



Bundesnetzagentur

Bericht

Feststellung des Bedarfs
an Netzreserve für den Winter
2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019

Stand: April 2016



Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019

und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalysen

29. April 2016

**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 2016/2017 und 2018/2019 gemäß § 3 Absatz 1 Satz 1 und Satz 2 ResKV

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann, am 29. April 2016 festgestellt:

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

- für den Winter 2016/2017 5.400 MW, sowie
- für das Jahr 2018/2019 1.900 MW.

Aufgrund der Deckung des Reservebedarfes durch bereits gesetzlich bzw. vertraglich gebundene Kraftwerke ist für den Winter 2016/2017 kein weiteres Interessenbekundungsverfahren nach § 4 ResKV durchzuführen.

Aufgrund der Abhängigkeit des Reservebedarfs für das Jahr 2018/2019 von der Frage, ob und welches Redispatchpotential in Österreich künftig seitens des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG gesichert zur Verfügung gestellt wird sowie der Frage, ob und in welcher Höhe eine Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführt wird, ist ein Interessenbekundungsverfahren für das Jahr 2018/2019 noch nicht durchzuführen.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	5
BERICHT ZUR RESERVEBEDARFSFESTSTELLUNG.....	7
A Einführung	9
1. Hintergrund der Bedarfsfeststellung.....	9
2. Rückschau auf den Winter 2015/2016	10
3. Kosten der Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb	15
B Verfahrensablauf.....	19
C Bedarfsfeststellung.....	21
1. Methodik der Systemanalyse.....	21
1.1 Zielsetzung der Systemanalyse.....	21
1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse.....	22
1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation.....	24
1.3.1 Übertragungsnetz.....	24
1.3.2 Kraftwerkspark.....	25
1.3.3 Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	27
1.3.4 Szenarien zur Zukunft der Preiszone Deutschland-Österreich	28
1.3.5 Annahmen zu den verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten.....	31
1.3.6 Annahmen zur Last	31
1.4 Marktsimulation.....	33
1.5 Netzanalysen	33
1.6 In der Systemanalyse berücksichtigte Risiken.....	35
1.7 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalyse.....	37
2. Redispatchbedarf und dessen Deckung	38
3. Netzreserve für 2016/2017	39
3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2016/2017.....	39
3.1.1 Netzlast.....	40
3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	41
3.1.3 Erneuerbare-Energieanlagen.....	42
3.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	44
3.1.5 Übertragungsnetz.....	48
3.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie.....	50
3.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2016/2017.....	51
3.3 Netzreservebedarf 2016/2017.....	54
3.3.1 Gegenmaßnahmen.....	56
3.3.2 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen	57
3.3.3 Bereits gebundene Kraftwerke	58
3.3.4 Noch zu kontrahierende Kraftwerke.....	59
4. Netzreserve für 2018/2019.....	59
4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2018/2019.....	59
4.1.1 Annahmen zur Netzlast.....	59
4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark.....	61
4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen.....	62
4.1.4 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten.....	63
4.1.5 Übertragungsnetz.....	67
4.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie.....	69

4.2	Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2018/2019.....	71
4.3	Netzreservebedarf 2018/2019.....	75
4.3.1	Gegenmaßnahmen	79
4.3.2	Maßgeblicher Netzreservebedarf.....	81
4.3.3	Bereits gebundene Kraftwerke.....	81
4.3.4	Noch zu kontrahierende Kraftwerke.....	83
D	Handlungsempfehlungen	84
1.	Brennstoffbevorratung bei Kraftwerken	84
2.	Klarstellung der Reservekraftwerksverordnung.....	84
3.	Redispatchzugriff auf Pumpspeicherwerke ermöglichen.....	85
4.	Einführung einer Engpassbewirtschaftung nach Österreich.....	85
	VERZEICHNISSE	87
	Abbildungsverzeichnis.....	88
	Tabellenverzeichnis	90
	Abkürzungsverzeichnis	92
	Impressum.....	93

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. Der sich beschleunigende Anschluss und die Inbetriebnahme von Windenergieerzeugung auf See und die Ende 2017 anstehende Einstellung des Leistungsbetriebs des Kernkraftwerks Gundremmingen B trägt im Vergleich zu den vorangegangenen Jahren zu einer Verschärfung dieser Situation bei. Darüber hinaus sind nach wie vor Verzögerungen beim Ausbau der benötigten Nord-Süd-Leitungen gemäß dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), die sich gegenwärtig in der Planungs- oder Bauphase befinden, zu verzeichnen. Zwar wird im Winter 2016/2017 die Südwest-Kuppelleitung ("Thüringer Strombrücke"), die die Verbindung zwischen den Übertragungsnetzen der 50Hertz Transmission GmbH und der TenneT TSO GmbH verstärkt, im Regelbetrieb zur Verfügung stehen, jedoch sind andere wichtige Netzausbaumaßnahmen nach wie vor von erheblichen Verzögerungen betroffen. Auf längere Sicht tragen das Ausscheiden weiterer Kernkraftwerke zu einer Steigerung des Reservebedarfs bei.

Um die Netzstabilität auch in den insoweit denkbaren kritischen Situationen zu gewährleisten, setzen die Übertragungsnetzbetreiber heute im Bedarfsfall gezielt Kraftwerke ein und wirken so Leitungsüberlastungen entgegen. Diese als Redispatch bezeichneten Eingriffe in die marktbasierenden Fahrpläne der Kraftwerke können präventiv bevor das endgültige Marktergebnis am Vortag vorliegt oder kurativ nach der Anmeldung der Kraftwerksfahrpläne 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. In dieser Zeit trifft eine hohe Nachfrage nach elektrischer Energie mit einer oftmals hohen Einspeisung aus Windenergieanlagen in Norddeutschland zusammen. Diese Einspeisung muss über weite Distanzen in die Verbrauchszentren Süddeutschlands und in das südliche Ausland transportiert werden. Engpässe, die dabei im deutschen und auch in angrenzenden Übertragungsnetzen auftreten, müssen mittels Redispatch behoben werden.

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. Netzreservekraftwerke werden also nicht wegen mangelnder Erzeugungskapazitäten benötigt, sondern wegen zu hohem Stromtransport und der daraus resultierenden Überlastung des Übertragungsnetzes. Diese Netzreservekraftwerke werden grundsätzlich ausschließlich außerhalb des Energiemarktes zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems und somit ausschließlich zum Redispatch eingesetzt. 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 2015/2016

Für den Winter 2015/2016 hatten die Übertragungsnetzbetreiber einen Reservekraftwerksbedarf von 6.700 MW bis 7.800 MW ermittelt. Die Nennung einer Spanne war bedingt durch mögliche unterschiedliche Standorte für zu kontrahierende Kraftwerke. Durch eine Deckung des Bedarfs mit zum Teil polnischen Kraftwerken wäre die untere Grenze der Spanne erreicht worden. Dieser Bedarf war von der Bundesnetzagentur am 30. April 2015 bestätigt worden. Zu diesem Zeitpunkt war der Bedarf bereits mit 2.995 MW aus inländischen Kraftwerken und mit 3.413 MW aus ausländischen Kraftwerken gedeckt. Der Differenzbetrag wurde durch ein Interessenbekundungsverfahren der Übertragungsnetzbetreiber bis zum 01. Oktober 2015 gedeckt.

Aufgrund der Erfahrungen aus dem Sturmtief NIKLAS, wodurch Reservekraftwerke auch nach dem 31. März 2015 zum Einsatz kamen, wurde der Zeitraum für die Kontrahierung der ausländischen Reservekraftwerke bis zum 15. April des jeweiligen Jahres verlängert.

Für das Interessenbekundungsverfahren 2015 wurden Angebote in Höhe von insgesamt 6.340 MW abgegeben. Davon konnten Angebote in Summe von 5.357 MW zugelassen werden. Das Angebot eines polnischen Kraftwerks musste zurückgezogen werden, weil der polnische Übertragungsnetzbetreiber die Einwilligung nicht erteilte. Alle anderen Angebote wurden bewertet, auch nach der engpassentlastenden Wirkung (Standortfaktor), und zu möglichen Angebotskombinationen zusammengefasst. Eine Kombination von Kraftwerken, mit einem Umfang von 1.107 MW zu 24,4 Mio. Euro, wurde schließlich zur Kontrahierung von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagen und durch die Bundesnetzagentur bestätigt. Damit ergab sich ein Wert von 7.515 MW für Reservekraftwerke für den Winter 2015/2016.

Am 15. September 2015 wurde der Bundesnetzagentur durch die Übertragungsnetzbetreiber mitgeteilt, dass das Reservekraftwerk Mainz KW2 mit 324 MW im Oktober 2015 wegen der Brennstoffumstellung von Gas auf Heizöl EL nicht zur Verfügung stehen würde. Außerdem wurde kurz darauf bekannt, dass das Reservekraftwerk Ingolstadt 3 mit 375 MW bis zum 15. Oktober 2015 ebenfalls nicht zur Verfügung stehen würde. Daraufhin empfahlen die Übertragungsnetzbetreiber eine Nachkontrahierung für den Zeitraum Oktober 2015 mit 265 MW für die ersten beiden Wochen und 167 MW für die letzten beiden Oktoberwochen aus den bereits eingegangenen Angeboten für das Interessenbekundungsverfahren 2015. Nach Zustimmung der Bundesnetzagentur wurden für diese zwei Zeiträume entsprechende Kraftwerke vertraglich gesichert.

Diese Reservekapazitäten kamen an insgesamt 93 Tagen zum Einsatz¹. Am 9. November starteten die Übertragungsnetzbetreiber den verbesserten Week-Ahead-Planungs-Prozess (WAPP) und führten einen Effizienzfaktor für den Einsatz von Reservekraftwerken ein. Die Übertragungsnetzbetreiber hatten die Bundesnetzagentur im Vorfeld über dieses Vorgehen informiert und mit ihr die Möglichkeiten und Auswirkungen verschiedener

¹ Daten basieren auf den Meldungen der ÜNB mit initial zum Einsatz angeforderter Leistung.

Effizienzfaktoren diskutiert. Mit dem Faktor wird die Einsatzreihenfolge der ausländischen im Verhältnis zu den nationalen Kraftwerken gesteuert, da diese oft eine geringere Wirkung auf die auftretenden Engpässe haben. Ein Faktor von beispielsweise zehn würde bewirken, dass Reservekraftwerke erst bei einer im Vergleich zu nationalen Kraftwerken 10fach höheren Effizienz vorrangig eingesetzt werden. Bei der Effektivität werden hauptsächlich die netztechnische Wirkung und das Volumen betrachtet. Wenn also das zu bewegende Redispatchvolumen durch ausländische Kraftwerke erheblich kleiner ist als der alleinige Einsatz von deutschen inländischen Kraftwerken, werden die ausländischen Reserven bevorzugt eingesetzt. Der Einsatz nach Effizienzgesichtspunkten verringert das insgesamt zu bewegende Volumen beim Redispatch und den Einspeisemanagementmaßnahmen und senkt darüber hinaus das operative Risiko beim Redispatch. Das operative Risiko erhöht sich mit dem zu bewegenden Volumen und der Eingriffstiefe, also der Anzahl der Kraftwerke, die für den Gesamtdispatch eingesetzt werden müssen.

Da die ausländischen Reservekraftwerke teilweise aufgrund der Vorlaufzeiten am Vortag (D-1) angefordert werden müssen, sind die Berechnungen bereits am Vorvortag (D-2) weitgehend abgeschlossen. Für die Prognose werden die D-2 CF (2 Day-Ahead-Congestion-Forecast) Daten verwendet und dann zusätzlich anhand der DACF (Day-Ahead-Congestion-Forecast) Daten aktualisiert. Sollte sich nach der initialen Anforderung von Reserven im Ausland im Zeithorizont D-1 durch die aktuelleren Daten ein größerer Redispatchbedarf ergeben, können noch weitere ausländische Reserven angefordert werden, die kürzere Vorlaufzeiten haben.

Im Vergleich zum letzten Winter 2014/2015 kamen die Reserven aufgrund dieser geänderten Methodik häufiger zum Einsatz. Die bestimmende Konstante in beiden Wintern ist aber die Wetterlage und die Einspeisung aus Windkraftanlagen.

Oktober 2015

Für den Oktober wurden an 3 Tagen inländische Reservekraftwerke mit einer durchschnittlichen Leistung von 190 MW eingesetzt.

November 2015

Im November wurde die Netzreserve an insgesamt 15 Tagen eingesetzt. Dabei wurde durchschnittlich 1.131 MW abgerufen mit dem geringsten Wert von 214 MW und dem höchsten von 2.210 MW. Es wurden vier Sturmtiefs identifiziert, die mit den Tagen der höchsten Abrufe ungefähr zusammenfallen. Allerdings ist ein Sturmtief keine Voraussetzung für den Einsatz der Reservekraftwerke, eine stürmische Wetterlage in Norddeutschland ist bereits ausreichend für den Abruf.

Dezember 2015

Im Monat Dezember kam die Netzreserve an 16 Tagen zum Einsatz. Allerdings wurden durchschnittlich lediglich 850 MW abgerufen, mit dem Minimum von 450 MW und dem höchsten Wert von 3.499 MW. Dieser Tag mit dem höchsten Abruf im gesamten Winter war der 04. Dezember 2015 mit dem Sturmtief PHILIPP.

Auch während der Weihnachtsfeiertage und vor Silvester kam die Netzreserve zum Einsatz. Dies waren Tage mit vergleichsweise geringer Last im Gegensatz zu den anderen Tagen der Einsätze. Die Last lag zwischen 48 GW und 60 GW² über die Feiertage, wobei an den Tagen mit den höchsten Abrufen die durchschnittliche Höchstlast bei 71 GW³ lag. Dies bedeutet, dass auch eine hohe Last keine zwingende Voraussetzung für den Einsatz der Netzreserve ist.

Januar 2016

An 14 Tagen wurden die Reservekraftwerke im Januar eingesetzt, mit einem durchschnittlichen Wert von 1.079 MW. Der Tag mit dem höchsten Abruf von Reserveleistung war der 29. Januar 2016 mit 2.727 MW während einer sehr windigen Wetterlage. Der geringste Wert von 450 MW wurde gleich an drei Tagen angefordert.

Zu diesem Zeitpunkt zeigt sich bereits deutlich, dass der Effizienzfaktor die Häufigkeit der Einsätze der Reservekraftwerke erhöht. Außerdem sehr deutlich ist der Anteil der ausländischen Kraftwerke bei den Reserveeinsätzen. Der Anteil der ausländischen Kraftwerke bei den Reserveeinsätzen liegt bei durchschnittlich 80 Prozent. Aufgrund ihres Standortes haben insbesondere österreichische Anlagen die beste Wirkung auf Netzengpässe, die durch die hohen Exporte von norddeutschem Windstrom nach Österreich mit geprägt werden und vor allem in den Übertragungsnetzen Polens und Tschechiens auftreten, wobei die genaue Lage der Netzengpässe schwer zu bestimmen ist.

Februar 2016

Im Februar wurden die Reservekraftwerke an 16 Tagen mit einer durchschnittlichen Leistung von 1.045 MW eingesetzt. Der höchste Abruf war am 08. Februar 2016 mit 2.881 MW während des Sturmtiefs RUZICA zu verzeichnen. Der geringste Wert von 150 MW kam an zwei Tagen zum Einsatz.

März 2016

Der März ist der letzte Monat des Winterhalbjahres für den die Netzreserve im Ausland durchgehend kontrahiert ist. Die Netzreserve kam an insgesamt 17 Tagen zum Einsatz mit einer durchschnittlichen Höhe von 584 MW. Der Tag mit dem höchsten Abruf war Ostermontag, der 28. März 2016 mit 865 MW. Der geringste Abruf erfolgte mit 115 MW am 22. März 2016. Die insgesamt angeforderte Leistung war deutlich geringer als in den Vormonaten. Es wurden fast keine inländischen Reservekraftwerke eingesetzt. Die eingesetzte Reserveleistung wurde fast ausschließlich mit österreichischen Kraftwerken gedeckt. Nur für einen Einsatztag wurde ein italienisches Kraftwerk angefordert.

April 2016

Obwohl im April diesen Jahres kein vergleichbares Phänomen wie NIKLAS im letzten Frühjahr eingetreten ist, haben die Übertragungsnetzbetreiber am 15. April 2016 nach Zustimmung der Bundesnetzagentur einen Teil der ausländischen Netzreserveverträge bis zum 22. April 2016 verlängert. Der Grund dafür waren netztechni-

² Quelle: transparency.entsoe.eu

³ Quelle: transparency.entsoe.eu

sche Restriktionen und die sehr geringe Wirksamkeit deutscher Reservekraftwerke auf die prognostizierten Engpässe. Der Week-Ahead-Planungs-Prozess hat ohne die Nutzung des Effizienzfaktors, wegen der windigen Wetterlage, einen zusätzlichen Bedarf an ausländischer Netzreserve ausgewiesen. Der Tag mit dem höchsten Abruf war der 11. April 2016 mit einem Bedarf von 1.256 MW, dabei sind die Reserven bereits am 10. April 2016 angefahren worden und liefen bis zum 13. April 2016 fast durchgängig. Der geringste Abruf erfolgte am 6. April 2016 mit 115 MW.

Zusammenfassung der Reserveeinsätze im Winter 2015/2016

	Tage	Summe angeforderte Leistung in MW	Einsatz-Durchschnitt in MW	MWh Summe	Einsatzstunden gesamt
Oktober	3	570	190	4.295	23
November	15	16.957	1.130	154.718	1.939
Dezember	16	13.594	850	243.673	5.285
Januar	14	16.182	1.079	265.213	1.978
Februar	16	16.716	1.045	266.573	1.960
März	17	8.765	584	163.702	1.319
April	12	8.626	719	122.038	910
	93	81.410	790	1.220.212	13.414

Quelle: ÜNB Statusmeldungen mit initialer Anforderung

Tabelle 1: Netzreserveabrufe im Überblick

Steinkohlebevorratung süddeutscher Kraftwerke

Durch die bis Mitte November anhaltend trockene Witterung waren flächendeckend die Pegelstände der Flüsse gesunken. Auf dem Rhein, der einen wichtigen Transportweg für Steinkohle aus den niederländischen Überseehäfen darstellt, kam es zu erheblichen Einschränkungen des Schiffsverkehrs und damit auch zu Einschränkungen des Kohletransports zu süddeutschen Kraftwerken. Neben den Schifflieferungen werden die Steinkohlekraftwerke über die Schiene mit Kohle beliefert. Die Bahnlieferungen wurden im Zuge der gesunkenen Flusspegel so weit wie möglich erhöht.

Die Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW, TenneT und Amprion standen während der Niedrigwassersituation in Kontakt mit den Betreibern von Steinkohlekraftwerken im südlichen Bereich ihrer Regelzonen, um den Stand der Kohlebevorratung zu erfassen. Ein Kraftwerksbetreiber meldete kurzzeitig die Nichtverfügbarkeit zum Redispatch nach § 13 Abs. 1 EnWG. Andere von Lieferengpässen betroffene Kraftwerke berichteten zwar von einer angespannten Lage, mussten aber nicht die tatsächliche Nichtverfügbarkeit gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber melden.

Der zuständige Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW hat während der Niedrigwassersituation im November 2015 in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur von den betroffenen Kraftwerksbetreibern für einen begrenzten Zeitraum verlangt, dass ein Kohlevorrat von 160 Volllaststunden für Redispatch geschaffen bzw. nicht unterschritten wird. Ausnahmen waren nur zugunsten anderweitig nicht zu bewerkstelliger Fernwärme- und Bahnstromversorgung zulässig. Die Kraftwerksbetreiber wurden ferner zu einer wöchentlichen Meldung der Kohlebevorratung verpflichtet. Diese Maßnahme trug dazu bei, die notwendige Verfügbarkeit

der Steinkohlekraftwerke an den von Lieferengpässen und geringen Kohlevorräten betroffenen Standorten sicherzustellen (vgl. auch Kapitel D1).

Die vorhandenen Steinkohlevorräte der Kraftwerke waren insgesamt trotz der Lieferengpässe ausreichend groß dimensioniert, um die Stromlieferverpflichtungen der Kraftwerksbetreiber zu erfüllen. Die seit der zweiten Novemberhälfte steigenden Flusspegel führten zudem wieder zu einer verbesserten Anlieferung von Steinkohle.

Herausforderungen bei Netzreserveabrufen in Italien

Am 13. November 2015, dem insgesamt zweiten Tag mit Reserveabrufen aus italienischen Kraftwerken des Winters 2015/2016, kam es erstmals zu Schwierigkeiten beim Abruf der Netzreserve aus Italien. Die angeforderte Leistung von 530 MW konnte wegen mangelnder Intraday Kapazitäten an der Grenze zwischen Italien und der Schweiz nicht vollständig geliefert werden. Dieses Problem trat an weiteren Tagen im Winter auf, hatte aber keine Auswirkungen, da die fehlende Leistung entweder ersetzt werden konnte oder wegen neuerer Prognosen nicht mehr vollständig benötigt wurde.

Der Grund für die Einschränkung der Kapazität lag auf italienischer Seite beim italienischen Übertragungsnetzbetreiber Terna und war jeweils der kalten Witterung und Netzausbaumaßnahmen in Italien geschuldet.

Für die Abrufe nach dem 8. Januar 2016 hat die TransnetBW GmbH in Absprache mit der Bundesnetzagentur bereits D-2 den Abruf der italienischen Reservekraftwerke gestartet und konnte somit bis jetzt ausreichend Kapazität am Day-Ahead Markt für die Grenze zwischen Italien und der Schweiz beschaffen. Nachträglich wurden deshalb auch die Verträge der betroffenen italienischen Anbieter auf einen D-2 Abruf angepasst und von der Bundesnetzagentur genehmigt.

3. Kosten der Maßnahmen zum sicheren Netzbetrieb

Die Kosten zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit fallen für verschiedene Maßnahmen an, die die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen ergreifen, um den verzögerten Netzausbau zu kompensieren. Eine Übersicht zur Entwicklung der Kosten für die wesentlichen Systemsicherheitsmaßnahmen Redispatch, Einspeisemanagement sowie Reservekraftwerke im In- und Ausland enthält die folgende Abbildung 1.

Kosten für wesentliche Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro

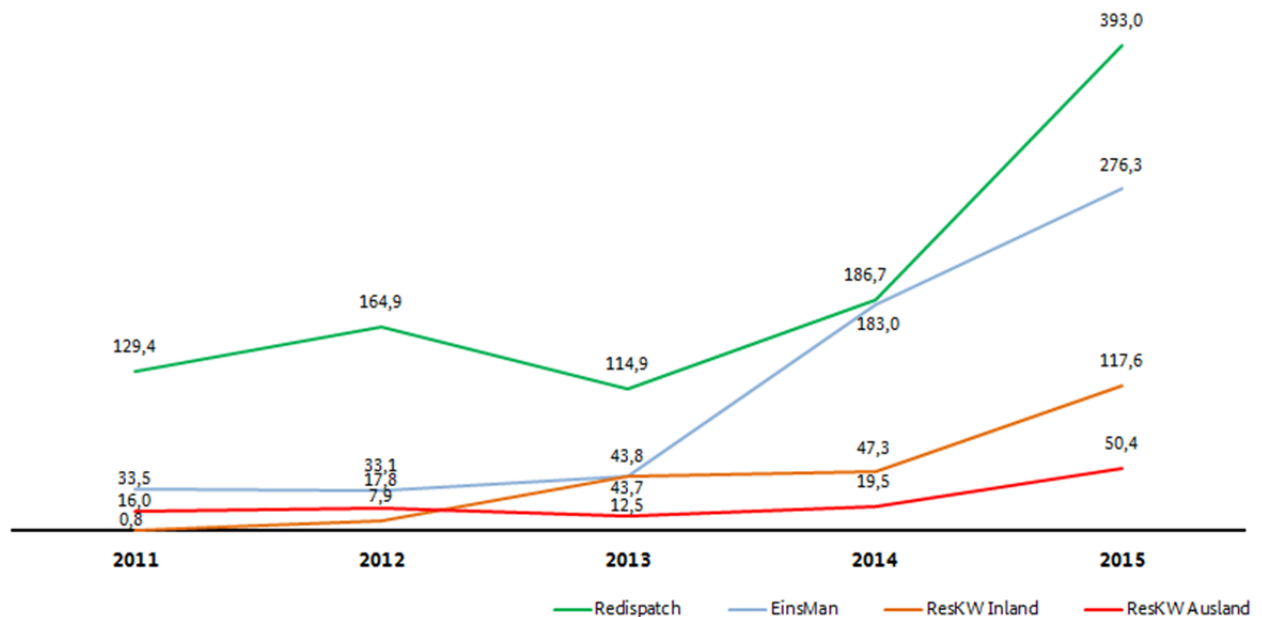


Abbildung 1: Kosten der wesentlichen Systemsicherheitsmaßnahmen 2011 - 2015 (Quelle: Bundesnetzagentur)⁴

Die in Tabelle 2 aufgeführten Kosten für die Reservekraftwerke im In- und Ausland beinhalten für die Jahre 2011 bis 2014 sowie das erste Halbjahr 2015 (nicht getrennt ausgewiesen) alle relevanten Kostenkomponenten. Neben den Leistungskosten für die Vorhaltung der Kapazitäten sind die entstandenen Arbeitskosten (Vorwärmung und Beheizung, Probestarts und Einsätze) enthalten. Der Leistungspreis der ausländischen Reservekraftwerke fällt jeweils für das Winterhalbjahr an. Der Leistungspreis für die inländischen Reservekraftwerke fällt grundsätzlich für das gesamte Jahr an. Zusätzlich sind bei den nationalen Reservekraftwerken im Zeitraum 2011 bis einschließlich des ersten Halbjahres 2015 die angefallenen Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft enthalten.

⁴ Wert von 393 Mio. Euro für Redispatch in 2015 ist Schätzung für summierte Kosten der Anforderung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und Multilateral Remedial Actions in den ersten drei Quartalen 2015 (Vgl. Bundesnetzagentur, 2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, S. 6 ff.)

Kosten für wesentliche Systemsicherheitsmaßnahmen in Mio. Euro

Jahr	Redispatch (nach § 13 Abs. 1 EnWG) ⁵	Einspeise- management (ÜNB und VNB)	Reservekraftwerke Inland ⁶	Reservekraftwerke Ausland ⁷	Summe
2011	129,4	33,5	0,8	16,0	179,8
2012	164,9	33,1	7,9	17,8	223,7
2013	114,9	43,7	43,8	12,5	214,9
2014	186,7	183,0 ⁸	47,3	19,5	436,5
	Kostenschät- zung Ein- griffsmaß- nahmen ÜNB: 393,0 ⁹		117,6	50,4	837,3
2015	noch unbe- kannt	276,3 ¹⁰			
2016	noch unbe- kannt	noch un- bekannt	61,4	65,1	126,6
2017	noch unbe- kannt	noch un- bekannt	50,7	54,2	104,9
2018	noch unbe- kannt	noch un- bekannt	11,0	20,8	31,8
Summe	988,9 ¹¹	569,6	340,6	256,4	2.155,5

Tabelle 2: Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2018 (Stand: April 2016)

Die vorstehenden Kostenangaben sind höchst vorläufig und können sich noch deutlich ändern. So handelt es sich bei den in Tabelle 2 dargestellten Kosten für die Reservekraftwerke ab dem zweiten Halbjahr 2015 allein um den zu vergütenden Leistungspreis, also die Kosten, die alleine für die Vorhaltung der Kapazitäten anfallen. Die entstandenen Arbeitskosten und die Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft sind ab

⁵ Nationaler und grenzüberschreitender Redispatch inkl. Countertrading

⁶ Leistungskosten und bis 1. Halbjahr 2015 (nicht separat ausgewiesen) inkl. Kosten für Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft und Arbeitskosten (Vorwärmung und Beheizung, Probestarts, Einsätze)

⁷ Leistungskosten und bis 1. Halbjahr 2015 (nicht separat ausgewiesen) inkl. Arbeitskosten (Einsätze). Der Leistungspreis fällt dabei jeweils für das Winterhalbjahr an. Zum Beispiel in Spalte "Jahr", Zeile "2012" für 1. Januar 2012 bis 31. März 2012 und 1. Oktober 2012 bis 31. Dezember 2012

⁸ Geschätzte Entschädigungsansprüche für 2014 (vgl. Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2015, S. 110 ff.)

