver Redispatch	14,9

*Enthält auch reduzierte Pumpleistung

Tabelle 16: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in der betrachteten Grenzsituation für den Winter 2021/2022 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Der Starklast- /Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 87,0 GW. Ferner enthält dieses Szenario einen sehr hohen Exportsaldo in Höhe von 12,9 GW und eine sehr hohe Einspeisung von Windenergieanlagen zu Land und zur See (47,9 GW), die sich überwiegend im Norden Deutschlands (45,6 GW) befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dämmerung in den Morgenstunden kaum Leistung aus PV-Anlagen eingespeist.

Der Starklast- /Starkwindfall führt aus folgenden Gründen zu einem besonders hohen Bedarf an Reserveleistung: Die hohe Windeinspeisung in Norddeutschland führt zu einer hohen Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses in Küstennähe und zu niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt. Dadurch speisen viele konventionelle Gas- und Kohlekraftwerke insbesondere in Süddeutschland und in den südlichen Nachbarländern Deutschlands aufgrund zu hoher Grenzkosten marktgetrieben nicht ein. Ebenfalls führen die niedrigen Strompreise am Großhandelsmarkt zu sehr hohen Energieexporten in das europäische Ausland vornehmlich im Süden. Durch die hohen Ausfuhren in das Ausland und die geringe Erzeugung in Süddeutschland stellt sich ein erheblicher Transportbedarf von Energie von Norddeutschland nach Süddeutschland und ins europäische Ausland ein. Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben entsprechend des sehr hohen Transportbedarfs für bestimmte Leitungen sehr hohe, unzulässige Auslastungen. So kommt es zu weiträumigen Engpässen im 380 / 220 kV-Netz, insbesondere in Nord-Süd-Richtung.

3.3.1 Gegenmaßnahmen

Vor dem Einsatz von Redispatch mit marktbasierter oder Netzreservekraftwerken sind zunächst netzbezogene Gegenmaßnahmen zur Senkung des Redispatchbedarfs anzuwenden. Dabei werden leistungsflusssteuernde Anlagen eingesetzt und es werden Schaltungen im Übertragungsnetz vorgenommen, die zu einer Ent-

lastung von hoch ausgelasteten Leitungen und Sammelschienen führen können. Die umfangreichen netzbezogenen Maßnahmen müssen jedoch zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs durch Redispatch mit konventionellen Kraftwerken sowie der Abregelung von Windenergieanlagen in erheblichen Umfang ergänzt werden. Die Gesamtsumme des negativen Redispatches, der sich aus Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Kraftwerken und Einspeisemanagementmaßnahmen mit EE-Anlagen zusammensetzt, beträgt dabei unter Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler 14,9 GW. Zur Aufrechterhaltung einer ausgeglichenen Erzeugungsbilanz und zur weiteren Entlastung des Netzes gehen damit Leistungsanhebungen in Form von positivem Redispatch durch innerdeutsch am Markt agierende Kraftwerke in Höhe von 7,6 GW, deutsche Netzreservekraftwerke in Höhe von 4,9 GW, der Abruf österreichischer Kraftwerke über die Redispatchkooperation beider Länder in Höhe von 1,5 GW und den Einsatz zusätzlicher Kraftwerke in Polen in Höhe von 0,2 GW einher.

Die beschriebenen Gegenmaßnahmen können die Auslastungen auf den relevanten Leitungen auf zulässige Werte bringen. Die resultierenden Leitungsauslastungen werden in Abbildung 8 dargestellt.

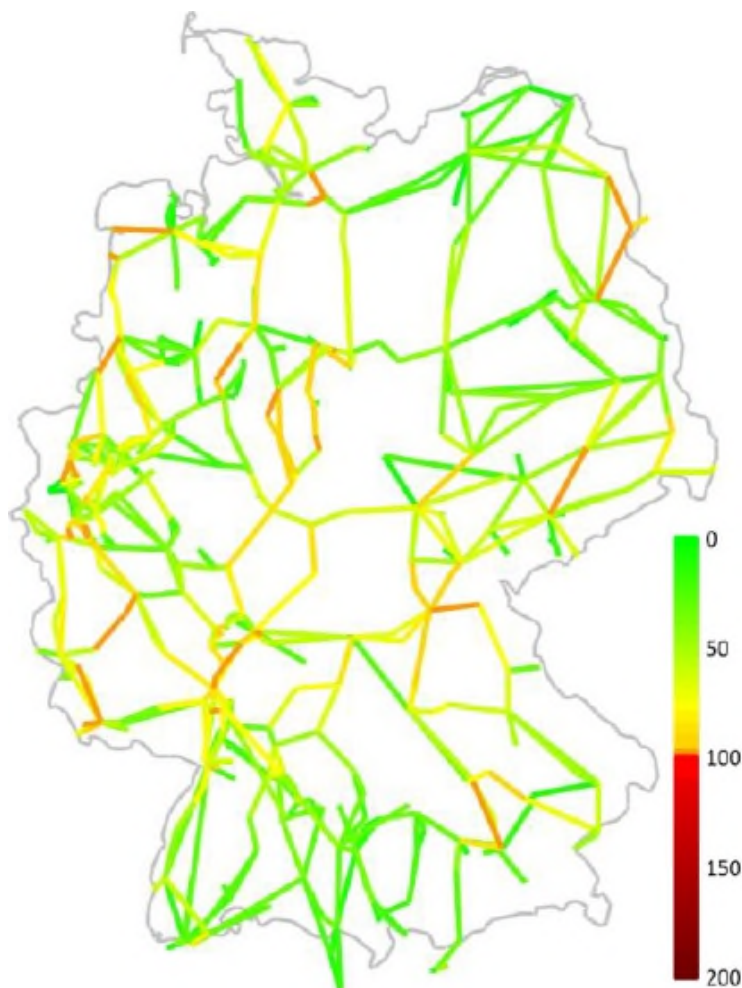


Abbildung 8: Leitungsauslastungen für 2021/2022 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast Stunde 273 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.3.2 Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve wird aus bereits vertraglich oder gemäß gesetzlicher Regelungen gebundenen Kraftwerken gedeckt. Für den Winter 2021/2022 sind folgende nationale Kraftwerke mit einer gesamten Einspeiseleistung von derzeit 5.670,1 MW in der Netzreserve gebunden bzw. stehen als potentielle Netzreservekraftwerke zur Verfügung:

Netzreservekraftwerke 2021/2022

	Kraftwerk	Einspeiseleistung [MW]
Uniper Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415,0
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	375,0
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386,0
Steag GmbH	Bexbach	726,0
Steag GmbH	Weiher III	655,6
Uniper Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	580,0
EnBW AG - Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	433,0
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	262,0
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85,0
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77,4
EnBW AG - Rheinhafendampfkraftwerk Karlsruhe	RDK 4S*	342,0
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2*	255,5
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125,0
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125,0
EnBW AG - Kraftwerk Walheim	WAL 1	96,0
EnBW AG - Kraftwerk Walheim	WAL 2	148,0
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM 7*	213,0
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM 7 M*	212,0
Entega AG	GTKW Darmstadt*	94,6
UPM GmbH, Schongau	Dampfkraftwerk	64,0
Summe		5.670,1

