



Bundesnetzagentur

Bericht

Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs
für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre
2016/2017 und 2019/2020



Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020

und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen
30. April 2015

**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
Eichenstraße 3A, 12435 Berlin

2. Amprion GmbH, vertreten durch die Geschäftsführung
Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund

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

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

(im Folgenden: „Die Übertragungsnetzbetreiber“)

wegen der Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs im Winter 2015/2016, 2016/2017 und 2019/2020 gemäß § 3 Absatz 1 Satz 1, 2 ResKV

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann, am 30. April 2015 festgestellt, dass ein Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems

- für den Winter 2015/2016 in Höhe von 6.700 MW bis 7.800 MW (Reservebedarfsspanne),
- für das Jahr 2016/2017 in Höhe von 6.600 MW bis 7.700 MW (Reservebedarfsspanne), sowie
- für das Jahr 2019/2020 in Höhe von 1.600 MW

besteht.

Der konkrete innerhalb der jeweiligen Reservebedarfsspanne liegende Netzreservebedarf hängt davon ab, wie die nach Durchführung des Interessenbekundungsverfahrens verfügbaren Anlagen netztechnisch wirken.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
BERICHT ZUR RESERVEBEDARFSFESTSTELLUNG	7
A Einführung	9
1. Hintergrund der Bedarfsfeststellung.....	9
2. Rückschau auf den Winter 2014/2015	10
3. Kosten der Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb	17
4. Reservebedarfsfeststellung für die anstehenden Jahre	18
B Verfahrensablauf	19
C Bedarfsfeststellung	22
1. Methodik der Systemanalyse	24
1.1 Zielsetzung der Systemanalyse.....	25
1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse.....	26
1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation	28
1.3.1 Übertragungsnetz.....	28
1.3.2 Kraftwerkspark.....	29
1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	31
1.3.4 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten	32
1.3.5 Annahmen zur Last	33
1.4 Auswahl kritischer Netznutzungsfälle	35
1.5 Marktsimulation.....	35
1.6 Netzanalysen	36
1.7 In der Systemanalyse berücksichtigte Risiken	37
2. Bedarf und Deckung der Reserve	40
3. Netzreserve für 2015/2016	41
3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2015/2016.....	41
3.1.1 Netzlast	41
3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	42
3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen	43
3.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	45
3.1.5 Übertragungsnetz.....	48
3.1.6 Annahmen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie.....	49
3.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2015/2016	51
3.3 Reservebedarf 2015/2016.....	52
3.3.1 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen.....	55
3.3.2 Bereits gebundene Kraftwerke	56
3.3.3 Noch zu kontrahierende Kraftwerke.....	56
4. Netzreserve für 2016/2017	57
4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2016/2017.....	57
4.1.1 Annahmen zur Netzlast.....	57
4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	58
4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen	59
4.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	60
4.1.5 Übertragungsnetz.....	64
4.1.6 Annahmen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie.....	65
4.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2016/2017	66

4.3	Reservebedarf 2016/2017	67
4.3.1	Bereits gebundene Kraftwerke	71
4.3.2	Noch zu kontrahierende Kraftwerke	71
5.	Netzreserve für 2019/2020	72
5.1	Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2019/2020	72
5.1.1	Annahmen zur Netzlast	72
5.1.2	Konventioneller Kraftwerkspark	74
5.1.3	Erneuerbare-Energie-Anlagen	75
5.1.4	Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	75
5.1.5	Übertragungsnetz	79
5.1.6	Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze	81
5.1.7	Annahmen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie	82
5.2	Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2019/2020	85
5.3	Reservebedarf 2019/2020	86
5.3.1	Maßgeblicher Reservebedarf	91
5.3.2	Bereits gebundene Kraftwerke	91
5.3.3	Noch zu kontrahierende Kraftwerke	91
VERZEICHNISSE		93
Abbildungsverzeichnis		94
Tabellenverzeichnis		96
Abkürzungsverzeichnis		98
Impressum		99

Bericht zur Reservebedarfsfeststellung

A Einführung

1. Hintergrund der Bedarfsfeststellung

Die zunehmende Einspeisung von Strom aus regenerativen Energien im Norden Deutschlands, die Abschaltung von Kernkraftwerken vor allem im stromverbrauchsintensiven Süden Deutschlands sowie die hohen Exporte in südliche Nachbarländer bewirken ein Nord-Süd-Gefälle beim Stromtransport im Übertragungsnetz. Die Ende Mai 2015 anstehende Einstellung des Leistungsbetriebs des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld trägt im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren zu einer Verschärfung dieser Situation bei. Darüber hinaus sind nach wie vor erhebliche Verzögerungen beim Ausbau der benötigten Nord-Süd-Leitungen gemäß dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), die sich gegenwärtig in der Planungs- oder Bauphase befinden, zu verzeichnen. Hierzu gehört die weiterhin verzögerte Fertigstellung der EnLAG-Vorhaben Nr. 4 und Nr. 10, welche die so genannte Südwestkuppelleitung („Thüringer Strombrücke“) komplettieren. Bei dieser Ausbaumaßnahme besteht das Risiko, dass die Fertigstellung bis zum Winter 2016/2017 nicht erfolgt. Aus diesem Grund wurde von den Übertragungsnetzbetreibern untersucht, wie sich die Südwestkuppelleitung auf den Reservebedarf auswirkt. Auf längere Sicht tragen das Ausscheiden weiterer Kernkraftwerke insbesondere in Süddeutschland und ein auch weiterhin verzögerter Netzausbau bei einem weiteren Ausbau der Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu einer Steigerung des Reservebedarfs bei. Vor allem die Blockade großer Nord-Süd-Stromtrassen kann die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems gefährden.

Um die Netzstabilität auch in den insoweit denkbaren kritischen Situationen zu gewährleisten, setzen die Übertragungsnetzbetreiber bereits heute im Bedarfsfall gezielt Kraftwerke ein und wirken so Leitungsüberlastungen entgegen. Diese als Redispatch bezeichneten Eingriffe in die marktbasieren Fahrpläne der Kraftwerke können präventiv oder kurativ eingesetzt werden. Auf die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Last im Ganzen (Leistungsbilanz) haben diese Eingriffe keine Auswirkungen, da stets sichergestellt wird, dass abgeregelte Mengen durch gleichzeitiges Hochregeln bilanziell ausgeglichen werden. Während des Winterhalbjahres ist der Redispatchbedarf erfahrungsgemäß am höchsten.

Sind gesicherte, marktbasierende 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. Diese „Netzreservekraftwerke“ werden grundsätzlich ausschließlich außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und somit ausschließlich zum Redispatch eingesetzt. Sollte der ermittelte Redispatchbedarf nicht mit vorhandenen Kraftwerken zu decken sein, prüfen die Übertragungsnetzbetreiber den möglichen Kraftwerksneubau.

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 Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947). 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 2014/2015

Für den Winter 2014/2015 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern ein Reservekraftwerksbedarf von 3091 MW ermittelt, der von der Bundesnetzagentur am 2. Mai 2014 bestätigt und sodann von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahiert wurde. Nachdem bekannt wurde, dass das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld bereits vor dem in § 7 Abs. 1a AtG geregelten Zeitpunkt seinen Leistungsbetrieb einstellen wird (Ende Mai 2015 statt 31. Dezember 2015), wurde von den Übertragungsnetzbetreibern eine außerordentliche Systemanalyse durchgeführt. Diese ergab, dass sich der Reservebedarf für das erste Quartal 2015, in dem die Leistung des Kernkraftwerks im Streckbetrieb kontinuierlich abnimmt, um 545 MW erhöht. Die Bundesnetzagentur bestätigte den Bedarf am 26. September 2014 worauf die Übertragungsnetzbetreiber die zusätzlichen Reservekraftwerke für das erste Quartal 2015 unter Vertrag nahmen. Diese Reservekapazitäten kamen im Winterhalbjahr insgesamt an sieben Tagen zum Einsatz.

Der erste Einsatz erfolgte am 20. Dezember 2014. Aufgrund hoher Einspeisung aus Windenergieanlagen im Norden Deutschlands und der geringen Verfügbarkeit süddeutscher Kraftwerke zum Redispatch, wurden insgesamt neun Kraftwerke mit einer maximalen Leistung von 2411 MW angefordert.

Am 20. Dezember 2014 angeforderte Reservekraftwerke

	Angeforderte Leistung [MW]	Max. Leistung [MW]	Standort
KMW 2	160	325	Deutschland
Theiß 1	50	65	Österreich
Theiß A	100	130	Österreich
Korneuburg	120	140	Österreich
Theiß Kombi	300	450	Österreich
GKM 3	100	200	Deutschland
Enel	64	64	Italien
Irsching 3	70	415	Deutschland
Staudinger 4	200	622	Deutschland

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 1: Am 20. Dezember 2014 angeforderte Reservekraftwerke

Aus gleichem Grund wurden bereits am 22. Dezember 2014 erneut Reservekraftwerke eingesetzt. In diesem Fall wurden jedoch lediglich vier Kraftwerksblöcke mit einer Maximalleistung von 785 MW abgerufen.

Am 22. Dezember 2014 angeforderte Reservekraftwerke

	Angeforderte Leistung [MW]	Max. Leistung [MW]	Standort
Theiß 1	50	65	Österreich
Theiß A	100	130	Österreich
Korneuburg	120	140	Österreich
Theiß Kombi	300	450	Österreich

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 2: Am 22. Dezember 2014 angeforderte Reservekraftwerke

Am 16. März 2015 erfolgte ein weiterer Abruf von Reservekraftwerken. Hintergrund war insbesondere eine sehr hohe prognostizierte Einspeisung aus erneuerbaren Energien in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH (ca. 10 GW in der Mittagszeit), die mit einer entsprechend hohen Transportaufgabe des Übertragungsnetzes einherging. Aufgrund von Nichtverfügbarkeiten im süddeutschen Kraftwerkspark entschieden die Übertragungsnetzbetreiber daher, Reservekraftwerke mit einer maximalen Leistung von knapp 1600 MW einzusetzen.

Am 16. März 2015 angeforderte Reservekraftwerke

	Angeforderte Leistung [MW]	Max. Leistung [MW]	Standort
Theiß 1	50	65	Österreich
Theiß A	100	130	Österreich
Korneuburg	120	140	Österreich
Theiß Kombi	300	450	Österreich
GKM 3	100	200	Deutschland
Enel	337	337	Italien
Edison	272	272	Italien

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 3: Am 16. März 2015 angeforderte Reservekraftwerke

In allen drei vorgenannten Fällen kam es zu keiner Beeinträchtigung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems. Mit Hilfe der Reservekraftwerke konnten die Auslastungen der Betriebsmittel von den Übertragungsnetzbetreibern innerhalb der zulässigen Grenzwerte gehalten werden.

Am 31. März 2015 erreichte die Sturmserie Ende März mit dem Orkantief NIKLAS, das ganz Deutschland ergriff, ihren Höhepunkt. NIKLAS zählte zu den heftigsten Märzstürmen des Referenzzeitraumes 1981-2010. Ungewöhnlich war insbesondere das Auftreten des Sturms Ende März nach Frühlingsanfang. Stellenweise, insbesondere in Norddeutschland, übertrafen die maximalen Windgeschwindigkeiten im 10-Minuten-Mittel

die Werte des Orkantiefs KYRILL, das am 18. und 19. Januar 2007 über Deutschland zog¹. Das hohe Windaufkommen führte auch zu angespannten Situationen im Stromnetz. Der Verlauf der Einspeisung aus erneuerbaren Energien ist in Abbildung 1 dargestellt.

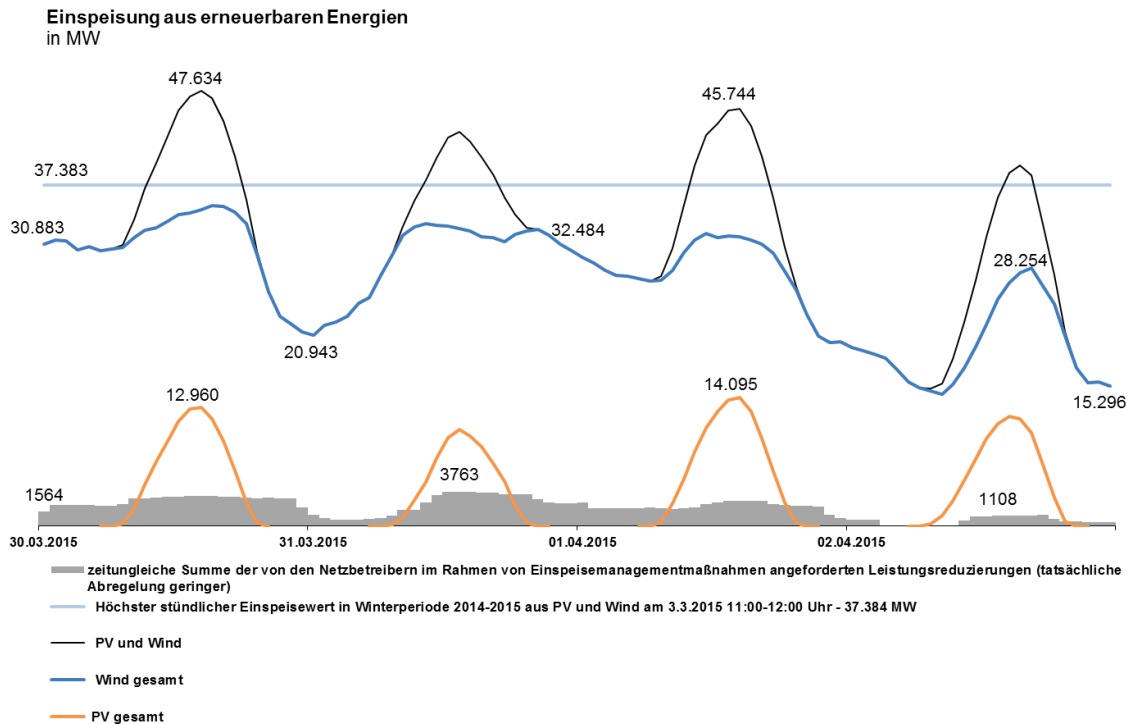


Abbildung 1: Verlauf der Einspeisung aus erneuerbaren Energien vom 30. März bis 2. April 2015

Die Spitzenwerte der Einspeisungen aus Windenergie- und PV-Anlagen übertrafen dabei an allen vier Tagen den bisherigen Spitzenwert vom 3. März 2015. Die maximale Einspeisung aus erneuerbaren Energien erreichte dabei am 30. März zwischen 14 und 15 Uhr mit 47,6 GW ihren neuen Höchstwert.

Diese Einspeisung führte zur Notwendigkeit erheblicher Gegenmaßnahmen, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Energieversorgungssystems zu gewährleisten. Um in der Situation ein ausreichend großes Redispatchpotential zur Verfügung zu haben, wurden vom 30. März bis zum 2. April Reserven in erheblichem Umfang zum Redispatch mobilisiert. Neben der Einsenkung konventioneller Erzeugung wurden dabei auch in erheblichem Maße Einspeisemanagementmaßnahmen mit EE-Anlagen durchgeführt. Dabei mussten bis zu 6,4% der Einspeisung aus Windenergieanlagen entschädigungspflichtig abgeregelt werden.

¹ Vgl. Deutscher Wetterdienst (2015): Orkantief NIKLAS wütet am 31. März 2015 über Deutschland; online im Internet: http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU2/KU24/besondere_ereignisse_global/stuerme/20150331_NIKLAS_deutschland.templateId=raw.property=publicationFile.pdf/20150331_NIKLAS_deutschland.pdf [Zugriff am 13.04.2015]

Zwischen 30. März und 2. April 2015 abgerufene Reserven

	Maximal bestellte Leistung	Beginn der Anforderung	Ende der Anforderung
KMW 2	160 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	31.3.2015 23:59 Uhr
Theiß 1	65 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	31.3.2015 23:59 Uhr
Theiß A	130 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	31.3.2015 23:59 Uhr
Korneuburg	140 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	31.3.2015 23:59 Uhr
Theiß Kombi	450 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	31.3.2015 23:59 Uhr
GKM 3	200 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	31.3.2015 23:59 Uhr
ENEL (Pool)	337 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	31.3.2015 23:59 Uhr
EDISON (Pool)	272 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	31.3.2015 23:59 Uhr
Irsching 3	375 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	2.4.2015 21 Uhr
Staudinger 4	-	Ausfall ab 30. März 2015	
Walheim 1	96 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	Ausfall ab 31. März 2015
Walheim 2	148 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	2.4.2015 21 Uhr
Marbach DT 3	254 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	2.4.2015 21 Uhr
Marbach GT 3	85 MW	30.3.2015 3:00 Uhr	2.4.2015 21 Uhr
Marbach GT 2	77 MW	30.3.2015 10:00 Uhr	2.4.2015 21 Uhr
MEAS + Swissgrid (Pool)	820 MW	30.3.2015 10:00 Uhr	1.4.2015 20 Uhr
Ingolstadt 3	380	1.4.2015 0:00 Uhr	2.4.2015 23:49 ²
Ingolstadt 4	380	1.4.2015 2:00 Uhr	2.4.2015 23:49 ²

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 4: Zwischen 30. März und 2. April 2015 abgerufene Reserven

² Die Kraftwerke Ingolstadt 3 und Ingolstadt 4 wurden mit Ablauf des 31. März 2015 als systemrelevante Kraftwerke in die Reserve überführt.

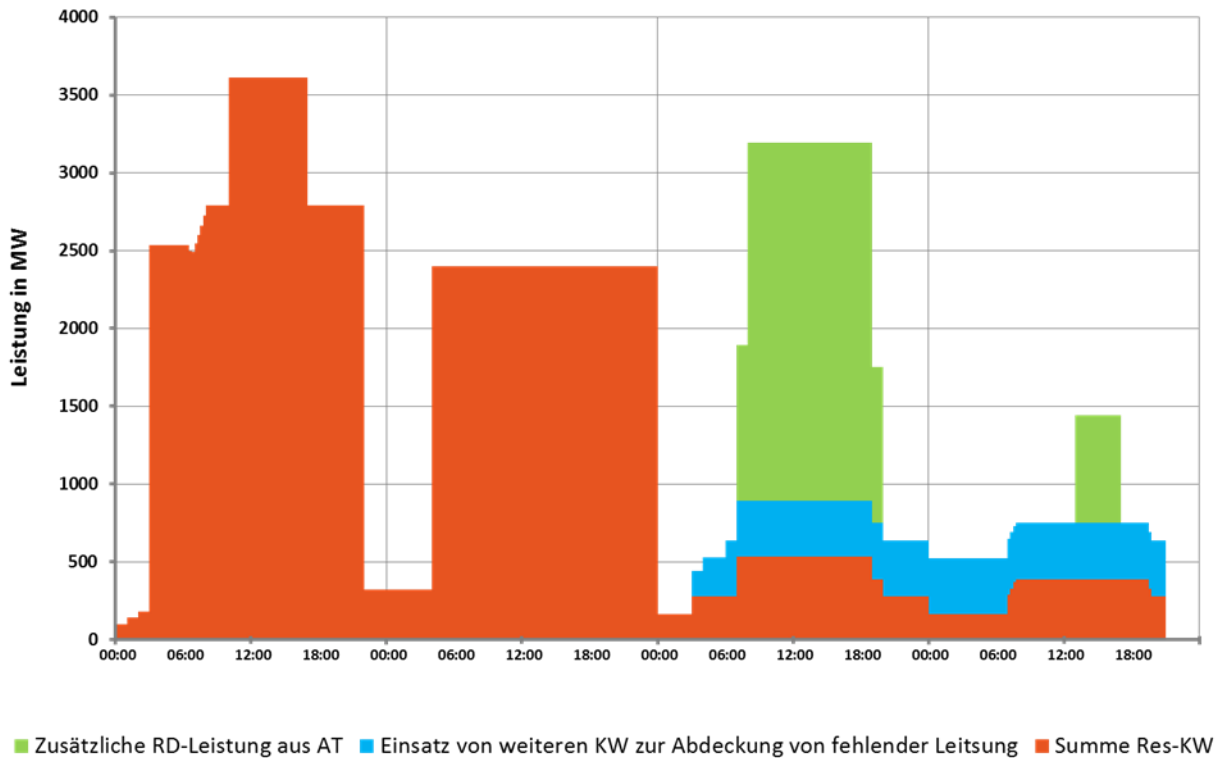


Abbildung 2: Abrufprofil der zwischen 30. März und 2. April 2015 eingesetzten Reserven (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Insbesondere Lastflüsse auf den Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen der 50Hertz Transmission GmbH und der TenneT TSO GmbH sowie der 50Hertz Transmission GmbH und dem polnischen Übertragungsnetzbetreiber PSE machten erhebliche Eingriffe in die Fahrpläne von Erzeugungsanlagen notwendig. So traten in den Prognoserechnungen der Übertragungsnetzbetreiber beispielsweise auf der regelmäßig hoch belasteten Kuppelleitung zwischen den Umspannwerken Remptendorf (50Hertz Transmission GmbH) und Redwitz (TenneT TSO GmbH) Belastungen von über 150% auf und auch die Lastflüsse nach Polen hätten den zulässigen Wert ohne Gegenmaßnahmen um über 1000 MW überschritten.

Insbesondere an der kritischen Situation vom 30. März bis 2. April 2015 zeigt sich die Notwendigkeit eines raschen Netzausbaus. Das Erfordernis von erheblichem Redispatch stellt ein nicht unerhebliches Risiko für den sicheren Systembetrieb dar, da der Einsatz von Kraftwerken, vor allem bei einem Umfang wie im vorliegenden Fall, immer mit einem gewissen operativen Risiko verbunden ist.

Eine weitere Herausforderung für das elektrische Energieversorgungssystem im Winter 2014/2015 war die partielle Sonnenfinsternis am 20. März 2015 über Europa. Wegen des Rückgangs der solaren Einstrahlung ab ca. 9:30 Uhr und der gegen 12:00 Uhr wiederkehrenden Einstrahlung, waren starke Schwankungen der Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen in Abhängigkeit vom Bedeckungsgrad des Himmels erwartet worden³. Deshalb wurden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern in Abstimmung mit den europäischen Übertragungsnetzbetreibern zahlreiche Maßnahmen ergriffen. Insbesondere wurde das

³ Vgl. z.B.: Studie der Hochschule für Wirtschaft und Technik Berlin: "Einfluss der Sonnenfinsternis im März 2015 auf die Solarstromerzeugung in Deutschland"

Volumen der vorgehaltenen Regelleistung deutlich erhöht, um die stark schwankende Photovoltaik-Einspeisung bei Bedarf auszugleichen. Zudem wurde die personelle Besetzung der Netzleitstellen der Übertragungsnetzbetreiber erhöht.

Bei überwiegend klarem Himmel wurden in der Zeit nach der größten Bedeckung steile Gradienten in der Einspeisung von über 4000 MW pro Viertelstunde (10:15-10:30 Uhr) gemessen (vgl. Abbildung 3).

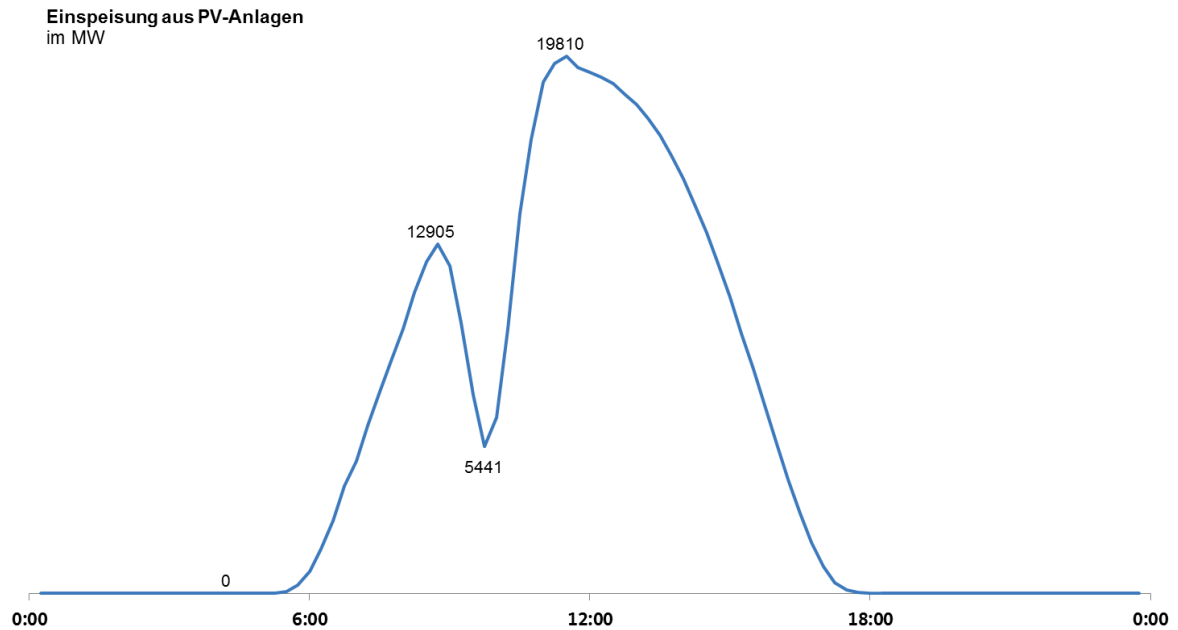


Abbildung 3: Verlauf der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen am 20. März 2015 von 0:00 bis 24:00 Uhr in MW. Daten: ENTSO-E⁴

Es gelang dem Markt, den Rückgang und die Wiederkehr der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen auszugleichen, sodass, gemessen an den Umständen, nur ein verhältnismäßig geringer Einsatz von Regelleistung und vertraglich gebundenen abschaltbaren Lasten notwendig wurde.

⁴ transparency.entsoe.eu

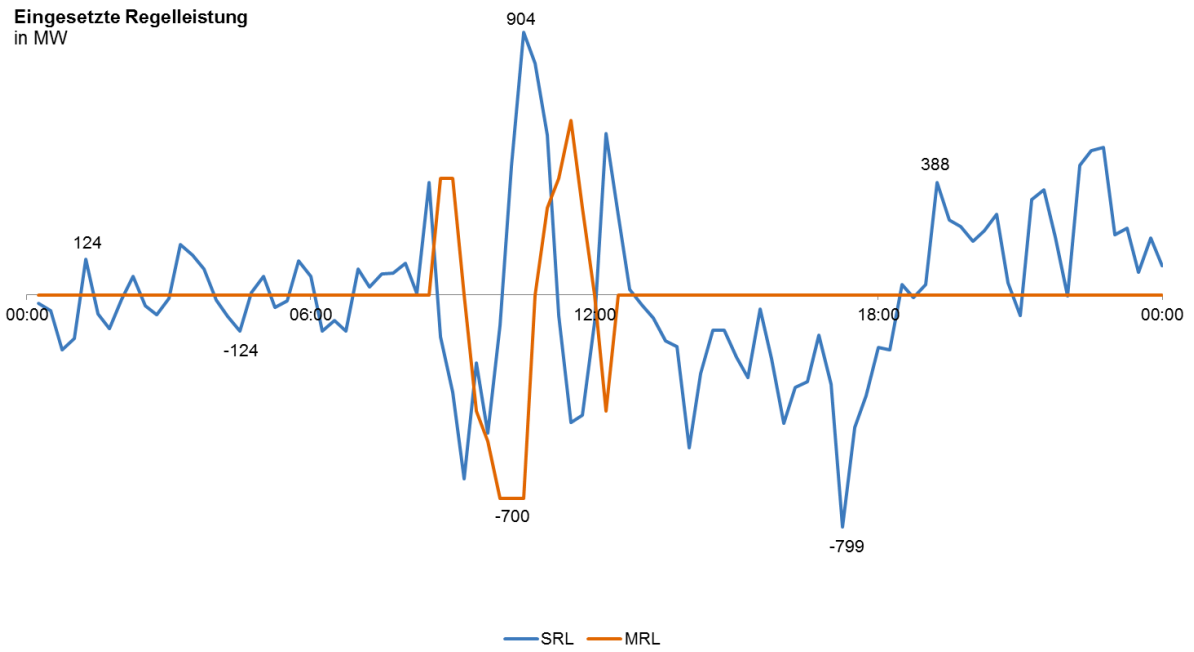


Abbildung 4: Am 20. März 2015 eingesetzte Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) (Daten: Übertragungsnetzbetreiber⁵)

⁵ www.netztransparenz.de

3. Kosten der Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb

Die Kosten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit fallen für verschiedene Maßnahmen, die die Stromnetzbetreiber ergreifen, um den verzögerten Netzausbau zu kompensieren, an.

Kosten für Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro

Jahr	Redispatch (nach § 13 Abs. 1 EnWG)	Einspeise- management	Reservekraftwerke Leistungspreis Inland	Reservekraftwerke Leistungspreis Ausland ⁶	Summe
2011	129	34	3,6	17,6	184,2
2012	165	33	29,3	18	245,3
2013	133 ⁷	44 ⁸	22,4	15,5	214,9
2014	noch unbekannt	noch unbekannt	50,3	21,6	71,9
2015	noch unbekannt	noch unbekannt	47,9 ⁹	74,5	122,4
2016	noch unbekannt	noch unbekannt	noch unbekannt ¹⁰	noch unbekannt ¹⁰	noch unbekannt
2017	noch unbekannt	noch unbekannt	noch unbekannt	83,3	83,3
Summe					922

Tabelle 5: Kosten für Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2017 (Stand: März 2015)

Alle vorstehenden Kostenangaben sind höchst vorläufig und können sich noch deutlich nach oben entwickeln. Bei den in Tabelle 5 dargestellten Kosten für die Reservekraftwerke handelt es sich allein um den vergüteten Leistungspreis, also die Kosten, die alleine für die Vorhaltung der Kapazitäten anfallen. Der Leistungspreis der ausländischen Reservekraftwerke fällt jeweils für das Winterhalbjahr an. Der Leistungspreis für die inländischen Reservekraftwerke fällt grundsätzlich für das gesamte Jahr an.

Die zu vergütenden Leistungspreise für 2016 sind noch nicht bekannt, da dieser Winter in der vorliegenden Bedarfsanalyse erstmals analysiert wurde und das Interessenbekundungsverfahren (IBV) noch bevorsteht. Der zu vergütende Leistungspreis für das Jahr 2015 wird sich noch weiter erhöhen, da die jüngsten

⁶ Der Leistungspreis fällt dabei jeweils für das Winterhalbjahr an. Zum Beispiel in Spalte "Jahr", Zeile "2011" für 1.10.2011 bis 31.3.2012

⁷ Aufwandsgleiche Kosten für Redispatch

⁸ Vorläufig, da noch nicht alle Maßnahmen zum Zeitpunkt der Erhebung abgerechnet waren.

⁹ Nicht enthalten sind - aufgrund noch nicht abgeschlossener Verträge - die Kosten für die Leistungspreisvergütung vier weiterer inländischer Kraftwerksblöcke.

¹⁰ Bislang wurden für 2016/2017 noch keine Reservekraftwerke kontrahiert, da dieser Winter in der vorliegenden Bedarfsanalyse erstmals analysiert wurde.

Systemanalysen zusätzlichen Reservebedarf ergeben haben, der zu Nachkontrahierungen und damit zu zusätzlichen Kosten führen wird.

Zu diesen Kosten müssen die Arbeitspreise addiert werden, die pro erzeugter MWh vergütet werden müssen. Die Arbeitskosten werden zurzeit noch ermittelt. Dabei wurden die Einsätze der Reservekraftwerke in 2011 bis 2012 aus abrechnungstechnischen Gründen als Regelergiekosten verbucht. Im Winterhalbjahr 2013/2014 wurden die Reservekraftwerke nicht eingesetzt. Die Kosten für den Winter 2014/2015 sind noch nicht abschließend beziffert.

Auch die Redispatch-Vergütungen für 2014 und die Entschädigungen für Einspeisemanagement-Maßnahmen in 2014 sind noch nicht beziffert.

Insofern sind alle Angaben höchst vorläufig. Da die genannten Maßnahmen von den Stromnetzbetreibern nahezu ausschließlich wegen des verzögerten Netzausbaus ergriffen werden müssen, kann eine Verringerung der Kosten erst erwartet werden, wenn das Übertragungsnetz dem Energieleitungsausbaugesetz, dem Netzentwicklungsplan und dem Bundesbedarfsplangesetz entsprechend ertüchtigt und ausgebaut wurde.

Relative Leistungspreise in Euro/MW werden in Tabelle 6 dargestellt.

Relative Leistungspreise der Reservekraftwerke

	Leistungspreis Euro/MW Inland	Leistungspreis Euro/MW Ausland
2011/2012	18833 €/MW	18775 €/MW
2012/2013	17820 €/MW	19257 €/MW
2013/2014	14070 €/MW	16082 €/MW
2014/2015	22278 €/MW	14919 €/MW
2015/2016	15691 €/MW	21810 €/MW
2016/2017	noch unbekannt ¹⁰	noch unbekannt ¹⁰
2017/2018	noch unbekannt ¹¹	26778 €/MW

Tabelle 6: Relative Leistungspreise der Reservekraftwerke 2011-2017

4. Reservebedarfsfeststellung für die anstehenden Jahre

Im vorliegenden Bericht wird gemäß § 3 Abs. 1 ResKV der Bedarf an Erzeugungskapazitäten für die Netzreserve sowohl für den Winter 2015/2016 als auch für die Jahre 2016/2017 und 2019/2020 festgestellt. Bei der diesem Bericht zugrundeliegenden Prüfung des Reservebedarfs wurden die von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten Systemanalysen einschließlich der diesen zugrundeliegenden und zuvor mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Annahmen, Parameter und Szenarien entsprechend der Vorgaben in § 3 Abs. 2 ResKV maßgeblich herangezogen.

