



Bundesnetzagentur

**Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs
für
den Winter 2014/2015
sowie die Jahre 2015/2016 und 2017/2018**

und zugleich

**Bericht über die Ergebnisse der
Prüfung der Systemanalysen**

2. Mai 2014

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 2014/2015 und
den Jahren 2015/2016 und 2017/2018 gemäß § 3 Absatz 1 Satz 1, 2 ResKV

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Jochen Homann, am 2. Mai 2014 festgestellt, dass ein Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve zum Zwecke der Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems

- für den Winter 2014/2015 in Höhe von 3.091 MW
- für das Jahr 2015/2016 in Höhe von 6.000 MW sowie
- für das Jahr 2017/2018 in Höhe 7.000 MW

besteht.

Inhaltsverzeichnis

I.	Einführung	9
1.	Hintergrund der Bedarfsfeststellung für die Netzreserve	9
2.	Rückschau auf den Winter 2013/2014.....	10
3.	Reservebedarfsermittlung für die anstehenden Jahre	11
II.	Verfahrensablauf.....	12
1.	Allgemeine Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern zum Zwecke der Netzreserve.....	12
2.	Spezielle Abstimmungen mit den Übertragungsnetzbetreibern in Bezug auf eine vorzeitige Einstellung des Leistungsbetriebs des AKW Grafenrheinfeld	18
III.	Bedarfsfeststellung.....	20
1.	Methodik der Ermittlung der Netzreserve	20
1.1.	Zielsetzung der Systemanalyse	21
1.2.	Vorgehensweise	21
1.3.	Eingangsparameter der Marktsimulation	24
1.3.1.	Übertragungsnetz	25
1.3.2.	Zugrunde gelegter Kraftwerkspark	29
1.3.3.	Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten.....	31
1.3.4.	Kostenkomponenten	32
1.3.5.	Annahmen zur Ein- und Ausfuhr von Elektrizität	33
1.3.6.	Lasten in Deutschland und im europäischen Ausland	34
1.3.7.	Netznutzungsfälle: Synthetische Woche und Jahreslaufbetrachtung.....	35
1.4.	Marktsimulation.....	39
1.5.	Auswahl kritischer Netznutzungsfälle und Netzberechnungen	41
1.6.	Bewertung von Risiken für die Versorgungssicherheit	45
2.	Bedarf und Deckung der Netzreserve	49
3.	Netzreserve für den Winter 2014/2015.....	52

3.1.	Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2014/2015	52
3.1.1.	Annahmen zur Netzlast	52
3.1.2.	Kraftwerksverfügbarkeiten	53
3.1.3.	Einspeisung aus EE-Anlagen	54
3.1.4.	Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	55
3.1.5.	Annahmen zur Ein- und Ausfuhr von Elektrizität	57
3.2.	Berechnungsergebnisse der Systemanalyse 2014/2015	58
3.3.	Reservebedarf 2014/2015	59
3.3.1.	Bereits gebundene Kraftwerke	63
3.3.2.	Noch zu kontrahierende Kraftwerke	64
4.	Netzreserve für das Jahr 2015/2016	66
4.1.	Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2015/2016	66
4.1.1.	Annahmen zur Netzlast	66
4.1.2.	Zugrunde gelegter Erzeugungspark	66
4.1.3.	Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	67
4.1.4.	Ergebnisse der Marktsimulation	68
4.1.5.	Abschaltung des KKW Grafenrheinfeld	69
4.1.6.	NTC nach Österreich	70
4.2.	Berechnungsergebnisse der Systemanalyse 2015/2016	70
4.2.1.	Reservebedarf 2015/2016	71
4.2.2.	Bereits gebundene Kraftwerke 2015/2016	74
4.2.3.	Noch zu kontrahierende Kraftwerke 2015/2016	75
4.2.4.	Unterschiede zwischen den Systemanalysen für 2015/2016 vom September 2013 und April 2014	76
4.2.5.	Kein Neubaubedarf	77
5.	Netzreserve für das Jahr 2017/2018	78
5.1.	Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2017/2018	78
5.1.1.	Annahmen zur Netzlast	78
5.1.2.	Zugrunde gelegter Erzeugungspark	78
5.1.3.	Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	79
5.1.4.	Ergebnisse der Marktsimulation	79

5.2.	Berechnungsergebnisse der Systemanalyse 2017/2018	81
5.2.1.	Reservebedarf 2017/2018.....	82
5.2.2.	Bereits gebundene Kraftwerke 2017/2018	85
5.2.3.	Noch zu kontrahierende Kraftwerke 2017/2018.....	87
5.2.4.	Notwendigkeit eines Kraftwerksneubaus.....	88
IV.	Handlungsempfehlungen	89
1.	Ermittlung und Beschaffung der Netzreserve	89
2.	Neubau von Kraftwerken.....	90
3.	Überprüfung von Handlungsspielräumen beim Umgang mit Exporten.....	91
4.	Erweiterung des § 13a EnWG auf Verteilernetze	92
V.	Quellenverzeichnis.....	94
VI.	Glossar	95

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte 1.3-1.5).....	23
Abbildung 2: Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Stromkreisen (1/2). Quelle: Übertragungsnetzbetreiber	26
Abbildung 3: Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Stromkreisen (2/2). Quelle: Übertragungsnetzbetreiber	27
Abbildung 4: Netzausbaubedingte Sonderschaltzuständen in Anlagen. Quelle: Übertragungsnetzbetreiber	27
Abbildung 5: Als verzögert angenommene Netzausbaumaßnahmen für den Zeitraum 2015/2016. Quelle: Übertragungsnetzbetreiber	28
Abbildung 6: Als verzögert angenommene Netzausbaumaßnahmen für den Zeitraum 2017/2018. Quelle: Übertragungsnetzbetreiber	29
Abbildung 7: Zugrunde gelegte Entwicklung des CO ₂ -Preises	33
Abbildung 8: Methode zur Ermittlung der Jahreshöchstlast (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	35
Abbildung 9: Windeinspeisung in der synthetischen Woche	38
Abbildung 10: Lastverlauf in der synthetischen Woche (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	39
Abbildung 11: In den Systemanalysen für 2014/2015, 2015/2016 und 2017/2018 berücksichtigte Risiken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	47
Abbildung 12: Übersicht über die Mittel zur Absicherung der Netzreserve und der Reduktion des Netzreservebedarfs.....	49
Abbildung 13: Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Netzlast im Szenario A (Starklast, Starkwind) und Szenario B (Starklast, Schwachwind). (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	53
Abbildung 14: Den Berechnungen zugrunde gelegte Kraftwerkskapazitäten (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	54
Abbildung 15: Kommerzielle Ein- und Ausfuhren von Elektrizität in den verschiedenen Szenarien (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	58
Abbildung 16: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen vor Gegenmaßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	62
Abbildung 17: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	63
Abbildung 18: Ein- und Ausfuhren elektrischer Energie in den für 2015/2016 relevanten Netznutzungsfällen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	69
Abbildung 19: Übersicht angenommener Netzausbauverzögerungen 2015/2016 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	71
Abbildung 20: Leitungsauslastungen 2015/2016 vor Gegenmaßnahmen	73
Abbildung 21: Leitungsauslastungen 2015/2016 nach Gegenmaßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	74

Abbildung 22: Ein- und Ausfahren elektrischer Energie in den für 2017/2018 relevanten Netznutzungsfällen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	81
Abbildung 23: Übersicht angenommener Netzausbauverzögerungen 2017/2018 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	82
Abbildung 24: Leitungsauslastungen 2017/2018 vor Gegenmaßnahmen	84
Abbildung 25: Leitungsauslastungen 2017/2018 nach Gegenmaßnahmen.....	85

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Für das Marktmodell verwendete Brennstoffkosten in den drei Betrachtungszeiträumen.....	32
Tabelle 2: Installierte Onshore-Windenergieleistung und maximale Einspeisung als Eingangsparameter für die Bedarfsanalysen	55
Tabelle 3: Von den Übertragungsnetzbetreibern als ungeplant nicht verfügbar angenommene Kraftwerksblöcke.....	56
Tabelle 4: Ergebnisse der Analysen 2014/2015 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	60
Tabelle 5: Lastannahmen Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2012 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber).....	61
Tabelle 6: Reservekraftwerke 2014/2015 (Quelle: Stilllegungsanzeigenliste BNetzA)	64
Tabelle 7: Der Marktsimulation zugrunde gelegter konventioneller Erzeugungspark für 2015/2016 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	66
Tabelle 8: Installierte Leistung erneuerbare Energien 2015/2016 gemäß Hochrechnung der EEG-Mittelfristprognose 2013 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	67
Tabelle 9: Marktsimulationsergebnisse (in MW) für die relevanten Netznutzungsfälle für 2015/2016 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	68
Tabelle 10: Ergebnisse der Analysen 2014/2015 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	72
Tabelle 11: bereits gebundene Reservekraftwerke 2015/2016 (Quelle: Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste BNetzA)	75
Tabelle 12: Der Marktsimulation zugrunde gelegter konventioneller Erzeugungspark für 2017/2018 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	78
Tabelle 13: Installierte Leistung erneuerbare Energien 2017/2018 gemäß Hochrechnung der EEG-Mittelfristprognose 2013 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	79
Tabelle 14: Marktsimulationsergebnisse (in MW) für die relevanten Netznutzungsfälle für 2017/2018 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	80
Tabelle 15: Ergebnisse der Analysen 2017/2018 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)	83
Tabelle 16: bereits gebundene Reservekraftwerke 2017/2018 (Quelle: Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste Bundesnetzagentur).....	86

I. Einführung

1. Hintergrund der Bedarfsfeststellung für die Netzreserve

Die zunehmende Einspeisung von Strom aus regenerativen Energien im Norden Deutschlands, die Abschaltung von Kernkraftwerken vor allem im stromverbrauchsintensiven Süden Deutschlands sowie die hohen Exporte in südliche Nachbarländer bewirken ein Nord-Süd-Gefälle beim Stromtransport im Übertragungsnetz. Die spätestens zum 31. Dezember 2015 anstehende Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld wird zu einer Verschärfung dieser Situation führen, denn zu diesem Zeitpunkt werden nicht alle benötigten Nord-Süd-Netzausbauten gemäß dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), die sich gegenwärtig in der Planungs- oder Bauphase befinden, in Betrieb sein. Eine zusätzliche Verschärfung wird sich ergeben, wenn die EnLAG-Vorhaben Nr. 4 und Nr. 10, welche die so genannte Südwestkuppelleitung („Thüringer Strombrücke“) komplettieren, nicht wie geplant noch im Jahre 2015 in Betrieb gehen können.

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

Sind gesicherte Kraftwerkskapazitäten zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen nicht in ausreichendem Maße vorhanden, so beschafft der Netzbetreiber aus den vorhandenen, aber inaktiven Kraftwerken die zur Sicherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlichen Kapazitäten. Diese „Reservekraftwerke“ 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 erfolgte 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.

Während die Kontrahierung bestehender Kraftwerke grundsätzlich auch kurzfristig erfolgen kann, bedürfen möglicherweise erforderliche Neubauten von Kraftwerken längerer Vorlaufzeiten. Um schon heute die gegebenenfalls nötigen Schritte einleiten zu können, bedarf es einer vorausschauenden Planung über mehrere Jahre hinweg.

In der zu diesem Zweck durch die Übertragungsnetzbetreiber durchgeführten Systemanalyse ist im Sinne einer umsichtigen und behutsamen Planung die ungünstigste Variante zu unterstellen, das heißt, dass angenommen wird, dass bestimmte Kraftwerke bereits zu einem früheren Zeitpunkt nicht verfügbar sind und zugleich Netzausbauprojekte verzögert realisiert werden. Für das Jahr 2015/2016 bedeutet dies beispielsweise, dass zum Zeitpunkt des Ausscheidens des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld die Südwestkuppelleitung, die als 380kV-Freileitung von Thüringen nach Bayern erhebliche entlastende und stabilisierende Wirkung für das deutsche Stromnetz entfalten würde, als nicht rechtzeitig in Betrieb angenommen wird.

2. Rückschau auf den Winter 2013/2014

Mit ihrem Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse vom 16. September 2013 stellte die Bundesnetzagentur für den Winter 2013/2014 einen Reservekraftwerksbedarf in Höhe von 2.540 MW fest. Dieser Feststellung lag eine für jenen Winter vorgenommene Systemanalyse der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zugrunde. Die dieser Analyse wiederum zugrundeliegenden Annahmen, Parameter und Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber waren – wie es die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) vorsieht – mit der Bundesnetzagentur zuvor abgestimmt worden.

Aufgrund des extrem milden Winters 2013/2014 hat sich zwar keines der betrachteten Risikoszenarien (Starkwindszenario, Gasknappheitsszenario, Schwachwindszenario) realisiert; dementsprechend wurde auch keine der im Rahmen des Interessenbekundungsverfahrens für die Netzreserve kontrahierten Erzeugungsanlagen zu Redispatch- oder sonstigen netzstützenden Maßnahmen angefordert. Erst Recht wurden keine Notfallmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG im Übertragungsnetz erforderlich; alle erforderlichen Anpassungen von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen fanden im Rahmen der normalen, marktbasierten und vertraglich abgesprochenen Maßnahmen gemäß § 13 Abs. 1 EnWG statt. Aus alledem kann aber freilich nicht im Nachhinein der Schluss gezogen werden, die Netzreserve sei entbehrlich. Vielmehr ist die Kontrahierung von Reservekraftwerken ein gegenwärtig noch unentbehrliches Instrument der Absicherung gegen kalkulierbare – wenngleich im besten Falle sich nicht realisierende – Risiken für die Sicherheit bzw. Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems.

3. Reservebedarfsermittlung für die anstehenden Jahre

Im vorliegenden Bericht wird gemäß § 3 Abs. 1 ResKV der Bedarf an Erzeugungskapazitäten für die Netzreserve im Rahmen einer Bündelung sowohl für den Winter 2014/2015 als auch für die Jahre 2015/2016 und 2017/2018 festgestellt. Bei der diesem Bericht zugrundeliegenden Prüfung des Reservebedarfs wurden die von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten Systemanalysen einschließlich der diesen zugrundeliegenden und zuvor mit der Bundesnetzagentur abgestimmten Annahmen, Parameter und Szenarien entsprechend der Vorgaben in § 3 Abs. 2 ResKV maßgeblich herangezogen.

II. Verfahrensablauf

1. Allgemeine Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern zum Zwecke der Netzreserve

Grundlage der Prüfung der Bedarfsfeststellung ist gemäß § 3 Absatz 2 Satz 1 ResKV eine von den 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 Absatz 2 Satz 3 ResKV mit der Bundesnetzagentur abzustimmen. Verfahrensgegenständlich ist vorliegend sowohl die Systemanalyse für den Winter 2014/2015 als auch für die Jahre 2015/2016 und 2017/2018.

Mit der grundsätzlichen Abstimmung von Eingangsparametern für sämtliche Reservebedarfsermittlungen wurde bereits vor dem Inkrafttreten der ResKV begonnen. So haben Vertreter der Übertragungsnetzbetreiber sowie Vertreter des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und der Bundesnetzagentur bereits am 28. Februar 2013 grundsätzliche Fragen zur anstehenden Ermittlung des Bedarfs an Erzeugungskapazität für die Netzreserve geklärt. Dabei wurde folgendes Vorgehen festgehalten: Wie bereits zuvor soll auf Grundlage besonders kritischer Szenarien (also einer Konstellation von Wetter, Erzeugungs- und Nachfragebedingungen, die erfahrungsgemäß für die Netzsicherheit besonders belastend sind) eine Marktsimulation durchgeführt werden. Auf dieser Grundlage erfolgen eine Netzberechnung und die Bestimmung zusätzlich erforderlicher Gegenmaßnahmen (insbesondere Redispatch). Wird bei dem anschließenden Abgleich des benötigten mit dem vorhandenen Redispatchvolumen ein Defizit festgestellt, so ergibt sich daraus ein Bedarf an Reservekraftwerken.

Im vierten Quartal des Jahres 2013 erfolgte zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und der Bundesnetzagentur sodann eine präzisierte Abstimmung der Annahmen, Eingangsparameter und Szenarien für die vorliegend gegenständlichen Betrachtungszeiträume Winter 2014/2015, Jahr 2015/2016 und Jahr 2017/2018. Diese präzisierende Abstimmung nach § 3 Abs. 2 ResKV fand ihren Abschluss am 19. Dezember 2013. Die Beteiligten definierten insoweit die maßgeblichen Betrachtungszeiträume dahingehend, dass das Jahr 2015/2016 sich vom 1. Juli 2015 bis

zum 30. Juni 2016 und das Jahr 2017/2018 sich vom 01. Juli 2017 bis zum 30. Juni 2018 erstreckt.

Am 3. Dezember 2013 präsentierten die Übertragungsnetzbetreiber einen ersten Entwurf zur Abstimmung der Bedarfsermittlung für den Winter 2014/2015. Dabei wurde deutlich, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihren Betrachtungen den aktuellen Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas zugrunde gelegt hatten. Die Bundesnetzagentur forderte die Übertragungsnetzbetreiber auf, bezüglich der CO₂- und Brennstoffpreise den aktuellen Preis für das Jahr 2014 den Terminmärkten zu entnehmen und anschließend diesen Preis mittels linearer Extrapolation mit dem Zielwert des Szenariorahmens zum NEP 2014 unter Zugrundelegung einer Teuerung von 2,40 €/t p.a. hochzurechnen. Hinsichtlich der Berechnungsmethodik zum Nettostromverbrauch und zur Jahreshöchstlast unter Berücksichtigung der Verluste in den Verteilernetzen forderte die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber auf, eigene Daten der Bundesnetzagentur zu verwenden.

Mit Schreiben vom 19. Dezember 2013 bestätigte die Bundesnetzagentur die von den Übertragungsnetzbetreibern benannten Annahmen, Eingangsparameter und Szenarien für die Systemanalyse. Zur Vorgehensweise der Übertragungsnetzbetreiber zur Annahme der installierten Leistung an Erneuerbaren Energien und hinsichtlich der Regionalisierung war zwischen den Beteiligten abgestimmt worden, dass die anzunehmende installierte Leistung der Erneuerbaren Energien für sämtliche Energieträger dem Trendszenario der EEG-Mittelfristprognose 2013 zu entnehmen ist. Ausgenommen wurden indes insoweit die Energieträger Wind Offshore (unteres Szenario) und Wasserkraft (Netzentwicklungsplan 2013). Die Beteiligten waren sich einig, dass für die Ermittlung der Regionalisierung, d.h. der Verteilung der installierten Leistung die für den Netzentwicklungsplan Strom 2014 vorgegebene Methodik zu wählen ist. Schließlich waren sich die Beteiligten auch darüber einig, dass der von den Übertragungsnetzbetreibern anzunehmende Offshore-Windenergieanlagen-Park dem unteren Pfad der EE-Mittelfristprognose entnommen werden sollte.

Zudem verständigte sich die Bundesnetzagentur mit den Übertragungsnetzbetreibern darauf, dass Letztere im Rahmen der Systemanalyse drei Szenarien betrachten sollten: Zwei Szenarien sollten die historisch bekannten, für die Versorgungssicherheit und Netzstabilität kritischsten Situationen abbilden. In einem dritten Szenario sollten zudem unterschiedliche Gegebenheiten mit hohem Risikopotenzial betrachtet werden, die jeweils für sich genommen allenfalls äußerst selten und in ihrer

Kombination noch nie aufgetreten sind. Die Beteiligten stimmten sich insoweit dahingehend ab, dass im Rahmen der Bedarfsermittlung eine hypothetische Woche abgebildet werden soll, in der alle betrachteten kritischen Netznutzungsfälle (Risiko-Szenarien) eintreten, sog. synthetische Woche. Ziel dieses synthetischen Höchst-risiko-Szenarios war es unter anderem, die Besorgnisse insbesondere aus dem Bundesland Bayern abzuarbeiten, ob eine Kältephase, wie sie im Februar 2012 aufgetreten war, auch in Zukunft beherrschbar sein würde.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben diese Vereinbarung nur teilweise umgesetzt. Sie haben beide Methoden verbunden, indem sie eine synthetische Woche in die Jahresläufe 2015/2016 und 2017/2018 eingefügt haben. Die Berechnungen beschränkten sich auf das aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber kritischste Szenario, nämlich rein synthetisch zusammengesetzte Höchststrisikokombinationen. Die Bundesnetzagentur stellte gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern klar, dass die Betrachtung der kritischen Netznutzungsfälle anhand von historischen Daten nicht durch die Betrachtung der Netznutzungsfälle in einer synthetischen Woche ersetzt werden kann.

Bezüglich der Annahmen zum konventionellen Kraftwerkspark sowie zu den Netztransportkapazitätswerten (sog. NTC-Werte) bestätigte die Bundesnetzagentur den Übertragungsnetzbetreibern, dass sie für die Bestimmung des Bestandes an konventionellen Erzeugungsanlagen die Kraftwerksliste nebst Zu- und Rückbauliste der Bundesnetzagentur zugrunde zu legen haben. Insoweit stimmten sich die Beteiligten dahingehend ab, dass der ungünstige Fall zu unterstellen ist, wonach Kraftwerke in Norddeutschland spät und Kraftwerke in Süddeutschland früh stillgelegt werden. Zugleich wurde seitens der Bundesnetzagentur klargestellt, dass sich geplante Stilllegungen von konventionellen Erzeugungsanlagen nicht auf den ungedeckten Reservebedarf auswirken. Denn diese Kraftwerke gelangen aufgrund des gesetzlichen Stilllegungsverbots in die Netzreserve, sodass sie für Redispatch-Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung stehen.

Weiterhin bestätigte die Bundesnetzagentur die von den Übertragungsnetzbetreibern angenommenen Daten und zuletzt per E-Mail vom 19. Dezember 2013 plausibel dargelegte Annahmen zum Ausbauzustand des Übertragungsnetzes für die drei Betrachtungszeiträume.

Im Laufe des Abstimmungsverfahrens zwischen der Bundesnetzagentur und den Übertragungsnetzbetreibern stellte sich heraus, dass nicht sämtliche Eingangsparameter abgestimmt waren. So hatten die Übertragungsnetzbetreiber für die Be-

rechnungen Windauslastungsdaten sowie Lastgänge in Deutschland und den Nachbarländern ohne ausdrückliche Abstimmung mit der Bundesnetzagentur ausgewählt.