⁹ Vgl. Bundesnetzagentur, 2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, S. 6 ff.

¹⁰ Geschätzte Entschädigungsansprüche für die ersten drei Quartale 2015 (Vgl. Bundesnetzagentur, 2. Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, S. 6 ff.)

¹¹ Die Aufsummierung der Redispatchkosten von 393 Mio. Euro für 2015 in den Gesamtkosten von 988,9 Mio. Euro für Redispatch seit 2011 ist nur eine Näherung, da hier auch Einspeisemanagement der ÜNB enthalten ist und demnach doppelt gezählt wird. Andererseits bezieht sich der Wert nur auf die ersten drei Quartale 2015. Die gesamten Redispatchkosten für 2015 werden voraussichtlich oberhalb dieses Wertes liegen.

dem zweiten Halbjahr 2015 noch nicht enthalten. Zudem sind für die künftigen Zeiträume noch nicht alle Verträge mit nationalen Reservekraftwerken geschlossen und dementsprechend die Kosten in der Tabelle 2 noch nicht vollständig berücksichtigt. Für 2018 sind in der Tabelle zudem nur die bereits bekannten Kosten für das erste Halbjahr dargestellt.

Für die Kosten aller Eingriffsmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber inkl. Redispatch in 2015 und die Entschädigungen für Einspeisemanagement-Maßnahmen von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern in 2015 liegen bislang erst für die ersten drei Quartale geschätzte Kosten vor. Demnach werden sich die Gesamtkosten für 2015 auch hier noch weiter erhöhen. So entspricht die in Abbildung 1 und Tabelle 2 für 2015 enthaltene Kostenschätzung von 393,0 Mio. Euro für Redispatch und Countertrading der Veröffentlichung auf <https://transparency.entsoe.eu> für die ersten drei Quartale 2015. Aufgeführt werden hier die summierten Kosten der Anforderung von Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen durch die ÜNB sowie die Abrufe der Netzreserve, abschaltbare Lasten und Multilateral Remedial Actions. Eine gesonderte Ausweisung der reinen Redispatchkosten für die Quartale 1-3 für das Jahr 2015 ist aktuell noch nicht möglich.

Die Arbeitskosten der inländischen und ausländischen Reservekraftwerke für den Winter 2014/2015 beliefen sich auf 41,61 Mio. Euro und sind in der Tabelle 2 enthalten. Eine Hochrechnung mit den Durchschnittskosten pro Megawatt und Megawattstunde ergibt eine Schätzung von über 100 Mio. Euro an Arbeitskosten für den Winter 2015/2016 für alle Reservekraftwerke, die bislang noch nicht in der Tabelle 2 enthalten sind. Die Abrechnung der tatsächlich angefallenen Arbeitskosten steht noch aus. Diesem Anstieg der Arbeitskosten bei den Reservekraftwerken steht gegenüber, bedingt durch die Anwendung des Effizienzfaktors, eine Verringerung der Kosten beim marktbasieren Redispatch, da hier das Gesamtvolumen, durch die Substitution von marktbasierendem Redispatch durch Einsatz von Netzreserve, geringer ausgefallen ist.

Die folgende Tabelle 3 beinhaltet für die Reservekraftwerke eine Aufteilung der gesamten Kosten in Vorhalte- und Einsatzkosten. Die Vorhaltekosten für die Reservekraftwerke im In- und Ausland beinhalten die Leistungskosten und zusätzlich für die Reservekraftwerke im Inland bis zum ersten Halbjahr 2015 die Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft. Die Einsatzkosten der Reservekraftwerke im In- und Ausland sind bis zum ersten Halbjahr 2015 erfasst und beinhalten im Inland die Kosten für Vorwärmung und Beheizung, Probestarts sowie Einsätze und im Ausland die Kosten für Einsätze.

Kosten für Reservekraftwerke in Mio. Euro

Jahr	Vorhaltekosten Reservekraftwerke Inland	Einsatzkosten Reservekraftwerke Inland	Vorhaltekosten Reservekraftwerke Ausland	Einsatzkosten Reservekraftwerke Ausland	Summe
2011	0,8	0,0	16,0	0,0	16,9
2012	7,1	0,8	17,8	0,0	25,7
2013	43,0	0,8	11,2	1,3	56,3
2014	44,3	3,0	18,0	1,5	66,8
2015	89,0	28,6	41,4	9,0	168,0
2016	61,4	noch unbekannt	65,1	noch unbekannt	126,6
2017	50,7	noch unbekannt	54,2	noch unbekannt	104,9
2018	11,0	noch unbekannt	20,8	noch unbekannt	31,8
Summe	307,4	33,2	244,5	11,9	597,0

Tabelle 3: Kosten für Reservekraftwerke in Mio. Euro

Insofern sind alle Angaben höchst vorläufig. Da die genannten Maßnahmen von den Stromnetzbetreibern nahezu ausschließlich wegen des verzögerten Netzausbaus und der durch die von Exporten nach Österreich verursachten Ringflüsse 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 und Möglichkeiten geschaffen worden sind, die Exporte nach Österreich auf ein vertragliches Maß zu beschränken.

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 2016/2017 und das Jahr 2018/2019.

Am 9. September 2015 trafen sich Vertreter der Bundesnetzagentur mit Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber zwecks Abstimmungen zur zukünftigen Systemanalyse. Dabei wurde insbesondere diskutiert, welche Eingangsparameter abzustimmen sind. Die Beteiligten kamen überein, dass neben den bereits in den vorangegangenen Reservebedarfsfeststellungen maßgeblichen Eingangsparametern, wie etwa die Netztransportkapazitäten zwischen Deutschland und dem benachbarten Ausland (sog. NTC), die Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen und die Inbetriebnahmedaten von Querregeltransformatoren auch die Konsequenzen einer etwaigen Einführung eines Engpassmanagementverfahrens an der deutsch-österreichischen Grenze zu berücksichtigen ist. Im Rahmen der Diskussion entstand Konsens, darüber dass neben der Jahreslaufbetrachtung auch die sog. synthetische Woche zu berücksichtigen ist.

Am 20. Oktober 2015 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. Dabei stimmten die Beteiligten sich hinsichtlich des maßgeblich zugrunde zulegenden Kraftwerksparkes (Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur) ab.

Im vierten Quartal des Jahres 2015 erfolgte zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur sodann eine präzierte Abstimmung der Annahmen und Eingangsparameter und Szenarien für die maßgeblichen Betrachtungszeiträume. Im ersten Quartal des Jahres 2016 kamen die Beteiligten überein, dass die vorliegend gegenständlichen Betrachtungszeiträume Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019 zu untersuchen sind. Die Beteiligten definierten insoweit die maßgeblichen Betrachtungszeiträume dahingehend, dass der Winter 2016/2017 sich vom 1. Oktober 2016 bis zum 31. März 2017 und das Jahr 2018/2019 vom 1. Juli 2018 bis zum 30. Juni 2019 erstreckt.

Zwischen 12. Februar 2016 und 29. April 2016 übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur die Ergebnisse der Markt- und Netzsimulation für die erfahrungswertbasierten Grenzsituationen sowie die Jahresläufe für beide 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 Netzsimulationsdaten ergab sich für die Bundesnetzagentur eine Reihe von Nachfragen. Diese wurden von den Übertragungsnetzbetreibern sodann sukzessive beantwortet. Weitere Fragen zu dem der Marktsimulation zugrunde gelegten Kraftwerkspark, den angenommenen NTC-Grenzwerten sowie zu den Handelsflüssen in den beiden Betrachtungszeiträumen wurden von den Übertragungsnetzbetreibern beantwortet.

In Bezug auf die Handelsflüsse übermittelten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur am 22. März 2016 eine Darstellung der Grenzkosten, die sich im erfahrungswertbasierten Betrachtungsszenario "Starkwind-Starklast-Fall" für den Betrachtungszeitraum 2016/2017 voraussichtlich einstellen würden.

Am 4. März 2016 präsentierten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur schließlich die vorläufigen Ergebnisse der Systemanalysen für den Betrachtungszeitraum 2016/2017. Dabei stellten sie unterschiedliche von ihnen vorgenommene Sensitivitätsuntersuchungen vor. So nahmen die ÜNB unter anderem ein Szenario an, in welchem gesichertes Redispatchpotential in Höhe von insgesamt 4,7 GW über den österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG bereitgestellt wird. Darüber hinaus untersuchten die Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2018/2019 die Netzsituation unter Berücksichtigung einer Engpassbewirtschaftung an den deutsch-österreichischen Grenzkuppelstellen.

Am 18. März 2016 präsentierten die Übertragungsnetzbetreiber schließlich ihre endgültigen Systemanalysen gegenüber der Bundesnetzagentur. Die abschließende Datenlieferung erfolgte zumindest überwiegend zum 31. März 2016.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben bei den Systemanalysen den Betrieb der sog. Süd-west-kuppel-leitung (EnLAG Projekt Nr. 4 und Nr. 10) bereits berücksichtigt. Für den Betrachtungszeitraum 2016/2017 haben die Übertragungsnetzbetreiber zudem die Öffnung des deutsch-polnischen Interkonnektors Vierraden-Krajnik angenommen.

C Bedarfsfeststellung

Die vorliegende Netzreservebedarfsfeststellung basiert auf § 3 ResKV. Die seitens des Gesetz- und Verordnungsgebers gegenwärtig geplanten Neuregelungen zur Netz- und Kapazitätsreserve haben auf diese Feststellung noch keine Auswirkungen. Sollten die im Rahmen des Regierungsentwurfs eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes vorgesehenen Vorschriften zur Errichtung neuer Anlagen für die Zwecke der Netz- und Kapazitätsreserve vom Gesetzgeber verabschiedet werden und in Kraft treten, so hätte dies nach gegenwärtigem Prognosestand keine Auswirkungen auf den vorliegend ermittelten Netzreservebedarf. Denn selbst im Falle der Errichtung einer auch für die Netzreserve zur Verfügung stehenden Neuanlage würden Fertigstellung und Inbetriebnahme einer solchen Anlage bzw. mehrerer solcher Anlagen jedenfalls nicht vor Ablauf des Jahres 2018/2019, mithin nicht im vorliegend gegenständlichen Betrachtungszeitraum erfolgen.

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.

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.

In der Systemanalyse wird ermittelt, welche Eingriffe die Übertragungsnetzbetreiber in den durch den Markt vorgesehenen Einsatz von Stromerzeugungskapazitäten erforderlich sind, um die im bestehenden Netz vorhandenen Engpässe auszugleichen. Gleichzeitig wird ermittelt, ob und wo die für diese Markteingriffe erforderlichen Erzeugungskapazitäten gesichert vorhanden sind. Als "gesichert" gelten Kraftwerke, die ohnehin in Deutschland am Markt aktiv sind, sowie deutsche Kraftwerke, die als systemrelevant an der Stilllegung gehindert wurden und ausländische Kraftwerke, die durch entsprechende Verträge zur Betriebsbereitschaft verpflichtet wurden. 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. In der Systemanalyse wird der benötigte Umfang der Eingriffe in den Kraftwerkseinsatz bestimmt.

Bei der Bestimmung der Netzreserve wurden verschiedene Risikofaktoren innerhalb der Methodik abgebildet, um möglichst viele Unwägbarkeiten zu Gunsten der Versorgungssicherheit abzudecken. Diese Risikofaktoren werden in Abschnitt 1.6 zusammenfassend dargestellt.

1.2 Vorgehensweise der Systemanalyse

Die Ermittlung des Kraftwerksreservebedarfs zur Beherrschung kritischer Netzsituationen gemäß § 3 ResKV („Systemanalyse“) ist wie folgt strukturiert (vgl. Abbildung 2).



Abbildung 2: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte 1.3-1.5)

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 2016/2017 und 2018/2019 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 im jeweiligen Betrachtungszeitraum zu erwartende Netztopologie bestimmt. Daneben werden auch weitere energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen wie Annahmen zu Brennstoffkosten und CO₂-Preisen 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 beispielsweise 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.

Aufbauend auf der Bestimmung der Eingangsparameter werden im zweiten Schritt synthetische Netznutzungsfälle konstruiert. Hierbei werden synthetische Wochen konstruiert, in denen die dargebotsabhängige Erzeugung (insbesondere die Windenergieeinspeisung) und die deutschen und europäischen Lasten auf Basis von historischen Profilen abgebildet werden. Hiermit soll sichergestellt werden, dass alle bekannten netztechnisch kritischen Situationen durch den ermittelten und dann kontrahierten Reservebedarf abgedeckt werden können (vgl. Abschnitt 1.6).

Im dritten Schritt wird mit Hilfe einer Marktmodellierung prognostiziert, welche Erzeugungsanlagen in den betrachteten Stunden zur Deckung der Last einspeisen (vgl. Abschnitt 1.4). 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 1.5). 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. Die nach der Umsetzung netzbezogener Maßnahmen (z.B. Topologieänderungen oder Rücknahme von bereits abgestimmten Leitungsfreischaltungen) verbleibenden Netzüberlastungen müssen durch Redispatch behoben werden. Dabei werden von den ökonomisch optimal eingesetzten Kraftwerken, die in der Marktsimulation ermittelt wurden, einzelne Kraftwerke heruntergefahren und ihre Einspeisung durch Kraftwerke ersetzt, die Netzengpässe entlastend 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. Außerdem werden in zwei Sensitivitäten die österreichischen Marktkraftwerke gleichberechtigt nach netztechnischer Effizienz (Minimierung der Redispatch-Kosten) zum Redispatch eingesetzt. Hierbei wird einmal von einer gesicherten Verfügbarkeit von 50% der österreichischen Kraftwerke ausgegangen, und einmal von 100%. Hydraulische Kraftwerke in Österreich werden dabei nachgelagert zu thermischen Kraftwerken eingesetzt. Reichen die tatsächlich geeigneten, am Markt agierenden Kraftwerke nicht aus, um das Defizit zu decken, werden als nächstes regional geeignet gelegene Kraftwerke, deren Weiterbetrieb nach § 13 Abs. 1a und § 13a EnWG angeordnet wurde, zum Redispatch herangezogen. Anschließend greifen die Übertragungsnetzbetreiber auf Kraftwerke zurück, die bereits als Netzreserve vertraglich gesichert wurden. Außerdem können teilweise geeignete netztopologische Maßnahmen wie z.B. die Stufung von Phasenschiebern oder Transformatoren zum Einsatz kommen. Besteht weiterhin ein Redispatchbedarf, so wird ein Gesamtbedarf an Netzreserve ausgewiesen, der eine noch zu deckenden Lücke enthält. Der Reservebedarf, der in den zwei Betrachtungszeiträumen

benötigt wird, wird in den Kapiteln 3 und 4 beschrieben. In den folgenden Abschnitten werden die einzelnen Schritte der Systemanalyse genauer erläutert.

1.3 Bestimmung der Eingangsparameter der Marktsimulation

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

Zu den Eingangsparametern gehören der Stromverbrauch (Last), 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 und 4.1 werden dann die im jeweiligen Betrachtungszeitraum verwendeten Eingangsparameter vorgestellt.

1.3.1 Übertragungsnetz

Für die Netzberechnungen wird für jeden der zwei Betrachtungszeiträume je ein Übertragungsnetzmodell erstellt. Diese zwei Übertragungsnetzmodelle sind topologische Abbildungen des deutschen Übertragungsnetzes und benachbarter Übertragungsnetze in den Jahren 2016 und 2018. Die Abbildung des deutschen und des österreichischen Übertragungsnetzes ist knotenscharf, die der benachbarten Netze weitgehend knotenscharf. Auch unterlagerte Verteilernetze werden soweit möglich und notwendig berücksichtigt.

Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird auf Basis der Regionalisierungsmethodik des Netzentwicklungsplans 2025¹² 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 2016 und bis zum Sommer 2018 auf Basis des EnLAG- und des BBPIG-Monitorings als sehr wahrscheinlich angesehen werden kann. Maßnahmen, deren Inbetriebnahme bis zum Sommer 2016 bzw. 2018 unsicher ist, werden bei der Systemanalyse für die jeweiligen Jahre als nicht realisiert unterstellt.

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

¹² Vgl. Bundesnetzagentur (2015): Genehmigung des Szenariorahmens 2025; online im Internet:

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

Ein Grund für die Nichtverfügbarkeiten von Leitungen ist, dass zunehmend Leitungsneubauvorhaben unter der Verwendung bestehender Trassen realisiert werden. Dies führt dazu, dass die zu ersetzenden Betriebsmittel (z.B. Freileitungen) längerfristig nicht zum Stromtransport genutzt werden können. Auch die Fähigkeit zur Versorgung von unterlagerten Verteilnetzen kann geschwächt werden. Daher können diese Nichtverfügbarkeiten zu einem höheren Bedarf an 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 zwei Betrachtungszeiträumen am Markt teilnehmen und welche stillgelegt werden.

Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland wird hierbei auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand: 7. September 2015) und der Kraftwerksliste der Übertragungsnetzbetreiber bestimmt. Die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur berücksichtigt auch geplante Stilllegungen und Zubauten von Kraftwerken und umfasst weiterhin Daten zu minimaler und maximaler Leistungseinspeisung sowie zum Betriebsmodus. Die in der Kraftwerksliste angegebenen Daten basieren auf regelmäßigen Abfragen bei den Kraftwerksbetreibern sowie den Stilllegungsanzeigen der Kraftwerksbetreiber. Dadurch werden bei den Annahmen zu Zubauten und Stilllegungen primär die Planungen der Kraftwerksbetreiber zugrunde gelegt, aber auch das Alter der Kraftwerke und die vorgeschriebenen Stilllegungen der Kernkraftwerke nach § 7 Abs. 1a AtG werden berücksichtigt. Darüber hinaus werden die Angaben zur Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Sicherheitsbereitschaft entsprechend der Entwurfsfassung des Strommarktgesetzes berücksichtigt. Diese Braunkohlekraftwerke stehen dementsprechend nach ihrer Überführung in die Sicherheitsbereitschaft nicht mehr dem Markt und für Redispatch zur Verfügung. Aufbauend auf den jahresscharfen Angaben in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur wird die Entscheidung getroffen, welche Kraftwerke in den einzelnen Zeithorizonten als in Betrieb angenommen werden. Hierbei werden Annahmen zugrunde gelegt, die aus Netzsicht ein Worst-Case-Szenario darstellen. Es wird unterstellt, dass Kraftwerke im Süden bereits am Anfang eines jeden 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 (markt-basiert, KWK, Zwangseinsatz als Industriekraftwerk oder Reservekraftwerkseinsatz etc.) ergänzt. Bereits von den Übertragungsnetzbetreibern kontrahierte Reservekraftwerke im In- und Ausland sowie potentielle inländische Reservekraftwerke werden 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 von P3 Energy & Storage GmbH vom 6. Oktober 2015¹³ bestimmt. Hierbei wird bei der Festlegung der Höhe des Zubaus von EE-Anlagen an Land das „Trendszenario“ zugrunde gelegt. Für die Erwartungswerte zur installierten Leistung von Offshore-Windparks werden die aktuellen Daten der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur verwendet. Neben den Zubauzahlen und der Gesamthöhe der installierten Leistung wird auch festgelegt, an welchen geographischen Standorten die erneuerbaren Energieträger in das Übertragungsnetz einspeisen bzw. an welchen Stellen Energie aus dem Übertragungsnetz entnommen wird. Hierbei wird die reale, geographische Verortung der Anlagen zugrunde gelegt. Die Basis hierfür sind die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber. Die Regionalisierung des für die nächsten Jahre prognostizierten Zubaus an EE-Anlagen erfolgt mit Hilfe der Regionalisierungsmethodik nach dem Szenariorahmen für die Netzentwicklungsplanung 2025.¹⁴ 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&AF¹⁵-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. In Österreich wurden bei der Datenabfrage insbesondere auch Besonderheiten beim Kraftwerksbetrieb aufgrund von Must-Run-Bedingungen und KWK-Betrieb berücksichtigt. Auch die Arbeitsweise von Wasserkraftwerken mit Schwellbetrieb wird abgebildet. 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 erforderlichenfalls die berücksichtigten Daten auf die installierten Leistungen aus dem ENTSO-E Report „Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ vom Juni 2015 (SO&AF 2015) hochskaliert. Hierbei wurden die SO&AF-Daten des Szenarios B verwendet.

¹³ P3 Energy & Storage GmbH (2015): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2016 bis 2020; online im Internet:

http://www.netztransparenz.de/de/file/20151006_Abschlussbericht_EE_P3Energy.pdf [Zugriff am 18.02.2016]

¹⁴ Bundesnetzagentur (2015): Genehmigung des Szenariorahmens 2025; online im Internet:

http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/SR/Szenariorahmen_2025_Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile [Zugriff am 18.02.2016]

¹⁵ Vgl. ENTSO-E (2015): Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2015-2030; online im Internet:

<https://www.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-forecasts/Pages/default.aspx>

Bei der Prognose der Entwicklung der EE-Anlagen im Ausland werden die Daten aus dem SO&AF-Bericht vom Juni 2015 verwendet. Hierbei erfolgt die Bestimmung der Mantelzahlen je EE-Energieträger im Ausland auf Basis der interpolierten Angaben des SO&AF für den jeweiligen Zielhorizont. 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 Betrachtungszeiträume angenommen, dass 4.200 MW an Kraftwerksleistung in Deutschland und 700 MW in Österreich für die Bereitstellung von Regelleistung verwendet werden. Die blockscharfe Verteilung der Regelleistungsvorhaltung orientiert sich an historischen Daten. Im restlichen Ausland wird die Regelleistungsvorhaltung mit Hilfe der Daten aus dem SO&AF 2015 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 Betrachtungszeiträumen keine Leistung einspeisen. Die Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten in der Reservebedarfsermittlung ist von entscheidender Bedeutung, da die in der Systemanalyse untersuchten potentiell kritischen Netzsituationen entscheidend durch die Verfügbarkeit von Kraftwerken beeinflusst werden. Wenn beispielsweise der Bedarf an Netzreservekraftwerken durch ein hohes Nord-Süd-Gefälle an Kraftwerken bestimmt wird, würde eine hohe Kraftwerksnichtverfügbarkeit in Süddeutschland und eine geringe in Norddeutschland zu einer Verstärkung dieses Lastflusses und somit einer Steigerung des Netzreservebedarfs führen. Daher ist es erforderlich, Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in den Systemanalysen mit Hilfe von geeigneten Methoden zu berücksichtigen. Hierzu wurden Modelle entwickelt, mit denen die 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.

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 nicht verfügbaren Kraftwerksleistung ermittelt. Unter Annahme einer statistischen Unabhängigkeit der einzelnen Kraftwerksausfälle ist dies durch eine Faltungsoperation möglich. Aufbauend auf den berechneten Verteilungsfunktionen wird für die Grenzsituationen die nichtverfügbare Kraftwerksleistung je Netzregion mittels einer Quantilsauswertung bestimmt. Hierbei wird für jeden der 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 Kraftwerksnichtverfügbarkeiten werden aufgrund saisonaler Unterschiede für die beiden kritischen Grenzsituationen "Starklast/Starkwind" und "Übergangsszenario" separat für jeden zu untersuchenden Zeithorizont 2016/17 und 2018/19 ermittelt. Die Szenarien werden in Kapitel 1.6 vertieft dargestellt. Während für die ungeplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten eine jahreszeitunabhängige Betrachtung erfolgt, wird für den Anteil der geplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten eine jahreszeitabhängige Betrachtung vorgenommen. Dabei finden die typischen Revisionszeiträume Berücksichtigung. Der Betrachtungszeitraum für die Grenzsituation "Starklast/Starkwind" erstreckt sich von Oktober bis März. Für die Grenzsituation "Übergangsszenario" umfasst der Betrachtungszeitraum Februar bis April sowie September bis November.

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

1.3.4 Szenarien zur Zukunft der Preiszone Deutschland-Österreich

Im Rahmen der Systemanalysen wurden sehr hohe Handelsflüsse von Deutschland nach Österreich festgestellt, die in der Spitze Werte von 10 GW überschreiten. Die tatsächliche Netzkuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich liegt deutlich unter diesem Wert. Ausweislich der Angaben aus den Netzentwicklungsplänen wird dort auf absehbare Zeit mit einem Wert von 5,5 GW geplant. Eine Überprüfung der heutigen Übertragungskapazitäten durch die Bundesnetzagentur ergab, dass tatsächlich heute nur ca. 3,5 GW (n-1)-sicher über die Grenze übertragen werden können, ohne die Netze der Nachbarländer für den Stromtransport mit in Anspruch zu nehmen. Daher stellt sich, wie an allen anderen potenziell überlasteten Verbindungsleitungen auch, die Frage nach der Erforderlichkeit eines Engpassmanagements. Gemäß der neuen Regeln der Verordnung (EU) der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (sog. CACM), die August 2015 in Kraft getreten ist, wird der Zuschnitt der Gebotszonen alle drei Jahre überprüft. Bereits vor dem Inkrafttreten der Leitlinie wurde im Rahmen eines Pilotprojekts eine erste Überprüfung der Gebotszonen begonnen. 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 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 ihrer Stellungnahme 09/2015 vom 23. September 2015 auf Probleme wie hohe Ringflüsse durch Polen und Tschechien hingewiesen und die Teilung der Gebotszone gefordert. Die Bundesnetzagentur hatte bereits im Rahmen früherer Feststellungen des Netzreservebedarfs darauf hingewiesen, dass eine solche Maßnahme aufgrund ihrer erheblichen netzentlastenden Wirkung zu erwägen ist und hat auch der ACER Stellungnahme 09/2015 zugestimmt.

Nach der Gebotszonenüberprüfung gemäß CACM sollen die Mitgliedsstaaten auf Basis der Ergebnisse versuchen, sich einvernehmlich auf einen geeigneten Gebotszonenzuschnitt zu verständigen. 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.

Unabhängig von der Einführung eines Engpassmanagements durch Gebotszontrennung sowie ergänzend dazu ist auch eine Netzentlastung über gesichertes Redispatchpotential in Österreich denkbar. In diesem Fall müsste der österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG gesicherte Kapazitäten für den grenzübergreifenden Einsatz von Redispatch bereitstellen. Dabei kämen vielfach Kraftwerke zum Einsatz, die heute als Teil der ausländischen Netzreserve fungieren. Bei der Einführung von gesichertem Potential in Österreich zum grenzüberschreitenden Redispatch stellt sich allerdings insbesondere die Frage der operativen Handhabbarkeit als dauerhafte Lösung sowie die sachgerechte 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. Im Ergebnis hält die Bundesnetzagentur eine marktbasierende Engpassbewirtschaftung durch Deckelung des Handels gegenüber der Nachsteuerung durch Redispatch für vorzugswürdig.

Um der Unsicherheit bezüglich einer Änderung des Gebotszonenzuschnitts oder der Einführung von gesichertem Redispatchpotential in Österreich Rechnung zu tragen, wurden für das Jahr 2018/2019 drei Szenarien betrachtet:

- Im ersten Szenario wird angenommen, 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.
- Zu Vergleichszwecken wird im zweiten Szenario unterstellt, dass keine Änderung der Gebotszonengestaltung vorgenommen wird.
- Für den Fall, dass sich die Einführung des Engpassmanagements an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich nach 2018/2019 verzögert, wurde im dritten Szenario der Einsatz von gesichertem Redispatchpotential in Österreich untersucht.