¹¹ Nicht enthalten sind - aufgrund noch nicht abgeschlossener Verträge - die Kosten für die Leistungspreisvergütung inländischer Kraftwerksblöcke.

B Verfahrensablauf

Grundlage der Prüfung der Bedarfsfeststellung ist gemäß § 3 Abs. 2 S. 1 ResKV eine von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern jährlich gemeinsam erstellte Analyse der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten, ihrer wahrscheinlichen Entwicklung im Hinblick auf den jeweils folgenden Winter sowie die jeweils folgenden fünf Jahre und des eventuellen Bedarfs an Netzreserve (Systemanalyse). Die dieser Systemanalyse zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter und Szenarien sind gemäß § 3 Abs. 2 S. 3 ResKV mit der Bundesnetzagentur abzustimmen. Verfahrensgegenständlich ist vorliegend sowohl die Systemanalyse für den Winter 2015/2016 als auch für die Jahre 2016/2017 und 2019/2020.

Am 21. August 2014 trafen sich Vertreter der Bundesnetzagentur mit Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber zwecks Evaluierung der bis dato vorgenommenen Systemanalysen und Abstimmungen zur zukünftigen Systemanalyse. Dabei wurde neben der Verbesserung des Abstimmungsprozesses insbesondere diskutiert, welche weiteren Eingangsparameter künftig abzustimmen sind. Die Beteiligten kamen überein, dass zu den maßgeblichen Eingangsparametern die Netztransportkapazitäten zwischen Deutschland und dem benachbarten Ausland (sog. NTC) ebenso gehören wie die Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen und die Inbetriebnahmedaten von Querregeltransformatoren. Die Vorzüge der Jahreslaufbetrachtung im Vergleich zur Betrachtung der sog. synthetischen Woche wurden erörtert. Auch wurde den Übertragungsnetzbetreibern seitens der Bundesnetzagentur aufgegeben, künftig die Redispatch-Einsätze von Kraftwerken und die Stromhandelsergebnisse der europäischen Nachbarländer zu dokumentieren.

Am 28. August 2014 legten die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber fest, welche Eingangsparameter den anstehenden Systemanalysen zugrunde zu legen sind und in welchen Bereichen methodische Anpassungen vorgenommen werden sollen. Zudem stimmten die Beteiligten sich dahingehend ab, dass die Vorhaltung von Regelleistung gesondert zu berücksichtigen ist. Auch die Möglichkeit einer etwaig erfolgenden Deklaration und Bewirtschaftung eines Engpasses an der deutsch-österreichischen Grenze für die Betrachtung des Jahres 2019/2020 wurde erörtert.

Im vierten Quartal des Jahres 2014 erfolgte zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur sodann eine präzisierte Abstimmung der Annahmen, Eingangsparameter und Szenarien für die vorliegend gegenständlichen Betrachtungszeiträume Winter 2015/2016, Jahr 2016/2017 und Jahr 2019/2020. Die Beteiligten definierten insoweit die maßgeblichen Betrachtungszeiträume dahingehend, dass der Winter 2015/2016 sich vom 1. Oktober 2015 bis zum 31. März 2016, das Jahr 2016/2017 sich vom 1. Juli 2016 bis zum 30. Juni 2017 und das Jahr 2019/2020 vom 1. Juli 2019 bis zum 30. Juni 2020 erstreckt.

Am 13. Februar 2015 übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur die Ergebnisse der Marktsimulation für die erfahrungswertbasierten Grenzsituationen der drei verfahrensgegenständlichen Zeitabschnitte. Aus diesen gehen sowohl die relevanten Schlüsselgrößen (wie dem Energieträgereinsatz) als auch die maßgeblichen Handelsbilanzen und Handelsflüsse hervor.

Im Zuge der Auswertung dieser Marktsimulationsdaten ergab sich für die Bundesnetzagentur eine Reihe von Nachfragen. Diese wurden von den Übertragungsnetzbetreibern zwischen dem 17. Februar und dem 16. März 2015 beantwortet. So wurde für den Betrachtungszeitraum des Jahres 2019/2020 die bereits generierte synthetische Woche um die noch fehlende Jahreslaufdarstellung (Windeinspeisung in Deutschland und

Jahresganglinie der Exporte von Deutschland nach Österreich) ergänzt. Die Übertragungsnetzbetreiber stellten darüber hinaus klar, dass jeweils die Stunde 91 der synthetischen Woche auslegungsrelevant ist. Weitere Fragen zu dem der Marktsimulation zugrunde gelegten Kraftwerkspark, den angenommenen NTC-Grenzwerten sowie zu den Handelsflüssen in den drei Betrachtungszeiträumen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern eingehend beantwortet.

In Bezug auf die Handelsflüsse übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur am 23. Februar 2015 eine Darstellung der Grenzkosten, die sich in den jeweiligen erfahrungswertbasierten Betrachtungsszenarien "Starkwind-Starklast-Fall" und "Dunkelflaute-Starklast-Fall" in den drei Betrachtungszeiträumen voraussichtlich einstellen würden.

Am 2. März 2015 übersendeten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur die aktuellen Angaben zur Redispatchfähigkeit von Kraftwerken. Diese Daten, die auf den Betriebserfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber beruhen, wurden den Systemanalysen im Rahmen der simulierten Redispatch-Einsätze zugrunde gelegt.

Am 18. März 2015 präsentierten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur schließlich die vorläufigen Ergebnisse der Systemanalysen für die bedarfsdimensionierenden Starkwind-Starklast-Fälle in den drei Betrachtungszeiträumen. Die Übertragungsnetzbetreiber gelangten darin zu dem Ergebnis, dass

- für das Jahr 2015/2016 ein Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve in Höhe von 6,7 GW besteht, wenn der zusätzliche Bedarf in Polen kontrahiert werden kann, wohingegen dieser 7,8 GW beträgt, wenn er in Italien und Österreich kontrahiert wird;
- für das Jahr 2016/2017 ein Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve in Höhe von 6,7 GW besteht, wenn ein Teil des Reservebedarfs in Polen kontrahiert werden kann, wohingegen dieser 8,2 GW beträgt, wenn er in Italien und Österreich kontrahiert wird, wobei diese Ergebnisse auf der Annahme beruhen, dass bestimmte Teilabschnitte der sog. Südwestkuppelleitung (EnLAG Projekt Nr. 4 und Nr. 10) nicht bis zum Jahr 2016/2017 fertiggestellt sind;
- für das Jahr 2019/2020 ein Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve in Höhe von 1,6 GW besteht, wenn bis dahin ein Engpassmanagementverfahren¹² an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführt würde. Der Bedarf würde hingegen 6,1 GW betragen, wenn Exporte nach Österreich weiterhin unbegrenzt möglich bleiben. Dieser Bedarf kann im südlichen Ausland kontrahiert werden, da sich die Situation an der deutsch-polnischen Grenze durch die Installation der Querregeltransformatoren zu diesem Zeitpunkt merklich entspannt haben wird.

Daneben haben die Übertragungsnetzbetreiber am 18.03.2015 angekündigt, zusätzlich die Auswirkungen von Kapazitätsbeschränkungen an lastflussrelevanten Außengrenzen mit bestehender Engpassbewirtschaftung zu untersuchen.

¹² Die Übertragungsnetzbetreiber haben hierzu exemplarisch eine Handelskapazitätsbeschränkung für den Export von Deutschland nach Österreich in Höhe von 5.700 MW untersucht.

Am 20. März 2015 legten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur dar, dass nach ihren Berechnungen die Berücksichtigung von Exceptional Contingencies nicht zu einer Erhöhung des Reservebedarfs führt.

Am 31. März 2015 präsentierten die Übertragungsnetzbetreiber schließlich ihre endgültigen Systemanalysen gegenüber der Bundesnetzagentur. Die Ergebnisse blieben gegenüber den vorstehend bezeichneten vorläufigen Ergebnissen unverändert.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben auf Ersuchen der Bundesnetzagentur anschließend für den Betrachtungszeitraum 2016/2017 eine Systemanalyse unter der Prämisse erstellt, dass die sog. Südwestkuppelleitung (EnLAG Projekt Nr. 4 und Nr. 10) zum Betrachtungszeitraum bereits vollständig fertiggestellt und in Betrieb genommen sein wird. Die Übertragungsnetzbetreiber gelangten in diesen Untersuchungen zu dem Ergebnis, dass für das Jahr 2016/2017 ein Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve in Höhe von 6,6 GW besteht, wenn der zusätzliche Bedarf in Polen kontrahiert wird, wohingegen dieser 7,7 GW beträgt, wenn er in Italien und Österreich kontrahiert werden kann.

Am 15. April 2015 haben die Übertragungsnetzbetreiber schließlich noch die Ergebnisse einer weiteren Marktsimulation sowie die darauf basierenden Netzanalysen für das Starklast-Starkwind-Szenario zum Winter 2015/2016 bei der Bundesnetzagentur eingereicht. In dieser Variantenanalyse wurden die Auswirkungen analysiert, die sich ergeben, wenn die Netztransportkapazität für Stromflüsse von Deutschland in die Tschechische Republik null betragen würde.

C Bedarfsfeststellung

1. Die Bundesnetzagentur identifiziert für den Winter 2015/2016 einen Reservebedarf in Höhe von mindestens 6700 MW bis maximal 7800 MW. Die konkrete Höhe des sich innerhalb dieser Spanne haltenden Reservebedarfs hängt davon ab, wie die nach Durchführung des Interessenbekundungsverfahrens verfügbaren Anlagen netztechnisch wirken. Dies wiederum ist abhängig vom jeweiligen Standort der Reservekraftwerke, welche die Übertragungsnetzbetreiber zu kontrahieren in der Lage sind. Die Übertragungsnetzbetreiber sind aufgefordert, das Interessenbekundungsverfahren entsprechend umfassend anzulegen und auch die Kraftwerksbetreiber, die bislang keinen Anlass hatten, sich mit einer Angebotsstellung näher zu befassen, auf diese Möglichkeit aufmerksam zu machen. Aus den eingehenden Angeboten sind, soweit technisch und ökonomisch vertretbar, die bedarfsminimierenden Angebote auszuwählen.

In den Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zeigt sich, dass die konkrete Reservebedarfshöhe vom geographischen Standort der vertraglich herangezogenen Kraftwerke abhängt. So ist die Reservebedarfshöhe in den Betrachtungszeiträumen 2015/2016 und 2016/2017 geringer, wenn die Netzreserve auch in Polen kontrahiert werden kann, als wenn ausschließlich Betreiber mit Erzeugungsanlagen in Italien und/oder Österreich herangezogen werden können. Die entsprechenden Vertragsabschlüsse erfolgen aber naturgemäß erst im Anschluss an die vorliegende Reservebedarfsfeststellung. Da somit zwischen der vorliegenden Reservebedarfsfeststellung nach § 3 ResKV und dem sich anschließenden Verlauf des Interessenbekundungsverfahrens nach § 4 ResKV eine unmittelbare Wechselwirkung besteht, darf im Rahmen der Reservebedarfsfeststellung eine Spanne an benötigtem Reservebedarf (Reservebedarfsspanne) ausgewiesen werden. So kann gewährleistet werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber sodann flexibel je nach Standort und netzentlastender Wirkung der angebotenen Erzeugungseinheiten gemäß § 5 ResKV Reservekraftwerke kontrahieren können.

2. Für das Jahr 2016/2017 identifiziert die Bundesnetzagentur einen Reservebedarf in Höhe von mindestens 6600 MW bis maximal 7700 MW. Auch hier richtet sich – entsprechend dem Vorstehenden – die konkrete, sich innerhalb dieser Reservebedarfsspanne haltende Höhe des zu kontrahierenden Reservebedarfs nach den Standorten der zu kontrahierenden Reservekraftwerke. Im Übrigen gilt Absatz 1 der Entscheidung zu 1. entsprechend.

Die Reservebedarfsfeststellung für den Betrachtungszeitraum 2016/2017 erfolgt unter der Annahme, dass die Südwestkuppelleitung bis zum 1. Oktober 2016 in Betrieb genommen wird. Sollte sich im Laufe der nächsten zwölf Monate abzeichnen dass die Südwestkuppelleitung nicht bis zum 1. Oktober 2016 in Betrieb genommen wird, wird die Bundesnetzagentur spätestens im Rahmen der gemäß § 3 ResKV erneut vorzunehmenden echtzeitnäheren Reservebedarfsfeststellung im Mai 2016 einen entsprechend höheren Reservebedarf feststellen. Nach gegenwärtigem Kenntnis- und Prognosestand würde sich im Falle dessen, dass nicht alle Teilabschnitte der Südwestkuppelleitung realisiert würden, ein Reservebedarf in Höhe von 6700 bis 8200 MW ergeben. Die Verifizierung dieser Reservebedarfshöhe bliebe indes der etwaigen Nachjustierung spätestens im Rahmen der Reservebedarfsfeststellung im Mai 2016 vorbehalten.

3. Für den Winter 2019/2020 identifiziert die Bundesnetzagentur einen Reservebedarf in Höhe von 1600 MW.

Rechtsgrundlage für diese Feststellung ist § 3 Absatz 1 der Reservekraftwerksverordnung (ResKV). Gemäß Art. 8 Abs. 2 i.V.m. Art. 2 Nr. 4 des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften tritt mit Ablauf des 31. Dezember 2017 § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) außer Kraft. Damit entfällt für den Betrachtungszeitraum 2019/2020 die gesetzliche Grundlage zur Bindung inländischer Reservekraftwerke. Sofern der Gesetzgeber zwischenzeitlich keine Geltungsverlängerung veranlassen sollte, müsste die Bindung der Erzeugungskapazitäten auf der Grundlage von Netzreserveverträgen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Anbietern von Reservekraftwerken erfolgen.

Im Rahmen der Systemanalysen wurden sehr hohe Handelsflüsse von Deutschland nach/über Österreich festgestellt, die in der Spitze Werte von 10 GW überschreiten. Zugleich ist davon auszugehen, dass eine berechnete Netzkuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich unter diesem Wert liegen würde. Ausweislich der Angaben aus den Netzentwicklungsplänen wird dort auf absehbare Zeit mit einem Wert von 5,5 GW geplant. Daher stellt sich, wie an allen anderen potenziell überlasteten Verbindungsleitungen auch, die Frage nach der Erforderlichkeit eines Engpassmanagement. Gemäß der neuen Regeln der Verordnung (EU) der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (sog. CACM), die voraussichtlich im Sommer 2015 in Kraft treten wird, wird der Zuschnitt der Gebotszonen alle drei Jahre überprüft. Bereits vor dem Inkrafttreten der Leitlinie wird derzeit im Rahmen eines Pilotprojekts eine erste Überprüfung der Gebotszonen durchgeführt. In den Vorarbeiten dazu haben die Europäischen Akteure (die Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden ACER, die Europäische Kommission, ENTSO-E) vermehrt das Augenmerk auf einen möglichen Neuzuschnitt der deutsch-österreichischen Gebotszone und damit einhergehend die Einschränkung der Exportmöglichkeiten von Deutschland nach Österreich durch die Einführung eines Engpassmanagementverfahrens gerichtet. Der Großteil der zurzeit diskutierten, zu untersuchenden Szenarien sieht (auch) eine Trennung der deutsch-österreichischen Gebotszone in eine deutsche und eine österreichische Gebotszone vor. Mehrere Mitgliedsstaaten wie Polen und Tschechien haben sich bereits im Vorfeld der Untersuchung für eine Trennung ausgesprochen. Auch die Agentur für die Zusammenarbeit der europäischen Energieregulierungsbehörden (ACER) hat in ihren Berichten zum Market Monitoring auf Probleme wie hohe Ringflüsse durch Polen und Tschechien hingewiesen, die aus Sicht von ACER durch die gemeinsame deutsch-österreichische Gebotszone zustande kommen. Auch die Bundesnetzagentur hatte in der Vergangenheit im Rahmen der Feststellung des Netzreservebedarfs bereits darauf hingewiesen, dass eine solche Maßnahme aufgrund ihrer erheblichen netzentlastenden Wirkung ggf. zu erwägen sein könnte.

Nach der Gebotszonenüberprüfung müssen sich die Mitgliedsstaaten auf Basis der Ergebnisse auf einen Gebotszonenzuschnitt einigen. Hierzu werden Gespräche mit den zuständigen österreichischen Akteuren zu Varianten zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebes und eines möglichst funktionierenden Marktes inkl. den Vor- und Nachteilen einer Gebotszontrennung geführt. Anstelle eines Engpassmanagements durch Gebotszontrennung ist auch eine Lösung über verbesserten Redispatch denkbar. Dabei stellt sich allerdings insbesondere die Frage der operativen Handhabbarkeit als dauerhafte Lösung sowie die Allokation der entstehenden Kosten. Auch die Auswirkung einer Gebotszonteilung auf die Handelsliquidität und den Wettbewerb und damit auf die Gesamtwohlfahrt sind wichtige Aspekte, die im Rahmen einer gemeinsamen Entscheidung betrachtet werden müssen.

Um die Unsicherheit abzubilden, die sich aus den derzeit laufenden Prozessen ergibt, erfolgt die Reservebedarfsfeststellung für den Betrachtungszeitraum 2019/2020 unter der Annahme, dass zu diesem Zeitpunkt im Einvernehmen mit Österreich an der deutsch-österreichischen Grenze ein Engpassmanagementverfahren eingeführt worden ist und damit die Handelsströme von Deutschland nach Österreich zu Spitzenlastzeiten eingeschränkt sein werden. Dies führt zugleich zu einer Reservebedarfsminderung. Sobald absehbar ist, dass auch für 2019/2020 nicht von der Einführung einer Engpassbewirtschaftung zwischen Deutschland und Österreich auszugehen ist, wird die Bundesnetzagentur unverzüglich die Beschaffung des insoweit zu deckenden Mehrbedarfs veranlassen. Aus heutiger Sicht werden aller Erwartung nach zu einem solchen späteren Zeitpunkt noch ausreichend Möglichkeiten zur Nachsteuerung im Sinne einer Nachkontrahierung gegeben sein. Insbesondere die Tatsache, dass bereits 7.000 MW an Netzreserve bis 2017/2018 gesichert sind, spricht dafür, dass im Falle einer erforderlich werdenden Nachkontrahierung im Jahr 2017 genügend Erzeugungseinheiten auch für die darauffolgenden Jahre zur Verfügung stehen werden. Daher hat sich die Bundesnetzagentur nach vorheriger Abstimmung mit dem BMWi entschlossen, eine kostspielige Überkontrahierung vorerst nicht zu veranlassen und stattdessen weitere Erkenntnisse aus den o.g. Prozessen abzuwarten. Nach Abwägung aller Aspekte scheint das Risiko, dass durch weiteres Zuwarten eine Beschaffung der erforderlichen zusätzlichen Netzreserve in Zukunft teurer oder sogar teilweise unmöglich würde, beherrschbar.

Die gesetzlichen Vorschriften decken das oben genannte Vorgehen. Denn im Rahmen der Reservebedarfsfeststellung kommt der Bundesnetzagentur ein weitreichender Beurteilungsspielraum hinsichtlich der Frage zu, welche Entwicklung die den Reservebedarf bestimmenden Umstände zum maßgeblichen in der Zukunft liegenden Zeitpunkt nehmen werden. Es handelt sich bei jeder Reservebedarfsfeststellung um eine Prognoseentscheidung, da gemäß § 3 ResKV ein zum Zeitpunkt der Feststellung noch nicht sicher feststehender Sachverhalt beurteilt werden muss. Die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur müssen laut § 3 Abs. 2 und Abs. 3 ResKV „die wahrscheinliche Entwicklung der gesicherten Erzeugungskapazitäten“, den „eventuellen Bedarf an Netzreserve“ und die „möglichen Entwicklungen [der bestehenden Netzengpässe] im Hinblick auf den Netzausbau“ bei der Ermittlung des notwendigen Reservebedarfs berücksichtigen.

Nach § 3 Abs. 2 ResKV ist das Jahr 2019/2020 wiederholt einer Systemanalyse zu unterziehen. Die Prüfungen rücken dabei immer näher an die Echtzeit. Im Rahmen der diesjährigen Prüfung (t+5) ist der Beurteilungsspielraum der Bundesnetzagentur im Hinblick auf die Annahme bedarfsverringender Umstände deutlich größer als etwa im Rahmen der im Mai 2019 anstehenden t+1-Prüfung. Die von der ResKV verlangte wiederholte Prüfung desselben Winterhalbjahrs erlaubt es der Bundesnetzagentur einen Umstand auch dann bedarfsreduzierend zu berücksichtigen, wenn sein Eintritt noch von weiteren Maßnahmen der beteiligten Übertragungsnetzbetreiber und den zuständigen Behörden abhängt.

1. Methodik der Systemanalyse

Für die Ermittlung des Bedarfs an Reservekraftwerken legen die Übertragungsnetzbetreiber jährlich zum 01. April 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 zum Anfang Mai eines jeden Jahres geprüft und der Bedarf an Netzreserve festgestellt.

Die Systemanalyse beschränkt sich auf einen Zeitraum von höchstens fünf Jahren.¹³ Innerhalb dieses Zeitraums werden bestimmte kritische Jahre ausgewählt, die im Rahmen der jährlichen Systemanalyse von den Übertragungsnetzbetreibern untersucht werden. In der Systemanalyse vom April 2015 wurde der Reservebedarf für drei Betrachtungszeiträume ermittelt. Zum einen wurde der Reservebedarf für den unmittelbar bevorstehenden Winter 2015/2016 (t+1) bestimmt. Zum anderen wurde der Reservebedarf für das Jahr 2016/2017 (t+2) und für das Jahr 2019/2020 (t+5) ermittelt¹⁴. Diese beiden Jahre wurden erstmals gerechnet. Das Jahr 2016/2017 wurde gerechnet, weil damit die vorher bestehende Lücke zwischen 2015/2016 und 2017/2018 geschlossen werden konnte. Das Jahr 2019/2020 wurde gerechnet, weil spätestens mit Ende des Jahres 2019 das Kernkraftwerk Philippsburg 2 stillgelegt wird.

Aufgrund des vorausschauenden Charakters der Bedarfsanalysen können sich Unsicherheiten bei der Festlegung der Eingangsgrößen ergeben. So steht noch nicht sicher fest, wie das deutsche Übertragungsnetz und der Kraftwerkspark in den nächsten fünf Jahren aussehen werden. Diesen Unsicherheiten wird auf zwei Weisen Rechnung getragen: Zum einen werden Spielräume bei der Definition der Eingangsparameter im Sinne einer Worst-Case-Abschätzung genutzt. Zum anderen werden Betrachtungszeiträume wiederholt untersucht. Durch die erneute Untersuchung eines Zeitraums in späteren Systemanalysen können aktuelle Entwicklungen berücksichtigt werden und so Unsicherheiten und Unschärfen minimiert werden. In der Systemanalyse ist dies der Fall für den Zeitraum 2015/2016, welcher von den Übertragungsnetzbetreibern zum dritten Mal im Rahmen einer Systemanalyse betrachtet wurde.

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 Reservekraftwerken in dem jeweiligen Betrachtungsjahr gedeckt werden muss.

Im Unterschied zum Netzentwicklungsplan werden bei der Reservebedarfsermittlung Engpässe im Netz nicht mit neuen Leitungsbauvorhaben behoben, sondern müssen mit Hilfe von Eingriffen in den Betrieb von Kraftwerken (Redispatch) ausgeglichen werden. Mit Redispatch wird die Reduzierung und Erhöhung der Einspeiseleistung von Kraftwerken bezeichnet, die aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz notwendig sind, um das Netz zu entlasten und zu stabilisieren. Folglich wird in der Systemanalyse ermittelt, welche Menge an Leistung (aus konventionellen Kraftwerken) notwendig ist, um durch Eingriffe in den Kraftwerkeinsatz die Engpässe in den Netzen zu beheben und die Stabilität des Übertragungsnetzes zu gewährleisten.

Bei der Bestimmung der Netzreserve wurden bestimmte Risikofaktoren innerhalb der Methodik abgebildet, um möglichst viele Unwägbarkeiten zu Gunsten der Versorgungssicherheit abzudecken. Diese Risikofaktoren werden in Abschnitt 1.7 zusammenfassend dargestellt.

¹³ Dies unterscheidet sie vom Netzentwicklungsplan, der einen zehnjährigen Planungshorizont vorsieht.

¹⁴ Der Betrachtungszeitraum 2015/2016 beginnt am 01.10.2015 und endet am 31.03.2016, der Betrachtungszeitraum 2016/2017 beginnt am 01.07.2016 und endet am 30.06.2017 und der Betrachtungszeitraum 2019/2020 beginnt am 01.07.2019 und endet am 30.06. 2020

1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse

Die Ermittlung des Kraftwerksreservebedarfs zur Beherrschung kritischer Netzsituationen gemäß § 3 ResKV („Systemanalyse“) ist wie folgt strukturiert (vgl. Abbildung 5):

Im ersten Schritt werden die Eingangsparameter der Systemanalyse festgelegt (vgl. Abschnitt 1.3). Zur Bestimmung der Eingangsparameter wird eine Prognose der energiewirtschaftlichen Situation in den Betrachtungsjahren 2015/2016, 2016/2017 und 2019/2020 erstellt. Hierbei werden der konventionelle und erneuerbare Kraftwerkspark und die voraussichtlichen Höchstlasten prognostiziert. Wie bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans erfolgt eine Regionalisierung der Erzeugungsanlagen und des Verbrauchs. Außerdem wird die zukünftige Netztopologie bestimmt. Daneben werden auch weitere energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen wie Annahmen zu Brennstoffkosten und CO₂-Preise abgestimmt.

Die Methoden zur Bestimmung der Eingangsparameter sind strukturell ähnlich zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan. Aus Vorsichtsgründen werden aber die Freiräume bei der Bestimmung der Eingangsparameter im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung gehandhabt. Daher werden bei der Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs jeweils nur diejenigen Leitungsbauvorhaben berücksichtigt, deren Inbetriebnahme bis zum jeweiligen Betrachtungszeitraum als sicher angesehen werden kann. Somit wird für diese Zeiträume von der geringsten Transportfähigkeit des Übertragungsnetzes ausgegangen. Eine Sonderrolle kommt hierbei dem Betrachtungsjahr 2016/2017 zu: Aufgrund der großen Bedeutung, die die Südwestkuppelleitung für die Transportfähigkeit des Übertragungsnetzes hat, wurden für das Jahr 2016/2017 zwei Szenarien gerechnet. Ein Szenario für den Fall der Fertigstellung der Südwestkuppelleitung vor dem Oktober 2016 und ein Szenario, bei dem Teilabschnitte der Südwestkuppelleitung zu diesem Zeitpunkt noch nicht fertiggestellt sind.

Aufbauend auf der Bestimmung der Eingangsparameter werden im zweiten Schritt synthetische Netznutzungsfälle konstruiert (vgl. Abschnitt 1.4). Hierbei werden synthetische Wochen konstruiert, in denen die dargebotsabhängige Erzeugung (insbesondere die Windenergieeinspeisung) und die deutschen und europäischen Lasten auf Basis von historischen Profilen prognostiziert werden. Hiermit soll sichergestellt werden, dass alle bekannten netztechnisch kritischen Situationen durch den ermittelten und dann kontrahierten Reservebedarf abgedeckt werden können (vgl. Abschnitt 1.7).

Im dritten Schritt wird mit Hilfe einer Marktmodellierung prognostiziert, welche Erzeugungsanlagen in den betrachteten Stunden zum Ausgleich der Last einspeisen (vgl. Abschnitt 1.5). Das Modell bestimmt auch, welche Exporte in das und Importe aus dem europäischen Ausland sich in den jeweiligen Netznutzungsfällen einstellen. Im Sinne einer vorsichtigen Betrachtung werden im Marktmodell auch zusätzliche Risiken berücksichtigt. Zu diesen Risiken gehören geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken, zu denen es aufgrund von Revisionen oder Kraftwerksausfällen kommen kann.

Im vierten Schritt, der Netzanalyse, wird geprüft, ob das vorhandene Übertragungsnetz jederzeit den Strom vom Produzenten zum Nachfrager transportieren kann (vgl. Abschnitt 1.6). Auch hierbei werden zusätzliche Risiken berücksichtigt: Es wird unterstellt, dass ein relevantes Netzbetriebsmittel ausgefallen ist, zum Beispiel ein Freileitungsstromkreis oder ein Netztransformator ((n-1)-Kriterium). Dadurch zeigt sich, in welchen Fällen es im Netz zu Überlastungen kommen würde und das Netz die ermittelte, ökonomisch optimale Stromerzeugung nicht transportieren könnte. Diese Netzüberlastungen werden durch Redispatch behoben. Dabei werden von den ökonomisch optimal eingesetzten Kraftwerken, die in der Marktsimulation ermittelt wurden, einzelne Kraftwerke heruntergefahren und ihre Einspeisung durch Kraftwerke ersetzt, die netzengpassentlas-

tend wirken. Die Menge der dafür nötigen Kraftwerksleistung ist der Redispatchbedarf. Auch hierbei werden aus Vorsichtsgründen die statistisch ermittelten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken berücksichtigt.

Bei der Bestimmung des Redispatchbedarfs werden Kraftwerke heruntergefahren, deren Einspeisung die bestehenden Netzengpässe besonders belasten. Das dadurch entstehende Defizit wird dann zunächst durch deutsche Kraftwerke, die am Markt agieren und betriebsbereit gehalten werden, ausgeglichen. Reichen die tatsächlich geeigneten, am Markt agierenden Kraftwerke nicht aus, um das Defizit zu decken, besteht ein Netzreservebedarf. Dieser Netzreservebedarf wird gedeckt durch a) regional geeignet gelegene Kraftwerke, deren Weiterbetrieb nach § 13 Abs. 1a und § 13a EnWG angeordnet wurde und b) durch Kraftwerke, die zusätzlich durch Verträge der Übertragungsnetzbetreiber kontrahiert wurden. Zur Deckung dieses Reservebedarfs greifen die Übertragungsnetzbetreiber zunächst auf Kraftwerke zurück, die bereits als Netzreserve vertraglich gesichert wurden. Sollte dies zur Deckung des Bedarfs nicht ausreichen, so wird ein Gesamtbedarf an Netzreserve ausgewiesen, der eine noch zu deckenden Lücke enthält. Der Reservebedarf, der in den drei Betrachtungszeiträumen benötigt wird, wird in den Kapiteln 3, 4, und 5 beschrieben.

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



Abbildung 5: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte 1.3-1.6)

1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation

Wie im vorangegangenen Abschnitt erläutert, werden im ersten Schritt der Systemanalyse die Eingangsparameter zwischen der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt, die der Systemanalyse zugrunde gelegt werden.

Zu den Eingangsparametern gehören der Stromverbrauch, der zugrunde gelegte Kraftwerkspark, seine regionale Verteilung und die Grenzkosten der Erzeugung sowie der Zustand des Netzes im jeweiligen Betrachtungszeitraum. 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, 4.1 und 5.1 werden dann, die im jeweiligen Betrachtungszeitraum verwendeten Eingangsparameter vorgestellt.

1.3.1 Übertragungsnetz

Für die Netzberechnungen wird für jeden der drei Betrachtungszeiträume je ein Übertragungsnetzmodell erstellt. Diese drei Übertragungsnetzmodelle sind topologische Abbildungen des deutschen Übertragungsnetzes und benachbarter Übertragungsnetze in den Jahren 2015, 2016 und 2019. Die Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes ist knotenscharf. Die Abbildung der benachbarten Netze ist weitgehend knotenscharf. Auch unterlagerte Verteilnetze werden soweit möglich berücksichtigt.

Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird auf Basis der Regionalisierungsmethodik des Netzentwicklungsplans 2015¹⁵ auf die einzelnen Netzknoten verteilt. 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 drei Betrachtungszeiträume enthalten bereits eine Zahl von geplanten Netzverstärkungsmaßnahmen. Im Sinne einer umsichtigen Risikoabschätzung werden nur diejenigen Maßnahmen berücksichtigt, deren Inbetriebnahme bis zum Winterhalbjahr 2015, bis zum Sommer 2016 und bis zum Sommer 2019 auf Basis des EnLAG- und des BBPIG-Monitorings als sehr wahrscheinlich angesehen werden kann. Maßnahmen, deren Inbetriebnahmen bis zum Sommer 2015, 2016 bzw. 2019 sehr unsicher sind, werden bei der Systemanalyse für die jeweiligen Jahre als nicht realisiert unterstellt. Eine Sonderrolle kommt hierbei dem Jahr 2016/2017 zu. Da die Südwestkuppelleitung eine hohe Bedeutung für die Netzentlastung und den Reservebedarf hat, werden für das Jahr 2016/2017 ein Szenario mit und ein Szenario ohne Fertigstellung der Südwestkuppelleitung gerechnet.