Am 18. März 2014 stellten die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen eines Treffens in Düsseldorf die vorläufigen Erkenntnisse aus den Systemanalysen für den Winter 2014/2015, das Jahr 2015/2016 und das Jahr 2017/2018 vor. Neben Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur nahmen an diesem Treffen auch Vertreter des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie teil. Die Übertragungsnetzbetreiber erläuterten, dass die unbegrenzte Kuppelleistung in Nord-Süd-Richtung von Deutschland nach Österreich dimensionierende Wirkung für den Reservekraftwerksbedarf hat. Sie stellten fest, dass der Starkwindfall, nicht aber der ebenfalls betrachtete Netznutzungsfall „Dunkelflaute“ und auch nicht etwa eine bayerische „Kältewelle“ bedarfsdimensionierend wirke.

Die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur diskutierten die Frage des anzulegenden Beherrschbarkeitsmaßstabes. Insoweit wurde diskutiert, ob der Eintritt von derart außergewöhnlichen Fehlerereignissen, bei dem mehrere Betriebsmittel beeinträchtigt werden, wie beispielsweise Common-Mode-Ausfälle und Sammelschienenfehler (sog. Exceptional Contingencies) für die Zwecke der Reservebedarfsermittlung nach der Reservekraftwerksverordnung als maßgeblicher Sicherheitsstandard zugrunde zu legen sein könnte. Die Beteiligten gelangten zu dem Schluss, dass die Beherrschbarkeit von Exceptional Contingencies im Rahmen der Systemanalyse nicht als bedarfsdimensionierender Maßstab zugrunde gelegt werden sollte. Für die Zwecke der vorliegenden Bedarfsermittlungen sollte der maßgebliche Sicherheitsstandard vielmehr weiterhin die Gewährleistung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit im Fall des Ausfalls eines Betriebsmittels des Netzes sein, sog. (n-1)-Kriterium.

Die Übertragungsnetzbetreiber stellten klar, dass im Rahmen der Modellierung für das Jahr 2017/2018 der Ausbau der Südwestkuppelleitung berücksichtigt wurde. Die Beteiligten waren sich während des gesamten Verfahrens über die herausgehobene Bedeutung des Umstandes einig, dass die Übertragungsnetzbetreiber diverse Netzausbau- und Netzumbaumaßnahmen sowie diverse Begleitmaßnahmen zur Blindleistungsbereitstellung und zur Erhöhung der Netzstabilität durchführen. Die nachvollziehbare Darstellung dieser Maßnahmen gegenüber der Bundesnetzagentur lässt allerdings noch zu wünschen übrig. Insofern ist eine Erhöhung der Transparenz auch während des Verfahrens dringend anzustreben.

Es wurde vereinbart, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Auswirkungen einer Reduktion der Exporte nach Österreich auf die Netzstabilität und Versorgungssicherheit untersuchen. Diese Untersuchung sollte bis zum 10. April 2014 der Bundesnetzagentur vorgelegt werden.

Am 31. März 2014 fand ein erneutes Treffen zwischen Vertretern der Bundesnetzagentur und Vertretern der Übertragungsnetzbetreiber unter Anwesenheit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Berlin statt. Im Rahmen dieses Treffens stellten die Übertragungsnetzbetreiber die von ihnen erstellten Konzepte für die Systemanalysen für die drei Betrachtungszeiträume Winter 2014/2015, Jahr 2015/2016 und Jahr 2017/2018 vor. Die Übertragungsnetzbetreiber stellten klar, dass sie nicht in der Lage waren, am 1. April 2014 die von der ResKV vorgeschriebene Systemanalyse vorzulegen.

Die Übertragungsnetzbetreiber einigten sich mit der Bundesnetzagentur darauf, dass sie angesichts der schon fortgeschrittenen Zeit nur noch folgende Netzbe-rechnungen im Rahmen ihrer Systemanalysen vornehmen: Zum einen wurde sich dahingehend abgestimmt, dass die Netzsituation im Falle einer vorzeitigen Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld bereits zum Winter 2014/2015 betrachtet wird. Zum anderen wurden die zugrunde zu legenden Szenarien bei den Systemanalysen für die Jahre 2015/2016 und die Jahre 2017/2018 dahingehend näher abgestimmt, dass im Rahmen der „synthetischen Woche“ eine Windeinspeisung in Höhe von 85,8% der installierten Leistung anzunehmen ist. Dies ist die höchste gemessene Windenergieeinspeisung der letzten drei Jahre.

Weiterhin wurde neben dem zukünftigen Umgang mit den steigenden Exporten insbesondere nach Österreich über ein mögliches Konzept von präventiven Markt-/Redispatch-Maßnahmen und deren Auswirkungen auf den Reservebedarf diskutiert. Die Beteiligten einigten sich als Ergebnis der Diskussion darauf, dass innerhalb einer Woche (bis zur 15. Kalenderwoche) folgende Szenarien seitens der Übertragungsnetzbetreiber zu rechnen seien:

- Vorzeitige Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld bereits zum Winter 2014/2015,
- Systemanalyse für das Jahr 2015/2016 und das Jahr 2017/2018 mit 85,8% Windeinspeisung und
- Systemanalyse für das Jahr 2015/2016 und das Jahr 2017/2018 mit 85,8% Windeinspeisung und der Deklaration einer Begrenzung der Elektrizitäts-

transportkapazitäten (sog. NTC-Begrenzung) von Deutschland nach Österreich im Jahr 2015/2016.

Mit Foliensatz vom 9. April 2014 reichten die Übertragungsnetzbetreiber die finale Fassung ihrer Systemanalyse für den Winter 2014/2015 bei der Bundesnetzagentur ein, aus der sich bei Zugrundelegung heutiger Marktbedingungen ein Reservebedarf in Höhe von 3,1 GW (im Falle der vollen Verfügbarkeit des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld) ergibt.

Mit Foliensätzen vom 8. April 2014 und vom 9. April 2014 stellten die Übertragungsnetzbetreiber die finalen Ergebnisse ihrer Systemanalysen für das Jahr 2015/2016 sowie die vorläufigen Ergebnisse ihrer Systemanalyse für das Jahr 2017/2018 der Bundesnetzagentur vor. Die Übertragungsnetzbetreiber gelangten darin zu dem Ergebnis, dass für das Jahr 2015/2016 ein Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve in Höhe von 6,0 GW besteht.

Mit Schreiben vom 10. April 2014 übersendeten die Übertragungsnetzbetreiber der Bundesnetzagentur die Datensätze für die am 9. April 2014 zuvor versandten Ergebnisdokumentationen zu allen drei Betrachtungszeiträumen Winter 2014/2015, Jahr 2015/2016 und Jahr 2017/2018.

Als Fazit ihrer gesamten Systemanalyse stellten die Übertragungsnetzbetreiber fest, dass in sämtlichen von ihnen betrachteten Szenarien erhebliche Gegenmaßnahmen durch sie erforderlich und ohne die Kontrahierung von Reservekraftwerken nur geringe Sicherheitsreserven verbleiben würden. Das Erfordernis der Einführung eines Engpassmanagementverfahrens an der deutsch-österreichischen Grenze unter dem Gesichtspunkt der Meidung eines volkswirtschaftlich nicht mehr vertretbaren, übermäßigen Redispatchs zum „Countertrading“ des Exports wurde von den Übertragungsnetzbetreibern als Ergänzung bzw. als Alternative zur weiteren Vorgehaltung eines gesicherten Redispatchpotenzials im In- und Ausland besonders hervorgehoben.

Am 24. April 2014 reichten die Übertragungsnetzbetreiber die überarbeitete Fassung ihrer Systemanalysen für das Jahr 2017/2018 bei der Bundesnetzagentur ein und stellten damit die Systemanalyse in Bezug auf das Jahr 2017/2018 im Wesentlichen fertig. Der danach errechnete Reservebedarf beträgt 7,0 GW.

Am 29. April 2014 verständigten sich die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur auf weitere Änderungen der zugrundeliegenden Einspeiseleistung. Dabei wurden insbesondere die Angaben zur Leistung der bereits gebundenen

bzw. in konkreten Verhandlungen befindlichen Kraftwerke und die potentiell verfügbare Erzeugungsleistung präzisiert. Am 30. April 2014 übersendeten die Übertragungsnetzbetreiber schließlich die finale Dokumentation der Systemanalyse für die Jahre 2015/2016 sowie 2017/2018.

2. Spezielle Abstimmungen mit den Übertragungsnetzbetreibern in Bezug auf eine vorzeitige Einstellung des Leistungsbetriebs des AKW Grafenrheinfeld

Am 11. Februar 2014 erreichte die Bundesnetzagentur die Nachricht, dass die E.ON Kernkraft GmbH (im Folgenden E.ON) erwägt, das von ihr betriebene Kernkraftwerk Grafenrheinfeld bereits vor dem Ablauf des 31. Dezember 2015 stillzulegen, also bereits vor dem gesetzlich nach § 7 AtG angeordneten Ende der Betriebserlaubnis den Leistungsbetrieb einzustellen.

Obgleich zu diesem Zeitpunkt noch keine Stilllegungsanzeige für das Kernkraftwerk nach § 13a EnWG seitens E.ON abgegeben worden war, wurde seitens der Bundesnetzagentur aus Gründen der Vorsicht veranlasst, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen ihrer Systemanalyse eine Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks im Winter 2014/2015 unterstellen.

Die Ereignisse stellten sich im Einzelnen wie folgt dar:

Mit Schreiben vom 5. Februar 2014 teilte E.ON der TenneT TSO GmbH (im Folgenden: TenneT) mit, dass sie im Rahmen ihrer Planungen für das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld davon ausgehe, dass sie an der Anlage spätestens im März 2015 einen abschließenden Brennstoffwechsel durchführen und sodann die Anlage bis Ende Mai 2015 in Teilleistung betreiben werde. Sie beabsichtige, die Jahresrevision und Kernbeladung ab dem 17. Mai 2014 durchzuführen. Vor diesem Hintergrund deutete sie an, dass sie den Leistungsbetrieb des Kernkraftwerks bereits vor dem 31.12.2015 einstellen könnte. Daher stimmte sich die Bundesnetzagentur mit den Übertragungsnetzbetreibern dahingehend ab, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse prüfen, wie sich eine unterstellte frühere Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld auf den Reservekraftwerksbedarf auswirkt.

Im Rahmen einer Telefonkonferenz am 27. März 2014 mit Vertretern der Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber zu den Systemanalysen wurde den Übertragungsnetzbetreibern aufgegeben bis zum 8. April 2014, Aussagen zu den

Auswirkungen einer Engpassdeklaration und -bewirtschaftung an den deutsch-österreichischen Grenzkuppelstellen und zum Netzreservebedarf für den Winter 2014/2015 unter Berücksichtigung sowohl eines Weiterbetriebs als auch einer Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld zu treffen und an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sowie an die Bundesnetzagentur zu übermitteln. Es wurde vereinbart, dass die Übertragungsnetzbetreiber am 31. März 2014 die Methode zur Bestimmung einer Begrenzung der Netztransportkapazität (sog. NTC-Begrenzung) an der deutsch-österreichischen Grenze nebst Herleitung der Begrenzungshöhe präsentieren.

Unter dem 28. März 2014 erfolgte sodann die Stilllegungsanzeige von E.ON, mit der die geplante endgültige Stilllegung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld zum 31. Mai 2015 nach § 13a Abs. 1 EnWG angezeigt wurde. Darin teilte E.ON der Bundesnetzagentur zudem mit, dass aufgrund der Optimierung der Brennstoffausnutzung die Anlage voraussichtlich bereits im März 2015 einen Stillstand haben und ansonsten im Jahr 2015 mit verschiedenen Teilleistungszuständen betrieben wird, in denen die volle Blindleistungsbereitstellung erfolgen kann.

Die Übertragungsnetzbetreiber nahmen nach dieser Abstimmung mit der Bundesnetzagentur eine Sensitivitätsuntersuchung mit einer Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld für den Winter 2014/2015 vor. Darin untersuchten sie die Auswirkung einer derartigen vorzeitigen Stilllegung auf den Reservekraftwerksbedarf im Rahmen des Szenarios „Winterwerktag mit maximaler Windenergieeinspeisung“. In ihrer diesbezüglichen Untersuchung kommen die Übertragungsnetzbetreiber zu dem Ergebnis, dass ein Bedarf an gesichertem Redispatchpotenzial in Höhe von 4,6 GW bestünde. Bei Betrachtung dieser Sensitivität im Rahmen des Szenarios „Winterwerktag ohne Windenergieeinspeisung“ würde ein Bedarf an gesichertem Redispatchpotential und damit an Reservekraftwerken in Höhe von 2,7 GW (gegenüber 2,2 GW bei einem angenommenen Weiterbetrieb des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld) entstehen.

III. Bedarfsfeststellung

Die Bundesnetzagentur identifiziert einen Reservebedarf in Höhe von 3091 MW für den Winter 2014/2015, einen Reservebedarf in Höhe von 6000 MW für das Jahr 2015/2016 und einen Reservebedarf in Höhe von 7000 MW für das Jahr 2017/2018. Rechtsgrundlage für diese Feststellung ist § 3 Absatz 1 der Reservekraftwerksverordnung (ResKV).

1. Methodik der Ermittlung der Netzreserve

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 01. Mai eines jeden Jahres geprüft und der Bedarf an Netzreserve festgestellt.

Die Systemanalyse beschränkt sich auf einen Zeitraum von höchstens fünf Jahren.¹ Innerhalb dieses Zeitraums werden bestimmte kritische Jahre ausgewählt, die im Rahmen der jährlichen Systemanalyse von den Übertragungsnetzbetreibern untersucht werden. In der Systemanalyse vom April 2014 wurde der Reservebedarf für drei Betrachtungszeiträume ermittelt: Zum einen wurde der Reservebedarf für den unmittelbar bevorstehenden Winter 2014/2015 (t+1) bestimmt. Zum anderen wurde der Reservebedarf für das Jahr 2015/2016 (t+2) und für das Jahr 2017/2018 (t+4) ermittelt², da diese beiden Jahre durch die Abschaltung von Kernkraftwerken sowie Inbetriebnahmen von Leitungsbaumaßnahmen maßgeblich beeinflusst werden.

Aufgrund des vorausschauenden Charakters der Bedarfsanalysen können sich Unsicherheiten bei der Festlegung der Eingangsgrößen ergeben. So steht noch nicht sicher fest, wie das deutsche Übertragungsnetz und der Kraftwerkspark in den nächsten fünf Jahren aussehen werden. Diesen Unsicherheiten wird auf zwei Weisen Rechnung getragen: Zum einen werden Spielräume bei der Definition der Eingangsparameter im Sinne einer Worst-Case-Abschätzung genutzt. Zum anderen werden Betrachtungszeiträume wiederholt untersucht: Durch die erneute Untersu-

¹ Dies unterscheidet sie vom Netzentwicklungsplan, der einen zehnjährigen Planungshorizont vorsieht.

² Das Jahr 2015/2016 beginnt am 01.07.2015 und endet am 30.06.2016, das Jahr 2017/2018 beginnt am 01.07.2017 und endet am 30.06.2018.

chung eines Zeitraums in späteren Systemanalysen können aktuelle Entwicklungen berücksichtigt werden und so Unsicherheiten bzw. Unschärfen weiter minimiert werden. Dies ist zum Beispiel bereits der Fall für den Zeitraum 2015/2016, welcher nun von den Übertragungsnetzbetreibern zum zweiten Mal im Rahmen einer Systemanalyse betrachtet wurde.

Im Folgenden werden der Ablauf und die Zielsetzung der Systemanalyse beschrieben. Abschließend wird dann eine Übersicht über die Maßnahmen zur Absicherung und mögliche Maßnahmen zur Reduktion der Netzreserve gegeben (Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. 2**).

1.1. Zielsetzung der Systemanalyse

Die Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber hat die Zielsetzung, für einen Zeitraum von bis zu fünf Jahren im Voraus zu ermitteln, welcher Bedarf an Reservekraftwerken in dem jeweiligen Betrachtungsjahr gedeckt werden muss.

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

Bei der Bestimmung der Netzreserve wurden zusätzliche 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

Die Ermittlung des Kraftwerksreservebedarfs zur Beherrschung kritischer Netzsituationen gemäß § 3 ResKV („Systemanalyse“) ist wie folgt strukturiert (vgl. Abbildung 1):

Im ersten Schritt werden die Eingangsparameter der Systemanalyse festgelegt (vgl. Kapitel III 1.3). Zur Bestimmung der Eingangsparameter wird eine Prognose der energiewirtschaftlichen Situation in 2014/2015, 2015/2016 und in 2017/2018 erstellt.

Hierbei werden der Kraftwerkspark und die voraussichtliche Höchstlast prognostiziert. Außerdem werden die dargebotsabhängige Erzeugung und die Lasten in allen untersuchten Netznutzungsfällen festgelegt. Die dargebotsabhängige Erzeugung (Erneuerbare Energien) wird in 2014/2015 auf Basis einer künstlich konstruierten, synthetischen Woche bestimmt, mit der alle netztechnisch kritischen Situationen abgedeckt werden sollen. Die Last in den betrachteten kritischen Situationen wird für den Winter 2014/2015 auf Basis eines Messwertes der vertikalen Netzlast zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ermittelt. Für den Vor- und Nachlauf zu diesen kritischen Stunden wird ein historisches Lastprofil hinterlegt und entsprechend des gemessenen Maximalwertes skaliert.

Für die Jahre 2015/2016 und 2017/2018 werden die dargebotsabhängige Erzeugung und die Lastgänge zunächst auf Basis der Wetterdaten des Jahres 2007 bestimmt. Um zusätzliche Risiken abbilden zu können, die im historischen Wetterjahr nicht aufgetreten sind, wird in den Jahresverlauf eine *synthetische Woche* eingefügt: Hierzu wird innerhalb des Jahres eine Woche ausgewählt, die im Vergleich zum restlichen Jahresverlauf hohe Spitzenlastwerte aufweist. In dieser Woche wurden die Lastgänge so skaliert, dass in den betrachteten kritischen Stunden nicht nur in Deutschland, sondern auch in allen Nachbarländern gleichzeitig die Höchstlastwerte auftreten. Die Charakteristik des wochentypischen Lastverlaufs bleibt hierbei erhalten. Die Windenergieerzeugung in dieser Woche wird auf Basis eines künstlich erzeugten Windprofils bestimmt, bei dem zunächst eine Windenergieeinspeisung in Höhe des Höchstwerts der letzten drei Jahre auftritt und dann keine Windenergie mehr eingespeist wird. Durch das Einfügen der *synthetischen Woche* in den Jahresverlauf kann das Risiko eines gleichzeitigen Auftretens von Höchstlasten in Europa und einer Starkwindphase und Dunkelflaute abgebildet werden (vgl. Abschnitt III 1.3.7).

Wie bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans erfolgt eine Regionalisierung der Erzeugungsanlagen und des Verbrauchs. Außerdem wird die zukünftige Netztopologie bestimmt. Daneben werden auch weitere energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen wie Brennstoffkosten und CO₂-Preise abgestimmt. Der Ansatz ist strukturell ähnlich zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan. Aus Vorsichtsgründen werden die Freiräume bei den Eingangsparametern im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung gehandhabt: Daher werden bei der Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs jeweils nur diejenigen Leitungsbauvorhaben berücksichtigt, deren Inbetriebnahme bis zum jeweiligen Betrachtungszeitraum als sicher angesehen

werden kann. Somit wird für diese Zeiträume von der geringsten Transportfähigkeit des Übertragungsnetzes ausgegangen.

Im zweiten Schritt wird mit Hilfe einer Marktmodellierung prognostiziert, wie sich der Verbrauch und die Erzeugung in den drei Betrachtungszeiträumen verhalten (vgl. Kapitel III 1.4). Hierbei wird mit Hilfe des Marktmodells prognostiziert, welche Kraftwerke in den betrachteten Stunden den Strom zur Befriedigung der Stromnachfrage produzieren. Hierbei werden auch die Exporte in das und Importe aus dem europäischen Ausland berücksichtigt.

Im Sinne einer vorsichtigen Betrachtung werden im Marktmodell auch zusätzliche Risiken berücksichtigt: Zu diesen Risiken gehören geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken aufgrund von Revisionen oder Kraftwerksausfällen.

