



Bundesnetzagentur

Bericht

Feststellung des Bedarfs
an Netzreserve für den Winter
2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025



Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025

und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen

30. April 2020

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

Referat 608

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

E-Mail: info@bnetza.de

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber

1. 50Hertz 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 2020/2021 und 2024/2025 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 30. April 2020 festgestellt:

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

- **für den Winter 2020/2021 6.596 MW**
- **sowie für das Jahr 2024/2025 8.042 MW.**

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	4
BERICHT ZUR RESERVEBEDARFSFESTSTELLUNG.....	6
A Einführung	7
1. Hintergrund der Bedarfsfeststellung.....	7
2. Rückschau auf den Winter 2019/2020.....	9
2.1 Einsätze der Netzreserve	9
2.2 Steinkohlebevorratung süddeutscher Kraftwerke.....	9
3. Kosten der Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb	10
4. Neue Entwicklungen	13
4.1 Mindestkapazitäten nach Verordnung (EU) 2019/943	13
4.2 Umsetzung des geplanten Kohleausstiegs	13
4.3 NABEG 2.0 – Festlegung zum effizienten Redispatch	15
4.4 Untersuchung des Blindleistungshaushaltes.....	16
B Verfahrensablauf	17
C Bedarfsfeststellung	18
1. Methodik der Systemanalyse.....	18
1.1 Zielsetzung der Systemanalyse	18
1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse	18
1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation.....	22
1.3.1 Übertragungsnetz.....	22
1.3.2 Kraftwerkspark.....	23
1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	25
1.3.4 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten.....	26
1.3.5 Annahmen zur Netzlast	30
1.4 Marktsimulation	30
1.5 Netzanalysen.....	31
1.6 In der Systemanalyse berücksichtigte Risiken	34
1.7 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalyse	36
2. Redispatchbedarf und dessen Deckung	38
3. Netzreserve für 2020/2021	39
3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2020/2021	39
3.1.1 Annahmen zur Netzlast	39
3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark	40
3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen.....	41
3.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	42
3.1.5 Übertragungsnetz.....	46
3.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie	49
3.2 Berechnungsergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalyse für 2020/2021.....	50
3.3 Ergebnisse der Untersuchungen zum Blindleistungsbedarf.....	52
3.4 Netzreservebedarf 2020/2021.....	54
3.4.1 Gegenmaßnahmen	56
3.4.2 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen.....	57
3.4.3 Bereits gebundene Kraftwerke	58

3.4.4 Entlassung systemrelevanter Kraftwerke aus dem robusten Kraftwerkspark in die Stilllegung	59
4. Netzreserve für 2024/2025	61
4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2024/2025	61
4.1.1 Annahmen zur Netzlast	61
4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark	62
4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen	63
4.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	64
4.1.5 Übertragungsnetz	68
4.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie	72
4.2 Berechnungsergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalyse für 2024/2025	73
4.3 Ergebnisse der Untersuchungen zum Blindleistungsbedarf	83
4.4 Netzreservebedarf 2024/2025	84
4.4.1 Gegenmaßnahmen	86
4.4.2 Bereits potentiell gebundene Kraftwerke	86
VERZEICHNISSE	88
Abbildungsverzeichnis	89
Tabellenverzeichnis	90
Abkürzungsverzeichnis	92
Impressum	93

Bericht zur Reservebedarfsfeststellung

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 geplanten 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 2020/2021 (t+1) gemäß den Vorgaben des §3 Abs. 2 Nr. 3 NetzResV sowie das Jahr 2024/2025 (t+5). Auf Grundlage des jeweils den nächsten Winter betrachtenden Bedarfsermittlung (hier 2020/2021), ergänzt durch eine längerfristige Analyse (hier 2024/25) ist die demnach notwendige Netzreserve für den nächsten Winter zu beschaffen. Mit dem Jahr 2024/2025 wurde für den zweiten Betrachtungszeitraum der nach NetzResV spätest mögliche Zeitraum gewählt. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich der geplante Ausstieg aus der Verstromung von Braun- und Steinkohle in diesem Zeitraum in der Umsetzung befindet und bereits nennenswerte Erzeugungskapazitäten aus dem Markt ausgeschieden sind, der Netzausbau und hier vor allem die Inbetriebnahme der großen Gleichstromtrassen zwischen Nord- und Süddeutschland jedoch noch nicht abgeschlossen ist. Dennoch werden sich voraussichtliche Fortschritte im Netzausbau vor allem für den Zeitraum 2024/2025 bedarfsreduzierend bemerkbar machen. 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 C4.4.

Um die Netzstabilität auch in den insoweit denkbaren kritischen Situationen zu gewährleisten, setzen die Übertragungsnetzbetreiber heute im Bedarfsfall gezielt insbesondere Kraftwerke (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 abge-regelte 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 in 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 grundsätzlich 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 2019/2020

2.1 Einsätze der Netzreserve

Die Reservekapazitäten kamen bis 15. April 2020 an lediglich zwei Tagen zum Einsatz.

Im Vergleich zum Winter 2018/2019 hat sich damit eine sehr deutliche Reduktion der Netzreserveeinsätze ergeben.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Winter 2019/2020¹

	Tage	Maximal angeforderte Leistung in MW	Einsatzdurchschnitt in MW	MWh Summe
Februar	2	250	205	5.498
Gesamt	2			5.498

Tabelle 1: Netzreserveabrufe 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 vier Netzreservestandorten und an einem Marktstandort erweitert. Aufgrund einer ausgebliebenen Niedrigwasserphase kamen diese zusätzlichen Vorräte bislang noch nicht zum Einsatz.

¹ Oktober bis Dezember beruhen auf den abschließenden Redispatch Meldungen der ÜNB. Januar bis April beruhen auf den initialen Anforderungen und nicht den tatsächlich realisierten Einsätzen. Einsätze auf Grund von Testfahrten / Probeeinsätzen, auch zu TÜV-Zwecken, sind nicht enthalten.

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.

Vorläufige Kosten für wesentliche Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro

Jahr	Redispatch (ÜNB)	Countertrading (ÜNB)	Einspeisemanagement (ÜNB und VNB)	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	Q1-Q3: 164,3	Q1-Q3: 49,1	Q1-Q3: 542,1	Q1-Q3: 197,0	0	952,5

*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 basieren auf den Meldungen im Monitoring und sind ebenfalls vorläufig.

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 2: Vorläufige Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2019 (Stand: April 2020)

Die in der Tabelle 2 aufgeführten Kosten für die Netzreserve im In- und Ausland beinhalten für die Jahre 2011 bis 2018 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 2018 die angefallenen Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft enthalten.

Für die Netzreservekosten des Jahres 2018 befinden sich die Ist-Kosten der Übertragungsnetzbetreiber noch in Prüfung und somit handelt es sich um vorläufige Werte. Die Kosten für das Jahr 2019 basieren auf Planwerten der Übertragungsnetzbetreiber, die im Rahmen der Anpassung der Erlösbergrenze zum 1. Januar 2019 übermittelt wurden. Hierfür wurden noch keine Ist-Kosten übermittelt.

Zu den Redispatchmaßnahmen (ohne Netzreserve) der Übertragungsnetzbetreiber und den Entschädigungsansprüchen von Anlagenbetreibern durch Einspeisemanagement-Maßnahmen von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern in 2019 liegen bislang lediglich für die ersten drei Quartale geschätzte Kosten vor.

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	279,7	50,6	28,0	57,2	415,5
2019	178,2	0	Q1-Q3: 18,8	0	197,0

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

In der folgenden Tabelle 4 sind für den Zeitraum 2011/2012 bis 2019/2020 die summierten Leistungswerte der entsprechenden kontrahierten inländischen und ausländischen Netzreservekraftwerke aufgeführt.

Leistung Netzreserve in MW

Jahr	Leistung Netzreserve Inland	Leistung Netzreserve Ausland	Summe
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

Quelle: Bundesnetzagentur

Tabelle 4: Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreserve in MW

4. Neue Entwicklungen

4.1 Mindestkapazitäten nach Verordnung (EU) 2019/943

Ein Fokus der Anfang Juli 2019 in Kraft getretenen Verordnung (EU) 2019/943 für den europäischen Elektrizitätsmarkt steht die Stärkung des grenzüberschreitenden Handels und eine diskriminierungsfreie Berechnung und Nutzung der dafür zur Verfügung stehenden Kapazitäten. Bis zum 31.12.2025 ist dem gebotszonenübergreifenden Handel ein Mindestanteil von 70 Prozent der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten zur Verfügung zu stellen. Die Bundesrepublik Deutschland beschreitet den in Artikel 15 vorgesehenen Prozess eines nationalen Aktionsplans, wobei das vorgesehene Ziel von 70 Prozent über einen linearen Anstiegspfad spätestens ab dem 31.12.2025 erreicht werden muss. Die Startwerte des linearen Anstiegspfads werden dabei anhand der allokierten Kapazitäten der letzten drei Jahre berechnet. Diese Vorgehensweise ist in der aktuellen Systemanalyse abgebildet. Die Vorgaben des Clean Energy Package zu Mindestkapazitäten in anderen Mitgliedsstaaten sind insofern berücksichtigt als die Entwicklungen zum Stand November 2019 bekannt waren.

4.2 Umsetzung des geplanten Kohleausstiegs

Am 31. Januar 2019 hat die Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB, „Kohlekommission“) ihren Abschlussbericht vorgelegt, in welchem sie Ausstiegspfade aus der Kohleverstromung aufgezeigt hat. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten soll der Kohleausstieg demnach bis längstens zum Jahre 2038 schrittweise vollzogen werden. Seitdem wird intensiv und unter Beteiligung aller Akteure daran gearbeitet, die Vorschläge der KWSB in ein Kohleausstiegsgesetz umzusetzen. Dieses enthält einen Entwurf für ein Kohleverstromungsbeendigungsgesetz („KVBG-E“) sowie Änderungen an einer Reihe weiterer rechtlicher Vorschriften.

Die Bundesregierung hat das Kohleausstiegsgesetz als Regierungsentwurf am 29. Januar 2020 beschlossen und ins Gesetzgebungsverfahren eingebracht. Der Deutsche Bundestag hat den Gesetzentwurf (BT-Drs. 19/17342) gemäß BT-Plenarprotokoll 19/150, S. 18758D am 6. März 2020 an die Ausschüsse überwiesen. Der Bundesrat hat am 13. März 2020 Stellung genommen (BR-Drs. 51/20). Die Bundesregierung hat am 8. April 2020 eine Gegenäußerung zu der Stellungnahme des Bundesrats abgegeben (BT-Drs. 19/18472).

Die Regelungen der Netzreserveverordnung (§3 Abs. 2 Satz 5 NetzResV) erzwangen jedoch, dass die Eingangsparameter der Analysen bereits bis zum 1. Dezember 2019 zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur abzustimmen waren. Zu diesem Zeitpunkt lag noch weder ein wirksames Gesetz zur Reduktion der Kohleverstromung in Deutschland vor noch ein entsprechender Gesetzentwurf. Folglich wurden für die vorliegenden Analysen Annahmen getroffen, wie sich der Kohleausstieg in den nächsten Jahren manifestieren könnte.

Hierbei wurden zunächst die in den Empfehlungen der KWSB festgelegten Zieljahre 2022 (je 15 GW Braun- und Steinkohle am Markt verbleibende Leistung) und 2030 (8 GW Stein- und 9 GW Braunkohle am Markt verbleibende Leistung) sowie das Ausgangsniveau der installierten Leistung (Markt und vorläufig stillgelegt) 2019 herangezogen. Zwischen diesen Stützjahren wurde interpoliert, wobei ein paralleler, linear sinkender Ausstiegspfad für Braun- und Steinkohle zugrunde gelegt wurde.

Durch diese Methode ergeben sich die folgenden Mantelzahlen für die einzelnen Jahre, siehe Tabelle 5.

	Datum	Steinkohle [GW]	Braunkohle [GW]	Kommentar
	6. August 2019	22,86	18,9	Bestand
T+1	31. Dezember 2020	20,24	17,6	Interpolation
T+2	31. Dezember 2021	17,62	16,3	Interpolation
T+3	31. Dezember 2022	15,0	15,0	KVBG-E
T+4	31. Dezember 2023	14,0	14,1	Interpolation
T+5	31. Dezember 2024	13,0	13,3	Interpolation
	31. Dezember 2025	12,0	12,4	Interpolation
	31. Dezember 2026	11,0	11,6	Interpolation
	31. Dezember 2027	10,0	10,7	Interpolation
	31. Dezember 2028	9,0	9,9	Interpolation
	31. Dezember 2029	8,0	9,0	KVBG-E

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 5: Mantelzahlen zur Abbildung des Kohleausstiegs

In t+1 verbleiben also mit Ende 2020 bei Steinkohle 20,24 GW Leistung und bei Braunkohle 17,6 GW. Es wurde angenommen, dass die Stilllegungen für die im ersten im Rahmen der vorgesehenen Ausschreibungen bezuschlagten Steinkohlekraftwerke zum 1. Oktober 2020 beginnen. Die ersten Stilllegungen bei Braunkohlekraftwerken wurden für das gleiche Datum angenommen. Folglich ergeben sich aufgrund des Kohleausstiegs für das Sommerhalbjahr t+1 (01. April - 30. September 2020) noch keine Auswirkungen. Diese greifen erst ab dem Winterhalbjahr (01. Oktober 2020 - 31. März 2021). Hier wird für die Marktsimulation die verfügbare Leistung aller Kohlekraftwerke anteilig (pro rata) so reduziert, dass die maximal mögliche Leistungseinspeisung aller Stein- und Braunkohlekraftwerke dem jeweiligen Zielwert der gesamten installierten Leistung entspricht. Dieses Vorgehen wurde gewählt, da zum Festlegungszeitpunkt der Eingangsparameter nicht abschätzbar war, welche konkreten Kraftwerke wann aus dem Markt ausscheiden werden.

Für t+5 war ebenso nicht absehbar, welche konkreten Kraftwerke bis dahin den Markt verlassen werden. Allerdings ist die bis dahin zu reduzierende Leistung so groß, dass eine pro-rata-Absenkung wie in t+1 dazu führen würde, dass es bei einzelnen Blöcken zu einer Unterschreitung der technischen Mindestleistung käme. Daher wurde in t+5 auf eine approximative Altersreihung der Kraftwerke auf Basis ihrer in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur enthaltenen Inbetriebnahmedaten zurückgegriffen. Konkret wurden also 9,9 GW der ältesten Steinkohlekraftwerke (im Markt befindliche und vorläufig stillgelegte Kraftwerke) und 5,6 GW der Braunkohlekraftwerke im Vergleich zum Bestand von 2019 außer Betrieb gesetzt. So wurde bei beiden Energieträgern das jeweilige Zielniveau für t+5 erreicht. Bei der Bewertung des Netzreservebedarfs für t+5 ist allerdings zu berücksichtigen, dass die der Analyse zu Grunde liegende Altersreihung nicht den letzten Stand zur gesetzlichen Umsetzung des Kohleausstiegs widerspiegelt. Die für Stilllegungen über KVBG-Entwurf relevante Altersreihung erfolgt abschließend erst im Rahmen der Umsetzung des KVBG. Zum einen bieten die Betreiber der Kraftwerke im ersten Schritt im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsverfahrens freiwillig die Stilllegung des Kraftwerks gegen

eine Prämie an. Ausschlaggebend für die Stilllegung im Rahmen der Ausschreibung ist also nicht das Alter der Kraftwerke, sondern die Reihenfolge der Bezuschlagung nach dem KVBG-Entwurf festgelegtem Zuschlagskriterium. Noch entscheidender mit Blick auf die Stromnetze ist allerdings, dass der Entwurf der Bundesregierung zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz verschiedene Maßnahmen vorsieht, um den Kohleausstieg netzverträglich und ohne Risiken für die Versorgungssicherheit auszugestalten. So wird beispielsweise ein anhand objektiver Kriterien bemessener Netzfaktor im Rahmen der Ausschreibungen der Steinkohlekraftwerke vorgeschlagen, der gerade in den ersten Jahren des Kohleausstiegs sicherstellt, dass für die Netzengpassbewirtschaftung besonders relevante Kraftwerke im Süden länger im Markt erhalten bleiben. In der Folge wirkt die Maßnahme dann einem Anwachsen der Netzreserve entgegen. Darüber hinaus sieht der Entwurf verschiedene Netzanalysen vor, die über den gesamten Zeitablauf des Kohleausstiegs gewährleisten sollen, dass trotz des schrittweisen Kohleausstiegs die Netze jederzeit sicher betrieben werden können. Diese beschriebenen Maßnahmen konnten bei der Bedarfsermittlung in diesem Jahr allerdings noch nicht berücksichtigt werden.

Beide Herangehensweisen sind Annahmen und Approximationen für den tatsächlichen Verlauf des Kohleausstiegs. Der Betrachtungshorizont $t+5$ wird noch in weiteren zukünftigen Systemanalysen, spätestens in der Systemanalyse 2024 als $t+1$, erneut betrachtet werden, sodass Abweichungen noch korrigiert und abgefangen werden können. Für $t+1$ stellt die pro-rata-Herangehensweise eine sinnvolle Methode dar, da sie die derzeit noch nicht absehbaren Auswirkungen des Kohleausstiegs nicht auf wenige Punkte im Netz konzentriert, sondern gleichmäßig verteilt und somit alle Netzbereiche gleich betrifft.

4.3 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, werden sich für den zukünftigen Redispatch in Deutschland einige Änderungen ergeben.

Die für die Reservebedarfsfeststellung relevanten Punkte des Gesetzes fanden Berücksichtigung, es wurden jedoch noch keine so genannten Mindestfaktoren für eine Entscheidung zur Abregelung von Erneuerbaren Energien vergeben, um dem Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur und den öffentlichen Konsultationen nicht vorzugreifen. Für den Untersuchungsgegenstand dieses Berichtes sind die festzulegenden Faktoren von nachrangiger Bedeutung, da sie das Verhältnis EE zu konventionellen Anlagen bei der Abregelung (negativer Redispatch) festlegen und auf die hier zu untersuchenden benötigten Potentiale für den positiven Redispatch keine signifikanten Auswirkungen haben.