- Die Untersuchung eines weiteren Szenarios, nämlich der Kombination einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze mit einem optimierten Einsatz von gesichertem Redispatchpotential in Österreich im Rahmen der Redispatch-Kooperation wurde vorerst aus praktischen Gründen nicht untersucht. Auch bei den Übertragungsnetzbetreibern und bei der überprüfenden Bundesnetzagentur sind die Personalressourcen und die Berechnungskapazitäten endlich. Da die Kombinationslösung absehbar den niedrigsten Reservebedarf und die geringsten Redispatcheinsätze benötigen wird, wäre der zusätzliche Erkenntnisgewinn gering gewesen; insbesondere weil die Einleitung eines Interessebekundungsverfahrens angesichts der noch bestehenden Unwägbarkeiten hinsichtlich der Einführung einer Engpassbewirtschaftung und der Finanzierung der Redispatch-Kooperation ohnehin noch nicht angezeigt ist.

Bei der Bestimmung des Reservebedarfs für den Fall der Einführung eines Engpassmanagements, Szenario eins, wurde in den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber unterstellt, dass im bedarfsdimensionierenden Netznutzungsfall eine Netztransferkapazität (NTC) von 5,6 GW an der deutsch-österreichischen Grenze besteht. Diese NTC-Höhe stellt eine Arbeitshypothese der Übertragungsnetzbetreiber 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 Bereitstellung dieser Transportleistung hin optimiert werden. Das langfristig ab 2024/2025 zur Verfügung stehende Netz wird daher über diesen Leistungswert tendenziell nicht hinausgehen; höhere Kapazitäten durch die Nutzung standardisierter Übertragungstechniken sind dabei vorstellbar. Die Zugrundelegung des Zielwertes des NEP für 2025 in Höhe von 5,6 GW in den Rechenmodellen macht keine Aussage dazu, wie hoch der NTC bei einer tatsächlichen Engpasseinführung im Jahr 2018 tatsächlich 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. Nach gegenwärtigem Kenntnisstand liegt, wie oben erwähnt, die zwischen Deutschland und Österreich zu jedem Zeitpunkt übertragbare Leistung im Betrachtungszeitraum 2018/2019 zwischen 3 und 4 GW. Die Übertragungskapazität von 5,6 GW wird erst später, nach Abschluss der Netzausbaumaßnahmen erreicht.

Im zweiten Szenario (keine Änderung des gegenwärtigen Gebotszonenzuschnitts) sind für die Berechnung des Reservebedarfs keine weiteren Annahmen erforderlich.

Für das dritte Szenario (gesicherter Redispatch in Österreich) wurde unterstellt, dass gesicherte Kraftwerkskapazitäten in Höhe von 4,7 GW in Österreich für den Redispatch zur Verfügung stehen. Aufgrund der netztechnischen Lage kann - insbesondere auf Engpässe an den östlichen und südlichen Grenzen - die Wirksamkeit österreichischer Kraftwerke im Vergleich zu Kraftwerken in Deutschland höher sein. Dieses Szenario birgt verschiedene Unsicherheiten; zum einen werden im operativen Betrieb die Handelsflüsse zwischen Deutschland und Österreich nicht auf den netztechnisch übertragbaren Wert beschränkt und erfordert somit den Einsatz von Redispatch mit sehr hohen Leistungen um die Systemsicherheit zu gewährleisten. Zum anderen besteht gegenwärtig keine Zusage Österreichs außerhalb der bisherigen Kontrahierungszeiträume für die Netzreserve gesicherte Kapazitäten in geeigneter Höhe zur Verfügung zu stellen. Dieser Unsicherheit wurde damit begegnet, dass das Szenario gesicherter Redispatch in Österreich in drei Varianten untersucht wurde; dabei wurde der Anteil der gesicherten Leistung in Österreich variiert. In Variante eins stehen die 4,7 GW gesicherte Kapazitäten vollständig zur Verfügung. Variante zwei untersucht die Netzsituation unter der Annahme, dass nur 50 % dieser österreichischen Kraftwerkskapazitäten gesichert zur Verfügung stehen. In Variante drei wird unterstellt, dass keine Kraftwerke aus Österreich als gesichert angenommen werden können.

Die Untersuchungen der Übertragungsnetzbetreiber sowie der Bundesnetzagentur kommen zu dem Fazit, dass die Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze sinnvoll und geboten ist. Die Einführung eines Engpassmanagements verhindert extreme Handelsspitzen, die die Übertragungskapazität der Netze übersteigt, die Übertragungsnetzbetreiber zu Gegenmaßnahmen zum Erhalt der Systemsicherheit zwingt und somit Fehlanreize im Strommarkt setzt. Sie reduziert deutlich den Umfang der tatsächlich notwendigen Redispatchmaßnahmen und leistet dadurch einen erheblichen Beitrag, die Fehlerwahrscheinlichkeit im operativen Bereich zu verringern und damit die effektive Systemsicherheit zu erhöhen. Die weiteren Szenarien wurden betrachtet, um alle Eventualitäten abzusichern.

1.3.5 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.

Zur Festlegung der Annahmen wurden insbesondere für die nichtdeutschen Grenzen die Systemführungen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber und deren Netzplanungen sowie der europäische Zehnjahres-Netzentwicklungsplan (TYNDP¹⁶) herangezogen. Die Grenzkuppelkapazitäten der Grenzen Deutschland nach Schweiz, Frankreich und Niederlande ergeben sich abhängig von der jeweiligen Windeinspeiseprognose an Land der betrachteten Stunde. Alle weiteren Kuppelkapazitäten sind durch einen festen Wert charakterisiert.

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

1.3.6 Annahmen zur Last

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

Die Grundlage für die Lastannahmen im Winterhalbjahr 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 das Übergangsszenario - siehe 1.6 - bildet, ist gekennzeichnet durch eine hohe Windenergieeinspeisung in Deutschland bei gleichzeitiger hoher Photovoltaikeinspeisung mit Schwerpunkt im Norden Deutschlands.

Bei beiden Wochenverläufen wird das Maximum der Wochenlast auf die prognostizierten Lasten in den einzelnen Jahren skaliert.

¹⁶ 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]

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. Die resultierenden Wochenverläufe werden in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt:

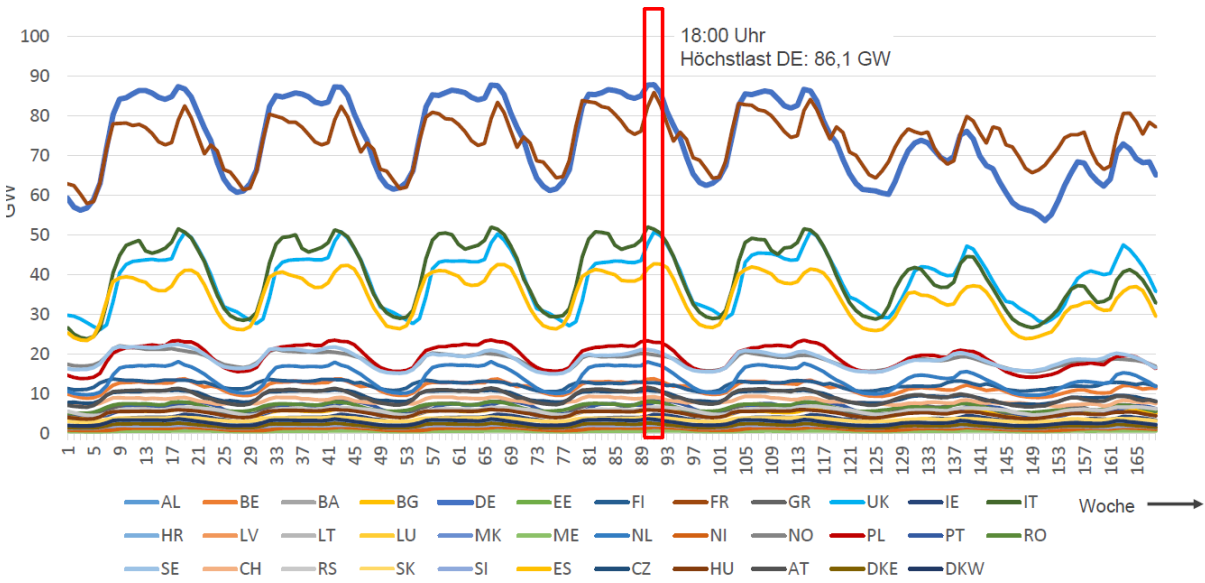


Abbildung 3: Wochenverlauf der Last im Starkwind-Starklastfall (beispielhaft für 2016/2017) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

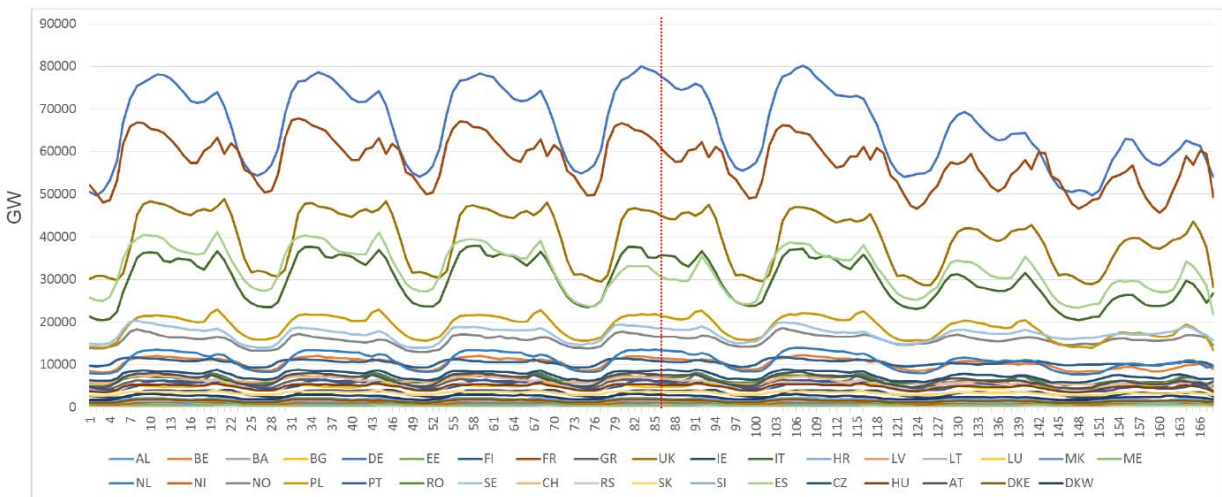


Abbildung 4: Wochenverlauf der Last im Übergangs-Szenario (beispielhaft für 2016/2017) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

1.4 Marktsimulation

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

Die Beantwortung der Einsatzfrage hängt maßgeblich von den Einsatzkosten konventioneller Kraftwerke ab. Mit Hilfe des ökonomischen, europäischen Marktmodells wird ermittelt, welche Kosten ein Kraftwerk bei Einsatz in jedem der Netznutzungsfälle hat. Die Gesamtkosten hängen zum Beispiel von Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Zertifikate und der Erzeugungstechnologie ab. Auf Basis der Gesamtkosten 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 Vorrang einspeisung genießen. Auch die technischen Restriktionen der Kraftwerke, wie zum Beispiel die Mindestleistung von Kraftwerksblöcken oder Must-run-Bedingungen, werden berücksichtigt.

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 Handelssalden mit dem benachbarten europäischen Ausland werden in der Marktsimulation ermittelt, wobei die Zusammensetzung der ausländischen Kraftwerksparks und die vorgegebenen NTC-Werte berücksichtigt werden.

In der vorliegenden Systemanalyse 2016 wird die Marktsimulation für die vorab identifizierten synthetischen Wochen in allen zwei Zeiträumen durchgeführt. Für den Betrachtungszeitraum 2018/2019 wird die Marktsimulation zusätzlich für einen gesamten Jahreslauf durchgeführt, 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.

1.5 Netzanalysen

In der Systemanalyse der zwei Betrachtungsjahre wird aus dem Wochen- bzw. Jahreslauf die jeweils für das Netz kritischste Stunde ausgewählt. Für diese wird eine Lastflussberechnung durchgeführt. Mit Hilfe dieser Lastflussberechnungen wird für jeden Netznutzungsfall untersucht, ob es im Höchstspannungsnetz zu Leistungsüberlastungen kommt. Außerdem wird geprüft, ob das zulässige 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 Netzzustands¹⁷ eingeleitet. Zunächst wird geprüft, ob der Netzengpass durch topologische Maßnahmen (wie z.B. Schaltmaßnahmen oder Änderung der Transformatorstufungen) beseitigt werden kann.

Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, greifen die Übertragungsnetzbetreiber in den Netzanalysen in einem iterativen Prozess in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen ein. Dabei werden konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare-Energien-Anlagen, die die identifizierten Netzengpässe belasten, in ihrer Erzeugung abgesenkt. Gleichzeitig werden konventionelle Kraftwerke, die eine netzentlastende Wirkung haben, hochgefahren. Dadurch wird sichergestellt, dass trotz der Leistungseinsenkung ausreichend Erzeugungsleistung vorhanden ist, um die Last zu decken.

Im ersten Schritt wird nur die Erzeugungsleistung von konventionellen Kraftwerken erhöht, die zwar am Markt anbieten, aber im konkreten Moment nicht oder nicht vollständig einspeisen. Nach Durchführung dieser Redispatchmaßnahmen werden erneut Lastflussrechnungen durchgeführt und die Auswirkungen auf das Netz begutachtet. Sollten nach wie vor unzulässige, grenzwertverletzende Betriebszustände im Übertragungsnetz auftreten, werden Redispatchmaßnahmen mit bereits kontrahierten und potentiellen deutschen Netzreserveanlagen durchgeführt. Sollten diese ebenfalls 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.

Die Übertragungsnetzbetreiber bilden dabei neben dem deutschen auch das österreichische Übertragungsnetz knotenscharf ab. Allerdings nehmen die Übertragungsnetzbetreiber keine eigenständigen Maßnahmen zur Engpassbehebung innerhalb des österreichischen Übertragungsnetzes vor, insbesondere netztopologische Maßnahmen werden nicht angewendet. Das bleibt alleinige Verantwortung des österreichischen Übertragungsnetzbetreibers APG. Von daher lassen weder die Abbildungen zur Netzbelastung, wie sie in den Kapiteln 3 und 4 dargestellt werden, noch die Untersuchungen an sich, eine abschließende Bewertung der Systemicherheit in Österreich zu.

Zusätzlich zur oben dargestellten Reihenfolge des in- und ausländischen Kraftwerkseinsatzes werden in der Systemanalyse 2016 Sensitivitäten gerechnet. Hierbei werden österreichische Marktkraftwerke und die durch den österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG kontrahierten Reservekraftwerke gleichberechtigt mit den deutschen Marktkraftwerken eingesetzt. Hintergrund für dieses Vorgehen sind aktuell laufende Verhandlungen zu einer Redispatchkooperation zwischen den deutschen Übertragungsnetzbetreibern und dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber, die einen gesicherten Zugriff auf österreichische Erzeugungseinheiten ermöglichen soll. Österreichische Wasserkraftwerke werden nachgelagert herangezogen. Der konkrete Einsatz ergibt sich aus der netztechnischen Effizienz des jeweiligen Kraftwerks im Sinne einer Minimierung der Redispatchkosten. Innerhalb dieser Sensitivität wurden zwei Varianten untersucht: einmal, dass die öster-

¹⁷ Unter einem sicheren Netzzustand wird derjenige Zustand verstanden, bei dem keine Betriebsmittelüberlastungen eintreten und die zulässigen Spannungsbereiche eingehalten werden.

reichischen Kraftwerke zu 50 % uneingeschränkt zur Verfügung stehen, und einmal, dass sie zu 100 % verfügbar sind.

1.6 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 2016/2017 und 2018/2019 werden folgende Risiken berücksichtigt (vgl. auch Abbildung 5):

In den beiden Betrachtungszeiträumen werden alle bekannten, potentiell netztechnisch kritischen Wettersituationen betrachtet. Zu den berücksichtigten Wettersituationen zählen insbesondere Kälteperioden, Starkwindphasen und Zeiten ungünstiger regionaler Einspeisung aus Photovoltaikanlagen. 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 Starkwindphase hohe Lasten in Deutschland und dem angrenzenden Ausland auftreten. Zum anderen wurde das Ausmaß der kritischen Wettersituationen verschärft. Erstens wurde angenommen, dass in Starkwindphasen eine Windenergieeinspeisung in Höhe der maximalen Windenergieeinspeisung der letzten Jahre¹⁸ eintritt. Zweitens wurde für die eingespeiste Erzeugung aus Photovoltaikanlagen während eines Sturmtiefs ein in Norddeutschland um den Faktor zwei höherer Wert angenommen als für Süddeutschland (Übergangsszenario). Das Übergangsszenario basiert auf den Beobachtungen, die zum Ende des Winters 2014/2015 während des Sturmtiefs NIKLAS gemacht wurden. Die beiden kritischsten so konstruierten Netznutzungsfälle sind der Starkwindfall (maximale Windenergieeinspeisung, keine PV-Einspeisung und sehr hohe Lasten) und das Übergangsszenario (hohe Windenergieeinspeisung, ungünstige Nord-Süd-Verteilung der PV-Einspeisung und hohe Lasten). Sie umfassen damit die Risiken, die die Übertragungsnetzbetreiber aus der betrieblichen Praxis kennen.

Ein weiteres zentrales Risiko für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb ist die Verzögerung von geplanten Leitungsbauvorhaben. Im Sinne einer umsichtigen Risikoabschätzung sind bei der Ermittlung des 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. 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.

¹⁸ 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.

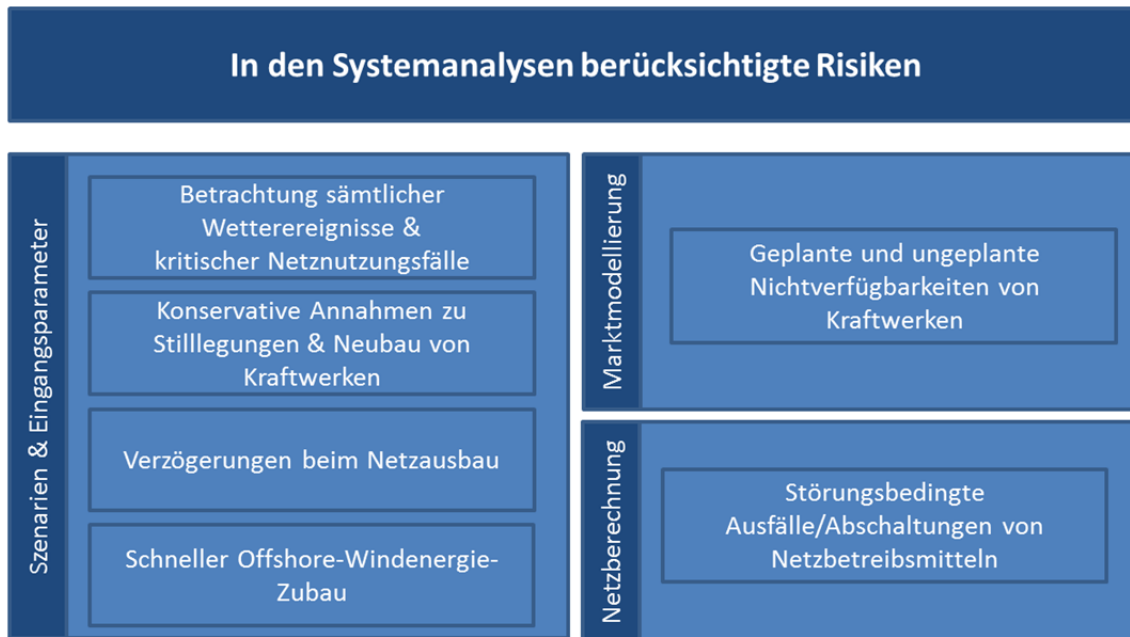


Abbildung 5: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

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, angenommen. Auch beim Neubau von Kraftwerken werden Annahmen zugrunde gelegt, die tendenziell zu einem höheren Reservebedarf führen. So wird für den Offshore-Windenergie-Zubau angenommen, dass es zu keinen Verzögerungen bei Bau und Netzanschluss kommt und alle Windparks wie geplant ans Netz gehen können. Dies führt in beiden Grenzsituationen (Starkwind- und Übergangsszenario) tendenziell zu einem höheren Reservebedarf, da es bei hoher Windenergieeinspeisung zu hohen Nord-Süd-Transiten und damit verbundenen Netzengpässen kommt.

Neben den genannten Risiken wird auch das Risiko von Kraftwerksnichtverfügbarkeiten berücksichtigt. Die 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 ist. Der sich so ergebende Reservebedarf sorgt dafür, dass auch im Falle einer großen Anzahl von gleichzeitigen Revisionen oder Ausfällen eine ausreichende Anzahl von Reservekraftwerken zur Verfügung steht.

Die Berücksichtigung von außergewöhnlichen Ereignissen (Exceptional Contingencies), die zu Ausfällen mehrerer Netzelemente führen, bildet allein im Rahmen der Betrachtung des Jahres 2018/2019 einen zu berücksichtigenden Umstand, da zu diesem Zeitpunkt aller Wahrscheinlichkeit nach ein entsprechend verschärfter gesetzlicher Sicherheitsstandard gelten wird. Im Winter 2016/2017 bilden derartige außergewöhnliche Netzausfallsituationen hingegen noch keinen bedarfsbestimmenden Umstand. Nach geltender Rechtslage ist das Übertragungsnetz für den (n-1)-sicheren Netzbetrieb ausgelegt. Dieser Sicherheitsmaßstab ist daher für die Reservebedarfsdeterminierung im Winter 2016/2017 maßgeblich.

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

Dennoch beruht die Reservebedarfsermittlung immer auf der Prognose einer zukünftigen Situation und kann keine exakte Vorhersage der tatsächlich in den drei Betrachtungsjahren eintretenden Verhältnisse sein. Die Eingangsparameter und Szenarien, die der Reservebedarfsermittlung zugrunde gelegt werden, gehen zwar über das Maß der zu erwartenden kritischen Situationen im Netz hinaus. Jedoch wird damit 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 und zu untersuchen.

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

Trotz der getroffenen Vorsorgemaßnahmen im Bereich der Elektrizitätsversorgungssicherheit verbleiben Restrisiken. Absolute Sicherheit im Energieversorgungssystem konnte in der Vergangenheit nicht garantiert werden und wird auch in der Zukunft nicht garantiert werden können. So greift das Konzept der 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 können.

1.7 Vorgehen bei der Prüfung der Systemanalyse

Die Bundesnetzagentur hat die Eingangsparameter und die von den Übertragungsnetzbetreibern angewandte Methodik plausibilisiert sowie die Modellierungsergebnisse von Netz- und Redispatchberechnungen geprüft. Eine Übersicht der erforderlichen Verfahrensschritte und damit auch der Prüfreihenfolge von Zwischen- und Endergebnissen ist in Abbildung 2 dargestellt.

Zunächst wurden die Eingangsparameter und die relevanten kritischen Grenzsituationen zwischen Bundesnetzagentur und Übertragungsnetzbetreibern abgestimmt. Mit Hilfe dieser Daten wird ein mathematisches Modell parametrisiert, das den europäischen Strommarkt abbildet. Hierbei hat die Bundesnetzagentur zunächst nachvollzogen, in wie weit die vorher abgestimmten Eingangsparameter in den Simulationen abgebildet wurden. Anschließend wurden die Marktergebnisse von der Bundesnetzagentur auf Plausibilität hinsichtlich Handelsflüssen, Kraftwerkseinsatz, Grenzkosten und weiterer Variablen geprüft.

Aus den Ergebnissen der Marktsimulation wurden Eingangsparameter, wie z.B. der Kraftwerks- oder Speichereinsatz, für die Netzberechnungen gewonnen. In den Netzberechnungen wurden Auslastungen aller Netzelemente im Grundlastfluss und im (n-1)-Fall ermittelt. Auftretende Überlastungen konnten im Modell durch topologische Maßnahmen oder den Einsatz von effizienten Redispatchmaßnahmen behoben werden. Die Netz- und Redispatchberechnungen werden für ausgewählte Zeitpunkte durchgeführt, sodass im Anschluss der Redispatchbedarf anhand der höchsten eingesetzten Redispatchmengen ermittelt werden konnte.

Hierbei ist anzumerken, dass aufgrund der hohen Komplexität eine Zuordnung von Maßnahmen auf einzelne engpassbehaftete Netzelemente nicht möglich ist.

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

Weiterhin hat die Bundesnetzagentur die Ergebnisse der Marktsimulation geprüft und die Ergebnisse der Netzanalyse, sowie die entsprechenden methodischen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve an Hand der übersandten Systemanalysen und Daten kritisch 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.

2. Redispatchbedarf und dessen Deckung

Grundsätzlich werden Redispatchmaßnahmen mit am Markt agierenden Kraftwerken durchgeführt. Deren Betreiber sind nach § 13 Abs. 1 S. 1 EnWG verpflichtet, ihre Einspeisung auf Verlangen der Übertragungsnetzbetreiber anzupassen. Ist dieses Potential nicht ausreichend, bestehen nach Reservekraftwerksverordnung 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 im vorliegenden Untersuchungszeitraum die Frage eines Kraftwerksneubaus nach der ResKV im

gegebenen Rechtsrahmen nicht. Damit ist keinerlei Aussage über ein mögliches Ergebnis der nach dem Entwurf des Strommarktgesetzes vorgesehenen Langfristanalyse für den Winter 2021/2022 verbunden.

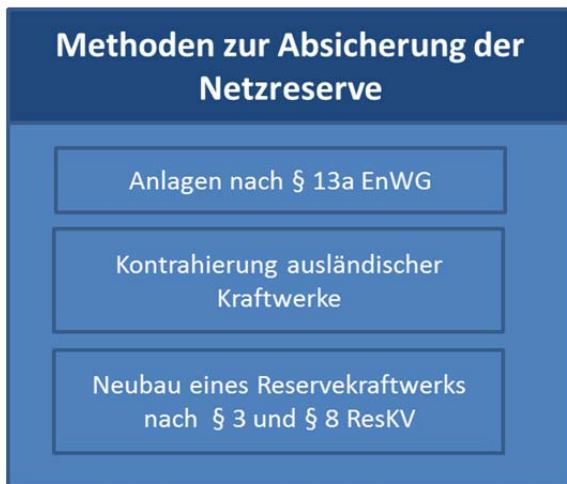


Abbildung 6: Übersicht über die Mittel zur Absicherung der Netzreserve und der Reduktion des Netzreservebedarfs (Quelle: Bundesnetzagentur)

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 Kapung 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 Eingriffe in das Marktgeschehen und die Marktpreisbildung einher, die aller Voraussicht nach zu Preissteigerungen am Day-Ahead-Markt führen. 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.

3. Netzreserve für 2016/2017

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden 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.

3.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2016/2017

In der Systemanalyse 2016 wurden der Starkwind-Starklast-Fall und das Übergangsszenario als potentiell kritischste Netznutzungsfälle identifiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern näher untersucht (vgl. Abschnitt 1.6). Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2016/2017 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 2016/2017 in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen angenommen wurden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt wurden, wird in Abschnitt 1.3.6 beschrieben.