*9

Tabelle 17: Nationale Netzreservekraftwerke 2021/2022

⁹ Sowohl die Bundesnetzagentur als auch die Übertragungsnetzbetreiber führen regelmäßig Abfragen bei den Kraftwerksbetreibern durch. Dadurch liegen den Übertragungsnetzbetreibern zu einzelnen Anlagen geringfügig abweichende Angaben vor. RDK 4S: 340 MW | 342 MW, Kraftwerk Mainz: 250 MW | 255,5 MW, GTKW Darmstadt: 98 MW | 94,6 MW. Zudem geben die Übertragungsnetzbetreiber in der Systemanalyse den ihnen aktuell zur Verfügung stehenden Leistungswert an, wohingegen die Bundesnetzagentur in

ihrer Kraftwerksliste die installierte Leistung ausweist. So wird bspw. in der Systemanalyse GKM 7 und GKM7M in Summe mit 313 MW geführt, da den Übertragungsnetzbetreibern Informationen vorliegen, wonach die Leistung im Zuge einer Großrevision aktuell um 112 MW reduziert ist. In der Bedarfsfeststellung wird von der Bundesnetzagentur der installierte Leistungswert von 425 MW angegeben.

4 Netzreserve für 2023/2024

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für 2023/2024 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie der ermittelte Netzreservebedarf abgedeckt werden kann.

4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2023/2024

In der Systemanalyse 2021 wird zunächst der Starkwind/Starklast-Fall als potentiell kritischster Netznutzungsfall identifiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern näher untersucht (vgl. Abschnitt C1.2). Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2023/2024 in diesen Netznutzungsfällen zugrunde gelegt werden, werden im Folgenden beschrieben. Im Gegensatz zum Betrachtungszeitraum 2021/2022 steht ein veränderter gesicherter Reservekraftwerkspark zur Verfügung: Aufgrund von immissionsschutzrechtlichen Restriktionen steht dann das heutige Reservekraftwerk Irsching 3 nicht mehr zur Verfügung; auch die Reservekraftwerksblöcke Marbach GT2 und DT3 sowie die Blöcke Walheim 1 und 2 werden aus der Netzreserve ausscheiden. Zum Netzreserveportfolio hinzu kommt das Heizkraftwerk Nord 2, dessen geplante Stilllegung zum 31.12.2022 untersagt wurde.

4.1.1 Annahmen zur Netzlast

Im Folgenden werden die Lastannahmen beschrieben, die für das Jahr 2023/2024 im betrachteten Netznutzungsfall angenommen werden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt werden, ist in Abschnitt C1.3.5 beschrieben.

In der synthetischen Woche liegt die Höchstlast im NNF 282. Die synthetische Woche wird so skaliert, dass die Höchstlast der synthetischen Woche (89,6 GW) zeitlich mit der Höchstlast aus dem Jahr 2012 zusammenfällt. Diese Last setzt sich aus der Nachfrage konventioneller und neuer Stromanwendungen (vgl. Abschnitt C1.3.5) sowie den Verlusten in den Verteilnetzen zusammen. Die Lasten, die im europäischen Ausland in 2023/2024 angenommen werden, sind in Tabelle 18 abgebildet. Die Lastannahmen basieren auf Prognosen der Spitzenlast der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber und werden entsprechend des Lastgangs der synthetischen Woche skaliert.

Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Starkwind/Starklast [GW]
Belgien	13,2
Dänemark - Ost	2,4
Dänemark - West	3,8
Frankreich	93,4
Italien	52,0
Luxemburg	1,1
Niederlande	18,2
Norwegen	24,9
Österreich	11,7
Polen	27,0
Schweden	22,6
Schweiz	7,8
Slowakei	4,0
Slowenien	2,2
Tschechien	9,6
Ungarn	7,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 18: Lastannahmen in den benachbarten Ländern in der Grenzsituation für das Jahr 2023/2024

4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

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

Die Daten zu den verfügbaren Kraftwerken mit blockscharfen Einspeiseleistungen, inkl. bekannte Zubauten und Stilllegungen basieren auf einer mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Kraftwerksliste. Zusätzlich wurden detaillierte Angaben zu Brennstoffarten/-preisen, CO₂-Emissionen/-Preisen, KWK, „Must-Run“-Bedingungen u.a. berücksichtigt.

Die Daten wurden von den Übertragungsnetzbetreibern anhand der betrieblichen Erfahrungen plausibilisiert und ggf. korrigiert. Anschließend folgte eine gemeinsame Erörterung und Abstimmung mit der Bundesnetzagentur.

Für das Jahr 2023/2024 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 68,68 GW. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands wurden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone berücksichtigt. Hierbei wird neben der geografischen Zu-

ordnung auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden. Zusätzlich hinzu kommen KWK-Anlagen < 10 MW mit einem Gesamtwert von 6,1 GW. Hieraus ergibt sich der in der Tabelle 19 dargestellte Summenwert von rund 74,78 GW.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) 2023/2024¹⁰

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Erdgas	17.179	7.923	25.101
Steinkohle	7.335	4.597	11.932
Braunkohle	14.869	0	14.869
Pumpspeicher und Speicherwasser	3.974	6.718	10.692
Kernenergie	0	0	0
Sonstige	484	179	663
Kuppelgas	1.922	85	2.007
Mineralölprodukte	1.398	380	1.778
Abfall	1.098	543	1.641
Biogas	0	0	0
KWK < 10 MW			6.100
Summe im Markt			74.783

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 19: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für das Jahr 2023/2024

4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energie-Anlagen für 2023/2024 wird in Tabelle 20 beschrieben. Insgesamt liegt die Prognose für alle erneuerbaren Energieträger für 2023/2024 bei 147,4 GW gegenüber 133,9 GW für 2021/2022. Die Steigerung setzt sich zusammen aus einem Anstieg bei Photovoltaik um 9,2 GW, Windenergieanlagen an Land um 3,4 GW, Wind auf See um 1,1 GW und einer Reduzierung bei Biomasse um 0,2 GW.

¹⁰Dabei Erfassung der gesamten deutschen Regelzone, d. h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone.