Das NABEG 2.0 schreibt für alle Anlagen größer 100kW eine Teilnahme am Redispatch fest. Anlagen ab 10 MW sind im Netzmodell blockscharf modelliert. Die bisher nicht zum Redispatch verwendeten Kraftwerke zwischen 10 und 50 MW wurden auf ihre Redispatchfähigkeit untersucht. Dadurch konnte das Redispatchpotential in Deutschland erhöht werden. Tendenziell sinkt damit der Reservebedarf.

Bei der Photovoltaik wurde ein Anteil der an jedem Netzknoten anliegenden Leistung aus Sonnenenergie regelbar gemacht. Dieser Anteil entspricht dem für die Regelzonen typischen Verhältnis von Anlagen >100 kW zu kleineren Anlagen. Folgenden Werte wurden verwendet:

- 50 Hertz: 80%
- Amprion und TenneT: 35%
- TransnetBW BW: 30%

4.4 Untersuchung des Blindleistungshaushaltes

Aufgrund der Reduktion von konventioneller Erzeugung im deutschen Kraftwerkspark mit dem damit verbundenen Entfall des Blindleistungsvermögens von Synchrongeneratoren und gleichzeitig steigendem Blindleistungsbedarf im Netz in Folge der Höherauslastung werden vermehrt Redispatcheinsätze zur Spannungshaltung durch die Übertragungsnetzbetreiber erwartet. Daher wurde in diesem Jahr zusätzlich damit begonnen, den Blindleistungshaushalt der deutschen Netzgruppen in beiden untersuchten Zeiträumen zu prüfen.

Hierbei wurde von den Übertragungsnetzbetreibern eine Methodik entwickelt, die aufzeigt, ob in einer Netzgruppe die Blindleistungsbedarfe aller Verbraucher (Endkunden und Weiterverteiler) und Netzelemente mit dem zur Verfügung stehendem Potenzial gedeckt werden kann. Die Ergebnisse der Untersuchungen werden in den Kapiteln C3.3 und C4.3 dargestellt.

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 10. Juli 2019 fand das Auftaktgespräch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur über den Inhalt der vorzulegenden Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber statt. Am 24. Juli 2019 verständigten sich Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreiber darauf, dass eine Systemanalyse neben dem gemäß der NetzResV zu untersuchenden bevorstehenden Winterhalbjahr, also 2020/2021, zusätzlich für den Betrachtungszeitraum vom 1. April 2024 bis zum 31. März 2025 zu erstellen ist. Gemäß Art. 15 Abs. 2 in Verbindung mit Art. 16 Abs. 8 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt müssen die Mitgliedstaaten grundsätzlich dafür sorgen, dass die Kapazität für den grenzüberschreitenden Handel jedes Jahr entlang eines linearen Anstiegspaths erhöht wird, bis die Mindestkapazität in Höhe von 70 % der maßgeblichen Netzkapazität bis zum 31. Dezember 2025 erreicht wird. Mit der Bedarfsbestimmung für den zweiten Betrachtungszeitraum sollte überprüft werden, welche Auswirkungen sich aus diesem zu erwartenden Anstieg des grenzüberschreitenden Stromflusses auf den Netzreservebedarf ergeben.

Die Übertragungsnetzbetreiber übermittelten die Eingangsparameter der Systemanalysen am 29. November 2019 an die Bundesnetzagentur. Im Rahmen der sich hieran anschließenden Abstimmungsrunden stimmten sich die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber bis zum 12. Dezember 2019 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 ab.

Am 28. Februar 2020 übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber die Systemanalyse für das Winterhalbjahr 2020/2021 an die Bundesnetzagentur einschließlich der ihr zugrundeliegenden Datensätze der Markt- und Netzsimulationen. Die Systemanalyse für den Betrachtungszeitraum 2024/2025 ging nach Zustimmung der Bundesnetzagentur am 31. März 2020 ein. Die Vorstellung der Ergebnisse der Systemanalysen durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgte bereits im Rahmen eines gemeinsamen Gesprächs am 27. März 2020.

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 bestehenden 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 1.6 zusammenfassend dargestellt.

1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse

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 2020/2021 und 2024/2025 erstellt (vgl. Abschnitt 1.3). Hierbei werden der konventionelle und erneuerbare Kraftwerkspark (installierte Leistungen, Nicht-

verfügbarkeiten, 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.

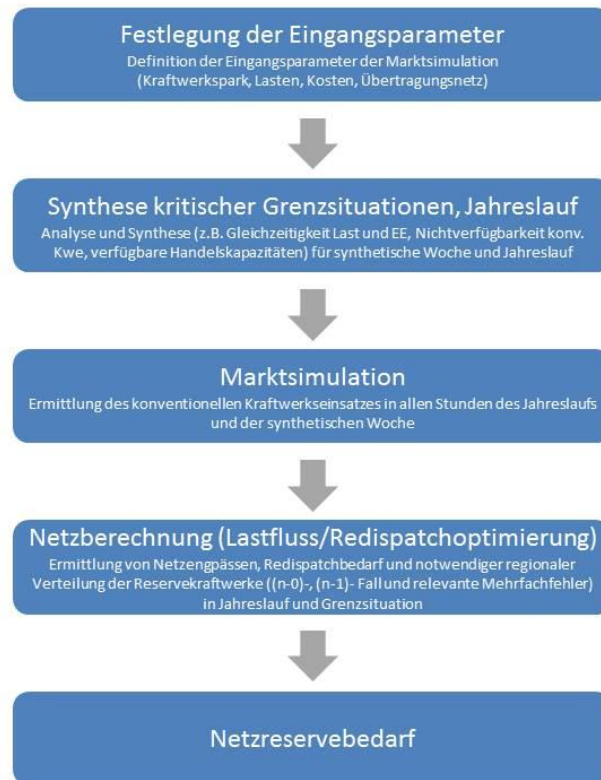


Abbildung 1: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve.

Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte 1.3-1.5)

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.

In diesem Sinne wird eine synthetische Woche erzeugt, die sicherstellen soll, 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. Dies dient unter anderem zur Prüfung der Netzsicherheit von Situationen, die von in der Grenzsituation nicht abgebildeten Last- und Erzeugungssituationen eine andere geografische Verteilung des Redispatches zur Gewährleistung der Systemsicherheit 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 1.4), unter Berücksichtigung der erwarteten Einspeisung erneuerbarer Energien, der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten und der Handelskapazitäten. Das Modell bestimmt auch, welche Ausfuhren in das und Einfuhren aus dem europäischen Ausland sich in den jeweiligen Netznutzungsfällen einstellen.

Im vierten Schritt der Netzanalyse wird geprüft, ob das vorhandene Übertragungsnetz jederzeit den Strom vom Produzenten zum Nachfrager transportieren kann (vgl. Abschnitt 1.5). 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“ (ECs)). Durch die Betrachtung dieser verschiedenen Fehlerereignisse zeigt sich, in welchen Fällen es im Netz zu Überlastungen kommen würde 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 Redispatchpotential 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 Gesamtmenge der notwendigen Anpassungen an Kraftwerksleistung zur Erlangung eines engpassfreien Netzes ist sodann der Redispatchbedarf.

Die Spannungshaltung wird in dem Jahreslauf nach Redispatch über eine Betrachtung der regionalen Blindleistungsbilanzen geprüft. Dabei wird der Blindleistungsbedarf aller Verbraucher (Endkunden und Weiterverteiler) Netzelemente in einer Netzgruppe ermittelt und mit den Blindleistungspotenzialen verglichen.

Die Stunde der synthetischen Woche, die durch den höchsten Redispatchbedarf charakterisiert ist, wird als Grenzsituation bezeichnet. Sie stellt die kritischste Situation für das Netz dar. Dabei ist die 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 die hohe Last und Einspeisung oder im Nachklang dazu in einer anderen Stunde vorher oder nachher eine Lastflusssituation ergibt, die für das Netz noch 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 (in t+1) bzw. 20 (in t+5) Einsätzen aufweisen. Reservekraftwerke mit einer geringeren Einsatzhäufigkeit werden sodann mit deutlich höheren Strafkosten belegt, sodass deren Einsatz nur erfolgt, wenn es ansonsten keine Möglichkeit zur Engpassfreiheit des Netzes gäbe. Mit diesen Rahmenbedingungen wird nun die Grenzsituation unter zusätzlicher Berücksichtigung von Exceptional Contingencies (ECs) 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 robusten Kraftwerksparks für diesen Betrachtungszeitraum werden nun alle Reservekraftwerke gelistet, die im letzten berechneten Jahreslauf zum Einsatz gekommen sind.

Das Verfahren wird für weitere Betrachtungszeiträume 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 3 und 4 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 3.1 und 4.1 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 2020/2021 und 2024/2025. Die Abbildung des deutschen und des österreichischen Übertragungsnetzes ist knotenscharf, die der benachbarten Netze weitgehend knotenscharf. Auch unterlagerte Verteilernetze werden soweit möglich und notwendig berücksichtigt.

Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird auf Basis der Regionalisierungsmethodik nach dem Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung sowie der aktuellen Datenlage und der EEG-Mittelfrist-Prognose 2019 auf die einzelnen Netzknoten verteilt. Die "Netzausbauregion" wird bei der Regionalisierung des Zubaus erneuerbarer Energien berücksichtigt. EE-Sonderausschreibungen werden mit jeweils 1 GW in den Jahren 2019 bis 2022 berücksichtigt. Im Ausland werden größere konventionelle Kraftwerksblöcke im Nahbereich des deutschen Übertragungsnetzes blockscharf abgebildet. Die restliche ausländische Erzeugung wird berücksichtigt, indem Handelssalden der Marktsimulation über Multiplikationsfaktoren ausbalanciert werden.

Die Übertragungsnetze der zwei Betrachtungszeiträume enthalten bereits eine Anzahl von geplanten Netzverstärkungsmaßnahmen. Im Sinne einer umsichtigen Risikoabschätzung („real case“-Annahme) werden nur diejenigen Maßnahmen berücksichtigt, deren Inbetriebnahme bis zum Winterhalbjahr 2020 und bis zum Winterhalbjahr 2024 auf Basis des BMWi-Monitorings mit Stand Q2/2019 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, aber auch die vorgeschriebenen Stilllegungen der Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1a AtG werden berücksichtigt. Darüber hinaus werden die Angaben zur Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft entsprechend § 13g EnWG berücksichtigt. Diese Braunkohlekraftwerke stehen dementsprechend 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.

Insbesondere für den Zeitraum $t+5$ spielt der geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung eine wesentliche Rolle. Aber auch bereits im Winter 2020/2021 soll der Kohleausstieg nach aktuellem Planungsstand bereits wirken. Da heute noch nicht bekannt ist, welche konkreten Kohlekraftwerke den Markt verlassen werden, werden Annahmen dazu getroffen. Die genaue Herangehensweise wurde bereits im Kapitel 4.2 beschrieben.

Die prognostizierte Leistung aus Erneuerbaren-Energieanlagen (EE-Anlagen) in Deutschland wird anhand der Mittelfristprognose vom September 2019 bestimmt. Hierbei wird bei der Festlegung der Höhe des Zubaus Photovoltaik und Biomasse das „obere Szenario“ zugrunde gelegt. Für den Zubau der Windenergie an Land bildet das Trendszenario die Datenbasis. 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 und der Bundesnetzagentur 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.

Aufbauend auf den Prognosen zur installierten Leistung aus EE-Anlagen wird die maximale, relative Höhe der Einspeisung von Windenergieanlagen (in Prozent der installierten Leistung) auf Basis historischer Werte geschätzt. Hierbei wird der Maximalwert der letzten Jahre zugrunde gelegt.

Der europäische, konventionelle Kraftwerkspark wird auf Basis der Daten des MAF (Mid-Term Adequacy Forecast) 2019² 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

² Vgl. ENTSO-E (2019): Mid-term Adequacy Forecast; online im Internet: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

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 der Kraftwerksparks berücksichtigt. Dies ist erforderlich, da die Regelleistungsvorhaltung die 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 block-scharfe 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 in der Reservebedarfsermittlung ist von entscheidender Bedeutung, da die in der Systemanalyse untersuchten potentiell kritischen Netzsituationen entscheidend durch die Verfügbarkeit von Kraftwerken beeinflusst werden. Wenn beispielsweise der Bedarf an Netzreservekraftwerken durch ein hohes Nord-Süd-Gefälle an Kraftwerken 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 Speisewasserpumpe, ein Rohrreißer 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 kraftwerkstypspezifische 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 und Speicherwasser). Darüber hinaus wird eine Unterscheidung zwischen Voll- und Teilnichtverfügbarkeiten vorgenommen und eine saisonale Abhängigkeit der Verfügbarkeitskennzahlen berücksichtigt. Da für eine Grenzsituation auch eine saisonale Zuordnung möglich ist, können bei der Bestimmung der nicht verfügbaren Kraftwerksleistung auch die entsprechenden saisonalen Eingangsdaten angewendet werden.

Ziel der Untersuchung ist es, aufbauend auf den statistisch ermittelten Verfügbarkeitsdaten, die den Kraftwerksblöcken zugeordnet werden, Ausfallkombinationen von Kraftwerken 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 vorgelagerter 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 2020/2021 und 2024/2025 ermittelt. Die Szenarien werden in Kapitel C3.1 und C4.1 vertieft dargestellt. Die konkret angenommenen Nichtverfügbarkeiten werden in den Abschnitten 3.1.4 und 4.1.4 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 erfolgender 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 2020/2021 (t+1) erfolgt die Kapazitätsberechnung nach der Flow-Based-Methode für alle innerhalb der Region „Central West Europe“ (CWE) liegende Marktgebietsgrenzen. Die Region „Central West Europe“ (CWE) umfasst hierbei die Marktgebiete Belgien, Deutschland/Luxemburg, Frankreich, Niederlande sowie Österreich. Hinsichtlich des späteren Zeitraums t+5 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, analog zu den bisherigen Bedarfsanalysen, als NTC-Grenzen modelliert.

NTC-Grenzen

Zur Festlegung der Annahmen wurden insbesondere für die nichtdeutschen Grenzen die Systemführungen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber und deren Netzplanungen sowie der europäische Zehnjahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) und der MAF herangezogen. Die Handelskapazität zwischen Deutschland und Dänemark West hängt von der land- und seeseitigen Windeinspeisung sowie der Lastsituation in der betrachteten Stunde ab. Zusätzlich gilt hier eine Mindestimportkapazität von 1,4 GW für t+1 und 2,3 GW für t+5. Alle weiteren Kuppelkapazitäten sind durch einen festen Wert charakterisiert.

Flow Based-Region

Zunächst wird eine initiale Marktsimulation mit der herkömmlichen NTC-Methodik durchgeführt. Hierbei 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. Hierbei 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, CNE) werden in CWE für den Zeithorizont t+1 und t+5 marktgebietsübergreifende und -interne Netzelemente der 220-kV-Spannungsebene und höher berücksichtigt. Für den Zeithorizont t+5 werden für östliche Marktgebiete der Core-Region vereinfachend ausschließlich Grenzkuppelleitungen und interne Netzelemente der Spannungsebene 380kV 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 Wirklastfluss auf einzelnen Netzelementen in Kombination mit einer Ausfallsituation (CNEC) hat.

Anhand der zuvor berechneten zonalen PTDFs können nun die marktsensitiven CNECs bestimmt werden. Ein CNEC gilt dann als marktsensitiv, wenn eine Veränderung der Nettopositionen zu einer signifikanten Lastflussänderung führt. 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 zusätzliche Handelskapazitäten zwischen den Marktgebieten ermöglichen. Anschließend wird der Wirkleistungsfluss je CNEC ohne jeglichen kommerziellen Austausch in der Flow-Based-Region berechnet. Nun können die tatsächlich dem Handel zur Verfügung zu stehenden Kapazitäten je CNEC und Netznutzungsfall bestimmt werden. Diese berechnen sich aus der Differenz zwischen den maximalen Übertragungskapazitäten der CNECs und den Flüssen in der Situation ohne kommerziellen Austausch. Ist dieser Wert niedriger als die geforderte Mindestkapazität (siehe Ausführungen am Ende des Abschnitts) so wird der RAM des CNEC im Berechnungsverfahren künstlich erhöht.

Im Rahmen 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 $t+5$ 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 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 2019 die Entwicklungen in den einzelnen Mitgliedsstaaten bekannt waren (siehe auch A4.1). Im Rahmen der Systemanalyse wird für Deutschland eine Mindestkapazität von 20% für t+1 und 60% für t+5 angesetzt (sowohl für die initiale NTC-Marktsimulation, als auch für die Flow-Based Kapazitätsberechnung).

Für die initiale Marktsimulation lagen Daten zur Zeit der Finalisierung der Eingangsparameter nur für die Niederlande vor – hier wird für den Zeithorizont t+1 50% und t+5 70% für die initiale NTC-Marktsimulation angesetzt. Der Aktionsplan in Polen wurde zu einem späteren Zeitpunkt bekannt und konnte nur mehr für den Zeithorizont t+5 mit 60% berücksichtigt werden (in t+1 wird somit 70% angesetzt).

In Bezug auf die bestehenden HGÜ-Verbindungen wurde für die initiale NTC-Marktsimulation folgende Methodik angesetzt: Im Jahreslauf werden 70% der Kapazität für den Handel zur Verfügung gestellt. In der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation werden die Kapazitäten zwischen Deutschland und Skandinavien in DE-Importrichtung eingeschränkt. Die Ermittlung der in dieser Transaktionsrichtung freizugebenden Kapazitäten erfolgt durch Interpolation zwischen einem Startwert und dem CEP-Zielwert von 70%. Damit ergibt sich für Importe über Baltic Cable (DE_SE) in t+1 45%, in t+5 65%. Für Kontek (DE-DKE) erfüllt bereits die Anforderungen des CEP und damit gelten hier auch in Importrichtung immer 70%. Für die innerhalb der Flow-based Region befindliche HGÜ-Verbindung ALEGrO (DE-BE) wird sowohl in Ex- als auch in Importrichtung 70% der Kapazität angesetzt.

Für die nachfolgende Parametrierung Flow-Based Kapazitätsberechnung wird wie oben beschrieben der deutsche Aktionsplan berücksichtigt. Derogations anderer Mitgliedsstaaten werden nicht abgebildet. Für die deutschen kritischen Netzelemente innerhalb der Berechnungsregion wird ein identischer Startwert von 10% für t+1 angesetzt. Der minRAM-Faktor für Deutschland zum 01.01.2021 ergibt sich aus einer linearen Interpolation zwischen 10% (= Startwert zum 01.01.2020) und 70% (31.12.2025). Außerdem gilt für die Region CWE weiterhin eine Mindestkapazität von 20%.