Im Starkwind-Starklast-Fall wurde angenommen, dass Deutschland eine Last von 86,1 GW hat. Für das Übergangsszenario wird, bedingt durch die höheren Temperaturen eine Last von 76 GW in Deutschland angesetzt. 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 1.700 MW im Starkwind-Starklast-Fall und 1.500 MW im Übergangsszenario im deutschen Übertragungsnetz als Verluste auftreten. Die höheren Verluste im Übertragungsnetz im Starkwind-Starklast-Fall ergeben sich dadurch, dass in diesem Fall höhere Transportanforderungen auftreten.

Die Lasten, die im europäischen Ausland in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen in 2016/2017 angenommen wurden, sind in Tabelle 4 abgebildet. Die Lastannahmen basieren im Starkwind-Starklast-Fall (so weit möglich) auf Annahmen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber, für das Übergangsszenario greifen die Übertragungsnetzbetreiber auf die realen Lasten vom 30. März 2015 zwischen 15 und 16 Uhr zurück.

Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Übergangsszenario [MW]	Starkwind / Starklast [MW]
Belgien	11.476	13.747
Dänemark - Ost	1.823	2.456
Dänemark - West	2.911	3.493
Finnland	10.783	12.718
Frankreich	60.747	85.867
Irland	3.829	4.742
Italien	35.689	51.382
Luxemburg	801	1.066
Niederlande	13.487	17.522
Nordirland	1.276	1.538
Norwegen	16.533	19.759
Österreich	7.558	11.261
Polen	21.507	22.932
Portugal	6.237	7.741
Schweden	18.457	20.825
Schweiz	6.861	9.186
Slowakei	3.615	3.906
Slowenien	1.524	2.109
Spanien	30.516	42.689
Tschechien	8.628	10.609
Ungarn	5.328	5.826
Vereinigtes Königreich	44.956	50.736

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 4: Lastannahmen in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2016/2017

3.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

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

Die Daten zu den verfügbaren Kraftwerken mit blockscharfen Einspeiseleistungen, inkl. bekannte Zubauten und Stilllegungen basieren auf einer mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Kraftwerksliste. Zusätzlich wurden detaillierte Angaben zu Brennstoffarten/-preisen, CO₂-Emissionen/-Preisen, 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 2015, Szenario B. Diese wurden mit den bekannten Kraftwerken aus einer Abfrage bei den benachbarten

Übertragungsnetzbetreibern abgeglichen. Wenn die angegebenen Werte des SO&AF noch nicht erreicht wurden, ist das Delta als aggregierte installierte Einspeiseleistung angenommen worden.

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

Für den Winter 2016/2017 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 91,4 GW. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands wurden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone berücksichtigt. Hierbei wird neben der geografischen Zuordnung auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden. Hinzu kommen KWK-Anlagen < 10 MW mit einem Gesamtwert von 4,3 GW. Hieraus ergibt sich der in der Tabelle 5 dargestellte Summenwert von 95,7 GW.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) Winter 2016/2017¹⁹

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Steinkohle	17.606	8.340	25.946
Erdgas	13.816	5.622	19.438
Braunkohle	20.208	0	20.208
Kernenergie	4.099	6.694	10.793
Pumpspeicher	5.070	3.958	9.028
Sonstige	2.100	197	2.297
Mineralölprodukte	1.964	473	2.437
Abfall	856	438	1.294
KWK < 10 MW			4.300
Summe im Markt			95.740

Tabelle 5: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2016/2017

3.1.3 Erneuerbare-Energieanlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energieanlagen für 2016/17 wird in Tabelle 6 und Tabelle 7 beschrieben. Im Vergleich zu den Systemanalysen des vergangenen Jahres ist ein Zuwachs an Windenergieanlagen an Land zu verzeichnen gewesen. Aufgrund dieses Zuwachses wurde die Mittelfristprognose von 2015 im Vergleich zur Prognose von 2014 nach oben korrigiert: Statt 42,9 GW an On-shore-Windleistung, wie es in der letzten Systemanalyse prognostiziert worden war, geht die aktuelle Mittelfristprognose von einer installierten Windleistung von 44,3 GW aus. Einen Zuwachs im Vergleich zur letzten Prognose gibt es dabei vor allem in den Bundesländern Niedersachsen (+1,0 GW) und Sachsen-Anhalt

¹⁹ Dabei Erfassung des gesamten Regelblocks Deutschlands, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die Regelzone Deutschland.

(+ 0,4 GW). Bei Photovoltaik kommt es dagegen zu einer Abnahme der Prognose für 2016/17 um 1,1 GW von 41,0 GW auf 39,9 GW. Mit 0,4 GW ist hier die größte Prognoseabnahme in Bayern zu verzeichnen. Für die weiteren erneuerbaren Energieträger (Wind Offshore, Biomasse, Wasserkraft, Sonstige erneuerbare Energieträger) sind nur geringe Abweichungen zwischen den Prognosen zu verzeichnen.

Installierte Leistung Erneuerbare- Energieanlagen

Bundesland	Wind an Land in GW		Wind Offshore in GW		PV in GW	
	2016/17 SyA 2015	2016/17 SyA 2016	2016/17 SyA 2015	2016/17 SyA 2016	2016/17 SyA 2015	2016/17 SyA 2016
Baden-Württemberg	0,8	0,7	0,0	0,0	5,4	5,2
Bayern	1,7	1,7	0,0	0,0	12,1	11,7
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Brandenburg	6,1	6,2	0,0	0,0	3,1	2,9
Bremen	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	1,3	1,3	0,0	0,0	1,9	1,8
Mecklenburg-Vorpommern	3,4	3,2	0,3	0,3	1,3	1,4
Niedersachsen	8,7	9,7	2,4	2,2	3,8	3,8
Nordrhein-Westfalen	4,2	4,3	0,0	0,0	4,6	4,4
Rheinland-Pfalz	3,1	3,2	0,0	0,0	2,0	2,0
Saarland	0,3	0,3	0,0	0,0	0,4	0,4
Sachsen	1,1	1,3	0,0	0,0	1,6	1,6
Sachsen-Anhalt	4,7	5,1	0,0	0,0	1,8	1,9
Schleswig-Holstein	5,9	5,7	1,4	1,7	1,6	1,5
Thüringen	1,4	1,5	0,0	0,0	1,2	1,2
Summe	42,9	44,3	4,2	4,3	41,0	39,9

Quellen: Mittelfristprognose vom Leipziger Institut für Energie GmbH vom 14. November 2014 (SyA 2015) und von P3 Energy & Storage GmbH vom 6. Oktober 2015 (SyA 2016)

Tabelle 6: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energieanlagen im Winter 2016/2017 in den Systemanalysen 2016 (SyA 2016) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2015 (SyA 2015)

Installierte Leistung Erneuerbare- Energieanlagen

Bundesland	Biomasse in GW		Wasserkraft in GW		Sonstige in GW	
	2016/17 SyA 2015	2016/17 SyA 2016	2016/17 SyA 2015	2016/17 SyA 2016	2016/17 SyA 2015	2016/17 SyA 2016
Baden- Württemberg	0,7	0,7	1,0	1,0	0,0	0,0
Bayern	1,3	1,4	2,8	2,6	0,1	0,1
Berlin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Bremen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hamburg	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Hessen	0,2	0,2	0,1	0,1	0,0	0,0
Mecklenburg- Vorpommern	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Niedersachsen	1,3	1,3	0,1	0,1	0,0	0,0
Nordrhein- Westfalen	0,7	0,7	0,2	0,2	0,3	0,3
Rheinland- Pfalz	0,2	0,2	0,3	0,2	0,0	0,0
Saarland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Sachsen	0,3	0,3	0,1	0,1	0,0	0,0
Sachsen- Anhalt	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Schleswig- Holstein	0,4	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Thüringen	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Summe	6,8	6,8	4,6	4,3	0,6	0,6

Quelle: Mittelfristprognose vom Leipziger Institut für Energie GmbH vom 14. November 2014(SyA 2015) und von P3 Energy & Storage GmbH vom 6. Oktober 2015 (SyA 2016)

Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energieanlagen im Winter 2016/2017 in den Systemanalysen 2016 (SyA 2016) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2015 (SyA 2015)

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 und bereits vorliegender Revisionsdaten ermittelt. Die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten werden aufgrund saisonaler Unterschiede für die beiden kritischen Grenzsituationen "Starklast/Starkwind" und "Übergangsszenario" separat ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen wurde in Abschnitt 1.3.3 beschrieben.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2016/2017 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation "Starklast/Starkwind" angenommen, dass 5,3 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd nicht verfügbar ist und 5,4 GW in der Region Nord. Die Region Süd umfasst Österreich und Süddeutschland (südlich des 50. Breitengrades), während zur Region Nord die restlichen Teile Deutschlands gehören. Auf Basis der in den Regionen installierten Leistungen entspricht dies einem 5 %-Quantil in der Region Nord und einem 95 %-Quantil in der Region Süd.

Die Gesamtmenge an nicht verfügbarer Kraftwerksleistung in den beiden Regionen wird auf die einzelnen Primärenergietypen (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, 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 im Szenario Winter (Starklast/Starkwind) als nicht verfügbar angenommen wurde, ist mit den jeweiligen Einspeiseleistungen in den nachfolgenden Tabellen angegeben.

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland

	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Emden Gas		50	Vollausfall	Erdgas
Brunsbüttel	GT A	63,5	Vollausfall	Mineralölprodukte
HKW Chemnitz Nord II	Block C	64	Vollausfall	Braunkohle
Düsseldorf GT	Block E GTE1	66,7	Vollausfall	Erdgas
Bonn, Heizkraftwerk Karlstraße		67	Vollausfall	Erdgas
Waldeck 1 / Bringhausen	Maschine 1 (neu)	73	Vollausfall	Pumpspeicher
KW Mittelsbüren	GT 3	80	Vollausfall	Mineralölprodukte
PSW Vianden	Maschine 6	100	Vollausfall	Pumpspeicher
IKS PCK Schwedt	Block 2 SE 2	106	Vollausfall	Mineralölprodukte
KW Lünen	Lünen 6	149	Vollausfall	Steinkohle
Markersbach	PSS F	174,2	Vollausfall	Pumpspeicher
KW Mittelsbüren	GuD MiBÜ	203,5	Teilausfall	Erdgas
GKL Hannover	GKL	210	Vollausfall	Erdgas
HKW Dresden	Nossener Brücke	250	Vollausfall	Erdgas
Knapsack Gas	GT 12	260	Vollausfall	Erdgas
KW Herne	Herne 3	280	Vollausfall	Steinkohle
Reuter West	Reuter West E	282	Vollausfall	Steinkohle
Niederaußem	Block D	297	Vollausfall	Braunkohle
KW West, Voerde	West 2	318	Vollausfall	Steinkohle
Moorburg	Block B	346,9	Teilausfall	Steinkohle
Farge	Farge	350	Vollausfall	Steinkohle
Emsland	Block B2	359	Vollausfall	Erdgas
Weisweiler	Block H	592	Vollausfall	Braunkohle
Boxberg	Block R	640	Vollausfall	Braunkohle
Summe		5.381,8		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 8: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario "Starklast/-wind" in 2016/2017

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT16	23,3	Vollausfall	Mineralölprodukte
Pumpspeicherkraftwerk Glems	Glems A	45	Vollausfall	Pumpspeicher
Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT15	45	Vollausfall	Steinkohle
Witznau	M1	55	Vollausfall	Pumpspeicher
München Süd GT 61	Block 2	56,4	Teilausfall	Erdgas
HKW Niederrad	Block 1	70	Vollausfall	Erdgas
Säckingen	Block 1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
München Süd DT60	Block 2	91,6	Vollausfall	Erdgas
Kraftwerk Mainz	KW3	155,4	Teilausfall	Erdgas
Rheinhafen Dampfkraftwerk	RDK 4 GT + DT	353	Vollausfall	Erdgas
Zolling	Block 5	472	Vollausfall	Steinkohle
Weiher	Block III	655,6	Vollausfall	Steinkohle
Gemeinschaftskraftwerk Neckarwestheim II	GKN II	1.310	Vollausfall	Kernenergie
Summe		3.422,3		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 9: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario "Starklast/-wind" in 2016/2017

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Schwechat	Schwechat-Raffinerie	50	Teilausfall	Mineralölprodukte
Stahlwerk Ernsthofen	Voestalpine Blöcke 2-7	75	Teilausfall	Steinkohle
Malta-Hauptstufe		96,8	Teilausfall	Pumpspeicher
KW Lenzing		100	Vollausfall	Erdgas
KW Dürnröhr	Block 2	110	Teilausfall	Steinkohle
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1b	114	Vollausfall	Erdgas
KW Linz	FHKW Linz-Süd	115	Vollausfall	Erdgas
KW Silz		120	Teilausfall	Speicherwasser
Speicherkraftwerk Schwarzach		120	Vollausfall	Speicherwasser
Gerlos 2	Gerlos II	135	Vollausfall	Speicherwasser
KW Leopoldau	Lau GuD	142	Vollausfall	Erdgas
KW Simmering	Simmering 1	265	Teilausfall	Erdgas
KW Kaunertal	Kaunertal 1-4	392	Vollausfall	Pumpspeicher
Summe		1.834,8		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 10: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario "Starklast/-wind" in 2016/2017

Darüber hinaus wurde in der Systemanalyse für das Winterhalbjahr 2016/2017 in der im Ergebnis nicht bedarfsdimensionierenden Grenzsituation "Übergangsszenario" angenommen, dass 7,3 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd nicht verfügbar ist und 7,2 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. Die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in der Grenzsituation "Übergangsszenario" liegen höher als im Szenario "Starklast/Starkwind", da während der untersuchten Monate des "Übergangsszenarios" (Februar bis April und September bis November) die geplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten höher als im "Starklast/Starkwind"-Szenario (Oktober bis März) sind.

3.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2015) hinaus sind für 2016 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis zum Beginn des Winters 2016/2017 umgesetzt werden sollen, werden in den Systemanalysen berücksichtigt. Abbildung 7 zeigt die Netzverstärkungsmaßnahmen, die für 2016/2017 berücksichtigt werden.

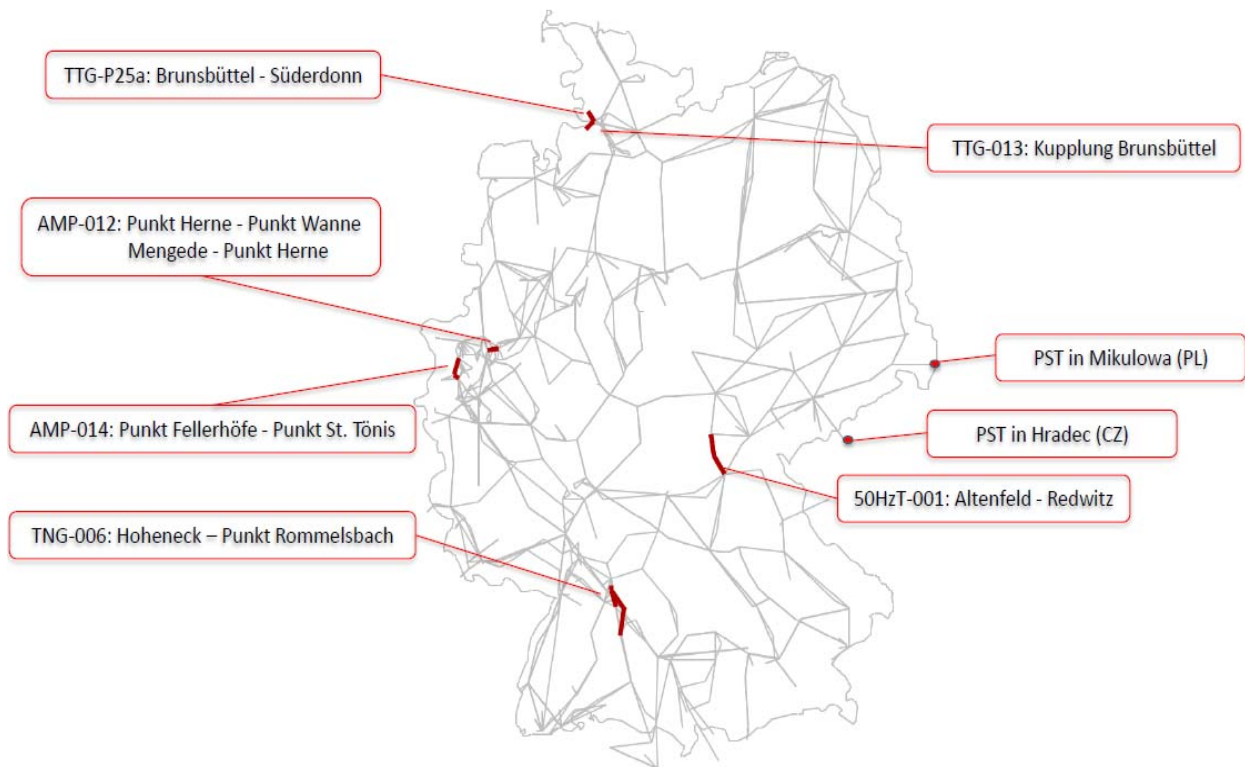


Abbildung 7: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2016/2017 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Inbetriebnahme der Phasenschieber (PST) an den Grenzen zu Polen (PST in Mikulowa) und Tschechien (PST in Hradec) erlaubt es, die meist sehr hoch ausgelastete und damit bedarfsdimensionierende 220-kV-Kuppelleitung von Vierraden (Deutschland) nach Krajinik (Polen) als temporäre Topologiemassnahme zu öffnen. Die Kuppelleitung ist das Nadelöhr Richtung Polen und daher meist sehr schnell überlastet. Bisher war die Abschaltung als Notmaßnahme nicht möglich, da sich die Flüsse Richtung Polen auf die anderen Kuppelleitungen (auch Richtung Tschechien) verlagern und in Folge diese überlastet hätten. Mit Inbetriebnahme der oben genannten Phasenschieber können die Flüsse nun so gesteuert werden, dass die Kuppelleitungen stärker entlastet und dafür innerdeutsche Leitungen stärker belastet werden. Diese Netztopologie wurde explizit untersucht, da diese kritische Kuppelleitung bedingt durch ihre Verstärkung auf 380 kV ohnehin ausgeschaltet werden muss und dadurch möglicherweise den Netzreservebedarf verringern kann. Die Verringerung rührt daher, dass innerdeutsche Netzengpässe viel effizienter durch die deutschen Markt- und ggf. weitere Reservekraftwerke behoben werden können als die Engpässe auf der deutsch-polnischen Grenze.

Die Erweiterung und Ertüchtigung der bestehenden Netzinfrastruktur bedingt die temporäre Nichtverfügbarkeit anderer Betriebsmittel. Für 2016/2017 wurde die Jahresfreischaltplanung berücksichtigt. Die in der Systemanalyse als für 2016/2017 geplant nichtverfügbar angenommenen Netzbetriebsmittel im deutschen und österreichischen Übertragungsnetz werden in Tabelle 11 und Tabelle 12 dargestellt.

Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Deutschland

Stromkreis	Grund
Streumen - Bärwalde	Schutzumbau
Röhrsdorf - Hradec (CZ)	Vorbereitungen zum Einbau der Querregler
Bürstadt - Bischofsheim	Seilwechsel
Dauersberg - Dillenburg	Umbau der Schutz- und Leittechnik
Dillenburg Trafo 411	Umbau der Schutz- und Leittechnik
Dillenburg - Gießen Nord	Umbau der Schutz- und Leittechnik
Frankfurt Südwest - Karben	Instandsetzung in der Schaltanlage
Helmstedt - Wahle	Umbau der Schutz- und Leittechnik
Pleinting - St. Peter (AT)	Erneuerung des Umspannwerks Pleinting
Ludersheim - Schwandorf	Eislastsanierung
Begrheinfeld - Raiterseich	Erneuerung der Schutz- und Leittechnik
Maade - Inhausen	Stromwandlertausch

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 11: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen Übertragungsnetz in 2016/2017

Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln in Österreich

Stromkreis	Grund
Limberg - Tauern	Zeitweise Außerbetriebnahme
Ernsthofen - Klaus - Phyrn	Instandsetzung
Ernsthofen - Weissenbach	Instandsetzung
Weissenbach - Phyrn	Instandsetzung
Zell/Ziller - Tauern	Zeitweise Außerbetriebnahme
Tauern - Kaprun	Zeitweise Außerbetriebnahme

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 12: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im österreichischen Übertragungsnetz in 2016/2017

3.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie

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

In der Grenzsituation Starklast-Starkwind ergeben sich – bedingt durch den preisdämpfenden Effekt der Windenergieeinspeisung – hohe Ausfuhr 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.

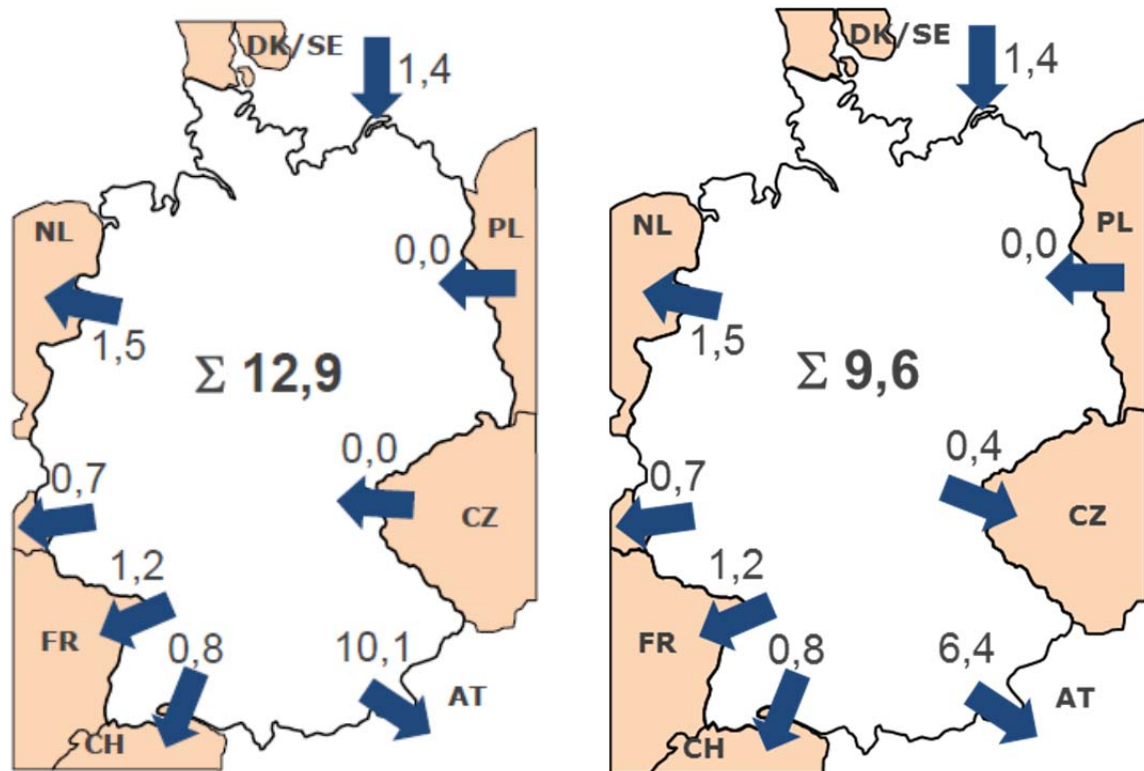


Abbildung 8: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind (links) und im Übergangsszenario (rechts) in 2016/2017 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Im Starkwindfall stellt sich dabei ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 12,9 GW ein. Die Ausfuhren nach Österreich dominieren den positiven Handelssaldo mit 10,1 GW. Da trotz einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Norddeutschland Einfuhren aus Skandinavien zu verzeichnen sind, ergibt sich ein zusätzlicher Transitfluss nach Süden.

Im Übergangsszenario ergibt sich mit 9,6 GW ein geringerer Handelssaldo als im Starkwindfall. Dies ist hauptsächlich dem moderateren Lastniveau in ganz Europa geschuldet. Dadurch, dass auch in Österreich die Last geringer ist, fällt der Export nach Österreich mit 6,3 GW geringer aus. Frankreich wird vom Importeur im Starkwindfall zum Exporteur im Übergangsszenario. Grund dafür ist die im Übergangsszenario verglichen mit dem Starkwindszenario deutlich geringere Nachfrage Frankreichs. Dieser Nachfragerückgang ist mit der starken Temperatursensitivität der französischen Last zu begründen.

3.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2016/2017

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

Marktsimulationsergebnisse

	Starkwind	Übergangsszenario
Last (exkl. Höchstspannungs-Netzverluste)	86,1 GW	76,0 GW
Summe Einspeisung konv. Kraftwerke in DE	52,2 GW	29,7 GW
davon Einsatz PSW	-0,1 GW (mot.)	-4,1 GW (mot.)
Summe EE-Erzeugung	48,6 GW	57,4 GW
davon Windeinspeisung (on-/offshore)	37,9 GW / 3,9 GW	32,9 GW / 3,9 GW
davon PV-Einspeisung	0 GW	14,2 GW
Summe konv. Kraftwerke + EE-Erzeugung	100,7 GW	87,1 GW
Handelssaldo	12,9 GW (Ausfuhren)	9,6 GW (Ausfuhren)
Höchstspannungs-Netzverluste	1,7 GW	1,5 GW
Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	8,8 GW	11,7 GW
davon Norddeutschland	5,4 GW	7,2 GW
davon Süddeutschland	3,4 GW	4,5 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 13: Ergebnisse der Marktsimulation für 2016/2017

Die in Tabelle 13 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation wurden in das Netzmodell eingespeist. Anschließend wurde 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 sowie in das angrenzende Ausland transportiert werden kann. Daher sind zahlreiche Leitungen, insbesondere in Nord-Süd Richtung, vor Gegenmaßnahmen stark ausgelastet. Abbildung 9 stellt die Stromkreisauslastung im (n-1)-Fall dar. Auslastungen oberhalb von 100% werden - wie in Abschnitt 1.2 und Abschnitt 3.3.1 beschrieben - durch kurative Maßnahmen reduziert.