Um eine möglichst realitätsnahe Abbildung zu erreichen, werden in der aktuellen Systemanalyse netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln berücksichtigt (z.B. Freischaltungen). Hierbei werden nur solche Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt, die nicht mit 48 Stunden Vorlauf verschiebbar oder behebbar

¹⁵ Vgl. Bundesnetzagentur (2015): Genehmigung des Szenariorahmens 2025; online im Internet:

http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf?jsessionid=BED451226D8E6AE5B74A713D86DAE6D2?__blob=publicationFile [Zugriff am 13.04.2015]

sind. Für diese Nichtverfügbarkeiten ist anzunehmen, dass sie nicht behebbare sind, wenn kritische Netzsituationen für die nächsten Tage prognostiziert werden. 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 (wie 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 Reservekraftwerken 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 Betriebslauf eingeplant werden. Neben den Nichtverfügbarkeiten von Leitungen wird in den Systemanalysen auch die Umgebungstemperaturabhängigkeit der Stromtragfähigkeit von Freileitungen in Form von spezifischen Übertragungsfähigkeiten für das Sommer- und Winterhalbjahr berücksichtigt.

1.3.2 Kraftwerkspark

Für das Marktmodell wird prognostiziert, welche Kraftwerke in den drei Betrachtungszeiträumen am Markt teilnehmen und welche stillgelegt werden.

Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland wird hierbei auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur und der Kraftwerksliste der Übertragungsnetzbetreiber bestimmt (Stand: 8. Dezember 2014). Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur berücksichtigt auch geplante Stilllegungen und Zubauten von Kraftwerken und umfasst auch Daten zu minimaler und maximaler Leistungseinspeisung sowie zum Betriebsmodus. Die in der Kraftwerksliste angegebenen Daten basieren auf einer Abfrage bei den Kraftwerksbetreibern. Dadurch werden bei den Annahmen zu Zubauten und Stilllegungen primär die Planungen der Kraftwerksbetreiber zugrunde gelegt, aber auch das Alter der Kraftwerke und die vorgeschriebenen Stilllegungen der Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1a AtG werden berücksichtigt. Aufbauend auf den jahresscharfen Angaben in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur wird die Entscheidung getroffen, welche Kraftwerke in den einzelnen Zeithorizonten berücksichtigt 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 Jahres stillgelegt werden, während Kraftwerke im Norden erst am Ende des jeweiligen Jahres stillgelegt werden, für das sie die geplante Stilllegung im Kraftwerksmonitoring angegeben haben. 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 Reservekraftwerkseinsatz etc.) ergänzt. Bereits kontrahierte Kraftwerke im In- und Ausland werden dann nicht in der Marktsimulation berücksichtigt und erst in den anschließenden Netzanalysen zum Redispatch eingesetzt.

Die Leistung aus Erneuerbaren-Energie-Anlagen (EE-Anlagen) in Deutschland wird an Hand der Mittelfristprognose vom Leipziger Institut für Energie GmbH vom 14. November 2014 bestimmt. Hierbei wird bei der Festlegung der Höhe des Zubaus von EE-Anlagen an Land das „Trendszenario“ zugrunde gelegt. Neben den Zubauzahlen und der Gesamthöhe der installierten Leistung wird auch festgelegt, an welchen geographischen Standorten diese 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 2025.¹⁶ 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 drei Jahre zugrunde gelegt. Der europäische, konventionelle Kraftwerkspark wird auf Basis einer Abfrage bei den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern und der SO&AF-Daten modelliert. Als Ausgangsbasis für die Abbildung des ausländischen Kraftwerksparks dient eine Liste mit ausländischen Kraftwerken, die auch schon in den vorangegangenen Analysen verwendet wurde. Eine Aktualisierung dieser blockscharfen Liste erfolgt durch eine Datenabfrage bei dem jeweils betroffenen ausländischen Übertragungsnetzbetreiber. Der Fokus der Datenabfrage liegt auf Kraftwerken ab einer installierten Leistung von 100 MW. 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. Eine Datenabfrage in diesen Ländern war aber aus Zeitgründen nicht mehr möglich. In Österreich wurden bei der Datenabfrage insbesondere auch Besonderheiten beim Kraftwerksbetrieb aufgrund von Must-Run-Bedingungen und KWK-Betrieb berücksichtigt. Mit Hilfe dieser Abfrage wurde eine aktualisierte, blockscharfe Liste erstellt. Aufgrund des Fokus der Abfrage auf Kraftwerke mit einer installierten Leistung, die größer als 100 MW ist, sind nicht alle ausländischen Kraftwerke in dieser blockscharfen Liste enthalten. Um dennoch die ausländischen Kraftwerksparks möglichst realitätsnah abzubilden, wurden die berücksichtigten Daten auf die installierten Leistungen aus dem ENTSO-E Report „Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ vom Juni 2014 (SO & AF 2014)¹⁷ hochskaliert. Hierbei wurden die SO&AF-Daten des Szenarios B verwendet. Berücksichtigt wurden dabei auch die Erkenntnisse aus der Datenabfrage. Eine Abstimmung mit den französischen, belgischen und niederländischen Übertragungsnetzbetreibern hat ergeben, dass die Einhaltung der SO&AF-Zielzahlen in den jeweiligen Ländern nicht für alle Zeithorizonte möglich ist, weil sich seit der Veröffentlichung des SO&AF-Berichts neuere Erkenntnisse in Bezug auf Kraftwerksstilllegungen ergeben haben. So wurden in der Systemanalyse die vorübergehenden Stilllegungen von zwei Kernkraftwerksblöcken in Belgien und die Stilllegung von GuD-Anlagen in den Niederlanden berücksichtigt.

Bei der Prognose der Entwicklung der EE-Anlagen im Ausland werden die Daten aus dem SO&AF-Bericht vom Juni 2014 verwendet. Auch die Regelleistungsvorhaltung wird bei der Festlegung der Kraftwerksparks berücksichtigt. Dies ist erforderlich, da die Regelleistungsvorhaltung die verfügbare Kraftwerksleistung in Süddeutschland und Österreich einschränkt. Für Deutschland wird für alle drei Betrachtungszeiträume angenommen, dass 4200 MW an Kraftwerksleistung in Deutschland und 700 MW in Österreich für die Bereitstellung von Regelleistung verwendet werden. Die blockscharfe Verteilung der Regelleistungsvor-

¹⁶ Bundesnetzagentur (2015): Genehmigung des Szenariorahmens 2025; online im Internet:

http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Delta/Szenariorahmen/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf [Zugriff am 13.04.2015]

¹⁷ Vgl. ENTSO-E (2014): Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2014-2030; online im Internet:

https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/SDC/SOAF/140602_SOAF%202014-2030.pdf [13.04.2015]

haltung orientiert sich an historischen Daten. Im restlichen Ausland wird die Regelleistungsvorhaltung mit Hilfe der Daten aus dem SO&AF 2014 abgebildet.

1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

Neben dem Kraftwerkspark werden bei der Ermittlung der Netzreserve 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 drei Betrachtungszeiträumen keine Leistung einspeisen. Die Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten in der Reservebedarfs-ermittlung 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 einer Steigerung des Netzreservebedarfs führen. Daher ist es erforderlich, Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in den Systemanalysen mit Hilfe von geeigneten Methoden zu berücksichtigen. Hierzu wurden Methoden entwickelt, mit denen die Kraftwerksverfügbarkeit für potentiell auslegungsrelevante Grenzsituationen geschätzt werden können.

Bei Nichtverfügbarkeiten wird zwischen zwei Arten unterschieden, den geplanten und den ungeplanten Nichtverfügbarkeiten. Geplante Nichtverfügbarkeiten treten zum Beispiel aufgrund von Revisionen auf. Unter ungeplanten Nichtverfügbarkeiten werden unvorhergesehene Ereignisse wie Kraftwerksausfälle verstanden.

Die Nichtverfügbarkeit von Kraftwerken wird mit Hilfe eines stochastischen Modells bestimmt. Hierzu werden im ersten Schritt kraftwerkstypspezifische Nichtverfügbarkeitskennzahlen ermittelt, die die Häufigkeit, Dauer und Wahrscheinlichkeit der Nichtverfügbarkeit eines Kraftwerksblocks statistisch beschreiben. Die Nichtverfügbarkeitskennzahlen unterscheiden sich je nach Kraftwerkstyp und verwendeten Primärenergieträgern (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukten, Pumpspeicher und Speicherwasser). In dem Modell wird zum einen eine Unterscheidung zwischen Voll- und Teilnichtverfügbarkeiten gemacht, zum anderen wird eine saisonale Abhängigkeit der Verfügbarkeitskennzahlen berücksichtigt. Da für eine Grenzsituation auch eine saisonale Zuordnung möglich ist, können bei der Bestimmung der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung auch die entsprechenden saisonalen Eingangsdaten angewendet werden. Aus Sicht der resultierenden Leistungsflüsse im Übertragungsnetz ist es unerheblich, ob eine Kraftwerksnichtverfügbarkeit geplanter oder ungeplanter Natur ist. Daher ist es zulässig, die Nichtverfügbarkeitskennzahlen zunächst ohne Unterscheidung zwischen geplanten und ungeplanten Ereignissen zu ermitteln. Es ist aber zu berücksichtigen, dass ein Teil der Kraftwerksnichtverfügbarkeit durch Regelleistung ausgeglichen wird und somit in der Bedarfsanalyse nicht durch die Marktsimulation gedeckt werden muss, sondern im Rahmen der (n-1)-Netzberechnung berücksichtigt wird. Daher müssen Daten zur Häufigkeit von spontanen Kraftwerksausfällen ermittelt werden, die im zweiten Schritt genutzt werden, um nur solche Kraftwerksnichtverfügbarkeiten zu berücksichtigen, die nicht durch Regelleistung ausgeglichen werden.

Aufbauend auf den statistisch ermittelten kraftwerksspezifischen Verfügbarkeitsdaten werden im zweiten Schritt Ausfallkombinationen von Kraftwerken bestimmt. Hierbei wird die gesamte nicht verfügbare Kraftwerksleistung zunächst auf einzelne Regionen und dann auf konkrete Kraftwerksblöcke verteilt. Die Leistung wird zunächst auf zwei Regionen verteilt, weil Kraftwerksnichtverfügbarkeiten je nach Region eine netzbelastende oder netzentlastende Wirkung haben. Aus einer vorgelagerten Engpassanalyse sind für die

Grenzstationen kritische Engpässe bekannt, so dass es möglich ist, die Regionen zu definieren, in denen Kraftwerksnichtverfügbarkeiten eher eine entlastende oder belastende Wirkung auf diese Engpässe haben. In der Systemanalyse wird zwischen der *Region Süd* und der *Region Nord* unterschieden. Erstere umfasst Österreich und Süddeutschland (südlich des 50,4° Breitengrades), während zu letzterer die restlichen Teile Deutschlands gehören.

Für jede der Regionen wird mittels eines probabilistischen Modells die Verteilungsfunktion der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung ermittelt. Unter Annahme einer statistischen Unabhängigkeit der einzelnen Kraftwerksausfälle ist dies durch eine Faltungsoperation möglich. Dabei werden die Anteile der Kraftwerksnichtverfügbarkeiten nicht berücksichtigt, die durch einen Regelleistungsabruf ausgeglichen werden (*spontane Ausfälle*). Diese sind bereits durch die (n-1)-Netzberechnung mit abgedeckt. Aufbauend auf den berechneten Verteilungsfunktionen wird für die Grenzsituationen die nichtverfügbare Kraftwerksleistung je Netzregion mittels einer Quantilsauswertung bestimmt. Hierbei wird für jeden der drei Zeithorizonte ein 5 %-Quantil in der *Region Nord* und einem 95%-Quantil in der *Region Süd* zugrunde gelegt, weil angenommen wird, dass Nichtverfügbarkeiten in der *Region Nord* die Netzengpässe entlasten, während Nichtverfügbarkeiten in der *Region Süd* eine belastende Wirkung auf die Netzengpässe haben.

Die daraus resultierenden Nichtverfügbarkeiten je Region werden dann auf konkrete Kraftwerksblöcke verteilt. Falls Informationen zu geplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten vorliegen, werden diese berücksichtigt und nur die verbleibende Leistung auf Kraftwerksblöcke verteilt. Bei der Verteilung werden die Anteile der Kraftwerkstypen an der nichtverfügbaren Kraftwerksleistung berücksichtigt.

Die konkret angenommenen Nichtverfügbarkeiten werden in den Abschnitten 3.1.4, 4.1.4, 5.1.4 beschrieben.

1.3.4 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten

Neben den genannten Kerngrößen werden die Net Transfer Capacities (NTC), die dem Handel zur Verfügung stehenden Grenzkuppelkapazitäten, für die einzelnen benachbarten Länder prognostiziert.

Als Ausgangsbasis dienen hierbei die Annahmen aus der Systemanalyse 2014. Zur Festlegung dieser Annahmen wurde im letzten Jahr für jede Grenze bei den zwei für eine Grenze zuständigen Übertragungsnetzbetreibern nachgefragt, welchen NTC sie prognostizieren. Wenn die beiden Übertragungsnetzbetreiber einen unterschiedlichen Wert nannten, wurde der geringere Wert angenommen.

Eine Aktualisierung der Liste erfolgt in den vorliegenden Systemanalysen zunächst durch erneute Datenabfrage bei den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern. Hierbei wird erfragt, ob sie für die drei Zeithorizonte abweichende Werte prognostizieren. Auf Basis dieser Abfrage können die Werte für den kommenden Winter aktualisiert werden. Für die Betrachtungsjahre 2016/2017 und 2019/2020 erhalten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber keine Rückmeldungen von den ausländischen Übertragungsnetzbetreibern. Um dennoch die Entwicklung der NTCs mit voranschreitendem grenzüberschreitendem Netzausbau realitätsnah abzubilden, prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber die Entwicklung der

NTCs auf Basis der geplanten Projekte gemäß europäischem Zehnjahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP) 2014.¹⁸

Eine Sonderrolle kommt dabei Österreich zu. Derzeit existiert durch die einheitliche Preiszone kein zu definierender NTC, daher können Ein- und Ausfuhren elektrischer Energie uneingeschränkt abgewickelt werden. Aus diesem Grund wird für die Jahre 2015/2016 und 2016/2017 kein NTC definiert. Derzeit wird aber auf europäischer Ebene über die Teilung der gemeinsamen Preiszone in eine deutsche und eine österreichische Preiszone gesprochen (vgl.S.23). Aufgrund der langen Vorlaufzeit bis zum Betrachtungsjahr 2019/2020 werden daher zwei Szenarien gerechnet. Im ersten Szenario wird ein Weiterbestehen der deutsch-österreichischen Preiszone unterstellt. Im zweiten Szenario wird angenommen, dass eine Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführt wird. In diesem Szenario wird ein NTC von 5700 MW an der deutsch-österreichischen Grenze unterstellt. Dieser NTC basiert auf einer ersten Prognose der Übertragungsnetzbetreiber. Da bisher keine umfassenden Analysen zur Fähigkeit der relevanten Netzelemente, diese Leistung physikalisch zu transportieren durchgeführt wurden, stellt der NTC lediglich eine erste Prognose für die betrachteten Netznutzungsfälle dar und macht keine Aussage darüber, wie hoch der NTC bei der tatsächlichen Einführung einer Engpassbewirtschaftung wäre. In diesem Fall würde ein Kapazitätsberechnungsverfahren entwickelt, das Parameter berücksichtigt, die aufgrund ihrer Komplexität in dieser ersten Schätzung nicht berücksichtigt werden konnten.

Hinsichtlich der Einführung eines lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsverfahrens in der CWE-Region (d.h. Benelux, Deutschland und Frankreich) wird unterstellt, dass in den untersuchten Grenzsituationen die unterstellten NTC-Werte im Sinne von "external constraints" die Handelskapazitäten limitieren würden. Dadurch kann in erster Näherung sichergestellt werden, dass es nicht zu einer Unterdimensionierung des resultierenden Reservebedarfs kommt.

1.3.5 Annahmen zur Last

Ein wichtiger Eingangsparameter der Marktsimulation ist der Verlauf der Lasten in Deutschland und im europäischen Ausland.

Die Grundlage für die Lastannahmen bilden zwei reale Wochenverläufe. Der erste Wochenverlauf, der die Grundlage für den Starklast-Starkwind-Fall bildet, ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe Windenergieeinspeisung in Deutschland und eine hohe Lastgleichzeitigkeit in Europa. Der zweite Wochenverlauf, der die Grundlage für den Dunkelflaute-Starklast-Fall bildet, ist gekennzeichnet durch das Auftreten der Höchstlast in Deutschland und einer hohen Lastgleichzeitigkeit in Europa bei gleichzeitig sehr niedriger Einspeisung von Erneuerbare-Energie-Anlagen.

Bei beiden Wochenverläufen wird das Maximum der Wochenlast auf die prognostizierten Lasten in den einzelnen Jahren skaliert. Bei der Prognose der maximalen Wochenlast wird zwischen dem Starkwind-Starklast-Fall und dem Dunkelflaute-Starklast-Fall unterschieden. Der Grund hierfür ist, dass eine vorangegangene Analyse gezeigt hat, dass in der Vergangenheit in Starkwindphasen, insbesondere in

¹⁸ ENTSO-E (2014): Ten-Year Network Development Plan 2014; online im Internet:

https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202014/141031%20TYNDP%202014%20Report_.pdf [Zugriff am 13.04.2015]

Frankreich geringere Lasten aufgetreten sind als in Kälteperioden ohne hohe Windenergieeinspeisung. Daher wurde im Starkwind-Starklast-Fall eine geringere Maximallast im Ausland angenommen als im Dunkelflaute-Starklast-Fall. Dies stellt eine Weiterentwicklung gegenüber der vorangegangenen Systemanalyse dar und ermöglicht eine realitätsnähere Abbildung.

Für Deutschland wurden die Lastprognosen für die beiden Netznutzungsfälle durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber erstellt. Bei der Prognose der ausländischen Lasten wurden die ausländischen Übertragungsnetzbetreiber befragt, welche Höchstlasten sie in den beiden relevanten Netznutzungsfällen für ihr Netzgebiet prognostizieren.

Durch die Zugrundelegung der realen Wochenverläufe ist es möglich, zu berücksichtigen, dass Maximallasten in der Realität in den einzelnen europäischen Ländern zu unterschiedlichen Zeiten auftreten. Auch dies ist eine Weiterentwicklung gegenüber dem letzten Jahr, die eine bessere Abbildung der Realität ermöglicht. Die resultierenden Wochenverläufe werden in Abbildung 6 und Abbildung 7 dargestellt:

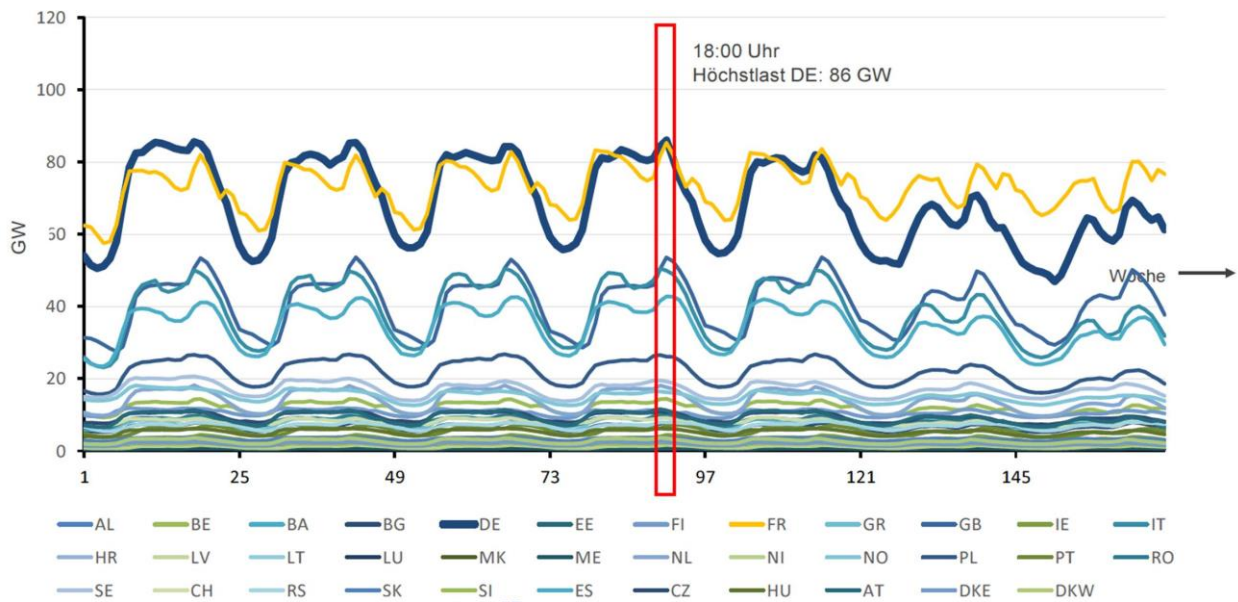


Abbildung 6: Wochenverlauf der Last im Starkwind-Starklastfall (beispielhaft für 2015/2016) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

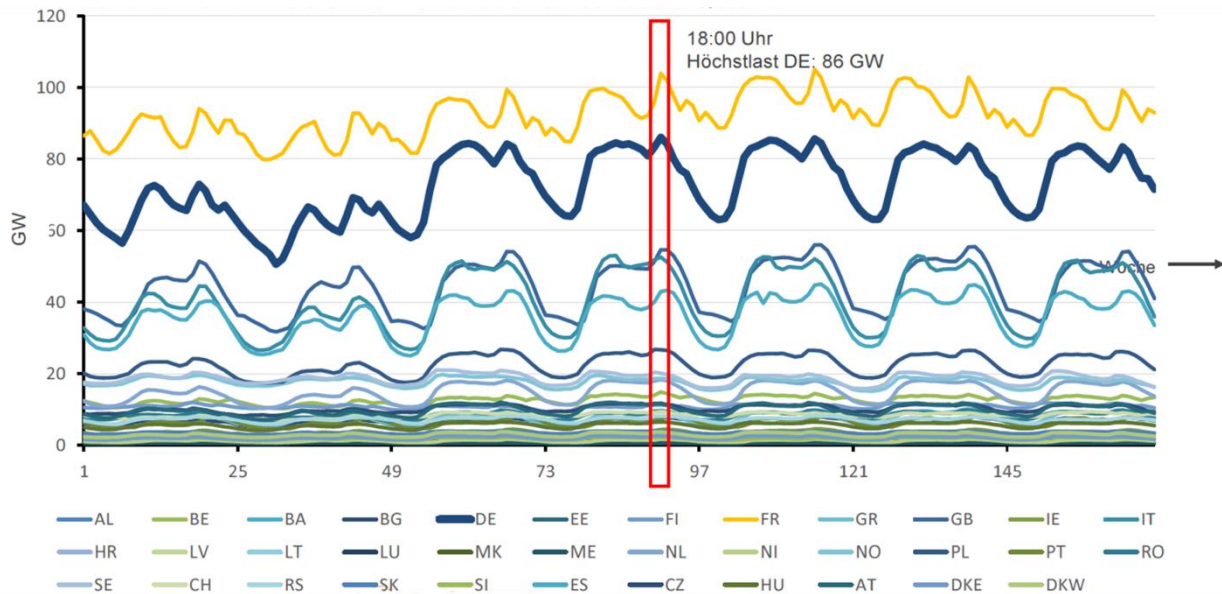


Abbildung 7: Wochenverlauf der Last im Dunkelflaute-Szenario (beispielhaft für 2015/2016) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

1.4 Auswahl kritischer Netznutzungsfälle

In der Systemanalyse für 2014/2015 wird vor der Marktsimulation eine Vorauswahl von kritischen, in den Netzanalysen zu untersuchenden Zeitpunkte getroffen. Diese kritischen Zeitpunkte werden auf Basis der Erfahrungen aus den vorangegangenen Systemanalysen und den betrieblichen Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber ausgewählt. Eine Marktsimulation wird dann nur für diese kritischen Zeitpunkte und einen Vor- und Nachlauf zu diesen Stunden durchgeführt, der aufgrund der zeitlichen Kopplung von Kraftwerkseinspeisungen mitbetrachtet werden muss. Dadurch werden einzelne, als kritisch bewertete Netznutzungsfälle ermittelt, für die dann im nächsten Schritt Lastflussberechnungen durchgeführt werden.

1.5 Marktsimulation

Nachdem ermittelt wurde, wie hoch der Verbrauch von Strom und die installierte Leistung der einzelnen Erzeugungsanlagen im Betrachtungszeitraum sind und an welchem Ort die Erzeugungsanlagen stehen, wird in einem nächsten Schritt ermittelt, welche Erzeugungsanlagen in den einzelnen Netznutzungsfällen einspeisen.

Die Beantwortung dieser Frage hängt maßgeblich von den Kosten für den Einsatz konventioneller Kraftwerke ab. Mit Hilfe des ökonomischen, europäischen Marktmodells wird ermittelt, welche Kosten ein Kraftwerk bei Einsatz in jedem der Netznutzungsfälle hat. Dieser Kraftwerkseinsatz hängt zum Beispiel von Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Zertifikate und der Erzeugungstechnologie ab. Auf Basis der Kosten jedes einzelnen Kraftwerks kann die kostenoptimale Einsatzreihenfolge der Kraftwerke („Merit Order“) ermittelt werden. Hierbei wird als externe Bedingung vorgegeben, dass die Erneuerbaren Energien gegenüber anderen Energieträgern den Vorteil der sogenannten Vorrangspeisung genießen. Auch die technischen Restriktionen der Kraftwerke werden im Marktmodell berücksichtigt, wie zum Beispiel die Mindestleistung von Kraftwerksblöcken oder Must-run-Bedingungen.

Bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes wird im Marktmodell 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 Handelsalden mit dem benachbarten europäischen Ausland werden in der Marktsimulation ermittelt, wobei die Zusammensetzung der ausländischen Kraftwerksparks und der vorgegeben NTC-Werte berücksichtigt werden.

In der vorliegenden Systemanalyse 2015 wird die Marktsimulation für die vorab identifizierten synthetischen Wochen in allen drei Zeiträumen durchgeführt. Für den Betrachtungszeitraum 2019/2020 wird die Marktsimulation zusätzlich für einen gesamten Jahreslauf durchlaufen, um zu überprüfen, ob neben den erfahrungsbasierten Situationen weitere kritische Netznutzungsfälle vorliegen könnten. Dies ist geboten, da bei einem längeren Prognosezeitraum die Veränderungen im Kraftwerkspark und in der Netztopologie unter anderen Gegebenheiten zu kritischen Netzsituationen führen könnten.

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.

1.6 Netzanalysen

In der Systemanalyse für die drei Betrachtungsjahre werden für die ausgewählten, kritischen Netznutzungsfälle Lastflussberechnungen durchgeführt. Mit Hilfe dieser Lastflussberechnungen wird für jeden Netznutzungsfall untersucht, ob es zu Leitungsüberlastungen kommt. Außerdem wird geprüft, ob das Spannungsband eingehalten wird oder ob Spannungsbandverletzungen auftreten. Neben den Lastflussberechnungen für den Normalfall wird auch eine (n-1)-Untersuchung durchgeführt. Hierbei wird eine Ausfallsimulation für Leitungen, Transformatoren und Blindleistungskompensationsanlagen durchgeführt, um alle (n-1)-Verletzungen zu identifizieren.

Treten Stromkreisüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen auf, werden Maßnahmen zur Herstellung eines sicheren Netzzustands¹⁹ eingeleitet. Zunächst wird geprüft, ob der Netzengpass durch topologische Maßnahmen (wie z.B. Schaltmaßnahmen oder den Austausch von Klemmen) beseitigt werden kann.

Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, greifen die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzanalysen in einem iterativen Prozess in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen ein. Im ersten Schritt wird Redispatch mit Kraftwerken durchgeführt, die zwar am Markt anbieten, aber im konkreten Moment nicht einspeisen. Dabei werden konventionelle Kraftwerke und EE-Anlagen, die die identifizierten Netzengpässe belasten, in ihrer Erzeugung abgesenkt. Gleichzeitig werden Kraftwerke hochgefahren, die eine netzentlastende Wirkung haben. Dadurch wird sichergestellt, dass trotz der Leistungseinsenkung ausreichend Erzeugungsleistung vorhanden ist, um die Last zu decken.

Nach Durchführung dieser Redispatchmaßnahmen werden erneut Lastflussrechnungen durchgeführt und die Auswirkungen auf das Netz begutachtet. Sollten nach wie vor unzulässige, Grenzwerte verletzende Betriebszustände im Übertragungsnetz auftreten, werden Redispatchmaßnahmen mit bereits kontrahierten und

¹⁹ Unter einem sicheren Netzzustand wird derjenige Zustand verstanden, bei dem keine Betriebsmittelüberlastungen eintreten und die zulässigen Spannungsbereiche eingehalten werden.

potentiellen deutschen Netzreserveanlagen durchgeführt. Sollten diese nicht ausreichen, um die Netzengpässe zu beheben, wird Redispatch mit den bereits kontrahierten ausländischen Reservekraftwerken und sodann mit weiteren explizit oder nicht explizit modellierten Anlagen im Ausland durchgeführt, bis sich in der Lastflussrechnung ein zulässiger Systemzustand einstellt. Die Kraftwerksleistung, die im letzten Redispatch-Schritt gebraucht wird, um einen zulässigen Systemzustand zu erreichen, ist der ausländische Reservekraftwerksbedarf. Die Summe aus dem ausländischen Reservekraftwerksbedarf und der Leistung der kontrahierten und potentiellen deutschen Netzreservekraftwerke ergibt dann den gesamten Netzreservebedarf.

Bei den Lastflussberechnungen wird das (n-1)-Kriterium zugrunde gelegt.²⁰ Die diesjährige Systemanalyse hat aber gezeigt, dass in den betrachteten Netznutzungsfällen kein zusätzlicher Bedarf an Netzreserve bestehen würde, wenn zusätzlich zu den (n-1)-Ausfällen auch sogenannte *Exceptional Contingencies*²¹ abgesichert werden würden.

1.7 In der Systemanalyse berücksichtigte Risiken

Aufbauend auf der Vorstellung der Methodik in den vorangegangenen Abschnitten wird im vorliegenden Kapitel zusammenfassend erläutert, welche Risikofaktoren bei der Dimensionierung der Netzreserve berücksichtigt werden und welche Risiken nicht betrachtet werden können.

In der vorliegenden Systemanalyse für 2015/2016, 2016/2017 und 2019/2020 werden folgende Risiken berücksichtigt (vgl. auch Abbildung 8):

In den drei Betrachtungszeiträumen werden alle bekannten, potentiell netztechnisch kritischen Wettersituationen und Netznutzungsfälle betrachtet. Zu den berücksichtigten Wettersituationen zählen insbesondere Kälteperioden, Starkwindphasen und Windflauten. Diese haben sich in den vorangegangenen Systemanalysen und in der betrieblichen Praxis der Übertragungsnetzbetreiber als besonders kritisch herausgestellt. Bei der Konstruktion der Netznutzungsfälle wurden diese Wettersituationen zugrunde gelegt und gegenüber den in der Vergangenheit beobachteten Wettersituationen verschärft. So wurde zum einen das gleichzeitige Auftreten mehrerer kritischer Wetterbedingungen unterstellt. Es wurde zum Beispiel angenommen, dass während einer Kälteperiode eine Windflaute eintritt (der Starklast-Dunkelflaute-Fall) oder während einer Starkwindphase hohe Lasten in Deutschland und dem angrenzenden Ausland auftreten (Starklast-Starkwind-Fall). Zum anderen wurde das Ausmaß der kritischen Wettersituationen verschärft. Erstens wurde angenommen, dass bei Windflaute keinerlei Einspeisung aus Wind-Offshore- oder Onshore-Energieanlagen erfolgt und, dass in den kritischen Netznutzungsfällen auch keine PV-Anlagen einspeisen. Zweitens wurde angenommen, dass in Starkwindphasen eine Windenergieeinspeisung in Höhe der maximalen

²⁰ Dies bedeutet, dass in der Systemanalyse derjenige Bedarf an Netzreserve ermittelt wird, der erforderlich ist, um das Übertragungsnetz bei einem störungsbedingtem Ausfall oder der Abschaltungen eines Netzbetriebsmittels sicher zu betreiben, d. h. es treten keine Betriebsmittelüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen auf.

²¹ *Exceptional Contingencies* sind schwerwiegende Fehlerereignisse, die sich im Gegensatz zum (n-1)-Ausfall nicht nur auf ein Betriebsmittel beschränken, sondern gleich mehrere Betriebsmittel umfassen. Hierzu gehören Common-Mode-Ausfälle und Sammelschienenfehler. Ein Common-Mode-Ausfall ist ein Ausfall mehrerer Komponenten aufgrund einer gemeinsamen Ursache, z.B. bei einem Mastumbruch bei Mehrfachleitungen oder einem Blitzschlag mit rückwärtigem Überschlag auf mehrere Stromkreise einer Mehrfachleitung.