Für t+5 konnte sowohl der deutsche als auch polnische Aktionsplan berücksichtigt werden. Für die deutschen und die polnischen kritischen Netzelemente wird jeweils ein identischer minRAM-Faktor von 60% angesetzt. Der deutsche Faktor ergibt sich wie oben beschrieben anhand einer linearen Interpolation, während der polnische durch Mittelung der im Aktionsplan für 2025 ausgewiesenen CNEC-spezifischen Werte bestimmt wurde. Außerdem gilt auch in Core ein regionaler Mindestwert von 20%.

Für die übrigen EU-Staaten wurde im Rahmen der Analysen angenommen, dass die Anforderungen der Verordnung (EU) 2019/943 ab dem 1. Januar 2020 erfüllt werden und somit sowohl in t+1 als auch t+5 70% der Übertragungskapazitäten dem grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden.

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 ein realer Wochenverlauf (zweite Januarwoche). 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 reale Wochenverlauf wird an die untersuchten Zeithorizonte angepasst, indem das Maximum der Wochenlast auf die jeweils angenommene Starklast skaliert wird.

Der Jahreslastverlauf wird so skaliert, dass die höchste auftretende Lastspitze der abgestimmten Jahreshöchstlast des jeweiligen Szenarios entspricht. Für Deutschland wurden die Lastprognosen durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber erstellt. Bei der Prognose der ausländischen Lasten wurden die Lastzeitreihen des MAF 2019 unverändert verwendet.

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

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 werden 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 2019 wird die Marktsimulation für die vorab identifizierten synthetischen Wochen und den Jahreslauf in den zwei Zeiträumen 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

In der Systemanalyse der zwei Betrachtungsjahre wird aus dem Wochenlauf die jeweils für das Netz kritischste Stunde ausgewählt, die sogenannte Grenzsituation. Zusätzlich wird der Jahreslauf berechnet. Die Reihenfolge der Berechnungen ist in Kapitel 1.2 erläutert.

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 Netzzustands³ eingeleitet. In der Grenzsituation wird zunächst geprüft, ob der Netzengpass durch topologische Maßnahmen (wie z.B. Sonderschaltzustände) beseitigt werden kann. Dieser Schritt wird 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 Moment 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 Gesamtredispatchbedarf 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 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

³ Unter einem sicheren Netzzustand wird derjenige Zustand verstanden, bei dem keine Betriebsmittelüberlastungen eintreten und die zulässigen Spannungsbereiche eingehalten werden.

diese ebenfalls nicht ausreichen, um die Netzenspässe 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 1.2). 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.

Für einen sicheren, stabilen und kosteneffizienten Netzbetrieb ist die Spannung zu jeder Zeit in einem betrieblich zulässigen Bereich zu halten. Die Einhaltung des zulässigen Bereichs kann unterstellt werden, wenn die Blindleistungsbilanz auf einem genügend kleinen Netzgebiet ausgeglichen ist und der wechselnde Bedarf bei Leistungsfluss- oder Einspeiseänderungen sofort kompensiert werden kann. Im Rahmen der Blindleistungsuntersuchung wird das Übertragungsnetz in geeignete Netzgebiete aufgeteilt und die Bilanz in jedem Netzgebiet und Netznutzungsfall bestimmt. Hierfür wird für die betrachteten Zeithorizonte der jeweilige Jahreslauf der Leistungsflüsse nach erfolgtem Redispatch als Grundlage herangezogen. Auf Basis der Leistungsflüsse können die Blindleistungsbedarfe des Übertragungsnetzes berechnet werden. Die Blindleistungsbedarfe der untergelagerten Netzebenen haben die Übertragungsnetzbetreiber an den entsprechenden Knoten des Übertragungsnetzes ebenfalls berücksichtigt. Den Bedarfen werden die theoretischen Potenziale der Blindleistungsquellen, die sich aus Kompensationsanlagen, Generatoren und HGÜ zusammensetzen gegenübergestellt, um die Bilanz zu ermitteln:

$$\text{Bilanz} = \text{Bedarf} - \text{Potential}$$

Die Blindleistungsbilanz einer Netzgruppe wird für zwei Arten der Blindleistungsanforderungen ermittelt:

- **Dynamische Bilanz:** Der dynamische Bedarf setzt sich zusammen aus dem Stundenwechselbedarf und dem Störungsbedarf.

Der Stundenwechselbedarf stellt die Differenz des Blindleistungsbedarfs zwischen zwei aufeinanderfolgenden Netznutzungsfällen dar. Eine unausgeglichene Bilanz beim Stundenwechsel führt zu Spannungssprüngen bei Änderung der Einspeise- und Lastsituation.

Der Störungsbedarf stellt die Differenz des Blindleistungsbedarfs dar, der sich stationär nach dem größten anzunehmenden Netzfehler ergibt. Die zugrundeliegenden Netzfehler umfassen (n-1)-Ausfälle und Exceptional Contingencies (EC) inkl. HGÜ-Ausfällen.

Für die stundenweise Ermittlung der dynamischen Bilanz wird für jedes Netzgebiet die Differenz des dynamischen Bedarfs und des dynamischen Potentials berechnet. Das dynamische Potential eines Netzgebiets setzt sich aus dem Blindleistungsvermögen der Synchrongeneratoren, der HGÜ-Konverter und der dynamisch regelbaren Kompensationsanlagen (bspw. STATCOM, RPS)

in dieser Region zusammen.

Die dynamischen Bedarfe bilden somit die langsam veränderlichen Bedarfe ab, die im System zu Spannungssprüngen führen. Der berücksichtigte Zeitbereich umfasst mehrere Sekunden (Störungsbedarf) bis hin zu mehreren Minuten (Stundenwechsel). Sie sind von dynamischen Bedarfen beim Durchfahren von Netzfehlern im Millisekunden- bis Sekundenbereich abzugrenzen, die nicht Gegenstand dieser Bedarfsermittlung sind.

- **Stationäre Bilanz:** Der stationäre Bedarf setzt sich aus den stundenweisen Bedarfen aller Netzelemente des Übertragungsnetzes und den stundenweisen Bedarfen der Verbraucher (direkt angeschlossenen Endkunden und unterlagerte Netzebenen) zusammen.

Die stationäre Bilanz ergibt sich aus der stundenweisen Differenz der stationären Bedarfe und der stationären Potenziale. Die stationären Potentiale setzen sich aus den Potenzialen der statischen Kompensationsanlagen (bspw. Drosselspule, MSCDN) und den verbleibenden dynamischen Potenzialen, die zu diesem Zeitpunkt nicht zur Deckung der dynamischen Bilanz benötigt werden, zusammen.

Zunächst wird in der Methodik in jeder Stunde je Netzgruppe der dynamische Bedarf durch die möglichen Blindleistungsquellen gedeckt. Die verbleibenden Stationären Bedarfe werden mit den verbliebenen Blindleistungsquellen verrechnet. In einem robusten Netz dieser Methodik sollten je Netzgruppe beide Arten von Bedarfen im Jahreslauf immer ausgeglichen sein.

Die Methodik besitzt jedoch einige Schwächen. Die Benennung „dynamische Bedarfe“ ist klar abzugrenzen von einer echten dynamischen Berechnung, die auch transiente Vorgänge berücksichtigen würde. Die Betrachtung erfolgt statisch und bilanziell stundenweise. Die netzgruppenscharfe Betrachtung des Übertragungsnetzes bildet ebenfalls nicht die betriebliche Realität umfassend ab. Im Betrieb können sich Netzgruppen gegenseitig ausgleichen, dies wird jedoch durch die in der Bedarfsanalyse angewandte Methodik ausgeschlossen, sodass hier der Bedarf an Blindleistung pro Netzgruppe überschätzt werden kann. Jedoch kann es auch sein, dass es an einzelnen Leitungen an Blindleistung fehlt, da die Ergebnisse der Blindleistungsmethodik nicht knotenscharf sind. Somit würde dabei der Blindleistungsbedarf in einer Netzgruppe unterschätzt werden.

Insgesamt ist die Methodik jedoch bei wertender Betrachtung ein Fortschritt. Sie ist zumindest geeignet, um indikativ Netzgruppen mit unausgeglichenem Blindleistungshaushalt zu identifizieren und bei Reserveprüfungen für diese Netzgruppen eine genauere Prüfung durch den ÜNB anzustoßen.

1.6 In der Systemanalyse berücksichtigte Risiken

In der Systemanalyse für 2020/2021 und 2024/2025 werden folgende Risiken berücksichtigt (vgl. auch Abbildung 2):

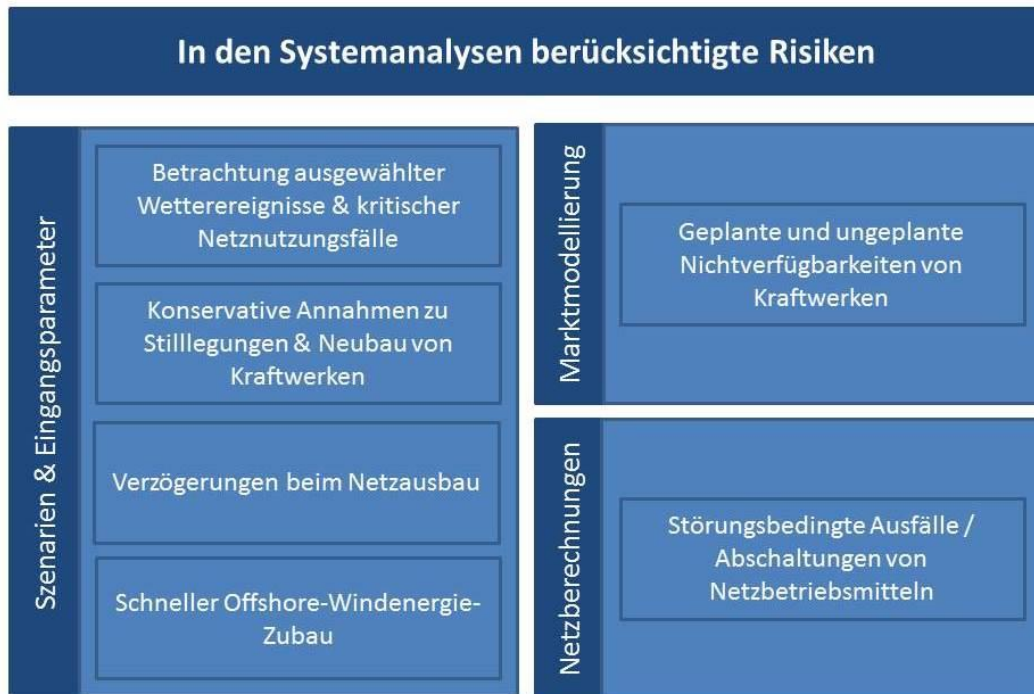


Abbildung 2: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

In den beiden Betrachtungszeiträumen werden ausgewählte, potentiell netztechnisch 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. Bei der Konstruktion der Netznutzungsfälle der synthetischen Woche wurden diese Wettersituationen zugrunde gelegt und gegenüber den Beobachtungen in der Vergangenheit verschärft. So wurde zum einen das gleichzeitige Auftreten mehrerer kritischer Einflussfaktoren unterstellt. Es wurde zum Beispiel angenommen, dass während einer Starkwindphase hohe Lasten in Deutschland und dem angrenzenden Ausland auftreten. Zum anderen wurde das Ausmaß der kritischen Wettersituationen verschärft. Es wurde angenommen, dass in Starkwindphasen eine Windenergieeinspeisung in Höhe der maximalen Windenergieeinspeisung der letzten Jahre⁴ eintritt. Die so konstruierte Grenzsituation ist der Starkwindfall (maximale Windenergieeinspeisung, keine PV-Einspeisung und sehr hohe Lasten). Er umfasst damit die Risiken, die die Übertragungsnetzbetreiber aus der betrieblichen Praxis kennen.

⁴ 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.

Ein weiteres zentrales Risiko für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb ist die Verzögerung von geplanten Leitungsbauvorhaben. Im Sinne einer umsichtigen Risikoabschätzung sind bei der Ermittlung des Netzreservebedarfs nur diejenigen Maßnahmen berücksichtigt worden, deren Inbetriebnahme bis zum Betrachtungszeitraum als wahrscheinlich gilt. Dadurch wird die Netzreserve so dimensioniert, dass eine spätere Fertigstellung von Leitungsbauvorhaben durch eine entsprechend höher ausfallende Netzreserve kompensiert werden kann. Grundlage für die Einschätzung welche Leitungsbauvorhaben in den Betrachtungszeiträumen umgesetzt sein werden bildet das sogenannte Netzausbau-Controlling des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) mit dem Stand Q2/2019.

Auch die Annahmen zum Kraftwerksneubau und zu Kraftwerksstilllegungen können einen Einfluss auf die Höhe des Reservebedarfs haben. Im Sinne einer konservativen Risikoabschätzung wird bei der Dimensionierung der Netzreserve ein möglichst kleiner konventioneller Erzeugungspark, insbesondere in Süddeutschland, angenommen. Auch beim Neubau von Kraftwerken werden Annahmen zugrunde gelegt, die tendenziell zu einem höheren Reservebedarf führen. 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 einem höheren Reservebedarf, da es bei hoher Windenergieeinspeisung zu hohen Nord-Süd-Transiten und damit verbundenen Netzengpässen kommt.

Neben den genannten Risiken wird auch das Risiko von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten berücksichtigt. Die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken in Süddeutschland (zum Beispiel aufgrund von Ausfällen oder Revisionen) führt tendenziell zu einer Erhöhung des Bedarfs an Netzreserve. Daher wird in der Marktmodellierung angenommen, dass eine größere Anzahl Kraftwerke nicht am Markt verfügbar ist. Der sich so ergebende Reservebedarf sorgt dafür, 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 Fehler eintritt 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 Maß Übertragungsfähigkeit. Das kann zur Folge haben, dass weitere Leitungen überlastet werden und ausfallen. In Folge dessen können weitere Leitungsausfälle auftreten und großflächigere Versorgungsstörungen auftreten. Bei der Dimensionierung des Reservebedarfs wurde also ein gleichzeitiges Auftreten mehrerer Risikofaktoren unterstellt, sodass ein sehr hohes Sicherheitsniveau erreicht wird. Die Gewährleistung des so erreichten Sicherheitsniveaus bedingt allerdings auch, dass im Vergleich zum (n-1)-Fall eine entsprechend höhere Leistung aus Reservekraftwerken vorgehalten werden muss.

Dennoch beruht die Reservebedarfsermittlung immer auf der Prognose einer zukünftigen Situation und kann keine exakte Vorhersage der tatsächlich eintretenden Verhältnisse sein. Damit 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 müssen, um die Hochfahrensentscheidungen 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 wurden die Eingangsparameter und die relevanten kritischen Grenzsituationen zwischen Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt. Mit Hilfe dieser Daten wurde ein mathematisches Modell parametrisiert, das den europäischen Strommarkt, einschließlich des Flow Based Market Coupling, abbildet. Hierbei hat die Bundesnetzagentur zunächst nachvollzogen, in wie weit die vorher abgestimmten Eingangsparameter in den Simulationen abgebildet wurden. Anschließend wurden die Marktergebnisse von der Bundesnetzagentur auf Plausibilität hinsichtlich Handelsflüssen, Kraftwerkseinsatz, Grenzkosten und weiterer Variablen geprüft.

Aus den Ergebnissen der Marktsimulation wurden die Eingangsdaten, wie z.B. der Kraftwerks- oder Speichereinsatz, für die Netzberechnungen gewonnen. In den Netzberechnungen wurden die Auslastungen aller Netzelemente im Grundlastfluss, im (n-1)-Fall sowie bei außergewöhnlichen Fehlerereignissen (EC-Fälle) ermittelt. Auftretende Überlastungen konnten 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 konnte. 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 hat die Bundesnetzagentur die Ergebnisse der Marktsimulation geprüft und die Ergebnisse der Netzanalyse, sowie die entsprechenden methodischen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve an Hand der übersandten Systemanalysen und Daten kritisch hinterfragt.

Es wurden entsprechende Unklarheiten und Rückfragen direkt mit den Übertragungsnetzbetreibern besprochen und soweit möglich ausgeräumt. Soweit die Bundesnetzagentur das Erfordernis herausgearbeitet hat, Korrekturen an den Ergebnissen der Systemanalysen vorzunehmen, wurden 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 2020/2021

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2020/2021 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann.

3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2020/2021

In der Systemanalyse 2020 wurde der Starkwind/Starklast-Fall als potentiell kritischster Netznutzungsfall identifiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern näher untersucht (vgl. Abschnitt 1.2). Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2020/2021 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 2020/2021 im betrachteten Netznutzungsfall angenommen wurden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt wurden, wird in Abschnitt 1.3.5 beschrieben.

Im Starkwind/Starklast-Fall wurde angenommen, dass Deutschland eine Last von 88 GW hat. Diese Last setzt sich aus der Nachfrage nach elektrischer Leistung durch Verbraucher sowie den Verlusten in den Verteilnetzen zusammen. Die Verluste im Übertragungsnetz wurden pauschal in Höhe von 2 % im Starkwind/Starklast-Fall angenommen.

Die Lasten, die im europäischen Ausland in 2020/2021 angenommen wurden, sind in Tabelle 6 abgebildet. Die Lastannahmen basieren auf Prognosen der Spitzenlast der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber und wurden entsprechend des Lastgangs der synthetischen Woche skaliert.

Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Starkwind/Starklast [GW]
Belgien	13,2
Dänemark - Ost	2,3
Dänemark - West	3,7
Frankreich	87,4
Italien	52,0
Luxemburg	1,1
Niederlande	18,2
Norwegen	24,9
Österreich	11,6
Polen	27,0
Schweden	22,6
Schweiz	9,3
Slowakei	4,1
Slowenien	2,4
Tschechien	10,1
Ungarn	6,7

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 6: Lastannahmen in den benachbarten Ländern in der Grenzsituation für das Jahr 2020/2021

3.1.2 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, Kraftwärmekopplung (KWK), „Must-Run“-Bedingungen u.a. berücksichtigt.