Installierte Leistungen [GW] Erneuerbare-Energie-Anlagen 2023/2024

Bundesland	Wind an Land	Wind auf See	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
BW	1,9	0,0	7,9	0,7	1,0	0,0
BY	2,7	0,0	18,8	1,6	2,3	0,1
BE	0,5	0,0	0,8	0,0	0,0	0,1
BB	4,0	0,0	3,1	0,2	0,2	0,0
HB	7,0	0,0	7,1	0,8	0,2	0,4
HH	2,8	0,0	2,9	0,3	0,1	0,0
HE	1,9	0,0	2,4	0,2	0,0	0,0
MV	11,5	5,1	5,4	1,6	0,1	0,0
NI	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
NW	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
RP	7,9	2,1	2,5	0,5	0,0	0,0
SL	4,4	1,6	3,8	0,3	0,0	0,0
SN	8,8	0,0	5,3	0,4	0,0	0,0
ST	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0
SH	1,0	0,0	2,9	0,3	0,1	0,0
TH	4,8	0,0	4,0	0,5	0,0	0,0
Summe	59,5	8,8	67,0	7,6	3,9	0,6

Quellen: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 20: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2023/2024 ¹¹**4.1.4 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 (2007-2016) und weiteren Auswertungen ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Ausfallwahrscheinlichkeiten je nach verwendetem Brennstoff wird in Abschnitt C1.3.3 beschrieben.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2023/2024 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 3,4 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 1,8 GW in Österreich und 3,5 GW in der Region Nord nicht verfügbar sind. Die Region Süd umfasst Süddeutschland (südlich des 50.4. Breitengrades), während zur Region Nord die restlichen Teile Deutschlands gehören. 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 angenommene insgesamt nicht verfügbare Leistung in der

¹¹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

Region Süd ist von 2021/2022 bis 2023/2024 um 0,9 GW und in der Region Nord um 0,7 GW gesunken. In Österreich ist die nicht verfügbare Leistung in Summe um 0,1 GW gesunken.

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

Die Kraftwerkskombination, die für das Jahr 2023/2024 im Szenario Starkwind/Starklast als nicht verfügbar angenommen wurde, ist mit den jeweiligen Einspeiseleistungen in den nachfolgenden Tabellen angegeben.

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0604	Emsland	B2	359	Vollausfall	Erdgas
BNA	Knapsack Gas I	GT 12	260	Vollausfall	Erdgas
BNA0130	Kirchmoeser	NV	160	Vollausfall	Erdgas
BNA0136	HKW-Mitte	GuD	74	Vollausfall	Erdgas
BNA1818	Niehl 3	Niehl 31	460	Vollausfall	Erdgas
BNA0442	Cuno HKW	H6	87	Teilausfall	Erdgas
BNA1404	Boxberg	R	640	Vollausfall	Braunkohle
BNA1028	Weisweiler	H	235	Teilausfall	Braunkohle
BNA0141	KW Mittelsbueren	GT 3	34	Teilausfall	Mineralöl
BNA0894c	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	106	Vollausfall	Mineralöl
BNA0229	Waldeck 2	Maschine 5	240	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0652	Markersbach	PSS A	40	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0086	Reuter West	Reuter West D	99	Vollausfall	Steinkohle
BNA0147	Farge		122	Vollausfall	Steinkohle
BNA01949	Datteln 4	4	584	Teilausfall	Steinkohle
Summe			3.500		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2023/2024

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0626	KW Mainz	KW3	284	Vollausfall	Erdgas
BNA0627	KW Mainz	KW2	150	Vollausfall	Erdgas
BNA0745	Franken 1	2 DT	387	Vollausfall	Erdgas
BNA0745	Franken 1	2 GT	53	Vollausfall	Erdgas
BNA0018	HKW Altbach	ALT GT C	81	Vollausfall	Erdgas
BNA0015	HKW Altbach	ALT GT E (solo)	65	Vollausfall	Erdgas
BNA0995	Ulrich Hartmann (Irsching)	4	102	Teilausfall	Erdgas
BNA1004	KW Walheim	WAL GT D	34	Teilausfall	Mineralöl
BNA1092	Zolling	GT1 & GT2	34	Teilausfall	Mineralöl
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzenwald B10	227	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Saeckingen	Saeckingen 2	73	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0567a	KW Kuehtai	Kuehtai Ma 1	145	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0567a	KW Kuehtai	Kuehtai Ma 2	145	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0975	Rodundwerk II	ROD2 M1	295	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0518b	Rheinhafen-Dampf KW	RDK 8	334	Teilausfall	Steinkohle
BNA1093	Zolling	5	332	Vollausfall	Steinkohle
BNA0434	HKW Heilbronn	HLB 7	482	Vollausfall	Steinkohle
BNA0377	Staudinger	5	178	Vollausfall	Steinkohle
Summe			3.400		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 22: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2023/2024

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Donaustadt	3	230	Vollausfall	Erdgas
GUD Mellach	2	416	Vollausfall	Erdgas
GUD Mellach	1	416	Vollausfall	Erdgas
Dummy 1	0	36	Teilausfall	Mineralöl
Hausling 1	1	180	Vollausfall	Pumpspeicher
Hausling 2	2	24	Teilausfall	Pumpspeicher
Limberg-II NO 1	21	240	Vollausfall	Pumpspeicher
Limberg-II NO 2	22	240	Vollausfall	Pumpspeicher
D1	0	18	Teilausfall	Steinkohle
Summe		1.800		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 23: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2023/2024

4.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2020) hinaus sind bis 2023 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die wahrscheinlich bis zum Beginn des Winters 2023/2024 umgesetzt werden sollen, werden in den Systemanalysen für die Analyse von t+3 berücksichtigt.

Die in der Systemanalyse angenommenen Netzausbaumaßnahmen werden nachfolgend in Tabelle 24 bis Tabelle 27 dargestellt. In den Auflistungen werden die Ausbaumaßnahmen aufgeführt, deren Realisierung für den Zeitraum 2021/2022 als noch nicht erfolgt angenommen wird, die jedoch aufgrund ihrer geplanten Fertigstellungen für den Zeitraum 2023/2024 in die Analyse des Zeitraums t+3 aufgenommen wurden. In Abbildung 9 sind die Maßnahmen geografisch dargestellt.

Berücksichtigte Ausbaumaßnahmen nach BBPlG

Projekt-Nr.	Maßnahme	Art
P25	Husum/Nord – Klixbüll (früher Niebüll/Ost)	Leitung
P25	Klixbüll (früher Niebüll/Ost) – Endrup (DK)	Leitung
P34	Parchim/Süd – Perleberg	Leitung
P34	Perleberg – Stendal/West	Leitung
P34	Güstrow – Parchim/Süd	Leitung
P36	Bertikow – Pasewalk	Leitung
P39	Röhrsdorf – Weida – Remptendorf	Leitung
P46	Mechlenreuth – Redwitz	Leitung
P46	Schwandorf – Etzenricht	Leitung
P52	Punkt Wullenstetten – Punkt Niederwangen	Leitung
P67	Simbach – Sankt Peter (AT)	Leitung
P67	Altheim – Sankt Peter (AT)	Leitung
P69	Emden/Ost – Conneforde	Leitung
P70	Birkenfeld – Mast 115A	Leitung
P118	Borken – Mecklar	Leitung
P151	Borken – Twistetal	Leitung

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Gegenüber 2021/2022 in 2023/2024 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach BBPlG

Berücksichtigte Ausbaumaßnahmen nach EnLAG

Projekt-Nr.	Maßnahme	Art
50HzT-003	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung
50HzT-003	Bertikow	Anlage
50HzT-007	Neuenhagen – Henningsdorf – Wustermark	Leitung
AMP-009 / TTG-007	Niederrhein – Dörpen/West	Leitung
AMP-018	Rommerskirchen – Sechtem	Leitung
AMP-022	Landesgrenze NW/RP – Eiserfeld	Leitung
AMP-022	Landesgrenze NW/RP – Dauersberg	Leitung
TTG-009	Ganderkesee – St. Hülfe	Leitung
TTG-006	Lamspringe – Hardeggen	Leitung
TTG-006	Hardeggen – Mecklar	Leitung