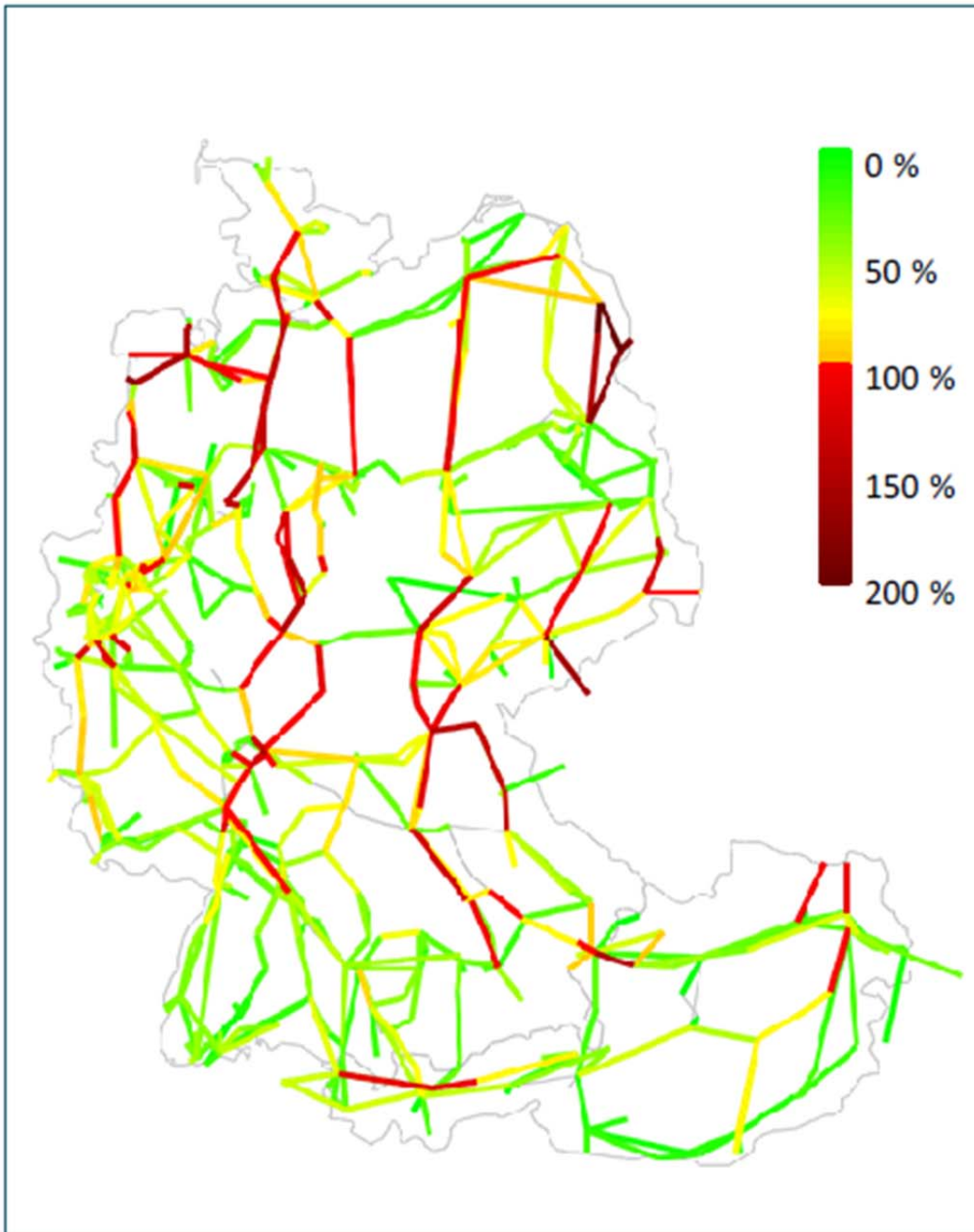


Abbildung 9: Leitungsauslastungen für 2016/2017 vor Gegenmaßnahmen im Szenario Starklast/Starkwind (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Um auch im Starklast-/Starkwindfall das Übertragungsnetz (n-1)-sicher zu betreiben, muss nach den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber sowohl auf das Redispatchpotential von dem am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen in Höhe von 4,7 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 5,4 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 Netzreservebedarf 2016/2017

Die Bundesnetzagentur bestätigt den im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von 5,4 GW für den Winter 2016/2017.

Dieser Reservebedarf setzt sich aus der benötigten Menge an Reservekraftwerksleistung im In- und Ausland zusammen. Für den Winter 2016/2017 wurde auf Basis dieser Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber hierbei explizit der Starklast-Starkwindfall als die bedarfsdimensionierende Grenzsituation mit einem Reservebedarf von 5,4 GW herausgearbeitet. Demgegenüber liegt der Bedarf an Reservekraftwerken im Fall des Übergangsszenarios bei 200 MW (vgl. Tabelle 14).

Vergleich der Grenzsituationen

	Starklast / Starkwind	Übergangsszenario
negativer Redispatch		
Einsenkung Windeinspeisung [GW]	3,4	5,4
marktbasierte Kraftwerke [GW]	6,7	0,7
Summe [GW]	10,1	6,1
positiver Redispatch		
marktbasierte Kraftwerke in DE [GW]	4,7	5,9
Reservekraftwerke in DE [GW]	1,6	0,2
Netzreservekraftwerke im Ausland [GW]	3,8	0,0
Summe [GW]	10,1	6,1
zusätzlich notwendiges Redispatchpotential im Ausland [GW]	0,0	0,0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 14: Übersicht über das zusätzlich noch zu kontrahierende Redispatchpotential im Ausland in den beiden betrachteten Grenzsituationen für den Winter 2016/2017

Im Folgenden werden die Merkmale der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation beschrieben und erläutert, aus welchem Grunde gerade in dieser Grenzsituation ein besonders hoher Bedarf, resultierend aus negativen Redispatch, besteht. Diesem Bedarf wirken jedoch der positive Redispatch marktbasierter Kraftwerke, sowie die verpflichteten Reservekraftwerke in Deutschland und ergänzend die bereits durch vorherige Bedarfsausweisungen kontrahierten Netzreservekraftwerke im Ausland entgegen.

Der Starklast- /Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 87,8 GW. Ferner enthält dieses Szenario eine sehr große Exportleistung in Höhe von 12,9 GW und eine sehr hohe Einspeisung von Windenergieanlagen zu Lande und zur See, 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 einer hohen Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses in Küstennähe und zu niedrigen Strompreisen am Großhandels-

markt. 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. Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben entsprechend des sehr hohen Transportbedarfs für bestimmte Leitungen sehr hohe, unzulässige Auslastungen. So kommt es zu weiträumigen Engpässen im deutschen und österreichischen 380/220-kV-Netz, insbesondere in Nord-Süd-Richtung (vgl. Abbildung 10).

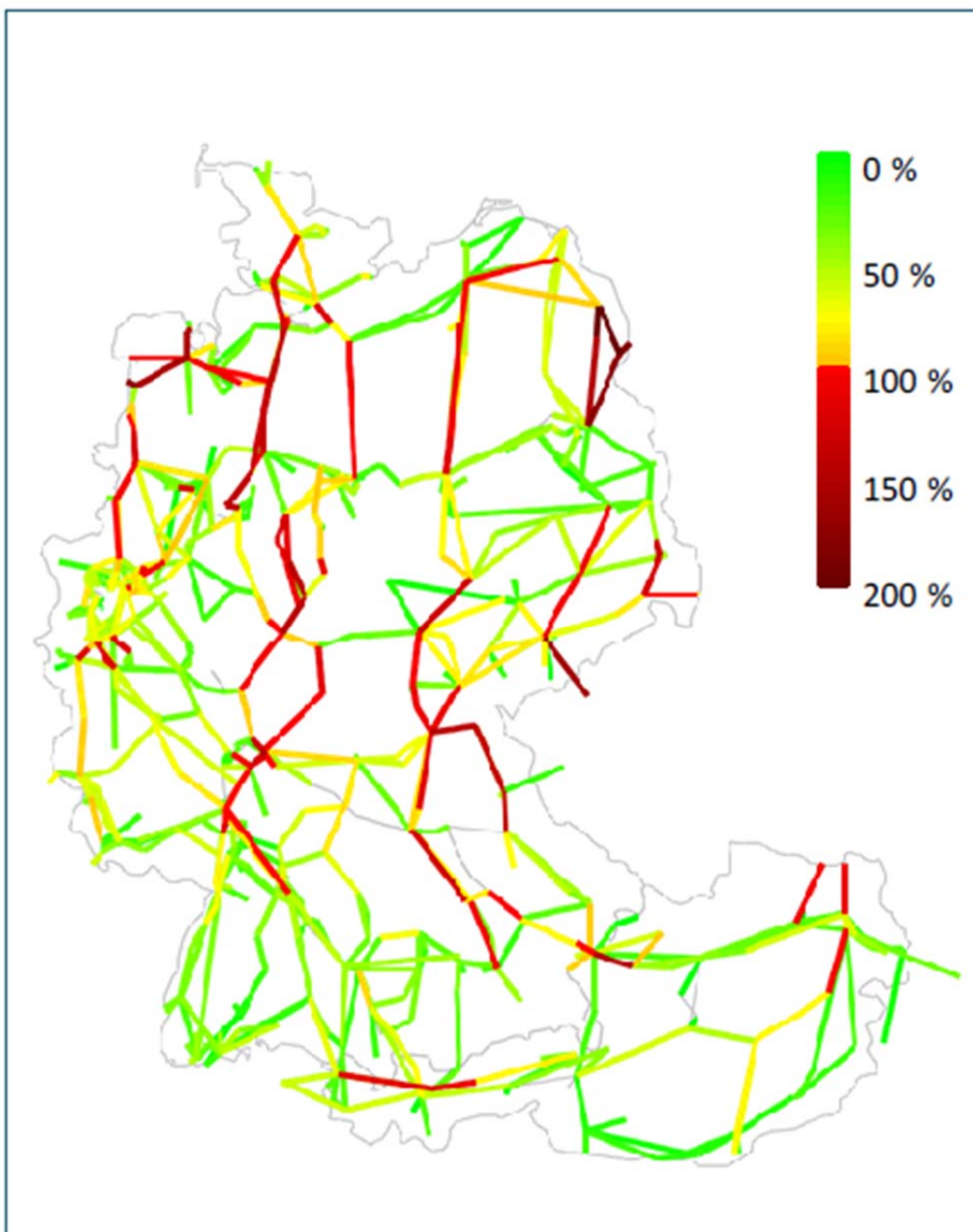


Abbildung 10: Leitungsauslastungen für 2016/2017 vor Gegenmaßnahmen im Szenario Starklast/Starkwind (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.3.1 Gegenmaßnahmen

Vor dem Einsatz von Redispatch mit marktbasierter oder Reservekraftwerken sind zunächst netzbezogene Gegenmaßnahmen zur Senkung des Redispatchbedarfs anzuwenden. Dabei sind insbesondere zwei topologische Veränderungen gegenüber dem Vorjahr hervorzuheben, die eine deutliche Reduktion des Redispatchbedarfs zur Folge haben. Zunächst ist die erwartete Inbetriebnahme der Südwestkuppelleitung (Remptendorf - Redwitz) zum 1. Oktober 2016 zu nennen. Diese Maßnahme erhöht die Transportkapazität zwischen Thüringen und Bayern und verstärkt ein bisher engpassbehaftetes Element. Als zweite wichtige netztopologische Maßnahme ist die temporäre Öffnung der 220 kV-Kuppelleitung Vierraden-Krajnik (PL) in Verbindung mit der Inbetriebnahme der Querregeltransformatoren in Mikulowa (Grenze DE-PL) und in Hradec (Grenze DE-CZ) zu erwähnen. In der Vergangenheit lag der bedarfsdimensionierende Engpass auf den deutsch-polnischen Interkonnektoren. Durch die Inbetriebnahme der Querregeltransformatoren am südlichen Interkonnektor besteht dort die Möglichkeit der Lastflusssteuerung. Dadurch besteht die Gefahr einer Überlastung des nördlichen Interkonnektors. Um dies zu verhindern wird der die Kuppelleitung Vierraden-Krajnik temporär abgeschaltet. Während die Leitung abgeschaltet ist, werden die Umbaumaßnahmen von 220 auf 380 kV durchgeführt sowie die Querregeltransformatoren in Vierraden errichtet. Nach erfolgtem Ausbau dieser Kuppelleitung im Jahr 2018 kann der Gefahr von Leitungsüberlastungen mit der höheren Kapazität der Grenzkuppelleitung und der vorgelagerten Netzelemente sowie der besseren Steuerbarkeit der Lastflüsse begegnet werden. Die temporäre Abschaltung der Leitung Vierraden-Krajnik in Kombination mit der Inbetriebnahme der Querregeltransformatoren in Mikulowa und Hradec führen im Vergleich zu vorherigen Untersuchungen zu erheblichen Engpassentlastungen im gesamteuropäischen Netzgebiet. Bedingung für die Öffnung des Interkonnektors Krajnik-Vierraden ist die Verfügbarkeit der Querregeltransformatoren, daher war diese Maßnahme nicht bereits früher möglich. Diese umfangreichen, eher statischen Gegenmaßnahmen im Vorfeld für den als bedarfsdimensionierend festgestellten Starklast-Starkwindfall 2016/2017 müssen zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs durch Redispatch mit konventionellen Kraftwerken sowie der Abregelung von Windenergieanlagen in einem erheblichen Umfang ergänzt werden. Die Gesamtsumme des negativen Redispatches, der sich aus Redispatchmaßnahmen mit konventionellen Kraftwerken und Einspeisemaßnahmen mit EE-Anlagen zusammensetzt, beträgt dabei 10,1 GW. Zur Aufrechterhaltung einer ausgeglichenen Erzeugungsbilanz und zur weiteren Entlastung des Netzes gehen damit Leistungsanhebungen in Form von positivem Redispatch, durch am Markt agierende Kraftwerke mit Standort in Deutschland in Höhe von 4,7 GW, deutsche Reservekraftwerke in Höhe von 1,6 GW, und ausländische Reservekraftwerke in Höhe von 3,8 GW einher.

Durch den Einsatz der oben beschriebenen Gegenmaßnahmen können die Leitungsauslastungen auf den relevanten Leitungen auf zulässige Werte gebracht werden. Die resultierenden Leistungsauslastungen werden in Abbildung 11 dargestellt. Die in der Grafik ausgewiesenen, bedarfsdimensionierenden netztopologischen Engpässe wurden hierbei noch einmal hervorgehoben.

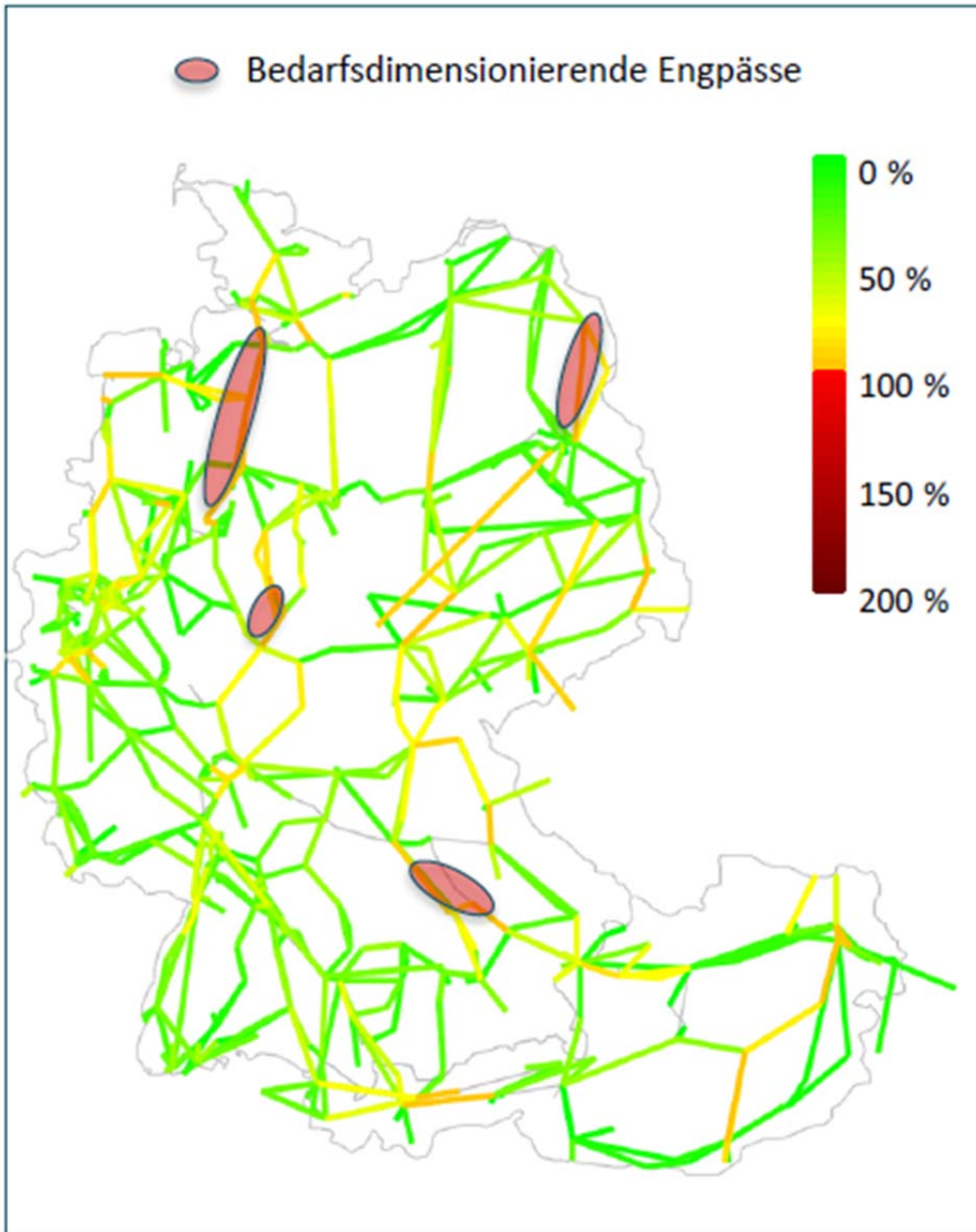


Abbildung 11: Leitungsauslastungen für 2016/2017 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starklast/Starkwind (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.3.2 Veränderungen gegenüber vorangegangenen Untersuchungen

Im Vergleich zu den Untersuchungen, die im Rahmen der Bedarfsanalyse 2015 angestellt wurden, sinkt der Reservebedarf für 2016/2017 in der aktuellen Bedarfsanalyse um 2,0 GW von 7,4 GW auf 5,4 GW. Diese Senkung lässt sich im Wesentlichen durch die im Abschnitt 3.3.1 genannten Maßnahmen erklären. Darüber hinaus wird voraussichtlich das erste Braunkohlekraftwerk (Buschhaus, 352 MW) in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Durch die Gesamtheit aller Maßnahmen sinkt der negative Redispatchbedarf in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation Starklast/-wind von 21,7 GW in der Bedarfsanalyse 2015 für t+2 auf 10,1 GW in der Bedarfsanalyse 2016 für t+1. Die sich darstellende Entwicklung eines rückläufigen Netzreservebedarfs bzw. geringerer maximaler Redispatchleistungen gegenüber der Bedarfsanalyse des Vorjahres bedeutet jedoch keine nachhaltige Entspannung im deutschen Übertragungsnetz. Vielmehr ist dieser Effekt aufgrund netzto-

pologischer Maßnahmen nur vorübergehend und in den Folgejahren ist wieder mit einem Anstieg des Netzreserve- und Redispatchbedarfes zu rechnen.

Die im vergangenen Bericht bei der Reservebedarfsfeststellung für 2016/17 getroffene Annahme der Inbetriebnahme der Südwestkuppelleitung bis zum 1. Oktober 2016 wird nach derzeitigem Kenntnisstand rechtzeitig erfolgen und somit die bereits im vergangenen Bericht angenommene entlastende Wirkung entfalten können.

3.3.3 Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve wird aus bereits vertraglich oder gemäß gesetzlicher Regelungen gebundenen Kraftwerken gedeckt. Für den Winter 2016/2017 sind folgende nationale Kraftwerke mit einer gesamten Einspeiseleistung von 4.505 MW in der Netzreserve gebunden:

Nationale Netzreservekraftwerke 2016/2017

	Kraftwerk	Einspeiseleistung [MW]
Uniper Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415
Uniper Kraftwerke GmbH, Ulrich Hartmann (Irsching)	Irsching 4	545
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT1	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT2	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 DT	282
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386
Uniper Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	262
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2 (Dampfteil)	256
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125
EnBW AG - Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125
EnBW AG - Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
EnBW AG - Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Entega AG	GTKW Darmstadt	95
UPM GmbH, Augsburg	Dampfturbine 3	29
Stadtwerke Augsburg Energie GmbH	Heizkraftwerk T2	18
Summe		4.505

Tabelle 15: Reservekraftwerke 2016/2017 gemäß Stilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur

3.3.4 Noch zu kontrahierende Kraftwerke

Der ausgewiesene Bedarf an positiver Redispatchleistung in Höhe von 10,1 GW für den Winter 2016/2017 wird im bedarfsdimensionierenden Starklast/-wind-Fall durch am Markt agierende Kraftwerke mit Standort in Deutschland in Höhe von 4,7 GW, deutsche Reservekraftwerke in Höhe von 1,6 GW, und ausländische Reservekraftwerke in Höhe von 3,8 GW gedeckt. Aufgrund der Deckung des Bedarfes durch bereits gebundene Kraftwerke ist für den Winter 2016/2017 kein weiteres Interessenbekundungsverfahren gemäß § 4 ResKV erforderlich.

Die verbleibende Differenz zwischen der im Starklast/-wind-Fall einsetzbaren nationalen Netzreserve und der in Anspruch genommenen Netzreserve ermöglicht die Deckung zusätzlichen Reservebedarfs aufgrund weiterer möglicher Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken, die in der Bedarfsfeststellung noch nicht berücksichtigt werden konnten.

So gibt es Informationen zu geplanten Brennelementwechseln in deutschen Kernkraftwerken nach dem Jahreswechsel 2016/2017. Aufgrund der Befristung der Kernbrennstoffsteuer zum 31. Dezember 2016 erwägen einige Betreiber von Kernkraftwerken, die Brennelemente nicht wie üblich im Rahmen der Sommerrevisionen, sondern erst Anfang 2017 auszutauschen. So könnten zusätzliche Nichtverfügbarkeiten im Winter entstehen, die temporär zu erhöhenden Effekten auf den Reservebedarf führen könnten. Sobald hierzu belastbare Daten vorliegen, werden durch die Übertragungsnetzbetreiber Sensitivitätsrechnungen durchgeführt und bewertet, ob die verbleibende Netzreserve ausreichend groß dimensioniert ist oder ob ggf. weitere Maßnahmen (insbesondere Nachkontrahierungen) erforderlich sind.

Weiterhin werden in Frankreich Diskussionen über das Stilllegungsdatum des französischen Kernkraftwerkes Fessenheim geführt. Für den Winter 2016/2017 wurde das Kernkraftwerk Fessenheim nach erfolgter Abstimmung mit dem französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE als in Betrieb angenommen. Aufgrund seiner Lage dürfte eine Stilllegung des Kernkraftwerkes Fessenheim reservebedarfserhöhend wirken. Bei Bedarf werden hier ebenfalls entsprechende Sensitivitätsrechnungen durch die Übertragungsnetzbetreiber und der Abgleich zwischen vorhandener und benötigter Netzreserve vorgenommen.

4. Netzreserve für 2018/2019

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2018/2019 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann.

4.1 Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2018/2019

In der Systemanalyse 2016 wurden der Starkwind-Starklast-Fall und das Übergangsszenario als potentiell kritischste Netznutzungsfälle identifiziert und von den Übertragungsnetzbetreibern näher untersucht (vgl. Abschnitt 1.6). Die Eingangsparameter, die der Systemanalyse für 2018/2019 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 2018/2019 in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen angenommen wurden. Das Verfahren, mit dem diese Lastannahmen bestimmt wurden, wird in Abschnitt 1.3.6 beschrieben.

Im Starkwind-Starklast-Fall wurde angenommen, dass Deutschland eine Last von 86,1 GW hat. Für das Übergangsszenario wird, bedingt durch die höheren Temperaturen eine Last von 76 GW in Deutschland angesetzt. 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 1500 MW im Übergangsszenario im deutschen Übertragungsnetz als Verluste auftreten. Die höheren Verluste im Übertragungsnetz im Starkwind-Starklast-Fall ergeben sich dadurch, dass in diesem Fall höhere Transportanforderungen auftreten.

Die Lasten, die im europäischen Ausland in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen in 2018/2019 angenommen wurden, sind in Tabelle 16 abgebildet. Die Lastannahmen basieren im Starkwind-Starklast-Fall (so weit möglich) auf Annahmen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber, für das Übergangsszenario greifen die Übertragungsnetzbetreiber auf die realen Lasten vom 30. März 2015 zwischen 15 und 16 Uhr zurück.

Lastannahmen in einzelnen Netzregionen

	Übergangsszenario [MW]	Starkwind / Starklast [MW]
Belgien	11.476	13.875
Dänemark - Ost	1.823	2.505
Dänemark - West	2.911	3.539
Finnland	10.783	12.997
Frankreich	60.747	85.188
Irland	3.829	4.788
Italien	35.689	53.209
Luxemburg	801	1.081
Niederlande	13.487	17.522
Nordirland	1.276	1.553
Norwegen	16.533	20.342
Österreich	7.558	11.261
Polen	21.507	24.605
Portugal	6.237	7.890
Schweden	18.457	21.119
Schweiz	6.861	9.826
Slowakei	3.615	4.085
Slowenien	1.524	2.190
Spanien	30.516	44.736
Tschechien	8.628	10.609
Ungarn	5.328	6.016
Vereinigtes Königreich	44.956	50.137

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 16: Lastannahmen in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2018/2019

4.1.2 Konventioneller Kraftwerkspark

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

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

Die Daten zum Kraftwerkspark Europa basieren hierbei auf den Angaben des aktuellen ENTSO-E SO&AF 2015, Szenario B. Diese wurden mit den bekannten Kraftwerken aus einer Abfrage bei den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern abgeglichen. Wenn die angegebenen Werte des SO&AF noch nicht erreicht wurden, ist das Delta als aggregierte installierte Einspeiseleistung angenommen worden. Die Daten wurden von den Übertragungsnetzbetreibern anhand der betrieblichen Erfahrungen plausibilisiert und gemeinsam mit der Bundesnetzagentur erörtert und abgestimmt.

Für die Jahre 2018/2019 summiert sich der angenommene Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) von im Markt befindlichen Kraftwerken ab einer Einspeiseleistung von 10 MW auf insgesamt 87,1 GW. Neben dem gesamten Regelblock Deutschlands wurden auch Teile der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone berücksichtigt. Hierbei wird neben der geografischen Zuordnung auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden. Hinzu kommen KWK-Anlagen < 10 MW mit einem Gesamtwert von 4,9 GW. Hieraus ergibt sich der in der Tabelle 17 dargestellte Summenwert von 92,0 GW.

Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) Winter 2018/2019²⁰

	Im Norden [MW]	Im Süden [MW]	Summe [MW]
Erdgas	13.714	4.737	18.451
Steinkohle	16.841	8.340	25.181
Braunkohle	18.587	0	18.587
Pumpspeicher	5.030	4.347	9.377
Kernenergie	4099	5.410	9.509
Sonstige	2.070	197	2.267
Mineralölprodukte	1.964	473	2.437
Abfall	856	438	1.294
KWK < 10 MW			4.900
Summe im Markt			92.002

Tabelle 17: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2018/2019

4.1.3 Erneuerbare-Energie-Anlagen

Die in den Systemanalysen zugrunde gelegte installierte Leistung an Erneuerbare-Energieanlagen 2018/2019 wird in Tabelle 18 beschrieben. Im Vergleich zu 2016/2017 sind Zuwächse im Bereich der Windenergie- und PV-Anlagen zu erwarten. Die installierte Windleistung an Land steigt um 5,0 GW auf 49,3 GW. Im Offshore-Bereich steigt sie um 2,1 GW zwischen 2016/2017 und 2018/2019. Die größten Zuwächse bei den Onshore-Windenergieanlagen werden für Niedersachsen (+1,1 GW), Brandenburg (+0,8 GW), Schleswig-Holstein (+0,7 GW) und Sachsen-Anhalt (+0,6 GW) prognostiziert. Die installierte PV-Leistung steigt um 3,7 GW auf 43,6 GW. Der größte PV-Zuwachs wird in Bayern mit +1,0 GW und in Baden-Württemberg (+0,5 GW) erwartet. Die Gesamtwerte bei Biomasse, Wasserkraft und sonstigen erneuerbaren Energieträgern bleiben unverändert im Vergleich 2018/2019 zu 2016/2017.

²⁰Dabei Erfassung der gesamten deutschen Regelzone, d.h. Berücksichtigung von Teilen der österreichischen und luxemburgischen Kraftwerke mit Einspeisung in die deutsche Regelzone.