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

Für den Winter 2020/2021 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 86,2 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 Zuordnung auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden. Hinzu kommen KWK-Anlagen < 10 MW mit einem Gesamtwert von 5,2 GW. Hieraus ergibt sich der in der Tabelle 7 dargestellte Summenwert von 91,4 GW.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) Winter 2020/2021⁵

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Steinkohle	14.728	6.260	20.988
Erdgas	16.152	5.905	22.057
Braunkohle	18.065	0	18.065
Kernenergie	4.106	4.008	8.114
Pumpspeicher und Speicherwasser	4.061	6.599	10.660
Sonstige	575	169	744
Kuppelgas	1.887	85	1.972
Mineralölprodukte	1.397	477	1.874
Abfall	1.098	528	1.626
KWK < 10 MW			5.200
Summe im Markt			91.352

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 7: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2020/2021

3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energie-Anlagen für 2020/2021 wird in Tabelle 8 beschrieben. Insgesamt liegt die Prognose für alle erneuerbaren Energieträger für 2020/2021 bei 127,9 GW.

⁵ Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland.

Installierte Leistung Erneuerbare- Energie-Anlagen 2020/20201

Bundesland	Wind an Land in GW	Wind auf See in GW	PV in GW	Biomasse in GW	Wasserkraft in GW	Sonstige in GW
Baden-Württemberg	1,7	0,0	6,3	0,8	0,9	0,0
Bayern	2,7	0,0	14,0	1,6	2,3	0,1
Berlin	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	7,7	0,0	4,1	0,5	0,0	0,0
Bremen	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Hessen	2,2	0,0	2,2	0,3	0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	3,6	1,1	2,4	0,4	0,0	0,0
Niedersachsen	11,7	6,6	4,2	1,5	0,1	0,0
Nordrhein-Westfalen	6,3	0,0	5,4	0,8	0,2	0,4
Rheinland-Pfalz	3,9	0,0	2,4	0,2	0,2	0,0
Saarland	0,5	0,0	0,5	0,0	0,0	0,1
Sachsen	1,3	0,0	2,1	0,3	0,1	0,0
Sachsen-Anhalt	5,3	0,0	2,8	0,5	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	7,0	1,7	1,9	0,5	0,0	0,0
Thüringen	1,7	0,0	1,6	0,3	0,0	0,0
Summe	56,0	9,4	50,2	7,8	3,9	0,6

Quellen: Mittelfristprognose von Enervis, Stand September 2019, Angaben der ÜNB

Tabelle 8: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2020/2021 ⁶

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)⁷

⁶ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

⁷ Vgl. VGB: Availability of Power Plants 2007-2016, Edition 2017, 20.11.2019

und weiteren Auswertungen sowie bereits vorliegender Revisionsdaten ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Ausfallwahrscheinlichkeiten je nach verwendetem Brennstoff wurde in Abschnitt 1.3.3 beschrieben.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2020/2021 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 4,4 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 2,3 GW in Österreich und 4,5 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 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 2020/2021 im Szenario Winter (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
BNA1404	Boxberg	Block R	640	Vollausfall	Braunkohle
BNA0705	Niederaußem	Block D	172	Teilausfall	Braunkohle
BNA1028	Weisweiler	Block H	403	Teilausfall	Braunkohle
BNA0245 a	Emden Gas		52	Vollausfall	Erdgas
BNA0604	Emsland	Block B2	359	Vollausfall	Erdgas
BNA0221 b	Düsseldorf GT	Block E GTE1	67	Vollausfall	Erdgas
BNA0548 a	Knapsack Gas	GT 12	260	Vollausfall	Erdgas
BNA0117 b	Heizkraftwerk Karlstraße		95	Vollausfall	Erdgas
BNA0130	Kirchmöser		160	Vollausfall	Erdgas
BNA0136	Braunschweig HKW-Mitte	GuD	74	Vollausfall	Erdgas
BNA0220	Düsseldorf	AGuD_DT	68	Vollausfall	Erdgas
BNA1818	Niehl	31	170	Teilausfall	Erdgas
BNA0607	Emsland	KKE	180	Teilausfall	Kernenergie
BNA1015	Wedel	GT A	45	Teilausfall	Mineralölprodukte
BNA0141	Mittelsbüren	GT 3	51	Teilausfall	Mineralölprodukte
BNA1083	Barmen	Block 2	39	Teilausfall	Mineralölprodukte
BNA0652	Markersbach	PSS A	97	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0558	Erzhausen	M2	8	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0443	Koepchenwerk		165	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0086	Reuter West	Block D	282	Vollausfall	Steinkohle
BNA0147	Farge		350	Vollausfall	Steinkohle
BNA0331	Scholven	Block C	345	Vollausfall	Steinkohle
BNA0793	Heyden	Block 4	418	Teilausfall	Steinkohle
Summe			4.500		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 9: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2020/2021

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtver- fügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0626	Kraftwerk Mainz	KW 3 GT/DT	334	Vollausfall	Erdgas
BNA0745	Franken 1	Block 2	326	Vollausfall	Erdgas
BNA0016	HKW Altbach	ALT GT C	26	Teilausfall	Erdgas
BNA0015	HKW Altbach	ALT GT E (solo)	6	Teilausfall	Erdgas
BNA0686	Neckarwestheim II	GKN II	790	Teilausfall	Kernenergie
BNA0262	Isar 2		398	Teilausfall	Kernenergie
BNA1004	Walheim	WAL GT D	66	Teilausfall	Mineralöl-pro- dukte
BNA1092	Zolling	GT1 & GT2	22	Teilausfall	Mineralöl-pro- dukte
BNA1019	Wehr	Wehr Hotzen- wald	227	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Säckingen	Säckingen 1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0567 a	KW Kühtai	Kühtai Ma1	145	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0975	Rodundwerk II	ROD2 M1	295	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0567 b	KW Kühtai	Kühtai Ma2	80	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0518 b	Rheinhafen-Dampf- kraftwerk	RDK 8	834	Vollausfall	Steinkohle
BNA1093	Zolling	Zolling Block 5	313	Teilausfall	Steinkohle
BNA0434	Heizkraftwerk Heil- bronn	HLB 7	393	Teilausfall	Steinkohle
Summe			4.444		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 10: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2020/2021

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Dürnrohr	2	92	Teilausfall	Steinkohle
Donaustadt	3	220	Teilausfall	Erdgas
GUD Mellach	2	416	Vollausfall	Erdgas
GUD Mellach	1	416	Vollausfall	Erdgas
Timelkam	4	167	Teilausfall	Erdgas
Wien Schwechat	EB	23	Teilausfall	Mineralölprodukte
Feldsee 1	1	69	Vollausfall	Pumpspeicher
Feldsee 2	2	69	Vollausfall	Pumpspeicher
Hausling 1	1	180	Vollausfall	Pumpspeicher
Hausling 2	2	180	Vollausfall	Pumpspeicher
Limberg II	21	240	Vollausfall	Pumpspeicher
Limberg II	22	205	Teilausfall	Pumpspeicher
Summe		2.277		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 11: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2020/2021

3.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2019) hinaus sind für 2020 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis zum Beginn des Winters 2020/2021 (Stichtag 31.12.2020) bzw. bis zum Beginn des Winters 2024/2025 (Stichtag 31.12.2024) umgesetzt werden sollen, werden in den jeweiligen Systemanalysen berücksichtigt. Abbildung 3 zeigt die Netzverstärkungsmaßnahmen, die für 2020/2021 (t+1) und 2024/2025 (t+5) berücksichtigt werden konnten.

Die Erweiterung und Ertüchtigung der bestehenden Netzinfrastuktur 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 2020/2021 wurde daher die aktuelle, bereits durch die Netzbetreiber erstellte Jahresfreischaltplanung berücksichtigt. Die somit für die Grenzsituation 2020/2021 als geplant nichtverfügbar angenommenen Netzbetriebsmittel im deutschen Übertragungsnetz werden in Tabelle 12 dargestellt. Abschließend liefert Abbildung 4 eine grafische Darstellung der geplant als nicht verfügbar angenommenen Netzbetriebsmittel in Deutschland.

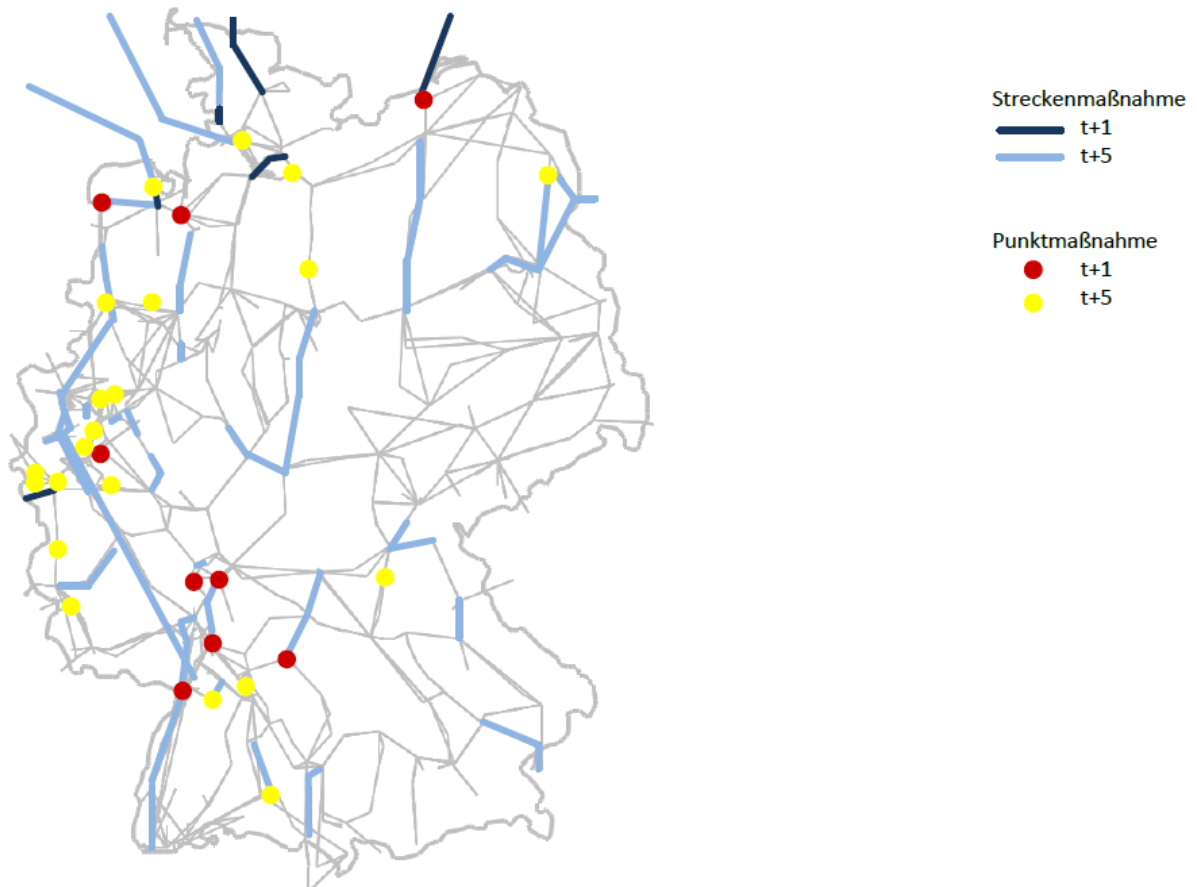


Abbildung 3: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2020/2021 und 2024/2025
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln

Nichtverfügbare Betriebsmittel	Netzelement	Spannungsebene
Lubmin -Altentreptow/Nord 475	Stromkreis	380 kV
Lippe Süd	Stromkreis	380 kV
Otterbach Süd (Stich Homburg)	Stromkreis	220 kV
T 421Niederrhein	Transformator	380/220 kV
T 212 Elmenhorst	Transformator	220/110 kV
T 412 Bürstadt	Transformator	380/110 kV
T 21 Rheinhausen	Transformator	220/110 kV
Landesbergen -Sottrum2	Stromkreis	380 kV
Ingolstadt -Sittling228	Stromkreis	220 kV
NK 2 Trennfeld	Transformator	220/110 kV
Endersbach -Wendlingenblau	Stromkreis	380 kV
Altheim-Simbach -St. Peter 234/230 mit Vorbeiführung in St. Peter nach Haus-ruck204A	Stromkreis	220 kV
T 32 Bassecourt (FR)	Transformator	380/220 kV
Horta -Avelgem101 (BE)	Stromkreis	380 kV
Muhlbach-Sierentz2 (FR)	Stromkreis	380 kV
Rzeszów -Skawina(PL)	Stromkreis	380 kV
Czarna-Pasikowice(PL)	Stromkreis	380 kV

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen und benachbarten Übertragungsnetz für die Grenzsituation 2020/2021

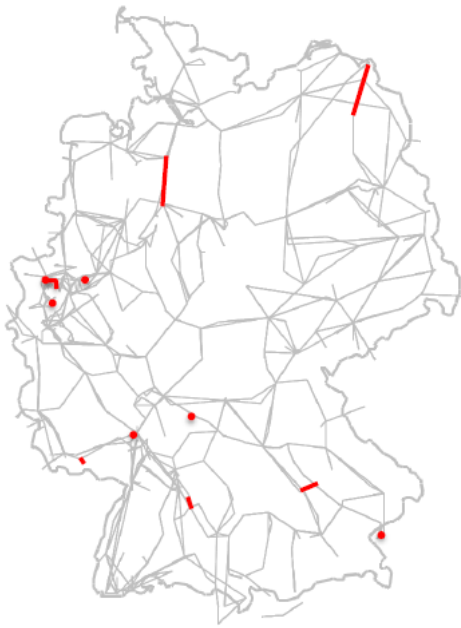


Abbildung 4: Grafische Darstellung der geplanten Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland für die Grenzsituation 2020/2021

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 der Redispatchhöhe 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. Zu diesen Mehrfachfehlern gehört insbesondere der gleichzeitige Ausfall mehrerer Netzbetriebsmittel, der auf eine gemeinsame Ursache zurückzuführen ist, z. B. im Fall eines Mastbruchs sowie bei Sammelschienenfehlern. Dabei werden rund 300 zusätzliche Fehlersituationen, die solche Mehrfachfehler abbilden, in die Berechnungen inkludiert (wie beispielsweise der Ausfall der Doppelleitung Mecklar-Dipperz oder Altenfeld-Redwitz)

3.1.6 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 – bedingt durch den preisdämpfenden Effekt der Windenergieeinspeisung – hohe Ausfuhren insbesondere nach Österreich und in die Tschechische Republik.

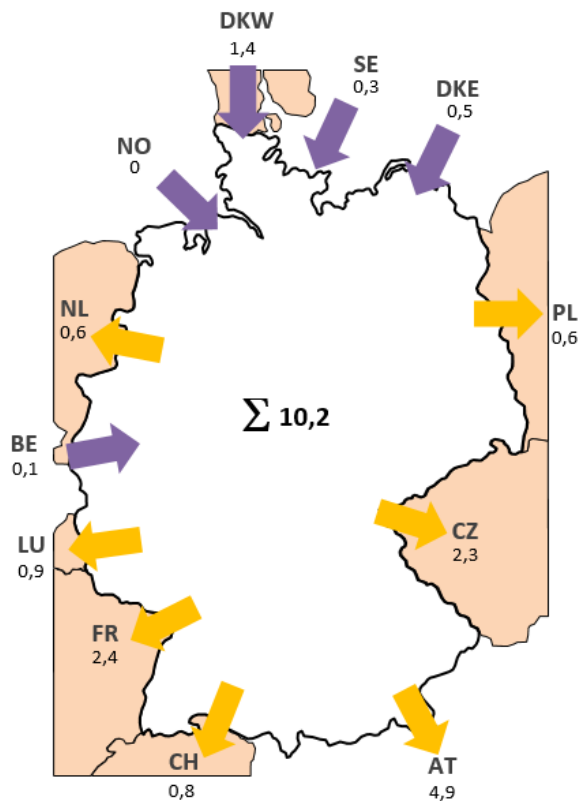


Abbildung 5: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie in GW im Netznutzungsfall 273 in 2020/2021

(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

In der Grenzsituation Starkwind/Starklast stellt sich dabei ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 10,2 GW ein. Die Ausfuhren nach Österreich sind auf den maximalen Wert von 4,9 GW („Mindest-NTC“) begrenzt. Die Einfuhren aus Skandinavien (Schweden und Dänemark), die u.a. zur Abwehr von Sanktionen der Generaldirektion-Wettbewerb der EU-Kommission möglich gemacht werden müssen, belasten die Lastflüsse in Nord-Süd-Richtung zusätzlich. Auch die Ausfuhren nach Frankreich mit 2,4 GW und in die Schweiz mit 0,8 GW wirken belastend auf die Lastflussrichtung von Nord nach Süd.

3.2 Berechnungsergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalyse für 2020/2021

Das erste relevante Berechnungsergebnis stellt das Ergebnis der Marktsimulation (vgl. Abschnitt 1.4) dar. Basierend auf dem verfügbaren Kraftwerkspark, den Annahmen zur Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie der Nachfrage nach elektrischer Energie stellte sich ein Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Residuallast ein.

Marktsimulationsergebnisse im Netznutzungsfall 273

Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	3,9	2,8	6,8
Braunkohle	14,9	0,0	14,9
Steinkohle	6,6	3,4	10,0
Erdgas	2,7	1,4	4,1
Mineralölprodukte	0,1	0,0	0,1
Sonstige	2,2	0,7	2,9
KWK < 10 MW	3,2	1,6	4,8
Pumpspeicher	1,5	0,3	1,8
Summe konv.	35,2	10,2	45,4
Wind Onshore	35,8	2,4	38,2
Wind Offshore	6,7	0,0	6,7
Photovoltaik	0,1	0,3	0,4
Biomasse	3,2	1,8	5,0
Laufwasser	0,2	1,6	1,8
Speicherwasser	0,0	0,2	0,2
Sonstige EE	0,3	0,1	0,4
Summe reg.	46,2	6,3	52,5
Summe Erzeugung	81,4	16,5	97,9
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,0	0,0
Stromverbrauch	52,7	34,7	87,5
Last (inkl. Pumpbezug)	52,7	34,7	87,5
Saldo	28,7	-18,3	10,4

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 13: Ergebnisse der Marktsimulation im Netznutzungsfall 273 für 2020/2021

Die in Tabelle 13 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation wurden in das Netzmodell eingespeist. Anschließend wurde 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 6 stellt die Stromkreisauslastung im Fall des Auftretens systemrelevanter Mehrfachfehler dar. Auslastungen oberhalb von 100 % werden – wie in Abschnitt 1.2 und Abschnitt 3.4.1 beschrieben – durch kurative Maßnahmen reduziert.