Windenergieeinspeisung der letzten drei Jahre²² eintritt. Die beiden kritischsten so konstruierten Netznutzungsfälle sind der Starkwindfall (maximale Windenergieeinspeisung & keine PV-Einspeisung & sehr hohe Lasten) und die Dunkelflaute (keine Windenergieeinspeisung & keine PV-Einspeisung & Höchstlasten in Europa). Sie umfassen damit die Risiken, die die Übertragungsnetzbetreiber aus der betrieblichen Praxis kennen.

Ein weiteres zentrales Risiko für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb, das in den Systemanalysen berücksichtigt wurde, ist die Verzögerung von geplanten Leitungsbauvorhaben. Im Sinne einer umsichtigen Risikoabschätzung sind bei der Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs 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. Eine Sonderrolle kommt in diesem Jahr der Südwestkuppelleitung zu. Da zum jetzigen Zeitpunkt ohne weitere Verzögerungen eine Fertigstellung der Südwestkuppelleitung vor dem Winter 2016/2017 erwartet werden kann, aber noch nicht sicher ist, wurden für diesen Winter zwei Szenarien gerechnet: ein Szenario mit und ein Szenario ohne Fertigstellung der Südwestkuppelleitung. Die Entscheidung, ob und welche Leitungsbauvorhaben als verzögert angenommen werden, haben die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber an Hand aktueller Erkenntnisse sowie dem EnLAG- und BBPIG-Monitoring getroffen.

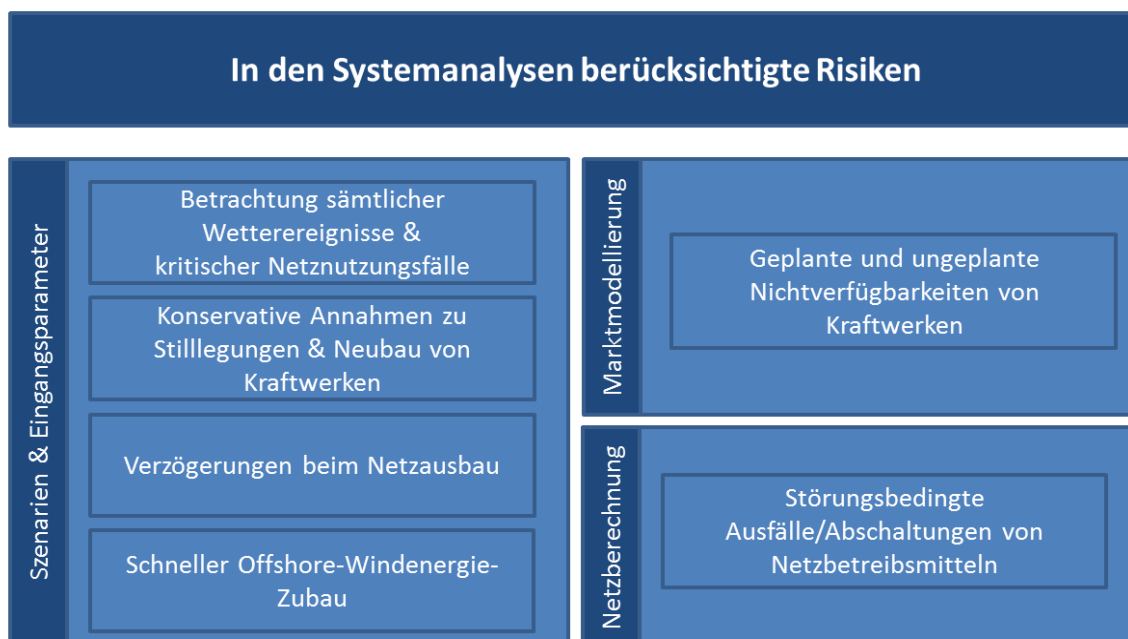


Abbildung 8: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

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,

²² Diese maximale Windenergieeinspeisung (gemessen in der Einspeisung in GW pro installierter Leistung in GW) wurde auf die installierte Windleistung hochskaliert, die für die drei Betrachtungszeiträume prognostiziert wird.

angenommen. Hierzu wird unter anderem angenommen, dass das Kraftwerk Philippsburg 2 im Betrachtungsjahr 2019/2020 bereits stillgelegt ist. 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 beim Bau und Netzanschluss kommt, so dass alle Windparks wie geplant ans Netz gehen können. Dies führt im Starkwind-Starklast-Fall tendenziell zu einem höheren Reservebedarf, da es bei hoher Windenergieeinspeisung zu hohen Nord-Süd-Transiten und damit verbundenen Netzengpässen kommt. Auf den Netznutzungsfall Starklast-Dunkelflaute hat diese Annahme keine Auswirkung, da in diesem Fall angenommen wurde, dass keine Windenergie eingespeist wird.

Neben den genannten Risiken wird auch das Risiko von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten berücksichtigt. Die fehlende Verfügbarkeit von Kraftwerken in Süddeutschland (zum Beispiel aufgrund von Ausfällen oder Revisionen) führt zu einer Reduzierung des dort verfügbaren Kraftwerksparks und damit tendenziell zu einer Erhöhung des Bedarfs an Netzreserve. Daher wird in der Marktmodellierung angenommen, dass eine größere Anzahl Kraftwerke nicht am Markt verfügbar sind. Der sich so ergebene Reservebedarf sorgt dafür, dass auch im Falle einer großen Anzahl von Revisionen oder Ausfällen eine ausreichende Anzahl von Reservekraftwerken kontrahiert wurde und zur Verfügung steht.

Bei der Dimensionierung des Reservebedarfs wurde also ein gleichzeitiges Auftreten mehrerer Risikofaktoren unterstellt, sodass ein sehr hohes Sicherheitsniveau erreicht wird.

Dennoch sollte klar sein, dass die Reservebedarfsermittlung immer auf der Prognose einer zukünftigen Situation beruht und keine exakte Vorhersage der tatsächlich in den drei Betrachtungsjahren eintretenden Verhältnisse sein kann. Die Eingangsparameter und Szenarien, die der Reservebedarfsermittlung zugrunde gelegt werden, gehen über das Maß der zu erwartenden kritischen Situationen im Netz hinaus. Damit wird dennoch nicht notwendigerweise jede theoretisch denkbare Situation berücksichtigt. Wenn eine Situation bisher nicht aufgetreten ist und 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 alle potentiell kritischen Netzsituationen zu identifizieren.

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 Reservekraftwerke nur, wenn den Übertragungsnetzbetreibern noch ausreichend Reaktionszeit verbleibt, um auf ein Netzproblem durch das Hochfahren eines Kraftwerks zu reagieren. Dies setzt voraus, dass die kritischen Netzsituationen mit ausreichendem Vorlauf vorhergesagt werden.

2. Bedarf und Deckung der Reserve

Es gibt nach der ResKV 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 § 13a EnWG und den relevanten Vorschriften der ResKV dennoch zum Einsatz angehalten werden.

Die zweite Möglichkeit ist der Abschluss von Verträgen mit Betreibern von Reservekraftwerken 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). Daher wird vor der Kontrahierung zunächst geprüft, ob die Anlagen technisch geeignet sind und ob Einwände der ausländischen Behörden vorliegen.

Neben der Kontrahierung von Bestandsanlagen gibt es noch die Möglichkeit eines Neubaus von Netzreservekraftwerken. Die Voraussetzung für den Neubau von Netzreservekraftwerken ist, dass die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Systemanalyse zu dem Schluss kommen, dass der Neubau einer Anlage erforderlich ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems zu gewährleisten. Eine solche Schlussfolgerung haben die Übertragungsnetzbetreiber in den vorliegenden Systemanalysen nicht gezogen. Damit stellt sich die Frage eines Kraftwerksneubaus nach der ResKV im gegebenen Rechtsrahmen zurzeit nicht.

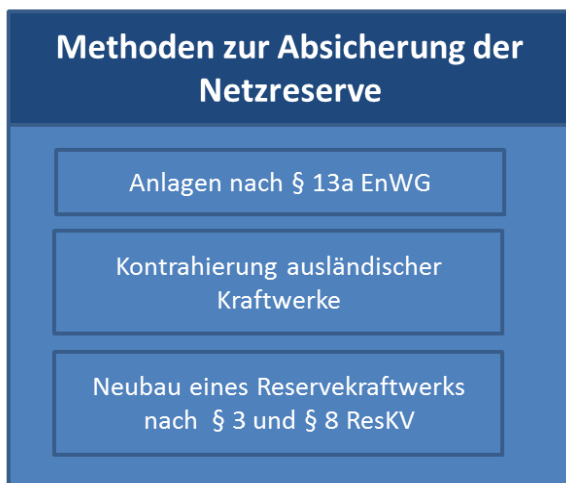


Abbildung 9: Übersicht über die Mittel zur Absicherung der Netzreserve und der Reduktion des Netzreservebedarfs (Quelle: Bundesnetzagentur)

Neben diesen drei Maßnahmen zur Absicherung der Netzreserve gibt es Maßnahmen, die unter Umständen zu einer Reduktion des Netzreservebedarfs führen können.

Zu möglichen Maßnahmen gehören eine präventive Beschaffung von Redispatchmengen am deutschen Strommarkt über sicherheitsinterne Verkäufe am Day-Ahead-Markt (Day-Ahead SiV), eine präventive Kappung von Windeinspeisung in der Direktvermarktung vor dem Day-Ahead-Markt gegen Entschädigung oder ein Verbot der Vermarktung von konventioneller Erzeugungsleistung am Day-Ahead-Markt gegen Entschädigungszahlung. Bezüglich dieser Optionen fehlen noch detaillierte Konzepte und umfassende Wirkungsanalysen, die eine positive netztechnische Wirkung belegen würden. Außerdem gehen mit ihnen gewisse Eingriffe in das Marktgeschehen und die Marktpreisbildung einher, die aller Voraussicht nach zu Preissteigerungen am Day-Ahead-Markt führen dürften. Schließlich können diese Methoden im bestehenden regulatorischen oder gesetzlichen Rahmen wohl nicht umgesetzt werden. Daher werden die Vorschläge in der vorliegenden Bedarfsfeststellung nicht näher betrachtet.

Eine weitere Möglichkeit wäre, zusätzliche Kapazitätseinschränkungen unterhalb der errechneten NTCs an den lastflussrelevanten Grenzen mit bestehender Engpassbewirtschaftung vorzunehmen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben dieses Jahr diesen Vorschlag unterbreitet und ermittelt, wie sich eine Kapazitätseinschränkung an der Grenze Deutschland - Tschechien auf den Netzreservebedarf auswirkt. Aus Sicht der Bundesnetzagentur sollte dieser Vorschlag nicht weiter verfolgt werden, da die Betriebssicherheit auch durch mildere Mittel wie die Kontrahierung von Netzreserve gewährleistet werden kann. Daher wird dieser Vorschlag nicht bei der Dimensionierung der Netzreserve berücksichtigt.

3. Netzreserve für 2015/2016

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2015/2016 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann.

3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2015/2016

In der Systemanalyse 2015 wurden der Starkwind-Starklast-Fall und der Dunkelflaute-Starklast-Fall als potentiell kritischste Netznutzungsfälle identifiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern näher untersucht (vgl. Abschnitt 1.4). Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2015/2016 in diesen beiden Netznutzungsfällen zugrunde gelegt werden, werden im Folgenden beschrieben.

3.1.1 Netzlast

Im Folgenden werden die Lastannahmen beschrieben, die für das Jahr 2015/2016 in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen angenommen wurden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt wurden, wird in Abschnitt 1.3.5 beschrieben.

In beiden betrachteten Netznutzungsfällen wurde angenommen, dass Deutschland eine Last von 86 GW hat. Diese Last setzt sich aus der Nachfrage nach elektrischer Leistung durch Verbraucher sowie den Verlusten in den Verteilernetzen zusammen. Für die Verluste im Übertragungsnetz wurde angenommen, dass 1500 MW im Starkwind-Starklast-Fall und 1000 MW im Dunkelflaute-Starklast-Fall im deutschen Übertragungsnetz als Verluste auftreten. Die höheren Verluste im Übertragungsnetz im Starkwind-Starklast-Fall ergeben sich dadurch, dass in diesem Fall höhere Netzbelastungen auftreten.

Die Lasten, die im europäischen Ausland in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen in 2015/2016 angenommen wurden, sind in Tabelle 7 abgebildet. Die Lastannahmen basieren (soweit möglich) auf Annahmen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber.

Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Dunkelflaute / Starklast [MW]	Starkwind / Starklast [MW]
Belgien	14850	14437
Dänemark - Ost	2663	2491
Dänemark - West	3757	3502
Finnland	13626	11879
Frankreich	101695	85300
Irland	4438	4418
Italien	52558	49900
Luxemburg	848	819
Niederlande	18350	17650
Nordirland	1696	1672
Norwegen	22133	19156
Österreich	11794	11261
Polen	26672	26138
Portugal	7109	6877
Schweden	25101	21674
Schweiz	9408	9147
Slowakei	4043	3656
Slowenien	2264	2150
Spanien	42911	42750
Tschechien	11611	10669
Ungarn	6478	6119
Vereinigtes Königreich	54593	53540

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 7: Lastannahmen in 2015/2016

3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

In den Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber wird ein entsprechend parametrierter Kraftwerkspark zugrunde gelegt. Als relevante Parameter werden hierbei die technischen Daten, die Angaben zum Standort, die (Nicht-)Verfügbarkeit, Betriebsmodi und Betriebszeitraum in Bezug auf die jeweiligen Zeiträume des jeweiligen Kraftwerks einbezogen.

Die Daten zu den verfügbaren Kraftwerken mit blockscharfen Nettoengpassleistungen, inkl. bekannte Zubauten und Stilllegungen basieren auf einer mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Kraftwerksliste. Zusätzlich wurden Stilllegungsanzeigen, die den Übertragungsnetzbetreibern vorliegen, und detaillierte Angaben zu Brennstoffen, CO₂-Emission/Preisen, Kraftwärmekopplung (KWK), „Must-Run“-Bedingungen u.a. berücksichtigt.

Die Daten zum Kraftwerkspark in Europa basieren hierbei auf den Angaben des aktuellen ENTSO-E SO&AF 2014, Szenario B. Zusätzlich wurden auch noch die Rückmeldungen einer Abfrage bei den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern für alle Zeithorizonte mit berücksichtigt. Ergänzend erfolgte ebenfalls eine Recherche und Abstimmung zu den Kraftwerken in angrenzenden Nachbarländern.

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

Für den Winter 2015/2016 stellt sich der Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken mit einer installierten Leistung von insgesamt 96,1 GW, wie in der folgenden Tabelle aufgliedert, dar. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands wurden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in den Regelblock Deutschland berücksichtigt. Hierbei wird neben der geografischen Zuordnung auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) Winter 2015/2016²³

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Steinkohle	17608	8197	25805
Erdgas	15207	7776	22983
Braunkohle	20554	4	20558
Kernenergie	4099	6694	10793
Pumpspeicher	5218	3760	8978
Sonstige	2570	440	3010
Mineralölprodukte	2118	594	2712
Abfall	869	425	1294
Summe im Markt			96133

Tabelle 8: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2015/2016

3.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energieanlagen wird in Tabelle 9 und Tabelle 10 beschrieben. Im Vergleich zu den Systemanalysen des vergangenen Jahres ist ein starker Zuwachs an Windenergieanlagen zu verzeichnen gewesen. Aufgrund dieses starken Zuwachses musste die Mittelfristprognose von 2014 im Vergleich zur Prognose von 2013 nach oben korrigiert werden: Statt 38,1 GW an Onshore-Windleistung, wie es in der letzten Systemanalyse prognostiziert worden war, geht die aktuelle Mittelfristprognose von einer installierten Windleistung von 40,1 GW aus. Ein starker Zuwachs im Vergleich zur letzten Prognose gibt es dabei vor allem in den nördlichen Bundesländern Schleswig-Holstein (+0,9 GW), Mecklenburg-Vorpommern (+ 0,7 GW) sowie in Rheinland-Pfalz (+0,5 GW). In Baden-Württemberg

²³ Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland.

(-0,3 GW) musste die Mittelfristprognose dagegen nach unten korrigiert werden. Auch beim Offshore-Windenergiezubau sind starke Prognosesteigerungen im Vergleich zum Vorjahr zu verzeichnen.

Installierte Leistung Erneuerbare- Energieanlagen

Bundesland	Wind Onshore in GW		Wind Offshore in GW		PV in GW	
	2015/16 SyA 2014	2015/16 SyA 2015	2015/16 SyA 2014	2015/16 SyA 2015	2015/16 SyA 2014	2015/16 SyA 2015
Baden- Württemberg	1,0	0,7	0,0	0,0	5,5	5,2
Bayern	1,5	1,6	0,0	0,0	12,5	11,5
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1
Brandenburg	5,9	5,8	0,0	0,0	3,1	3,0
Bremen	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0
Hamburg	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0
Hessen	0,9	1,2	0,0	0,0	2,1	1,8
Mecklenburg- Vorpommern	2,3	3,0	0,3	0,3	1,2	1,2
Niedersachsen	8,5	8,3	1,5	1,5	4,4	3,6
Nordrhein- Westfalen	3,8	4,0	0,0	0,0	5,3	4,4
Rheinland- Pfalz	2,4	2,9	0,0	0,0	2,1	1,9
Saarland	0,2	0,3	0,0	0,0	0,4	0,4
Sachsen	1,3	1,1	0,0	0,0	1,7	1,6
Sachsen- Anhalt	4,4	4,5	0,0	0,0	1,7	1,7
Schleswig- Holstein	4,4	5,3	1,0	1,4	1,9	1,6
Thüringen	1,1	1,3	0,0	0,0	1,1	1,1
Summe	38,0	40,1	2,9	3,3	43,4	39,2

Quelle: Mittelfristprognose vom Leipziger Institut für Energie GmbH vom 14. November 2014

Tabelle 9: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energieanlagen im Winter 2015/2016 in den Systemanalysen 2015 (SyA 2015) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2014 (SyA 2014)

Installierte Leistung Erneuerbare- Energieanlagen

Bundesland	Biomasse in GW		Wasserkraft in GW		Sonstige in GW	
	2015/16 SyA 2014	2015/16 SyA 2015	2015/16 SyA 2014	2015/16 SyA 2015	2015/16 SyA 2014	2015/16 SyA 2015
Baden- Württemberg	0,74	0,7	1,18	1,0	0,05	0,0
Bayern	1,20	1,3	2,54	2,8	0,05	0,1
Berlin	0,03	0,0	0,00	0,0	0,00	0,0
Brandenburg	0,42	0,4	0,00	0,0	0,03	0,0
Bremen	0,01	0,0	0,02	0,0	0,00	0,0
Hamburg	0,04	0,1	0,00	0,0	0,00	0,0
Hessen	0,21	0,2	0,08	0,1	0,03	0,0
Mecklenburg- Vorpommern	0,41	0,3	0,00	0,0	0,01	0,0
Niedersachsen	1,11	1,3	0,05	0,1	0,04	0,0
Nordrhein- Westfalen	0,64	0,7	0,19	0,2	0,24	0,3
Rheinland- Pfalz	0,17	0,2	0,24	0,3	0,02	0,0
Saarland	0,02	0,0	0,01	0,0	0,01	0,1
Sachsen	0,27	0,3	0,10	0,1	0,0	0,0
Sachsen- Anhalt	0,37	0,4	0,03	0,0	0,01	0,0
Schleswig- Holstein	0,34	0,4	0,00	0,0	0,02	0,0
Thüringen	0,25	0,2	0,03	0,0	0,01	0,0
Summe	6,2	6,6	4,5	4,6	0,5	0,6

Quelle: Mittelfristprognose vom Leipziger Institut für Energie GmbH vom 14. November 2014

Tabelle 10: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energieanlagen im Winter 2015/2016 in den Systemanalysen 2015 (SyA 2015) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2014 (SyA 2014)

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 auf der EEX Transparenzplattform veröffentlichten Daten ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen wurde in Abschnitt 1.3.3 beschrieben.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2015/2016 angenommen, dass 5,3 GW an Kraftwerksleistung in der *Region Süd* nicht verfügbar ist und 4,2 GW in der *Region Nord*. Die *Region Süd*

umfasst Österreich und 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 *Region Süd*.

Die Gesamtmenge an nicht verfügbarer Kraftwerksleistung in den beiden Regionen wird auf die einzelnen Primärenergietypen (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukten, Pumpspeicher und Speicherwasser) verteilt. Auf Basis dieser Verteilung ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber blockscharf eine Kombination an Kraftwerken in den beiden Regionen, die in den jeweiligen Netznutzungsfällen als nicht verfügbar angenommen werden.

Die Kraftwerkskombination, die für das Jahr 2015/2016 als nicht verfügbar angenommen wurde, ist in den nachfolgenden Tabellen angegeben.

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland

	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Emden Gas		50	Vollausfall	Erdgas
KW Mittelsbüren	GT 3	80	Vollausfall	Mineralölprodukte
Lichterfelde	Lichterfelde 1	115	Vollausfall	Erdgas
HKW Dresden	Nossener Brücke	115	Teilausfall	Erdgas
GKL Hannover	GKL	135	Vollausfall	Erdgas
KW Lünen	Lünen 6	149	Vollausfall	Steinkohle
Koepchenwerk 2	Koepchenwerk	153	Vollausfall	Pumpspeicher
Markersbach	PSS F	174,2	Vollausfall	Pumpspeicher
Farge	Farge	200	Vollausfall	Steinkohle
Reuter West	Reuter West E	247,5	Vollausfall	Steinkohle
Knapsack Gas	GT 12	260	Vollausfall	Erdgas
Buschhaus	Block D	352	Vollausfall	Braunkohle
Emsland	Block B0	359	Vollausfall	Erdgas
KW Jänschwalde	Block A	465	Vollausfall	Braunkohle
Weisweiler	Block H	592	Vollausfall	Braunkohle
Moorburg	Block B	760	Vollausfall	Steinkohle
Summe		4206,7		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 11: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2015/2016

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Leitzach	Block 2	49,8	Vollausfall	Pumpspeicher
Säckingen	Block 1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
Vianden	M 5	100	Vollausfall	Pumpspeicher
Lünerseewerk	Maschine 1 bis 5	116	Vollausfall	Pumpspeicher
Rheinhafen Dampfkraftwerk	RDK 4 GT + DT	353	Vollausfall	Erdgas
Ulrich Hartmann (Irsching)	Block 4	545	Vollausfall	Erdgas
Weiherr	Block C	656	Vollausfall	Steinkohle
KKW Philippsburg	Block 2	1402		Kernenergie
Summe		3311,8		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2015/2016

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Schwechat	Schwechat-Raffinerie	27	Teilausfall	Mineralölprodukte
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1a	100	Vollausfall	Erdgas
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1b	114	Vollausfall	Erdgas
GDK-Mellach	GDK-Mellach Linie 20	120	Teilausfall	Erdgas
Roßhag	Roßhag 1-4	120	Teilausfall	Pumpspeicher
Malta-Oberstufe	Malta-Oberstufe	120	Vollausfall	Pumpspeicher
Gerlos 2	Gerlos II	135	Vollausfall	Speicherwasser
Kraftwerk Riedersbach 2	KW Riedersbach 2 G2	168	Vollausfall	Steinkohle
Häusling	Häusling 11 & 12	360	Vollausfall	Pumpspeicher
KW Simmering	Simmering 1	836	Vollausfall	Erdgas
Summe		2100		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 13: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2015/2016

3.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Für das Jahr 2015/2016 sind noch weitere Netzverstärkungsmaßnahmen geplant, die bis zum Beginn des Winters 2015/2016 umgesetzt werden sollen. Abbildung 10 zeigt die Netzverstärkungsmaßnahmen, die im Netz von 2015/2016 berücksichtigt werden.

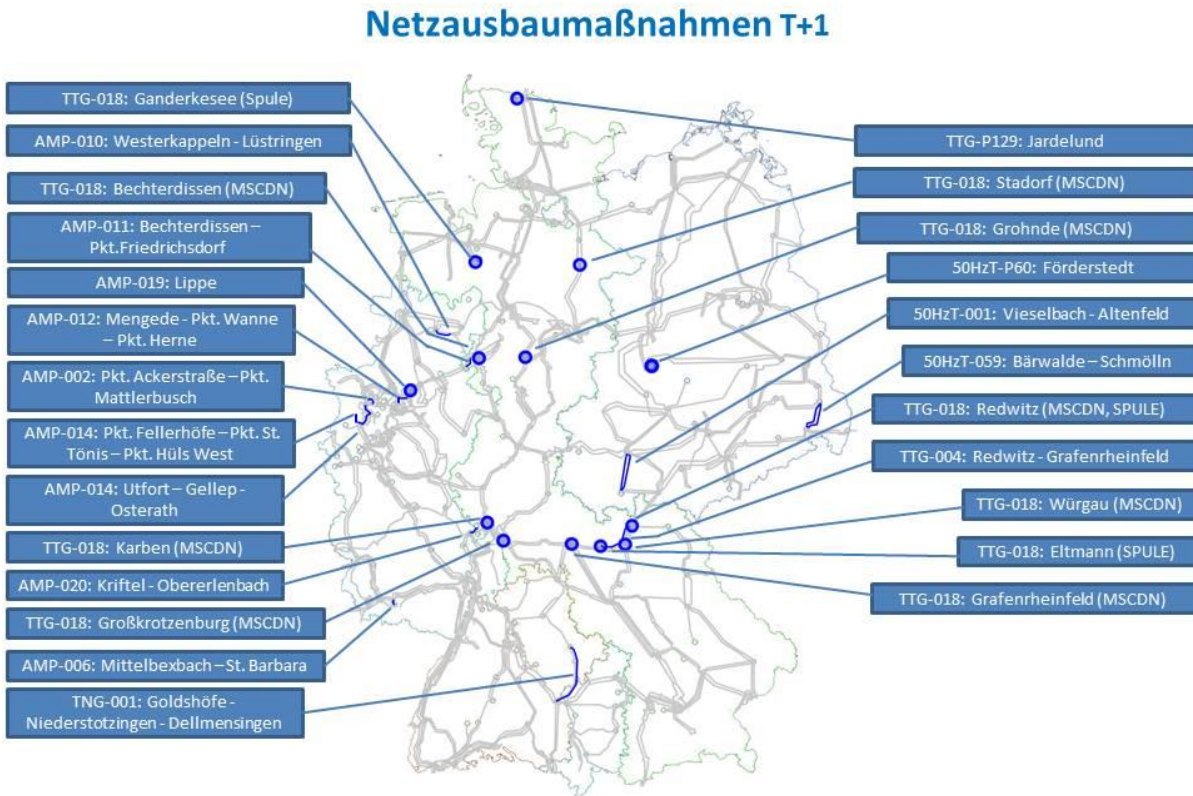


Abbildung 10: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2015/2016 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Durch Erweiterungen der bestehenden Netzinfrastruktur sind bestimmte Netzbetriebsmittel in 2015/2016 temporär nicht verfügbar. Die Annahmen in der Systemanalyse zu nichtverfügbaren Netzbetriebsmitteln werden in Tabelle 14 zusammengefasst.

Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln

Stromkreis	Grund
Marxheim Ost	Anlagenerweiterung Weißenthurm
Nassau	Anlagenerweiterung Weißenthurm
Diepholz Ost	Neubau
380 kV Stromkreis Hagenwerder-Mikulowa 567 (DE-PL)	PSE: Einbindung PST in Mikulowa
380 kV Stromkreis Marke-Ragow	Vorbereitung Einbindung UW Jessen und Umbau Leittechnik
380 kV Stromkreis Endersbach-Wendlingen blau	Ortsumgebung Stuttgart

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in 2015/2016

3.1.6 Annahmen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie

Die berechneten Szenarien führen zunächst zu sehr hohen Lastflüssen innerhalb Deutschlands, weil die gesamtdeutsche Nachfrage vornehmlich durch norddeutsche Produzenten gedeckt wird. Der Ausgleich von Energienachfrage und Energieerzeugung, der den berechneten Szenarien zugrunde liegt, ist aber richtigerweise Ergebnis einer europäischen Marktsimulation. Daher müssen die Ein- und Ausfuhr von Elektrizität mit ins Bild genommen werden.

Im Starklast-Starkwind-Szenario ergeben sich – bedingt durch den preisdämpfenden Effekt der Windenergieeinspeisung – hohe Ausfuhren insbesondere nach Österreich. Die dadurch auftretenden Nord-Süd-Lastflüsse sowie Ringflüsse über das polnische und tschechische Übertragungsnetz führen zu einer hohen Belastung des Übertragungsnetzes, dem durch Redispatch entgegengewirkt werden muss. Die vergleichsweise niedrigen Erzeugungsgrenzkosten in Westeuropa führen zudem zu einem Erzeugungsüberschuss in Westeuropa. Daraus resultieren erhöhte Transportanforderungen an das europäische Verbundnetz von Westen nach Osten und nach Südosten.

Im Starklast-Dunkelflaute-Szenario stellen sich im Wesentlichen hohe Ausfuhren nach Frankreich ein, während an den Grenzen zu Skandinavien, den Niederlanden und der Schweiz hohe Einfuhren zu verzeichnen sind. Insbesondere die Importe aus der Schweiz wirken entlastend auf das deutsche Übertragungsnetz. Bedingt durch die verhältnismäßig gleichmäßig über Deutschland verteilte Erzeugung ist das Übertragungsnetz zwar hoch belastet aber nicht so weit überlastet, dass der Einsatz von Reservekraftwerken notwendig wäre.

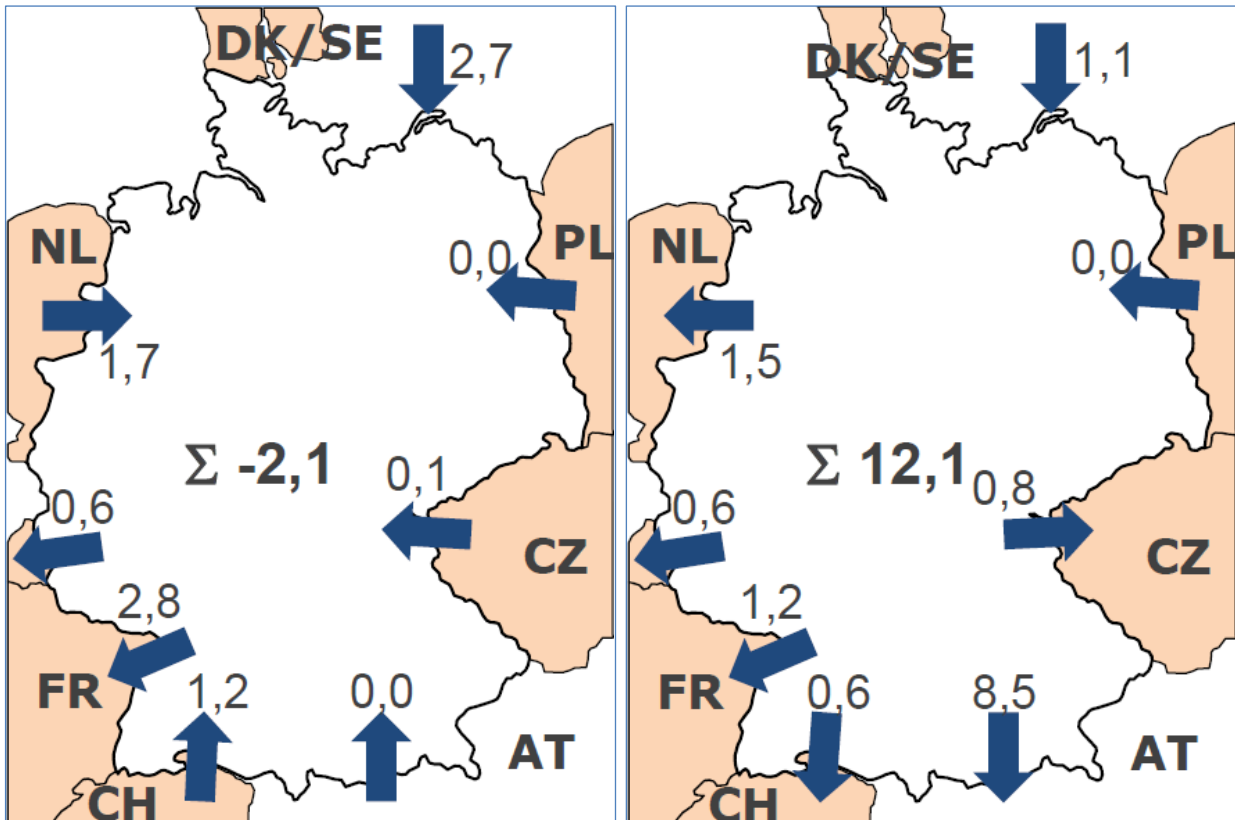


Abbildung 11: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Flaute (links) und Starkwind (rechts) in 2015/2016 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Im Starkwindfall stellt sich dabei ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 12,1 GW ein, wohingegen im Fall ohne Windenergieeinspeisung ein Außenhandelsdefizit von 2,1 GW vorliegt. Das Entstehen eines Handelsdefizits ist dabei kein Anzeichen für mangelnde Erzeugungseinheiten zur Lastdeckung in Deutschland. Vielmehr bildet es einen europäischen Kraftwerkseinsatz ab, der nach ökonomischen Gesichtspunkten optimiert ist, sodass verglichen mit dem deutschen Kraftwerkspark günstigere Erzeugung im Ausland zur Deckung der Last beiträgt. Die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks in der Marktsimulation liegen in diesem Fall in Deutschland bei 89 €/MWh. Dieser Preis liegt noch unter den Erzeugungskosten der teuersten Kraftwerke. Bedingt durch die Kopplung der Märkte mit den westlichen und nördlichen Nachbarländern entspricht das überwiegend auch den Grenzkosten, die sich dort einstellen. Es zeigt sich, dass die Grenzkuppelkapazitäten in der Situation optimal ausgenutzt werden. Einzig Frankreich und Belgien sind von einem Erzeugungsdefizit geprägt und verfügen nicht über ausreichende Grenzkuppelkapazitäten, um ihre Last in der Marktsimulation zu decken. In den nördlichen Nachbarländern hingegen besteht ein Erzeugungsüberschuss und die Möglichkeiten zur Ausfuhr elektrischer Energie wird durch die verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten beschränkt.