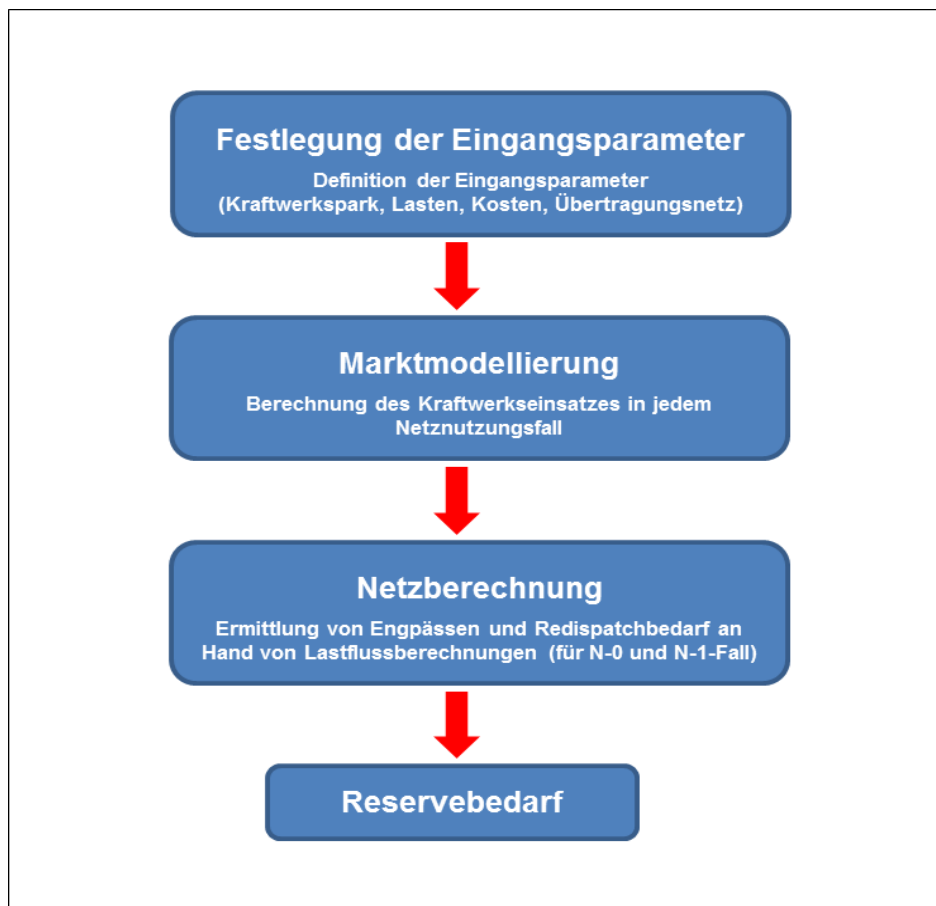


Abbildung 1: Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve. Dargestellt sind schematisch die einzelnen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve (vgl. Abschnitte 1.3-1.5)

Im dritten Schritt wird geprüft, ob das vorhandene Übertragungsnetz jederzeit den Strom vom Produzenten zum Nachfrager transportieren kann (vgl. Kapitel III 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. Diese Netzüberlastungen werden durch Redispatch behoben. Dabei werden von den ökonomisch optimal eingesetzten Kraftwerken, die in der Marktsimulation ermittelt wurden, einzelne Kraftwerke heruntergefahren und durch günstiger gelegene Kraftwerke ersetzt bis das Netz den benötigten Strom störungsfrei transportieren kann. Die Menge der dafür nötigen Kraftwerksleistung ist der **Redispatchbedarf**. Nach der Bestimmung des Redispatchbedarfs wird geprüft, ob der ermittelte Redispatchbedarf durch die zur Verfügung stehenden, von der Lage her geeigneten Kraftwerke gedeckt werden kann. Auch hierbei werden aus Vorsichtsgründen die statistisch ermittelten Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken berücksichtigt. Der Redispatchbedarf wird zunächst durch Kraftwerke, die am Markt agieren und betriebsbereit gehalten werden, gedeckt. Entsteht eine Differenz der zwischen dem Redispatchbedarf und den tatsächlich geeigneten, am Markt agierenden Kraftwerken, so resultiert sie in dem **Reservebedarf**. Dieser Reservebedarf wird gedeckt durch a) regional geeignet gelegene Kraftwerke, deren Weiterbetrieb nach § 13 Abs. 1a und § 13a EnWG angeordnet wurde und b) durch Kraftwerke, die zusätzlich durch Verträge der Übertragungsnetzbetreiber kontrahiert wurden. Zur Deckung dieses Reservebedarfs greifen die Übertragungsnetzbetreiber zunächst auf Kraftwerke zurück, die bereits als Netzreserve vertraglich gesichert wurden. Sollte dies zur Deckung des Bedarfs nicht ausreichen, so wird ein Gesamtbedarf an Netzreserve ausgewiesen, der eine noch zu deckenden Lücke enthält. Der Reservebedarf, der in den drei Betrachtungszeiträumen benötigt wird, wird in den Kapiteln 3.3, 4.2 und 5.2 beschrieben.

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

1.3. Eingangsparameter der Marktsimulation

Wie im vorangegangenen Abschnitt erläutert, werden im ersten Schritt der Systemanalyse die Eingangsparameter abgestimmt, die der Systemanalyse zugrunde gelegt werden.

Zu den Eingangsparametern gehören der Stromverbrauch, der zugrunde gelegte Kraftwerkspark, seine regionale Verteilung und die Grenzkosten der Erzeugung

sowie der Zustand des Netzes im jeweiligen Betrachtungszeitraum. Diese Parameter dienen als Eingangsgrößen für das ökonomische Marktmodell zur Bestimmung des optimalen Kraftwerkseinsatzes und als Eingangsgrößen der Netzberechnung.

Im Folgenden wird erläutert, welche Eingangsparameter den drei Systemanalysen zugrunde gelegt werden und welche Datenquellen verwendet wurden.

1.3.1. Übertragungsnetz

Für die Netzberechnungen wurde für jeden der drei Betrachtungszeiträumen je ein Übertragungsnetzmodell erstellt. Diese drei Übertragungsnetzmodelle sind Abbildungen des deutschen Übertragungsnetzes und benachbarter Übertragungsnetze in den Jahren 2014, 2015 und 2017. Die Abbildung des deutschen Übertragungsnetzes ist knotenscharf, während die Abbildung der benachbarten Netze soweit möglich weitgehend knotenscharf ist. Auch unterlagerte Verteilnetze werden soweit möglich berücksichtigt.

Die Einspeisung aus erneuerbaren Energien wird auf Basis der Regionalisierungsmethodik des Netzentwicklungsplans 2014 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 in 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 2014, bis zum Sommer 2015 und bis zum Sommer 2017 auf Basis des EnLAG-Monitorings als sehr wahrscheinlich angesehen werden kann. Maßnahmen, deren Inbetriebnahme bis zum Sommer 2015 bzw. bis zum Sommer 2017 nicht sicher ist, wurden bei der Bedarfsrechnung für das Jahr 2015/2016 bzw. der Bedarfsrechnung für das Jahr 2017/2018 als nicht realisiert unterstellt.

Gegenüber der Systemanalyse vom September 2013 wurde das Netzmodell weiter optimiert. So wurde für die (t+2)- und (t+4)-Analysen die unterschiedliche Stromtragungsfähigkeiten von Freileitungen in Abhängigkeit von der Temperatur berücksichtigt: Hierzu wurde in den Wintermonaten (November - Februar) eine höhere Stromtragungsfähigkeit angenommen als im übrigen Jahr (März - Oktober).

In den aktuellen Systemanalysen werden außerdem erstmals netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln berücksichtigt (z.B. Freischaltungen).

Der Grund für diese Nichtverfügbarkeiten ist, dass zunehmend Leitungsneubauvorhaben unter der Verwendung bestehender Trassen realisiert werden. Dies führt dazu, dass die zu ersetzenden Betriebsmittel (wie Freileitungen) längerfristig nicht zum Stromtransport genutzt werden können. Auch die Fähigkeit zur Versorgung von unterlagerten Verteilnetzen kann geschwächt werden. Daher können diese Nichtverfügbarkeiten zu einem höheren Bedarf an Reservekraftwerken führen und werden aus Vorsichtsgründen im Netzmodell berücksichtigt. Neben der Nichtverfügbarkeit einzelner Leitungen werden auch Sonderschaltzustände berücksichtigt, die aufgrund des netzausbaubedingten Umbaus oder der Erneuerung von Anlagen notwendig sind (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. Eine Übersicht über die entsprechend angenommen Nichtverfügbarkeiten und verzögerten Leitungsbaumaßnahmen findet sich in Abbildung 2 – Abbildung 6.

Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Stromkreisen (1/2)

Projekt		Zeitraum	Eingeschränkt verfügbare Anlage
Nr.	Name	Sonderschaltzustand	
AMP-013	Niederrhein - Isselburg	t+2	Trafo 211 Pfalzdorf aus
AMP-013	Isselburg - Bundesgrenze (NL)	t+2	Trafo 211 Pfalzdorf aus
AMP-014	Uftorf - Pkt. Hüls West	t+4	220-kV-Stromkreis Edelstahl-Dülken-Uftorf in Uftorf aus
AMP-018	Rommerskirchen - Landesgrenze (NRW/RLP)	t+2	Bollenacker ausgelagert aus Brauweiler; nur zwei 220-kV-Stromkreise Brauweiler - Sechtem
AMP-022	Kruckel - Dauersberg	t+4	Koepchenwerk im Stich an 220-kV-Stromkreis Eiberg-Garenfeld
P30	Hamm/Uentrop - Kruckel	t+2, t+4	220-kV-Stromkreis Gersteinwerk-Laer aus
P41	Pkt. Metternich - Niederstedem	t+4	220-kV-Stromkreis Wengerohr-Weißenthurm aus; 3. 380/220-kV-Trafo Niederstedem ein
P52	Pkt. Rommelsbach - Herbertingen	t+4	380-kV-Stromkreis Hoheneck-Metzingen-Herbertingen in Herbertingen aus
Korridor A	Osterath - Phillipsburg	t+4	220-kV-Stromkreise Bürstadt-Rheinau-Pfungstadt aus; 220-kV-Stromkreis Weißenthurm-Pfungstadt aus; 220-kV-Stromkreis Pfungstadt-Urberach aus; 220-kV-Stromkreis Pfungstadt-Bürstadt-Biblis ein

Abbildung 2: Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Stromkreisen (1/2).
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Stromkreisen (2/2)

Projekt		Zeitraum Sonderschalt- zustand	Eingeschränkt verfügbare Anlage
Nr.	Name		
TTG-005	Verstärkung Hamburg/Nord-Dollern	t+2	UW Kummerfeld im Stich an Hamburg/Nord
P54	Irsching – Ottenhofen	t+4	Bestehende 220-kV-Verbindungen
P67	Abzweig Simbach	t+2, t+4	Bestehender Anschluss Simbach
P53	Raitersaich – Ludersheim – Sittling - Altheim	t+4	Bestehende 220-kV-Verbindungen
P54	Irsching – Ottenhofen	t+4	Bestehende 220-kV-Verbindungen
P67	Abzweig Simbach	t+2, t+4	Bestehender Anschluss Simbach
50HzT-007	Netzumstellung Berliner Ring (Neuenhagen - Wustermark)	t+2, t+4	220-kV-Stromkreis Neuenhagen–Wustermark aus

Abbildung 3: Netzausbaubedingte Nichtverfügbarkeiten von Stromkreisen (2/2).
Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Netzausbaubedingte Sonderschaltzustände in Anlagen

Projekt		Zeitraum Sonderschalt- zustand	Eingeschränkt verfügbare Anlage
Nr.	Name		
TenneT 01	Erneuerung 380 kV-Anlage Großkrotzenburg	t+2	Großkrotzenburg/ Vorbeiführung von Stromkreisen
TenneT 02	Neubau 380 kV-Anlage Altheim	t+2	Altheim/ offener 2-SS-Betrieb
TenneT 03	Erneuerung 380 kV-Anlage Dollern	t+2	Dollern

Abbildung 4: Netzausbaubedingte Sonderschaltzuständen in Anlagen. Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

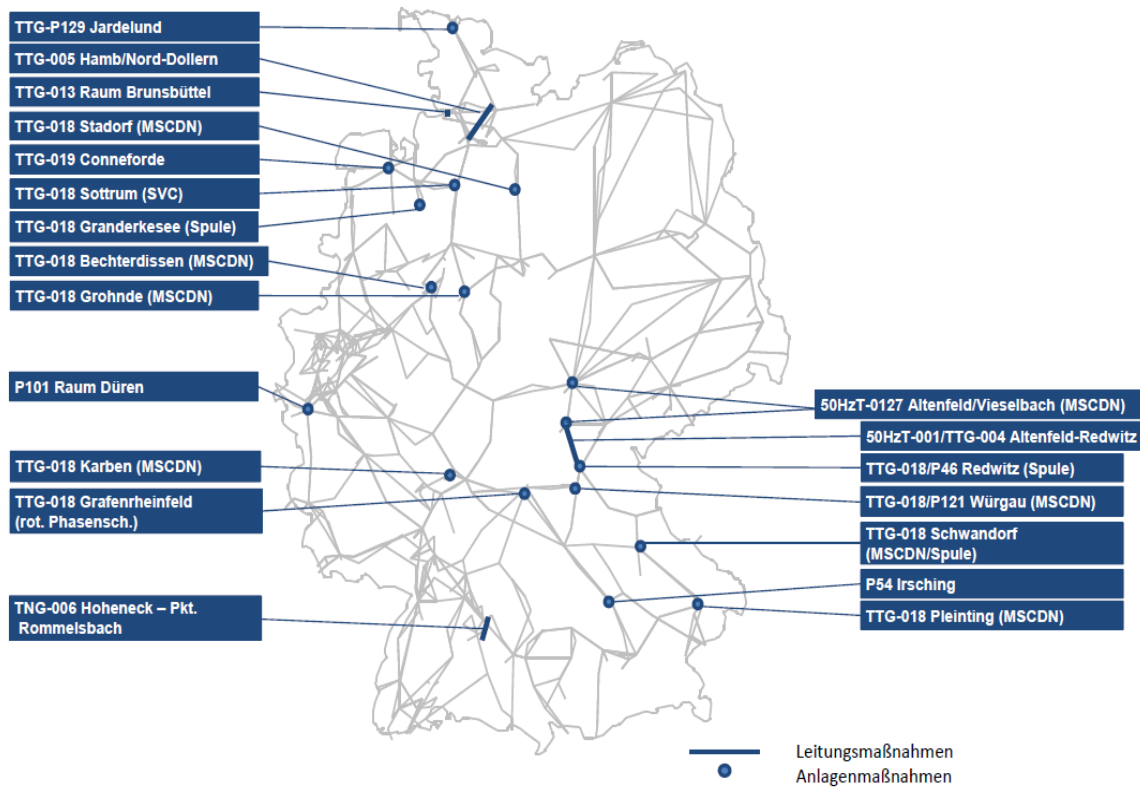


Abbildung 5: Als verzögert angenommene Netzausbaumaßnahmen für den Zeitraum 2015/2016. Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

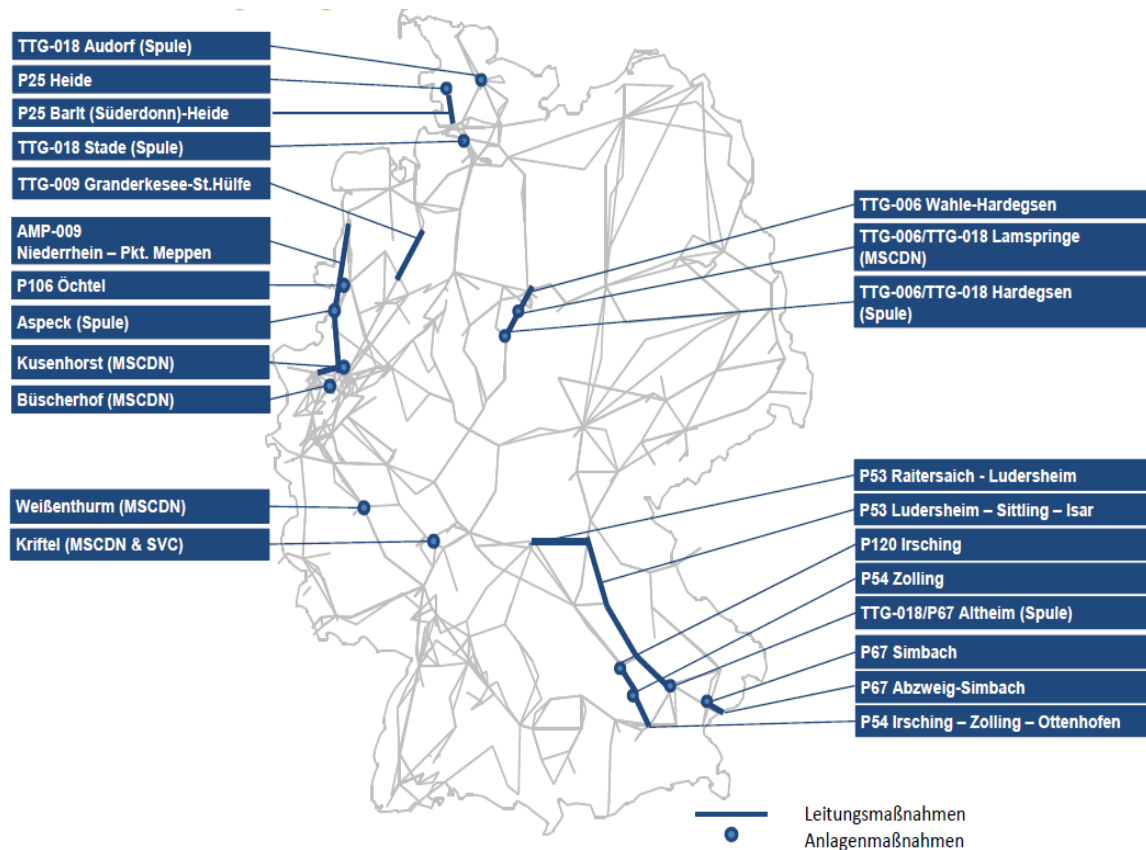


Abbildung 6: Als verzögert angenommene Netzausbaumaßnahmen für den Zeitraum 2017/2018. Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

1.3.2. Zugrunde gelegter Kraftwerkspark

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

Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland wird hierbei auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur bestimmt. Diese berücksichtigt die geplanten Stilllegungen und Zubauten von Kraftwerken. Hierbei wurden auch das Alter der Kraftwerke, die vorgeschriebenen Stilllegungen der Kernkraftwerke nach §7 AtG und die Planungen der Kraftwerksbetreiber berücksichtigt.

Der europäische Kraftwerkspark wird unter Berücksichtigung der der Bundesnetzagentur vorliegenden Kraftwerksdaten und der Zu- und Rückbaumeldungen der Übertragungsnetzbetreiber modelliert. In der Systemanalyse für 2014/2015 wurden die von der Marktsimulation berechneten Ein- und Ausfuhren von elektrischer Energie in den betrachteten Situationen mit den ausländischen Übertragungsnetzbetreiber abgestimmt. Dabei haben sich die berechneten Werte in guter Übereinstimmung mit den entsprechenden Erwartungen der ausländischen Übertragungsnetzbetreiber eingestellt, so dass von einer korrekten Modellierung des europäischen

Auslands ausgegangen werden kann. Für die Systemanalysen für 2015/2016 und 2017/2018 wurden ausgehend von dieser blockscharfen Datenbasis die installierten Leistungen aus dem ENTSO-E Report „Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ vom April 2013 (SO & AF 2013)³ verwendet und konkrete Neubauten und geplante Stilllegungen berücksichtigt. Hierbei wurde das konservative Szenario A verwendet, um nur diejenigen Kraftwerkszubauten zu berücksichtigen, die als sicher angesehen werden.⁴

Die Leistung aus Erneuerbaren-Energie-Anlagen (EE-Anlagen) wurde größtenteils an Hand der Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber vom 15. November 2013⁵ bestimmt. Hierbei wurde bei der Festlegung der Höhe des Zubaus von EE-Anlagen an Land das „Trendszenario“ zugrunde gelegt. Beim Zubau von Offshore-Windenergieanlagen wurde für 2015/2016 und für 2017/2018 dagegen das untere Szenario der EEG-Mittelfristprognose zugrunde gelegt. Dieses wurde aufgrund der Anschlusszusagen und aktueller Informationen, die der Bundesnetzagentur vorlagen, um 300 MW erhöht. Für die Systemanalyse für 2014/2015 wurden alle Offshore-Windparks berücksichtigt, deren Anschluss bis zum 31. Dezember 2014 geplant ist. Für die Wasserkraftanlagen wurden die Annahmen aus dem NEP 2013 zugrunde gelegt.⁶

Alle zugrunde gelegten Zahlen wurden auf Basis aktueller Erkenntnisse validiert. Spielräume bei der Definition der Daten wurden für eine Worst-Case-Betrachtung genutzt. Daher wurde die installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen eher zu hoch als zu niedrig angenommen, da eine höhere Anzahl an Offshore-Windenergieanlagen eher zu einer Erhöhung des Bedarfs an Reservekraftwerken führt.

Neben den Zubauzahlen und der Gesamthöhe der installierten Leistung wurde auch festgelegt, an welchen geographischen Orten diese Energieträger in das Übertragungsnetz einspeisen bzw. an welchen Stellen Energie dem Übertragungsnetz entnommen wird. Bei den Erneuerbaren-Energie-Anlagen an Land wurde die Regionalisierungsmethodik aus dem NEP 2014 verwendet, um die Anlagen auf die einzelnen Netzknoten zu verteilen. Bei den Offshore-Windenergieanlagen wurde die Ver-

³ Vgl. ENTSO-E 2013

⁴ Im Gegensatz zu Szenario B werden hierbei nur dann neue Kraftwerke in den zukünftigen Kraftwerkspark mit aufgenommen, wenn sie bereits im Bau sind oder die Investitionsentscheidung vom Betreiber bestätigt wurde.

⁵ Vgl. Netztransparenz 2013

⁶ Vgl. 50Hertz/ Amprion/ TenneT/TransnetBW 2013

teilung auf die einzelnen Netzknoten auf Basis der Planungen der Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen.

1.3.3. Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten

Neben dem Kraftwerkspark werden bei der Ermittlung der Netzreserve geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken berücksichtigt: Hierzu wird bestimmt, welche Kraftwerke aufgrund von Revisionen oder zufälligen Ereignissen (z.B. technischen Fehlern) in den drei Betrachtungszeiträumen keine Leistung einspeisen. Die Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten in der Reservebedarfsermittlung ist von entscheidender Bedeutung, da zum Beispiel Nichtverfügbarkeiten in Süddeutschland in der Regel unmittelbaren Einfluss auf die Höhe des Netzreservebedarfs haben.

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

In den Systemanalysen wird für die synthetische Woche und für die Jahreslaufbetrachtung eine unterschiedliche Methodik verwendet. Für die synthetische Woche werden die Nichtverfügbarkeiten in allen drei Systemanalysen mit Hilfe eines probabilistischen Verfahrens prognostiziert. Dieses Verfahren basiert auf einer Datenauswertung der EEX-Transparenzplattform⁷ und berücksichtigt für 2014/2015 die bereits für diesen Zeitraum geplanten Revisionen. Hierbei wird bei den Kraftwerken auch zwischen den einzelnen Brennstofftypen unterschieden, da sich die Dauer und die Häufigkeit von geplanten Nichtverfügbarkeiten je nach Brennstofftyp stark unterscheiden können. Das verwendete Verfahren unterscheidet sich von dem Verfahren, das bei den (t+1)-Analysen für das Winterhalbjahr 2013/2014⁸ vom September 2013 verwendet wurde. In den damaligen Systemanalysen wurden die geplanten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten auf Basis der vorliegenden Revisionsplanung prognostiziert. Aufgrund der größeren Nähe zum Betrachtungszeitraum war dieses Vorgehen hinreichend genau. Für den Winter 2014/2015 und für die späteren Betrachtungszeiträume ergibt sich allerdings ein längerer Prognosehorizont, da die Berechnungen bereits im April 2014 und nicht erst bis zum September des Betrachtungs-

⁷ Die EEX-Transparenzplattform ist eine von 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH und der European Energy Exchange AG (EEX) betriebene Plattform, auf der Kraftwerks- und Verbrauchsdaten gemäß gesetzlicher Verpflichtung veröffentlicht werden.