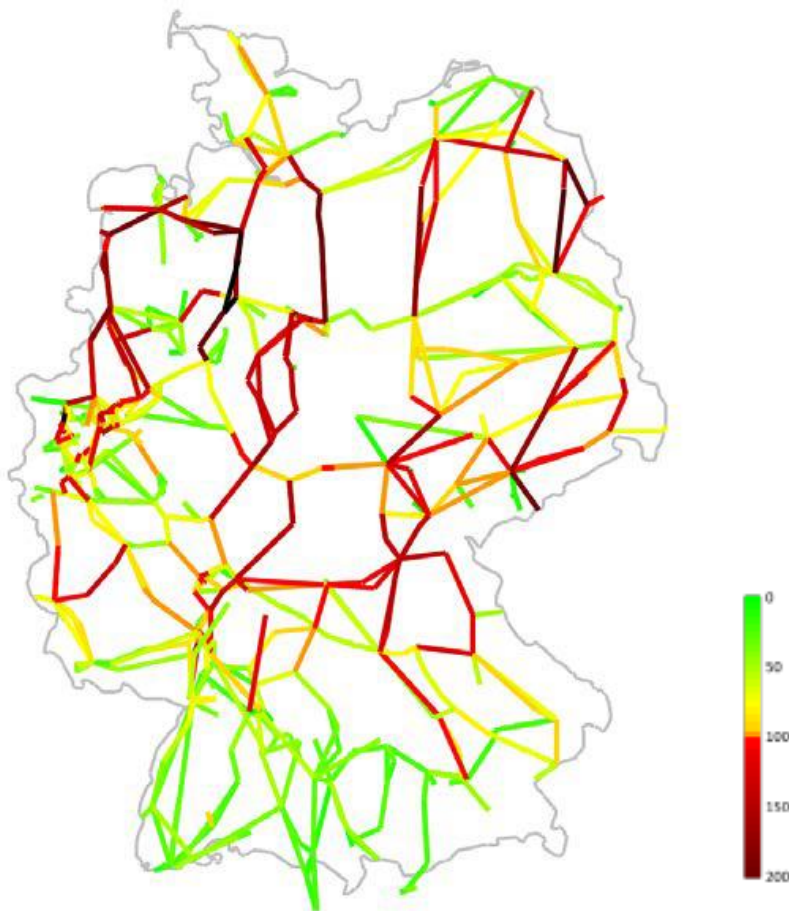


Abbildung 6: Leitungsauslastungen für 2020/2021 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 273 im Fehlerfall

(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Um auch im Starklast-/Starkwindfall das Übertragungsnetz sicher zu betreiben, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen in Höhe von 6,1 GW als auch auf die Leistung zusätzlicher Netzreservekraftwerke zurückgegriffen werden. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt 5,8 GW. Zudem kommen gesicherte Erzeugungskapazitäten in Höhe von 1,5 GW in Österreich zum Redispatch zum Einsatz.

3.3 Ergebnisse der Untersuchungen zum Blindleistungsbedarf

Neben dem Redispatchbedarf wurde von den Übertragungsnetzbetreibern indikativ untersucht, ob und in welchem Maße ein zusätzlicher Bedarf an Blindleistung zur Spannungshaltung erforderlich ist. Die auf Netzregionen beschränkten Untersuchungen zeigen, dass in einzelnen Netzregionen ein Bilanzungleichgewicht bei der Blindleistung vorliegen könnte. Eine grafische Darstellung findet sich in Abbildung 7.

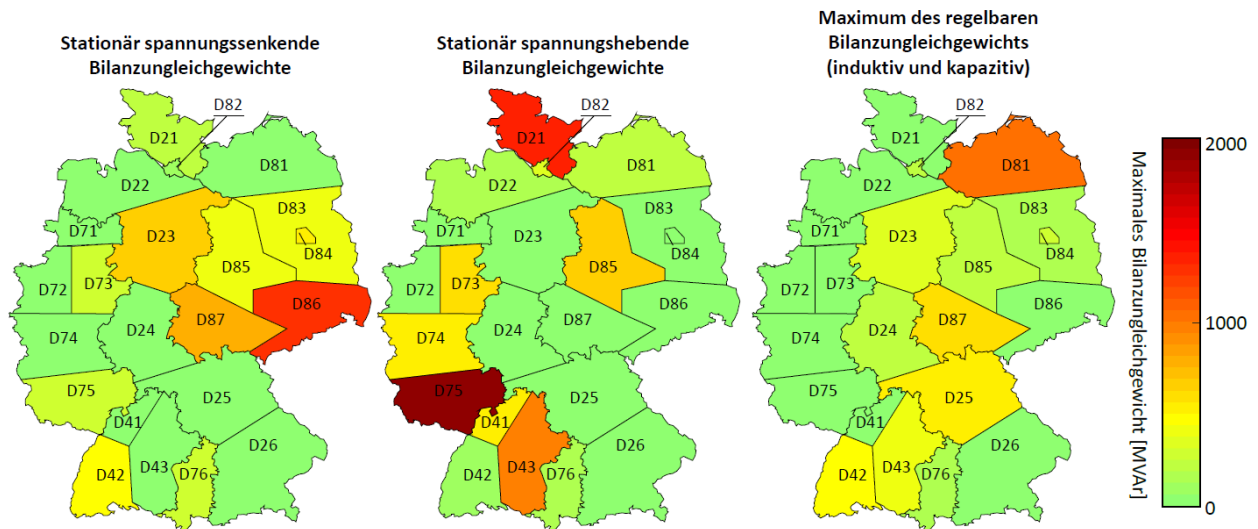


Abbildung 7: Blindleistungsbedarfe 2020/2021

Links Erfordernis von spannungssenkender Blindleistung, Mitte Erfordernis von spannungshebender Blindleistung, rechts Maximum des spannungshebenden und –senkenden Blindleistungsbedarf; jeweils pro Netzgruppe der Extremwert eines Jahres (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Ergebnisse der Analysen für 2020/2021 zeigen, dass vor allem im Südwesten ein Blindleistungsdefizit zu beobachten ist, das potenziell zu Unterspannungen führt wohingegen insbesondere im südlichen Niedersachsen und im Netz der 50Hertz potenziell Überspannungen zu erwarten sind. Das auffällige Maximum in der Netzregion D81 (Mecklenburg-Vorpommern) tritt bei einem Mehrfachfehler auf, der die Nichtverfügbarkeit der HGÜ-Umrichterstation in Bentwisch zur Folge hat.

Die Untersuchungen zeigen, dass bereits heute in einigen Regionen Unterdeckungen der Blindleistungsbilanz auftreten, denen mit betrieblichen Maßnahmen wie dem Blindleistungsredispach begegnet werden muss oder im Fall von zu hohen Spannungen gegebenenfalls auch mit der Abschaltung einzelner Leitungen. Bei den vorliegenden Analysen wurden lediglich die Bilanzen der Netzgruppen im deutschen Übertragungsnetz betrachtet. Damit ist jedoch keine Aussage über die zu erwartenden Spannungen an einzelnen Netzknoten möglich. Außerdem findet keine Berücksichtigung von möglichem Blindleistungsaustausch über Netzgruppengrenzen hinweg statt. Dennoch bieten die Ergebnisse eine Indikation dafür, an welchen Stellen des Übertragungsnetzes eine eingehendere Analyse notwendig ist. Insbesondere dann, wenn Kraftwerke in den von hohen Bilanzungleichgewichten betroffenen Netzregionen stillgelegt werden sollen. Erst auf der Grundlage der vertieften regionalen Analysen der ÜNB kann bewertet werden, ob und ggf. welcher Handlungsbedarf besteht. Ein Bedarf an zusätzlicher Netzreserve ist aus den Untersuchungen nicht ableitbar.

3.4 Netzreservebedarf 2020/2021

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Netzreservekraftwerken in Höhe **von 6.596 MW** installierter Leistung **für den Winter 2020/2021**.

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. Im Jahreslauf nur selten eingesetzte Kraftwerke erhielten im Nachgang eine Strafkostenerhöhung um zu prüfen, ob diese dann in der Grenzsituation nicht mehr eingesetzt werden. Daraus ergab sich ein leicht geänderter Kraftwerkseinsatz. Jedoch wurden nach wie vor alle Reservekraftwerke die im Basisfall (mit initialen Strafkosten) eingesetzt wurden auch in der Sensitivität eingesetzt. Für den Winter 2020/2021 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 5,8 GW (Basisvariante) bzw. 5,7 GW (Sensitivität) herausgearbeitet (vgl. Tabelle 14). Aufgrund der unterschiedlichen Netzsensitivitäten der einzelnen Kraftwerke entspricht die eingesetzte Reserveleistung von 5,8 GW bzw. 5,7 GW einer installierten Netzreserveleistung von 6,2 GW. Zusätzlich wird in einigen Stunden des Jahres auch das in der Grenzsituation nicht eingesetzte Kraftwerk Irsching 3 zur Deckung des Netzreservebedarfs im Jahreslauf benötigt (siehe Abbildung 8), sodass sich ein zeitungleicher Gesamtbedarf an installierter Netzreserveleistung von 6.596 MW ergibt.

Redispatchbedarf in der Grenzsituation t+1

	Stunde 273
negativer Redispatch	
Einsenkung Windeinspeisung [GW]	9,4
marktbasierte Kraftwerke [GW]	4,1
negativer Redispatch im Ausland [GW]	0,0
Summe [GW]	13,4
positiver Redispatch	
marktbasierte Kraftwerke in DE [GW]	6,1
Reduzierung von Pumpleistung in DE [GW]	0,0
Netzreservekraftwerke in DE [GW]	5,8
Redispatchkooperation mit AT (max. 1,5 GW)	1,5
Summe [GW]	13,4
zusätzlich notwendiges Redispatchpotential im Ausland [GW]	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in der betrachteten Grenzsituation für den Winter 2020/2021

Der Starklast- /Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 87,5 GW. Ferner enthält dieses Szenario eine sehr hohe Exportleistung in Höhe von 10,2 GW und eine sehr hohe Einspeisung von Windenergieanlagen zu Lande und zur See, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dämmerung in den Morgenstunden kaum Leistung aus PV-Anlagen eingespeist.

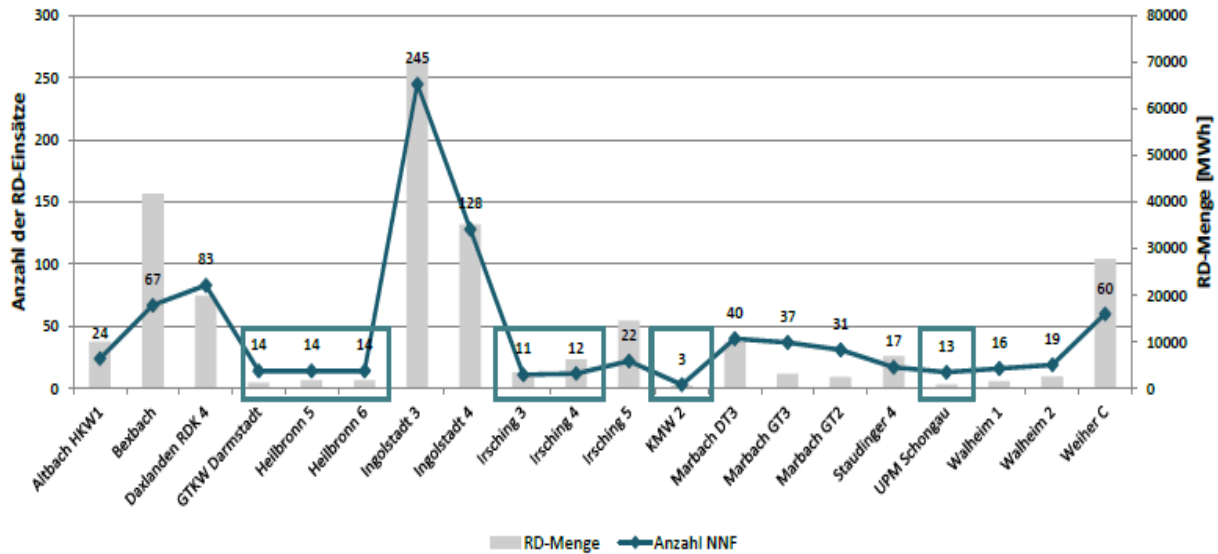


Abbildung 8: Einsatz der inländischen Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf 2020/2021

Der Starklast- /Starkwindfall führt aus folgenden Gründen zu einem besonders hohen Bedarf an Reserveleistung: Die hohe Windeinspeisung und die Einfuhren elektrischer Energie in Norddeutschland führen 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.

3.4.1 Gegenmaßnahmen

Vor dem Einsatz von Redispatch mit marktbasierenden oder Netzreservekraftwerken sind zunächst netzbezogene Gegenmaßnahmen zur Senkung des Redispatchbedarfs anzuwenden. Dabei werden leistungsflusssteuernder Anlagen eingesetzt und es werden Schaltungen im Übertragungsnetz vorgenommen, die zu einer Entlastung 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 13,4 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 6,1 GW, deutsche Netzreservekraftwerke in Höhe von 5,8 GW bzw. 5,7 GW, und der Abruf österreichischer Kraftwerke über die Redispatchkooperation beider Länder in Höhe von 1,5 GW einher.

Die oben beschriebenen Gegenmaßnahmen können die Auslastungen auf den relevanten Leitungen auf zulässige Werte bringen. Die resultierenden Leitungsauslastungen werden in Abbildung 9 dargestellt.

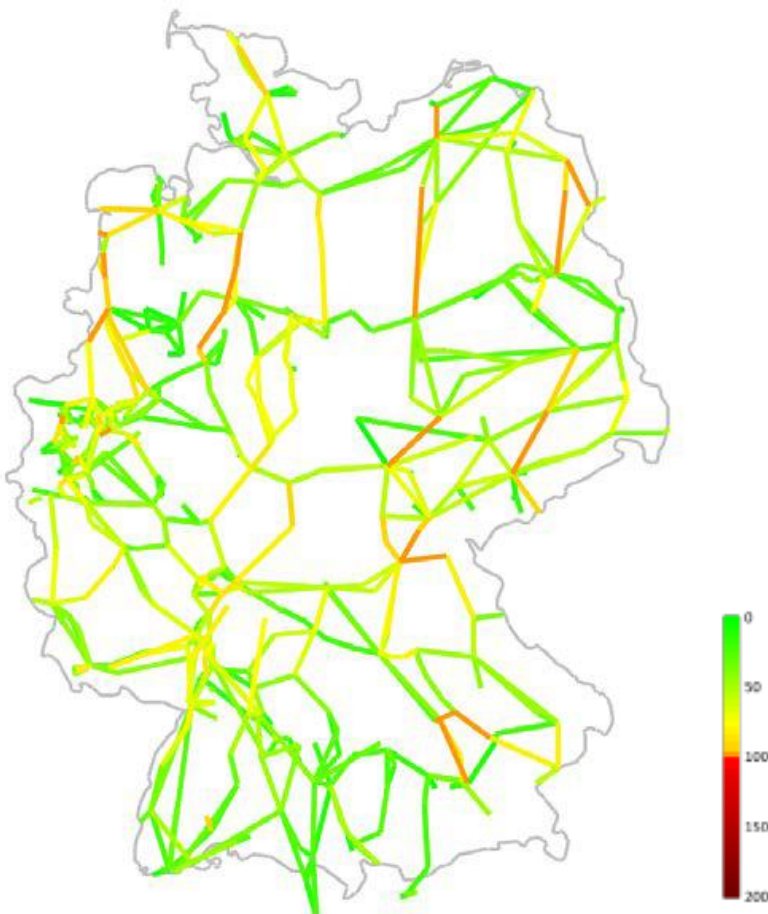


Abbildung 9: Leitungsauslastungen für 2020/2021 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast Stunde 273 im Fehlerfall
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.4.2 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen

Im Vergleich zu den Prognosen, die hinsichtlich des Winters 2020/2021 zuletzt im Rahmen der Systemanalyse 2018 angestellt wurden, ändert sich der Reservebedarf für 2020/2021 in der aktuellen Reservebedarfsfeststellung nicht und bleibt bei konstanten 6,6 GW. Dennoch kann eine Steigerung des zeitgleichen Redispatchbedarfs in der Grenzsituation beobachtet werden. Betrug der Redispatch aus Reservekraftwerken in der Systemanalyse 2018 noch 4,6 GW, so wird in der vorliegenden Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber eine Reserveleistung in Höhe von 5,8 GW bzw. 5,7 GW benötigt, um Engpassfreiheit im Netz herzustellen. Diese Steigerung ist unter anderem darauf zurück zu führen, dass in der vorliegenden t+1-Betrachtung die Freischaltplanung für das aktuelle Jahr berücksichtigt wurde, wohingegen in der Systemanalyse aus dem Jahr 2018 alle Leitungen als verfügbar betrachtet wurden. Die Freischaltplanung für das aktuelle Jahr gibt an, welche Leitungen aufgrund von Netzausbaumaßnahmen, Instandhaltungsarbeiten oder anderer netzbetrieblich notwendiger Eingriffe nicht für den regulären Netzbetrieb und die Übertragung von Leistung zur Verfügung stehen. Die Nichtverfügbarkeit dieser Leitungen kann den Netzreservebedarf (erheblich) steigern. Die Freischaltplanung der Grenzsituation Starkwind/Starklast ist

in Abbildung 4 in Abschnitt 3.1.5 dargestellt. Obgleich in der Systemanalyse 2018 noch keine Freischaltpassung für den Zeitraum 2020/2021 bekannt sein konnte, rechneten die Übertragungsnetzbetreiber einen Fall mit der Freischaltpassung des seinerzeitigen t+1 Zeithorizonts. In diesem Fall ergab sich ein Redispatchbedarf aus Reservekraftwerken, der mit 5,8 GW dem aktuell vorliegenden Wert von 5,8 GW bzw. 5,7 GW entspricht oder zumindest sehr nahe kommt.