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersuchten die Übertragungsnetzbetreiber darüber hinaus auch die Auswirkungen einer weiteren Einschränkung der Ausfuhren elektrischer Energie nach Tschechien im Starkwindfall. Dazu wurde in der Marktsimulation die Grenzkuppelkapazität auf null gesetzt und die Auswirkungen auf das europäische Marktgeschehen wurden untersucht. Im Ergebnis erhöhte sich der Strompreis in Tschechien von 36 auf 41€/MWh und dadurch die Ausfuhren elektrischer Energie von Deutschland nach Österreich sowie von Österreich nach Tschechien. Eine Reduzierung des Reservebedarfs um 700 MW wäre die Folge. Zu den Effekten, die eine solche Maßnahme hätte, vgl. Abschnitt 2.

3.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2015/2016

Das erste relevante Berechnungsergebnis stellt das Ergebnis der Marktsimulation (vgl. Abschnitt 1.5) dar. Basierend auf dem verfügbaren Kraftwerkspark, den Annahmen zur Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie der Nachfrage nach elektrischer Energie stellt sich ein Kraftwerkseinsatz ein.

Marktsimulationsergebnisse

	Starkwind	Dunkelflaute
Last (exkl. Höchstspannungs-Netzverluste)	86,0 GW	86,0 GW
Summe Einspeisung konv. Kraftwerke in DE	55,4 GW	77,8 GW
davon Einsatz PSW	0,9 GW (gen.)	5,8 GW (gen.)
Summe EE-Erzeugung	44,1 GW	7,1 GW
davon Windeinspeisung (on-/offshore)	34 GW / 3,0 GW	0,0 GW / 0,0 GW
Summe konv. Kraftwerke + EE-Erzeugung	99,6 GW	84,9 GW
Handelssaldo	12,1 GW (Ausfuhren)	-2,1 GW (Einfuhren)
Höchstspannungs-Netzverluste	1,5 GW	1,0 GW
Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	7,5 GW	7,5 GW
davon Norddeutschland	4,2 GW	4,2 GW
davon Süddeutschland	3,3 GW	3,3 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 15: Ergebnisse der Marktsimulation für 2015/2016

Die in Tabelle 15 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation werden in das Netzmodell eingespeist. Anschließend wird eine Lastflussberechnung durchgeführt. Aufgrund des angenommenen verzögerten Netzausbaus und nicht ausreichender Netzkapazitäten treten Netzengpässe auf. Dies bedeutet, dass die im Norden und Nordosten erzeugte Leistung nicht vollständig nach Baden-Württemberg und Bayern und in das angrenzende Ausland transportiert werden kann. Zu den regelmäßig hoch ausgelasteten oder vor Redispatch überlasteten Leitungen zählen insbesondere die südlichen Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen der 50Hertz Transmission GmbH und der TenneT TSO GmbH. Darüber hinaus kommt es wegen des erheblichen Erzeugungsüberschusses in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH bei Starkwind regelmäßig zu unzulässig hohen Lastflüssen auf den Grenzkuppelleitungen nach Polen. Diese Lastflüsse stellen eine Gefährdung für den sicheren Systembetrieb in Polen dar.

Um auch im Starklast-/Starkwindfall das Übertragungsnetz (n-1)-sicher zu betreiben, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen in Höhe von 13,6 GW als auch auf die Leistung zusätzlicher Reservekraftwerke zurückgegriffen werden. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt bis zu 7,8 GW. Aufgrund der geringeren Wirksamkeit von Kraftwerken im Süden auf die überlasteten Kuppelleitungen zwischen Deutschland und Polen wäre der Reservebedarf geringer, wenn Redispatch mit polnischen Kraftwerken durchgeführt würde. In diesem Fall verringert sich der Bedarf auf 6,7 GW. Der Starklast-/Starkwindfall bestimmt die Höhe der zu beschaffenden Netzreserve, da der hier ermittelte Reservebedarf höher ausfällt, als in jedem anderen betrachteten Netznutzungsfall.

3.3 Reservebedarf 2015/2016

Die Bundesnetzagentur hat die Eingangsparameter und die von den Übertragungsnetzbetreibern angewandte Methodik und die Modellierungsergebnisse plausibilisiert. Hierbei hat die Bundesnetzagentur zunächst nachvollzogen, in wie weit die vorher abgestimmten Eingangsparameter in den Simulationen abgebildet wurden. 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 betrachtet. 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.

Die Bundesnetzagentur bestätigt demnach den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von 6700 bis 7800 MW für den Winter 2015/2016. Die Höhe des zu kontrahierende Reservebedarfs richtet sich nach dem Standort der neu zu kontrahierenden Reservekraftwerke.

Für den Winter 2015/2016 wurde auf Basis dieser Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber hierbei explizit der Starklast-Starkwindfall als der bedarfsdimensionierende Netznutzungsfall herausgearbeitet. Diesem gegenüber ist der Fall der Starklast-Dunkelflaute alleine mittels topologischer Maßnahmen, also schaltmaßnahmen im Netz, sowie Redispatch mit am Markt agierenden Kraftwerken beherrschbar (vgl. Tabelle 16).

Vergleich der Synthetischen Netznutzungsfälle

	Starklast / Starkwind		Starklast / Dunkelflaute
	Redispatch mit Kraftwerken im südlichen Ausland	Redispatch mit polnischen Kraftwerken	
Einsatz Netzreservekraftwerke in DE [GW]	3,0	2,8	0
Bedarf an Netzreserve aus dem Ausland [GW]	4,8	3,9	0
Summe [GW]	7,8	6,7	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 16: Übersicht über den Reservebedarfs in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für den Winter 2015/2016

Im Folgenden werden die Merkmale des bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfalls beschrieben und erläutert, aus welchem Grunde gerade in diesem Netznutzungsfall ein besonders hoher Bedarf an Reserveleistung besteht.

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 große Exportleistung in Höhe von 12,1 GW und eine sehr hohe Einspeisung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dunkelheit in den Abendstunden keine Leistung aus PV-Anlagen eingespeist.

Der Starklast- /Starkwindfall führt aus folgenden Gründen zu einem besonders hohen Bedarf an Reserveleistung: Die hohe Windeinspeisung in Norddeutschland führt zu niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt. Dadurch speisen viele konventionelle Gas- und Kohlekraftwerke insbesondere in Süddeutschland und in den südlichen Nachbarländern Deutschlands aufgrund zu hoher Grenzkosten nicht marktgetrieben ein. Ebenfalls führen die niedrigen Strompreise am Großhandelsmarkt zu sehr hohen Energieexporten in das europäische Ausland. Durch den hohen Export 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. Darüber hinaus kommt es wegen des erheblichen Erzeugungsüberschusses in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH bei Starkwind regelmäßig zu unzulässig hohen Lastflüssen auf den Grenzkuppelleitungen nach Polen. Diese Lastflüsse stellen eine Gefährdung für den sicheren Systembetrieb in Polen dar. Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben entsprechend des sehr hohen Transportbedarfs für bestimmte Leitungen sehr hohe, unzulässige Auslastungen.

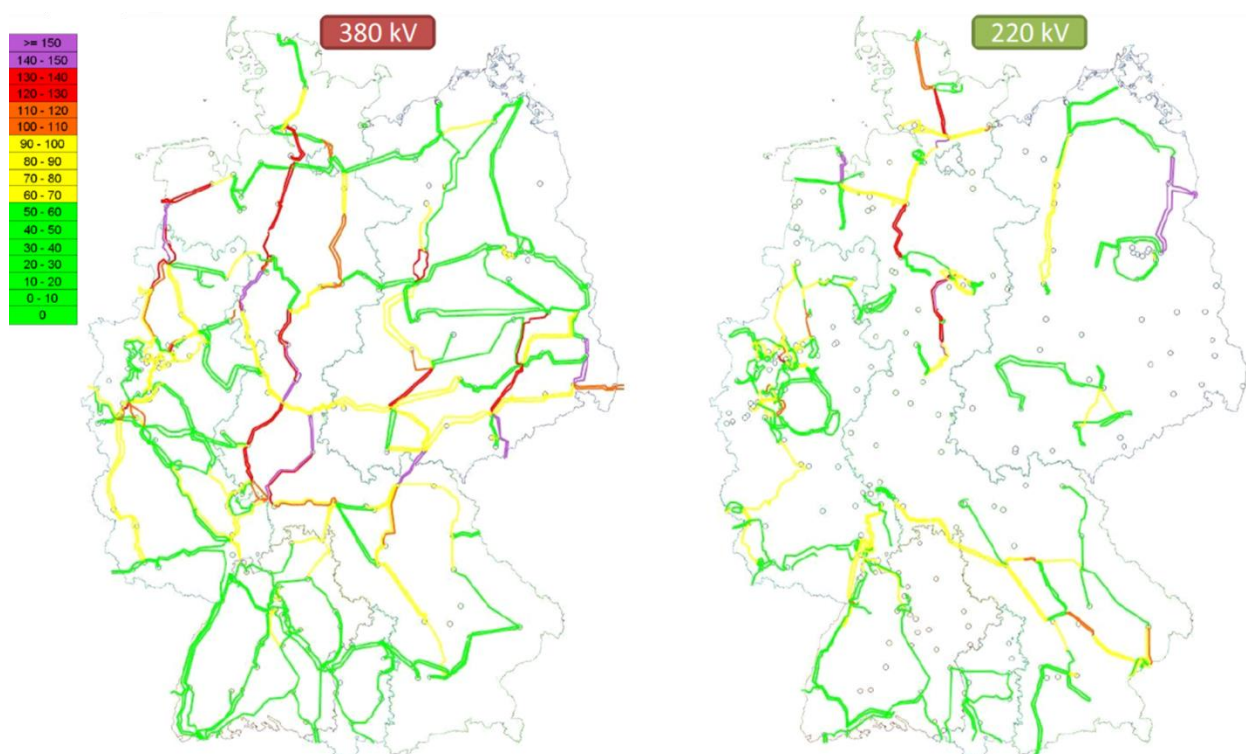


Abbildung 12: Leitungsauslastungen vor Gegenmaßnahmen in 2015/2016 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die umfangreichen Gegenmaßnahmen für den als bedarfsdimensionierend festgestellten Starklast-Starkwindfall 2015/2016 bestehen aus Redispatch mit konventionellen Kraftwerken sowie der Abregelung von Windenergieanlagen in einem erheblichen Umfang. Die Gesamtsumme des negativen Redispatch (konventionelle und EE-Erzeugung) beträgt dabei 20,3 bis 21,3 GW abhängig vom Standort der hochfahrenden Redispatchkraftwerke. Werden Reservekraftwerke im südlichen Ausland hochgefahren, ergibt sich wegen der

geringeren Wirksamkeit der höhere Wert, im Fall von Redispatch mit polnischen Kraftwerken ist der geringere Wert ausreichend. Da aus am Markt agierenden Kraftwerken mit Standort in Deutschland lediglich ein Redispatchpotenzial von 13,6 GW zur Verfügung steht, muss Redispatch mit deutschen und in der weiteren Abfolge auch mit ausländischen Reservekraftwerken vorgenommen werden. Der Einsatz an deutscher Netzreserveleistung beträgt dabei zwischen 2,8 und 3,0 GW, je nachdem an welchem Standort die ausländischen Netzreserveanlagen stehen. Bei Redispatch mit Reservekraftwerken im südlichen Ausland ergibt sich ein zusätzlicher ausländischer Reservebedarf von 4,7 GW. Kann ein Teil des Redispatch in Höhe von 500 MW mit polnischen Kraftwerken realisiert werden, sinkt der Bedarf an ausländischen Netzreservekraftwerken auf 3,9 GW.

Durch den Einsatz von den oben beschriebenen Gegenmaßnahmen können die Leitungsauslastungen auf den relevanten Leitungen auf zulässige Werte gebracht werden. Die resultierenden Leitungsauslastungen im Fall von Redispatch mit Kraftwerken aus dem südlichen Ausland werden in Abbildung 13 dargestellt. Die resultierenden Leitungsauslastungen für den Fall, dass 500 MW an Netzreserveleistung in Polen und der Rest im südlichen Ausland kontrahiert werden kann, zeigt Abbildung 14.

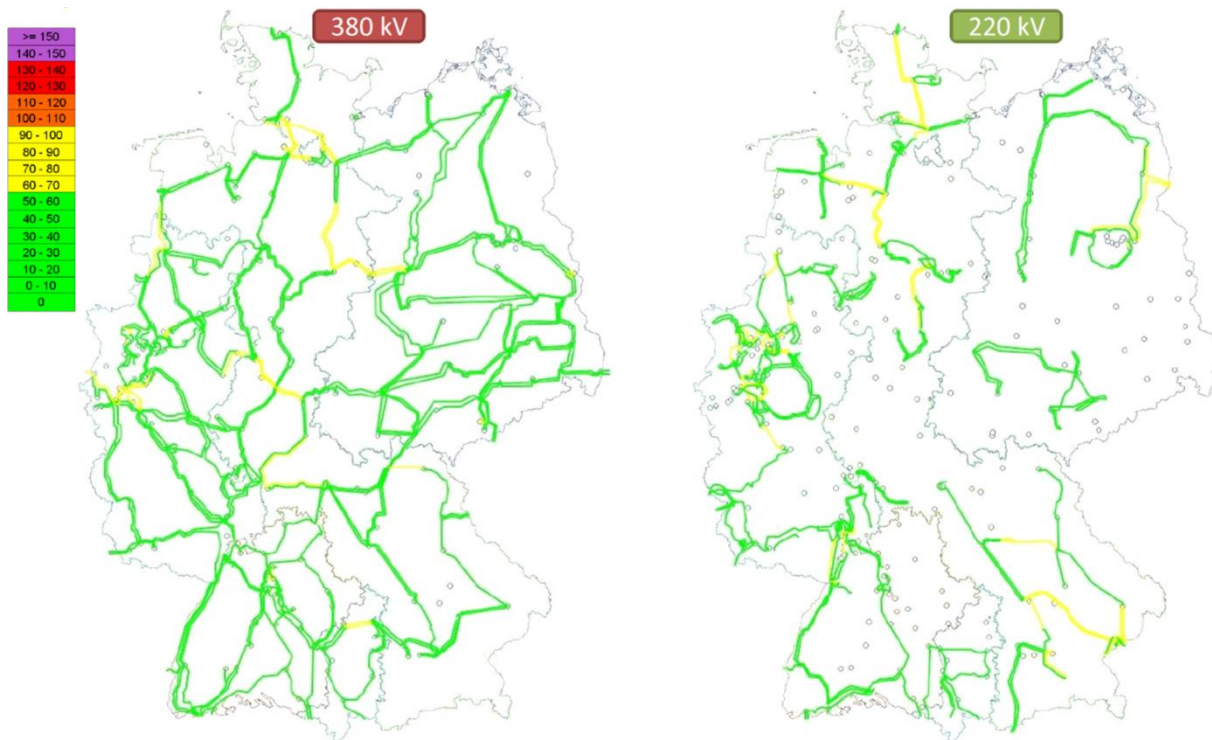


Abbildung 13: Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen im Fall von Redispatch mit dem südlichen Ausland (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

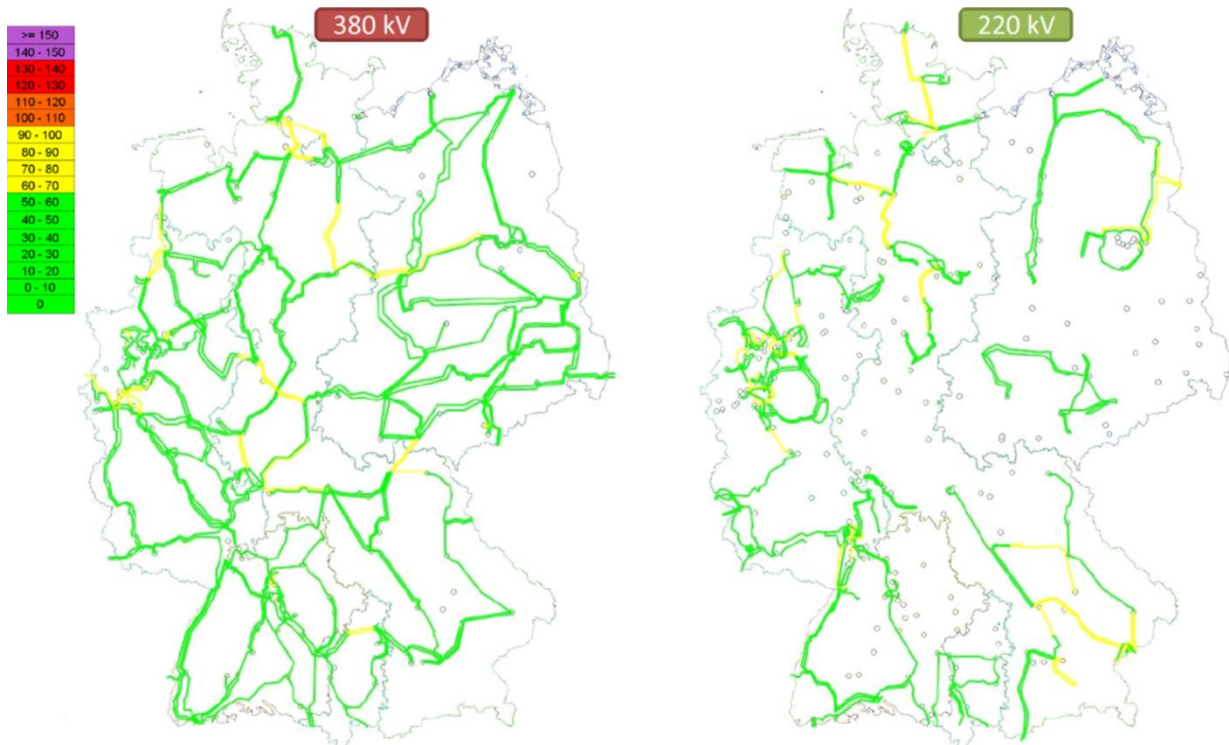


Abbildung 14: Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen im Fall von Redispatch mit polnischen Kraftwerken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.3.1 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen

Im Vergleich zu den Untersuchungen, die im Rahmen der Bedarfsanalyse 2014 angestellt wurden, erhöht sich der Reservebedarf für 2015/2016 in der aktuellen Bedarfsanalyse um 0,5 GW bis 1,3 GW. Der Grund für diese Erhöhung liegt in verschiedenen Faktoren begründet. So wirkt der Zubau von Windenergieanlagen, der im Vergleich zur vergangenen Bedarfsanalyse um 2,5 GW höher ausfällt, bedarfserhöhend. Zudem stellen sich durch aktualisierte Annahmen zur Netzlast im europäischen Ausland ein veränderter Kraftwerkseinsatz und veränderte grenzüberschreitende Handelsflüsse ein. In deren Folge treten vermehrt Transite von West- nach Osteuropa auf, die die deutsch-polnischen Grenzkuppelleitungen und das polnische Übertragungsnetz hohen Belastungen aussetzen. Zudem treten Ringflüsse über das polnische Übertragungsnetz auf, die dort zu unzulässig hohen Belastungen führen. Zur Behebung der Überlastung von Leitungen, setzen die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Berechnungen neben konventionellem Redispatch mit am Markt befindlichen Kraftwerken, bereits als Reservekraftwerke kontrahierte Kraftwerke ein. Wenn dieses Potential nicht ausreicht, wird im Modell auf Kraftwerke zurückgegriffen, die sich bereits in der Vergangenheit an Interessensbekundungsverfahren beteiligt hatten. Aufgrund des Standorts dieser Kraftwerke in Österreich und Italien ist die Wirksamkeit auf die West-Ost-Leitungen jedoch verhältnismäßig gering, sodass zu deren Entlastung Redispatch mit einem relativ großen Volumen notwendig ist.

Darüber hinaus ist die Steigerung auch mit der Stilllegung weiterer deutscher Kraftwerke begründet, die in die Reserve überführt werden. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um die Blöcke 5 und 6 des Kraftwerks Heilbronn mit jeweils 125 MW, deren Stilllegung nach der vergangenen Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs im Mai 2014 angezeigt wurde.

Ein geringerer Mehrbedarf an Reservekapazitäten würde entstehen, wenn die Übertragungsnetzbetreiber gesicherten Zugriff auf polnische Kraftwerke erhielten. Diese würden es ermöglichen, die Engpässe am Ort ihres Entstehens effizient zu beseitigen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind deshalb gehalten, auch vertraglich gesichertes Redispatchpotential in Polen zu erschließen.

3.3.2 Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve wird zunächst aus bereits vertraglich oder gemäß gesetzlicher Regelungen gebundenen Kraftwerken gedeckt. Für den Winter 2015/2016 sind davon die folgenden Kraftwerke umfasst:

Reservekraftwerke 2015/2016

	Kraftwerk	Nettoengpassleistung [MW]
E.ON Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
E.ON Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415
E.ON Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	386 ²⁴
E.ON Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386 ²⁴
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2	324
EnBW AG Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	262
EnBW Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
EnBW AG Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125
EnBW AG Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125
EnBW Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
EnBW AG Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85
EnBW AG Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77
Summe		3051

Tabelle 17: Reservekraftwerke 2015/2016 gemäß Stilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur

3.3.3 Noch zu kontrahierende Kraftwerke

Aufgrund regionaler netztechnischer Engpässe können die Kraftwerke Ingolstadt nicht vollständig einspeisen. Somit muss die Summe der Nettoengpassleistung an bereits gebundenen Kraftwerken von in Tabelle 17 dargestellten 3051 MW auf im Fall eines Redispatch mit Polen in Summe von 2794 MW und im Fall eines Redispatch mit Italien/Österreich auf eine Summe von 2995 MW angepasst werden.

Der ausgewiesene Bedarf an Netzreserve in Höhe von 6700 MW im Fall eines Redispatch mit Polen bis 7800 MW im Fall eines Redispatch mit Italien/Österreich für den Winter 2015/2016 wird durch die bereits kontrahierten Kraftwerke für den Winter 2015/2016 mit einer Reservekraftwerksleistung von 2794 MW (PL

²⁴Die Reservekraftwerke können hier aufgrund netztechnischer Engpässe im Fall eines Redispatch mit Italien/Österreich lediglich mit einer Nettoengpassleistung von in Summe von 716,1 MW und im Fall eines Redispatch mit Polen in Summe von 514,7 MW einspeisen.

Redispatch) bzw. von 2995 MW (IT/AT Redispatch) und durch die im Vorjahr mit 3417 MW bereits vertraglich gebundenen ausländischen Kraftwerke zu großen Teilen gedeckt.

Der Differenzbetrag im Falle eines Redispatch mit Polen in Höhe von 489 MW bzw. im Falle eines Redispatch mit Italien/Österreich in Höhe von 1388 MW muss in einem Interessenbekundungsverfahren kontrahiert werden.

Hinsichtlich des noch nicht vertraglich gesicherten Bedarfs in Höhe von 489 MW bis 1388 MW veröffentlicht der jeweils betroffene Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 4 ResKV unverzüglich die konkreten Anforderungen an die erforderlichen Anlagen einschließlich eventueller Anforderungen an den Standort und die technischen Parameter. Gemäß § 4 Abs. 2 ResKV besteht bis zum 15. Mai 2015 sodann die Möglichkeit Interessenbekundungen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern abzugeben. Die sich an die Interessenbekundung anschließenden Verhandlungen mit den Kraftwerksbetreibern werden von den Übertragungsnetzbetreibern geführt. Der Abschluss der entsprechenden Verträge erfolgt nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur.

Eine eventuell erforderliche Auswahlentscheidung der Übertragungsnetzbetreiber, mit welchen verfügbaren Kraftwerken der Reservebedarf zu decken ist, orientiert sich primär an der netztechnischen Eignung der Anlagen mit Blick auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (so auch § 2 Abs. 2 ResKV). Die technische Eignung bemisst sich insbesondere anhand der entlastenden Wirkung durch den Redispatch-Einsatz der jeweiligen Kraftwerke auf die bestehenden Leitungsüberlastungen (siehe auch § 3 Abs. 3 ResKV).

4. Netzreserve für 2016/2017

Im Folgenden werden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2016/2017 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann.

4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2016/2017

In der Systemanalyse 2015 wurden der Starkwind-Starklast-Fall und der Dunkelflaute-Starklastfall als potentiell kritischste Netznutzungsfälle identifiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern näher untersucht (vgl. Abschnitt 1.4). Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2016/2017 in diesen beiden Netznutzungsfällen zugrunde gelegt werden, werden im Folgenden beschrieben.

4.1.1 Annahmen zur Netzlast

Im Folgenden werden die Lastannahmen beschrieben, die für das Jahr 2016/2017 in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen angenommen wurden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt wurden, wird in Abschnitt 1.3.5 beschrieben.

In beiden betrachteten Netznutzungsfällen wurde angenommen, dass Deutschland eine Last von 86 GW hat. Diese Last setzt sich aus der Nachfrage nach elektrischer Leistung durch Verbraucher sowie den Verlusten in den Verteilernetzen zusammen. Für die Verluste im Übertragungsnetz wurde angenommen, dass 1700 MW im Starkwind-Starklast-Fall und 1300 MW im Dunkelflaute-Starklast-Fall im deutschen Übertragungsnetz als Verluste auftreten. Die höheren Verluste im Übertragungsnetz im Starkwind-Starklast-Fall ergeben sich dadurch, dass in diesem Fall höhere Netzbelastungen auftreten.

Die Lasten, die im europäischen Ausland in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen in 2016/2017 angenommen wurden, sind in Tabelle 18 abgebildet. Die Lastannahmen basieren (soweit möglich) auf Annahmen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber. Im Vergleich zu 2015/2016 haben sich nur die Lastannahmen für Belgien und Frankreich geändert. Diese sind gegenüber 2015/2016 gestiegen.

Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Dunkelflaute / Starklast [MW]	Starkwind / Starklast [MW]
Belgien	14895	14576
Dänemark - Ost	2663	2491
Dänemark - West	3757	3502
Finnland	13626	11879
Frankreich	102585	85600
Irland	4438	4418
Italien	52558	49900
Luxemburg	848	819
Niederlande	18350	17650
Nordirland	1696	1672
Norwegen	22133	19156
Österreich	11794	11261
Polen	26672	26138
Portugal	7109	6877
Schweden	25101	21674
Schweiz	9408	9147
Slowakei	4043	3656
Slowenien	2264	2150
Spanien	42911	42750
Tschechien	11611	10669
Ungarn	6478	6119
Vereinigtes Königreich	54593	53540

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 18: Lastannahmen in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2016/2017

4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

In den Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber wird ein entsprechend parametrierter Kraftwerkspark zugrunde gelegt. Als relevante Parameter werden hierbei die technischen Daten, die Angaben zum Standort, die (Nicht-)Verfügbarkeit, Betriebsmodi und Betriebszeitraum in Bezug auf die jeweiligen Zeiträume des jeweiligen Kraftwerks einbezogen.

Die Daten zu den verfügbaren Kraftwerken mit blockscharfen Nettoengpassleistungen, inkl. bekannte Zubauten und Stilllegungen basieren auf einer mit Bundesnetzagentur abgestimmten Kraftwerksliste. Zusätzlich wurden Stilllegungsanzeigen, die den Übertragungsnetzbetreiber vorliegen, und detaillierte Angaben zu Brennstoffen, CO₂-Emission/Preisen, KWK, „Must-Run“-Bedingungen u.a. berücksichtigt.

Die Daten zum Kraftwerkspark Europa basieren hierbei auf den Angaben des aktuellen ENTSO-E SO&AF 2014, Szenario B. Zusätzlich wurden auch noch die Rückmeldungen einer Abfrage bei den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern für alle Zeithorizonte mit berücksichtigt. Ergänzend erfolgte ebenfalls eine Recherche und Abstimmung zu den Kraftwerken in angrenzenden Nachbarländern.

Die Daten wurden von den Übertragungsnetzbetreibern anhand der betrieblichen Erfahrungen plausibilisiert und gemeinsam mit der Bundesnetzagentur erörtert und abgestimmt.

Für die Jahre 2016/2017 stellt sich der Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken mit einer installierten Leistung von 95,8 GW, wie in der folgenden Tabelle aufgedgliedert, dar. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands wurden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung den Regelblock Deutschland berücksichtigt. Hierbei wird neben der geografischen Zuordnung auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) Winter 2016/2017²⁵

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Steinkohle	17043	8197	25240
Erdgas	16302	6953	23225
Braunkohle	20554	4	20558
Kernenergie	4099	6694	10793
Pumpspeicher	5218	3760	8978
Sonstige	2570	440	3010
Mineralölprodukte	2118	594	2712
Abfall	869	425	1294
Summe im Markt			95840

Tabelle 19: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) Winter 2016/2017

4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energieanlagen wird in Tabelle 20 beschrieben. Im Vergleich zu 2015/2016 sind vor allem Zuwachse im Bereich der Windenergie- und PV-Anlagen zu verzeichnen. Die installierte Windleistung steigt im Onshore-Bereich um 2,8 GW auf 42,9 GW, im Offshore-Bereich steigt sie um 0,9 GW binnen eines Jahres. Zuwächse bei den Onshore-Windenergie-

²⁵ Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland.

anlagen werden vor allem für Schleswig-Holstein (+0,6 GW), Mecklenburg-Vorpommern (+0,4 GW) und Niedersachsen (+0,4 GW) prognostiziert. Die installierte PV-Leistung steigt um 1,8 GW auf 41 GW.

Installierte Leistung Erneuerbare- Energieanlagen in GW

Bundesland	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Baden-Württemberg	0,8	0,0	5,4	0,7	1,0	0,0
Bayern	1,7	0,0	12,1	1,3	2,8	0,1
Berlin	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	6,1	0,0	3,1	0,4	0,0	0,0
Bremen	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Hessen	1,3	0,0	1,9	0,2	0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	3,4	0,3	1,3	0,4	0,0	0,0
Niedersachsen	8,7	2,4	3,8	1,3	0,1	0,0
Nordrhein-Westfalen	4,2	0,0	4,6	0,7	0,2	0,3
Rheinland-Pfalz	3,1	0,0	2,0	0,2	0,3	0,0
Saarland	0,3	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1
Sachsen	1,1	0,0	1,6	0,3	0,1	0,0
Sachsen-Anhalt	4,7	0,0	1,8	0,4	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	5,9	1,4	1,6	0,4	0,0	0,0
Thüringen	1,4	0,0	1,2	0,3	0,0	0,0
Summe	42,9	4,2	41,0	6,8	4,6	0,6

Quelle: Mittelfristprognose vom Leipziger Institut für Energie GmbH vom 14. November 2014

Tabelle 20: In den Systemanalysen für 2016/2017 angenommene installierte Leistung aus EE-Anlagen

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 auf der EEX Transparenzplattform veröffentlichten Daten ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen wird in Abschnitt 1.3.3 beschrieben.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2016/2017 angenommen, dass 5,4 GW an Kraftwerksleistung in der *Region Süd* nicht verfügbar ist und 4,8 GW in der *Region Nord*. Die *Region Süd* umfasst Österreich und 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 *Region Süd*.

Die Änderungen der nicht verfügbaren Leistung gegenüber dem Jahr 2015/2016 kommen zustande, weil eine höhere Anzahl Kraftwerke berücksichtigt wurde: In 2015/2016 wurden nur Kraftwerke oberhalb der 110 kV-Ebene bei der Bestimmung von Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt. In 2016/2017 und 2019/2020 wurden auch die Kraftwerke auf den unterlagerten Spannungsebenen berücksichtigt, wodurch sich eine höhere Grundgesamtheit an Kraftwerken und damit auch mehr Nichtverfügbarkeiten als im Jahr 2016/2017 ergeben.

Die Gesamtmenge an nicht verfügbarer Kraftwerksleistung in den beiden Regionen wird auf die einzelnen Primärenergietypen (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukten, Pumpspeicher und Speicherwasser) verteilt. Auf Basis dieser Verteilung ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber blockscharf eine Kombination an Kraftwerken in den beiden Regionen, die in den jeweiligen Netznutzungsfällen als nicht verfügbar angenommen werden.

Die Kraftwerkskombination, die für das Jahr 2016/2017 als nicht verfügbar angenommen wurde, ist in den nachfolgenden Tabellen angegeben.