Installierte Leistung Erneuerbare- Energieanlagen in GW

Bundesland	Wind an Land	Wind Offshore	PV	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Baden-Württemberg	0,7	0,0	5,7	0,7	1,0	0,0
Bayern	1,9	0,0	12,7	1,4	2,6	0,1
Berlin	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Brandenburg	7,0	0,0	3,3	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	1,5	0,0	2,0	0,2	0,1	0,0
Mecklenburg-Vorpommern	3,6	0,9	1,5	0,4	0,0	0,0
Niedersachsen	10,8	3,8	4,1	1,3	0,1	0,0
Nordrhein-Westfalen	4,8	0,0	4,8	0,7	0,2	0,3
Rheinland-Pfalz	3,5	0,0	2,1	0,2	0,2	0,0
Saarland	0,3	0,0	0,5	0,0	0,0	0,1
Sachsen	1,4	0,0	1,7	0,3	0,1	0,0
Sachsen-Anhalt	5,7	0,0	2,0	0,4	0,0	0,0
Schleswig-Holstein	6,3	1,7	1,7	0,4	0,0	0,0
Thüringen	1,6	0,0	1,4	0,3	0,0	0,0
Summe	49,3	6,4	43,6	6,8	4,3	0,6

Quelle: Mittelfristprognose von P3 Energy & Storage GmbH vom 6. Oktober 2015

Tabelle 18: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energieanlagen in 2018/2019

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. Die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten werden aufgrund saisonaler Unterschiede für die beiden kritischen Grenzsituationen "Starklast/Starkwind" und "Übergangsszenario" separat ermittelt. Das Verfahren zur Bestimmung dieser Kombinationen wird in Abschnitt 1.3.3 beschrieben.

In der Systemanalyse wird für das Winterhalbjahr 2018/2019 in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation "Starklast/Starkwind" angenommen, dass 5,6 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd nicht verfügbar ist und 5,1 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 insgesamt nicht verfügbaren Leistung im Jahr 2018/2019 gegenüber dem Jahr 2016/2017 betragen plus 0,3 GW in der Region Süd bzw. minus 0,3 GW in der Region Nord. Sie resultieren aus veränder-

ten Annahmen bei den Nichtverfügbarkeiten von einigen Kraftwerken, während die Mehrzahl der angenommenen Nichtverfügbarkeiten 2018/2019 gegenüber 2016/2017 unverändert bleibt.

Die Gesamtmenge an nicht verfügbarer Kraftwerksleistung in den beiden Regionen wird auf die einzelnen Primärenergietypen (Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Mineralölprodukte, 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 2018/2019 im Szenario Winter (Starklast/Starkwind) als nicht verfügbar angenommen wurde, ist mit den jeweiligen Einspeiseleistungen in den nachfolgenden Tabellen angegeben.

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland

	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Emden Gas		50	Vollausfall	Erdgas
Brunsbüttel	GT A	63,5	Vollausfall	Mineralölprodukte
HKW Chemnitz Nord II	Block C	64	Vollausfall	Braunkohle
Düsseldorf GT	Block E GTE1	66,7	Vollausfall	Erdgas
Bonn, Heizkraftwerk Karlstraße		67	Vollausfall	Erdgas
Waldeck 1 / Bringhausen	Maschine 1 (neu)	73	Vollausfall	Pumpspeicher
KW Mittelsbüren	GT 3	80	Vollausfall	Mineralölprodukte
Reuter	Reuter C	91	Vollausfall	Steinkohle
PSW Vianden	Maschine 6	100	Vollausfall	Pumpspeicher
IKS PCK Schwedt	Block 2 SE 2	106	Vollausfall	Mineralölprodukte
KW Lünen	Lünen 6	149	Vollausfall	Steinkohle
Niederaußem	Block D	172	Teilausfall	Braunkohle
Markersbach	PSS F	174,2	Vollausfall	Pumpspeicher
KW Mittelsbüren	GuD MiBÜ	207,5	Teilausfall	Erdgas
GKL Hannover	GKL	210	Vollausfall	Erdgas
HKW Dresden	Nossener Brücke	250	Vollausfall	Erdgas
Knapsack Gas	GT 12	260	Vollausfall	Erdgas
Reuter West	Reuter West E	282	Vollausfall	Steinkohle
KW West, Voerde	West 2	318	Vollausfall	Steinkohle
Farge	Farge	350	Vollausfall	Steinkohle
Emsland	Block B2	359	Vollausfall	Erdgas
Moorburg	Block B	401	Teilausfall	Steinkohle
Weisweiler	Block H	592	Vollausfall	Braunkohle
Boxberg	Block R	640	Vollausfall	Braunkohle
Summe		5.125,9		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 19: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario "Starklast/-wind" in 2018/2019

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN GT16	23,3	Vollausfall	Mineralölprodukte
München Süd GT 61	Block 2	34,7	Teilausfall	Erdgas
Pumpspeicherkraftwerk Glems	Glems A	45	Vollausfall	Pumpspeicher
Restmüll-Heizkraftwerk Stuttgart-Münster	MÜN DT15	45	Vollausfall	Steinkohle
Witznau	M1	55	Vollausfall	Pumpspeicher
HKW Niederrad	Block 1	70	Vollausfall	Erdgas
Säckingen	Block 1	90	Vollausfall	Pumpspeicher
München Süd DT60	Block 2	91,6	Vollausfall	Erdgas
Kraftwerk Mainz	KW3	135	Teilausfall	Erdgas
Rheinhafen Dampfkraftwerk	RDK 4 GT + DT	353	Vollausfall	Erdgas
Zolling	Block 5	472	Vollausfall	Steinkohle
Weiher	Block III	655,6	Vollausfall	Steinkohle
Gemeinschaftskraftwerk Neckarwestheim II	GKN II	1.310	Vollausfall	Kernenergie
Summe		3.380,2		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 20: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario "Starklast/-wind" in 2018/2019

Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich

Kraftwerk	Block	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Primärenergie
Schwechat	Schwechat-Raffinerie	50	Teilausfall	Mineralölprodukte
Stahlwerk Ernsthofen	Voestalpine Blöcke 2-7	75	Teilausfall	Steinkohle
KW Silz		85	Teilausfall	Speicherwasser
KW Linz	FHKW Linz Mitte 1a	100	Vollausfall	Erdgas
KW Dürnrohr	Block 2	110	Teilausfall	Steinkohle
KW Linz	FHKW Linz-Süd	115	Vollausfall	Erdgas
Speicherkraftwerk Schwarzach		120	Vollausfall	Speicherwasser
Gerlos 2	Gerlos II	135	Vollausfall	Speicherwasser
Malta-Hauptstufe		162,8	Teilausfall	Pumpspeicher
GDK Mellach	Linie 10	237	Teilausfall	Erdgas
KW Simmering	Simmering 1	250	Teilausfall	Erdgas
KW Kaunertal	Kaunertal 1-4	392	Vollausfall	Pumpspeicher
KW Simmering	Simmering 3	437	Vollausfall	Erdgas
Summe		2.268,8		

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich im bedarfsdimensionierenden Szenario "Starklast/-wind" in 2018/2019

Darüber hinaus wurde in der Systemanalyse für das Winterhalbjahr 2018/2019 in der im Ergebnis nicht bedarfsdimensionierenden Grenzsituation "Übergangsszenario" angenommen, dass 7,2 GW an Kraftwerksleistung in der Region Süd nicht verfügbar ist und 6,8 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. Die Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in der Grenzsituation "Übergangsszenario" liegen höher als im Szenario "Starklast/Starkwind", da während der untersuchten Monate des "Übergangsszenarios" (Februar bis April und September bis November) die geplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten höher als im "Starklast/Starkwind"-Szenario (Oktober bis März) sind.

4.1.5 Übertragungsnetz

Das Übertragungsnetz ist der wichtigste Eingangsparameter der Netzanalysen. Über das Bestandsnetz (Stand 2015) hinaus sind bis 2018 weitere Inbetriebnahmen von Leitungen und Anlagen geplant. Maßnahmen, die mit großer Wahrscheinlichkeit bis zum Beginn des Winters 2018/2019 umgesetzt werden, werden in den Systemanalysen berücksichtigt. Abbildung 12 zeigt die Netzverstärkungsmaßnahmen, die für 2017/2018 zusätzlich zu den Maßnahmen bis 2016/2017 berücksichtigt werden. Die in 2016/2017 als ausgeschaltet betrachtete

220-kV-Kuppelleitung von Vierraden (Deutschland) nach Krajnik (Polen) wird ab dem Winter 2017/2018 mit 380 kV in Betrieb genommen und daher wieder als verfügbar betrachtet. Durch die deutlich gesteigerte Transportfähigkeit ist die Leitung nach der Ertüchtigung nicht mehr engpassdimensionierend. Die Phasenschieber in Mikulowa und Hradec sind jedoch weiterhin in Betrieb, um die physikalischen Flüsse nach Polen und Tschechien zu begrenzen.

Die Erweiterung der bestehenden Netzinfrastruktur bedingt die temporäre Nichtverfügbarkeit anderer Betriebsmittel. Für 2018/2019 wurden die Nichtverfügbarkeiten berücksichtigt, wenn der Umbauzustand über mehrere Monate oder einen wesentlichen Zeitraum während der Herbst-/Wintermonate andauert. Zudem wurden hier Sonderschaltzustände untersucht, um die Netzbelastungen so gering wie möglich zu halten. Die in der Systemanalyse als für 2018/2019 geplant nicht verfügbar angenommenen Netzbetriebsmittel werden in Tabelle 22 zusammengefasst.

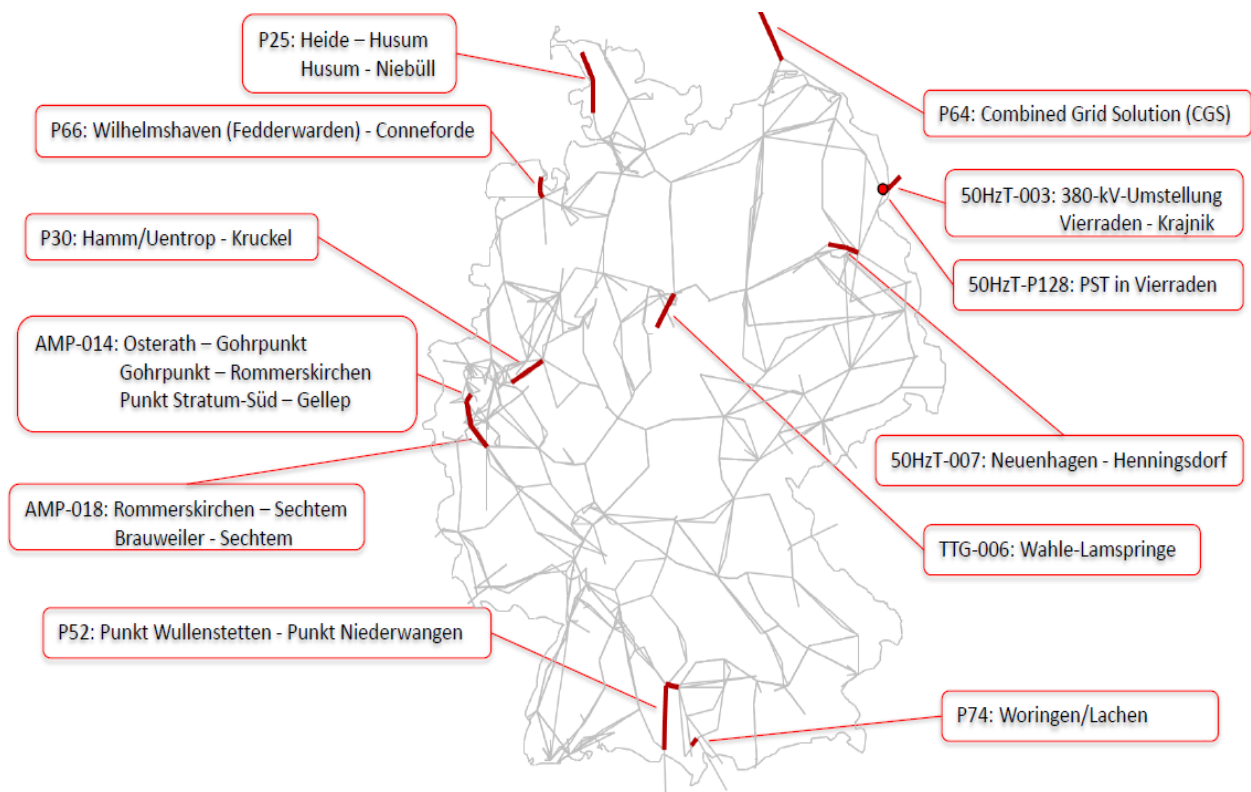


Abbildung 12: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln

Name	Stromkreis
Lüstringen-Hesseln	Halle West (Lüstringen-Hesseln) aus
Rommerskirchen - Sechtem	Godorf West aus
Pkt. Metternich-Niederstedem	Kondelwald aus

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 22: Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln in 2018/2019

4.1.6 Prognosen zur Ein- und Ausfuhr elektrischer Energie

Wie bereits in Abschnitt 1.4 erläutert, beruhen die Ergebnisse auf einer europäischen Marktsimulation, welche sowohl die Erzeugungs- und Verbrauchssituation in Deutschland prognostiziert als auch die Ein- und Ausfuhr im europäischen Binnenmarkt. Diese Marktsimulation prognostiziert auch in 2018/2019 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 Ausfuhr insbesondere nach Österreich. Die dadurch auftretenden Nord-Süd-Lastflüsse führen zu einer hohen Belastung des Übertragungsnetzes, der durch Redispatch entgegengewirkt werden muss.

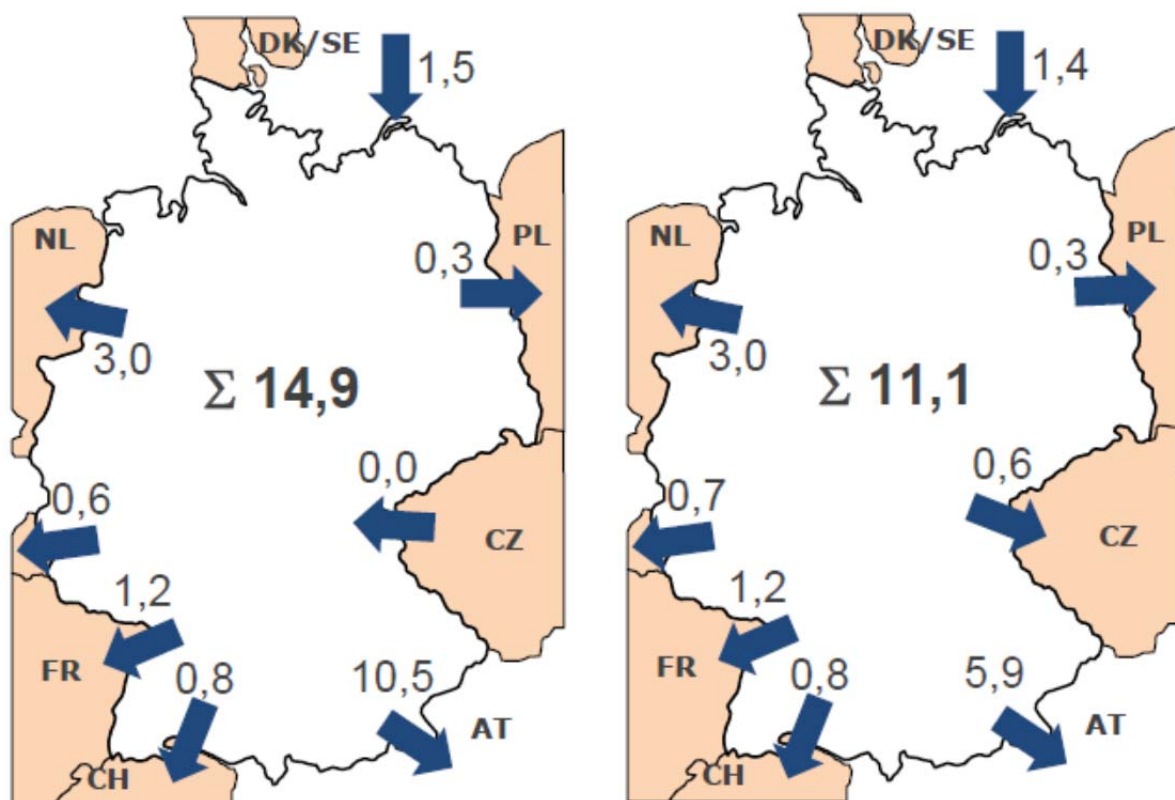


Abbildung 13: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind (links) und im Übergangsszenario (rechts) in 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Im Starkwindfall stellt sich dabei ohne Engpass, also bei der Unterstellung eines unbegrenzt möglichen Stromtransports nach Österreich ein deutscher Außenhandelsüberschuss von 14,9 GW ein. Rein marktbasierend

wäre ein Export nach Österreich von 10,5 GW zu beobachten. Die technische Übertragungsfähigkeit der grenzüberschreitenden Leitungen nach Österreich liegt im (n-1)-Fall allerdings zwischen 3 und 4 GW, somit sind Gegenmaßnahmen im hohem Umfang zu erwarten, wie in Abschnitt 4.3.1 weiter ausgeführt ist. Trotz einer hohen Erneuerbaren-Einspeisung in Norddeutschland wird aus Skandinavien importiert und als Transit nach Süden weitergeleitet.

Für das Übergangsszenario ergibt sich ein Handelsüberschuss von 11,1 GW bedingt durch eine moderatere Lastsituation in Europa. Die Exporte nach Süd- und Osteuropa fallen deshalb auch geringer aus als im Starkwind-/Starklastfall. Der höchste Exportwert gilt an der Grenze nach Österreich mit 5,9 GW. Der zusätzliche Import von Skandinavien durch Deutschland ist im Übergangsszenario, trotz bereits sehr niedriger Preise wegen des dämpfenden Effektes der Erneuerbaren-Einspeisung, ebenfalls zu beobachten.

Die Bundesnetzagentur geht derzeit davon aus, dass bis 2018/2019 ein Engpassmanagementverfahren an der deutsch-österreichischen Grenze etabliert werden könnte. In den im Rahmen der Bedarfsanalyse betrachteten Fällen, ergibt sich eine Änderung der Verbundaustauschfahrpläne allein im bedarfsdimensionierenden Starkwindfall. Abbildung 14 zeigt die Verbundaustauschfahrpläne an den deutschen Grenzen, die sich mit und ohne ein Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation einstellen. Auswirkungen ergeben sich für den Handelsfluss über Tschechien nach Österreich und für die Exporte aus Österreich nach Slowenien und Ungarn. Der Import über Tschechien nimmt zu sowie die eigene Erzeugung in Österreich.

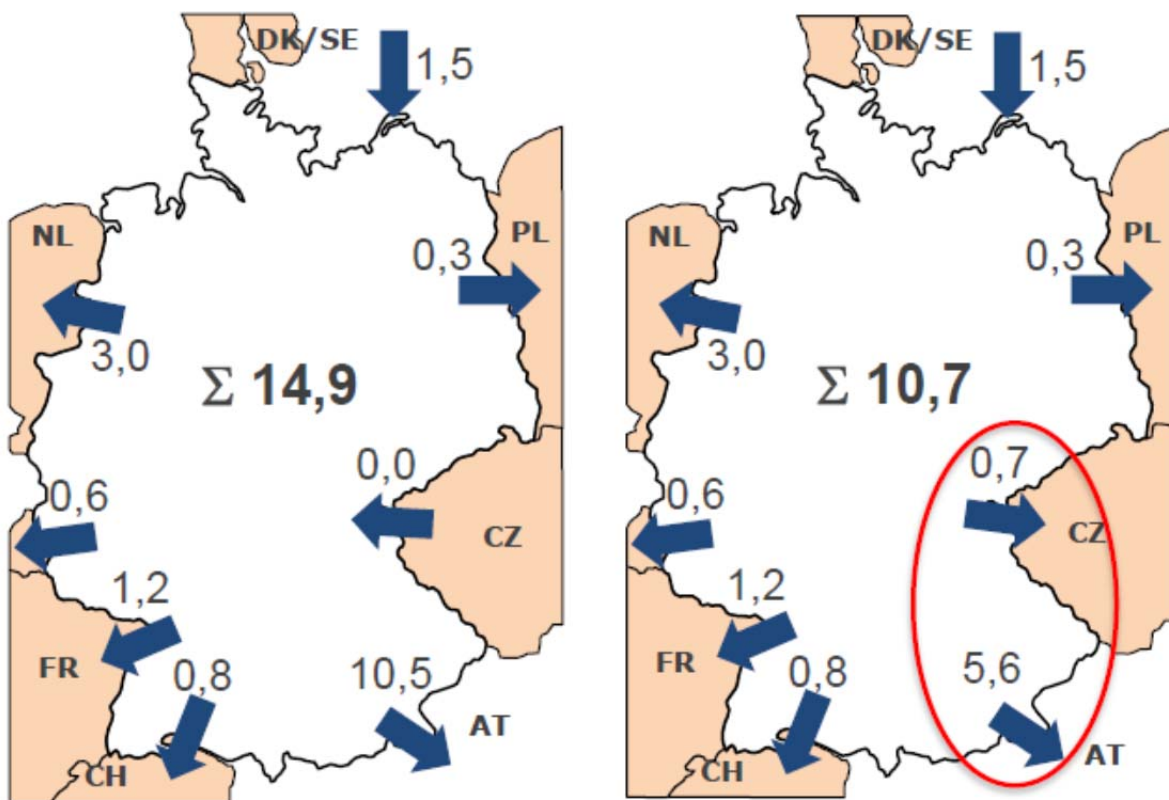


Abbildung 14: Verbundaustauschfahrpläne an den deutschen Grenzen ohne (links) und mit (rechts) Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

4.2 Berechnungsergebnisse der Systemanalyse für 2018/2019

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

Marktsimulationsergebnisse

	Starkwind	Starkwind mit NTC DE-AT	Übergangsszenario
Last (exkl. Höchstspannungs- Netzverluste)	86,1 GW	86,1 GW	76,0 GW
Summe Einspeisung konv. Kraftwerke in DE	48,0 GW	43,8 GW	24,6 GW
davon Einsatz PSW	-0,1 GW (mot.)	-0,1 GW (mot.)	6,4 GW (mot.)
Summe EE-Erzeugung	54,7 GW	54,7 GW	64,0 GW
davon Windeinspeisung (on- /offshore)	42,1 GW / 5,9 GW	42,1 GW / 5,9 GW	35,9 GW / 5,9 GW
davon PV-Einspeisung	0,0 GW	0,0 GW	15,2 GW
Summe konv. Kraftwerke + EE- Erzeugung	102,8 GW	98,5 GW	88,6 GW
Handelssaldo	14,9 GW (Ausfu- hren)	10,7 GW (Ausfu- hren)	11,1 GW (Aus- fuhren)
Höchstspannungs-Netzverluste	1,7 GW	1,7 GW	1,5 GW
Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	8,5 GW	8,2 GW	11,3 GW
davon Norddeutschland	5,1 GW	4,9 GW	6,8 GW
davon Süddeutschland	3,4 GW	3,3 GW	4,4 GW

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 23: Ergebnisse der Marktsimulation für 2018/2019

Die in Tabelle 23 dargestellten Ergebnisse der Marktsimulation wurden anschließend in das Netzmodell, mit dem eine Lastflussberechnung durchgeführt wurde, eingespeist. 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. Auch in diesem Betrachtungszeitraum sind zahlreiche Übertragungsleitungen innerhalb Deutschlands sowie an den Grenzen zu Polen, Tschechien und Österreich hoch ausgelastet. Die Auslastungen im (n-1)-Fall für den Starklast-Starkwindfall in Szenario 1 - Erhalt der gemeinsamen Preiszone Deutschland-Österreich - ist in Abbildung 15 dargestellt. Hierbei ist neben der großen Anzahl von Netzelementen, die im (n-1)-Fall überlastet sind, darauf hinzuweisen, dass auch in unmittelbarer Nähe zu Österreich sowie in Österreich selbst deutliche Überlastungen auftreten. Während in den Bedarfsanalysen der Vergangenheit Engpässe zwischen Nord- und Süddeutschland sowie an der Grenze zu Polen identifiziert wurden, werden hier auch im süddeutschen Raum Überlastungen prognostiziert. Als Ursache für diese Überlastungen sind die unbegrenzten Exporte nach Ös-

terreich zu benennen. Die hohen Überlastungen sind als kritisch zu erachten, da sie eine Vielzahl an koordinierten Gegenmaßnahmen hoher Eingriffstiefe erfordern.

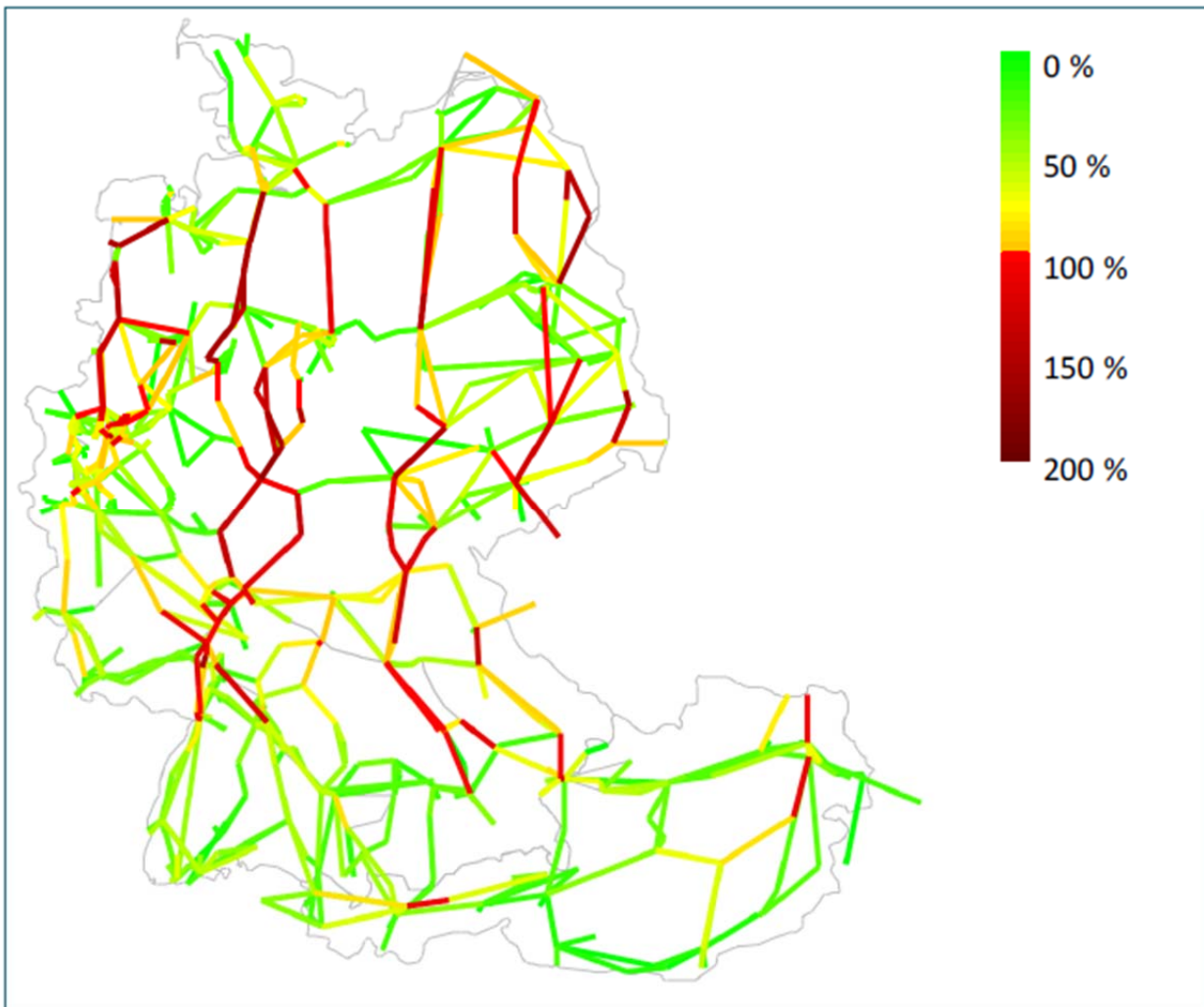


Abbildung 15: Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall vor Gegenmaßnahmen in 2018/2019 im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Im Gegensatz zur obigen Darstellung zeigt die folgende Abbildung 16 die Netzbelastungssituation bei der Einführung eines Engpassmanagements an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich während die übrigen Eingangsparameter unverändert bleiben.