3.4.3 Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve wird aus bereits vertraglich oder gemäß gesetzlicher Regelungen gebundenen Kraftwerken gedeckt. Für den Winter 2020/2021 sind folgende nationale Kraftwerke mit einer gesamten Einspeiseleistung von derzeit 6.596,1 MW in der Netzreserve gebunden bzw. stehen als potentielle Netzreservekraftwerke zur Verfügung:

Nationale Netzreservekraftwerke 2020/2021

	Kraftwerk	Einspeiseleistung [MW]
Uniper Kraftwerke GmbH	Irsching 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH, Ulrich Hartmann (Irsching)	Irsching 4	545
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT1	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT2	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 DT	282
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386
Steag GmbH	Bexbach	726
Steag GmbH	Weiher III	655,6
Uniper Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	580
EnBW AG - Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	433
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	262
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77,4
EnBW AG - Rheinlifendampfkraftwerk Karlsruhe	RDK 4S	342
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2 (Dampfteil)	255,5
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125
EnBW AG - Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
EnBW AG - Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Entega AG	GTKW Darmstadt	94,6
UPM GmbH, Schongau	Dampfkraftwerk	64
Summe		6.596,1

Tabelle 15: Nationale Netzreservekraftwerke 2020/2021

3.4.4 Entlassung systemrelevanter Kraftwerke aus dem robusten Kraftwerkspark in die Stilllegung

Die Übertragungsnetzbetreiber haben in der Systemanalyse festgestellt, dass von der insgesamt installierten Leistung aus Netzreservekraftwerken in Höhe von 6,6 GW lediglich 5,8 GW bzw. 5,7 GW benötigt werden, um den Netzreservebedarf der Grenzsituation im Winter 2020/2021 zu decken. Dennoch werden alle verfügbaren Reserveblöcke zwar nicht in der Grenzsituation, aber zumindest im Jahreslauf eingesetzt.

Eine Entlassung von Kraftwerken in die Stilllegung kommt in Bezug auf die zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlagen kurzfristig nicht in Betracht. Ausweislich der letztjährigen Systemanalyse und

Netzreservebedarfsfeststellung werden diese Anlagen auch noch im Winter 2022/2023 benötigt, um den Netzreservebedarf zu decken. Eine Entlassung der Anlagen in die endgültige Stilllegung in Kenntnis der Tatsache, dass bereits Systemanalysen vorliegen, nach denen die Anlagen im Anschluss an den kommenden Winter wieder benötigt werden, ist unter Risikovorsorgegesichtspunkten abzulehnen. Eine Neubewertung erfolgt für den Zeitraum 2024/2025 später im vorliegenden Bericht.

4. Netzreserve für 2024/2025

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für 2024/2025 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann.

4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2024/2025

In der Systemanalyse 2020 wurde zunächst der Starkwind/Starklast-Fall als potentiell kritischster Netznutzungsfall identifiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern näher untersucht (vgl. Abschnitt 1.2). Die Analyse des Jahreslaufes ergab jedoch, dass auch außerhalb der synthetischen Woche Situationen auftreten können, die einen hohen Einsatz von Reservekraftwerken erfordern. Der Starkwind/Starklast-Fall ist damit nicht allein bedarfsdimensionierend. Von den Übertragungsnetzbetreibern wurden kritische Stunden identifiziert, die bei hohen Importen im Norden Deutschlands und hoher Last sowie Exporten im Süden bei hoher Einspeisung aus konventioneller Erzeugung (und dadurch geringem positiven Redispatchpotential aus Marktkraftwerken) den Bedarf an Netzreserve determinieren können. Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2024/2025 in diesen Netznutzungsfällen zugrunde gelegt werden, werden im Folgenden beschrieben. Eine Besonderheit für den Betrachtungszeitraum stellt der Reservekraftwerkspark dar. Aufgrund von immissionsschutzrechtlichen Restriktionen steht dann das heutige Reservekraftwerk Irsching 3 nicht mehr zur Verfügung. Ebenso die Reservekraftwerksblöcke Marbach GT2 und DT3 sowie die Blöcke Walheim 1 und 2.

4.1.1 Annahmen zur Netzlast

Im Folgenden werden die Lastannahmen beschrieben, die für das Jahr 2024/2025 im betrachteten Netznutzungsfall angenommen wurden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt wurden, wird in Abschnitt 1.3.5 beschrieben.

Im Starkwind/Starklast-Fall wurde angenommen, dass Deutschland eine Last von 88 GW hat. Diese Last setzt sich aus der Nachfrage nach elektrischer Leistung durch Verbraucher sowie den Verlusten in den Verteilnetzen zusammen. Die Verluste im Übertragungsnetz wurden pauschal in Höhe von 2 % angenommen.

Die Höchstlasten, die im europäischen Ausland im betrachteten Netznutzungsfall in 2024/2025 angenommen wurden, sind in Tabelle 16 abgebildet. Die Lastannahmen basieren (soweit möglich) auf Annahmen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber.

	Starkwind/Starklast (NNF 273) [GW]
Belgien	13,2
Dänemark – Ost	2,3
Dänemark - West	3,7
Frankreich	87,4
Großbritannien	55,5
Irland	5,5
Italien	52,0
Luxemburg	1,1
Niederlande	18,2
Nordirland	1,7
Norwegen	24,9
Österreich	11,6
Polen	27,0
Schweden	22,6
Schweiz	9,3
Slowakei	4,1
Slowenien	2,4
Tschechien	10,1
Ungarn	6,7

Tabelle 16: Lastannahmen in der synthetischen Woche für das Jahr 2024/2025

4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

In den Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber wird ein entsprechend parametrierter Kraftwerkspark zu Grunde gelegt. Als relevante Kraftwerkparameter 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 2024/2025 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschlands (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 64,7 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 Zuordnung auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden. Hinzu

kommen KWK-Anlagen < 10 MW mit einem Gesamtwert von 6,4 GW. Hieraus ergibt sich der in der Tabelle 17 dargestellte Summenwert von rund 71,1 GW.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) 2024/2025⁸

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Erdgas	16.533	5.900	22.433
Steinkohle	8.878	3.674	12.552
Braunkohle	12.877	0	12.877
Pumpspeicher und Speicherwasser	4.061	6.615	10.676
Kernenergie	0	0	0
Sonstige	565	169	739
Kuppelgas	1.887	85	1.972
Mineralölprodukte	1.397	384	1.781
Abfall	1.098	528	1.626
Biogas	52	0	52
KWK < 10 MW			6.400
Summe im Markt			71.102

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 17: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für das Jahr 2024/2025

4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energie-Anlagen für 2024/ 2025 wird in Tabelle 18 beschrieben. Insgesamt liegt die Prognose für alle erneuerbaren Energieträger für 2024/2025 bei 145,3 GW gegenüber 127,9 GW für 2020/2021. Die Steigerung setzt sich zusammen aus einem Anstieg bei Photovoltaik um 8,6 GW, Windenergieanlagen an Land um 7,7 GW, Wind auf See um 1,7 GW und einer Reduzierung bei Biomasse um 0,6 GW.

⁸Dabei Erfassung der gesamten deutschen Regelzone, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone.

Installierte Leistung Erneuerbare- Energie-Anlagen 2024/2025

Bundesland	Wind an Land in GW	Wind auf See in GW	PV in GW	Biomasse in GW	Wasserkraft in GW	Sonstige in GW
Baden-Württemberg	2,6	0,0	7,0	0,7	0,9	0,0
Bayern	3,3	0,0	16,6	1,5	2,3	0,1
Berlin	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	10,2	0,0	5,1	0,4	0,0	0,0
Bremen	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
Hessen	4,5	0,0	2,5	0,3	0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	4,6	2,1	3,4	0,3	0,0	0,0
Niedersachsen	12,2	9,0	4,6	1,4	0,1	0,0
Nordrhein-Westfalen	6,6	0,0	6,0	0,8	0,2	0,4
Rheinland-Pfalz	4,3	0,0	2,8	0,2	0,2	0,0
Saarland	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0	0,1
Sachsen	1,1	0,0	2,5	0,3	0,1	0,0
Sachsen-Anhalt	4,8	0,0	3,3	0,4	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	7,1	2,1	2,4	0,4	0,0	0,0
Thüringen	1,9	0,0	1,8	0,3	0,0	0,0
Summe	63,7	13,1	58,8	7,2	3,0	0,6

Quellen: Mittelfristprognose von Enervis, Stand September 2019, Angaben der ÜNB

Tabelle 18: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2024/2025

9

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)

⁹ Aufgrund von Rundungsdifferenzen kann die Summe der Einzelbestandteile leicht abweichen.

und weiteren Auswertungen ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Ausfallwahrscheinlichkeiten je nach verwendetem Brennstoff wird in Abschnitt 1.3.3 beschrieben.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2024/2025 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starkwind/Starklast angenommen, dass 3,0 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd, 1,9 GW in Österreich und 4,1 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 Änderungen der insgesamt nicht verfügbaren Leistung im Jahr 2024/2025 gegenüber dem Jahr 2020/2021 betragen minus 1,4 GW in der Region Süd bzw. minus 0,4 GW in der Region Nord. In Österreich ist die nicht verfügbare Leistung in Summe um 0,4 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 2024/2025 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	Nichtverfüg- bare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA1404	Boxberg	R	640	Vollausfall	Braunkohle
BNA0705	Niederaußem	D	297	Vollausfall	Braunkohle
BNA1028	Weisweiler	H	344	Teilausfall	Braunkohle
BNA0793	Heyden	4	875	Vollausfall	Steinkohle
BNAP029	Datteln	4	150	Teilausfall	Steinkohle
BNA0245a	Emden Gas		52	Vollausfall	Erdgas
BNA0604	Emsland	B2	359	Vollausfall	Erdgas
BNA0221b	Lausward	E GTE1	67	Vollausfall	Erdgas
BNA0548a	Knapsack Gas	GT12	260	Vollausfall	Erdgas
BNA0117b	Heizkraftwerk Karlstraße, Bonn		95	Vollausfall	Erdgas
BNA0130	Kirchmöser		160	Vollausfall	Erdgas
BNA0136	HKW-Mitte, Braunschweig	GuD	74	Vollausfall	Erdgas
BNA0220	Lausward	AGuD_DT	13	Teilausfall	Erdgas
BNA1818	Niehl	31	460	Vollausfall	Erdgas
BNA0442	Cuno Heizkraft- werk	H6	59	Teilausfall	Erdgas
BNA1015	Wedel	GT A	51	Vollausfall	Mineralölprodukte
BNA0141	Mittelsbüren	GT 3	70	Teilausfall	Mineralölprodukte
BNA1083	Spitzenlastanlage Barmen	2	39	Teilausfall	Mineralölprodukte
BNA0894c	IKS PCK Schwedt	Block 1 SE 1	4	Teilausfall	Mineralölprodukte
BNA0983	PSW Vianden	Maschine 2	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0984	PSW Vianden	Maschine 3	100	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0652	Markersbach	PSS A	118	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0558	Erzhausen	M2	10	Teilausfall	Pumpspeicher
Summe			4.100		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 19: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2024/2025

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd

BNA-Nr.	Kraftwerk	Block	Nichtverfüg- bare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
BNA0518 b	Rheinhafen-Dampf- kraftwerk	RDK 8	834	Vollausfall	Steinkohle
BNA0377	Staudinger	5	370	Teilausfall	Steinkohle
BNA0644	GKM Mannheim	Block 8	56	Teilausfall	Steinkohle
BNA0626	Mainz	KW 3 GT/DT	434	Vollausfall	Erdgas
BNA0745	Franken 1	2	326	Teilausfall	Erdgas
BNA0016	Heizkraftwerk Altbach	ALT GT C	26	Teilausfall	Erdgas
BNA0015	Heizkraftwerk Altbach	ALT GT E (solo)	24	Teilausfall	Erdgas
BNA1004	Walheim	GT D	60	Teilausfall	Mineralölpro- dukte
BNA1019	Wehr		227	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0046	Säckingen	1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0567 a	Kühtai	Ma 1	145	Vollausfall	Pumpspeicher
BNA0975	Rodundwerk II	ROD2 M1	128	Teilausfall	Pumpspeicher
BNA0567 b	Kühtai	Ma 2	114	Teilausfall	Pumpspeicher
Summe			3.000		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 20: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2024/2025

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Donaustadt	3	220	Teillausfall	Erdgas
GUD Mellach	2	416	Vollausfall	Erdgas
GUD Mellach	1	416	Vollausfall	Erdgas
Timelkam	4	31	Teillausfall	Erdgas
Wien Schwechat	EB	19	Teillausfall	Mineralölprodukte
Limberg II	22	180	Teillausfall	Pumpspeicher
Summe		1.900		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2024/2025

4.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2019) hinaus sind bis 2024 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die wahrscheinlich bis zum Beginn des Winters 2024/2025 umgesetzt werden sollen, werden in den Systemanalysen für die Analyse von t+5 berücksichtigt. Abbildung 10 zeigt die Netzverstärkungsmaßnahmen, die für 2020/2021 (t+1) und 2024/2025 (t+5) berücksichtigt werden konnten.

Die in der Systemanalyse angenommenen Netzausbaumaßnahmen werden nachfolgend in Tabelle 22 bis Tabelle 25 dargestellt. In den Auflistungen werden die Ausbaumaßnahmen aufgeführt, deren Realisierung für den Zeitraum 2020/2021 als noch nicht erfolgt angenommen wird, die jedoch aufgrund ihrer geplanten Fertigstellungen für den Zeitraum 2024/2025 in die Analyse des Zeitraums t+5 aufgenommen wurden.

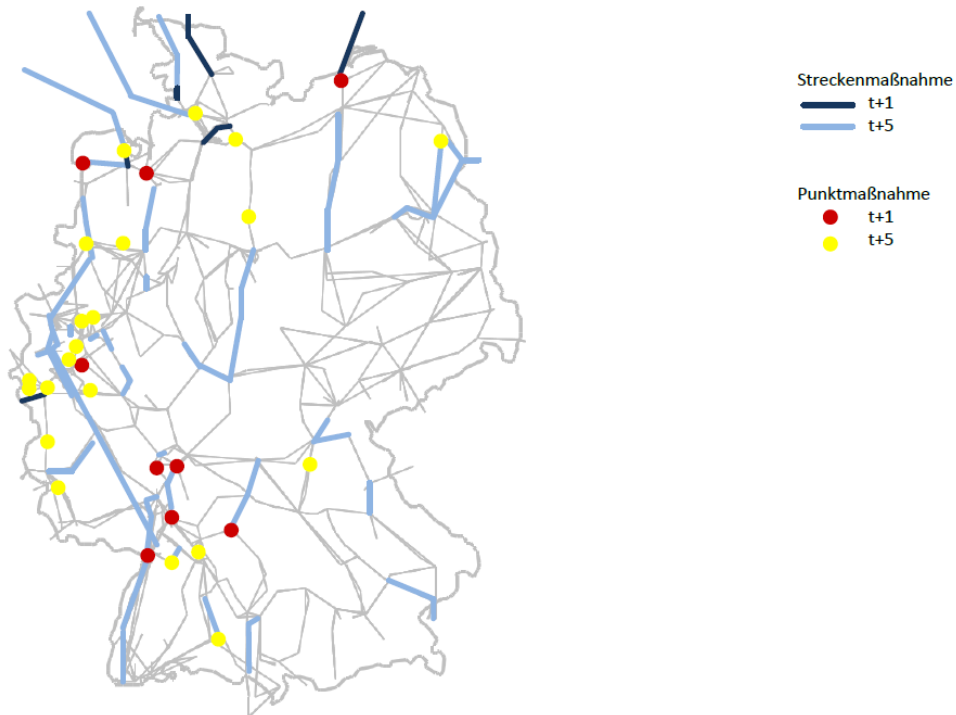


Abbildung 10: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2020/2021 und 2024/2025
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Berücksichtigte Ausbaumaßnahmen nach BBPlG

	Maßnahme	Art
DC2	Osterath - Philippsburg (Ultranet)	Leitung
P21	Conneforde - Merzen	Anlage
P25	Heide/West - Husum/Nord	Leitung
P25	Husum/Nord - Klixbüll	Leitung
P25	Klixbüll - Bundesgrenze DK	Leitung
P34	Stendal/West - Wolmirstedt	Leitung
P34	Perleberg - Stendal/West	Leitung
P34	Parchim/Süd - Perleberg	Leitung
P34	Güstrow - Parchim/Süd	Leitung
P41	Punkt Metternich - Niederstedem	Leitung
P46	Mechlenreuth - Redwitz	Leitung
P46	Schwandorf - Etzenricht	Leitung
P47	Urberach - Pfungstadt - Weinheim	Leitung
P48	Grafenrheinfeld - Kupferzell	Leitung
P52	Punkt Rommelsbach - Herbertingen	Leitung
P52	Punkt Wullenstetten - Punkt Niederwangen	Leitung
P67	Simbach - Matzenhof - Bundesgrenze AT	Leitung
P67	Altheim - Bundesgrenze Österreich	Leitung
P67	Altheim - Adlkofen	Leitung
P67	Adlkofen - Matzenhof (Abzweig Simbach)	Leitung
P68	Deutschland - Norwegen (NordLink): onshore	Leitung
P69	Emden/Ost - Conneforde	Leitung
P69	Emden/Ost	Anlage
P70	Birkenfeld - Mast 115A	Leitung
P118	Borken - Mecklar	Leitung
P151	Borken - Twistetal	Leitung
P185	Redwitz - Landesgrenze BY/TH (Punkt Tschirn)	Leitung

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 22: Gegenüber 2020/2021 in 2024/2025 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach BBPlG

Berücksichtigte Ausbaumaßnahmen nach EnLAG

	Maßnahme	Art
50HzT-003	Neuenhagen – Vierraden – Bertikow	Leitung
50HzT-003	Bertikow	Anlage
50HzT-007	Neuenhagen - Henningsdorf - Wustermark	Leitung
AMP-001	Wehrendorf - St. Hülfe	Leitung
AMP-009	Niederrhein Meppen	Leitung
AMP-010	Hesseln - Gütersloh	Leitung
AMP-014	Niederrhein - Osterath	Leitung
AMP-014	Osterath - Rommerskirchen	Leitung
AMP-018	Rommerskirchen – Sechtem	Leitung
AMP-022	Kruckel - Garenfeld	Leitung
AMP-022	Landesgrenze NW/RP - Eiserfeld	Leitung
AMP-022	Landesgrenze NW/RP - Dauersberg	Leitung
AMP-022	Punkt Attendorn - Landesgrenze NW/RP	Leitung
TTG-006	Wahle - Mecklar	Leitung
TTG-007	Dörpen/West - Punkt Meppen	Leitung
TTG-009	Ganderkesee - St. Hülfe	Leitung

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 23: Gegenüber 2020/2021 in 2024/2025 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach EnLAG

Ad hoc-Maßnahmen

	Maßnahme	Art
P113	StadorfTCSC	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 24: Gegenüber 2020/2021 in 2024/2025 zusätzlich realisierte Ad hoc-Maßnahmen

Sonstige berücksichtigte Ausbaumaßnahmen

	Maßnahme	Art
50HzT-003	2. Einschleifung Vierraden	Leitung
50HzT-neu	Lubmin - Anbindung Wikinger 2	Anlage
P47a	Kriftel - Farbwerke Höchst-Süd	Leitung
P109	Prüm	Anlage
P154	Siegburg	Anlage
P158	Mettmann	Anlage
P406	Aach – Bundesgrenze LU	Anlage
P407	Pöppinghausen	Anlage
P407	Herbertingen	Anlage
P460	Buescherhof	Leitung
P462	Siersdorfund Zukunft	Anlage
P463	St.Peter - Opladen	Leitung
P328	Deutschland – Großbritannien (Neu-Connect) Anschluss in Fedderwarden	Leitung

Quelle Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 25: Gegenüber 2020/2021 in 2024/2025 zusätzlich realisierte sonstige Maßnahmen

Der Prozess der Übertragungsnetzbetreiber zur rollierenden Freisaltplanungen umfasst das jeweilige Folgejahr. Daher sind für den Betrachtungszeitraum 2024/2025 noch keine (zwischen den Übertragungsnetzbetreibern) abgestimmten Freisaltplanungen bekannt und entsprechend nicht im Netzmodell berücksichtigt. Abschaltmaßnahmen aufgrund von Ausbaumaßnahmen werden entsprechend der Planungen auch im Netzmodell abgebildet.