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 25: Gegenüber 2021/2022 in 2023/2024 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach EnLAG

Ad hoc-Maßnahmen

Projekt-Nr.	Maßnahme	Art
P113	Stadorf TCSC	Anlage
P310	Bürstadt - Kühmoos	Leitung
P324	Witten - Hattingen	Leitung
P345	PST Hamburg Ost	Anlage
P346	Lastflussteuernde Maßnahme in Hanekenfähr	Anlage
P347	Lastflussteuernde Maßnahme in Oberzier	Anlage
P348	PST Wilster/West	Anlage
P349	PST Würgau	Anlage
P350	PST Pulverdingen	Anlage

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Gegenüber 2021/2022 in 2023/2024 zusätzlich realisierte Ad hoc-Maßnahmen

Sonstige berücksichtigte Ausbaumaßnahmen

Projekt-Nr.	Maßnahme	Art
50HzT-003	2. Einschleifung Vierraden	Leitung
AMP-107	Scholven	Anlage
AMP-108	GuD Scholven	Anlage
P47a	Kriftel-Farbwerke Hoechst-Süd	Leitung
P154	Siegburg	Anlage
P158	Mettmann	Anlage
P407	Herbertingen	Anlage
P460	Buescherhof	Leitung
P462	Siersdorf und Zukunft	Anlage

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 27: Gegenüber 2021/2022 in 2023/2024 zusätzlich realisierte sonstige Maßnahmen

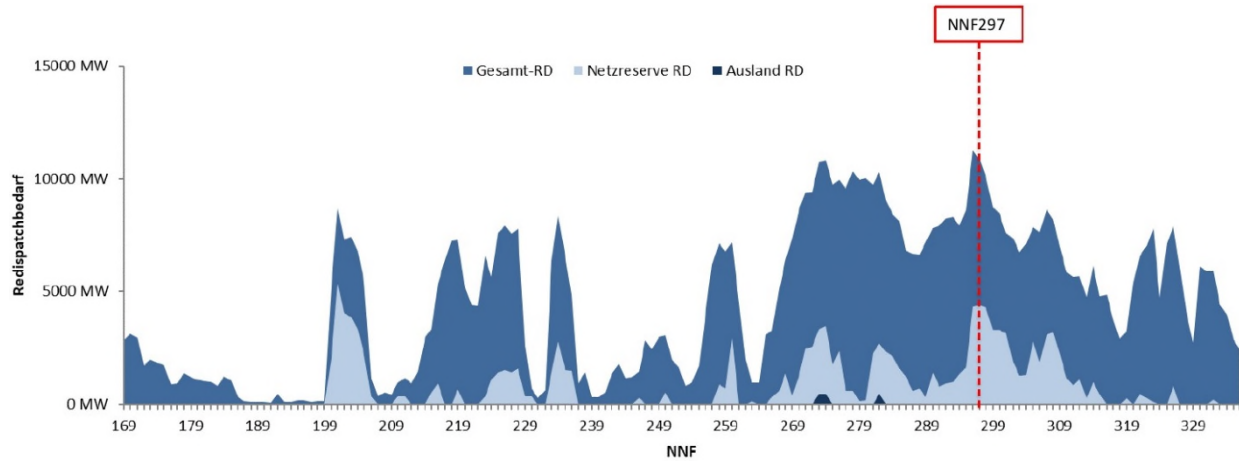


Abbildung 10: Identifikation der Grenzsituation in t+3 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

4.1.7 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie

Wie bereits in Abschnitt C1.4 erläutert, beruhen die Ergebnisse auf einer europäischen Marktsimulation, welche sowohl die Erzeugungs- und Verbrauchssituation in Deutschland als auch die Ein- und Ausfuhren im europäischen Binnenmarkt prognostiziert. Diese Marktsimulation sagt auch für 2023/2024 starke Flüsse innerhalb Deutschlands vorher.

Ogleich der Außenhandelsüberschuss im Vergleich zu vorangegangenen Untersuchungshorizonten sinkt, führt der Außenhandel zu hohen Transiten im deutschen Übertragungsnetz. Zwar ist der Nettoimport mit 0,3 GW aus Skandinavien gering, der Export in den Süden (FR/AT/CZ/CH) ist mit 8,0 GW jedoch weiterhin hoch. Diese Transite belasten das deutsche Übertragungsnetz und machen umfangreiche Gegenmaßnahmen im Netzbetrieb notwendig.

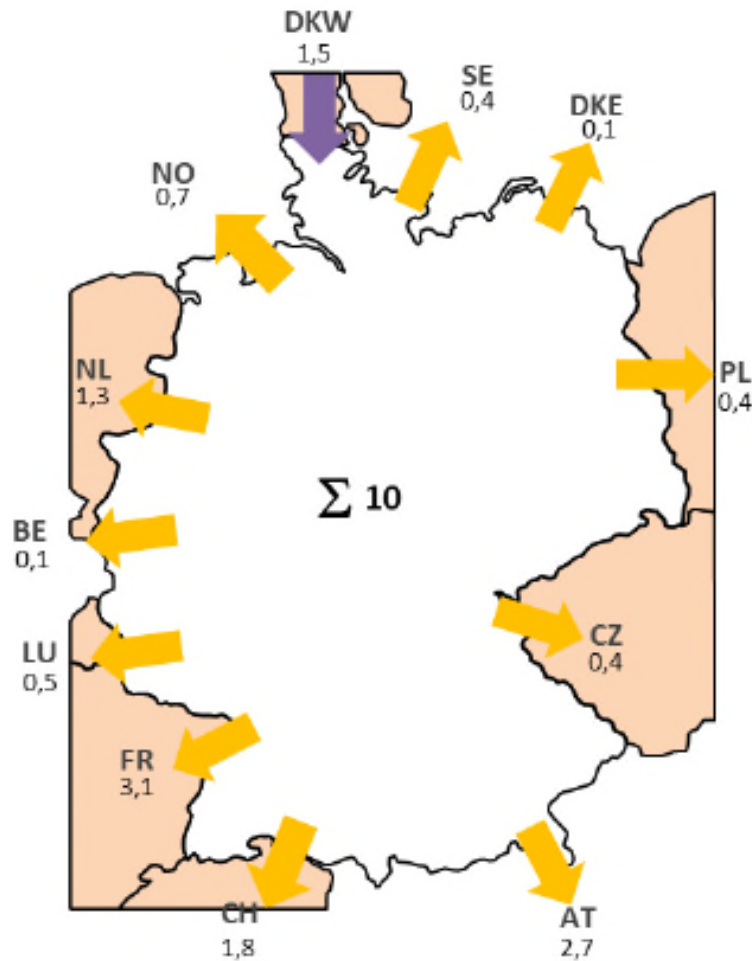


Abbildung 11: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie in der Grenzsituation in 2023/2024 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

4.2 Berechnungsergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalyse für 2023/2024

Das erste relevante Berechnungsergebnis stellt das Ergebnis der Marktsimulation (vgl. Abschnitt C1.4) dar. Basierend auf dem verfügbaren Kraftwerkspark, den Annahmen zur Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie der Nachfrage nach elektrischer Energie stellt sich ein Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Residuallast ein.