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland

	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
P&L Werk Jülich	Kessel 5	22,1	Vollausfall	Braunkohle
Thyrow	GT A	36,5	Vollausfall	Erdgas
Emden Gas		50	Vollausfall	Erdgas
HKW Chemnitz Nord II	Block C	64	Vollausfall	Braunkohle
GT Stadtwerke Düsseldorf	Block E GTE1	66,7	Vollausfall	Erdgas
HKW Karlstraße		67	Vollausfall	Erdgas
KW Mittelsbüren	GT 3	80	Vollausfall	Mineralölprodukte
Frechen/Wachtberg		113	Vollausfall	Braunkohle
Lichterfelde	Lichterfelde 1	115	Vollausfall	Erdgas
HKW Dresden	Nossener Brücke	115	Teilausfall	Erdgas
GKL Hannover	GKL	135	Vollausfall	Erdgas
KW Lünen	Lünen 6	149	Vollausfall	Steinkohle
Koepchenwerk	Koepchenwerk	153	Vollausfall	Pumpspeicher
Markersbach	PSS F	174,2	Vollausfall	Pumpspeicher
KW Mittelsbüren	GuD MiBÜ	200	Teilausfall	Erdgas
Farge	Farge	230	Vollausfall	Steinkohle
Reuter West	Reuter West E	247,5	Vollausfall	Steinkohle
Knapsack Gas	GT 12	260	Vollausfall	Erdgas
Buschhaus	Block D	352	Vollausfall	Braunkohle
Emsland	Block B0	359	Vollausfall	Erdgas
KW Jänschwalde	Block A	465	Vollausfall	Braunkohle
Weisweiler	Block H	592	Vollausfall	Braunkohle
Moorburg	Block B	760	Vollausfall	Steinkohle
Summe		4806		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in den untersuchten Netznutzungsfällen 2016/2017

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Restmüll Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT15	45	Vollausfall	Steinkohle
Leitzach 2	Block 2	49,8	Vollausfall	Pumpspeicher
Säckingen	Block 1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
Vianden	M 5	100	Vollausfall	Pumpspeicher
Lünerseewerk	Maschine 1 bis 5	116	Vollausfall	Pumpspeicher
Rheinhafen Dampfkraftwerk	RDK 4 GT + DT	353	Vollausfall	Erdgas
Ulrich Hartmann (Irsching)	Block 4	545	Vollausfall	Erdgas
Weiher	Block C	656	Vollausfall	Steinkohle
KK Philippsburg	Block 2	1402	Vollausfall	Kernenergie
Summe		3356,8		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 22: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2016/2017

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Schwechat	Schwechat-Raffinerie	35	Teilausfall	Mineralölprodukte
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1a	100	Vollausfall	Erdgas
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1b	114	Vollausfall	Erdgas
GDK-Mellach	GDK-Mellach Linie 20	120	Teilausfall	Erdgas
Roßhag	Roßhag 1-4	120	Teilausfall	Pumpspeicher
Malta-Oberstufe	Malta-Oberstufe	120	Vollausfall	Pumpspeicher
Gerlos 2	Gerlos II	135	Vollausfall	Speicherwasser
Kraftwerk Dürnrohr	Dürnrohr Block 2	160	Teilausfall	Steinkohle
Häusling	Häusling 11 & 12	360	Vollausfall	Pumpspeicher
KW Simmering	Simmering 1	836	Vollausfall	Erdgas
Summe		2100		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 23: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2016/2017

4.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Für das Jahr 2016/2017 sind noch weitere Netzverstärkungsmaßnahmen geplant, die bis zum Beginn des Betrachtungszeitraums 2016/2017 umgesetzt werden sollen. Abbildung 15 zeigt die Netzverstärkungsmaßnahmen, die im Netz von 2016/2017 zusätzlich zu den Netzverstärkungsmaßnahmen von 2015/2016²⁶ berücksichtigt werden.

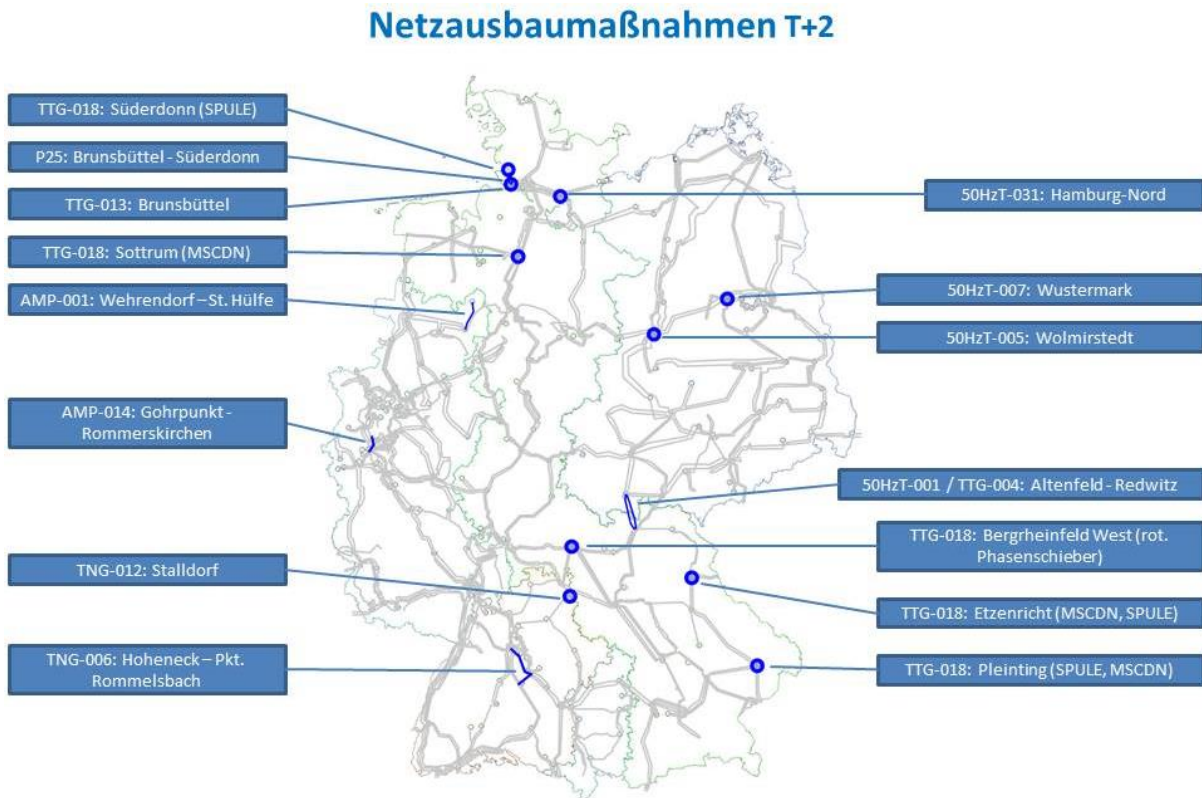


Abbildung 15: Übersicht über das angenommene Übertragungsnetz in 2016/2017

Durch Erweiterungen der bestehenden Netzinfrastruktur sind bestimmte Netzbetriebsmittel in 2016/2017 temporär nicht verfügbar. Die Annahmen in der Systemanalyse zu nichtverfügbaren Netzbetriebsmitteln werden in Tabelle 24 zusammengefasst.

Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln

Name	Stromkreis
Hesseln-Gütersloh	Halle West (Gütersloh-Hesseln) aus
Rommerskirchen-Sechtem	Godorf West aus
Hamm/Uentrop-Kruckel	Haarstrang Ost aus
Pkt. Metternich-Niederstedem	Kondelwald aus

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in 2016/2017

²⁶ Vgl. Abschnitt IC3.1.5.

4.1.6 Annahmen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie

Die Ein- und Ausfuhr von Elektrizität, die den berechneten Szenarien zugrunde liegen, sind ebenso wie die innerdeutsche Nachfrage- und Erzeugungsprognose Ergebnis einer europäischen Marktsimulation. Im Starklast-Starkwind-Szenario ergeben sich – bedingt durch den preisdämpfenden Effekt der Windenergieeinspeisung – sowohl hohe innerdeutsche Transporte als auch hohe Ausfuhr insbesondere nach Österreich. Die dadurch auftretenden Nord-Süd-Lastflüsse führen zu einer hohen Belastung des Übertragungsnetzes, der durch Redispatch entgegengewirkt werden muss. Die vergleichsweise niedrigen Erzeugungsgrenzkosten in Westeuropa führen zudem zu einem Erzeugungsüberschuss in Westeuropa. Daraus resultieren erhöhte Transportanforderungen an das europäische Verbundnetz von Westen nach Süden und Osten.

Im Starklast-Dunkelflaute-Szenario stellen sich im Wesentlichen hohe Ausfuhr nach Frankreich ein, während an den Grenzen zu Skandinavien, der Schweiz sowie Polen und Tschechien hohe Einfuhr zu verzeichnen sind. Insbesondere die Importe aus der Schweiz wirken entlastend auf das deutsche Übertragungsnetz. Bedingt durch die verhältnismäßig gleichmäßig über Deutschland verteilte Erzeugung ist das Übertragungsnetz zwar hoch belastet aber nicht so weit überlastet, dass der Einsatz von Reservekraftwerken notwendig wäre.

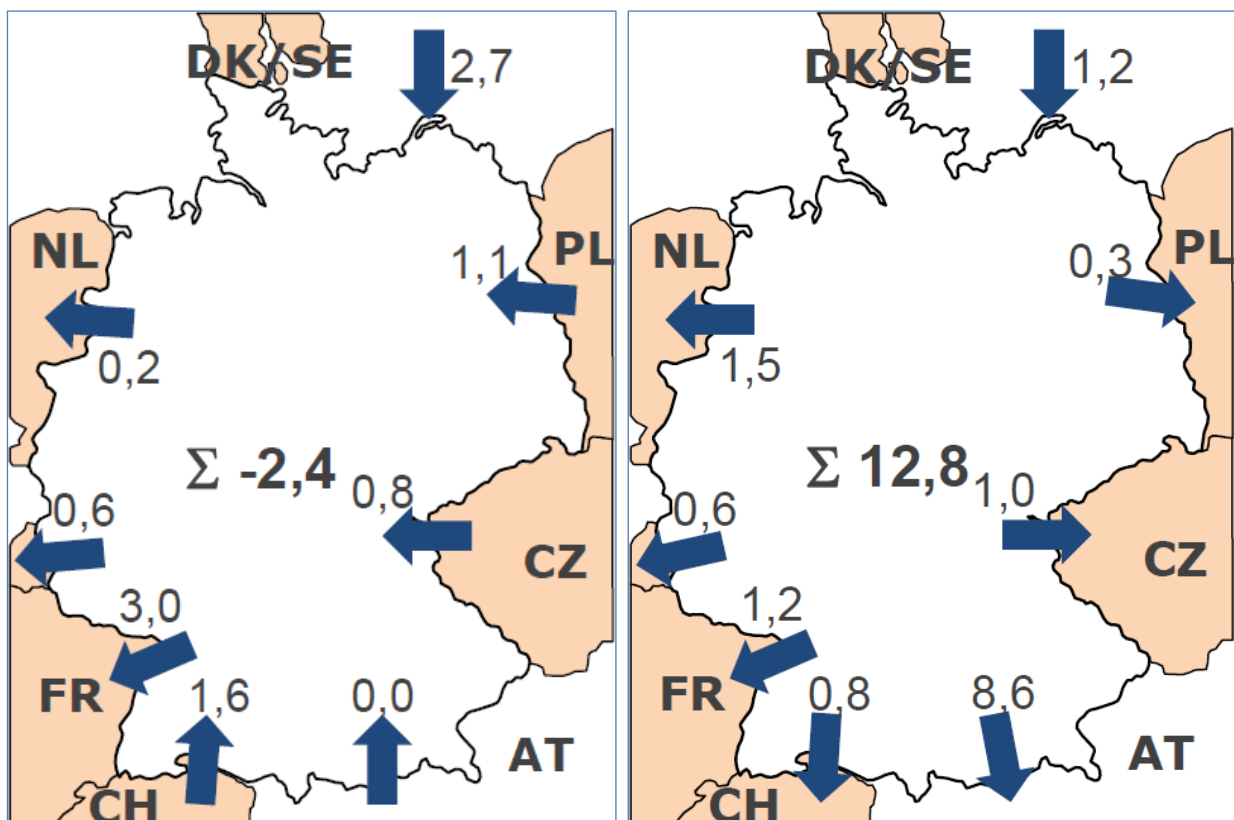


Abbildung 16: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Flaute (links) und Starkwind (rechts) in 2016/2017 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Im Starkwindfall stellt sich dabei ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 12,8 GW ein, wohingegen im Fall ohne Windenergieeinspeisung ein Außenhandelsdefizit von 2,4 GW vorliegt. Das Entstehen eines Handelsdefizits ist dabei kein Anzeichen für mangelnde Erzeugungseinheiten zur Lastdeckung in Deutschland. Vielmehr bildet es einen europäischen Kraftwerkseinsatz ab, der nach ökonomischen Gesichtspunkten optimiert ist, sodass verglichen mit dem deutschen Kraftwerkspark günstigere Erzeugung im Ausland zur

Deckung der Last beiträgt. Die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks in der Marktsimulation liegen in dem Fall in Deutschland bei 86 €/MWh. Dieser Preis liegt noch unter den Erzeugungskosten der teuersten Kraftwerke. Bedingt durch den europäischen Binnenmarkt stellt sich in nahezu allen Nachbarländern Preisgleichheit ein. Es zeigt sich, dass die Grenzkuppelkapazitäten in der Situation optimal ausgenutzt werden. Einzig Frankreich und Belgien sind von einem Erzeugungsdefizit geprägt und verfügen nicht über ausreichende Grenzkuppelkapazitäten, um ihre Last in der Marktsimulation zu decken, sodass dort höhere Preise entstehen.

4.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2016/2017

Das erste relevante Berechnungsergebnis stellt das Ergebnis der Marktsimulation (vgl. Abschnitt 1.5) dar. Basierend auf dem verfügbaren Kraftwerkspark, den Annahmen zur Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie der Nachfrage nach elektrischer Energie stellt sich ein Kraftwerkseinsatz ein.

Marktsimulationsergebnisse

	Starkwind	Dunkelflaute
Last (exkl. Höchstspannungs-Netzverluste)	86,0 GW	86,0 GW
Summe Einspeisung konv. Kraftwerke in DE	53,1 GW	77,7 GW
davon Einsatz PSW	0,7 GW (gen.)	5,8 GW (gen.)
Summe EE-Erzeugung	47,4 GW	7,2 GW
davon Windeinspeisung (on-/offshore)	36,4 GW / 3,8 GW	0,0 GW / 0,0 GW
Summe konv. Kraftwerke + EE-Erzeugung	100,5 GW	84,9 GW
Handelssaldo	12,8 GW (Ausfuhren)	-2,4 GW (Einfuhren)
Höchstspannungs-Netzverluste	1,7 GW	1,3 GW
Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	8,2 GW	8,2 GW
davon Norddeutschland	4,8 GW	4,8 GW
davon Süddeutschland	3,4 GW	3,4 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 25: Ergebnisse der Marktsimulation für 2016/2017

Die in Tabelle 15 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation werden anschließend in das Netzmodell eingespeist und eine Lastflussberechnung wird durchgeführt. Aufgrund des auch weiterhin als verzögert angenommenen Netzausbaus und dadurch nicht ausreichender 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. Zu den regelmäßig hoch ausgelasteten oder vor Redispatch überlasteten Leitungen zählen insbesondere die südlichen Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen der 50Hertz Transmission GmbH und der TenneT TSO GmbH. Darüber hinaus kommt es wegen des erheblichen Erzeugungsüberschusses in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH bei Starkwind regelmäßig zu unzulässig hohen Lastflüssen auf den Grenzkuppelleitungen nach Polen. Diese Lastflüsse stellen eine Gefährdung für den sicheren Systembetrieb in Polen dar.

Um auch im Starklast-/Starkwindfall das Übertragungsnetz (n-1)-sicher zu betreiben, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt

befindlichen Erzeugungsanlagen in Höhe von 14 GW als auch auf die Leistung zusätzlicher Reservekraftwerke zurückgegriffen werden. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt bis zu 7,7 GW. Aufgrund der geringeren Wirksamkeit von Kraftwerken im Süden auf die überlasteten Kuppelleitungen zwischen Deutschland und Polen wäre der Reservebedarf geringer, wenn Redispatch mit polnischen Kraftwerken durchgeführt würde. In diesem Fall verringert sich der Bedarf auf 6,6 GW. Der Starklast-/Starkwindfall bestimmt die Höhe der zu beschaffenden Netzreserve, da der hier ermittelte Reservebedarf höher ausfällt, als in jedem anderen betrachteten Netznutzungsfall.

4.3 Reservebedarf 2016/2017

Für das Jahr 2016/2017 identifiziert die Bundesnetzagentur einen Reservebedarf in Höhe von 6600 bis 7700 MW für den Fall, dass die Südwestkuppelleitung bis zum 1. Oktober 2016 in Betrieb genommen werden kann. Sollte die Südwestkuppelleitung nicht bis zum 1. Oktober 2016 in Betrieb genommen werden können, würde der Reservebedarf zwischen 6700 und 8200 MW betragen. Die Höhe des zu kontrahierenden Reservebedarfs richtet sich nach dem Standort der neu zu kontrahierenden Reservekraftwerke.

Die Bundesnetzagentur hat die Eingangsparameter und die von den Übertragungsnetzbetreibern angewandte Methodik und die Modellierungsergebnisse plausibilisiert. Hierbei hat die Bundesnetzagentur zunächst nachvollzogen, in wie weit die vorher abgestimmten Eingangsparameter in den Simulationen abgebildet wurden. 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 betrachtet. 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.

Für den Winter 2016/2017 wurde auf Basis dieser Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber hierbei explizit der Starklast-Starkwindfall als der bedarfsdimensionierende Netznutzungsfall herausgearbeitet. Diesem gegenüber ist der Fall der Starklast-Dunkelflaute alleine mittels topologischer Maßnahmen, also schaltmaßnahmen im Netz, sowie Redispatch mit am Markt agierenden Kraftwerken beherrschbar (vgl. Tabelle 26).

Vergleich der Synthetischen Netznutzungsfälle

	Starklast / Starkwind		Starklast / Dunkelflaute
	Redispatch mit Kraftwerken im südlichen Ausland	Redispatch mit polnischen Kraftwerken	
	mit Südwestkuppelleitung		
Einsatz Netzreservekraftwerke in DE [GW]	3,5	3,4	0
Bedarf an Netzreserve aus dem Ausland [GW]	4,2	3,2	0
Summe [GW]	7,7	6,6	0
	ohne Südwestkuppelleitung		
Einsatz Netzreservekraftwerke in DE [GW]	3,5	3,4	0
Bedarf an Netzreserve aus dem Ausland [GW]	4,7	3,3	0
Summe [GW]	8,2	6,7	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 26: Übersicht über den Reservebedarfs in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2016/2017

Im Folgenden werden die Merkmale des bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfalls beschrieben und erläutert, aus welchem Grunde gerade in diesem Netznutzungsfall ein besonders hoher Bedarf an Reserveleistung besteht.

Der Starklast- /Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 87,7 GW. Ferner enthält dieses Szenario eine sehr große Exportleistung in Höhe von 12,8 GW und eine sehr hohe Einspeisung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dunkelheit in den Abendstunden keine Leistung aus PV-Anlagen eingespeist.

Der Starklast- /Starkwindfall führt aus folgenden Gründen zu einem besonders hohen Bedarf an Reserveleistung: Die hohe Windeinspeisung in Norddeutschland führt zu niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt. Dadurch speisen viele konventionelle Gas- und Kohlekraftwerke insbesondere in Süddeutschland und in den südlichen Nachbarländern Deutschlands aufgrund zu hoher Grenzkosten nicht marktgetrieben ein. Ebenfalls führen die niedrigen Strompreise am Großhandelsmarkt zu sehr hohen Energieexporten in das europäische Ausland. Durch den hohen Export 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. Darüber hinaus kommt es wegen des erheblichen Erzeugungsüberschusses in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH bei Starkwind regelmäßig zu unzulässig hohen Lastflüssen auf

den Grenzkuppelleitungen nach Polen. Diese Lastflüsse stellen eine Gefährdung für den sicheren Systembetrieb in Polen dar. Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben entsprechend des sehr hohen Transportbedarfs für bestimmte Leitungen sehr hohe, unzulässige Auslastungen (vgl. Abbildung 17).

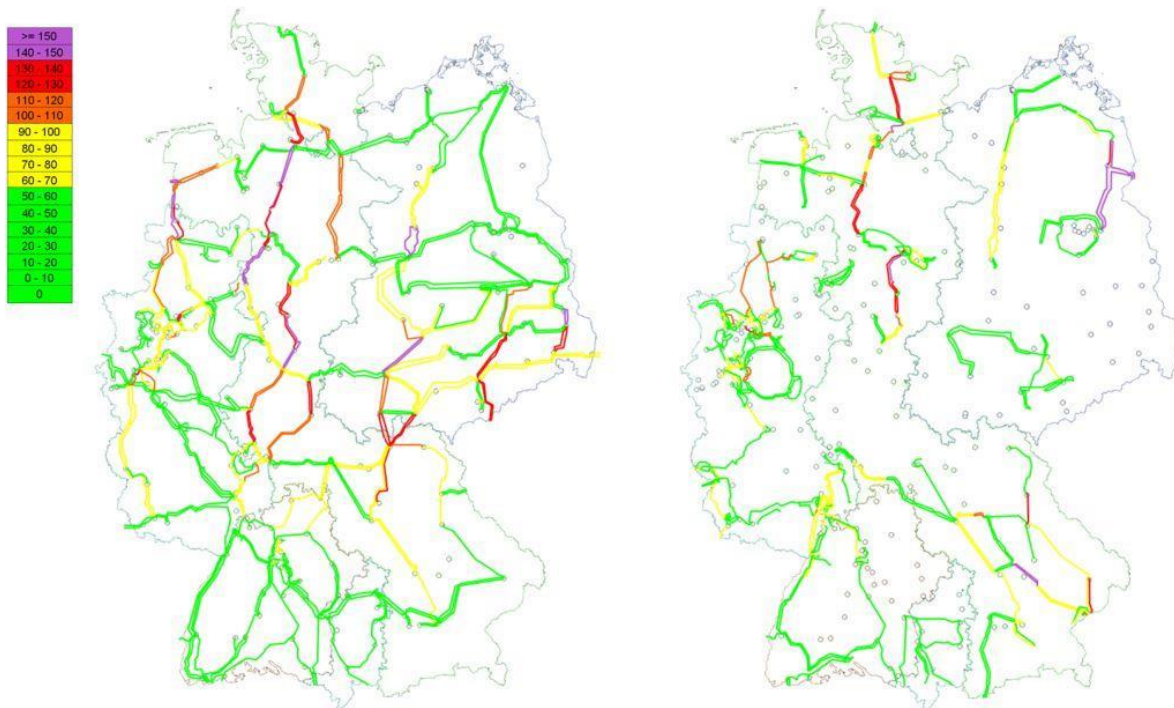


Abbildung 17: Leitungsauslastungen vor Gegenmaßnahmen in 2016/2017 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die umfangreichen Gegenmaßnahmen, für den als bedarfsdimensionierend festgestellten Starklast-Starkwind-Falles 2015/2016, bestehen aus Redispatch mit konventionellen Kraftwerken, sowie der Abregelung von Windenergieanlagen in einem erheblichen Umfang. Die Gesamtsumme des negativen Redispatch (konventionelle und EE-Erzeugung) beträgt dabei 21,1 bis 22,2 GW, abhängig vom Standort der hochfahrenden Redispatchkraftwerke. Werden Reservekraftwerke im südlichen Ausland hochgefahren, ergibt sich wegen der geringeren Wirksamkeit der höhere Wert. Wenn ein Teil der Redispatchleistung aus polnischen Kraftwerken bereitgestellt werden kann, ist der geringere Wert ausreichend. Da aus am Markt agierenden Kraftwerken lediglich ein Redispatchpotential von 14,0-14,4 GW²⁷ zur Verfügung steht, muss Redispatch zunächst mit deutschen und in der weiteren Abfolge auch mit ausländischen Reservekraftwerken vorgenommen werden. Der Bedarf an deutscher Netzreserveleistung beträgt dabei zwischen 3,4 und 3,5 GW. Bei Redispatch mit Reservekraftwerken im südlichen Ausland ergibt sich ein zusätzlicher Bedarf an ausländischer Netzreserve in Höhe von 4,2 GW. Kann ein Teil des Redispatch in Höhe von 500 MW mit polnischen Kraftwerken realisiert werden, sinkt der Bedarf an ausländischen Reservekraftwerken auf 3,2 GW.

²⁷ Die Höhe des zur Verfügung stehenden deutschen Redispatchpotentials richtet sich auch danach, ob an welchen Standorten Kraftwerke hochgefahren werden können. Kann ein Teil der Netzreserveleistung in Höhe von 500 MW aus polnischen Kraftwerken bereitgestellt werden, führt das zu einer Veränderung der Lastflüsse, wodurch zusätzliche am Markt agierende Kraftwerke in Deutschland zum Redispatch eingesetzt werden können, die andernfalls aufgrund lokaler Netzüberlastungen nicht zum Redispatch hätten eingesetzt werden können.

Durch den Einsatz von den oben beschriebenen Gegenmaßnahmen können die Leitungsauslastungen auf den relevanten Leitungen auf zulässige Werte gebracht werden. Die resultierenden Leitungsauslastungen im Fall von Redispatch mit Kraftwerken aus dem südlichen Ausland werden in Abbildung 18 dargestellt. Die resultierenden Leitungsauslastungen für den Fall, dass 500 MW an Netzreserveleistung in Polen und der Rest im südlichen Ausland kontrahiert werden kann, zeigt Abbildung 19.

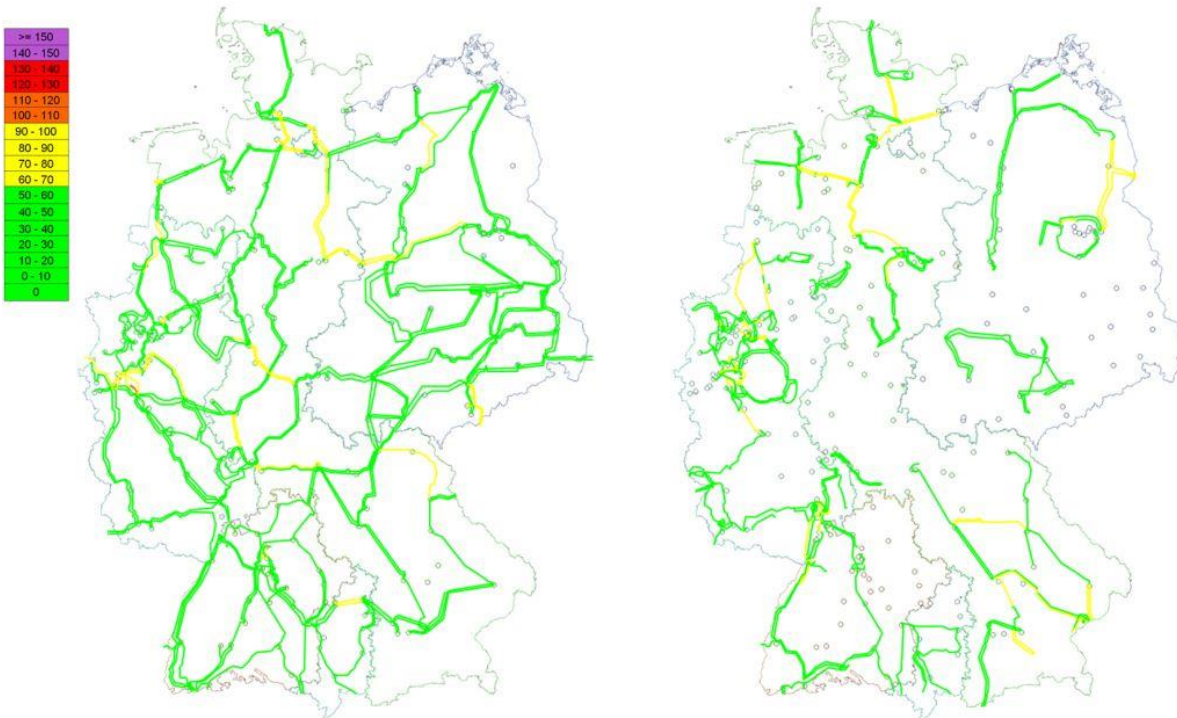


Abbildung 18: Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen im Fall von Redispatch mit dem südlichen Ausland (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

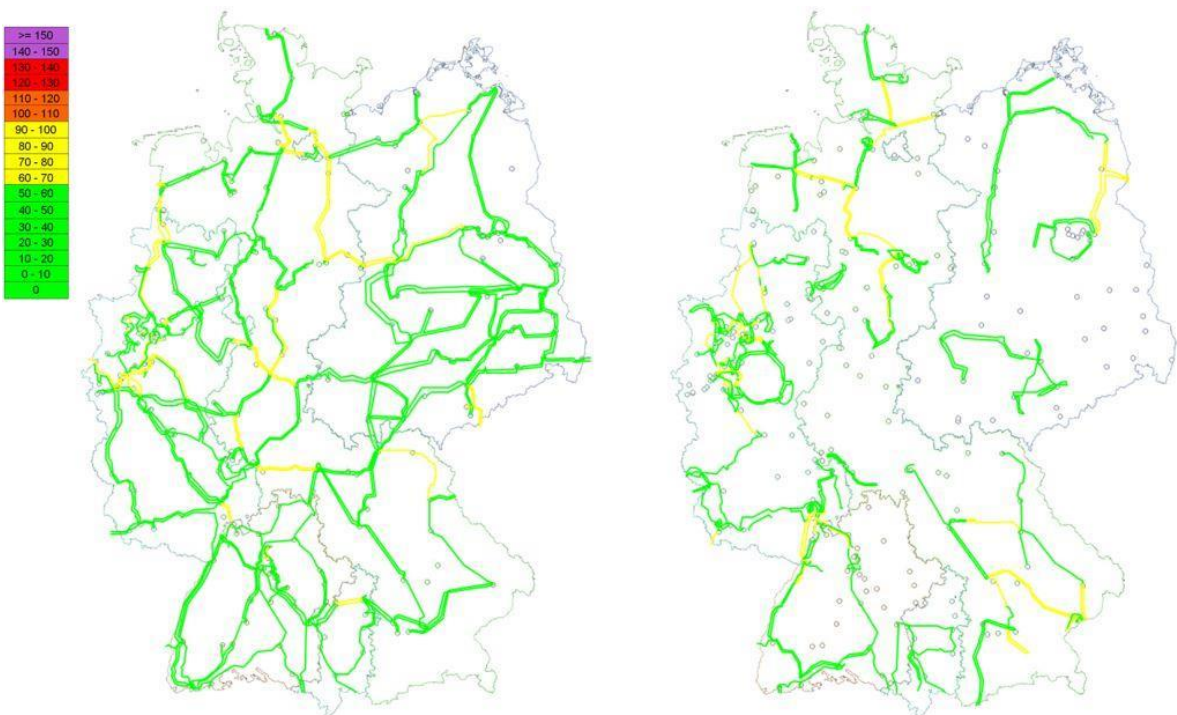


Abbildung 19: Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen im Fall von Redispatch mit polnischen Kraftwerken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

4.3.1 Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve wird zunächst aus bereits vertraglich oder gemäß gesetzlicher Regelungen gebundenen Kraftwerken gedeckt. Für das Jahr 2016/2017 sind davon die folgenden Kraftwerke umfasst:

Reservekraftwerke 2016/2017

	Kraftwerk	Nettoengpassleistung [MW]
E.ON Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
E.ON Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415
E.ON Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	386 ²⁸
E.ON Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386 ²⁸
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2	324
EnBW AG Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	262
EnBW Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
EnBW AG Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125
EnBW AG Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125
EnBW Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
EnBW AG Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85
EnBW AG Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77
zusätzlich angenommene Reserveleistung in Süd-DE		823
Summe		3874

Tabelle 27: Reservekraftwerke 2016/2017 gemäß Stilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur

4.3.2 Noch zu kontrahierende Kraftwerke

Aufgrund regionaler netztechnischer Engpässe können die Kraftwerke Ingolstadt nicht vollständig einspeisen. Somit muss die Summe der Nettoengpassleistung an bereits gebundenen Kraftwerken von in Tabelle 27 dargestellten 3874 MW auf im Fall eines Redispatch mit Polen in Summe von 3402 MW und im Fall eines Redispatch mit Italien/Österreich auf eine Summe von 3488 MW angepasst werden.

Der ausgewiesene Bedarf an Netzreserve in Höhe von 6600 MW im Fall eines Redispatch mit Polen bis 7700 MW im Fall eines Redispatch mit Italien/Österreich für den Winter 2016/2017 wird durch die bereits

²⁸Die Reservekraftwerke können hier aufgrund netztechnischer Engpässe im Fall eines Redispatch mit Italien/Österreich lediglich mit einer Nettoengpassleistung von in Summe von 386 MW einspeisen und im Fall eines Redispatch mit Polen in Summe von 300 MW einspeisen.

kontrahierten Kraftwerke für den Winter 2016/2017 mit einer Reservekraftwerksleistung 3402 MW (PL Redispatch) bzw. von 3488 MW (IT/AT Redispatch) teilweise gedeckt.