4.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie

Wie bereits in Abschnitt 1.4 erläutert, beruhen die Ergebnisse auf einer europäischen Marktsimulation, welche sowohl die Erzeugungs- und Verbrauchssituation in Deutschland prognostiziert als auch die Ein- und Ausfuhren im europäischen Binnenmarkt. Diese Marktsimulation prognostiziert auch in 2024/2025 bereits starke Flüsse innerhalb Deutschlands.

Obgleich der Außenhandelsüberschuss im Vergleich zu vorangegangenen Untersuchungshorizonten sinkt, führt der Außenhandel zu hohen Transiten im deutschen Übertragungsnetz. Es kann beobachtet werden, dass Importen aus Skandinavien und Großbritannien in Höhe von 5 GW Exporten elektrischer Energie in erheblichem Umfang nach Frankreich, in die Schweiz und Österreich gegenüberstehen. Diese Transite belasten das deutsche Übertragungsnetz und machen umfangreiche Gegenmaßnahmen im Netzbetrieb notwendig.

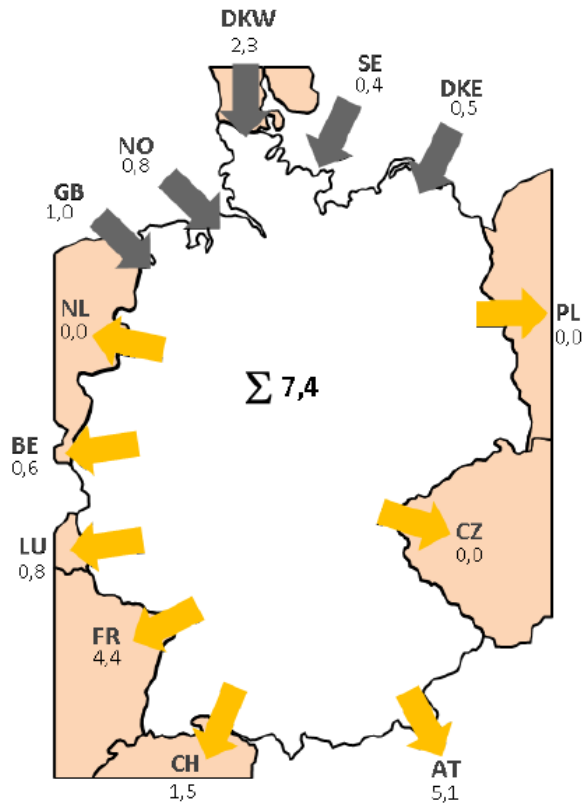


Abbildung 11: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie in der Grenzsituation in 2024/2025
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

4.2 Berechnungsergebnisse der Lastflussoptimierung der Systemanalyse für 2024/2025

Das erste relevante Berechnungsergebnis stellt das Ergebnis der Marktsimulation (vgl. Abschnitt 1.4) 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 26 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation wurden anschließend in das Netzmodell, mit dem eine Lastflussberechnung durchgeführt wurde, 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.

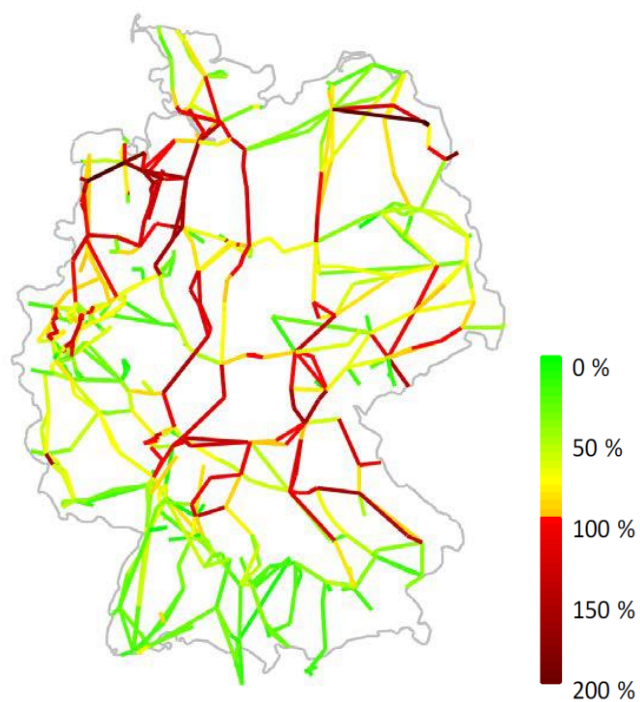


Abbildung 12: Leitungsauslastungen bei Eintritt systemrelevanter Mehrfachfehler vor Gegenmaßnahmen in 2024/2025 in der Grenzsituation
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Marktsimulationsergebnisse im Netznutzungsfall 273

Leistung [GW]	Nord	Süd	Summe
Kernenergie	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	11,4	0,0	11,4
Steinkohle	7,6	1,7	9,4
Erdgas	2,9	1,6	4,5
Mineralölprodukte	0,1	0,0	0,1
Sonstige	2,3	0,7	3,0
KWK < 10MW	4,0	2,0	6,0
Pumpspeicher	1,6	0,5	2,1
Summe konv.	30,0	6,5	36,5
Wind Onshore	39,1	3,0	42,1
Wind Offshore	9,7	0,0	9,7
Photovoltaik	0,1	0,4	0,5
Biomasse	3,0	1,6	4,6
Laufwasser	0,2	1,6	1,8
Speicherwasser	0,0	0,2	0,2
Sonstige EE	0,3	0,1	0,4
Summe reg.	52,3	7,0	59,3
Summe Erzeugung	82,3	13,5	95,8
Pumpspeicher (Bezug)	0,0	0,0	0,0
Stromverbrauch	53,2	35,0	88,3
Last (inkl. Pumpbezug)	53,2	35,0	88,3
Saldo	29,1	-21,5	7,5

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Ergebnisse der Marktsimulation für 2024/2025 für die Grenzsituation

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 mit 5.970 MW grundsätzlich zur Verfügung¹⁰. Zum anderen kann Redispatch mit Steinkohlekraftwerken (potentielle Netzreserve), die als im Zuge des Kohleausstiegs nicht mehr am Markt aktiv modelliert werden, durchgeführt werden.

¹⁰ Ausgenommen der Reservekraftwerke Irsching 3, Marbach und Walheim die 2024/2025 nicht weiter betrieben werden können.

Nachstehend sind die einzelnen Schritte, Zwischenergebnisse und Ergebnisse der Berechnungen der Grenzsituationen und Jahresläufe gemäß der in Abschnitt IC1.2 erläuterten Berechnungsmethodik dargestellt.

- Im initialen Jahreslauf kommen alle 16 Netzreservekraftwerke, die sich bereits heute in der Reserve befinden, mit einer installierten Leistung von 5.970 MW und zusätzlich 25 potentielle Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 5.903 MW zum Einsatz.
- Beim Durchlauf der initialen Grenzsituation kommen 14 der 16 zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 4.634 MW und zusätzlich 11 potentielle Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 2.253 MW zum Einsatz.
- Bei der sich anschließenden Berechnung der alternativen Grenzsituation („restriktiver Einsatz“) werden bislang am Markt agierende Kraftwerke mit einer Leistung kleiner 150 MW nicht für den Redispatcheinsatz freigegeben, selbst wenn sie im vorangegangenen Jahreslauf zum Einsatz kamen. Zudem werden Kraftwerke, die im initialen Jahreslauf weniger als 20 Einsätze aufweisen, mit einem Strafkostenaufschlag belegt. Es kommen 15 der 16 zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 5.390 MW und zusätzlich 5 potentielle Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 2.072 MW zum Einsatz.
- Beim abschließenden alternativen Jahreslauf werden die potentiellen Netzreservekraftwerke, die in der vorherigen Berechnung der alternativen Grenzsituation nicht zum Einsatz kamen, nicht zum Redispatch freigegeben. Es kommen alle 16 zur Verfügung stehenden Netzreservekraftwerke¹¹ mit einer installierten Leistung von 5.970 MW (vgl. Tabelle 27) und zusätzlich 5 potentielle Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 2.072 MW (vgl. Tabelle 28) zum Einsatz.
- Der Netzreservebedarf beläuft sich in der alternativen Berechnung auf 8.042 MW.

¹¹ Staudinger 4 kommt bei der Berechnung der Grenzsituation nicht zum Einsatz. Um einen Auslandsbedarf zu vermeiden, wird abweichend von der ursprünglichen Methodik für den Basisjahreslauf für das Kraftwerk Staudinger 4 aber keine Erhöhung der Strafkosten vorgenommen.

Ergebnisse der alternativen Berechnungen („restriktiver Einsatz“)

Heutige Netzreserve- kraftwerke	Einsatzhäufigkeit im <u>initialen</u> Jahreslauf	P _{max} [MW]	Einsatz <u>initiale</u> Grenzsituation [MW]	Einsatz <u>alternative</u> Grenzsituation [MW]	Einsatzhäufigkeit im <u>alternativen</u> Jahreslauf	<u>Alternatives</u> Netzreserve- portfolio
Altbach HKW1	48	433	433	433	48	X
Bexbach	81	726	726	726	85	X
Daxlanden RDK 4	224	342	342	342	227	X
GTKW Darmstadt	62	94,6	94,6	94,6	62	X
Heilbronn 5	47	125	125	125	50	X
Heilbronn 6	46	125	125	125	47	X
Ingolstadt 3	92	375	0	375	100	X
Ingolstadt 4	67	386	0	386	79	X
Irsching 4	29	545	533,7	545	31	X
Irsching 5	44	846	846	846	47	X
KMW 2	2	255,5	253,5	255,5	1	X
Marbach GT3	98	85	85	85	98	X
München Nord 2	32	332,7	332,7	332,7	30	X
Staudinger 4*	10	580	0	0	12	X
UPM Schongau	72	64	64	64	69	X
Weiher C	36	655,6	655,6	655,6	39	X
Summe eingesetzt			4.616,1	5.390,4		
Summe installiert		5.970,4				<u>5.970,4</u>

*Staudinger 4 erhält keinen Strafkostenaufschlag

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (angepasst)

Tabelle 27: Ergebnisse zur vorhandenen Netzreserve („restriktiver Einsatz“)

Im Gegensatz zum Vorgehen im restriktiven Ansatz wurde in der „Basisvariante“¹² wie folgt vorgegangen:

- Durch die Anpassung der Auswahlkriterien der Kraftwerke kann abweichend zu dem o. g. Ergebnis ein anderer Park von eingesetzten Kraftwerken generiert werden).
- Bei der Berechnung der Basisgrenzsituation wird auf die Erschwerung „restriktiver Einsatz“ verzichtet. Kraftwerke, die im ursprünglichen initialen Jahreslauf weniger als 20 Einsätze aufweisen, erhalten nach wie vor einen Strafkostenaufschlag.
- Im Basisjahreslauf, bei dem die Kraftwerke, die in der Berechnung der Basisgrenzsituation nicht zum Einsatz kommen, einen Strafkostenaufschlag erhalten, kämen 15 Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 5.390 MW (vgl. Tabelle 29) und zusätzlich 16 potentielle Netzreservekraftwerke mit einer installierten Leistung von 2.956 MW (vgl. Tabelle 30) zum Einsatz, wobei einige Kraftwerke nur in sehr wenigen Stunden des Jahres zum Redispatch herangezogen würden.
- Der Netzreservebedarf beliefe sich in der Basisvariante auf 8.347 MW und wäre somit um 305 MW größer als in der Alternativvariante. Darüber hinaus kämen 10 Kraftwerke mehr zum Einsatz.

¹² In der Terminologie der Übertragungsnetzbetreiber wird diese Variante als Basisvariante bezeichnet, da sie zuerst gerechnet wurde.

Abbildung 13 sowie Tabelle 29 und Tabelle 30 zeigen, wie sich die Einsätze der Kraftwerke in den Basisdurchläufen gegenüber den initialen Durchläufen ändern und daraus das Basiskraftwerksportfolio resultiert.

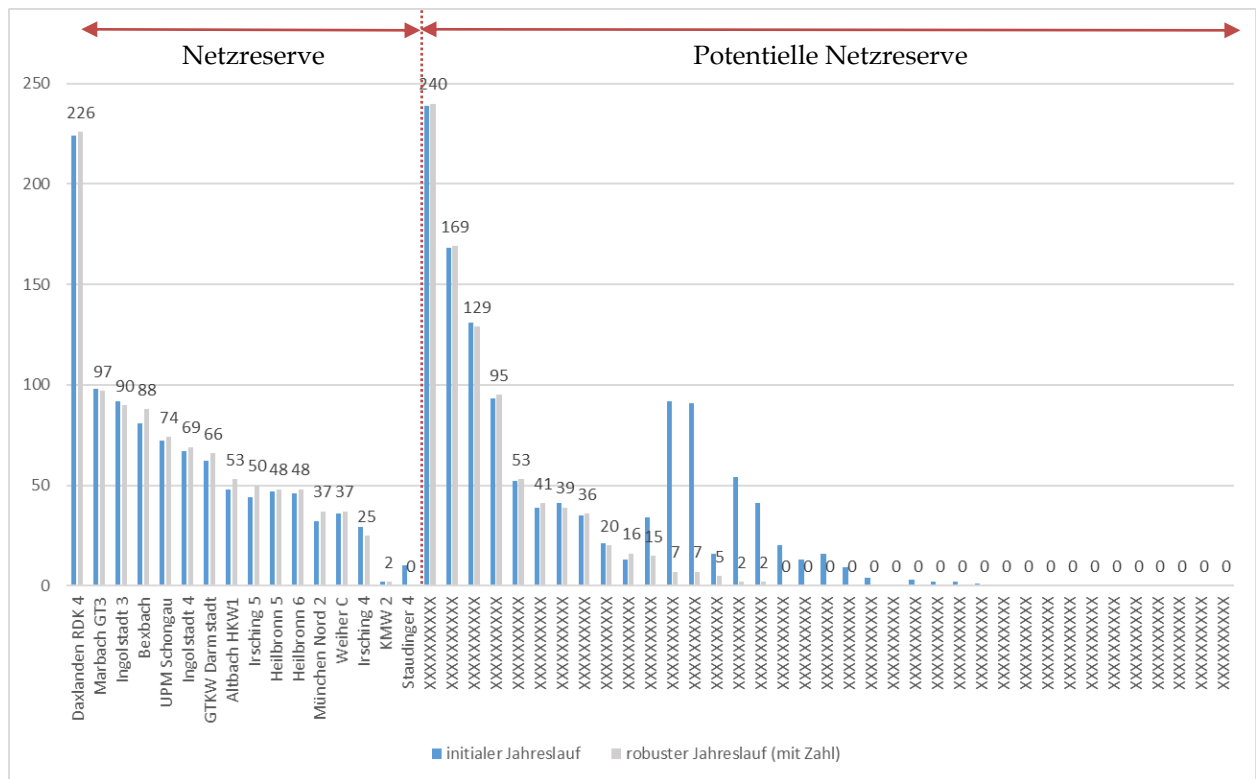


Abbildung 13: Auswertung der Einsatzhäufigkeit des initialen Jahreslaufs und des Basisjahreslaufs in t+5
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (angepasst))

Ermittlung des Basisnetzreserveportfolios

Heutige Netzreserve- kraftwerke	Einsatzhäufigkeit im <u>initialen</u> Jahreslauf	P _{max} [MW]	Einsatz <u>initiale</u> Grenzsituation [MW]	Einsatz Basis- grenzsituation [MW]	Einsatzhäufigkeit im Basisjahres- lauf	Basisnetzreserve- portfolio
Altbach HKW1	48	433	433	433	53	X
Bexbach	81	726	726	726	88	X
Daxlanden RDK 4	224	342	342	342	226	X
GTKW Darmstadt	62	94,6	94,6	94,6	66	X
Heilbronn 5	47	125	125	125	48	X
Heilbronn 6	46	125	125	125	48	X
Ingolstadt 3	92	375	0	375	90	X
Ingolstadt 4	67	386	0	40,8	69	X
Irsching 4	29	545	533,7	545	25	X
Irsching 5	44	846	846	846	50	X
KMW 2	2	255,5	253,5	255,5	2	X
Marbach GT3	98	85	85	85	97	X
München Nord 2	32	332,7	332,7	332,7	37	X
Staudinger 4	10	580	0	0	0	
UPM Schongau	72	64	64	64	74	X
Weiher C	36	655,6	655,6	655,6	37	X
Summe eingesetzt			4.616,1	5.045,2		
Summe installiert		5.970,4				<u>5.390,4</u>

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (angepasst)

Tabelle 29: Ermittlung des Basisnetzreserveportfolios (bestehende Netzreserve)

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (angepasst)

Tabelle 30: Ermittlung des Basisnetzreserveportfolios (potentielle Netzreserve)

In allen Varianten werden von den Übertragungsnetzbetreibern zusätzlich gesicherte Redispatchpotentiale in Höhe von 1.500 MW in Österreich eingesetzt. Weiteres gesichertes Redispatchpotential im Ausland wird nicht benötigt.