Die in Tabelle 28 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation werden anschließend in das Netzmodell, mit dem eine Lastflussberechnung durchgeführt wird, eingespeist. Aufgrund der nicht ausreichenden Transportkapazitäten treten Netzengpässe auf. Dies bedeutet, dass die im Norden und Nordosten erzeugte Leistung nicht vollständig zu den Lastzentren in Baden-Württemberg und Bayern und ins angrenzende Ausland transportiert werden kann. Auch in diesem Betrachtungszeitraum sind zahlreiche Übertragungsleitungen innerhalb Deutschlands sowie an den Grenzen zu Polen, Tschechien sowie den Niederlanden hoch ausgelastet. Die Auslastungen im Fall des Auftretens systemrelevanter Mehrfachfehler für den Starklast-Starkwindfall ist in Abbildung 12 dargestellt. Die hohen Überlastungen sind als kritisch zu erachten, da sie eine Vielzahl an koordinierten Gegenmaßnahmen hoher Eingriffstiefe erfordern.

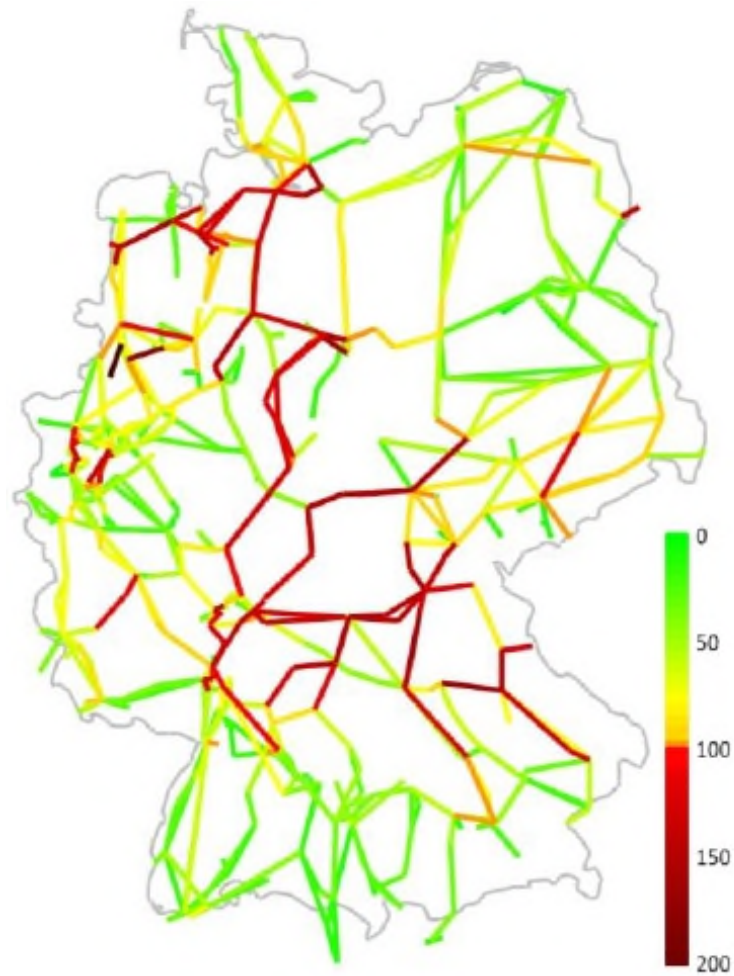


Abbildung 12: Leitungsauslastungen bei Eintritt systemrelevanter Mehrfachfehler vor Gegenmaßnahmen in 2023/2024 in der Grenzsituation (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Marktsimulationsergebnisse in der Grenzsituation (NNF 297); jeweils Leistung [GW]

	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	13,6	0,0	13,6
Steinkohle	4,8	2,5	7,3
Erdgas	5,8	2,7	8,4
sonstige Thermische	2,3	0,7	3,0
KWK < 10 MW	3,6	2,1	5,7
Stromspeicher	0,8	0,1	0,9
Summe Konventionelle.	30,9	8,0	38,9
Wind Onshore	38,0	4,2	42,2
Wind Offshore	8,1	0,0	8,1
Photovoltaik	0,2	0,4	0,6
Biomasse	3,2	1,7	4,8
Laufwasser	0,2	1,7	1,9
Sonstige Erneuerbare	0,3	0,1	0,4
Summe Erneuerbare.	49,9	8,1	58,0
Summe Erzeugung	80,8	16,1	96,9
Stromspeicher	0,0	0,0	0,0
Preissensitive Lasten	0,1	0,0	0,1
Elektromobilität	0,2	0,1	0,3
Großverbraucher	0,6	0,7	1,3
Konventionell	49,9	32,3	82,2
Wärmepumpen	0,4	0,4	0,8
Netzverluste	1,3	0,9	2,2
Summe Last	52,6	34,3	86,9
Import (inkl. Nord-Süd) (vgl. Abbildung 13Abbildung 6)	1,5	26,5	28,0
Export (inkl. Nord-Süd) (vgl. Abbildung 13Abbildung 6)	29,7	8,3	38,0
Exportsaldo	28,2	-18,3	10,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 28: Ergebnisse der Marktsimulation im Netznutzungsfall 297 für 2023/2024



Abbildung 13: Handelsflüsse [GW] im Netznutzungsfall 297 in t+3 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Um auch in diesen Fällen das Übertragungsnetz sicher zu betreiben, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden. Das Portfolio der Netzreserve setzt sich dabei aus zwei Teilen zusammen. Zum einen stehen die Kraftwerke, die sich bereits heute in der Reserve befinden grundsätzlich zur Verfügung¹². Zum anderen kann Redispatch mit Steinkohlekraftwerken (potentielle Netzreserve), die im Zuge des Kohleausstiegs in der ersten Ausschreibungsrunde bezuschlagt wurden, durchgeführt werden.

Nachstehend sind die einzelnen Schritte, Zwischenergebnisse und Ergebnisse der Berechnungen der Grenzsituationen und Jahresläufe gemäß der in Abschnitt C1.2 erläuterten Berechnungsmethodik dargestellt.

¹² Abzüglich der Reservekraftwerke Irsching 3, Marbach und Walheim. Zuzüglich des Reservekraftwerkes Heizkraftwerk Nord 2.

- Im initialen Jahreslauf kommen 15 der 16 Netzreservekraftwerke, die sich bereits in der Reserve befinden, mit einer installierten Leistung von 4.749 MW und zusätzlich vier potentielle Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 2.803 MW zum Einsatz.
- In der initialen Grenzsituation werden 14 der 16 zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke mit einer Leistung von 4.050 MW und zusätzlich ein potentielles Netzreservekraftwerk mit einer Leistung von 333 MW eingesetzt.
- Bei der sich anschließenden Berechnung der robusten Grenzsituation werden Kraftwerke, die im initialen Jahreslauf weniger als 15 Einsatzstunden aufweisen, mit einem Strafkostenaufschlag belegt. In der Folge werden in der robusten Grenzsituation 14 der 16 zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke mit einer Leistung von 3.788 MW und ein potentielles Netzreservekraftwerk mit einer Leistung von 170 MW eingesetzt.