Insbesondere die Überlastungen in Süddeutschland, an der Grenze zu Österreich sowie in Österreich werden durch die Einführung eines Engpassmanagements erheblich reduziert, wie in Abbildung 16 dargestellt ist. Auch wenn weiterhin deutliche Netzüberlastungen auftreten ist darauf hinzuweisen, dass die geringere Eingriffstiefe der Gegenmaßnahmen als positiv im Vergleich zur Situation ohne Engpassmanagement anzusehen ist. Eine weitere Beschreibung der Gegenmaßnahmen findet sich in Abschnitt 4.3.1.

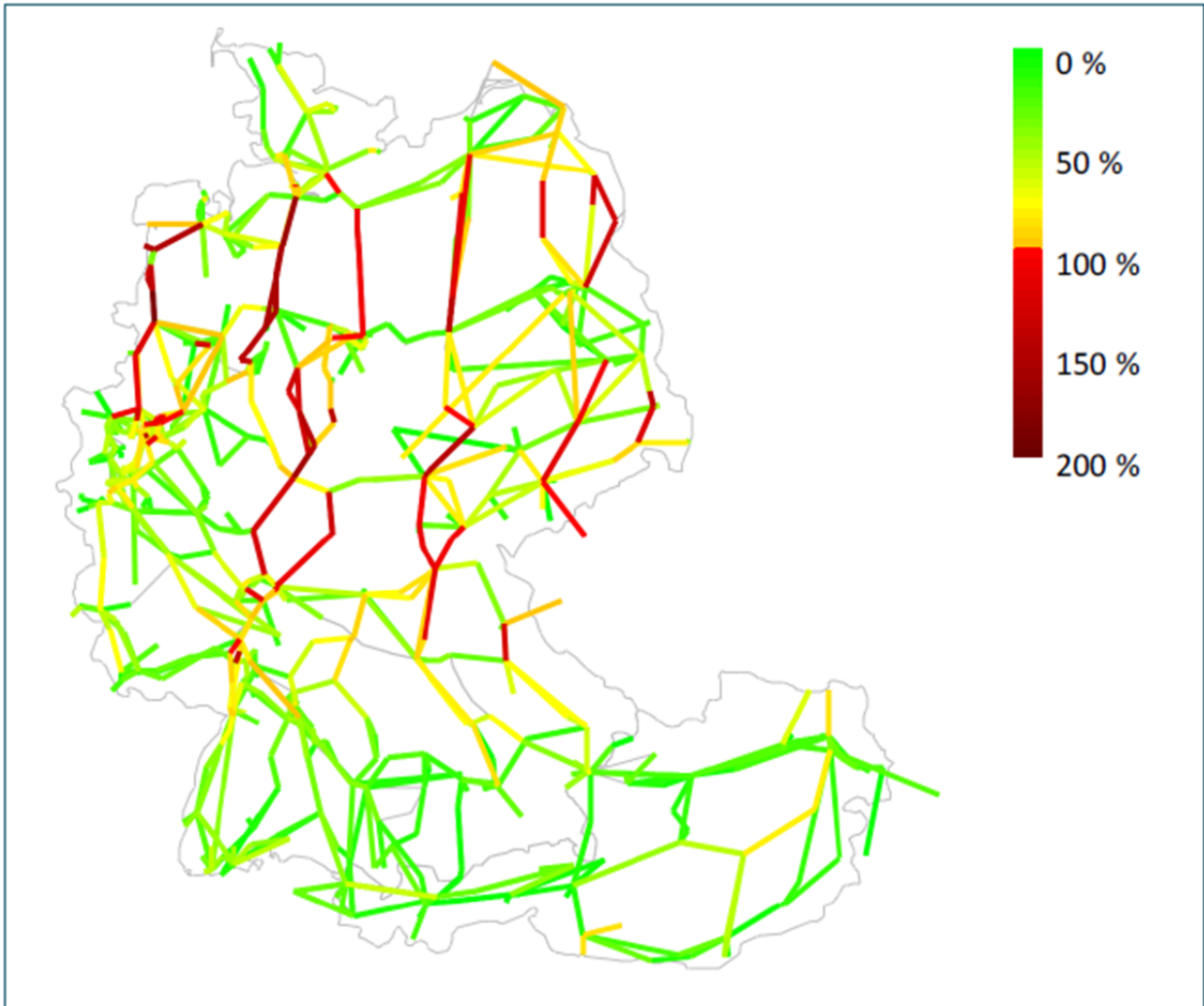


Abbildung 16: Leitungsauslastungen in (n-1)-Fall bei Starklast-Starkwind vor Gegenmaßnahmen in 2018/2019 bei der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Überlastungen im Falle der Bereitstellung von gesichertem Redispatchpotential in Österreich sind in Abbildung 17 dargestellt. Im Vergleich mit Abbildung 15 wird deutlich, dass gesichertes Redispatchpotential in Österreich die Netzbelastungen vor Gegenmaßnahmen nicht verbessert. Eine Vielzahl an Leitungen ist weiterhin erheblich überlastet. Entsprechend ist in diesem Fall eine ähnlich hohe, potentiell kritische, Eingriffstiefe der Gegenmaßnahmen wie in dem Fall ohne gesichertes Redispatchpotential erforderlich. Weitere Ausführung zu den erforderlichen Gegenmaßnahmen finden sich in Abschnitt 4.3.1.

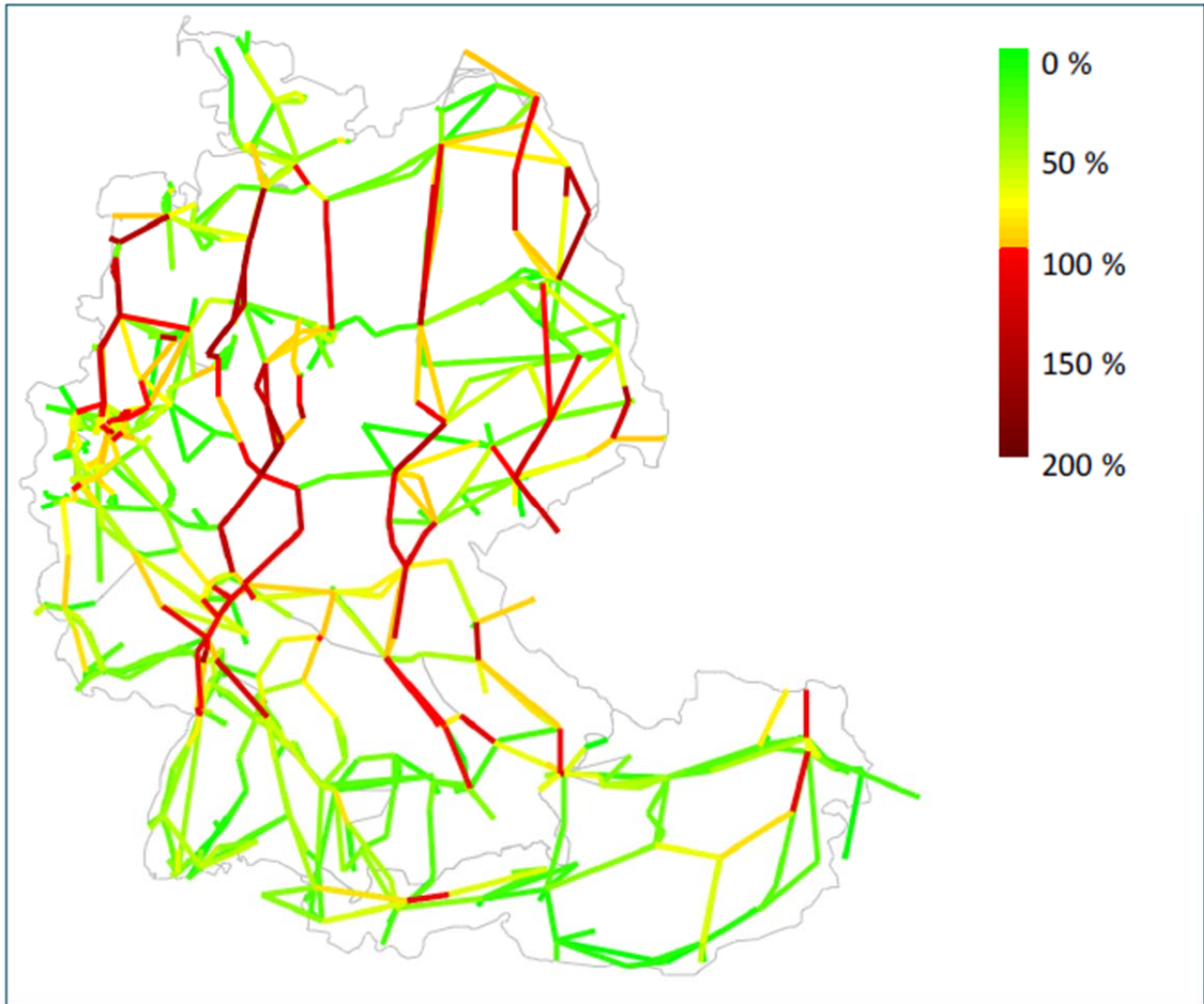


Abbildung 17: Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall bei Starklast-Starkwind vor Gegenmaßnahmen in 2018/2019 im Fall der Bereitstellung von 4,7 GW gesichertem Redispatchpotential mit Österreich (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Um auch im bedarfsdimensionierenden 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 9,2 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 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. Wenn für das Jahr 2018/2019 davon ausgegangen wird, dass eine Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze erfolgt, verringert sich der Reservebedarf signifikant auf 1,9 GW. Im Fall der Bereitstellung von gesichertem Redispatchpotential in Österreich von 4,7 GW liegt der Reservebedarf bei 0,7 GW. Jedoch müssten von APG in diesem Fall 4,7 GW an gesicherten Reserven unter Vertrag genommen werden und den deutschen Übertragungsnetzbetreibern exklusiv zum Redispatch zur Verfügung stehen.

4.3 Netzreservebedarf 2018/2019

Für den Winter 2018/2019 wurde auf Basis dieser Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber hierbei explizit der Starklast-Starkwindfall als die bedarfsdimensionierende Grenzsituation herausgearbeitet (vgl. Tabelle 24). Diesem gegenüber sind im Fall des Übergangsszenarios das gesamte Redispatchvolumen und der Einsatz von Netzreserve mit 400 MW nationaler Reservekraftwerksleistung deutlich niedriger.

Vergleich der Grenzsituationen

Engpassmanagement an der Grenze DE - AT	nein	nein	ja	nein
gesicherter (pos.) Redispatch in AT [GW]	0	0	0	4,7
inkl. EC	nein	ja	nein	nein
negativer Redispatch				
Einsenkung Windeinspeisung [GW]	7,5	9,5	5,8	6,7
marktbasierete Kraftwerke [GW]	8,0	7,0	6,8	7,4
Summe [GW]	15,5	16,5	12,6	14,1
positiver Redispatch				
marktbasierete Kraftwerke in DE [GW]	9,2	9,5	10,7	8,7
Reservekraftwerke in DE [GW]	4,0	3,5	1,9	0,7
Netzreservekraftwerke im Ausland [GW]	0	0	0	0
Summe [GW]	13,2	13,0	12,6	14,1
zusätzlich notwendiges Redispatchpotential im Ausland [GW]	2,3	3,5	0	0

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 24: Übersicht über das zusätzlich noch zu kontrahierende Redispatchpotential im Ausland in den betrachteten Grenzsituationen für das Jahr 2018/2019

Im Folgenden werden die Merkmale der Grenzsituationen im Starkwind-Starklastfall beschrieben und erläutert, aus welchem Grunde gerade in der bedarfsdimensionierenden Grenzsituation ein besonders hoher Bedarf, resultierend aus negativem Redispatch, besteht.

Diesem Bedarf wirken jedoch grundsätzlich der positive Redispatch marktbasierter Kraftwerke, sowie die verpflichteten Reservekraftwerke in Deutschland entgegen.

Der Starklast- /Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 87,8 GW. Ferner kommt es zu sehr hoher Einspeisung von Windenergieanlagen zu Lande und zur See, 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 14,9 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 10,7 GW.

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.

Das erste Szenario (vgl. Tabelle 24, links und Abbildung 18) unterstellt, dass weder ein Engpassmanagement noch ein gesicherter Redispatch in Österreich und auch keine Einhaltung des erhöhten Sicherheitsstandards Exceptional Contingencies stattfindet. Hierbei wird ein Gesamtdispatchbedarf in Höhe von 15,5 GW festgestellt.

Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben entsprechend des hohen Transportbedarfs für bestimmte Leitungen sehr hohe, unzulässige Auslastungen. Abbildung 15 zeigte bereits die Leitungsauslastungen für den Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone vor Ergreifung von Gegenmaßnahmen. Die durch hohe Windeinspeisungen resultierenden Leitungsüberlastungen in der Nordhälfte Deutschlands pflanzen sich nach Süddeutschland und Österreich fort und führen auch dort zu unzulässigen Leitungsüberlastungen.

Im Vergleich dazu ist die Netzsituation nach Gegenmaßnahmen in Abbildung 18 dargestellt. Neben den bekannten bedarfsdimensionierenden Engpässen auf den Nord-Süd-Trassen sowie an der polnischen Grenze ist deutlich zu sehen, dass auch in der Nähe der deutsch-österreichischen Grenze bedarfsdimensionierende Engpässe auftreten. Überdies sind grenznahe Engpässe mit inländischen Kraftwerken nicht mehr effizient zu beheben.

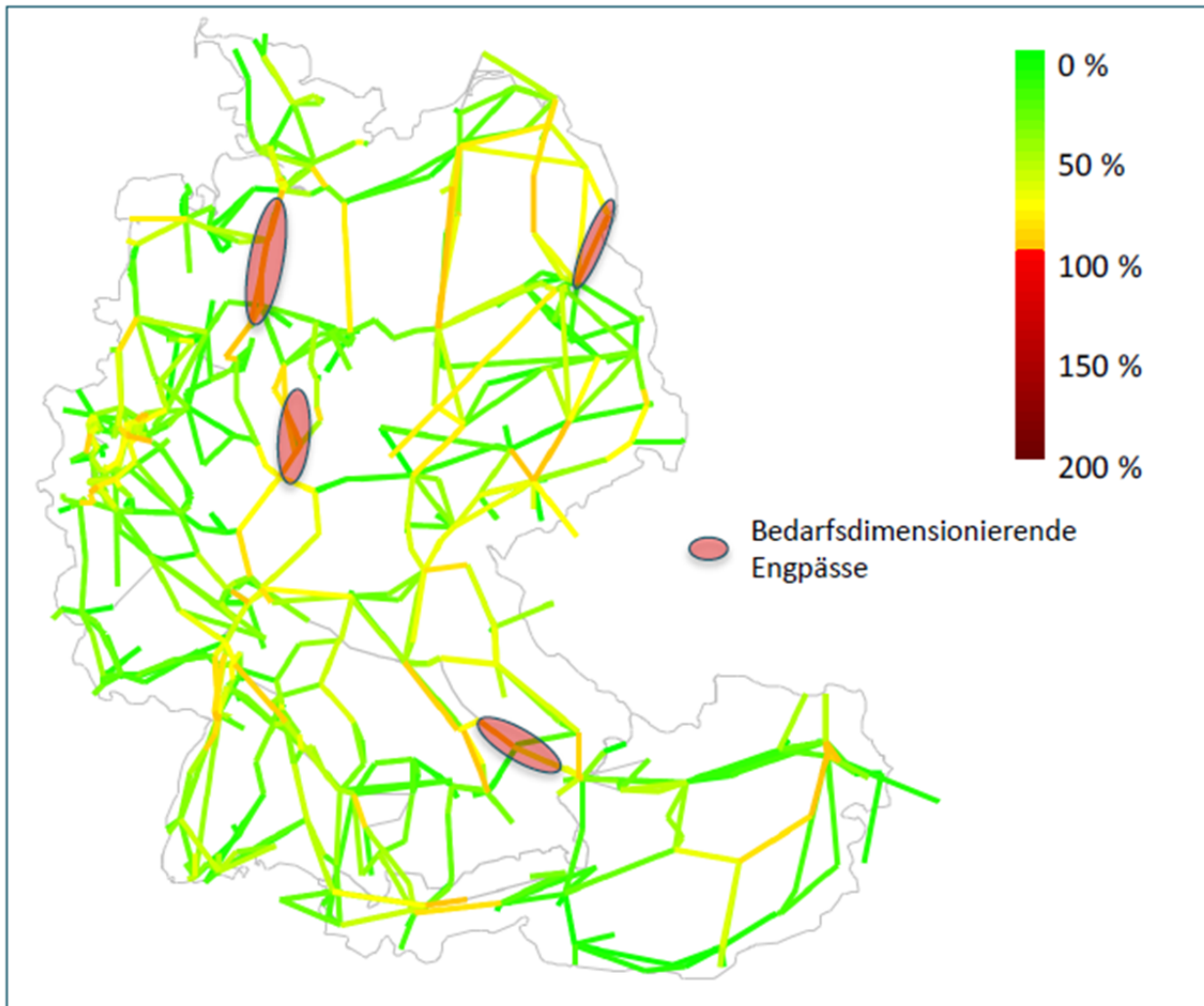


Abbildung 18: Szenario 1 - Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen in 2018/2019 im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Das zweite Szenario geht davon aus, dass weder ein Engpassmanagement noch ein gesicherter Redispatch in Österreich stattfindet, aber eine Einhaltung des erhöhten Sicherheitsstandards Exceptional Contingencies erfolgt. Hierbei wird ein Gesamtdispatchbedarf in Höhe von 16,5 GW festgestellt.

Das dritte Szenario (vgl. Abbildung 16 und Abbildung 19) geht davon aus, dass ein Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze mit einem NTC in Höhe von 5,6 GW eingeführt wird, aber kein gesicherter Redispatch in Österreich und keine Einhaltung des erhöhten Sicherheitsstandards Exceptional Contingencies stattfindet. Hierbei wird ein Gesamtdispatchbedarf in Höhe von 12,6 GW festgestellt.

So bleibt die hohe Nord-Süd-Transportaufgabe zur Ableitung des Leistungsüberschusses in Küstennähe nach Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze zwar bestehen, jedoch geht der Umfang an Überlastungen in Süddeutschland an der Grenze Deutschland-Österreich deutlich zurück.

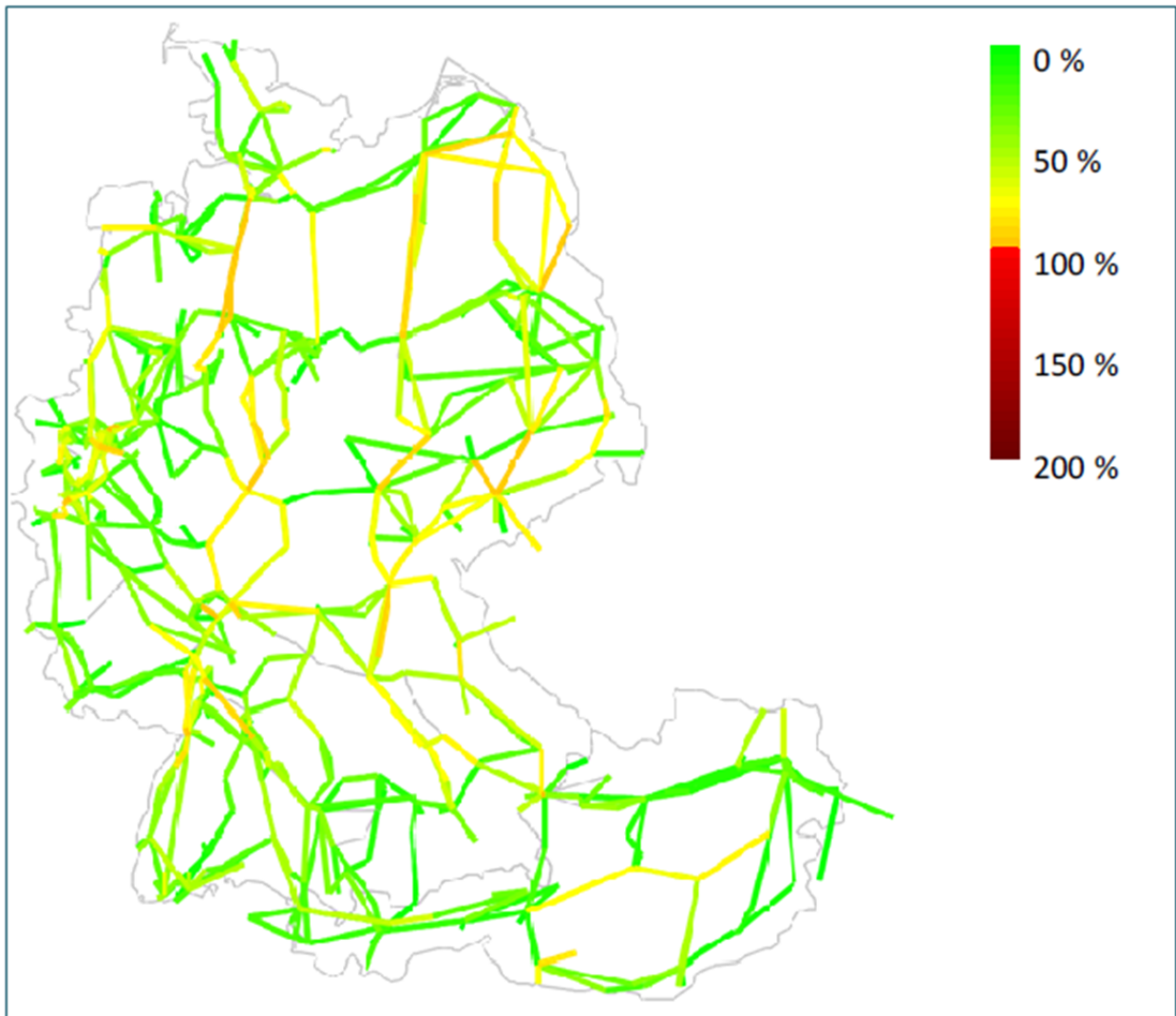


Abbildung 19: Szenario 3 - Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen in 2018/2019 bei der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Das vierte Szenario (vgl. Abbildung 17 und Abbildung 20) unterstellt, dass kein Engpassmanagement und auch keine Einhaltung des erhöhten Sicherheitsstandards Exceptional Contingencies, aber ein Redispatch-Potential in Österreich von 4,7 GW zur Verfügung steht. Hierbei wird ein Gesamtredispatchbedarf in Höhe von 14,1 GW festgestellt.

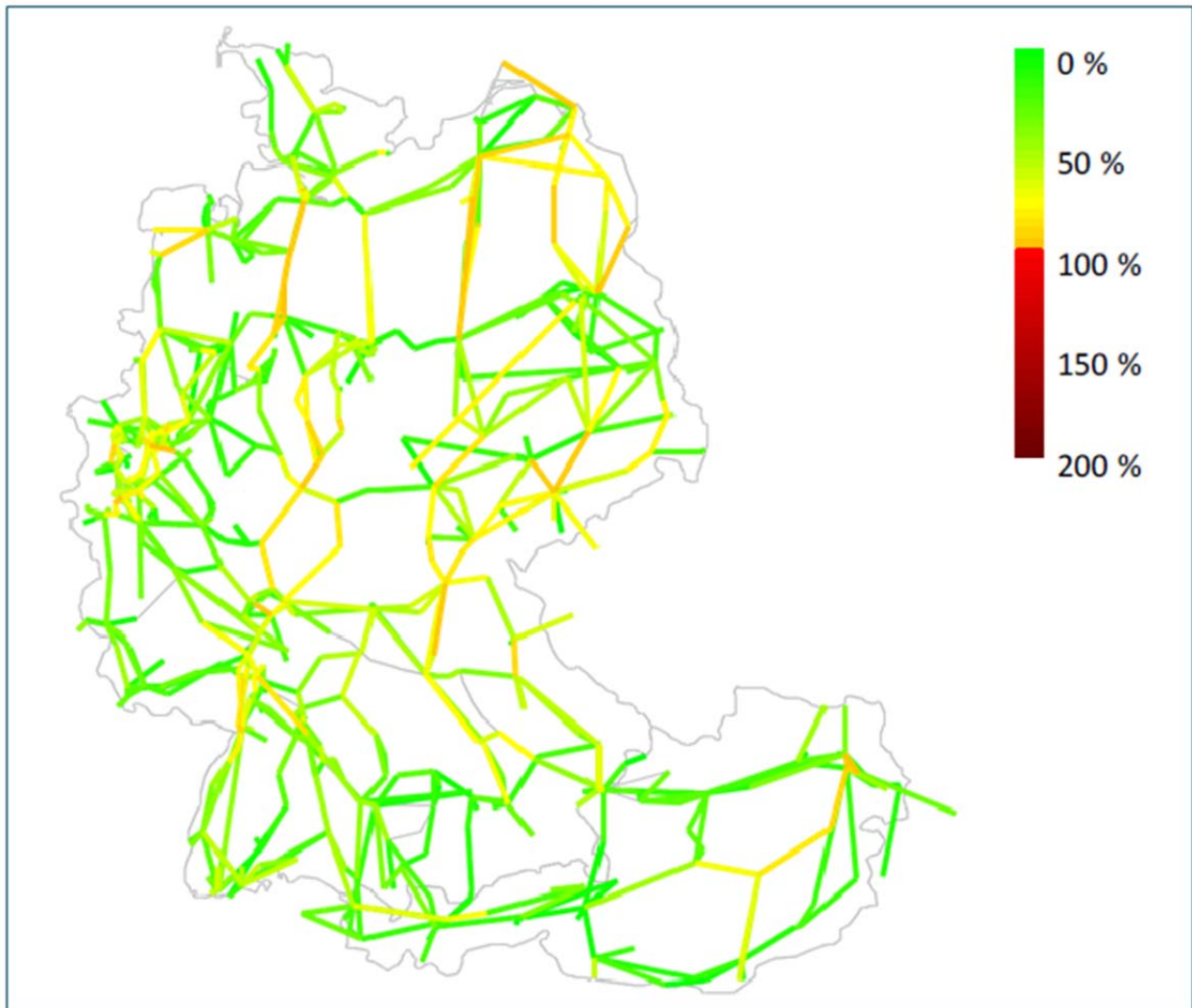


Abbildung 20: Szenario 4 - Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen in 2018/2019 im Fall der Einführung einer gesicherten Redispatchkooperation von 4,7 GW mit Österreich (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

4.3.1 Gegenmaßnahmen

Zur Behebung dieser Netzüberlastungen werden Gegenmaßnahmen eingesetzt:

Der Netzausbau wird auch in den kommenden Jahren fortgesetzt. Die dabei bis zum Winter 2018/2019 erreichbaren Fortschritte sind in der Netzanalyse schon in Form einer Prognose des erwartbaren Netzzustandes enthalten.