Die Bundesnetzagentur stuft die Ergebnisse auf Grundlage der Rechnungen mit „restriktivem Einsatz“ der kleineren Anlagen als sachgerecht ein. Diese Berechnung bringt einen effizienten Reservekraftwerks-park hervor, da unter den offeneren Einsatzmöglichkeiten der „Basisvariante“ selten eingesetzte Anlagen hier im Redispatch durch andere, ohnehin herangezogene Anlagen ersetzt werden, ohne dabei den Netz-reserve- oder Redispatchbedarf maßgeblich zu erhöhen. Gegenüber der Basisvariante werden auch keine zusätzlichen Kraftwerke eingesetzt, sodass sich durch die Wahl der Rechnungen mit „restriktivem Ein-satz“ auch keine individuellen Nachteile für einzelne Unternehmen ergeben.

Daraus ergibt sich für den untersuchten Zeitraum t+5, also den Winter 2024/2025 ein Bedarf an Netzreserve in Höhe von 8.042 MW. Dieser setzt sich zusammen aus Netzreservekraftwerken bisheriger Art mit einer Leistung von 5.970 MW und einer potentiellen Netzreserve von 2.072 MW, die sich aus Steinkohle-anlagen ergeben kann, die im Rahmen der Stilllegungsverfahren nach KVBG aus dem Markt ausscheiden könnten und dann als Reservekraftwerken weitergeführt werden könnten.

4.3 Ergebnisse der Untersuchungen zum Blindleistungsbedarf

Neben dem Redispatchbedarf wurde von den Übertragungsnetzbetreibern auch für den Zeitraum 2024/2025 indikativ untersucht, ob und in welchem Maße ein zusätzlicher Bedarf an Blindleistung zur Spannungshaltung erforderlich ist. Die auf Netzregionen beschränkten Untersuchungen zeigen, dass in einzelnen Netzregionen ein Bilanzungleichgewicht bei der Blindleistung vorliegen könnte. Eine grafische Darstellung findet sich in Abbildung 14.

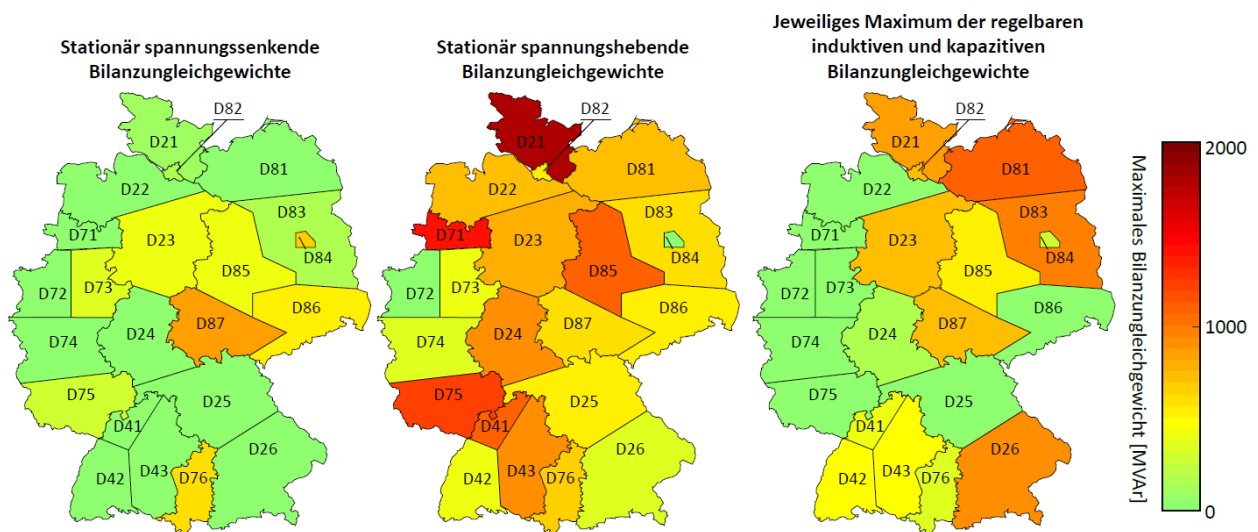


Abbildung 14: Blindleistungsbedarfe 2024/2025

Links Erfordernis von spannungssenkender Blindleistung, Mitte Erfordernis von spannungshebender Blindleistung, rechts Maximum des spannungshebenden und -senkenden Blindleistungsbedarf; jeweils pro Netzgruppe der Extremwert eines Jahres (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Ergebnisse der Analysen für 2024/2025 zeigen, dass der Blindleistungsbedarf zur Erhöhung der Spannungen flächendeckend ansteigt. Angesichts des längerfristigen Horizonts der Analysen kann noch steuernd auf den Zubau von Kompensationsanlagen eingewirkt werden. Im tatsächlichen Netzbetrieb kann das sich ergebende Bild dazu führen, dass die Übertragungsnetzbetreiber häufiger zum Blindleistungsredispach in Kraftwerksfahrpläne eingreifen müssen. Ein Erfordernis zum Zwecke der Blindleistungserbringung Netzreserve vorzuhalten ergibt sich aus den Analysen nicht.

Bei den vorliegenden Analysen wurden lediglich die Blindleistungsbilanzen der Netzgruppen im deutschen Übertragungsnetz betrachtet. Damit ist jedoch keine Aussage über die zu erwartenden Spannungen an einzelnen Netzknoten möglich. Außerdem findet keine Berücksichtigung von möglichem Blindleistungsaustausch über Netzgruppengrenzen hinweg statt. Dennoch bieten die Ergebnisse eine Indikation dafür, an welchen Stellen des Übertragungsnetzes eine eingehendere Analyse notwendig ist. Insbesondere dann, wenn Kraftwerke in den von hohen Bilanzungleichgewichten betroffenen Netzregionen stillgelegt werden sollen.

4.4 Netzreservebedarf 2024/2025

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Netzreservekraftwerken in Höhe von 8.042 MW für das Jahr 2024/2025. Dieser Wert setzt sich zusammen aus der in Grenzsituation und Jahreslauf benötigten installierten Leistung aus Netzreserve- und Steinkohlekraftwerken.

Für das Jahr 2024/2025 wurde auf Basis der Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber der Starkwind-/Starklastfall als die bedarfsdimensionierende Situation herausgearbeitet. Der in den Situationen notwendige Redispatchbedarf ist in Tabelle 31 dargestellt. Dieser Bedarf ist noch ohne Freischaltplanung, da für den Betrachtungshorizont noch keine Informationen über die dann vorliegende Freischaltplanung aufgrund von Netzerweiterungen und -umbauten vorliegen. Die Einfügung einer hypothetischen Freischaltplanung in die Analyse für den Zeitraum erscheint der Bundesnetzagentur beim derzeitigen Stand der Erkenntnisse als nicht sinnvoll. Notwendig könnte dies werden, wenn sich ohne eine solche Betrachtung eine Gefahr abzeichnete, Kraftwerke tatsächlich in die Stilllegung zu verlieren, die durch ausländische Reserve nicht ersetzt werden könnten.

Der Bedarf für die Zeitscheibe 2024/2025 wird erneut in einer zukünftigen Bedarfsanalyse bestimmt. Zu diesem Zeitpunkt werden genauere Informationen zur Freischaltplanung, zu den in Betrieb befindlichen Marktkraftwerken, den konkreten Details 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 aller dieser Faktoren, insbesondere der Freischaltplanung, auf die notwendige Redispatchhöhe 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+5

	Stunde 273
negativer Redispatch	
Einsenkung Windeinspeisung [GW]	8,1
marktbasierte Kraftwerke [GW]	3,2
negativer Redispatch im Ausland [GW]	0,0
Summe [GW]	11,3
positiver Redispatch	
marktbasierte Kraftwerke in DE [GW]	2,9
Reduzierung von Pumpleistung in DE [GW]	0,0
Netzreservekraftwerke in DE [GW]	5,4
Potentielle Reservekraftwerke (Steinkohlekraftwerke) [GW]	1,5
Redispatchkooperation mit AT (max. 1,5 GW)	1,5
Summe [GW]	11,3
zusätzlich notwendiges Redispatchpotential im Ausland [GW]	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 31: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in den betrachteten Grenzsituationen für das Jahr 2024/2025

Der Starkwind- /Starklastfall in Stunde 273 der synthetischen Woche ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage in Höhe von 88,3 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 ohne nennenswerte Einspeisung aus Windenergie einstellen. Dem gegenüber stehen Importe aus den Ländern im Nord- und Ostseeraum die ebenfalls über eine hohe installierte Leistung aus Windkraftanlagen verfügen. Dies führt zu Netztransiten von Nord nach Süd und damit zu hohen Netzbelastungen. Im Vergleich zu früheren Untersuchungen sinkt der Außenhandelssaldo deutlich auf 7,4 GW. Dies begründet sich jedoch im Wesentlichen aus der Tatsache, dass der deutschen Erzeugerlandschaft mit dem Kohleausstieg preisgünstige, aber auch unflexible Erzeuger verloren gehen wohingegen die Erzeugerlandschaft im nördlichen Ausland¹³ keinen so großen Umbrüchen unterworfen ist. Da ein großer Teil des im Norden importierten Stroms über das deutsche Übertragungsnetz in die Verbrauchszentren in Süddeutschland und das benachbarte Ausland übertragen werden muss, wird das Übertragungsnetz erheblichen Belastungen ausgesetzt. Der Außenhandelssaldo ist

¹³ Das nördliche Ausland beinhaltet auch die elektrischen Nachbarn Norwegen, Schweden und Großbritannien

demnach kein Indikator für die zu erwartenden Belastungen des Übertragungsnetzes. Wesentlich in der Betrachtung ist, wie sich die Ein- und Ausfuhren an den jeweiligen Grenzen einstellen (vgl. Abbildung 11).

4.4.1 Gegenmaßnahmen

Zur Reduzierung der Netzüberlastungen werden netzbezogenen Gegenmaßnahmen vor dem Einsatz von Redispatch herangezogen. Für den Zeithorizont 2024/2025 sind insbesondere die bereits in Abbildung 3 (vgl. Seite 47) 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 Freischnittplanung 11,3 GW in der Grenzsituation. Auf der Einsenkeite entfallen davon 8,1 GW auf die Abregelung von Windenergieanlagen und 3,2 GW auf Leistungsabsenkung bei am Markt agierenden Kraftwerken. Die entsprechenden Leistungsanhebungen in Form von positivem Redispatch als Gegenmaßnahmen werden mit 2,9 GW durch am Markt agierende Kraftwerke mit Standort in Deutschland erbracht. Deutsche Netzreservekraftwerke werden mit 5,4 GW eingesetzt. Darüber hinaus kommen als im Zuge des Kohleausstiegs als stillgelegt angenommene Steinkohlekraftwerke mit 1,5 GW zum Einsatz und 1,5 GW durch die Redispatchkooperation mit Österreich beigetragen. Die installierte Leistung der eingesetzten Reservekraftwerke liegt bei rund 6,0 GW und die installierte Leistung der zusätzlichen fünf potentiellen Reservekraftwerken beträgt rund 2,0 GW.

4.4.2 Bereits potentiell 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 2024/2025 stehen folgende nationale Kraftwerke mit einer gesamten Einspeiseleistung von derzeit 5.970,4 MW als potentielle Netzreservekraftwerke zur Verfügung. Die Auflistung der potentiellen nationalen Netzreservekraftwerke 2024/2025 entspricht der Auflistung der Netzreservekraftwerke für 2020/2021 (Tabelle 15) zuzüglich des Kraftwerkes Nord 2 in Unterföhring und abzüglich der Kraftwerke Irsching 3 sowie Marbach IIGT und IIIDT. Für die drei letztgenannten Kraftwerke endet die immissionschutzrechtliche 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.

Potentielle nationale Netzreservekraftwerke 2024/2025 ohne Anlagen aus den Stilllegungen nach KVBG

	Kraftwerk	Einspeiseleistung [MW]
Uniper Kraftwerke GmbH, Ulrich Hartmann (Irsching)	Irsching 4	545
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT1	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT2	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 DT	282
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386
Steag GmbH	Bexbach	726
Steag GmbH	Weiher III	655,6
Uniper Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	580
EnBW AG - Heizkraftwerk Altbach/Deizisau	ALT HKW 1	433
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85
EnBW AG - Rheinhafendampfkraftwerk Karlsruhe	RDK 4S	342
SWM Services GmbH	Nord 2, Unterföhring	332,7
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2 (Dampfteil)	255,5
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125
Entega AG	GTKW Darmstadt	94,6
UPM GmbH, Schongau	Dampfkraftwerk	64
Summe		5.970,4

Tabelle 32: Potentielle nationale Netzreservekraftwerke 2024/2025

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve.	19
Abbildung 2: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken	34
Abbildung 3: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2020/2021 und 2024/2025	47
Abbildung 4: Grafische Darstellung der geplanten Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland für die Grenzsituation 2020/2021.....	49
Abbildung 5: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie in GW im Netznutzungsfall 273 in 2020/2021.....	50
Abbildung 6: Leitungsauslastungen für 2020/2021 vor Gegenmaßnahmen im Netznutzungsfall 273 im Fehlerfall	52
Abbildung 7: Blindleistungsbedarfe 2020/2021	53
Abbildung 8: Einsatz der inländischen Netzreserve-Kraftwerke im Jahreslauf 2020/2021	56
Abbildung 9: Leitungsauslastungen für 2020/2021 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starkwind/Starklast Stunde 273 im Fehlerfall	57
Abbildung 10: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2020/2021 und 2024/2025	69
Abbildung 11: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie in der Grenzsituation in 2024/2025	73
Abbildung 12: Leitungsauslastungen bei Eintritt systemrelevanter Mehrfachfehler vor Gegenmaßnahmen in 2024/2025 in der Grenzsituation.....	74
Abbildung 13: Auswertung der Einsatzhäufigkeit des initialen Jahreslaufs und des Basisjahreslaufs in t+5	80
Abbildung 14: Blindleistungsbedarfe 2024/2025	83

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzreserveabrufe im Überblick	9
Tabelle 2: Vorläufige Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2019 (Stand: April 2020)	10
Tabelle 3: Vorläufige Vorhalte- und Einsatzkosten für Netzreserve in Mio. Euro	11
Tabelle 4: Summierte Leistung in- und ausländischer Netzreserve in MW	12
Tabelle 5: Mantelzahlen zur Abbildung des Kohleausstiegs	14
Tabelle 6: Lastannahmen in den benachbarten Ländern in der Grenzsituation für das Jahr 2020/2021	40
Tabelle 7: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2020/2021	41
Tabelle 8: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2020/2021	42
Tabelle 9: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2020/2021	44
Tabelle 10: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2020/2021	45
Tabelle 11: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2020/2021	46
Tabelle 12: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen und benachbarten Übertragungsnetz für die Grenzsituation 2020/2021	48
Tabelle 13: Ergebnisse der Marktsimulation im Netznutzungsfall 273 für 2020/2021	51
Tabelle 14: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in der betrachteten Grenzsituation für den Winter 2020/2021	55
Tabelle 15: Nationale Netzreservekraftwerke 2020/2021	59
Tabelle 16: Lastannahmen in der synthetischen Woche für das Jahr 2024/2025	62
Tabelle 17: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für das Jahr 2024/2025	63
Tabelle 18: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energie-Anlagen im Winter 2024/2025	64
Tabelle 19: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Nord im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2024/2025	66
Tabelle 20: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Region Süd im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2024/2025	67

Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich im bedarfsdimensionierenden Szenario Starkwind/Starklast in 2024/2025	68
Tabelle 22: Gegenüber 2020/2021 in 2024/2025 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach BBPIG	70
Tabelle 23: Gegenüber 2020/2021 in 2024/2025 zusätzlich realisierte Maßnahmen nach EnLAG	71
Tabelle 24: Gegenüber 2020/2021 in 2024/2025 zusätzlich realisierte Ad hoc-Maßnahmen	71
Tabelle 25: Gegenüber 2020/2021 in 2024/2025 zusätzlich realisierte sonstige Maßnahmen	72
Tabelle 26: Ergebnisse der Marktsimulation für 2024/2025 für die Grenzsituation	75
Tabelle 27: Ergebnisse zur vorhandenen Netzreserve („restriktiver Einsatz“)	77
Tabelle 28: Ergebnisse der potentiellen Netzreserve („restriktiver Einsatz“)	78
Tabelle 29: Ermittlung des Basisnetzreserveportfolios (bestehende Netzreserve)	81
Tabelle 30: Ermittlung des Basisnetzreserveportfolios (potentielle Netzreserve)	82
Tabelle 31: Übersicht über den Redispatcheinsatz der einzelnen Kraftwerksarten in den betrachteten Grenzsituationen für das Jahr 2024/2025	85
Tabelle 32: Potentielle nationale Netzreservekraftwerke 2024/2025	87

Abkürzungsverzeichnis

ACER	European Agency for the Cooperation of Energy Regulators / Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
AtG	Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)
BBPIG	Bundesbedarfsplangesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CWE	Mittelwesteuropa
CZ	Tschechien
DE	Deutschland
EC	Exceptional Contingencies
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity / Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GW	Gigawatt
MW	Megawatt
NetzResV	Netzreserveverordnung
NTC	Net Transfer Capacity
PL	Polen
SO&AF	System Outlook and Adequacy Forecast
SWKL	Südwest-Kuppelleitung
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan / Zehnjahres-Netzentwick- lungsplan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VGB	Internationaler Fachverband für die Erzeugung und Speicherung von Strom und Wärme
VNB	Verteilnetzbetreiber

Impressum

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 2018

Text

Referat 608