Der Differenzbetrag im Falle eines Redispatch mit Polen in Höhe von 3198 MW, bzw. im Falle eines Redispatch mit Italien und Österreich in Höhe von 4212 MW muss in einem Interessenbekundungsverfahren nachkontrahiert werden.

Sollte die Südwestkuppelleitung nicht bis zum 1. Oktober 2016 in Betrieb genommen werden können, würde der Reservebedarf 6700 MW im Fall eines Redispatches mit Polen und bis zu 8200 MW im Fall eines Redispatches mit Italien und Österreich betragen. Somit ergäbe sich ein Differenzbetrag, nach Abzug bereits gebundener Kraftwerke, im Fall eines Redispatch mit Polen in Höhe von 3298 MW im Fall eines Redispatch mit Italien und Österreich in Höhe von 4712 MW und müsste spätestens entsprechend in der Reservebedarfsfeststellung 2016 nachkontrahiert werden.

Hinsichtlich des noch nicht vertraglich gesicherten Bedarfs veröffentlicht der jeweils betroffene Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 4 ResKV für seine Regelzone unverzüglich die konkreten Anforderungen an die erforderlichen Anlagen einschließlich eventueller Anforderungen an den Standort und die technischen Parameter. Gemäß § 4 Abs. 2 ResKV besteht bis zum 15. Mai 2015 sodann die Möglichkeit, Interessenbekundungen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern abzugeben. Die sich an die Interessenbekundung anschließenden Verhandlungen mit den Kraftwerksbetreibern werden von den Übertragungsnetzbetreibern geführt. Der Abschluss der entsprechenden Verträge erfolgt nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur.

Eine eventuell erforderliche Auswahlentscheidung der Übertragungsnetzbetreiber, mit welchen verfügbaren Kraftwerken der Reservebedarf zu decken ist, orientiert sich primär an der netztechnischen Eignung der Anlagen mit Blick auf die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (so auch § 2 Abs. 2 ResKV). Die technische Eignung bemisst sich insbesondere anhand der entlastenden Wirkung durch den Redispatch-Einsatz der jeweiligen Kraftwerke auf die bestehenden Leitungsüberlastungen (siehe auch § 3 Abs. 3 ResKV).

5. Netzreserve für 2019/2020

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2019/2020 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann.

5.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2019/2020

In der Systemanalyse 2015 wurden der Starkwind-Starklast-Fall und der Dunkelflaute-Starklastfall als potentiell kritischste Netznutzungsfälle identifiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern näher untersucht (vgl. Abschnitt 1.4). Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2019/2020 in diesen beiden Netznutzungsfällen zugrunde gelegt werden, werden im Folgenden beschrieben. Die Parametrierung von entsprechenden Szenarien basiert hierbei auf bereits vorhandenen Erfahrungen und Berechnungen.

5.1.1 Annahmen zur Netzlast

Im Folgenden werden die Lastannahmen beschrieben, die für das Jahr 2019/2020 in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen angenommen wurden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt wurden, wird in Abschnitt 1.3.5 beschrieben.

In beiden betrachteten Netznutzungsfällen wurde angenommen, dass Deutschland eine Last von 86 GW hat. Diese Last setzt sich aus der Nachfrage nach elektrischer Leistung durch Verbraucher sowie den Verlusten in den Verteilernetzen zusammen. Für die Verluste im Übertragungsnetz wurde angenommen, dass 1700 MW im Starkwind-Starklast-Fall und 1300 MW im Dunkelflaute-Starklast-Fall im deutschen Übertragungsnetz als Verluste auftreten. Die höheren Verluste im Übertragungsnetz im Starkwind-Starklast-Fall ergeben sich dadurch, dass in diesem Fall höhere Netzbelastungen auftreten.

Die Lasten, die im europäischen Ausland in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen in 2019/2020 angenommen wurden, sind in Tabelle 28 abgebildet. Die Lastannahmen basieren (soweit möglich) auf Annahmen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber. Im Vergleich zu 2015/2016 haben sich nur die Lastannahmen für Belgien und Frankreich geändert. Sie sind gegenüber 2015/2016 gestiegen.

Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Dunkelflaute / Starklast [MW]	Starkwind / Starklast [MW]
Belgien	15032	14623
Dänemark - Ost	2663	2491
Dänemark - West	3757	3502
Finnland	13626	11879
Frankreich	104959	86400
Irland	4438	4418
Italien	52558	49900
Luxemburg	848	819
Niederlande	18350	17650
Nordirland	1696	1672
Norwegen	22133	19156
Österreich	11794	11261
Polen	26672	26138
Portugal	7109	6877
Schweden	25101	21674
Schweiz	9408	9147
Slowakei	4043	3656
Slowenien	2264	2150
Spanien	42911	42750
Tschechien	11611	10669
Ungarn	6478	6119
Vereinigtes Königreich	54593	53540

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 28: Lastannahmen in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2019/2020

5.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

In den Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber wird für die Jahreslaufbetrachtung ein entsprechend parametrierter Kraftwerkspark zugrunde gelegt. Als relevante Parameter werden hierbei die technischen Daten, die Angaben zum Standort, die (Nicht-)Verfügbarkeit, Betriebsmodi und Betriebszeitraum in Bezug auf die jeweiligen Zeiträume des jeweiligen Kraftwerks einbezogen.

Die Daten zu den verfügbaren Kraftwerken mit blockscharfen Nettoengpassleistungen, inkl. bekannte Zubauten und Stilllegungen basieren auf der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Zusätzlich wurden Stilllegungsanzeigen, die den Übertragungsnetzbetreibern vorliegen, und detaillierte Angaben zu Brennstoffen, CO₂-Emission/Preisen, KWK, „Must-Run“-Bedingungen u.a. berücksichtigt.

Die Daten zum Kraftwerkspark Europa basieren hierbei auf den Angaben des aktuellen ENTSO-E SO&AF 2014, Szenario B. Zusätzlich wurden auch noch die Rückmeldungen einer Abfrage bei den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern für alle Zeithorizonte mitberücksichtigt. Ergänzend erfolgte ebenfalls eine Recherche und Abstimmung zu den Kraftwerken in angrenzenden Nachbarländern (z.B. NL, BE, FR, PL, CZ).

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

Für die Jahre 2019/2020 stellt sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken mit einer installierten Leistung von 94,2 GW, wie in der folgenden Tabelle aufgliedert, dar. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands wurden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland berücksichtigt. Hierbei wird neben der geografischen Zuordnung auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) Winter 2019/2020²⁹

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Erdgas	17912	6782	24694
Steinkohle	16325	8197	24523
Braunkohle	20505	4	20509
Pumpspeicher	5040	4266	9306
Kernenergie	4099	4008	8107
Sonstige	2570	440	3010
Mineralölprodukte	2118	594	2712
Abfall	869	425	1294
Summe im Markt			94155

Tabelle 29: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2019/2020

²⁹Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland.

5.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energieanlagen wird in Tabelle 30 beschrieben. Im Vergleich zu 2016/2017 sind vor allem Zuwächse im Bereich der Windenergie- und PV-Anlagen zu verzeichnen. Die installierte Windleistung steigt im Onshore-Bereich um 7,1 GW auf 49,8 GW. Im Offshore-Bereich steigt sie um 2 GW zwischen 2016/2017 und 2019/2020. Zuwächse bei den Onshore-Windenergieanlagen werden vor allem für Schleswig-Holstein (+1,3 GW), Niedersachsen (+1,1 GW) Mecklenburg-Vorpommern (+0,8 GW) und Nordrhein-Westfalen (+0,8 GW) prognostiziert. Die installierte PV-Leistung steigt um 5,9 GW auf 46,9 GW.

Installierte Leistung Erneuerbare- Energieanlagen in GW

Bundesland	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Baden-Württemberg	0,8	0,0	5,4	0,7	1,0	0,0
Bayern	1,7	0,0	12,1	1,3	2,8	0,1
Berlin	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	6,1	0,0	3,1	0,4	0,0	0,0
Bremen	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Hessen	1,3	0,0	1,9	0,2	0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	3,4	0,3	1,3	0,4	0,0	0,0
Niedersachsen	8,7	2,4	3,8	1,3	0,1	0,0
Nordrhein-Westfalen	4,2	0,0	4,6	0,7	0,2	0,3
Rheinland-Pfalz	3,1	0,0	2,0	0,2	0,3	0,0
Saarland	0,3	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1
Sachsen	1,1	0,0	1,6	0,3	0,1	0,0
Sachsen-Anhalt	4,7	0,0	1,8	0,4	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	5,9	1,4	1,6	0,4	0,0	0,0
Thüringen	1,4	0,0	1,2	0,3	0,0	0,0
Summe	42,9	4,2	41,0	6,8	4,6	0,6

Quelle: Mittelfristprognose vom Leipziger Institut für Energie GmbH vom 14. November 2014

Tabelle 30: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energieanlagen in 2019/2020

5.1.4 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 auf der EEX Transparenzplattform veröffentlichten Daten ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen wird in Abschnitt 1.3.3 beschrieben.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2019/2020 angenommen, dass 5,4 GW an Kraftwerksleistung in der *Region Süd* nicht verfügbar ist und 4,9 GW in der *Region Nord*. Die *Region Süd* umfasst Österreich und 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 *Region Süd*.

Die Änderungen der nicht verfügbaren Leistung gegenüber dem Jahr 2016/2017 kommen durch Kraftwerkszubauten und -stilllegungen zustande. Dadurch ändert sich auch die Zusammensetzung des Kraftwerksparks, was sich in den angenommenen Nichtverfügbarkeiten widerspiegelt.

Die Gesamtmenge an nicht verfügbarer Kraftwerksleistung in den beiden Regionen wird auf die einzelnen Primärenergietypen (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukten, Pumpspeicher und Speicherwasser) verteilt. Auf Basis dieser Verteilung ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber blockscharf eine Kombination an Kraftwerken in den beiden Regionen, die in den jeweiligen Netznutzungsfällen als nicht verfügbar angenommen werden.

Die Kraftwerkskombination, die für das Jahr 2019/2020 als nicht verfügbar angenommen wurde, ist in den nachfolgenden Tabellen angegeben.

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland

	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
P&L Werk Jülich	Kessel 5	22,1	Vollausfall	Braunkohle
Thyrow	GT A	36,5	Vollausfall	Erdgas
Ahrensfelde	GT A	37,5	Vollausfall	Erdgas
Thyrow	GT E	37,5	Vollausfall	Erdgas
Thyrow	GT F	37,5	Vollausfall	Erdgas
Emden Gas		50	Vollausfall	Erdgas
HKW Chemnitz Nord II	Block C	64	Vollausfall	Braunkohle
GT Stadtwerke Düsseldorf	Block E GTE1	66,7	Vollausfall	Erdgas
Heizkraftwerk Karlstraße		67	Vollausfall	Erdgas
KW Mittelsbüren	GT 3	80	Vollausfall	Mineralölprodukte
Frechen/Wachtberg		113	Vollausfall	Braunkohle
HKW Dresden	Nossener Brücke	115	Teilausfall	Erdgas
GKL Hannover	GKL	135	Teilausfall	Erdgas
KW Mittelsbüren	GuD MiBÜ	140,5	Teilausfall	Erdgas
KW Lünen	Lünen 6	149	Vollausfall	Steinkohle
Koepchenwerk	Koepchenwerk	153	Vollausfall	Pumpspeicher
Markersbach	PSS F	174,2	Vollausfall	Pumpspeicher
Reuter West	Reuter West E	247,5	Vollausfall	Steinkohle
Knapsack Gas	GT 12	260	Vollausfall	Erdgas
Farge	Farge	350	Vollausfall	Steinkohle
Buschhaus	Block D	352	Vollausfall	Braunkohle
Emsland	Block B0	359	Vollausfall	Erdgas
KW Jänschwalde	Block A	465	Vollausfall	Braunkohle
Weisweiler	Block H	592	Vollausfall	Braunkohle
Moorburg	Block B	760	Vollausfall	Steinkohle
Summe		4864		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 31: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2019/2020

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT 15	45	Vollausfall	Steinkohle
Leitzach 2	Block 2	49,8	Vollausfall	Pumpspeicher
GTKW Darmstadt		57	Teilausfall	Erdgas
Säckingen	Block 1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
Vianden	M 5	100	Vollausfall	Pumpspeicher
Rheinhafen Dampfkraftwerk	RDK 4S	118	Vollausfall	Erdgas
Lünerseewerk	Maschine 1 bis 5	124	Teilausfall	Pumpspeicher
Rheinhafen Dampfkraftwerk	RDK 4a DT	235	Vollausfall	Erdgas
Ulrich Hartmann (Irsching)	Block 4	545	Vollausfall	Erdgas
Weiherr	Block C	656	Vollausfall	Steinkohle
Gemeinschaftskraftwerk Neckarwestheim II	GKN II	1310	Vollausfall	Kernenergie
Summe		3329,8		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 32: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2019/2020

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Schwechat	Schwechat-Raffinerie	35	Teilausfall	Mineralölprodukte
GDK-Mellach	GDK-Mellach Linie 20	56	Teilausfall	Erdgas
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1a	100	Vollausfall	Erdgas
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1b	114	Vollausfall	Erdgas
Roßhag	Roßhag 1-4	120	Teilausfall	Pumpspeicher
Malta-Oberstufe	Malta-Oberstufe	120	Vollausfall	Pumpspeicher
Gerlos 2	Gerlos II	135	Vollausfall	Speicherwasser
Kraftwerk Dürnrohr	Dürnrohr Block 2	160	Teilausfall	Steinkohle
Häusling	Häusling 11 & 12	360	Vollausfall	Pumpspeicher
KW Simmering	Simmering 1	836	Vollausfall	Erdgas
Summe		2036		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 33: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2019/2020

5.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Für das Jahr 2019/2020 sind noch weitere Netzverstärkungsmaßnahmen geplant, die bis zum Beginn des Betrachtungszeitraums 2019/2020 umgesetzt werden sollen. Abbildung 20 zeigt, welche Streckenmaßnahmen im Netz von 2019/2020 zusätzlich zu den Netzverstärkungsmaßnahmen von 2016/2017³⁰ berücksichtigt werden. Abbildung 21 zeigt die Punktmaßnahmen³¹, wie den Zubau von Blindleistungskompensationsanlagen, die im Netz von 2019/2020 im Vergleich zum Netz von 2016/2017 berücksichtigt wurden.

Durch Erweiterungen der bestehenden Netzinfrastruktur sind bestimmte Netzbetriebsmittel in 2019/2020 temporär nicht verfügbar. Die Annahmen in der Systemanalyse zu nichtverfügbaren Netzbetriebsmitteln werden in Tabelle 34 zusammengefasst.

³⁰ Vgl. Abschnitt IC4.1.5

³¹ Punktmaßnahmen sind im Gegensatz zu Leitungsbaumaßnahmen punktuelle Netzverstärkungsmaßnahmen wie den Bau oder Umbau von Schaltanlagen, Transformatoren oder Blindleistungskompensationsanlagen.

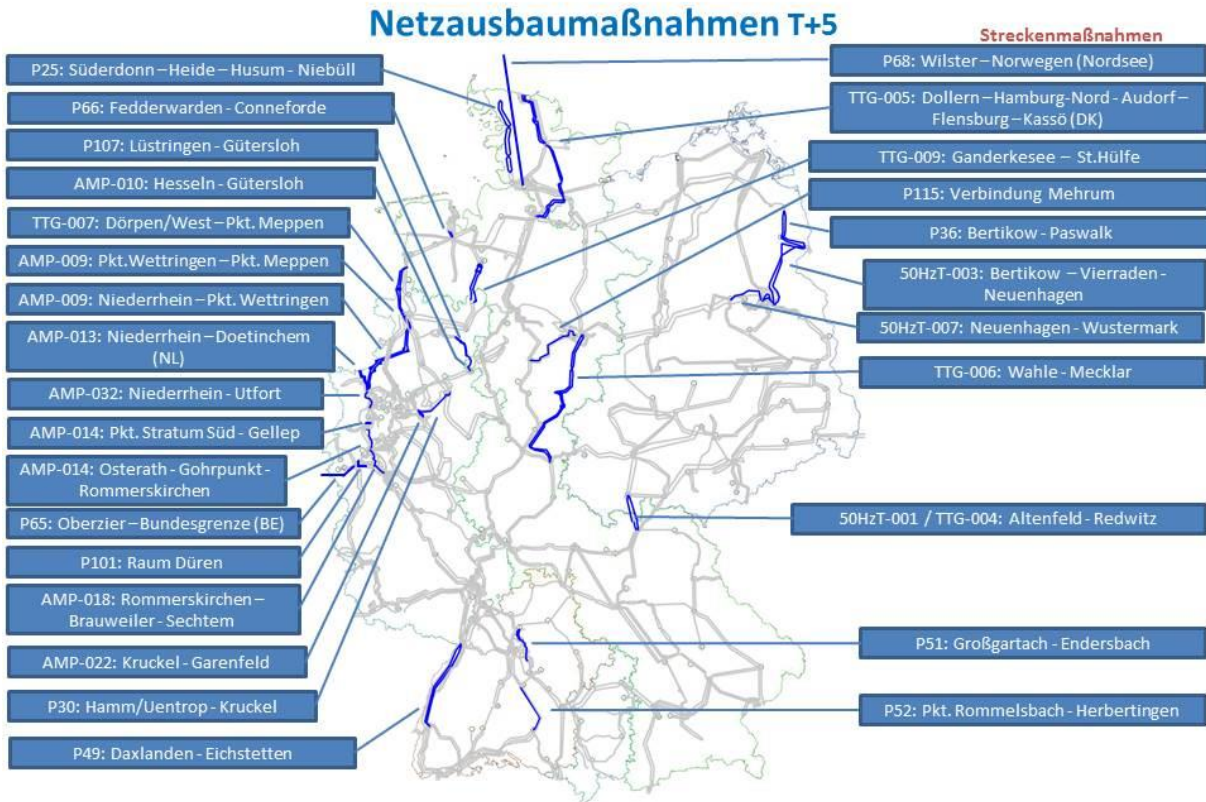


Abbildung 20: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2019/2020 (Streckenmaßnahmen) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

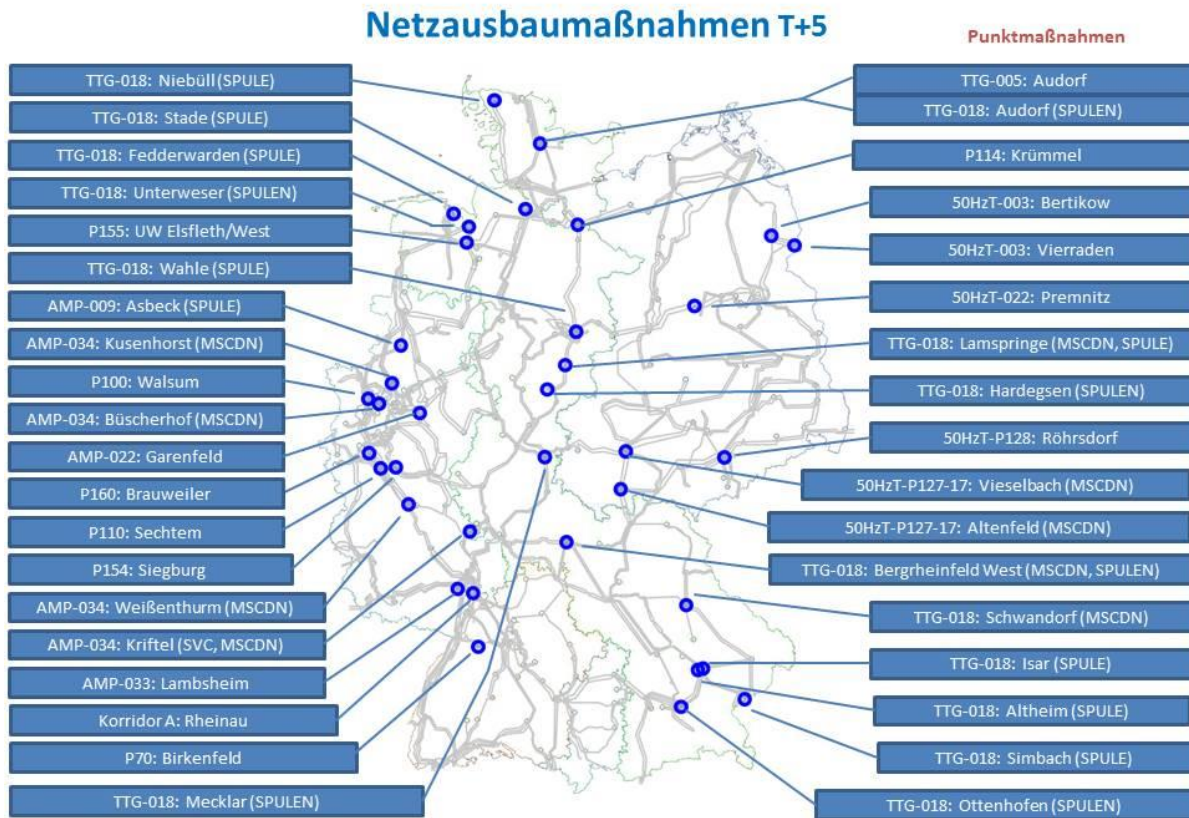


Abbildung 21: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2019/2020 (Punktmaßnahmen) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln

Name	Stromkreis
Lüstringen-Hesseln	Halle West (Lüstringen-Hesseln) aus
Wehrendorf-Lüstringen	Bohmte West/ Ost aus
Pkt. Metternich-Niederstedem	Kondelwald aus
Pkt. Rommelsbach-Herbertingen	Herbertingen West aus
Vöhringen-Pkt. Füssen/ Bundesgrenze (AT)	Dellmensingen Ost aus

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 34: Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln in 2019/2020

5.1.6 Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze

Da das Ergebnis der auf Seite 23 beschriebenen Europäischen Prozesse zur Gebotszonengestaltung zurzeit noch nicht abgesehen werden kann, werden für das Jahr 2019/2020 zwei Szenarien betrachtet: Ein Szenario unterstellt, dass keine Änderung der Gebotszonengestaltung vorgenommen wird. Das zweite Szenario unterstellt, dass eine Aufteilung der deutsch-österreichischen Gebotszone in eine deutsche und eine österreichische Gebotszone vorgenommen wird und ein Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze etabliert wird.

Bei der Bestimmung des Reservebedarfs für den Fall der Einführung eines Engpassmanagements wurde unterstellt, dass im bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfall eine Netztransferkapazität (NTC) von 5,7 GW an der deutsch-österreichischen Grenze besteht. Diese NTC-Höhe stellt eine Arbeitshypothese der ÜNB für den bedarfsdimensionierenden Fall dar, die auch für die Marktmodellierungen herangezogen wird. Eine vergleichbare Arbeitshypothese wird auch für die Netzberechnungen des Netzentwicklungsplans benutzt. Die Anwendung dieser Arbeitshypothese ist insofern sinnvoll, weil sowohl das innerdeutsche Netz als auch die grenzüberschreitenden Leitungen auf die Zurverfügungstellung dieser Transportleistung hin optimiert werden. Das langfristig zur Verfügung stehende Netz wird daher über diesen Leistungswert nicht hinausgehen. Die Zugrundelegung dieses Zielwertes des NEP für 2025 macht keine Aussage dazu, wie hoch der NTC bei einer tatsächlichen Engpasseinführung in 2019 wäre. Bei einer realen Engpasseinführung würde ein Verfahren zur Kapazitätsberechnung (zum Beispiel das lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsverfahren) eingeführt, mit dem der NTC in den einzelnen Stunden auf Basis der jeweiligen Netzsituation bestimmt werden würde.

5.1.7 Annahmen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie

Wie bereits vorher erwähnt 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 2019 bereits starke Nord-Süd-Flüsse innerhalb Deutschlands. Ohne die Berücksichtigung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze ergeben sich im Starklast-Starkwind-Szenario – bedingt durch den preisdämpfenden Effekt der Windenergieeinspeisung – sehr hohe Ausfuhren insbesondere nach Österreich. Die dadurch auftretenden Nord-Süd-Lastflüsse führen zu einer hohen Belastung des Übertragungsnetzes, der durch Redispatch entgegengewirkt werden muss. Die vergleichsweise niedrigen Erzeugungsgrenzkosten in Westeuropa führen zudem zu einem Erzeugungsüberschuss in Westeuropa. Daraus resultieren erhöhte Transportanforderungen an das europäische Verbundnetz von Westen nach Süden und Osten.

Im Starklast-Dunkelflaute-Szenario stellen sich im Wesentlichen hohe Ausfuhren nach Frankreich und Belgien ein, während an den Grenzen zu Skandinavien, der Schweiz sowie Polen und Tschechien hohe Einfuhren zu verzeichnen sind. Insbesondere die Importe aus der Schweiz wirken entlastend auf das deutsche Übertragungsnetz. Bedingt durch die verhältnismäßig gleichmäßig über Deutschland verteilte Erzeugung ist das Übertragungsnetz zwar hoch belastet aber nicht so weit überlastet, dass der Einsatz von Reservekraftwerken notwendig wäre.

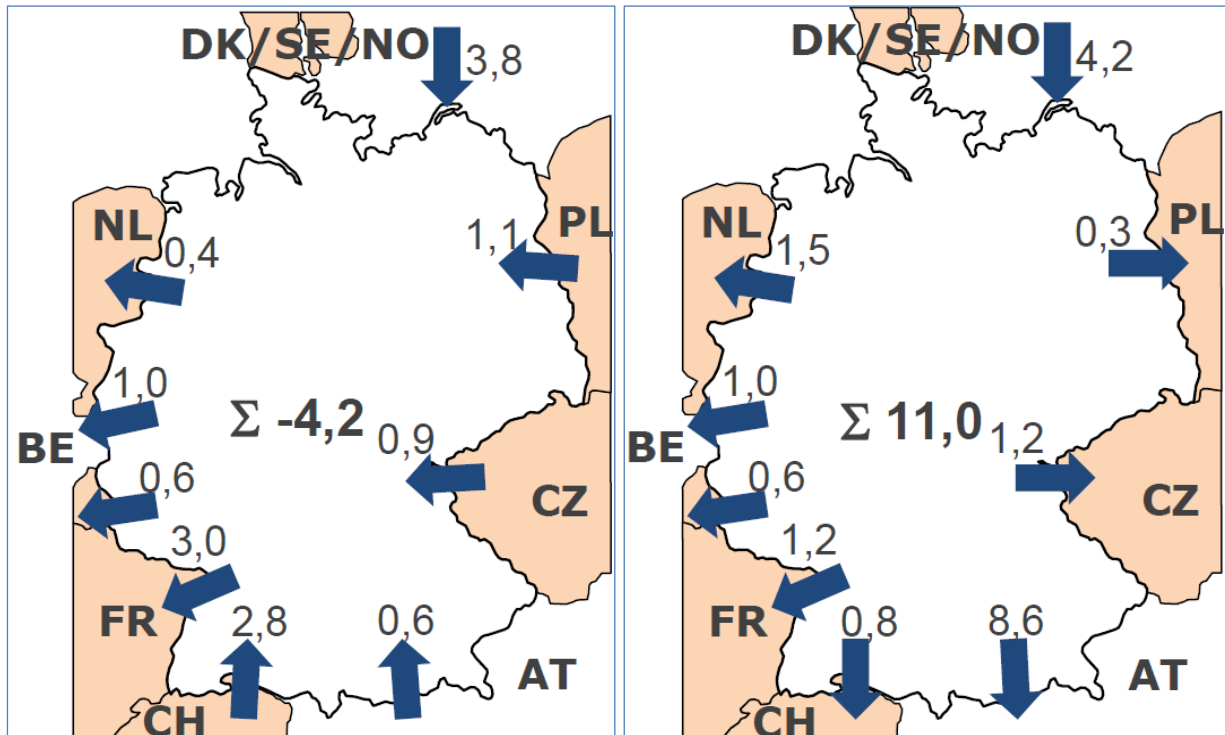


Abbildung 22: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Flaute (links) und Starkwind (rechts) in 2019/2020 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Im Vergleich zu den Systemanalysen der Jahre 2015/2016 sowie 2017/2018, werden in der Systemanalyse 2019/2020 zwei neue grenzüberschreitende Leitungen als in Betrieb angenommen, die einen Handel mit zwei weiteren Ländern ermöglichen. Zum einen handelt es sich um ein Seekabel, das den norwegischen mit dem deutschen Markt verbindet sowie einer HGÜ-Verbindung zwischen Belgien und Deutschland.

Im Starkwindfall stellt sich dabei ohne Engpass, also bei der Unterstellung eines unbegrenzt möglichen Stromtransports nach Österreich ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 11 GW ein, wohingegen im Fall ohne Windenergieeinspeisung ein Außenhandelsdefizit von 4,2 GW vorliegt. Das Entstehen eines solchen Handelsdefizits ist dabei noch kein ernstes Anzeichen für eine Gefährdung der Versorgungssicherheit durch fehlende Erzeugungseinheiten zur Lastdeckung in Deutschland. Vielmehr bildet es einen europäischen Kraftwerkseinsatz ab, der nach ökonomischen Gesichtspunkten optimiert ist, sodass verglichen mit dem deutschen Kraftwerkspark günstigere Erzeugung im Ausland zur Deckung der Last beiträgt. Die Grenzkosten des teuersten deutschen Kraftwerks in der Marktsimulation liegen in dem Fall in Deutschland bei 87 €. Dieser Preis liegt noch unter den Erzeugungskosten der teuersten deutschen Kraftwerke. Bedingt durch den europäischen Binnenmarkt stellt sich in nahezu allen Nachbarländern Preisgleichheit ein. Es zeigt sich, dass die Grenzkuppelkapazitäten in dieser Situation optimal ausgenutzt werden. Einzig Frankreich und Belgien sind von einem Erzeugungsdefizit geprägt und verfügen nicht über ausreichende Grenzkuppelkapazitäten, um ihre Last in der Marktsimulation zu decken, sodass dort höhere Preise entstehen.

Wie in Kapitel 5.1.6 beschrieben, geht die Bundesnetzagentur derzeit davon aus, dass bis 2019/2020 ein Engpassmanagementverfahren an der deutsch-österreichischen Grenze etabliert wurde. In den im Rahmen der Bedarfsanalyse betrachteten Fällen, ergibt sich eine Änderung der Verbundaustauschfahrpläne alleinig im bedarfsdimensionierenden Starkwindfall. Abbildung 23 zeigt die Verbundaustauschfahrpläne an den deutschen Grenzen, die sich mit und ohne den NTC im bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfall

einstellen. In diesem Netznutzungsfall ändern sich durch die Engpasseinführung ausschließlich die Exporte nach Österreich. Auf die restlichen Exporte hat die Engpasseinführung im bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfall keine Auswirkungen.

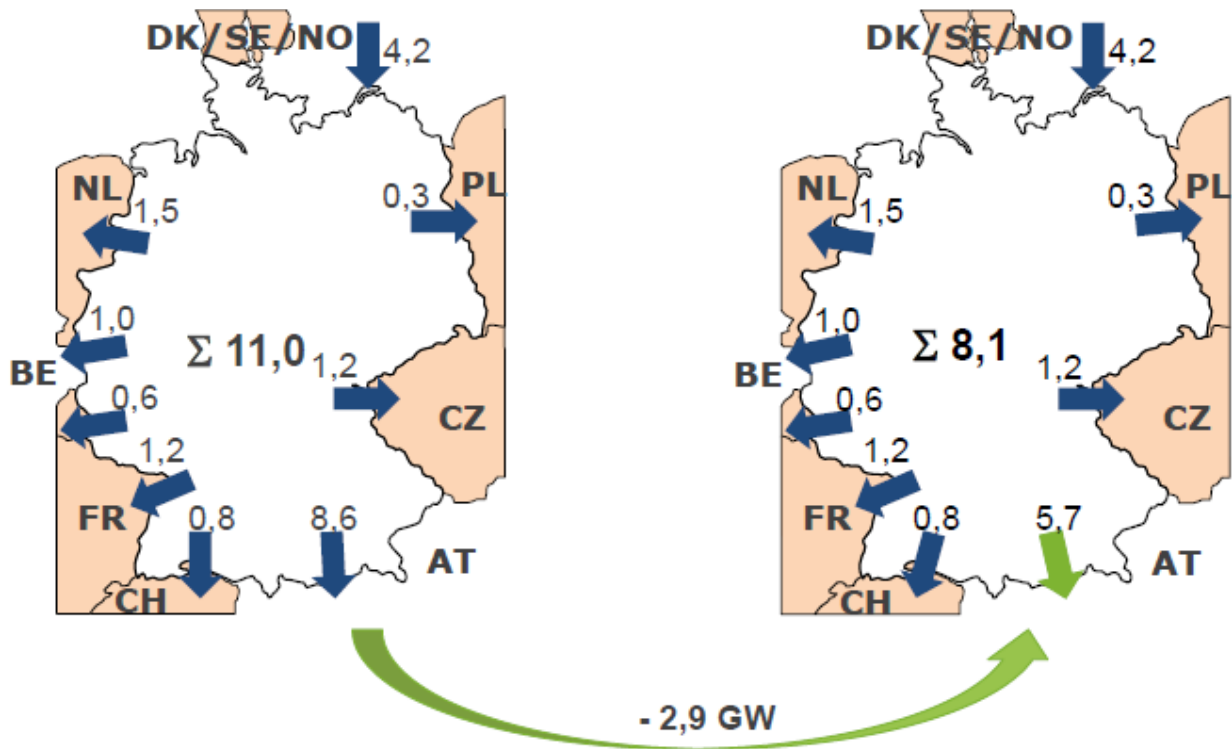


Abbildung 23: Verbundaustauschfahrpläne an den deutschen Grenzen mit (links) und ohne (rechts) Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

5.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2019/2020

Das erste relevante Berechnungsergebnis stellt das Ergebnis der Marktsimulation (vgl. Abschnitt 1.5) dar. Basierend auf dem verfügbaren Kraftwerkspark, den Annahmen zur Einspeisung aus erneuerbaren Energien sowie der Nachfrage nach elektrischer Energie stellt sich ein Kraftwerkseinsatz ein.