Beim abschließenden robusten Jahreslauf werden die Kraftwerke, die in der Berechnung der robusten Grenzsituation nicht zum Einsatz kommen, mit erhöhten Strafkosten beaufschlagt. Es kommen 14 der 16 Netzreservekraftwerke, die sich bereits in der Reserve befinden, mit einer installierten Leistung von 4.169 MW und ein potentielles Netzreservekraftwerk mit einer installierten Leistung von 370 MW zum Einsatz. Bei dem potentiellen Netzreservekraftwerk, das in der robusten Grenzsituation und im robusten Jahreslauf zum Einsatz kommt, handelte es sich um das Kraftwerk Walsum Block 9. Der für die Anlage zuständige Übertragungsnetzbetreiber Amprion hatte dementsprechend auf Grundlage der dargestellten Netzberechnungen die Systemrelevanz der Anlage ausgewiesen und bei der Bundesnetzagentur beantragt, diese Ausweisung zu genehmigen. Anlässlich der Prüfung der vorliegenden Systemanalyse und des Genehmigungsantrags der Amprion forderte die Bundesnetzagentur weitere Berechnungen und Unterlagen an, um die vorgelegten Berechnungen dahingehend zu verifizieren, ob für den (n-1)-sicheren Netzbetrieb zwingend Walsum Block 9 zum Redispatch herangezogen werden müsse. Aus den nachgereichten Berechnungen geht jedoch hervor, dass in der robusten Grenzsituation Walsum Block 9 nicht zwingend zum Redispatch herangezogen werden muss, sondern alternative Netzschaltmaßnahmen durchgeführt werden können, um den (n-1)-sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen. Infolgedessen reduziert sich der Netzreservebedarf um die Leistung des Kraftwerks Walsum Block 9.

4.3 Netzreservebedarf 2023/2024

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Netzreservekraftwerken (abzüglich der Leistung des Kraftwerks Walsum Block 9) in Höhe von 4.169 MW für den Betrachtungshorizont 2023/2024.

Anders als in der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber vom 01.03.2021 dargelegt, kann das Übertragungsnetz in der dort identifizierten besonders kritischen Netzsituation, dem bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfall in Stunde 297 bezogen auf den Betrachtungszeitraum vom 01.04.2023 bis zum 31.03.2024, unter Einhaltung des n-1 Sicherheitsstandards betrieben werden, ohne dass hierzu die Anlage Walsum 9 zum positiven strombedingten Redispatch von den ÜNB angefordert werden muss.

Basis der Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber bildet, wie in Abschnitt C4.2 beschrieben, der Starkwind-/Starklastfall als bedarfsdimensionierende Situation. Der in den Situationen notwendige

Redispatchbedarf ist in Tabelle 29 dargestellt. Dieser Bedarf ist, wie im Abschnitt C3 dargestellt, noch ohne Freischaltplanung, da für den Betrachtungshorizont t+3 noch keine Informationen über die dann vorliegende Freischaltplanung aufgrund von Netzerweiterungen und -umbauten vorliegen. Die Unterstellung einer hypothetischen Freischaltplanung in die Analyse für den Zeitraum t+3 erscheint der Bundesnetzagentur beim derzeitigen Stand der Erkenntnisse als nicht sinnvoll. Notwendig könnte dies werden, wenn sich ohne eine solche Betrachtung die Gefahr abzeichnen würde, dass Kraftwerke tatsächlich in die Stilllegung entlassen würden, die durch ausländische Reserve nicht ersetzt werden könnten.

Der Bedarf für die Zeitscheibe 2023/2024 wird erneut in einer zukünftigen Bedarfsfeststellung bestimmt werden. Zu diesem Zeitpunkt werden genauere Informationen zur Freischaltplanung, zu den in Betrieb befindlichen Marktkraftwerken, zum weiteren Fortschritt des Kohleausstiegs, dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung, den erreichten Fortschritten beim Leitungsbau sowie dem Handelsrahmen mit den Nachbarländern vorliegen. All diese Informationen werden in die Berechnungen einfließen und den Reservekraftwerksbedarf im Vergleich zu den derzeit vorliegenden Ergebnissen präzisieren. Aufgrund des großen Einflusses all dieser Faktoren, insbesondere der Freischaltplanung, auf die notwendige Redispatchleistung kann es dann zu Anpassungen des ausgewiesenen Reservekraftwerksbedarfs kommen. Nimmt man alle Faktoren zusammen, so gilt dies in beide Richtungen, d. h. sowohl eine Erhöhung als auch eine Verringerung des Reservekraftwerksbedarfs ist möglich.

Redispatchbedarf in der Grenzsituation t+3, NNF 297

	Redispatchleistung [GW]
neg. RD Windeinspeisung (Onshore)	5,7
neg. RD Windeinspeisung (Offshore)	1,9
neg. RD PV-Einspeisung	0,1
neg. RD marktbasierte Kraftwerke in DE	4,0
neg. RD im Ausland	0,0
Summe negativer Redispatch	11,7
pos. RD marktbasierte Kraftwerke in DE*	6,3
pos. RD Netzreserve in DE	3,9
pos. pot. Netzreserve in DE	0,0
pos. RD Kapazitätsreserve	0,0
pos. RD Redispatchkooperation mit AT (max. 1,5 GW)	1,5
pos. RD im Ausland	0,0
Summe positiver Redispatch	11,7

*Enthält auch reduzierte Pumpleistung

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 29: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in der betrachteten Grenzsituation im Betrachtungszeitraum 2023/2024 ohne das Kraftwerk Walsum 9, entsprechend der neu eingeforderten Berechnungen

Der Starkwind- /Starklastfall in Stunde 297 der synthetischen Woche ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage in Höhe von 86,9 GW. Ferner kommt es zu sehr hoher Einspeisung von Windenergieanlagen zu Lande und zur See, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird kaum Leistung aus PV-Anlagen eingespeist. Obgleich die Grenzkosten der Erzeugung wegen des Kohleausstiegs steigen, wirkt die Einspeisung aus Windenergieanlagen dämpfend auf den Strompreis sodass sich Exporte überwiegend in Länder mit geringer Einspeisung aus Windenergie einstellen. Dies führt zu Netztransiten von Nord nach Süd und damit zu hohen Netzbelastungen.