⁸ Vgl. Bundesnetzagentur 2013a

jahres vorliegen mussten. Die Prognoseplanung für die drei Betrachtungszeiträume war bis zum Abschluss der Marktsimulation noch sehr unvollständig und konnte daher nicht als Grundlage für die Modellierung genutzt werden.

Für die Jahreslaufbetrachtung wird eine andere Methodik zur Berücksichtigung der Nichtverfügbarkeiten genutzt: Hierbei müssen die Revisionen und Ausfälle entsprechend ihres saisonalen Verlaufs berücksichtigt werden und auf die einzelnen Kraftwerksblöcke verteilt werden. Bei den geplanten Nichtverfügbarkeiten wird daher der tatsächliche Revisionsverlauf des Jahres 2012 zugrunde gelegt. Für die ungeplanten Nichtverfügbarkeiten wurde eine stochastische Ausfallziehung auf Basis der Daten der EEX-Transparenzplattform genutzt.

1.3.4. **Kostenkomponenten**

Ein Eingangsparameter des Marktmodells sind die Kosten der einzelnen Kraftwerkstechnologien. Um diese Kosten zu bestimmen, müssen die Brennstoffkosten und die Kosten für CO₂-Zertifikate in den drei Betrachtungszeiträumen prognostiziert werden.

Tabelle 1 fasst die Brennstoffkosten zusammen, die in den drei Systemanalysen verwendet wurden.

Brennstoffpreise		2014/2015	2015/2016	2017/2018
Ölpreis	[USD 2011/bbl]	97,50	93,00	96,00
Erdgas	[Cent 2011/kWh]	2,38	2,30	2,40
Steinkohle	[EUR 2011/t SKE]	89,00	83,00	83,00
Braunkohle	[EUR/MWh]	1,50	1,30	1,50
Uran	[EUR/MWh]	1,36	1,36	1,36

Tabelle 1: Für das Marktmodell verwendete Brennstoffkosten in den drei Betrachtungszeiträumen

Bei der Ermittlung der CO₂-Preise wurde der aktuelle Preis für das Jahr 2014 zugrunde gelegt und dann der Preis linear extrapoliert mit dem Zielwert des Szenariorahmens zum NEP Gas 2014. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 7 verdeutlicht.

Aussagen zu zukünftigen CO₂-Preisen sind mit Unsicherheiten verbunden. Wichtig für die Ermittlung des Reservebedarfs ist, dass diese Unsicherheiten keine Auswirkungen auf die ermittelten Marktergebnisse und damit auf die Höhe des Reservebedarfs haben. Auswirkungen auf die Marktergebnisse wären zu erwarten, wenn der CO₂-Preis sehr stark steigen würde: Dann würden die Grenzkosten der Stromerzeugung von Kohlekraftwerken stärker ansteigen als die Grenzkosten von Gas-

kraftwerken, was zu einer Verschiebung innerhalb der Merit Order führen könnte. Der angenommene CO₂-Preis liegt aber noch weit unterhalb des Preises, der für eine solche Verschiebung notwendig wäre. Daher ist davon auszugehen, dass es keine Auswirkungen auf den Reservebedarf hätte, wenn der tatsächliche CO₂-Preis in der Zukunft unterhalb oder moderat oberhalb des angenommenen CO₂-Preises liegt.

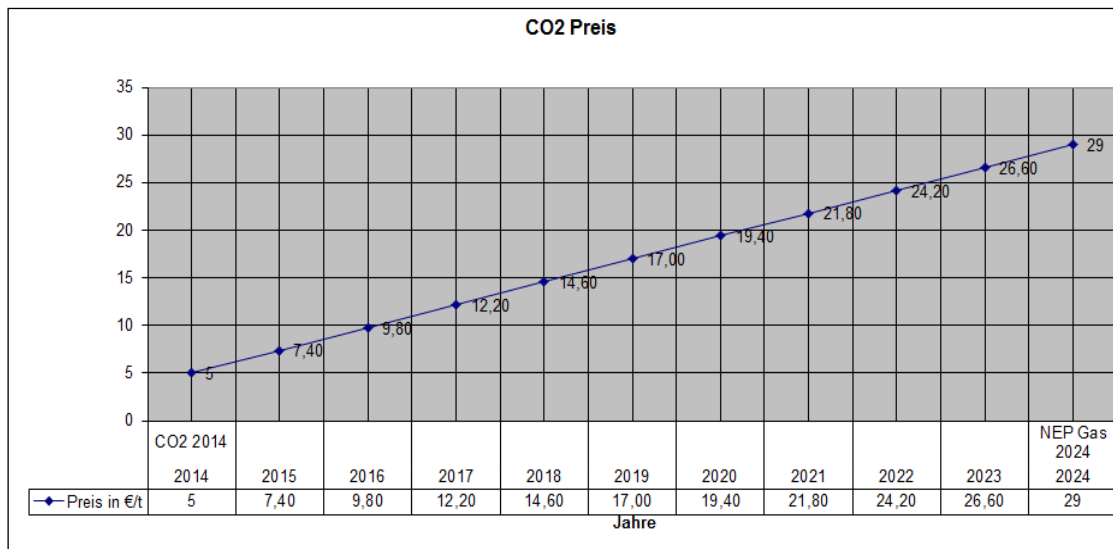


Abbildung 7: Zugrunde gelegte Entwicklung des CO₂-Preises

Der angenommene CO₂-Preis von 5€/t für 2014 liegt über dem aktuellen Preis für CO₂-Zertifikate von ca. 3,60 €. Diese Differenz dürfte aber keine Auswirkungen auf den Kraftwerkseinsatz, im Speziellen die Kraftwerkseinsatzliste, und somit auf den Reservebedarf haben. Gleiches gilt für zukünftige Zeiträume, für die bereits Zertifikate gehandelt werden können. An den Langfristmärkten ist bislang kein Trend zu einer merklichen Zunahme der Zertifikatspreise festzustellen. Jedoch gilt auch hier, dass der Preis für die Zertifikate in der beobachteten Höhe vielmehr den Strompreis als die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke beeinflusst. Da der Preis für CO₂-Emissionszertifikate europäisch einheitlich ist, ist keine Auswirkung auf den grenzüberschreitenden Stromhandel zu erwarten.

1.3.5. Annahmen zur Ein- und Ausfuhr von Elektrizität

Neben den genannten Kerngrößen werden die Net Transfer Capacities (NTC), die dem Handel zur Verfügung stehenden Grenzkuppelkapazitäten, für die einzelnen benachbarten Länder prognostiziert und abgestimmt. Eine Sonderrolle kommt dabei Österreich zu, da durch die einheitliche Preiszone kein zu definierender NTC exis-

tiert, also Ein- und Ausfuhren elektrischer Energie uneingeschränkt abgewickelt werden können.

1.3.6. Lasten in Deutschland und im europäischen Ausland

Ein wichtiger Eingangsparameter der Marktsimulation ist der Verlauf der Lasten in Deutschland und im europäischen Ausland. Um diesen Lastverlauf zu bestimmen werden zunächst die Jahreshöchstlast von Deutschland und den anderen europäischen Ländern prognostiziert. Unter der Jahreshöchstlast wird die im Verlauf eines Jahres maximal auftretende Entnahme an Leistung aus dem Übertragungsnetz verstanden.

In den Systemanalysen für 2015/2016 und 2017/2018 wird die deutsche Jahreshöchstlast auf Basis der Daten der Bundesnetzagentur zum Nettoverbrauch und zu den Netzverlusten prognostiziert (vgl. Abbildung 8). Bei der Modellierung der Jahreshöchstlast werden die Netzverluste im Übertragungs- und Verteilnetz und die unterlagerte Erzeugung berücksichtigt. Die Jahreshöchstlasten in den anderen europäischen Staaten basieren größtenteils auf den Angaben des oder der Übertragungsnetzbetreiber des jeweiligen Landes.

Das Abstellen auf die Jahreshöchstlasten ist dabei sinnvoller als das Abstellen auf Temperaturwerte, weil es für die Versorgungssicherheit nicht auf die Außentemperatur, sondern auf die daraus resultierende Stromnachfrage und deren Befriedigung und Transportierbarkeit durch das Netz ankommt.

Die Last, die in den einzelnen Netznutzungsfällen auftritt, wird auf Basis der Lastgänge des Referenzjahres 2007 ermittelt. Erfasst sind hierbei neben Deutschland auch die Lasten des angrenzenden europäischen Auslands. Um das Risiko eines gleichzeitigen Auftretens von Jahreshöchstlasten in Europa zu berücksichtigen, wird in den Jahresverlauf eine *synthetische Woche* eingefügt, in der die Lastgänge so skaliert wurden, dass in den betrachteten kritischen Stunden in jedem Land die Jahreshöchstlast auftritt (vgl. Abschnitt III 1.3.7). Die Charakteristik des wochentypischen Lastverlaufs bleibt hierbei erhalten.

In der Systemanalyse für den Winter 2014/2015 wird nicht die Last für einen gesamten Jahreslauf, sondern nur für die betrachteten kritischen Netznutzungsfälle und den Vor- und Nachlauf zu diesen Stunden bestimmt, der aufgrund der zeitlichen Kopplung von Kraftwerkseinspeisungen mitbetrachtet werden muss. In den betrachteten Netznutzungsfällen entspricht die (von der Marktsimulation zu deckende) Last dem Messwert für die vertikale Netzlast zum Zeitpunkt der Jahreshöchst-

last im Jahr 2012 bereinigt um die Windenergieeinspeisung, die unterlagerte Erzeugung und die HöS-Netzverluste. Für den Vor- und Nachlauf zu dieser Stunde wurde ein historisches Lastprofil hinterlegt und entsprechend des gemessenen Maximalwertes skaliert.

Verfahren zur Ermittlung der Verbraucherleistung und des Energiebedarfs

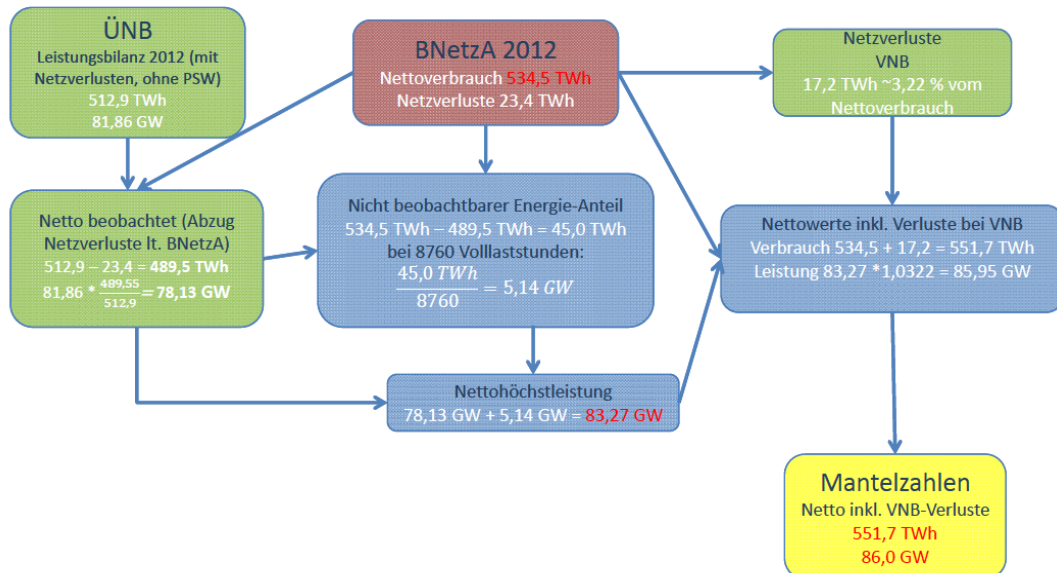


Abbildung 8: Methode zur Ermittlung der Jahreshöchstlast (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

1.3.7. Netznutzungsfälle: Synthetische Woche und Jahreslaufbetrachtung

Aufbauend auf der Definition der Eingangsparameter werden Netznutzungsfälle erzeugt, die in der Netzberechnung untersucht werden sollen. Diese Netznutzungsfälle stellen knotenscharf die Kombinationen aus Last, konventioneller und erneuerbarer Erzeugung dar, die sich in einer Stunde einstellen. Die erneuerbare Erzeugung und die Last in jeder einzelnen Stunde werden bereits bei der Definition der Eingangsparameter für die Marktsimulation festgelegt. Aufbauend auf dieser Festlegung wird in der Marktsimulation bestimmt, welche konventionellen Kraftwerke in jedem einzelnen Netznutzungsfall mit welcher Leistung einspeisen.

In der Systemanalyse für den Winter 2014/2015 werden die Netznutzungsfälle *synthetisch* so gebildet, dass sie alle zu erwartenden Situationen abbilden, welche die Übertragungsnetzbetreiber auf Basis ihrer betrieblichen Erfahrung und aufgrund der Erfahrungen aus den vorangegangenen Systemanalysen für kritisch halten. Die Netznutzungsfälle beruhen daher nicht auf einem historischen Wetterverlauf, sondern sind gezielt gewählte Kombinationen aus Last und erneuerbarer Erzeugung.

Hierzu gehören insbesondere Kombinationen von hoher Last und hoher Windenergieerzeugung (Starkwind-Starklast-Fälle) sowie Kombinationen von hoher Last und geringer Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen (Dunkelflaute-Starklast-Fälle).

Für die Jahre 2015/2016 und 2017/2018 wird eine andere Methodik gewählt. Zunächst wird eine Jahreslaufbetrachtung durchgeführt wie sie auch in der Systemanalyse für 2015/2016 vom September 2013 genutzt wurde: Bei dieser Jahreslaufbetrachtung wird der Reservebedarf auf Basis eines historischen Wetterjahres bestimmt. Anhand des Wetterjahres 2007⁹, der Jahreshöchstlast und des Kraftwerksparks der Betrachtungszeiträume wird die Last sowie die dargebotsabhängige Erzeugung (Einspeisung aus Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen) in jeder Stunde des Betrachtungsjahres bestimmt. Um zusätzliche Risiken abbilden zu können, die im historischen Wetterjahr nicht aufgetreten sind, wird dann in den so ermittelten Jahresverlauf eine *synthetische Woche* eingefügt: Der Begriff „synthetisch“ leitet sich aus einer künstlichen Bildung von 168 Netznutzungsfällen ab. Diese künstlichen Netznutzungsfälle beruhen nicht auf einem tatsächlichen, historischen Wetterverlauf, sondern aus möglichen Kombinationen aus Last und erneuerbarer Erzeugung. In dieser synthetischen Woche werden verschiedene Extremsituationen miteinander kombiniert, die so bisher nicht aufgetreten sind, und daher auf Basis eines historischen Wetterjahres nicht hätten abgebildet werden können. Die Kombinationen wurden so gebildet, dass sie alle kritischen Kombinationen von Einflussfaktoren umfassen. Dieses Vorgehen basiert vor allen Dingen auf den betrieblichen Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber und bisherigen Bedarfsanalysen zur Netzreserve. Hierzu gehören insbesondere Kombinationen höchster Last mit extrem hoher Windenergieerzeugung bzw. Kombinationen von höchster Last mit fehlender Einspeisung aus Windenergie und Photovoltaik.

Die synthetische Woche enthält insbesondere auf Anregung des Landes Bayern eine Situation, die als **„Dunkelflaute-Starklast-Fall“** bezeichnet wird: Diese Situation ist zum einen geprägt durch sehr hohe Last in Deutschland und im europäischen Ausland, wie sie in einer extremen Kälteperiode auftreten würde. Zum anderen wird in dieser Situation keine Energie aus (den dargebotsabhängigen) Windenergie- oder PV-Anlagen eingespeist. Dies stellt ein Extremszenario dar, das auf eine Situation abstellt, die der des Februar 2012 entspricht. Diese historische Situa-

⁹ Das Wetterjahr 2007 wurde zugrunde gelegt, weil dieses besonders kritische Netzsituationen wie Starkwind-Starklast-Situationen enthielt.

tion wird in der synthetischen Woche zusätzlich verschärft im Vergleich zum Februar 2012, indem zeitgleiche Höchstlasten in allen Deutschland und den europäischen Nachbarländern angenommen wurden. Eine solche Situation ist bislang noch nie aufgetreten. Sie testet nicht nur die Leistungsfähigkeit des Stromnetzes, sondern auch das Vorliegen ausreichender europaweiter wetterunabhängiger Erzeugungskapazitäten.

Im Ergebnis hat sich der „Dunkelflaute-Starklast-Fall“ als leichter beherrschbar erwiesen als der Starkwind-Starklast-Fall. Sein Risikopotential für die Systemsicherheit bleibt hinter dem nachfolgend geschilderten Fall eines verschärften Starkwind-Starklast-Szenarios zurück. Die Einschätzung einer hinreichenden dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazität, bei Berücksichtigung der Grenzkuppelkapazitäten, deckt sich mit dem aktuellen Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2013-2030 von ENTSO-E, der Vereinigung aller europäischen Übertragungsnetzbetreiber.¹⁰

Neben dem Dunkelflaute-Fall enthält die synthetische Woche auch ein verschärftes **Starkwind-Starklast-Szenario**. Dieses zeichnet sich durch Höchstlasten in Deutschland und seinen Nachbarstaaten, eine sehr hohe Windenergieeinspeisung und keine Einspeisung aus PV-Anlagen aus.

Um diese synthetische Woche in den Jahreslauf einzufügen, wird innerhalb des Jahres eine Woche ausgewählt, die im Vergleich zum restlichen Jahresverlauf hohe Lastwerte in Deutschland und im Ausland aufweist. In der ausgewählten Woche werden alle Lastgänge so skaliert, dass in den betrachteten kritischen Stunden in allen Ländern gleichzeitig die Höchstlastwerte auftreten. Die Charakteristik des wochentypischen Lastverlaufs bleibt hierbei erhalten (vgl. Abbildung 9). Diese Last wird kombiniert mit einem Windprofil, bei dem zunächst historische Höchstwerte auftreten und dann keine Windenergie eingespeist wird (Abbildung 10). Um diese maximale Windenergieeinspeisung abzuschätzen wurden historische Höchstwerte genutzt: Für die Onshore-Windenergieeinspeisung wurde eine maximale Windenergieeinspeisung von 85,1% der installierten Leistung angenommen. Dieser Wert ist laut den Daten der Übertragungsnetzbetreiber der maximale Wert, der in den letzten drei Jahren gemessen wurde.¹¹ Für Offshore-Windenergieanlagen wurde nach der Auswertung vorliegender Messungen der in Betrieb befindlichen Windparks in Nord- und Ostsee eine maximale Einspeisung von 96,45% der installierten Leistung

¹⁰ Vgl. ENTSO-E 2013

¹¹ Der Wert wurde laut den Übertragungsnetzbetreibern am 04.02.2011 um 20.15 Uhr gemessen.

angenommen. Dadurch ergibt sich in der synthetischen Woche insgesamt eine maximale Windenergieeinspeisung von 85,8% der gesamten installierten Windleistung.

Der Lastverlauf und die Windenergieeinspeisung in der synthetischen Woche wird durch Abbildung 9 und Abbildung 10 veranschaulicht: Abbildung 9 zeigt, dass in dieser Woche zunächst eine sehr hohe (und fluktuierende) Windenergieeinspeisung erfolgt, die dann abgelöst wird von einer langen Periode ohne Windenergieeinspeisung.

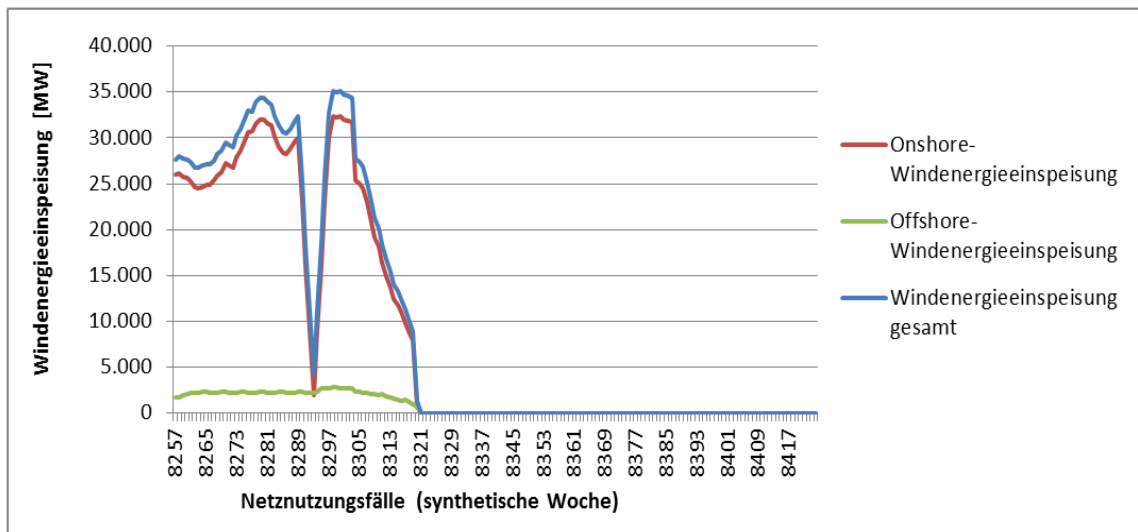


Abbildung 9: Windeinspeisung in der synthetischen Woche

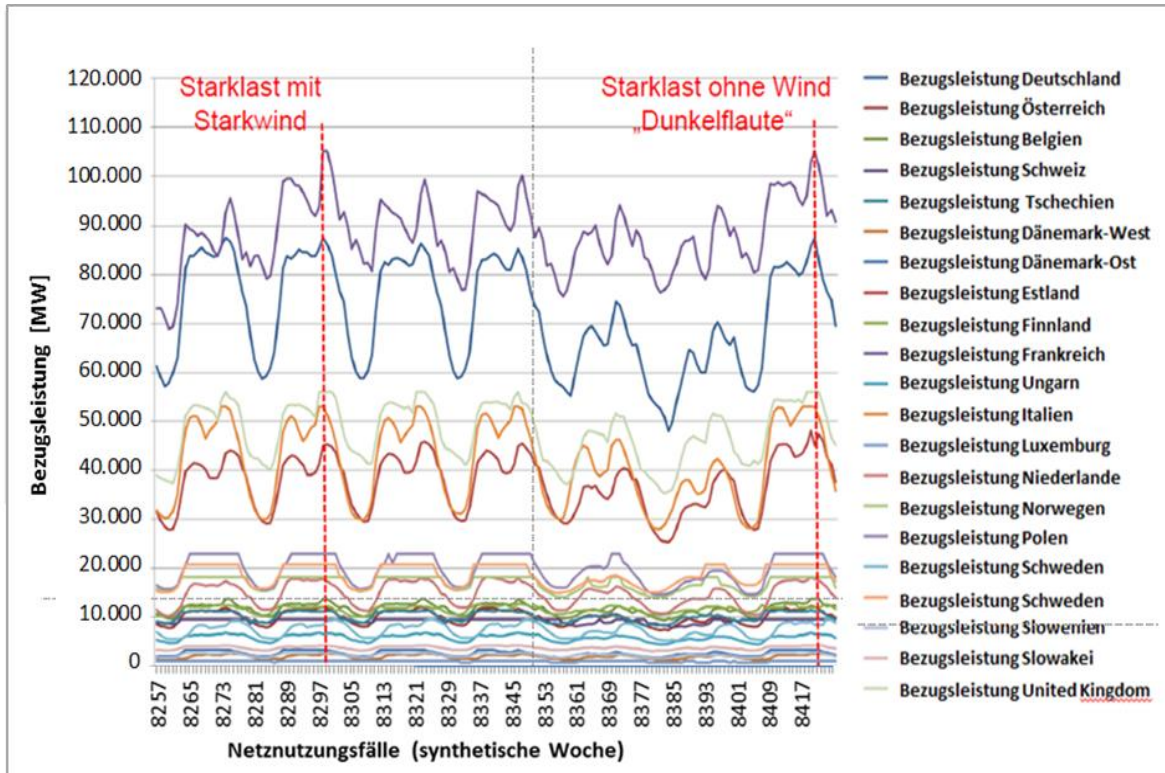


Abbildung 10: Lastverlauf in der synthetischen Woche (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die so konstruierte synthetische Woche enthält dadurch künstlich konstruierte Extremsituationen, die in dieser Form eine deutliche Verschärfung gegenüber den bisherigen Erfahrungen aus dem Systembetriebs darstellen.