Insofern wirkt sich der Ausbau der Leitung Vierraden-Krajnik an Stelle der für den Winter 2016/2017 vorgesehenen vorübergehenden Außerbetriebnahme ebenfalls Redispatch-reduzierend aus. Die auch im Winter 2018/2019 in Betrieb befindlichen Phasenschieber an der deutsch-polnischen und der deutsch-tschechischen Grenze werden ebenfalls in netzstützender Weise betrieben.

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 bis zu 16,5 GW, im Fall der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze 12,6 GW. Der Gesamtredispatchbedarf ist damit

bei der Einführung eines Engpassmanagements am niedrigsten im Vergleich zu den anderen analysierten Varianten bei Erhalt der deutsch-österreichischen Gebotszone. Damit zeigt sich die Einführung einer geordneten Engpassbewirtschaftung deutlich vorteilhafter gegenüber anderen Instrumenten, selbst wenn der verbleibende Reservebedarf am Ende ähnlich hoch ist. Im betrieblichen Alltag der Übertragungsnetzbetreiber verlangt das Sicherungsinstrument Redispatch eine Vielzahl von Einzeleingriffen in das Marktgeschehen. Wegen der Vielzahl der Eingriffe und der Vielzahl der Akteure, insbesondere der betroffenen Kraftwerksbetreiber bzw. der Betreiber Erneuerbarer Erzeugungsanlagen sowie der knappen Vorlaufzeiten ist das Handlungsinstrument Redispatch deutlich fehleranfälliger als das stärker marktbezogene Instrument einer Engpassbewirtschaftung.

Am Markt stehen den Übertragungsnetzbetreibern nicht ausreichend Kraftwerkskapazitäten, für den Redispatch zur Verfügung. Im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone müssen bis zu 9,5 GW aus dem Markt bereitgestellt werden. Im Fall der Einführung eines Engpassmanagements werden 10,7 GW benötigt. Die Differenz dieser marktbasierend benötigten Redispatchvolumina ergibt sich daraus, dass in den untersuchten Fällen unterschiedliche Befunde bezüglich der auftretenden Netzüberlastungen festzustellen und mit Redispatch entsprechend zu beheben sind. Der ergänzende Redispatch mit Reservekraftwerken beträgt somit 1,9 GW im Fall der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze und bis zu 7,0 GW im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Gebotszone.

Es ist zu erwarten, dass der insgesamt benötigte Redispatch mit Reservekraftwerken 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.

Für den Fall einer Beibehaltung der gemeinsamen deutsch-österreichischen Preiszone liegt der Erwartungswert für den zusätzlichen ausländischen Reservekraftwerksbedarf bei einer Einführung der Redispatchkooperation und einem gesicherten Redispatchpotential in Österreich von 4,7 GW ebenfalls bei null. Bei einer Beibehaltung der deutsch-österreichischen Preiszone ohne gesicherten Redispatch in Österreich ergeben sich dagegen zusätzliche Reserveleistungsbedarfe im Ausland von 2,3 GW (ohne Berücksichtigung von Exceptional Contingencies) bzw. 3,5 GW (mit Berücksichtigung von Exceptional Contingencies).

Sowohl die Einführung eines Engpassmanagements als auch die Kooperation in Form eines gesicherten Redispatchpotentials in Österreich stellen eher statische Gegenmaßnahmen im Vorfeld für den als bedarfsdimensionierend festgestellten Starklast-Starkwindfall 2018/2019 dar. Diese müssen zur Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs durch Redispatch mit konventionellen Kraftwerken sowie der Abregelung von Windenergieanlagen in einem erheblichen Umfang ergänzt werden.

Aus Systemsicht bietet die Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze deutliche Vorteile gegenüber der Einführung einer gesicherten Redispatchkooperation. Maßgeblich hierfür ist die unterschiedlich hohe Eingriffstiefe auf Grund der anzuweisenden Redispatchmengen im Systembetrieb. So würde im Falle (vgl. Tabelle 24) der Einführung eines Engpassmanagements ein negativer Redispatch in Deutschland durch Einsenkung von Windeinspeisung im Norden und Nord-Osten Deutschlands sowie der Abregelung von marktbasierend einspeisenden Kraftwerken nördlich der Mainlinie in Deutschland in Höhe von 12,6 GW durch gleichzeitigen positiven Redispatch in gleicher Höhe ausgeglichen werden. Im direkten Vergleich müsste jedoch bei Einführung einer gesicherten Redispatchkooperation in Österreich eine um 1,5 GW höhere Leistung für den stabilen Systembetrieb durch Redispatch ausgeglichen werden. Hiermit bietet also

aus Sicht der anzuweisenden Redispatchleistung die Einführung eines Engpassmanagements an der Grenze zwischen Deutschland und Österreich Vorteile gegenüber der Einführung einer gesicherten Redispatchkooperation mit Österreich.

Diese Bewertung wird noch verstärkt durch die bereits vorliegenden Erkenntnisse über die mittel- und längerfristige Entwicklung der zu erwartenden Handels- und Transportvolumina. Diese werden dauerhaft weiter zunehmen und drohen damit in eine dauerhafte Steigerung des Redispatcheinsatzes zu münden. Da der Netzausbau nicht beliebig ausgeweitet werden kann - auch in den längerfristigen europäischen Netzausbauplänen sind insofern nur Transportkapazitäten bis zu 7,5 GW als Zielgröße vorgesehen - sollte eine grundsätzliche Orientierung der Handelsvolumina an den technisch zur Verfügung stehenden Kapazitäten angestrebt werden, wie dies an allen anderen Außengrenzen Deutschlands auch gut funktionierende Praxis ist.

Gemäß derzeit geltender Rechtslage läuft die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) zum 31. Dezember 2017 aus. Das in der Entwurfsfassung vorliegende Strommarktgesetz und die hierin enthaltenen Regelungen zur Netzreserve sehen eine Fortsetzung über den 31. Dezember 2017 hinaus vor. Insofern wird bei dem hier betrachteten Zeitraum 2018/2019 davon ausgegangen, dass die in Tabelle 25 aufgeführten Reservekraftwerke auf Basis der dann geltenden gesetzlichen Regelungen von den Übertragungsnetzbetreibern für die Erbringung der Netzreserve gebunden werden können.

Durch den Einsatz von den oben beschriebenen Gegenmaßnahmen können die Leitungsauslastungen auf den relevanten Leitungen auf zulässige Werte gebracht werden.

4.3.2 Maßgeblicher Netzreservebedarf

Für den Fall, dass ein Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführt wird, beträgt der maßgebliche Bedarf an Netzreserve lediglich 1,9 GW. Die angenommene Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze führt zum niedrigsten Gesamtbedarf an Redispatch in den betrachteten Fällen. Sollte eine Redispatch-Kooperation mit Österreich etabliert werden, sind 4,7 GW gesichertes Redispatch-Potential in Österreich von APG den deutschen Übertragungsnetzbetreibern zum exklusiven Zugriff zur Verfügung zu stellen und weitere 0,7 GW nationaler Reservekraftwerke unter Vertrag zu nehmen. Für den Fall, dass kein Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze eingeführt wird und kein gesichertes Redispatch-Potential in Österreich zur Verfügung steht, beträgt der Netzreservebedarf dagegen zwischen 6,3 GW (ohne Berücksichtigung von Exceptional Contingencies) und 7,0 GW (mit Berücksichtigung von Exceptional Contingencies).

Aus den unter Abschnitt 1.3.4 beschriebenen Gründen erachtet die Bundesnetzagentur für die Zwecke der vorliegenden Systemanalyse den erst genannten Fall Engpassmanagement an der deutsch-österreichischen Grenze für maßgeblich.

4.3.3 Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve kann mittels solcher Anlagen gedeckt werden, die voraussichtlich auf einer sodann geltenden gesetzlichen Grundlage gebunden werden. Zwar treten die bisherigen Ermächtigungsgrundlagen für die Deckung des inländischen Redispatch-Potenzials mit Ablauf des 31. Dezember 2017 nach den geltenden intertemporären Vorschriften außer Kraft (siehe Art. 8 Abs. 2 i.V.m. Art. 2 Nr. 4 des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften sowie § 14 Abs. 2 ResKV). Für die Zwecke der nach § 3 ResKV aber bereits heute gesetzlich geforderten Reservebedarfsfeststellung kann indes davon ausgegangen

werden, dass der Gesetzgeber entsprechende Nachfolgeregelungen schaffen wird. So soll laut dem Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) eine Novellierung der Vorschriften zum Verbot von Stilllegungen inländischer systemrelevanter Anlagen geschaffen werden. Der insoweit maßgebliche Rechtsrahmen wird mithin auch über das Jahr 2017 hinaus aller Voraussicht nach erhalten bleiben. Sollte sich diese Erwartung nicht erfüllen, so müsste die Bindung der Erzeugungskapazitäten auf der Grundlage von Netzreserveverträgen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und den Anbietern von Reservekraftwerken erfolgen. Für das Jahr 2018/2019 werden folgende inländische Kraftwerke mit einer Einspeiseleistung in Höhe von insgesamt 5.328 MW als potentielle Netzreservekraftwerke zur Verfügung stehen:

Potentielle nationale Reservekraftwerke 2018/2019

	Kraftwerk	Einspeiseleistung [MW]
Uniper Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415
Uniper Kraftwerke GmbH, Ulrich Hartmann (Irsching)	Irsching 4	545
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT1	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 GT2	282
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Irsching 5 DT	282
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	375
Uniper Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	386
Uniper Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
EnBW AG Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III DT	262
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach III GT(solo)	85
EnBW AG - Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	Marbach II GT	77
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG	Kraftwerk Mainz KW 2 (Dampfteil)	256
EnBW AG Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 5	125
EnBW AG Heizkraftwerk Heilbronn	HLB 6	125
EnBW Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
EnBW Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Entega AG	GTKW Darmstadt	95
UPM GmbH, Augsburg	Dampfturbine 3	29
Stadtwerke Augsburg Energie GmbH	Heizkraftwerk T2	18
Zusätzlich angenommene Reserveleistung in Südde		823
Summe		5.328

Tabelle 25: Potentielle nationale Reservekraftwerke 2018/2019 gemäß Stilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur

4.3.4 Noch zu kontrahierende Kraftwerke

Der ausgewiesene Bedarf an Netzreserve in dem als maßgeblich erachteten Fall der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze beläuft sich auf 1.900 MW für den Winter 2018/2019. Dieser Bedarf von bis zu 1.900 MW kann durch die potentiellen nationalen Reservekraftwerke für den Winter 2018/2019 gedeckt werden. Aufgrund der Deckung des Bedarfes in diesem Fall durch nationale Kraftwerke ist für den Winter 2018/2019 zunächst kein Interessenbekundungsverfahren gemäß § 4 ResKV erforderlich.

Auch für den Fall, dass sich ein Engpassbewirtschaftungsverfahren bis zum Winter 2018/2019 noch nicht umsetzen lassen sollte, ist eine sofortige Durchführung eines Interessenbekundungsverfahrens nicht erforderlich. Selbst der im ungünstigsten Fall benötigte Reservebedarf in Höhe von 7 GW ließe sich mit hinreichender Sicherheit auch im Jahre 2018 noch kontrahieren. Denn dafür stehen nicht nur die vorstehend aufgelisteten deutschen Reservekraftwerke zur Verfügung. Auf Grund der früheren Systemanalyse vom 2. Mai 2014, die den Reservebedarf für den Winter 2017/2018 auf 7 GW bezifferte, wurden für diesen Zeitraum bereits 3096 MW ausländische Reservekapazitäten kontrahiert. Es ist kein Grund ersichtlich, warum diese Kraftwerke nicht auch im hier in Rede stehenden Folgewinter 2018/2019 neben den innerdeutschen Reserven kontrahierbar sein sollten.

D Handlungsempfehlungen

1. Brennstoffbevorratung bei Kraftwerken

Wie sensibel das elektrische Energieversorgungssystem auf Umwelteinflüsse reagiert, zeigte sich im November 2015, als es wegen niedriger Pegelstände des Rheins bei einigen, vor allem süddeutschen Steinkohlekraftwerken, zu Lieferengpässen in der Brennstoffversorgung kam (vgl. A2). In Folge dessen war das süddeutsche Redispatchpotential temporär reduziert. Um künftig Situationen wie im November 2015 zu vermeiden, aber auch, um Versorgungsengpässen von Kraftwerken bei Hochwasserlagen vorzubeugen, sollten zunächst die Übertragungsnetzbetreiber, gestützt auf § 12 Abs. 4 EnWG, regelmäßige Statusberichte der Betreiber von Steinkohle- und Mineralölkraftwerken über die bevorratete Brennstoffmenge und deren Reichweite anfordern.

Für den Fall, dass die Kraftwerksbetreiber der Aufforderung zur regelmäßigen Statusmeldung nicht nachkommen, könnte die Bundesnetzagentur im Rahmen einer Festlegung die Kraftwerksbetreiber zu einem solchen Verhalten verpflichten oder der Gesetzgeber könnte die Regelungen des §12 Abs. 4 EnWG hinsichtlich einer regelmäßigen Statusmeldung der Kraftwerksbetreiber konkretisieren.

Zum anderen sollte in Erwägung gezogen werden, Kraftwerksbetreiber, deren Kraftwerke von einem Lieferweg hauptsächlich abhängig sind, zur Bevorratung einer Mindestbrennstoffmenge zu verpflichten. Auch insofern sollten zunächst die Übertragungsnetzbetreiber von den gegebenen Befugnissen nach § 13 Abs. 1 EnWG und Abs. 1a EnWG Gebrauch machen. Erst wenn sich insofern keine Kooperationsbereitschaft zeigen sollte, ist an ein behördliches oder gesetzgeberisches Einschreiten zu denken. Bereits angelegt ist eine Bevorratungspflicht für Kraftwerke, die aus fossilen Energieträgern Strom erzeugen, im § 50 Abs. 1 EnWG.

2. Klarstellung der Reservekraftwerksverordnung

Die Bedarfsanalyse vom April 2015 hat gezeigt, dass insbesondere die durch den Export nach Österreich bedingten ungeplanten Lastflüsse über das polnische Übertragungsnetz, erheblichen Redispatch erfordern würden. Die Erfahrungen des vergangenen Winters bestätigten diese Prognose. Um die ungeplanten Lastflüsse auf ein vertraglich vereinbartes und technisch verkraftbares Maß zu reduzieren, mussten in der Bedarfsanalyse erhebliche Redispatchvolumina eingesetzt werden. Da mit steigendem Redispatchaufwand das operative Risiko steigt und eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des elektrischen Energieversorgungssystems nicht ausgeschlossen werden kann, sollte angestrebt werden, einen sicheren Systemzustand mit dem geringstmöglichen Redispatchvolumen herzustellen. Wegen ihrer netztechnisch günstigen Lage eignen sich österreichische Reservekraftwerke im Besonderen zur Behebung von Engpässen, die durch Exporte nach Österreich verursacht werden. Nach § 7 Abs. 2 S. 2 ResKV sind die Übertragungsnetzbetreiber jedoch gehalten, Reservekraftwerke grundsätzlich erst nachrangig zu am Markt agierenden Kraftwerken einzusetzen.

Bereits im Winter 2015/2016 wichen die Übertragungsnetzbetreiber von dieser Einsatzreihenfolge ab und führten Redispatchmaßnahmen mit Reservekraftwerken jeweils dann durch, wenn eine erheblich bessere Wirksamkeit gegenüber am Markt agierenden Erzeugungseinheiten gegeben war. Dieses Vorgehen führt letztlich dazu, dass ineffizienter und damit unverhältnismäßig aufwändiger (und damit in der Regel auch teurerer) Redispatch vermieden wird und das Übertragungsnetz mit geringeren Eingriffen sicher und zuverlässig be-

trieben werden kann. Auch die aktuelle Bedarfsanalyse belegt deutlich, dass die Effizienz ausländischer Kraftwerke beim positiven Redispatch die der national verfügbaren Potentiale übersteigt.

Die Bundesnetzagentur hält diese Praxis der Übertragungsnetzbetreiber für vertretbar, weil sie sowohl der Netzstabilität als auch der Einsparung von Netzkosten dient. Aus Klarstellungsgründen regt die Bundesnetzagentur an, diese sachgerechte Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber im Gesetzestext deutlicher abzubilden.

3. Redispatchzugriff auf Pumpspeicherwerke ermöglichen

Seitens der Übertragungsnetzbetreiber wurde vorgetragen, dass es einem sicheren und zuverlässigen Systembetrieb zuträglich sei, wenn die Möglichkeit bestünde, auf den Wirkleistungsbezug von Pumpspeicherkraftwerken Einfluss zu nehmen. Die Festlegung der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur zum Redispatch (BK6-11/98) ermächtigte die Übertragungsnetzbetreiber, Pumpspeicherkraftwerke im Rahmen von Redispatchmaßnahmen nach § 13 Abs. 1a EnWG zur Anpassung ihres Wirkleistungsbezugs aufzufordern. Diese Festlegung wurde insbesondere hinsichtlich der genannten Regelung durch Beschluss des Oberlandesgerichts Düsseldorf (Az. VI-3 Kart 331/12 (V)) im April 2015 nicht bestätigt und aufgehoben, sodass ein verpflichtender Redispatch nach § 13 Abs. 1a EnWG nur noch mit Pumpspeicherkraftwerken im Turbinenbetrieb möglich ist.

In Anbetracht der Tatsache, dass sich von 6,2 GW installierter Turbinenleistung aus Pumpspeicherkraftwerken 2,3 GW mit einer Pumpenleistung von 2,0 GW im Süden Deutschlands befinden, ist ein Einfluss auf die Lastflüsse naheliegend.

Wegen des in einem solchen "Pumpverbot" liegenden großen, ungenutzten Potentials, das sowohl zum Lastmanagement als auch zur Einspeisung verwendet werden kann, sollte den Übertragungsnetzbetreibern der Zugriff auf den Wirkleistungsbezug von Pumpspeichern im Rahmen des Redispatch ermöglicht werden. Dazu wäre eine Erweiterung des § 13 Abs. 1a EnWG notwendig. Auch die Vergütung für netzdienliche Maßnahmen, die mit Pumpspeichern durchgeführt werden, bedürfte einer Regelung. Im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken haben Pumpspeicher variable "Brennstoffkosten", die davon abhängig sind, zu welchen Kosten die Speicher befüllt wurden. Diesen Umstand gälte es in einer entsprechenden Regelung abzubilden.

Eine gesetzliche Regelung, die den Übertragungsnetzbetreibern uneingeschränkten Zugriff auf Pumpspeicher im Rahmen des Redispatch nach § 13 Abs. 1, 1a EnWG ermöglicht und zugleich eine angemessene Vergütung für die Eingriffe in den rein marktlichen Betrieb bietet, ist aus diesen Gründen sinnvoll.

4. Einführung einer Engpassbewirtschaftung nach Österreich

Bereits in der Bedarfsanalyse des Jahres 2015 zeigte sich, dass die Ausfuhren elektrischer Energie nach Österreich den bestimmenden Einfluss auf den Reservebedarf haben. Dieser Befund konnte in der hier vorliegenden Bedarfsanalyse bestätigt werden. Wie bereits innerhalb des Kapitels C4 dargestellt, führt die Einführung eines Engpassmanagementverfahrens an der deutsch-österreichischen Grenze zu einer signifikanten Senkung des Bedarfs an Reservekraftwerken.

Der Handelsfluss zwischen Deutschland und Österreich übersteigt die technischen Kapazitäten des grenznahen Netzes in allen betrachteten Zeiträumen bei weitem. Obwohl ein erheblicher Teil des deutsch-österreichischen Handels über Netze im benachbarten Ausland abgewickelt wird, führt der Handel mit Österreich auch in Deutschland, Österreich und an der gemeinsamen Grenze zu Überlastungen des Netzes.

Die Überlastungen in den Transitländern Polen und Tschechien führen dort zu Beeinträchtigungen der Systemsicherheit und erfordern das Vorhalten großer Sicherheitspuffer, wodurch eine Bereitstellung der Netzkapazitäten für den Stromhandel zwischen und mit diesen Ländern zumindest erschwert wird.

Eine Behebung dieses Problems durch Redispatch ist nicht dauerhaft sinnvoll, weil das Problem der überschießenden Handelstransaktionen an der deutsch-österreichischen Grenze nicht durch den in Deutschland geplanten Netzausbau behoben werden kann. Auch mit vollendetem innerdeutschen und grenzüberschreitenden Netzausbau ist zu erwarten, dass die Handelstransaktionen zwischen Deutschland und Österreich die Netzkapazität zwischen Deutschland und Österreich übersteigen werden.

Aufgrund der zu erwartenden zeitintensiven Vorbereitung zur Einführung eines Engpassmanagements stellt die zeitnahe Bereitstellung von gesichertem Redispatchpotential in Österreich eine sinnvolle Übergangsmaßnahme zur effizienten Deckung des Redispatchbedarfes dar. Die Bereitstellung von gesichertem Redispatchpotential im Ausland (hier Österreich, mögliche Erweiterung auf weitere Nachbarstaaten) im Rahmen einer sog. Redispatchkooperation ist unabhängig von der Einführung eines Engpassmanagements an der Grenze zwischen den Ländern.

Im Vorfeld der Einführung eines Engpassmanagements untersuchen die betroffenen Übertragungsnetzbetreiber weitere technische Maßnahmen um die Auswirkungen des deutsch-österreichischen Stromgroßhandels auf in- und ausländische Netze zu begrenzen. In der Entscheidung über die tatsächliche Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze werden diese Ergebnisse ebenso wie die Überprüfung der Gebotszonenzuschnitte sowie die Bestimmung der Kapazitätsberechnungsregionen nach CACM berücksichtigt.

Wegen der zeitaufwändigen Vorarbeiten, die im Vorfeld einer Engpasseinführung notwendig sind, begrüßt es die Bundesnetzagentur, wenn die Übertragungsnetzbetreiber bereits heute vorbereitend tätig werden und geeignete Verfahren zur Durchführung des Engpassmanagements entwickeln. Eine Mitwirkung Österreichs ist dabei wünschenswert, um eine effiziente Ausgestaltung dieser Verfahren zu erzielen. Dies ist allerdings keine zwingende Voraussetzung für die Implementierung eines Engpassmanagementverfahrens. Marktteilnehmer und Strombörsen werden im weiteren Verlauf dieses Transformationsprozesses zur konstruktiven Begleitung in geeigneter Form eingebunden werden.

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kosten der wesentlichen Systemsicherheitsmaßnahmen 2011 - 2015 (Quelle: Bundesnetzagentur)	15
Abbildung 2: Übersicht über das Verfahren zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte 1.3-1.5)	22
Abbildung 3: Wochenverlauf der Last im Starkwind-Starklastfall (beispielhaft für 2016/2017) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	32
Abbildung 4: Wochenverlauf der Last im Übergangs-Szenario (beispielhaft für 2016/2017) (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	32
Abbildung 5: In den Systemanalysen berücksichtigte Risiken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	36
Abbildung 6: Übersicht über die Mittel zur Absicherung der Netzreserve und der Reduktion des Netzreservebedarfs (Quelle: Bundesnetzagentur)	39
Abbildung 7: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2016/2017 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	49
Abbildung 8: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind (links) und im Übergangsszenario (rechts) in 2016/2017 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	51
Abbildung 9: Leitungsauslastungen für 2016/2017 vor Gegenmaßnahmen im Szenario Starklast/Starkwind (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	53
Abbildung 10: Leitungsauslastungen für 2016/2017 vor Gegenmaßnahmen im Szenario Starklast/Starkwind (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	55
Abbildung 11: Leitungsauslastungen für 2016/2017 nach Gegenmaßnahmen im Szenario Starklast/Starkwind (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	57
Abbildung 12: Übersicht über den Netzausbauzustand in 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	68
Abbildung 13: Kommerzieller Austausch elektrischer Energie bei Starkwind (links) und im Übergangsszenario (rechts) in 2018/2019 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	69
Abbildung 14: Verbundaustauschfahrpläne an den deutschen Grenzen ohne (links) und mit (rechts) Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	70
Abbildung 15: Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall vor Gegenmaßnahmen in 2018/2019 im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	72
Abbildung 16: Leitungsauslastungen in (n-1)-Fall bei Starklast-Starkwind vor Gegenmaßnahmen in 2018/2019 bei der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	73

Abbildung 17: Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall bei Starklast-Starkwind vor Gegenmaßnahmen in 2018/2019 im Fall der Bereitstellung von 4,7 GW gesichertem Redispatchpotential mit Österreich (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	74
Abbildung 18: Szenario 1 - Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen in 2018/2019 im Fall des Erhalts der deutsch-österreichischen Preiszone (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	77
Abbildung 19: Szenario 3 - Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen in 2018/2019 bei der Einführung eines Engpassmanagements an der deutsch-österreichischen Grenze (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	78
Abbildung 20: Szenario 4 - Leitungsauslastungen nach Gegenmaßnahmen in 2018/2019 im Fall der Einführung einer gesicherten Redispatchkooperation von 4,7 GW mit Österreich (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	79

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Netzreserveabrufe im Überblick.....	13
Tabelle 2: Kosten für wesentliche Maßnahmen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2011 bis 2018 (Stand: April 2016)	16
Tabelle 3: Kosten für Reservekraftwerke in Mio. Euro.....	18
Tabelle 4: Lastannahmen in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2016/2017	41
Tabelle 5: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2016/2017	42
Tabelle 6: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energieanlagen im Winter 2016/2017 in den Systemanalysen 2016 (SyA 2016) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2015 (SyA 2015)	43
Tabelle 7: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energieanlagen im Winter 2016/2017 in den Systemanalysen 2016 (SyA 2016) im Vergleich zu den Annahmen aus den Systemanalysen 2015 (SyA 2015)	44
Tabelle 8: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario "Starklast/-wind" in 2016/2017	46
Tabelle 9: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in dem bedarfsdimensionierenden Szenario "Starklast/-wind" in 2016/2017	47
Tabelle 10: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich in dem bedarfsdimensionierenden Szenario "Starklast/-wind" in 2016/2017	48
Tabelle 11: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im deutschen Übertragungsnetz in 2016/2017	50
Tabelle 12: Geplante Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im österreichischen Übertragungsnetz in 2016/2017	50
Tabelle 13: Ergebnisse der Marktsimulation für 2016/2017	52
Tabelle 14: Übersicht über das zusätzlich noch zu kontrahierende Redispatchpotential im Ausland in den beiden betrachteten Grenzsituationen für den Winter 2016/2017.....	54
Tabelle 15: Reservekraftwerke 2016/2017 gemäß Stilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur	58
Tabelle 16: Lastannahmen in den beiden betrachteten Netznutzungsfällen für das Jahr 2018/2019	60
Tabelle 17: Kraftwerkspark Deutschland (In- und Ausland) für den Winter 2018/2019.....	62
Tabelle 18: Annahmen zur installierten Leistung aus Erneuerbare-Energieanlagen in 2018/2019.....	63
Tabelle 19: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Norddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario "Starklast/-wind" in 2018/2019.....	65
Tabelle 20: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Süddeutschland im bedarfsdimensionierenden Szenario "Starklast/-wind" in 2018/2019.....	66

Tabelle 21: Annahmen zu Kraftwerksnichtverfügbarkeiten in Österreich im bedarfsdimensionierenden Szenario "Starklast/-wind" in 2018/2019.....	67
Tabelle 22: Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln in 2018/2019	69
Tabelle 23: Ergebnisse der Marktsimulation für 2018/2019	71
Tabelle 24: Übersicht über das zusätzlich noch zu kontrahierende Redispatchpotential im Ausland in den betrachteten Grenzsituationen für das Jahr 2018/2019.....	75
Tabelle 25: Potentielle nationale Reservekraftwerke 2018/2019 gemäß Stilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur	82

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
EC	Exceptional Contingencies
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 2016

Text

Referat 608