4.3.1 Gegenmaßnahmen

Zur Reduzierung der Netzüberlastungen werden netzbezogenen Gegenmaßnahmen vor dem Einsatz von Redispatch herangezogen. Für den Zeithorizont 2023/2024 sind insbesondere die bereits in Abbildung 9 (siehe. Seite 68) gezeigten Inbetriebnahmen zahlreicher Punkt- und Streckenmaßnahmen zu nennen. Trotz dieser insgesamt umfangreichen Maßnahmen zum Ausbau und Verstärkung des Netzes muss zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs Redispatch mit konventionellen Kraftwerken sowie die Abregelung von Windenergieanlagen eingesetzt werden. Die Gesamtsumme des negativen Redispatches, der sich aus Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Kraftwerken und Einspeisemanagementmaßnahmen mit EE-Anlagen zusammensetzt, beträgt dabei unter Berücksichtigung systemrelevanter Mehrfachfehler und ohne Freischaltplanung 11,7 GW in der Grenzsituation. Auf der Einsenckseite entfallen davon 7,6 GW auf die Abregelung von

Windenergieanlagen und 4,0 GW auf Leistungsabsenkung bei am Markt agierenden Kraftwerken. Die entsprechenden Leistungsanhebungen in Form von positivem Redispatch als Gegenmaßnahmen werden mit 6,3 GW durch am Markt agierende Kraftwerke mit Standort in Deutschland erbracht. Deutsche Netzreservekraftwerke werden mit 3,9 GW eingesetzt. Darüber hinaus kommen 1,5 GW durch die Redispatchkooperation mit Österreich zum Einsatz. Die installierte Leistung der eingesetzten Reservekraftwerke liegt bei 4.169 MW.

Die beschriebenen Gegenmaßnahmen bringen die Auslastungen auf den relevanten Leitungen auf zulässige Werte. Die resultierenden Leitungsauslastungen sind in Abbildung 14 dargestellt.

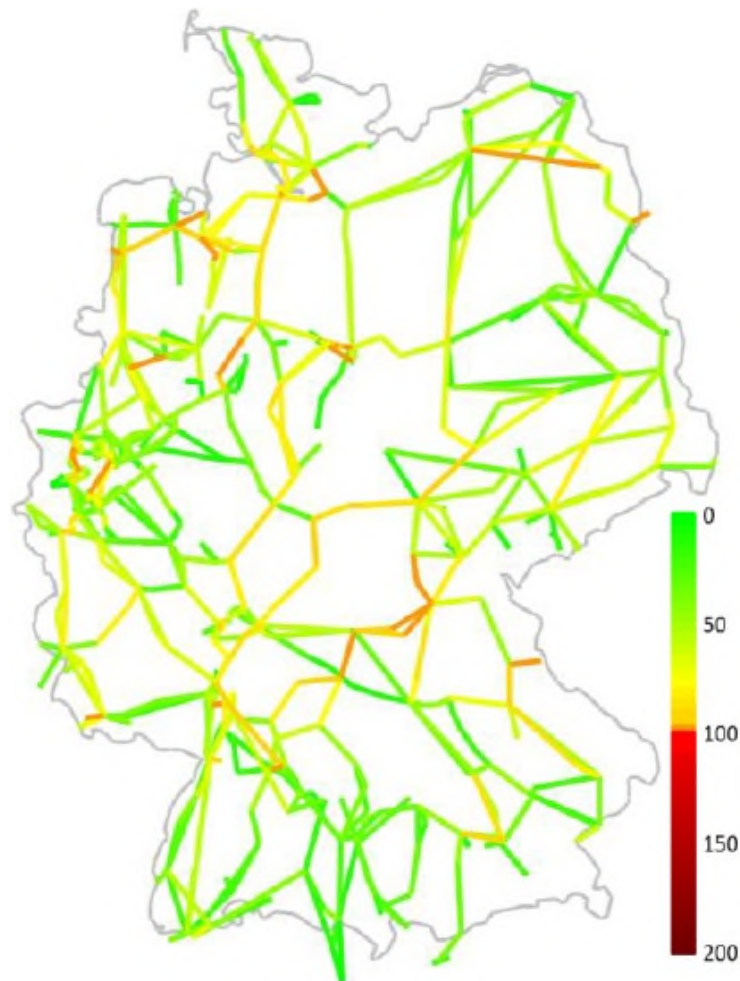


Abbildung 14: Leitungsauslastungen für 2023/2024 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast Stunde 297 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

4.3.2 Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve wird zunächst aus Kraftwerken gedeckt, die nach den Vorschriften über Kraftwerksstilllegungen bzw. die Netzreserve von der Stilllegung ausgeschlossen werden können. Für das Jahr 2023/2024 stehen bereits Kraftwerke mit einer gesamten Einspeiseleistung von 5.004 MW als mögliche Netzreservekraftwerke zur Verfügung. Der Umfang dieser Netzreservekraftwerke entspricht der Auflistung der Netzreservekraftwerke für 2021/2022 (vgl. Tabelle 17 auf Seite 57)) zuzüglich des Heizkraftwerkes Nord 2 in Unterföhring und abzüglich der Kraftwerke Irsching 3 sowie Marbach II GT und III DT. Für die drei letztgenannten Kraftwerke endet die immissionsschutzrechtliche Genehmigung zum 31. Dezember 2023. Zudem

sind die Kraftwerke Walheim 1 und 2 nicht mehr enthalten, da diese voraussichtlich nur noch bis zum 31. März 2023 betrieben werden können.

Zur Deckung des Netzreservebedarfs werden die Reservekraftwerke Staudinger 4 und KMW 2 aus der bestehenden Netzreserve nicht mehr benötigt. Der benötigte Netzreservekraftwerkspark für den Betrachtungszeitraum 2023/2024 ist in Tabelle 30 aufgelistet.

Netzreservekraftwerke 2023/2024

	Kraftwerk	Einspeiseleistung [MW]
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	375,0
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386,0
Steag GmbH	Bexbach	726,0
Steag GmbH	Weiher III	655,6
EnBW AG - Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	433,0
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85,0
EnBW AG - Rheinhafendampfkraftwerk Karlsruhe	RDK 4S*	342,0
SWM Services GmbH	Nord 2	332,7
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125,0
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125,0
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM 7	213,0
Grosskraftwerk Mannheim AG	GKM 7 M	212,0
Entega AG	GTKW Darmstadt*	94,6
UPM GmbH, Schongau	Dampfkraftwerk	64,0
Summe		4.168,9

*13

Tabelle 30: Netzreservekraftwerke 2023/2024

4.3.3 Netzsensitivität

Für den Betrachtungszeitraum 2023/2024 wird außerdem eine Netzsensitivität berechnet, um die Auswirkungen eines verzögerten Netzausbaus auf die Netzreserve zu untersuchen. Hierzu unterstellen die Übertragungsnetzbetreiber, die Inbetriebnahmen einiger Leitungsvorhaben würden nicht wie geplant bis zum 31. Dezember 2023 erfolgen. Die Annahmen zur Netzlast, dem konventionellen Kraftwerkspark, den Erneuerbaren-Energien-Anlagen und den Kraftwerksnichtverfügbarkeiten sind identisch zu den unter Abschnitt C4.1 aufgeführten Eingangsgrößen. Lediglich die Annahmen zu den Netzausbaumaßnahmen und den damit verbundenen Prognosen zu den Ein- und Ausfuhren elektrischer Energie ändern sich. Gegenüber der Basisvariante gibt es nur leichte Veränderungen der Handelsflüsse zu einzelnen Nachbarländern. Basis der Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber bildet, wie in Abschnitt C4.2 beschrieben, der Starkwind-/Starklastfall als bedarfsdimensionierende Situation. Die Grenzsituation tritt folglich ebenfalls im NNF 297 auf. Im Falle

¹³ Vgl. Fußnote 9 Seite 57 zu abweichenden Leistungsangaben

eines verzögerten Netzausbaus würde der im Rahmen der betrachteten Netzsensitivität bestimmte Bedarf an Netzreservekraftwerken eine Höhe von 4.424 MW aufweisen.