Die Einbindung der synthetischen Woche in die Jahreslaufbetrachtung ist eine Weiterentwicklung der Methodik, die zu **einem höheren Sicherheitsniveau** führt: So konnten in der vergangenen Systemanalyse für 2015/2016 von 2013 nur Wettersituationen abgebildet werden, die in dem gewählten historischen Wetterjahr auftraten. Die synthetische Woche ermöglicht es, einen Reservebedarf zu ermitteln und zu kontrahieren, der neben den bisher abgedeckten Risiken auch die Kombination von Extremwettersituationen und Extremlastsituationen abdeckt.

1.4. Marktsimulation

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

Die Beantwortung dieser Frage hängt maßgeblich von den Kosten für den Einsatz konventioneller Kraftwerke ab: Mit Hilfe des ökonomischen Marktmodells wird ermittelt, welche Kosten für ein Kraftwerk in jedem Netznutzungsfall gedeckt werden müssten, damit sich der Betreiber zum Kraftwerkseinsatz entscheidet. Dieser Kraftwerkseinsatz hängt zum Beispiel von Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Zertifikate und der Erzeugungstechnologie ab. Auf Basis der Kosten jedes einzelnen Kraftwerks kann die kostenoptimale Einsatzreihenfolge der Kraftwerke („Merit Order“) ermittelt werden. Hierbei wird als externe Bedingung vorgegeben, dass die Erneuerbaren Energien gegenüber anderen Energieträgern den Vorteil der sogenannten Vorrang einspeisung genießen. Auch die technischen Restriktionen der Kraftwerke werden im Marktmodell berücksichtigt. Bei der Bestimmung des Kraftwerkseinsatzes wird im Marktmodell sichergestellt, dass die Stromnachfrage in jeder Stunde gedeckt wird. Hierbei wird auch berücksichtigt, welche Leistung ins Ausland exportiert oder aus dem Ausland importiert werden kann: Die Handelssalden mit dem benachbarten europäischen Ausland werden in der Marktsimulation ermittelt auf Basis des ausländischen Kraftwerksparks und der vorgegeben NTC-Werte.

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

In den Systemanalysen für 2015/2016 und 2017/2018 erfolgt die Ermittlung der Kraftwerksleistung für sämtliche Stunden der Betrachtungsjahre stundenscharf und ergibt somit 8760 Erzeugungs- und Verbrauchssituationen in jedem der beiden Betrachtungszeiträume.

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. Auswahl kritischer Netznutzungsfälle und Netzberechnungen

In den Systemanalysen für 2015/2016 und 2017/2018 werden im Anschluss an die Marktsimulation die Ergebnisse der Marktsimulation – also die Last- und Erzeugungsdaten – ausgewertet und der resultierende Netzzustand bewertet. Hierbei wird gezielt nach Netznutzungsfällen gesucht, welche eine hohe Belastung des Übertragungsnetzes darstellen. Dies sind in der Regel der Starklast-Starkwind-Fall oder der Starklast-Dunkelflaute-Fall. Diese Stunden werden dann weiter analysiert hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Kraftwerksleistung (Ausfälle und Regelleistungsdeckung durch konventionelle Kraftwerke in Süd-Deutschland), des Austauschs mit den Nachbarländern sowie hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung und Leistungsauslastungen.

In der Systemanalyse für 2014/2015 erfolgte die Auswahl der kritischen Netznutzungsfälle bereits vor Durchführung der Marktsimulation (vgl. Kapitel III 1.4).

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

Treten (n-1)- oder Spannungsbandverletzungen auf, werden Maßnahmen zur Herstellung eines sicheren Netzzustands¹² eingeleitet. Hierzu wird zunächst geprüft, ob die (n-1)- oder Spannungsbandverletzungen durch Veränderungen im Netz behoben werden können, zum Beispiel durch Änderung der Einstellung der Stufenschalter an den Transformatoren oder durch Schalthandlungen.

Ist dies nicht möglich, prüfen die Übertragungsnetzbetreiber die Wirkung kurzfristig möglicher Netzverstärkungsmaßnahmen. Dazu zählen insbesondere der temperaturabhängige Freileitungsbetrieb (Freileitungsmonitoring), der Einsatz von Blindleistungskompensationsanlagen oder der Austausch einzelner Komponenten sowie Zubeseilungen. Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, greifen die Übertragungsnetzbetreiber in einem iterativen Prozess in die Fahrweise von Erzeugungs-

¹² Unter einem sicheren Netzzustand wird derjenige Zustand verstanden, bei dem keine Betriebsmittelüberlastungen eintreten und die zulässigen Spannungsbereiche eingehalten werden.

anlagen ein. Im ersten Schritt wird Redispatch mit Kraftwerken durchgeführt, die zwar am Markt anbieten, aber im konkreten Moment nicht einspeisen. Dabei werden Kraftwerke und gegebenenfalls Windenergieanlagen in Norddeutschland in ihrer Erzeugung abgesenkt, während süddeutsche Kraftwerke hochgefahren werden. Auch präventive Redispatchmaßnahmen (vortägige Redispatcheingriffe nach Marktergebnis) können berücksichtigt werden.

Nach Durchführung dieser Redispatchmaßnahmen werden erneut Lastflussrechnungen durchgeführt und die Auswirkungen auf das Netz begutachtet. Sollten nach wie vor unzulässige, Grenzwerte verletzende Betriebszustände im Übertragungsnetz auftreten, werden Redispatchmaßnahmen mit ausländischen Kraftwerken durchgeführt. Erst danach wird Redispatch mit den bereits kontrahierten Reservekraftwerken 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 Reservekraftwerksbedarf.

Bei den Lastflussberechnungen wird der (n-1)-Standard im Sinne des Kapitels 7.2.2. des Transmission Codes 2007¹³ zugrunde gelegt. Das bedeutet, dass in der Systemanalyse derjenige Bedarf an Netzreserve ermittelt wird, der erforderlich ist, um das Übertragungsnetz bei einem störungsbedingten Ausfall oder der Abschaltungen eines Netzbetriebsmittels wie einem Freileitungs- oder Kabelstromkreis oder einem Netztransformators sicher betrieben werden kann und keine Betriebsmittelüberlastungen oder dauerhaften Grenzwertverletzungen auftreten.

Im Operation Handbook der ENTSO-E wird das (n-1)-Kriterium auf andere Weise definiert¹⁴: Dieses sieht vor, dass der Übertragungsnetzbetreiber auch bestimmte, außergewöhnlich schwerwiegende Fehlerereignisse (sogenannte *Exceptional Contingencies*) beherrschen muss, sofern diese auf der *Contingency List* enthalten sind und daher zu Auswirkungen führen könnten, die über das betroffene Übertragungsnetz hinausgehen würden. *Exceptional Contingencies* sind Fehlerereignisse, die sich im Gegensatz zum (n-1)-Standard nach dem Transmission Code nicht nur auf ein Betriebsmittel beschränken, sondern gleich mehrere Betriebsmittel umfassen. Hierzu gehören Common-Mode-Ausfälle und Sammelschienenfehler. Ein Common-Mode-Ausfall ist ein Ausfall mehrerer Komponenten aufgrund einer gemeinsamen Ursache, z.B. bei einem Mastumbruch bei Mehrfachleitungen oder einem Blitz-

¹³ VDN 2007

¹⁴ Vgl. Operation Handbook, Policy 3, Kapitel 7 (ENTSO-E 2009)

schlag mit rückwärtigem Überschlag auf mehrere Stromkreise einer Mehrfachleitung.

Hintergrund der umfangreicheren Fehlerdefinition des Operation Handbooks ist nicht etwa eine bessere Vorbeugung vor Stromausfällen, sondern die Beschränkung der Auswirkungen eines Fehlers auf die betroffene Regelzone. Es soll eine Fehlerkaskade in die benachbarten Netze verhindert werden, welche die Stabilität des europäischen Verbundnetzes gefährden könnte.

Bei der Ermittlung und Feststellung des Reservekraftwerksbedarf wird aus den nachfolgenden Gründen seit jeher die Definition des (n-1)-Kriteriums nach dem Transmission Code und nicht nach dem Operation Handbook zugrunde gelegt.

- Maßstab für die Bildung der Netzreserve ist nach § 2 Abs. 2 ResKV der Erhalt der Systemsicherheit unter Berücksichtigung der anerkannten Regeln der Technik für den sicheren Netzbetrieb im Sinne von § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes. Nach § 49 Abs. 2 wird die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet, wenn bei Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Elektrizität die technischen Regeln des Verbandes der Elektrotechnik, Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) eingehalten worden sind. Damit verweist die Reservekraftwerksverordnung mittelbar auf den Transmission Code. Dieser legt als maßgeblichen Sicherheitsstandard für den Netzbetrieb im Sinne der operativen Systemführung das (n-1)-Kriterium zugrunde, siehe Ziff. 7.3.1 (3) des Transmission Codes 2007.

Bei dem (n-1)-Kriterium handelt es sich nach dem Transmission Code um den anerkannten Sicherheitsstandard, der einem Ausfall der Stromversorgung vorbeugen soll. Das Operation Handbook hingegen zielt nicht darauf ab, Stromausfällen vorzubeugen, sondern soll deren Weiterverbreitung in andere Übertragungsnetze verhindern. Daher wird dort das (n-1)-Kriterium um die Beherrschbarkeit von Exceptional Contingencies erweitert. Das Operation Handbook gibt den Übertragungsnetzbetreibern gerade nicht vor, die Beherrschbarkeit von Exceptional Contingencies durch den Einsatz von zusätzlichen Erzeugungseinheiten sicherzustellen. Um einem Kaskadeneffekt im Falle schwerwiegender Fehlerereignisse entgegenzuwirken, sieht das Operation Handbook sowohl die Trennung einzelner Regelzonen bzw. Netzregionen vom Rest des Netzes als auch die gezielte, unfreiwillige Abschaltung von Lasten vor. Abschaltung von Verbrauchern und Bildung von Inselnetzen ist nicht das Ziel der Vorsorgemaßnahmen nach der ResKV. Das Operation Handbook ist also kein Regelwerk, das

für die nach ResKV zu bildende Netzreserve, die eine unfreiwillige Lastabschaltung gerade verhindern soll, geeignete Maßstäbe setzen würde.

- Außerdem ist das Operation Handbook auf den operativen Betrieb ausgerichtet, nicht auf die langfristige Planung von Maßnahmen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Langfristige Planungsprozesse wie die Reservebedarfsermittlung sind mit hohen Unsicherheiten verbunden, da zukünftige Entwicklungen im Energiemarkt nicht mit absoluter Sicherheit vorhergesagt werden können. Darum wird bei der Reservebedarfsermittlung im Zweifel immer für die sicherste Variante votiert (Worst-Case-Fall), wenn Unsicherheiten oder Einschätzungsspielräume bestehen, und dadurch Sicherheitspuffer berücksichtigt. Dieses Vorgehen führt dazu, dass der Reservebedarf eher zu hoch als zu niedrig angesetzt wird. Aufgrund der unterschiedlichen Herausforderungen von langfristiger Planung und operativem Betrieb sollten die diesbezüglichen Regelwerke nicht miteinander vermengt werden. Vorstellbar ist im Rahmen der Erarbeitung verbindlicher Network Codes auf europäischer Ebene auch, verbindliche Regelwerke zur langfristigen Planung zu erarbeiten. Dieser Prozess ist im Gange, aber längst noch nicht abgeschlossen.

Dabei zeichnet sich im Gegensatz zu bisherigen Regelwerken, eine Klassifizierung der Fehlerereignissen an Hand der Auftretswahrscheinlichkeiten ab, die durch die Übertragungsnetzbetreiber – wenn möglich – einheitlich erfolgen soll. Keine Rolle spielen in diesem Zusammenhang die Folgen, die ein Eintritt eines Fehlerereignisses hat.

- Für die Beschränkung der Netzreserve auf den (n-1)-Standard nach Transmission Code spricht ferner der Vergleich mit den bei der Netzausbauplanung anzuwendenden Maßstäben, die ähnlich langfristig angelegt sind. Es ist nicht sinnvoll, für die Netzreserve einen anderen Sicherheitsstandard vorzugeben als für die Netzausbauplanung. Denn eine Vorgabe, mit der Netzreserve auch Exceptional Contingencies abzudecken, würde dazu führen, dass selbst nach Abschluss des Netzausbaus dauerhaft Reservekraftwerke vorgehalten werden müssten. Eine solche zeitlich unbegrenzte Vorhaltung von Reservekraftwerken auch nach erfolgtem Netzausbau ist aber von der Reservekraftwerksverordnung ersichtlich nicht gewollt, wie sich bereits aus deren befristeter Gültigkeitsdauer ergibt.

Es ist also weiterhin richtig, die Netzreserve auf (n-1)-Fehler im Sinne des Anhang C des Transmission Codes, zu dimensionieren.

Exceptional Contingencies nicht als Maßstab für den Umfang der Störungsbeherrschungsmaßnahmen zu nehmen, bedeutet im Übrigen nicht, dass in der tatsächlichen Praxis durch die getroffenen Maßnahmen in sehr wichtigen Fällen nicht auch Exceptional Contingencies ausreichend vorgebeugt würde. So stellte sich beispielsweise im Zuge der detaillierteren Prüfung der Netzsituation im Großraum Grafenrheinfeld heraus, dass auch ein Ausfall beider Stromkreise der für die Region wesentlichen Ost-West-Verbindung mit den zur Verfügung stehenden und den auf Grund anderer Überlegungen für notwendig erachteten Kraftwerksreserven keine Schutzfehlauslösungen nach sich zöge.

Um auf die zwischenzeitlich im Raume stehende vorzeitige Abschaltung von Grafenrheinfeld vorbereitet zu sein, hatte TenneT noch unter den letztjährigen Eingangsparametern untersucht, ob die Stromgrenzwerte einzelner Leitungen unter die thermischen Stromgrenzwerte gesenkt werden müssen, um etwaige Probleme der dynamischen oder „transienten“ Stabilität im Fehlerfalle zu verhindern. Daran schloss sich die Prüfung an, ob die für die Senkung der Stromgrenzwerte notwendigen Redispatch- und Reservekapazitäten zur Verfügung stehen. In dieser Prüfung wurde der Fehlerfall analog der Beschreibungen des Operation Handbook über „Exceptional Contingencies“ gebildet. Insbesondere die dynamische Stabilität wäre in dem untersuchten Einzelfall gewährleistet gewesen.

Mit diesem Beispiel soll nicht behauptet werden, dass alle Formen der Exceptional Contingencies in jedem Fall aufgefangen werden können. Wie erwähnt wurde das Beispiel auf Basis der letztjährigen Eingangsparameter gerechnet, also ohne die „synthetische Woche“. Das Beispiel rechtfertigt aber die Annahme, dass selbst beim Auftreten der insoweit untersuchten Exceptional Contingencies im synthetischen Höchstisiko-Szenario durch die zahlreichen eingeplanten Sicherheitspuffer die Netze stabil bleiben dürften.

1.6. Bewertung von Risiken für die Versorgungssicherheit

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.

In den Systemanalysen für 2014/2015, 2015/2016 und 2017/2018 werden folgende Risiken berücksichtigt (Abbildung 11):

- In den drei Betrachtungszeiträumen werden alle bekannten, **potentiell netztechnisch kritischen Wittersituationen und Netznutzungsfälle** betrachtet:

Zu den berücksichtigten Wettersituationen zählen insbesondere Kälteperioden, Starkwindphasen und Windflauten. Diese haben sich in den vorangegangenen Systemanalysen und in der betrieblichen Praxis der Übertragungsnetzbetreiber als besonders kritisch herausgestellt. Bei der Konstruktion der Netznutzungsfälle wurden diese Wettersituationen zugrunde gelegt und gegenüber den in der Vergangenheit beobachteten Wettersituationen verschärft: So wurde zum einen das gleichzeitige Auftreten mehrerer kritischer Wetterbedingungen unterstellt. Es wurde zum Beispiel angenommen, dass die Starkwindphase und die Flautenphase in einer Kälteperiode auftreten. Zum anderen wurde das Ausmaß der kritischen Wettersituationen verschärft: Erstens wurde angenommen, dass bei Windflaute keinerlei Einspeisung aus Wind-Offshore- oder Onshore-Energieanlagen erfolgt und dass in den kritischen Netznutzungsfällen auch keine PV-Anlagen einspeisen. Zweitens wurde angenommen, dass in Starkwindphasen eine Windenergieeinspeisung in Höhe der maximalen Windenergieeinspeisung der letzten drei Jahre¹⁵ erfolgt. Drittens wurde angenommen, dass es in Kälteperioden zu gleichzeitigen Höchstlasten in Deutschland und im europäischen Ausland kommt. Die beiden kritischsten so konstruierten Netznutzungsfälle sind der Starkwindfall (maximale Windenergieeinspeisung & keine PV-Einspeisung & Höchstlasten in Europa) und die Dunkelflaute (keine Windenergieeinspeisung & keine PV-Einspeisung & Höchstlasten in Europa). Sie umfassen damit die Risiken, die die Übertragungsnetzbetreiber aus der betrieblichen Praxis kennen.

- Ein weiteres zentrales Risiko für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb, das in den Systemanalysen berücksichtigt wurde, ist die **Verzögerung von geplanten Leitungsbauvorhaben**. Im Sinne einer umsichtigen Risikoabschätzung sind bei der Ermittlung des Reservekraftwerksbedarfs nur diejenigen Maßnahmen berücksichtigt worden, deren Inbetriebnahme bis zum Betrachtungszeitraum als sicher 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 Übertragungsnetzbetrei-

¹⁵ 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.

ber an Hand aktueller Erkenntnisse sowie dem EnLAG- und BBPIG-Monitoring getroffen (siehe Abbildung 5 und Abbildung 6).



Abbildung 11: In den Systemanalysen für 2014/2015, 2015/2016 und 2017/2018 berücksichtigte Risiken (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

- Die Annahmen zum **Kraftwerksneubau und -stilllegungen** 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. Hierzu wird unter Anderem angenommen, dass das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld im Mai 2015 stillgelegt wird. Auch das Kernkraftwerk Gundremmingen wird in den Systemanalysen für 2017/2018 als stillgelegt angenommen. Beim Neubau im In- und Ausland werden auch ungünstige Annahmen zugrunde gelegt. Alle genannten Annahmen führen tendenziell zu einem höheren Bedarf an Reservekraftwerken. Für den Offshore-Windenergie-Zubau wurde angenommen, dass es zu keinen Verzögerungen beim Bau und Netzanschluss kommt, so dass alle Windparks wie geplant ans Netz gehen können. Dies führt im Starkwind-Starklast-Fall tendenziell zu einem höheren Reservebedarf, da es bei hoher Windenergieeinspeisung zu hohen Nord-Südtransiten und damit verbundenen Netzengpässen kommt. Auf den Netznutzungsfall Starklast-Dunkelflaute hat diese Annahme keine Auswirkung, da in diesem Fall angenommen wurde, dass keine Windenergie eingespeist wird.

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

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

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

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 ergibt sich ein Reservebedarf, der eher zu hoch ausfällt und somit einen zusätzlichen Sicherheitspuffer mit sich bringt.

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. Kommt es zu einer konkreten Gefahr oder Störung der Systemsicherheit, die ohne Vorlaufzeit unmittelbar eintritt, wie etwa die Beschädigung eines Hochspannungsmastes, muss dies nicht durch die Aktivierung von Reservekraftwerken, sondern durch andere Instrumente aufgefangen werden.

2. Bedarf und Deckung der Netzreserve

Es gibt nach der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) mehrere Möglichkeiten, den Netzreservebedarf zu decken (Abbildung 12). Die erste Möglichkeit ist der Abschluss eines Vertrages mit dem Betreiber eines Kraftwerks im Inland. Die Voraussetzung für den Abschluss eines solchen Vertrages ist, dass das Kraftwerk systemrelevant ist, die Anlage bereits stillgelegt ist und der Betreiber sich verpflichtet, die Anlage bis zur Stilllegung nicht mehr am Energiemarkt einzusetzen.

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 Systemsicherheitsprobleme in Deutschland und dass die zuständigen ausländischen Behörden keine Einwände im Hinblick auf die Versorgungssicherheit erheben. 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 Reservekraftwerke neu zu errichten. Die Voraussetzung für den Neubau von Reservekraftwerken 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 ihren Systemanalysen nicht gezogen. Damit stellt sich die Frage eines Kraftwerksneubaus nach der ResKV im gegebenen Rechtsrahmen nicht mehr.