Marktsimulationsergebnisse

	Starkwind	Starkwind mit NTC DE-AT	Dunkelflaute
Last (exkl. Höchstspannungs- Netzverluste)	86,0 GW	86,0 GW	86,0 GW
Summe Einspeisung konv. Kraftwerke in DE	43,3,7 GW	40,7 GW	75,7 GW
davon Einsatz PSW	1,7 GW (gen.)	-0,3 GW (mot.)	6,1 GW (gen.)
Summe EE-Erzeugung	55,3 GW	55,3 GW	7,5 GW
davon Windeinspeisung (on- /offshore)	42,2 GW / 5,7 GW	42,2 GW / 5,7 GW	0,0 GW / 0,0 GW
Summe konv. Kraftwerke + EE- Erzeugung	98,7 GW	95,8 GW	83,1 GW
Handelssaldo	11 GW (Ausfuhren)	8,1 GW (Ausfuhren)	-4,2 GW (Einfuhren)
Höchstspannungs-Netzverluste	1,7 GW	1,7 GW	1,3 GW
Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	8,2 GW	8,2 GW	8,2 GW
davon Norddeutschland	4,9 GW	4,9 GW	4,9 GW
davon Süddeutschland	3,3 GW	3,3 GW	3,3 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 35: Ergebnisse der Marktsimulation für 2019/2020

Die in Tabelle 15 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation werden anschließend in das Netzmodell eingespeist und eine Lastflussberechnung wird durchgeführt. Aufgrund des auch weiterhin als verzögert angenommenen Netzausbaus und dadurch nicht ausreichender 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. Zu den regelmäßig hoch ausgelasteten oder vor Redispatch überlasteten Leitungen zählen insbesondere die südlichen Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen der 50Hertz Transmission GmbH und der TenneT TSO GmbH. Die in den Systemanalysen für die Winter 2015/2016 und 2016/2017 beobachteten unzulässig hohen Lastflüsse von Deutschland nach Polen zeigen sich im Winter nicht in dem zuvor beobachteten Maß. Grund dafür ist die bis 2019/2020 erfolgte Inbetriebnahme von Querregeltransformatoren an den deutsch-polnischen Grenzkuppelleitungen. Mit Hilfe der Querregler ist es möglich, den Lastfluss nach Polen auf ein nahezu zulässiges Niveau zu begrenzen, sodass nationaler Redispatch in Deutschland ausreicht, die Betriebsmittelgrenzwerte einzuhalten.

Um auch im Starklast-/Starkwindfall das Übertragungsnetz (n-1)-sicher zu betreiben, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von den am Markt

befindlichen Erzeugungsanlagen in Höhe von 19,2 GW als auch auf die Leistung zusätzlicher Reservekraftwerke zurückgegriffen werden. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt bis zu 6,1 GW. Der Starklast-/Starkwindfall bestimmt die Höhe, der zu beschaffenden Netzreserve, da der hier ermittelte Reservebedarf höher ausfällt, als in jedem anderen betrachteten Netznutzungsfall. Wenn für das Jahr 2019/2020 davon ausgegangen wird, dass eine Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze erfolgt, verringert sich der Reservebedarf signifikant auf 1,6 GW. Welcher Bedarf ausgewiesen wird, wird in Abschnitt 5.3.1. erörtert.

5.3 Reservebedarf 2019/2020

Für den Winter 2019/2020 identifiziert die Bundesnetzagentur einen Reservebedarf in Höhe von 1600 MW.

Die Bundesnetzagentur hat die Eingangsparameter und die von den Übertragungsnetzbetreibern angewandte Methodik und die Modellierungsergebnisse plausibilisiert. Hierbei hat die Bundesnetzagentur zunächst nachvollzogen, in wie weit die vorher abgestimmten Eingangsparameter in den Simulationen abgebildet wurden. Weiterhin hat die Bundesnetzagentur die Ergebnisse der Marktsimulation und die entsprechenden methodischen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve an Hand der übersandten Systemanalysen und Daten kritisch betrachtet. 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.

Die Bundesnetzagentur bestätigt demnach die im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von 1,6 GW für den Winter 2019/2020.

Für den Winter 2019/2020 wurde auf Basis dieser Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber explizit der Starklast-Starkwindfall als der bedarfsdimensionierende Netznutzungsfall herausgearbeitet. Diesem gegenüber ist der Fall der Starklast-Dunkelflaute alleine mittels topologischer Maßnahmen, also schaltmaßnahmen im Netz, sowie Redispatch mit am Markt agierenden Kraftwerken beherrschbar (vgl. Tabelle 36).

Vergleich der Synthetischen Netznutzungsfälle

	Starklast / Starkwind		Starklast / Dunkelflaute
	Engpassmanagement an der Grenze DE - AT	Kein Engpassmanagement an der Grenze DE - AT	
Einsatz Netzreservekraftwerke in DE [GW]	1,6	3,7	0
Bedarf an Netzreserve aus dem Ausland [GW]	0	2,4	0
Summe [GW]	1,6	6,1	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 36: Übersicht über den Reservebedarfs in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2019/2020

Im Folgenden werden die Merkmale des bedarfsdimensionierenden Starkwind-Starklastfalls für beide betrachteten Szenarien beschrieben. Das erste Szenario geht davon aus, dass die gemeinsame deutsch-österreichische Preiszone erhalten bleibt. Das zweite Szenario unterstellt, dass ein Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführt wird. Bei der Beschreibung der beiden Szenarien wird auch erläutert, aus welchem Grunde gerade in diesem Netznutzungsfall ein besonders hoher Bedarf an Reserveleistung besteht.

Der Starklast- /Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 87,7 GW. Ferner kommt es zu sehr hoher Einspeisung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dunkelheit in den Abendstunden keine Leistung aus PV-Anlagen eingespeist. Die hohe Windenergieeinspeisung führt zu vergleichsweise niedrigen Preisen im vortägigen Handel, wodurch es zu hohen Exportüberschüssen ins europäische Ausland kommt. Im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone bestünde insgesamt ein deutscher Exportüberschuss in Höhe von 11 GW, der mangels Leitungskapazitäten physisch nur teilweise transportiert werden könnte und durch entsprechenden Redispatch nur ökonomisch realisiert werden würde. Für den Fall einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze kommt es zu einem gesamtdeutschen Exportüberschuss in Höhe von immerhin noch 8,1 GW der grundsätzlich auch physisch transportiert werden könnte.

Der Starklast-Starkwindfall führt aus folgenden Gründen zu einem besonders hohen Bedarf an Reserveleistung: Die hohe Windeinspeisung in Norddeutschland führt zu niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt. Dadurch speisen viele konventionelle Gas- und Kohlekraftwerke insbesondere in Süddeutschland und im südlichen Ausland (Österreich, Schweiz, Frankreich, Italien und weitere) aufgrund zu hoher Grenzkosten nicht marktgetrieben ein. Ebenfalls führen die niedrigen Strompreise am Großhandelsmarkt zu sehr hohen Energieexporten in das europäische Ausland. Durch den hohen Export 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.

Darüber hinaus kommt es wegen des erheblichen Erzeugungsüberschusses in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH bei Starkwind zu sehr hohen Lastflüssen nach Polen. Allerdings fallen die Leistungsflüsse geringer aus als in den anderen Betrachtungsjahren. Ein Grund hierfür ist, dass an der deutsch-polnischen Grenze zu diesem Zeitpunkt bereits Querregeltransformatoren installiert sind, die einen Teil des Leistungsflusses reduzieren. Außerdem führt die Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze zu einer Reduzierung der physikalischen Flüsse über die deutsch-polnische Grenze um fast 1000 MW. Dadurch wird die Grenze entlastet, wodurch weniger Redispatch zur Entlastung der grenzüberschreitenden Leitungen erforderlich ist.

Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben entsprechend des hohen Transportbedarfs für bestimmte Leitungen sehr hohe, unzulässige Auslastungen. Abbildung 254 zeigt die Leitungsauslastungen für den Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone, wohingegen Abbildung 265 die Leitungsauslastung darstellt, die sich im Fall der Einführung eines Engpassmanagements einstellt.

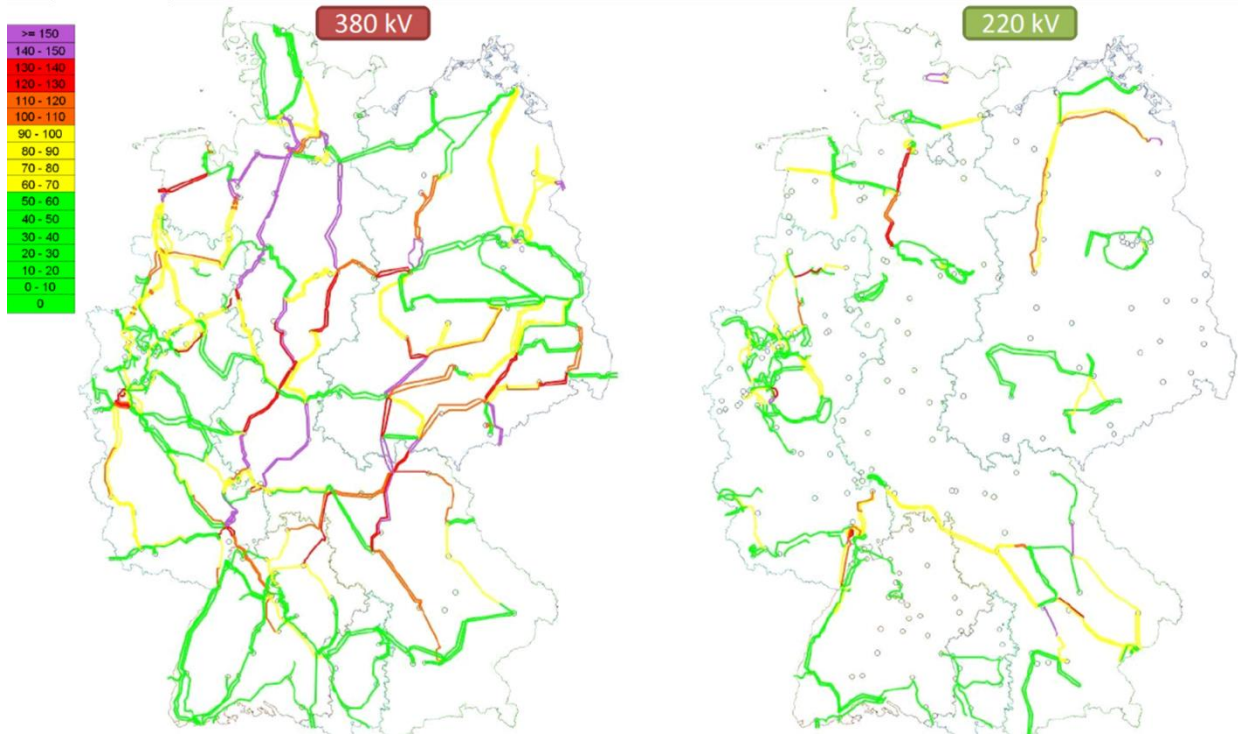


Abbildung 24: Leitungsauslastungen vor Gegenmaßnahmen in 2019/2020 im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone in 2019/2020 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

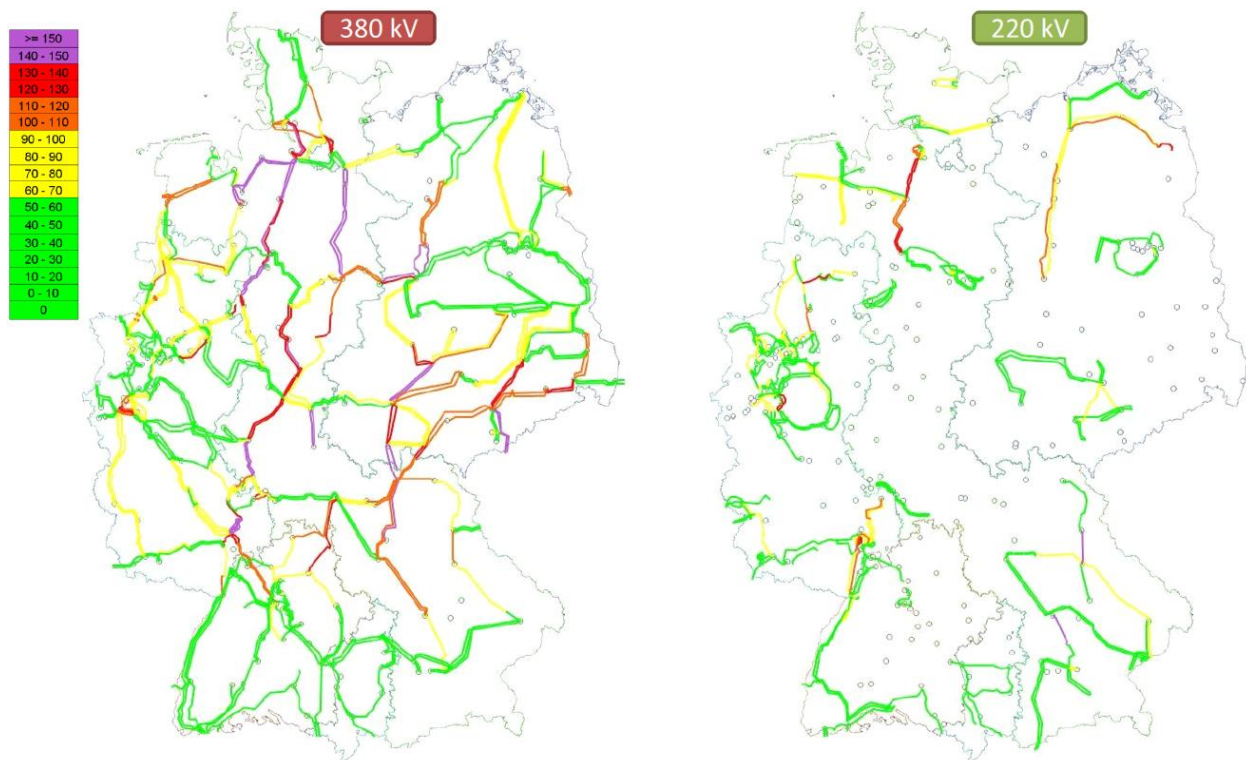


Abbildung 25: Leitungsauslastungen vor Gegenmaßnahmen in 2019/2020 im Fall der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze in 2019/2020 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Zur Behebung dieser Netzüberlastungen werden Gegenmaßnahmen eingesetzt. Es wird Redispatch mit konventionellen Kraftwerken vorgenommen sowie in erheblichem Umfang Wind abgeregelt. Die Gesamtsumme des negativen Redispatch (konventionell und EE-Erzeugung) beträgt dabei im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Gebotszone 25,3 GW, im Fall der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze 16,7 GW.

Am Markt stehen jedoch den Übertragungsnetzbetreibern nicht ausreichend Kraftwerkskapazitäten für den Redispatch zur Verfügung. Im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone müssen 19,2 GW aus dem Markt bereitgestellt werden. Im Fall der Einführung eines Engpassmanagements werden 15,1 GW benötigt. Die Differenz dieser marktbasierend benötigten Redispatchvolumina ergibt sich daraus, dass in beiden Fällen unterschiedliche Befunde bezüglich der auftretenden Netzüberlastungen festzustellen und mit Redispatch entsprechend zu beheben sind. Der ergänzende Redispatch mit Reservekraftwerken beträgt somit 1,6 GW im Fall der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze und 6,1 GW im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Gebotszone.

Es ist zu erwarten, dass der insgesamt benötigte Redispatch im Fall der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze ausschließlich mit deutschen Netzreserveanlagen vorgenommen werden kann. Eine zusätzliche Kontrahierung von ausländischen Netzreserveanlagen wäre dann nicht mehr erforderlich.

Durch den Einsatz von den oben beschriebenen Gegenmaßnahmen können die Leitungsauslastungen auf den relevanten Leitungen auf zulässige Werte gebracht werden. Die resultierenden Leitungsauslastungen zeigen Abbildung 26 und Abbildung 27.

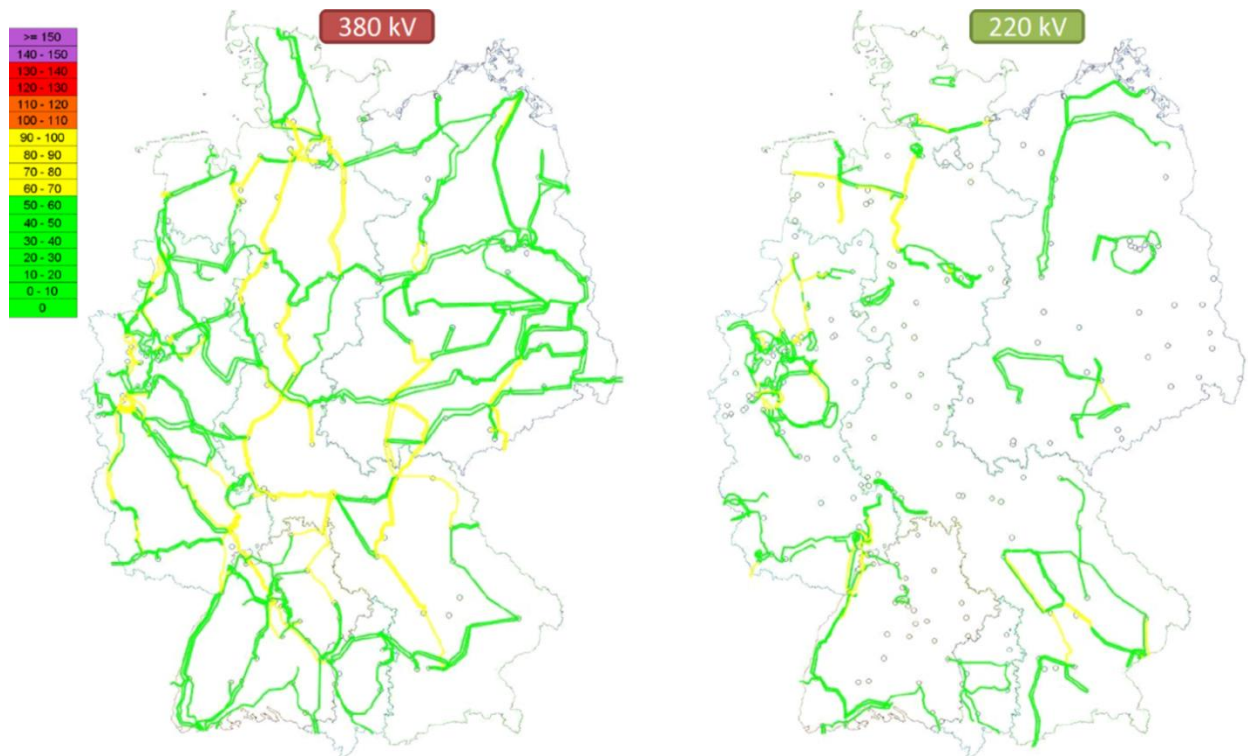


Abbildung 26: Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen in 2019/2020 im Fall der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze in 2019/2020 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

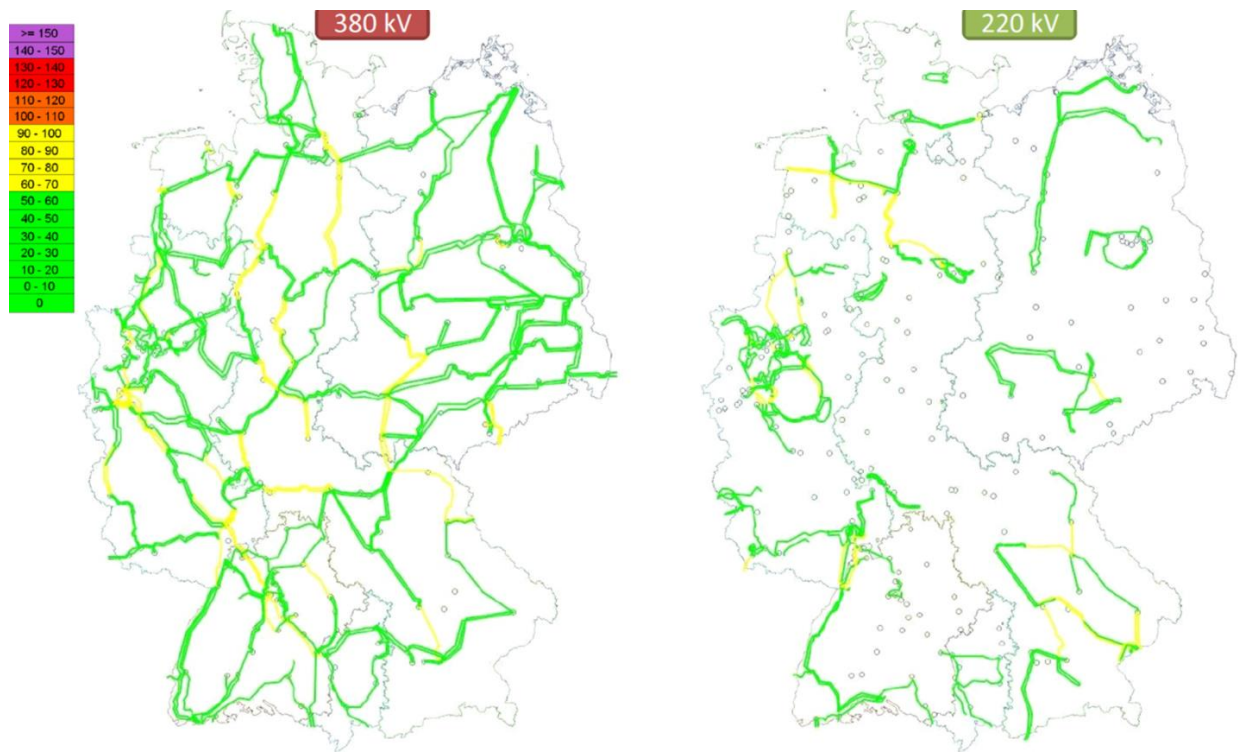


Abbildung 27: Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen in 2019/2020 im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone in 2019/2020 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

5.3.1 Maßgeblicher Reservebedarf

Für den Fall, dass ein Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführt wird, beträgt der maßgebliche Bedarf an Netzreserve nur 1,6 GW. Für den Fall, dass kein Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführt wird, beträgt er 6,1 GW. Aus den auf Seite 23 beschriebenen Gründen erachtet die BNetzA für die Zwecke der vorliegenden Systemanalyse den erst genannten Fall für maßgeblich.

5.3.2 Bereits gebundene Kraftwerke

Für das Jahr 2019/2020 sind bisher weder Kraftwerke vertraglich als Netzreserve gebunden, noch besteht eine gesetzliche Grundlage, die es den Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht, den Erhalt der Betriebsbereitschaft und die Bereitstellung von Erzeugungsleistung anzuordnen.

5.3.3 Noch zu kontrahierende Kraftwerke

Aus den in Abschnitt 5.3.2 genannten Gründen sind die Übertragungsnetzbetreiber nach derzeitiger Rechtslage verpflichtet, den erforderlichen Reservebedarf für 2019/2020 vertraglich zu binden. Dazu haben sie ein Interessenbekundungsverfahren durchzuführen. Da § 13a EnWG mit Blick auf 2019/2020 nach derzeitiger Rechtslage nicht zur Verfügung steht, richtet sich dieses Interessenbekundungsverfahren ausdrücklich auch an deutsche Kraftwerke. In den abzuschließenden Verträgen sollte nach Möglichkeit vereinbart werden, dass vertragliche Regelungen durch gesetzliche Regelungen verdrängt werden, für den Fall, dass Gesetz- und Verordnungsgeber Nachfolgeinstrumente zu § 13a EnWG bzw. der ResKV beschließen.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verlauf der Einspeisung aus erneuerbaren Energien vom 30. März bis 2. April 2015	12
Abbildung 2: Abrufprofil der zwischen 30. März und 2. April 2015 eingesetzten Reserven (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	14
Abbildung 3: Verlauf der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen am 20. März 2015 von 0:00 bis 24:00 Uhr in MW. Daten: ENTSO-E.....	15
Abbildung 4: Am 20. März 2015 eingesetzte Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) (Daten: Übertragungsnetzbetreiber).....	16
Abbildung 5: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte 1.3-1.6).....	27
Abbildung 6: Wochenverlauf der Last im Starkwind-Starklastfall (beispielhaft für 2015/2016) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	34
Abbildung 7: Wochenverlauf der Last im Dunkelflaute-Szenario (beispielhaft für 2015/2016) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	35
Abbildung 8: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	38
Abbildung 9: Übersicht über die Mittel zur Absicherung der Netzreserve und der Reduktion des Netzreservebedarfs (Quelle: Bundesnetzagentur).....	40
Abbildung 10: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2015/2016 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	48
Abbildung 11: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Flaute (links) und Starkwind (rechts) in 2015/2016 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	50
Abbildung 12: Leitungsauslastungen vor Gegenmaßnahmen in 2015/2016 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	53
Abbildung 13: Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen im Fall von Redispatch mit dem südlichen Ausland (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	54
Abbildung 14: Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen im Fall von Redispatch mit polnischen Kraftwerken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	55
Abbildung 15: Übersicht über das angenommene Übertragungsnetz in 2016/2017	64
Abbildung 16: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Flaute (links) und Starkwind (rechts) in 2016/2017 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	65
Abbildung 17: Leitungsauslastungen vor Gegenmaßnahmen in 2016/2017 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	69
Abbildung 18: Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen im Fall von Redispatch mit dem südlichen Ausland (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	70
Abbildung 19: Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen im Fall von Redispatch mit polnischen Kraftwerken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	71

Abbildung 20: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2019/2020 (Streckenmaßnahmen) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....80

Abbildung 21: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2019/2020 (Punktmaßnahmen) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....81

Abbildung 22: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Flaute (links) und Starkwind (rechts) in 2019/2020 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....83

Abbildung 23: Verbundaustauschfahrpläne an den deutschen Grenzen mit (links) und ohne (rechts) Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....84

Abbildung 24: Leitungsauslastungen vor Gegenmaßnahmen in 2019/2020 im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone in 2019/2020 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....88

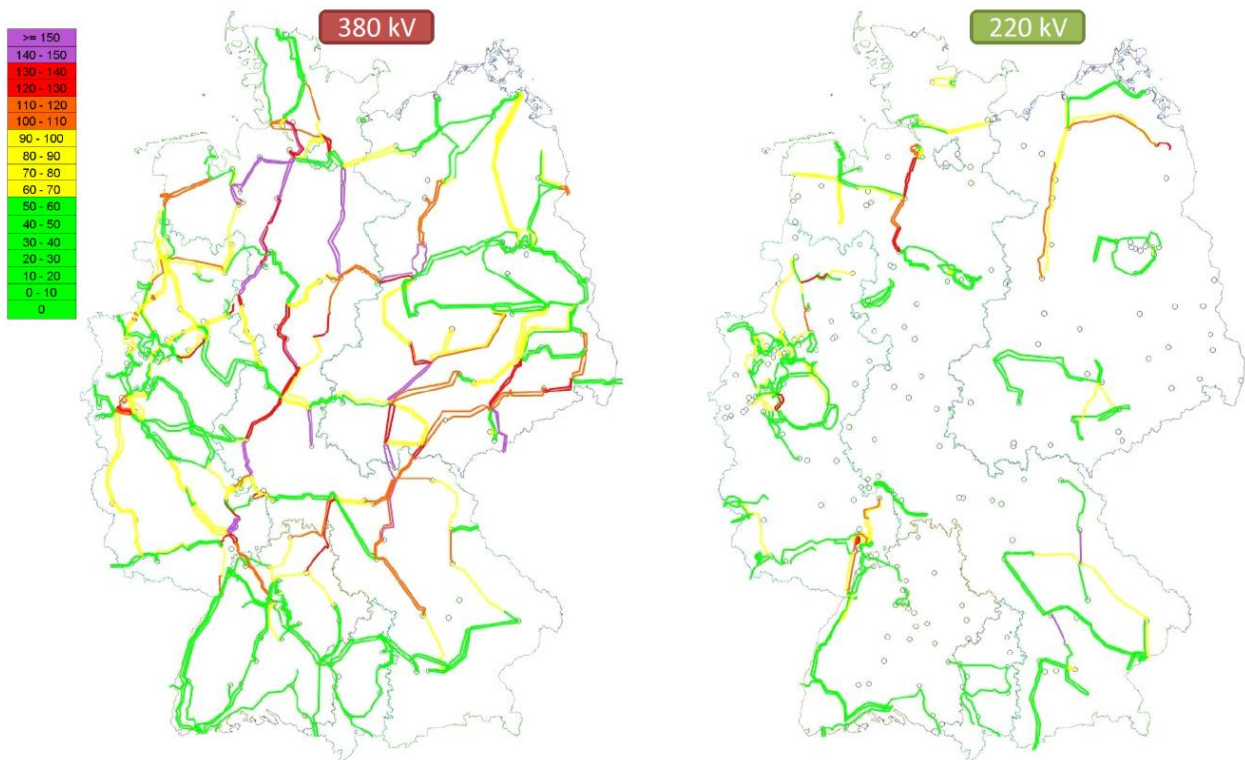


Abbildung 25: Leitungsauslastungen vor Gegenmaßnahmen in 2019/2020 im Fall der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze in 2019/2020 (Quelle: Übertragungsnetz-betreiber).....88

Abbildung 26: Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen in 2019/2020 im Fall der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze in 2019/2020 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....90

Abbildung 27: Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen in 2019/2020 im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone in 2019/2020 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....90

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Am 20. Dezember 2014 angeforderte Reservekraftwerke	10
Tabelle 2: Am 22. Dezember 2014 angeforderte Reservekraftwerke	11
Tabelle 3: Am 16. März 2015 angeforderte Reservekraftwerke	11
Tabelle 4: Zwischen 30. März und 2. April 2015 abgerufene Reserven	13
Tabelle 5: Kosten für Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2017 (Stand: März 2015)	17
Tabelle 6: Relative Leistungspreise der Reservekraftwerke 2011-2017	18
Tabelle 7: Lastannahmen in 2015/2016	42
Tabelle 8: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2015/2016	43
Tabelle 9: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energieanlagen im Winter 2015/2016 in den Systemanalysen 2015 (SyA 2015) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2014 (SyA 2014)	44
Tabelle 10: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energieanlagen im Winter 2015/2016 in den Systemanalysen 2015 (SyA 2015) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2014 (SyA 2014)	45
Tabelle 11: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2015/2016	46
Tabelle 12: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2015/2016	47
Tabelle 13: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2015/2016	47
Tabelle 14: Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in 2015/2016	49
Tabelle 15: Ergebnisse der Marktsimulation für 2015/2016	51
Tabelle 16: Übersicht über den Reservebedarfs in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für den Winter 2015/2016	52
Tabelle 17: Reservekraftwerke 2015/2016 gemäß Stilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur	56
Tabelle 18: Lastannahmen in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2016/2017	58
Tabelle 19: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) Winter 2016/2017	59
Tabelle 20: In den Systemanalysen für 2016/2017 angenommene installierte Leistung aus EE-Anlagen	60
Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in den untersuchten Netznutzungsfällen 2016/2017	62

Tabelle 22: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2016/2017	63
Tabelle 23: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2016/2017	63
Tabelle 24: Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in 2016/2017	64
Tabelle 25: Ergebnisse der Marktsimulation für 2016/2017.....	66
Tabelle 26: Übersicht über den Reservebedarfs in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2016/2017	68
Tabelle 27: Reservekraftwerke 2016/2017 gemäß Stilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur	71
Tabelle 28: Lastannahmen in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2019/2020.....	73
Tabelle 29: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2019/2020.....	74
Tabelle 30: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energieanlagen in 2019/2020	75
Tabelle 31: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2019/2020	77
Tabelle 32: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2019/2020	78
Tabelle 33: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in den untersuchten Netznutzungsfällen in 2019/2020	79
Tabelle 34: Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln in 2019/2020	81
Tabelle 35: Ergebnisse der Marktsimulation für 2019/2020.....	85
Tabelle 36: Übersicht über den Reservebedarfs in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2019/2020.....	86

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)
BBPlG	Bundesbedarfsplangesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CWE	Mittelwesteuropa
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity / Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GW	Gigawatt
MW	Megawatt
NTC	Net Transfer Capacity
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
SO&AF	System Outlook and Adequacy Forecast
SWKL	Südwest-Kuppelleitung
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan / Zehnjahres-Netzentwicklungsplan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

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 2015

Text

Referat 608