Die Ergebnisse der Netzsensitivität zeigen somit weiterhin einen rückläufigen Bedarf an Netzreservekraftwerken gegenüber 2021/2022. Jedoch ist der Bedarf an Netzreserve in der Netzsensitivität höher als im Basis-Szenario, da das Kraftwerk KMW 2 weiterhin in der Netzreserve zum Einsatz kommt, während das Reservekraftwerk Staudinger 4 aus der bestehenden Netzreserve nicht mehr benötigt wird. Die verzögerte Fertigstellung einzelner Netzausbaumaßnahmen hat außerdem einen Einfluss auf die ermittelte Redispatchmenge im Jahreslauf. Diese fällt in der Netzsensitivität mit 7,9 TWh höher aus als im Basis-Szenario (5,3 TWh).

Aufgrund der beobachtbaren Fortschritte beim Netzausbau sowie aufgrund der nur geringen Unterschiede zwischen beiden Szenarien ist für die aktuelle Systemanalyse für t+3 das Basis-Szenario maßgeblich. Ein aktueller Handlungsbedarf ergibt sich weder aus den Ergebnissen der Netzsensitivität noch denen des Basis-Szenarios. Spätestens in der Systemanalyse 2023 wird der Zeithorizont 2023/24 (aktuell t+3) als t+1 erneut untersucht, sodass die Situation anhand der dann vorliegenden Informationen zum Netzausbau erneut bewertet wird.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve	20
Abbildung 2: Geografische Darstellung der in t+1 als in Betrieb genommen berücksichtigten, geplanten Ausbaumaßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (angepasst))	46
Abbildung 3: Grafische Darstellung der geplanten Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland für die Grenzsituation 2021/2022 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	48
Abbildung 4: Identifikation der Grenzsituation in t+1 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	49
Abbildung 5: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie in GW im Netznutzungsfall 273 in 2021/2022 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	50
Abbildung 6: Handelsflüsse [GW] im Netznutzungsfall 273 in t+1 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	52
Abbildung 7: Leitungsauslastungen für 2021/2022 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 273 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	53
Abbildung 8: Leitungsauslastungen für 2021/2022 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast Stunde 273 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	56
Abbildung 9: Geografische Darstellung der in t+3 als in Betrieb genommen berücksichtigten, geplanten Ausbaumaßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (angepasst))	68
Abbildung 10: Identifikation der Grenzsituation in t+3 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	69
Abbildung 11: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie in der Grenzsituation in 2023/2024 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	70
Abbildung 12: Leitungsauslastungen bei Eintritt systemrelevanter Mehrfachfehler vor Gegenmaßnahmen in 2023/2024 in der Grenzsituation (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	71
Abbildung 13: Handelsflüsse [GW] im Netznutzungsfall 297 in t+3 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	73
Abbildung 14: Leitungsauslastungen für 2023/2024 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast Stunde 297 im Fehlerfall (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	77

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzreserveabrufe im vergangenen Winter im Überblick.....	11
Tabelle 2: Vorläufige Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2020 (Stand: März 2021)	12
Tabelle 3: Vorläufige Vorhalte- und Einsatzkosten für Netzreserve in Mio. Euro	13
Tabelle 4: Historische Leistung in- und ausländischer Netzreserve	13
Tabelle 5: Prognostizierter Netzreserve- und Redispatchbedarf	14
Tabelle 6: Überblick über die Ausschreibungsrunden innerhalb der Betrachtungszeiträume t+1 und t+3 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	15
Tabelle 7: Überblick über die für die Betrachtungszeiträume t+1 und t+3 berücksichtigten Mantelzahlen zur Abbildung des Kohleausstiegs in den Systemanalysen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	16
Tabelle 8: Lastannahmen in den benachbarten Ländern in der Grenzsituation für das Jahr 2021/2022	39
Tabelle 9: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2021/2022	40
Tabelle 10: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2021/2022	41
Tabelle 11: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2021/2022.....	43
Tabelle 12: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2021/2022.....	44
Tabelle 13: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2021/2022.....	45
Tabelle 14: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen und benachbarten Übertragungsnetz für die Grenzsituation 2021/2022	47
Tabelle 15: Ergebnisse der Marktsimulation im Netznutzungsfall 273 für 2021/2022.....	51
Tabelle 16: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in der betrachteten Grenzsituation für den Winter 2021/2022 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	55
Tabelle 17: Nationale Netzreservekraftwerke 2021/2022.....	57
Tabelle 18: Lastannahmen in den benachbarten Ländern in der Grenzsituation für das Jahr 2023/2024.....	60
Tabelle 19: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für das Jahr 2023/2024	61
Tabelle 20: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2023/2024	62
Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2023/2024.....	63
Tabelle 22: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2023/2024.....	64

Tabelle 23: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2023/2024.....	65
Tabelle 24: Gegenüber 2021/2022 in 2023/2024 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach BBPlG.....	66
Tabelle 25: Gegenüber 2021/2022 in 2023/2024 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach EnLAG	66
Tabelle 26: Gegenüber 2021/2022 in 2023/2024 zusätzlich realisierte Ad hoc-Maßnahmen.....	67
Tabelle 27: Gegenüber 2021/2022 in 2023/2024 zusätzlich realisierte sonstige Maßnahmen	67
Tabelle 28: Ergebnisse der Marktsimulation im Netznutzungsfall 297 für 2023/2024.....	72
Tabelle 29: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in der betrachteten Grenzsituation im Betrachtungszeitraum 2023/2024 ohne das Kraftwerk Walsum 9, entsprechend der neu eingeforderten Berechnungen	76
Tabelle 30: Netzreservekraftwerke 2023/2024	78

Abkürzungsverzeichnis

BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CEP	Clean Energy Package
CNEC	Critical Network Element and Contingency
CWE	Central West Europe
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
MAF	Mid-Term Adequacy Forecast
minRam	minimum Remaining Available Margin
NetzResV	Netzreserveverordnung
NTC	Net Transfer Capacity
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
VGB	Internationaler Fachverband für die Erzeugung und Speicherung von Strom und Wärme

Impressum

Angaben nach § 5 TMG

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Telefon: 0228 14-0
Fax: 0228 14-8872
E-Mail: info@bnetza.de

Präsident

Jochen Homann

Inhaltlich verantwortlich (nach § 18 Abs. 2 MStV)

Fiete Wulff (Anschrift wie oben)

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
Tulpenfeld 4
53113 Bonn

Bezugsquelle | Ansprechpartner

pressestelle@bnetza.de
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
www.bundesnetzagentur.de
Tel. +49 228 14-0

Stand

April 2021

Text

Referat 626

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

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: +49 228 14-0

Telefax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

www.bundesnetzagentur.de