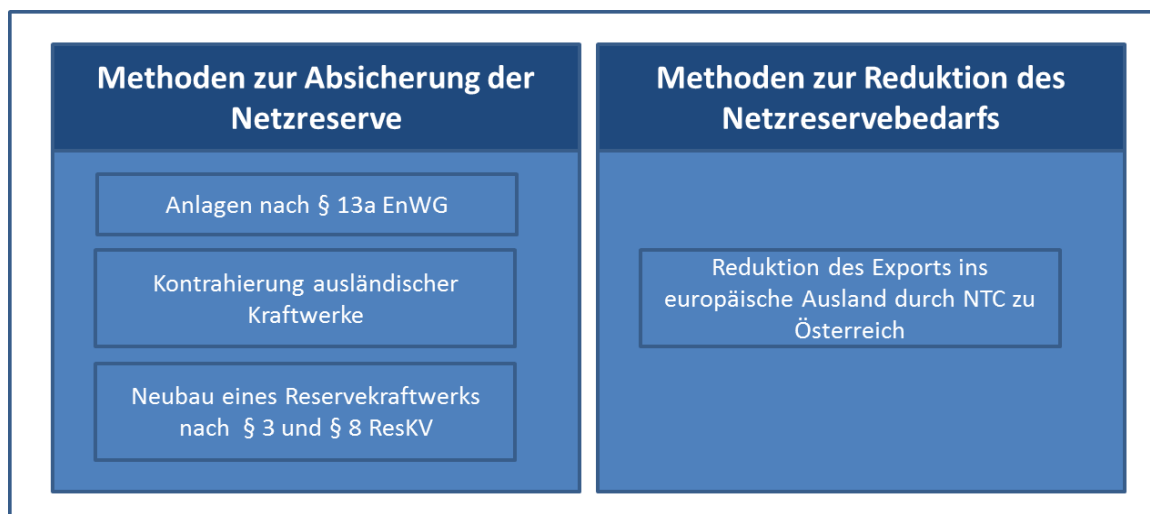


Abbildung 12: Übersicht über die Mittel zur Absicherung der Netzreserve und der Reduktion des Netzreservebedarfs

Neben den drei Maßnahmen zur Absicherung der Netzreserve gibt es andere Maßnahmen, mit deren Hilfe der Netzreservebedarf reduziert werden kann. Eine dieser Maßnahmen ist eine Reduktion des Exports ins südliche europäische Ausland durch Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze. Die Höhe des NTCs könnte dabei so ausgelegt werden, dass nur in wenigen kritischen Stunden mit Auswirkungen auf den Handel zu rechnen wären.

Derzeit werden die Länder Deutschland und Österreich im Strommarkt als eine Gebotszone gehandelt. Dadurch kann unbegrenzt Strom zwischen Deutschland und Österreich gehandelt werden. Gerade in Starkwindzeiten kommt es zu niedrigen Preisen an der Strombörse, die zu sehr hohen Exporten ins europäische Ausland und insbesondere nach Österreich führen. In diesen Situationen kann der ungehinderte Export von Deutschland nach Österreich zu kritischen Lastflusssituationen führen, die momentan durch Redispatch mit am Markt agierenden deutschen Kraftwerken und durch Reservekraftwerke in Deutschland wie im südeuropäischen Ausland behoben werden müssen. Eine Reduktion des Exports in wenigen, kritischen Stunden durch Einführung einer Engpassbewirtschaftung auf Basis einer Netztransportkapazität (*Net Transfer Capacity* oder *NTC*) würde zu einer Entlastung der kritischen Lastflusssituationen beitragen und damit den Reservebedarf spürbar reduzieren.

Die Übertragungsnetzbetreiber hatten darüber hinaus ein Instrument zur Diskussion gestellt, welches sie „präventive Reduzierung der Kraftwerkseinspeisung nannten. Hierbei sollen bei kritischen Wetterlagen, also insbesondere in einer Starkwindsituation, vorbörslich gezielt einzelne Erzeuger, die zu einer Belastung des Netzes beitragen,, dafür bezahlt werden, nicht im geplanten Umfang Strom zu erzeugen. Im Gegenzug würden die ÜNB selbst Strom am Markt zukaufen, um damit die langfristigen Lieferverpflichtungen der nicht produzierenden Einheiten zu erfüllen. Der erhoffte Effekt des Modells besteht in einer Verlagerung der Stromproduktion in weniger belastete Netzgebiete. Als Folge tritt u.a. eine Erhöhung des allgemeinen Strompreisniveaus auf, welche den Nebeneffekt haben sollte, die Nachfrage aus dem Ausland nach deutschem Strom zu verringern und damit die Netze zu entlasten.

Es gibt Bedenken in Bezug auf dieses Instrument, da die Übertragungsnetzbetreiber dabei zu Stromhändlern werden, den Markt gezielt unter Nutzung von Insiderwissen beeinflussen und darüber hinaus erhebliche Preissteigerungen in einzelnen Stunden an der Börse verursachen würden. Die ÜNB haben das Modell trotz Auf-

forderung noch nicht näher präzisiert, so dass nicht geprüft werden kann, ob die erhofften netzentlastenden Effekte realistisch sind und die erheblichen Bedenken gegen das Modell überwinden können, Erste vorläufige Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber haben zudem gezeigt, dass der netzentlastende Effekt dieser Maßnahme weit geringer ausfällt als im Fall der Limitierung der Exportmöglichkeiten nach Österreich in wenigen kritischen Stunden.

3. Netzreserve für den Winter 2014/2015

Nach der Vorstellung der Methodik zur Ermittlung der Höhe der Netzreserve werden im Folgenden die spezifischen Eingangsgrößen sowie die ermittelte Netzreserve für den Winter 2014/2015 erläutert. Hierbei wird auch eine Aussage getroffen, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden kann (vgl. Abschnitt III 3.3).

3.1. Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2014/2015

Zunächst werden die Eingangsgrößen beschrieben, die der Systemanalyse für 2014/2015 zugrunde gelegt werden.

3.1.1. Annahmen zur Netzlast

Wesentliche Grundlage der Bestimmung des Redispatch- und Reservekraftwerksbedarfs bildet die Netzlast, also die vom Übertragungsnetz zu transportierende Leistung sowie insbesondere deren Deckung durch den bestehenden konventionellen Kraftwerkspark und Windenergieanlagen. Die höchste Last tritt im Verlaufe eines Tages gegen Abend auf. Da für den Bedarf an Reservekraftwerken diese abendliche Lastspitze ausschlaggebend ist, spielt die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen keine Rolle. Die Last wird anhand der maximal beobachteten vertikalen Netzlast vom 7. Februar 2012 auf die heutigen Verhältnisse skaliert und ist in beiden Szenarien ähnlich. Sie bewegt sich in der Spanne von 71,9 GW bis 72,7 GW. Im Unterschied zum Netzentwicklungsplan wird hier eine niedrigere Last zugrunde gelegt, da kleinere Erzeugungseinheiten, die zur lokalen Lastdeckung verwendet werden und keine Auswirkungen auf das Übertragungsnetz haben, im Marktmodell der Übertragungsnetzbetreiber vernachlässigt werden.

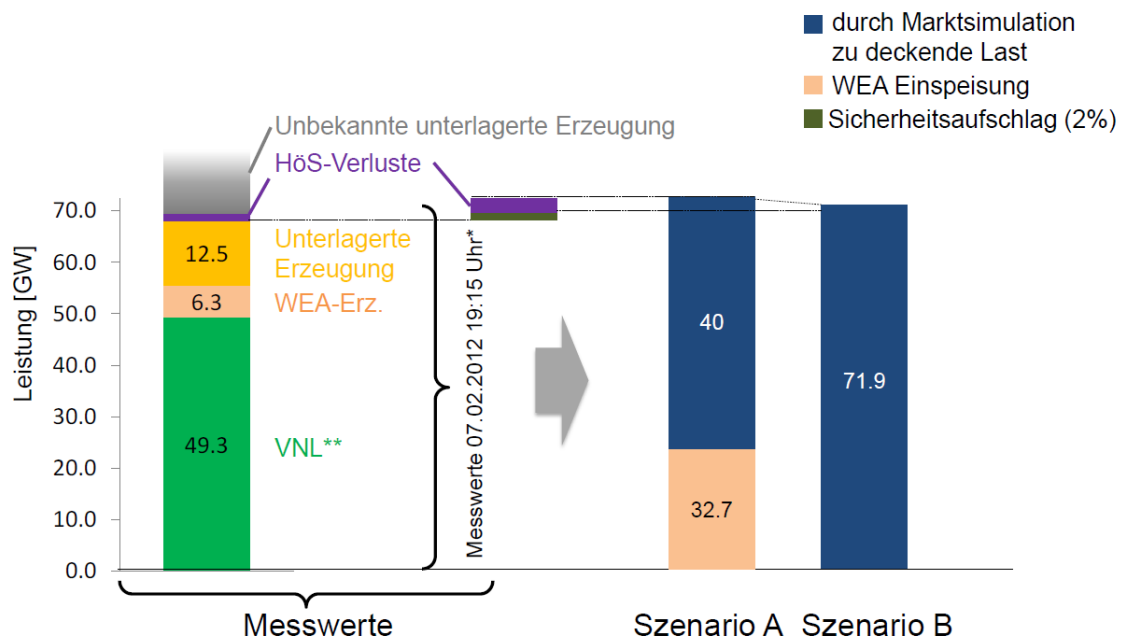


Abbildung 13: Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Netzlast im Szenario A (Starklast, Starkwind) und Szenario B (Starklast, Schwachwind). (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)¹⁶.

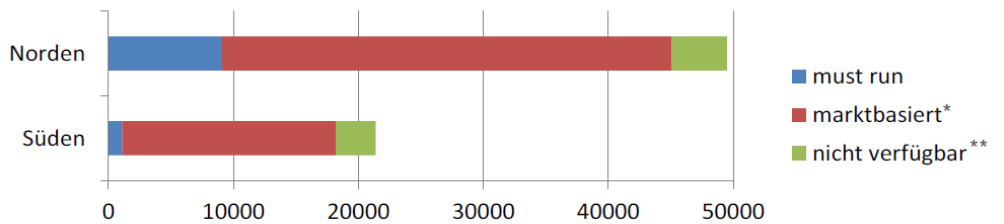
3.1.2. Kraftwerksverfügbarkeiten

Dem von den Übertragungsnetzbetreibern simulierten Kraftwerkseinsatz liegt eine europäische Merit Order unter Berücksichtigung der beschränkenden Grenzkuppelkapazitäten zugrunde. Grundlage der Simulation des deutschen Kraftwerksparks bildet die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. Berücksichtigt wurden dabei sowohl die Kraftwerke im deutschen Höchstspannungsnetz als auch Kraftwerke in unterlagerten Netzebenen. Die Gesamtleistung der in der Marktsimulation berücksichtigten Kraftwerke beläuft sich auf rund 80 GW. Außerdem wurden Kraftwerke, die zur Wärmeversorgung eingesetzt werden müssen als sogenannte „must run“ Kapazitäten modelliert. Das bedeutet, dass diese Kraftwerke unabhängig von der Nachfrage des Marktes einspeisen.

¹⁶ *Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2012; **Gemessene vertikale Netzlast

▪ **Gesamtheit der deutschen Kraftwerke**

- Aufteilung nach Spannungsebene (HöS/unterlagert)
 - KW die im 380-/220-kV-Netz angeschlossen sind



- KW die im unterlagerten Netz angeschlossen sind

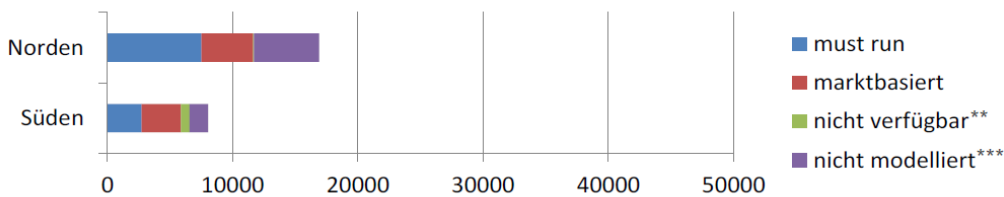


Abbildung 14: Den Berechnungen zugrunde gelegte Kraftwerkskapazitäten¹⁷
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Im Vergleich zum Winter des Vorjahres bestehen die wesentlichen Änderungen im Kraftwerkspark in der Inbetriebnahme der in Nordwestdeutschland gelegenen Kraftwerke Wilhelmshaven, Moorburg A und B und dem GuD-Kraftwerk Mittelsbüren sowie der Inbetriebnahme des netztechnisch vorteilhaft gelegenen Block 8 des Rheinhafen Dampfkraftwerks in Karlsruhe. Für 2014 wurde die Stilllegung der Kraftwerke der Enervie Gruppe in Südwestfalen sowie Gersteinwerk Block G2 im nördlichen Deutschland angezeigt. Diese Kraftwerke sowie die Kraftwerke Walheim und Marbach im Süden Deutschlands scheiden aus dem Markt aus. Die Kraftwerke Walheim und Marbach wurden von TransnetBW als zuständigem Übertragungsnetzbetreiber als systemrelevant ausgewiesen und die Ausweisung von der Bundesnetzagentur genehmigt¹⁸. Die Kraftwerke stehen den Übertragungsnetzbetreibern somit weiterhin zur Durchführung von Redispatchmaßnahmen zur Verfügung.

3.1.3. Einspeisung aus EE-Anlagen

Ein wesentlicher Faktor für den Bedarf an Reservekapazitäten stellt die Einspeisung aus erneuerbaren Energien dar. Um die Windenergieeinspeisung für den Starkwindfall zu bestimmen, erfolgt für Onshore-Anlagen eine Hochrechnung tatsächlich

¹⁷ *Inklusive österreichischer Kraftwerke mit Anschluss an das deutsche Übertragungsnetz;
Ungeplante und geplante Nichtverfügbarkeit; *Kraftwerke <50 MW oder ohne Einspeiseinformation zum Referenzzeitpunkt

¹⁸ Vgl. Stilllegungsliste der Bundesnetzagentur: www.bundesnetzagentur.de/stilllegungsanzeigen

gemessener Werte. Als Referenztag wird hierbei der 4. Januar 2012 um 19:15 Uhr herangezogen, da an diesem Tag die bislang höchste Einspeisung aus Windenergieanlagen gemessen wurde. Die maximale Windenergieeinspeisung für den Winter 2014/2015 berechnet sich nach

$$P_{ist,max,31.12.2014} = \frac{P_{ist,max,W2011/12/13}}{P_{inst,W2011/12/13}} \cdot P_{inst,31.12.2014}^{19} \quad \text{zu } 30.673 \text{ MW.}$$

Die installierte Leistung und die maximale Einspeisung schlüsseln sich gemäß folgender Tabelle 2 auf die vier deutschen Regelzonen auf.

Netzbetreiber	Installierte Leistung [MW]	Max. Einspeisung [MW]
50Hertz	14.515	12.458
Amprion	6.649	6.116
TenneT	13.917	11.701
TransnetBW	965	398
Summe	36.046	30.673

Tabelle 2: Installierte Onshore-Windenergieleistung und maximale Einspeisung als Eingangsparameter für die Bedarfsanalysen

Die Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen fließt mit einem einheitlichen Band von 96,45% der installierten Leistung in die Lastflussrechnungen ein. Bei einer angenommenen installierten Leistung von 2087 MW beträgt die Einspeisung aus offshore Windenergieanlagen somit 2013,2 MW.

3.1.4. Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

Aufgrund geplanter²⁰ und ungeplanter Nichtverfügbarkeiten kommt es zu Einschränkungen im Kraftwerkspark. Diese Einschränkungen werden in den Berechnungen zum Kraftwerkseinsatz berücksichtigt. Da aufgrund des großen Vorlaufes von nahezu einem Jahr zwischen Bedarfsanalyse und Beginn des Winters bei den Übertragungsnetzbetreibern noch keine Revisionsplanungen von Kraftwerken angemeldet wurden, wird bei der Ermittlung der geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten auf statistische Daten der EEX-Transparenzplattform²¹ zurückgegriffen. Die Datengrundlage umfasst dabei Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als 100 MW. Auf Basis eines probabilistischen Modells zur Prognose von regionalen Kraftwerksnichtverfügbarkeiten ergibt sich eine bundesweite Nichtverfügbarkeit von

¹⁹ Die maximale Einspeisung berechnet sich also aus der Multiplikation der (prognostizierten) installierten Windenergieanlagenleistung im Winter 2013/14 mit dem Quotienten aus maximaler gemessener Einspeisung der Winter 2011/12/13 und installierter Leistung der Winter 2011/12/13.

²⁰ Geplante Nichtverfügbarkeiten treten aufgrund von Revisionsarbeiten an Kraftwerken auf.

²¹ <http://www.transparency.eex.com/de/>

Kraftwerken in Höhe von ca. 8,4 GW. Die in der Ausfallsimulation berücksichtigten Kraftwerke werden in Tabelle 3 dargestellt.

Kraftwerk	Leistung [MW]	Nichtverfügbare Leistung [MW]	Ausfallart	Lage
Vianden M3	100	100	Vollausfall	Süden
Happburg M1-M4	160	160	Vollausfall	Süden
HKW Niederrad Block 2	51	51	Vollausfall	Süden
Dampfkraftwerk BGH-O1	178	178	Vollausfall	Süden
Kernkraftwerk Philippsburg 2	1402	1402	Vollausfall	Süden
HKW Altbach/Deizisau Block 2	302	302	Vollausfall	Süden
Irsching 4	545	545	Vollausfall	Süden
Zolling 5	468	200	Teilausfall	Süden
Weiher C	655,6	655,5	Vollausfall	Süden
Kraftwerk Plattling	97,9	97,9	Vollausfall	Süden
Heilbronn 5	110	110	Vollausfall	Süden
Franken 1 Block 1	383	97,1	Teilausfall	Süden
Erzhausen M2	55	55	Vollausfall	Norden
Schkopau A	450	180	Teilausfall	Norden
Herne Block 3	280	280	Vollausfall	Norden
Emden	50	50	Vollausfall	Norden
Jänschwalde Block A	490	490	Vollausfall	Norden
Moorburg Block A	830	830	Vollausfall	Norden
Wilhelmshaven DT	757	757	Vollausfall	Norden
GTKW Düsseldorf	75	75	Vollausfall	Norden
Emsland B2	355	204	Teilausfall	Norden
Weisweiler Block H	592	592	Vollausfall	Norden
Farge	350	189	Teilausfall	Norden
Huckingen Block B	303	303	Vollausfall	Norden
Reuter Block D	247,5	247,5	Vollausfall	Norden
Reuter Block E	247,5	247,5	Vollausfall	Norden

Tabelle 3: Von den Übertragungsnetzbetreibern als ungeplant nicht verfügbar angenommene Kraftwerksblöcke.

Mit einem Betrag von 8,4 GW bei geplanten und ungeplanten Nichtverfügbarkeiten übersteigt dieser Wert den Wert der letztjährig angenommenen Nichtverfügbarkeiten um 2,4 GW. Diese Abweichung führt jedoch, verglichen mit dem Vorjahr, nicht zu einer Verschärfung der Situation, da die „zusätzlichen“ Ausfälle in Norddeutschland auftreten. Die nichtverfügbare Kraftwerksleistung in Süddeutschland bleibt mit 3,9 GW auf konstantem Niveau.

Für das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld wurden zwei Varianten gerechnet. Zum einen wurde angenommen, dass es für den Zeitraum 2014/2015 zur Verfügung steht. Der Betreiber des Kraftwerks hat die Stilllegung erst zum 31. Mai 2015 angezeigt, so dass dieses Kernkraftwerk in der Modellierung am Markt teilnimmt. Der Bundes-

netzagentur liegen keine weiteren Erkenntnisse seitens der Übertragungsnetzbetreiber oder des Kraftwerksbetreibers vor, die eine frühere Stilllegung erkennen lassen würde. Weiterhin würde eine Stilllegung vor dem 31. Mai 2015 der aktuellen Gesetzeslage widersprechen. Für etwaige ungeplante Ausfälle des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld greifen die Sicherheitsmargen, welche durch die ungeplanten Nichtverfügbarkeiten in der Modellierung abgebildet werden. Dennoch wurde aus Gründen der Vollständigkeit in einer zweiten Variante die Folgen einer Stilllegung bereits vor dem Winter 2014/2015 untersucht.

Der Betreiber des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld hat angekündigt, das Kraftwerk in einem sogenannten Streckbetrieb fahren zu wollen. Hierbei handelt sich um eine Form des Betriebs, unter welchem die eingespeiste Generatorleistung des Kraftwerks zur Optimierung der Brennstoffausnutzung kontinuierlich und langsam abgesenkt wird. Die Absenkung wird bis zu einem Betriebspunkt durchgeführt, ab welchem ein vollständiges Abfahren des Reaktors für die Betriebsanlagen unkritisch ist. Diese Art der Betriebsführung wird typischerweise ebenso für regelmäßige Revisionen auch in anderen Kernkraftwerken umgesetzt. Da der Streckbetrieb in der Regel mehrere Wochen vor dem Revisionstermin begonnen wird, kommt es also schon vor dem 31.05.2015 zu einer Reduzierung der durch das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld eingespeisten Leistung.

Im Hinblick auf die unmittelbar bevorstehende anstehende Revision des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld und den anstehenden Brennelementwechsel behält sich die Bundesnetzagentur vor, bei neueren Erkenntnissen über die Dauer des verbleibenden Wirkleistungsbetrieb die Übertragungsnetzbetreiber zur Kontrahierung zusätzlicher Reserven sowie Umsetzung weiterer Maßnahmen anzuhalten.

3.1.5. Annahmen zur Ein- und Ausfuhr von Elektrizität

Die Ein- und Ausfuhr von Elektrizität, die den berechneten Szenarien zugrunde liegen, sind Ergebnis einer europäischen Marktsimulation. Im Starklast-Starkwind-Szenario ergeben sich – bedingt durch den preisdämpfenden Effekt der Windenergieeinspeisung – hohe Exporte insbesondere nach Österreich und Frankreich. Die dadurch auftretenden Nord-Süd-Lastflüsse führen zu einer hohen Belastung des Übertragungsnetzes, der durch Redispatch entgegengewirkt werden muss. Im Starklast-Dunkelflaute-Szenario stellen sich im Wesentlichen hohe Exporte nach Frankreich und in die Schweiz ein, während an den Grenzen zu Skandinavien, den Niederlanden und Tschechien hohe Importe zu verzeichnen sind. Die Kombination

aus nennenswerten Exporten im Südwesten und Süden mit hohen Importen im Norden und Nordwesten bei einer zugleich sehr hohen Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken im Rheinland und Ruhrgebiet, zieht erhebliche Belastungen der westlichen Nord-Süd-Trassen nach sich. Die Notwendigkeit von signifikantem Redispatch ist die Folge.

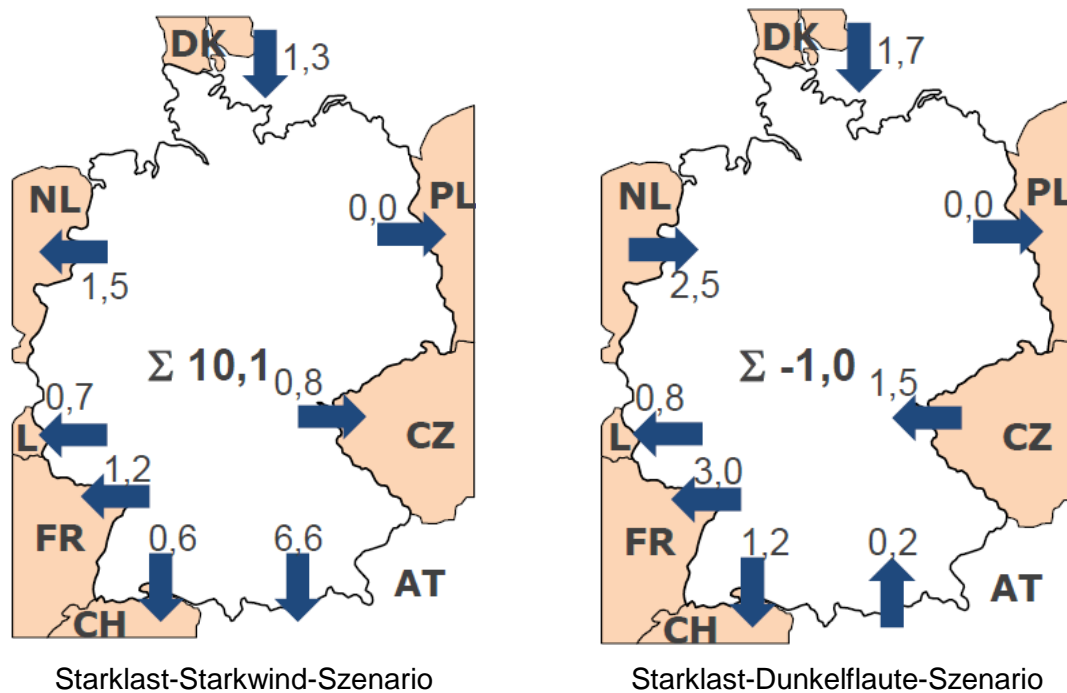


Abbildung 15: Kommerzielle Ein- und Ausfuhr von Elektrizität in den verschiedenen Szenarien (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.2. Berechnungsergebnisse der Systemanalyse 2014/2015

Aufgrund der nicht ausreichenden Netzkapazitäten treten Netzengpässe auf. Dies bedeutet, dass die im Norden erzeugte Leistung nicht vollständig durch Baden-Württemberg und Bayern ins angrenzende Ausland transportiert werden kann. Zusätzlich besteht durch die ungünstig verteilte konventionelle Einspeisung die Gefahr zu niedriger Spannungen aufgrund fehlender Blindleistungseinspeisung, insbesondere in Süddeutschland. Zu den regelmäßig hoch ausgelasteten oder vor Redispatch überlasteten Leitungen zählen insbesondere die südlichen Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen von 50Hertz und TenneT. Auch in Mittelfranken und im nördlichen Oberbayern traten in der Vergangenheit häufig Überlastungen auf, denen mittels Redispatch abgeholfen werden musste. Dort waren die Umspannwerke Kriegenbrunn (bei Erlangen) und Raitersaich (bei Nürnberg) und deren Verbindungsleitungen sowie die Region um Ingolstadt besonders häufig von Redispatchmaßnahmen betroffen.

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 als auch auf die Leistung zusätzlicher Reservekraftwerke zurückgegriffen werden. Das Redispatchpotential der im Markt befindlichen Kraftwerke liegt im Starklast-/Starkwindfall bei 600 MW. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt 3091 MW. Der Starklast-/Starkwindfall bestimmt die Höhe der zu beschaffenden Netzreserve, da der hier ermittelte Reservebedarf höher ausfällt, als in jedem anderen betrachteten Netznutzungsfall.

3.3. Reservebedarf 2014/2015

Die Bundesnetzagentur hat die Eingangsparameter und die von den Übertragungsnetzbetreibern angewendete Methodik und die Modellierungsergebnisse plausibilisiert. Hierbei hat die Bundesnetzagentur zunächst nachvollzogen, in wie weit die vorher abgestimmten Eingangsparameter in den Simulationen abgebildet wurden. Weiterhin hat die Bundesnetzagentur die Ergebnisse der Marktsimulation und die entsprechenden methodischen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve an Hand der übersandten Systemanalysen und Daten kritisch betrachtet. Es wurden entsprechende Unklarheiten und Rückfragen direkt mit den Übertragungsnetzbetreibern besprochen und soweit möglich ausgeräumt. Soweit die Bundesnetzagentur das Erfordernis herausgearbeitet hat, Korrekturen an den Ergebnissen der Systemanalysen vorzunehmen, wurden diese in den nachfolgend dargestellten Ergebnissen umgesetzt.

Die Bundesnetzagentur bestätigt demnach die im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von **3091 MW** für den Winter 2014/2015.

Die Parametrierung von entsprechenden Szenarien basiert hierbei auf bereits vorhandene Erfahrungen und Berechnungen.

Für den Winter 2014/2015 wurde auf Basis dieser Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber hierbei explizit der Starklast-Starkwindfall als der bedarfsdimensionierende Netznutzungsfall herausgearbeitet. Diesem gegenüber wird der Fall der Starklast-Dunkelflaute, mit einem Reservekraftwerksbedarf von 2244 MW mit aufgezeigt. Hierbei ist der Fall der Starklast-Dunkelflaute zwar auch

kritisch, der Starklast-Starkwindfall weist mit 3091 MW jedoch einen höheren ermittelten Reservebedarf aus und ist somit der bedarfsdimensionierende Fall.

Ebenfalls wurde hier der Fall einer vorzeitigen (d.h. bereits im Winterhalbjahr 2014/2015) Abschaltung des Kernkraftwerks Grafenrheinfeld betrachtet. In diesem konkreten Fall würden zwar keine Änderungen der grenzüberschreitenden Handelsflüsse auftreten, jedoch ein erhöhter Bedarf von Kraftwerkseinspeisungen insbesondere in Westdeutschland sowie von redispatchfähigen Kraftwerken in Süddeutschland. Dies impliziert einen Reservekraftwerksbedarf von 4632 MW. Für den tatsächlich zu beschaffenden Reservebedarf im Betrachtungszeitraum Winter 2014/2015 ist dieser Wert allerdings nicht maßgeblich. Der Kraftwerksbetreiber E.ON hat mit der Stilllegungsanzeige bei der Bundesnetzagentur und TenneT vom 28. März 2014, angekündigt, das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld bis zur geplanten endgültigen Stilllegung i.S.d. § 13a EnWG zum 31. Mai 2015 weiter zu betreiben. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass eine noch frühere Betriebseinstellung durch E.ON nicht beabsichtigt ist. Ein freilich weiterhin denkbarer kurzfristiger Ausfall des Kernkraftwerkes Grafenrheinfeld zu einem früheren Zeitpunkt wäre Teil des bereits erfassten Risikos durch ungeplante Nichtverfügbarkeiten und ist somit durch den hier festgestellten Reservebedarf in Höhe von 3,1 GW bereits hinreichend abgedeckt. Der höhere Wert von 4632 MW wäre nur relevant, wenn eine nochmals vorverlegte Betriebseinstellung bereits eingeplant werden müsste und auf die dadurch reduzierten Erzeugungskapazitäten nochmals die zufälligen ungeplanten Ausfallraten aufaddiert werden müssten.

Sollten im Rahmen der Revision im Mai 2014 oder im Zuge des Wiederauffahrens des AKW Befunde auftreten, die vermuten lassen, dass ein sicherer Betrieb über den Winter 2014/2015 nicht möglich oder gefährdet ist, würde die Bundesnetzagentur die Übertragungsnetzbetreiber kurzfristig zur Ergreifung entsprechender zusätzlicher Maßnahmen, insbesondere zur Beschaffung des höheren Reservebedarfs von 4632 MW anhalten.

Fall	Starklast / Starkwind	Starklast / Dunkelflaute
Einsatz Netzreservekraftwerke in DE [GW]	2,2	2,2
Gesicherter Redispatchbedarf im südlichen Ausland [GW]	0,9	0,0
Summe [GW]	3,1	2,2

Tabelle 4: Ergebnisse der Analysen 2014/2015 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

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

Der Starklast- /Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 72,7 GW (vertikale Netzlast). Ferner enthält dieses Szenario eine sehr große Exportleistung in Höhe von 10,1 GW und eine sehr hohe Einspeisung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dunkelheit in den Abendstunden keine Leistung aus PV-Anlagen eingespeist.

Messwerte 07.02.2012 19:15 Uhr	Wert [GW]
Bereinigte vertikale Netzlast	72,7
WEA Erzeugung	32,7

Tabelle 5: Lastannahmen Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2012 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Der Starklast- /Starkwindfall führt aus folgenden Gründen zu einem besonders hohen Bedarf an Reserveleistung: Die hohe Windeinspeisung in Norddeutschland führt zu niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt. Dadurch speisen viele konventionelle Gas- und Kohlekraftwerke insbesondere in Süddeutschland und in den südlichen Nachbarländern Deutschlands aufgrund zu hoher Grenzkosten nicht marktgetrieben ein. Ebenfalls führen die niedrigen Strompreise am Großhandelsmarkt zu sehr hohen Energieexporten in das europäische Ausland. Durch den hohen Export in das Ausland und die geringe Erzeugung in Süddeutschland stellt sich ein erheblicher Transportbedarf von Energie von Norddeutschland nach Süddeutschland und ins europäische Ausland ein. Die Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber ergeben entsprechend des sehr hohen Transportbedarfs für bestimmte Leitungen sehr hohe, unzulässige Auslastungen. Analog zeigen die Ergebnisse ebenfalls unzulässige Spannungen an bestimmten Knoten des Übertragungsnetzes. Diese unzulässigen, errechneten Betriebszustände ergeben den Bedarf an entsprechenden, umfangreichen Gegenmaßnahmen (vgl. Abbildung 16).

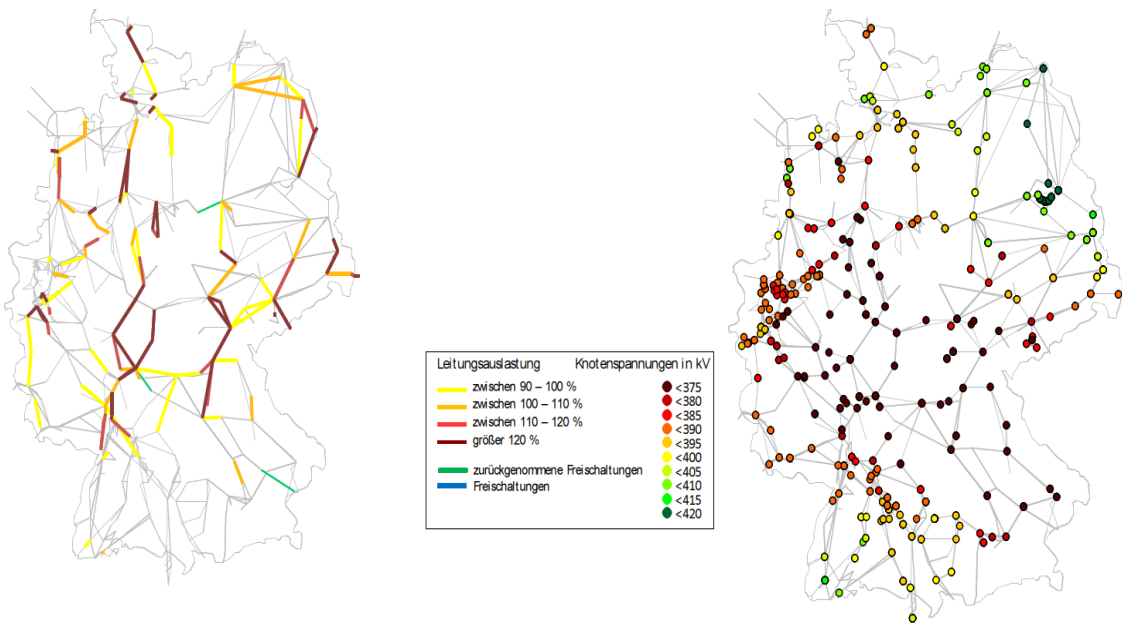


Abbildung 16: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen vor Gegenmaßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die umfangreichen Gegenmaßnahmen für den als bedarfsdimensionierend festgestellten Starklast-/Starkwindfalles 2014/2015 bestehen unter anderem aus SiV-Maßnahmen mit einem Umfang von 1,7 GW. Sicherheitsbedingte Maßnahmen (SiV-Maßnahmen) sind eine besondere Form von marktbezogenen Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz. Bei den SiV-Maßnahmen (sog. sicherheitsbedingte regelzoneninterne Verkäufe) kauft 50Hertz im untertägigen Handel Strom an der Börse ein und verkauft diesen Strom an in der Regelzone von 50Hertz gelegene Kraftwerke. Die Kraftwerke senken ihre Produktion entsprechend ein, so dass netto – analog dem Redispatch – ein dem Engpass entgegen gerichteter und damit ein den Engpass entlastender Leistungsfluss entsteht. Weitere Maßnahmen sind der präventive Redispatch (Redispatch, bei dem bereits am Vortag nach Schluss des day-ahead Marktes die Kraftwerksfahrpläne geändert werden) in Höhe von 2,5 GW; der Absenkung von Windenergieeinspeisung in Höhe von 2,6 GW (damit ist hier nur diejenige Absenkung der Windenergieeinspeisung gemeint, die auf Grund mangelnden Ausbaus der Verteilernetze durch die Verteilernetzbetreiber vorgenommen werden muss) und konventionellem Redispatch in Höhe von 0,6 GW. Jedoch treten nach Anwendung dieser Gegenmaßnahmen bei Transformatoren sowie weiteren verschiedenen Betriebsmitteln zwischen Übertragungs- und Verteilernetz immer noch teilweise erhebliche Grenzwertverletzungen auf.

Um diese Grenzwertverletzungen durch Überlastung von Leitungen und Unterspannungen an Netzknoten zu beseitigen, ist weiterer konventioneller Redispatch

notwendig. Es zeigt sich jedoch in den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber, dass es nicht möglich wäre, mit dem zur Verfügung stehenden und am Markt agierenden Kraftwerkspark sämtliche Überlastungen zu beseitigen.

Aus diesem Grund wird ein Einsatz von Reservekraftwerken notwendig. Nach dem zusätzlichen Einsatz von Reservekraftwerken in einem Umfang von rund 3091 MW und der so ermöglichten „Umschichtung“ von insgesamt 10,5 GW Erzeugungsleistung ist es möglich, die verbleibenden Grenzwertverletzungen im (n-1)-Fall zu beseitigen und das Netz sicher zu betreiben. Da die marktbasierende Kraftwerksleistung in Süddeutschland zur Beherrschung der Situation nicht ausreicht, ist der Einsatz von gesichertem Redispatchpotential notwendig. Die hier netz- und marktbasierten ergriffenen Maßnahmen, entspannen die zuvor aufgezeigte Ausgangssituation, dennoch bleibt die Situation im Übertragungsnetz angespannt.

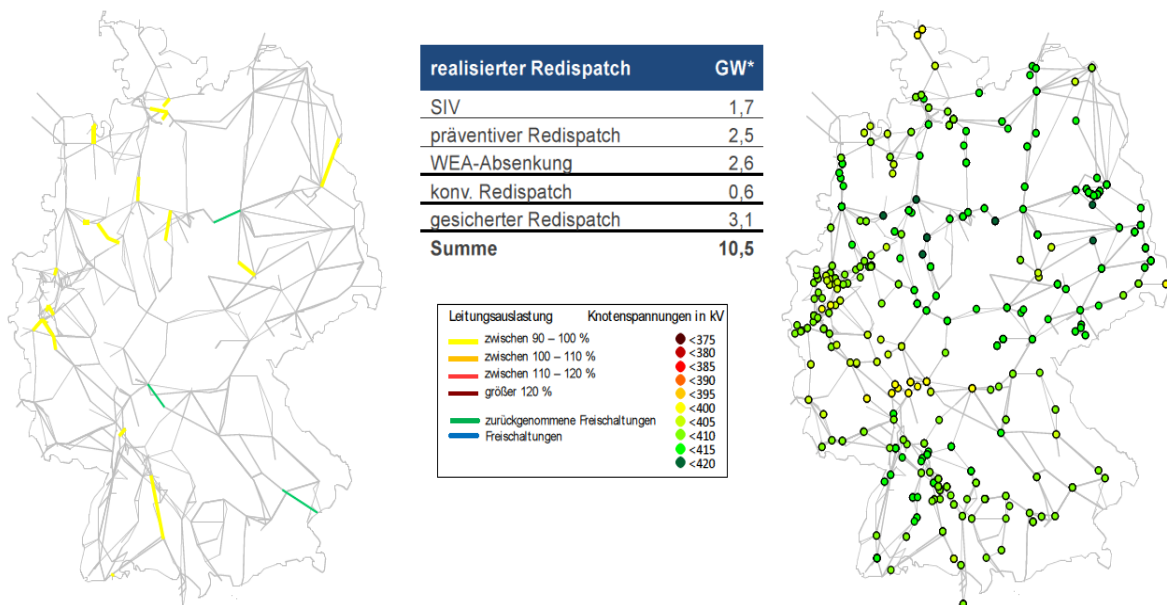


Abbildung 17 Leitungsauslastungen und Knotenspannungen nach Gegenmaßnahmen
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

3.3.1. Bereits gebundene Kraftwerke

Der Bedarf an Netzreserve wird zunächst aus bereits vertraglich oder gemäß gesetzlicher Regelungen gebundenen Kraftwerken gedeckt. Für den Winter 2014/2015 sind davon die folgenden Kraftwerke umfasst:

Erzeugungsunternehmen	Kraftwerk	Leistung (MW)
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden	KMW 2	355
Eon Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
Eon Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415
Großkraftwerk Mannheim AG	GKM 3	202
Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	II GT	77
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	III GT(solo)	85
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	III DT	262
Reservekraftwerksleistung in AT	EVN	785
	<u>Summe</u>	<u>3027</u>

Tabelle 6: Reservekraftwerke 2014/2015 (Quelle: Stilllegungsanzeigenliste BNetzA)

3.3.2. Noch zu kontrahierende Kraftwerke

Der ausgewiesene Bedarf an gesichertem Redispatchpotential von 3091 MW wird durch die bereits kontrahierten Kraftwerke für den Winter 2014/2015 mit einer Reservekraftwerksleistung von 3027 MW zu großen Teilen gedeckt. Lediglich 64 MW müssen in einem Interessenbekundungsverfahren hierzu nachkontrahiert werden.

Hinsichtlich des noch nicht vertraglich gesicherten Bedarfs von 64 MW veröffentlicht der jeweils betroffene Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 4 ResKV für seine Regelzone unverzüglich die konkreten Anforderungen an die erforderlichen Anlagen einschließlich eventueller Anforderungen an den Standort und die technischen Parameter. Gemäß § 4 Abs. 2 ResKV besteht bis zum 15. Mai 2014 sodann die Möglichkeit Interessenbekundungen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern abzugeben, wozu die Bundesnetzagentur nachdrücklich auffordert. Die sich an die Interessenbekundung anschließenden Verhandlungen mit den Kraftwerksbetreibern werden von den Übertragungsnetzbetreibern geführt. Der Abschluss der entsprechenden Verträge erfolgt nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur bis zum 15. Juli 2014.

Eine eventuelle erforderliche Auswahlentscheidung der Übertragungsnetzbetreiber, mit welchen verfügbaren Kraftwerken der Reservebedarf zu decken ist, orientiert sich primär an der netztechnischen Eignung der Anlagen mit Blick auf die Sicherheit

und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (so auch § 2 Absatz 2 ResKV). Die technische Eignung bemisst sich insbesondere anhand der entlastenden Wirkung durch den Redispatch-Einsatz der jeweiligen Kraftwerke auf die bestehenden Leitungsüberlastungen (siehe auch § 3 Absatz 3 ResKV).

4. Netzreserve für das Jahr 2015/2016

Im Folgenden wird erläutert, wie hoch der Bedarf an Netzreserve für das Jahr 2015/2016 ist, die in der diesjährigen Systemanalyse ermittelt wurde. Außerdem wird erläutert, wie die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden soll (vgl. Abschnitt 4.2).

4.1. Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2015/2016

Im Folgenden werden die Eingangsgrößen beschrieben, die der Systemanalyse für 2015/2016 zugrunde gelegt werden.

4.1.1. Annahmen zur Netzlast

Die durch die Marktsimulation zu deckende Höchstlast beträgt für Deutschland 87,72 GW. Diese Last setzt sich aus der Nachfrage nach elektrischer Leistung durch Verbraucher sowie den Verlusten in den Verteiler- und Übertragungsnetzen zusammen. Die Verluste im deutschen Übertragungsnetz werden dabei von den Übertragungsnetzbetreibern pauschal mit einer Höhe von 1720 MW angesetzt.

4.1.2. Zugrunde gelegter Erzeugungspark

Den Reservebedarfsberechnungen für 2015/2016 liegt der in Tabelle 7 aufgeführte konventionelle Kraftwerkspark zugrunde.

Energieträger	Installierte Leistung Nord [MW]	Installierte Leistung Süd [MW]
Kernenergie	4,1	6,7
Braunkohle	20,7	0
Steinkohle	17,6	8,4
Erdgas	15,2	7,5
Öl	2,1	0,6
Sonstige	2,5	0,4
Mehrere Energieträger	0,6	1,3
Abfall	0,8	0,4
Pumpspeicher	3,9	2,4

Tabelle 7: Der Marktsimulation zugrunde gelegter konventioneller Erzeugungspark für 2015/2016 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Bei den Erneuerbaren Energien nehmen die Übertragungsnetzbetreiber eine Hochrechnung anhand der EEG-Mittelfristprognose vor. Die Annahmen hinsichtlich der Verteilung der Erneuerbaren Energien (Regionalisierung) wurde analog der Metho-

dik aus dem 2. Entwurf zum Netzentwicklungsplan Strom 2013 entwickelt²². Die Zuordnung der erneuerbaren Energien auf die Bundesländer wird in Tabelle 8 dargestellt.

Installierte Leistung [GW]	Wind (onshore)	Wind (offshore)	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Baden-Württemberg	1,0	0	5,5	0,74	1,18	0,05
Bayern	1,5	0	12,5	1,2	2,54	0,05
Berlin	0,0	0	0,2	0,03	0	0
Brandenburg	5,9	0	3,1	0,42	0	0,03
Bremen	0,2	0	0,1	0,007	0,02	0
Hamburg	0,1	0	0,1	0,04	0	0
Hessen	0,9	0	2,1	0,21	0,08	0,03
Mecklenburg-Vorpommern	2,3	0,34	1,2	0,41	0	0,01
Niedersachsen	8,5	1,54	4,4	1,11	0,05	0,04
Nordrhein-Westfalen	3,8	0	5,3	0,64	0,19	0,24
Rheinland-Pfalz	2,4	0	2,1	0,17	0,24	0,02
Saarland	0,2	0	0,4	0,02	0,01	0,01
Sachsen	1,3	0	1,7	0,27	0,1	0,01
Sachsen-Anhalt	4,4	0	1,7	0,37	0,03	0,02
Schleswig-Holstein	4,4	1,0	1,9	0,34	0	0,02
Thüringen	1,1	0	1,1	0,25	0,03	0,01
Summe	38,0	2,9	43,4	6,2	4,5	0,5

Tabelle 8: Installierte Leistung erneuerbare Energien 2015/2016 gemäß Hochrechnung der EEG-Mittelfristprognose 2013 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

4.1.3. Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

Neben dem bestehenden Kraftwerkspark wurden bei der Ermittlung der Netzreserve auch in angemessenem Umfang geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken zu berücksichtigen. Nach der in Kapitel 1.3.3 dargestellten Methodik ergeben sich Kraftwerksausfälle in eine Höhe von insgesamt 8300 MW. Die Ausfälle belaufen sich dabei auf 4500 MW in Norddeutschland und 3800 MW in Süddeutschland. Insgesamt handelt es sich somit um eine Nichtverfügbarkeit von ca. 9% relativ zur gesamten konventionellen Kraftwerksleistung.

²² <http://www.netzausbau.de/nep-ub2>

4.1.4. Ergebnisse der Marktsimulation

Wesentlich für den Kraftwerkseinsatz ist insbesondere die Einspeisung aus erneuerbaren Energien. In den von den Übertragungsnetzbetreibern identifizierten relevanten Netznutzungsfällen, die in die Abendstunden fallen, kann keine Einspeisung aus Photovoltaikanlagen angenommen werden. Die Windenergieeinspeisung beträgt im Starklast/Starkwind Netznutzungsfall 35,1 GW. Nach Durchlaufen der Marktsimulation ergeben sich unter Berücksichtigung der Eingangsparameter für die relevanten Netznutzungsfälle, die in Tabelle 9 dargestellten Ergebnisse.

	Starklast/Starkwind	Starklast/“Dunkelflaute“
Last	86000	86000
Summe konventionelle markt-basierte Erzeugung	57260	80410
Summe EE-Erzeugung	41660	6510
davon Windeinspeisung	35100	0
Summe Erzeugung (EE und konventionell)	98920	86920
Handelssaldo	11200	-800
Verluste im Übertragungsnetz	1720	1720
Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	8300	8300
davon Norddeutschland	4500	4500
davon Süddeutschland	3800	3800

Tabelle 9: Marktsimulationsergebnisse (in MW) für die relevanten Netznutzungsfälle für 2015/2016 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Ein- und Ausfuhren elektrischer Energie ergeben sich an den einzelnen Grenzen wie in Abbildung 18 dargestellt.

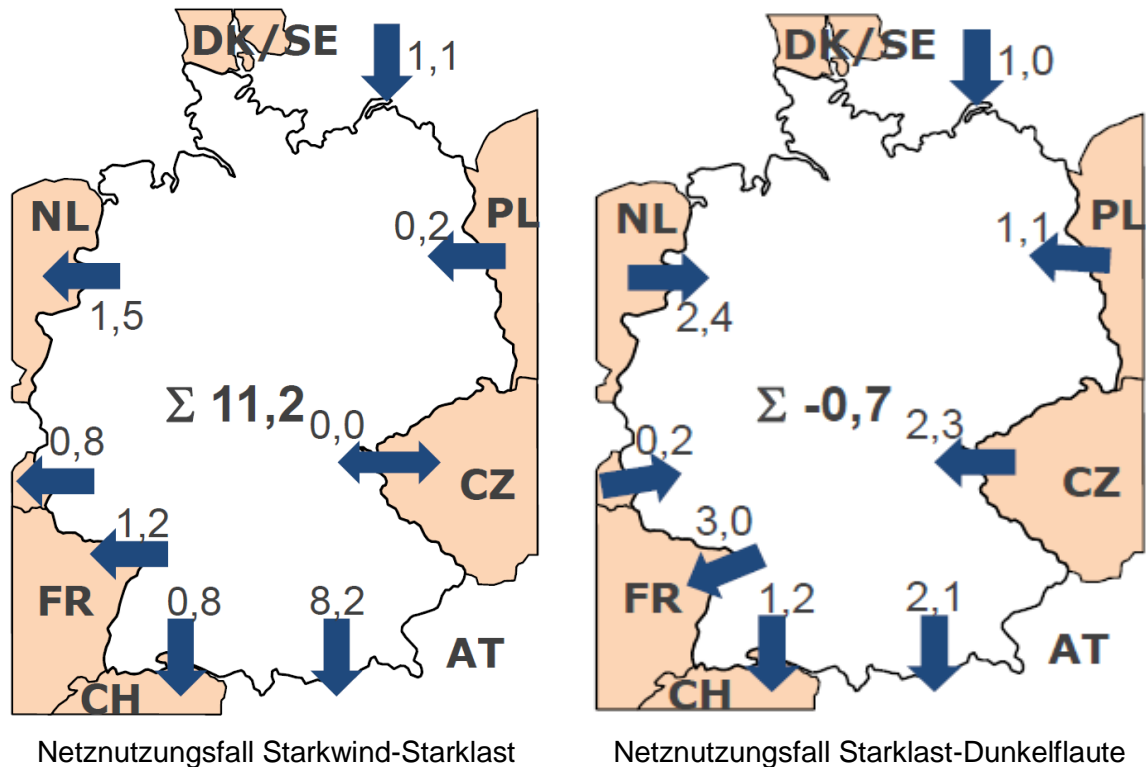


Abbildung 18: Ein- und Ausfuhren elektrischer Energie in den für 2015/2016 relevanten Netznutzungsfällen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)²³

4.1.5. Abschaltung des KKW Grafenrheinfeld

Auf Basis des deutschen Atomgesetzes (§ 7 Abs. 1a Nr. 2 AtG) ist der Betrieb des Kernkraftwerks (KKW) Grafenrheinfeld spätestens zum 31. Dezember 2015 einzustellen. Am 28. März 2014 ging eine Stilllegungsanzeige bei der Bundesnetzagentur und TenneT ein, in der E.ON angekündigt hat, das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld zum 31. Mai 2015 endgültig stillzulegen.

Die vorliegende Systemanalyse berücksichtigt die Auswirkungen dieser Abschaltung: So wurde in der Systemanalyse für 2015/2016 angenommen, dass das Kernkraftwerk Grafenrheinfeld im gesamten Jahr 2015/2016 nicht in Betrieb ist. Das Kernkraftwerk wurde nicht innerhalb der Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken berücksichtigt, sondern im Sinne einer vorsichtigen Abschätzung wurde angenommen, dass das Kraftwerk in 2015/2016 zusätzlich zu den berücksichtigten Kraftwerksnichtverfügbarkeiten (in Höhe von 8,1 GW) stillgelegt ist und daher weder am Markt eingesetzt wird noch für Redispatch zur Verfügung steht.

²³ Das rechnerisch korrekte Handelssaldo in der rechten Abbildung müsste minus 0,8 GW lauten.

4.1.6. NTC nach Österreich

Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, ist die Einführung einer Engpassbewirtschaftung an der deutsch-österreichischen Grenze in wenigen kritischen Stunden eine Möglichkeit zur Reduktion der Höhe der benötigten Netzreserve. Um zu ermitteln, wie sich die Höhe des Reservebedarfs durch eine Begrenzung der elektrischen Netztransferkapazität (Net Transfer Capacity) zu Österreich verändern könnte, wurde dieser Fall in den Netzberechnungen für das Jahr 2015/2016 zusätzlich gerechnet. Eine vergleichbare Berechnung wurde auch in den vorangegangenen Systemanalysen von 2013 für das Jahr 2015/2016 durchgeführt.

4.2. Berechnungsergebnisse der Systemanalyse 2015/2016

Aufgrund des angenommenen verzögerten Netzausbaus (vgl. Abbildung 19) und nicht ausreichender Netzkapazitäten treten Netzengpässe auf. Dies bedeutet, dass die im Norden erzeugte Leistung nicht vollständig durch Baden-Württemberg und Bayern ins angrenzende Ausland transportiert werden kann. Zusätzlich besteht durch die ungünstig verteilte konventionelle Einspeisung die Gefahr zu niedriger Spannungen aufgrund fehlender Blindleistungseinspeisung, insbesondere in Süddeutschland. Zu den regelmäßig hoch ausgelasteten oder vor Redispatch überlasteten Leitungen zählen insbesondere die südlichen Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen von 50Hertz und TenneT.

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 5,1 GW als auch auf die Leistung zusätzlicher Reservekraftwerke zurückgegriffen werden. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt 6,0 GW. Der Starklast-/Starkwindfall bestimmt die Höhe der zu beschaffenden Netzreserve, da der hier ermittelte Reservebedarf höher ausfällt, als in jedem anderen betrachteten Netznutzungsfall.

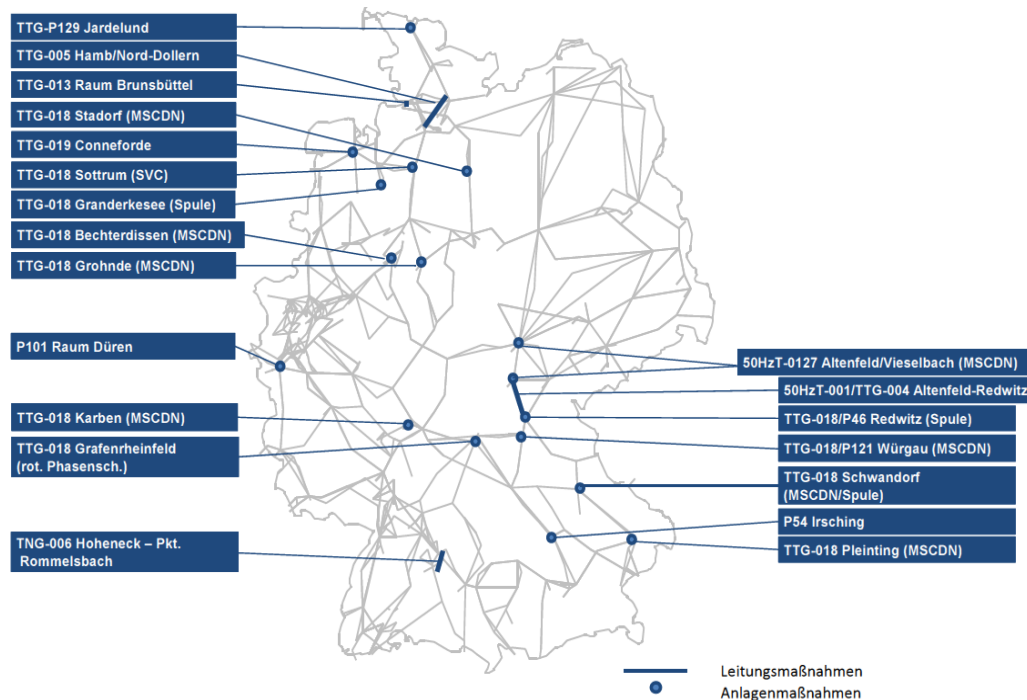


Abbildung 19: Übersicht angenommener Netzausbauverzögerungen 2015/2016
(Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

4.2.1. Reservebedarf 2015/2016

Die Bundesnetzagentur hat die Eingangsparameter und die von den Übertragungsnetzbetreibern angewendete Methodik und die Modellierungsergebnisse plausibilisiert. Hierbei hat die Bundesnetzagentur zunächst nachvollzogen, in wie weit die vorher abgestimmten Eingangsparameter in den Simulationen abgebildet wurden. Weiterhin hat die Bundesnetzagentur die Ergebnisse der Marktsimulation und die entsprechenden methodischen Schritte zur Ermittlung des Bedarfs an Netzreserve an Hand der übersandten Systemanalysen und Daten kritisch betrachtet. Es wurden entsprechende Unklarheiten und Rückfragen direkt mit den Übertragungsnetzbetreibern besprochen und soweit möglich ausgeräumt. Soweit Korrekturen an den Ergebnissen der Systemanalysen vorzunehmen waren, so wurden diese entsprechend auch in den nachfolgend dargestellten Ergebnissen umgesetzt.

Die Bundesnetzagentur bestätigt demnach die im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von **6,0 GW** für das Jahr 2015/2016.

Für das Jahr 2015/2016 wurde auf Basis dieser Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber hierbei explizit der Starklast-/Starkwindfall als der bedarfsdimensionierende Netznutzungsfall herausgearbeitet.

Fall	Starklast / Starkwind
Einsatz Netzreservekraftwerke in DE [GW]	2,6
Gesicherter Redispatchbedarf im südlichen Ausland [GW]	3,4
Summe [GW]	6,0

Tabelle 10: Ergebnisse der Analysen 2014/2015 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Der Starklast-/Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 86 GW. Ferner enthält dieses Szenario eine sehr große Exportleistung in Höhe von 11,2 GW und eine sehr hohe Einspeisung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dunkelheit in den Abendstunden keine Leistung aus PV-Anlagen eingespeist.

Der Starklast-/Starkwindfall führt aus folgenden Gründen zu einem besonders hohen Bedarf an Reserveleistung: Die hohe Windeinspeisung in Norddeutschland führt zu niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt. Dadurch speisen viele konventionelle Gas- und Kohlekraftwerke insbesondere in Süddeutschland und in den südlichen Nachbarländern Deutschlands aufgrund zu hoher Grenzkosten nicht ein um die eingespeiste Energie am Markt zu verkaufen. 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. Analog zeigen die Ergebnisse ebenfalls unzulässige Spannungen an bestimmten Knoten des Übertragungsnetzes. Diese unzulässigen, errechneten Betriebszustände ergeben den Bedarf an entsprechenden, umfangreichen Gegenmaßnahmen (vgl. Abbildung 20).

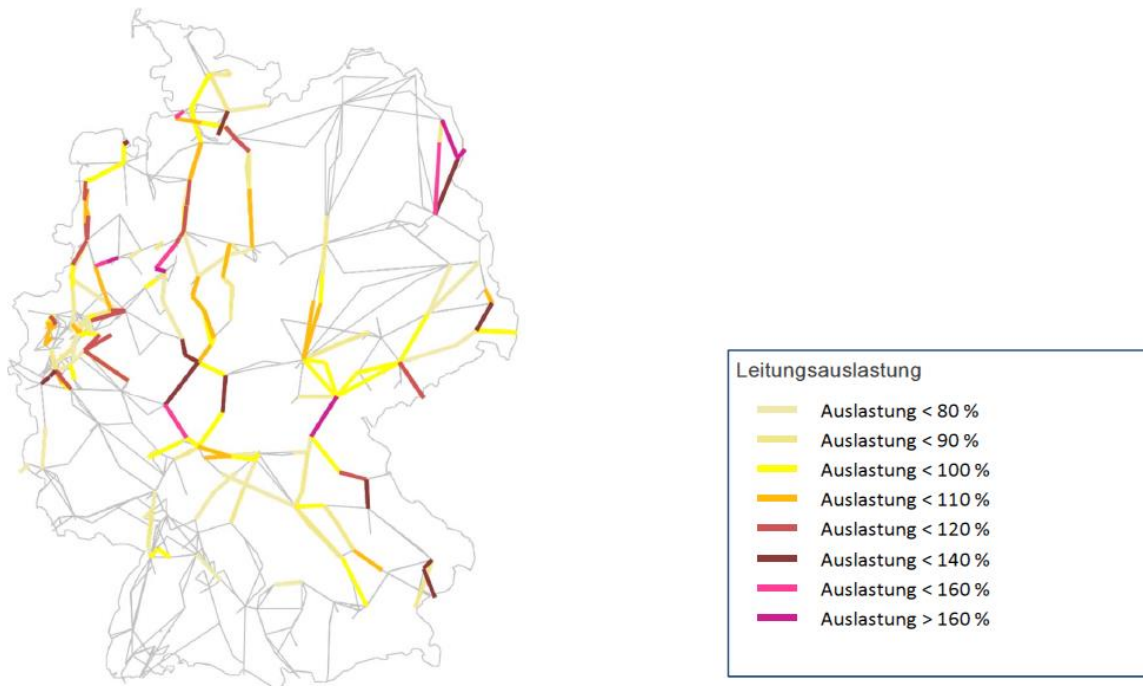


Abbildung 20: Leitungsauslastungen 2015/2016 vor Gegenmaßnahmen

Die umfangreichen Gegenmaßnahmen für den als bedarfsdimensionierend festgestellten Starklast-/Starkwindfall 2015/2016 bestehen aus der Absenkung von Windenergieeinspeisung in Höhe von 0,6 GW und konventionellem Redispatch in Höhe von 5,1 GW. Jedoch treten nach Anwendung dieser Gegenmaßnahmen bei Transformatoren sowie weiteren verschiedenen Betriebsmitteln zwischen Übertragungs- und Verteilernetz immer noch teilweise erhebliche Grenzwertverletzungen auf.

Um diese Grenzwertverletzungen durch Überlastung von Leitungen und Unterspannungen an Netzknoten zu beseitigen, ist weiterer konventioneller Redispatch notwendig. Es zeigt sich jedoch in den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber, dass es nicht möglich wäre, mit dem zur Verfügung stehenden und am Markt agierenden Kraftwerkspark sämtliche Überlastungen zu beseitigen.

Aus diesem Grund wird ein Einsatz von Reservekraftwerken notwendig. Nach dem zusätzlichen Einsatz von Reservekraftwerken in einem Umfang von rund 6,0 GW und dem so ermöglichten Redispatch von insgesamt 11,7 GW Erzeugungsleistung ist es möglich, die verbleibenden Grenzwertverletzungen im (n-1)-Fall zu beseitigen und das Netz sicher zu betreiben. Da die marktbasierende Kraftwerksleistung in Süddeutschland zur Beherrschung der Situation nicht ausreicht, ist der Einsatz von gesichertem Redispatchpotential notwendig. Die hier netz- und marktbasierten ergriffenen Maßnahmen entspannen die zuvor aufgezeigte Ausgangssituation.

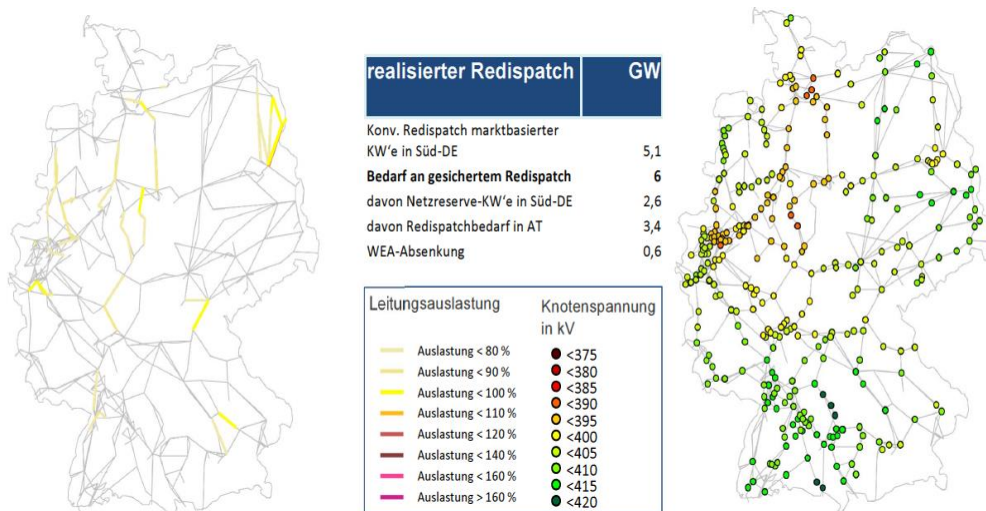


Abbildung 21: Leitungsauslastungen 2015/2016 nach Gegenmaßnahmen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Bundesnetzagentur stellt in der Überprüfung der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber einen Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve im Jahr 2015/2016 in Höhe von 6,0 GW fest. Dabei wird davon ausgegangen, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern benannten Netzverstärkungsmaßnahmen, insbesondere jene in Schwandorf und in Pleinting im Betrachtungszeitraum bereits realisiert sein werden. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass diese Maßnahmen sowie die bereits in der Systemanalyse vom 26. September 2013 für den vorliegend betrachteten Zeitraum 2015/2016 angenommenen Maßnahmen rechtzeitig realisiert sein werden. Andernfalls liegt es in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, rechtzeitig geeignete Maßnahmen zu ergreifen.

4.2.2. Bereits gebundene Kraftwerke 2015/2016

Der Bedarf an Netzreserve wird zunächst aus bereits gebundenen Kraftwerken, vgl. Tabelle 11) gedeckt. Für 2015/2016 sind davon die folgenden Kraftwerksleistungen erfasst.

Erzeugungsunternehmen	Kraftwerk	Leistung (MW)
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden	KMW 2	335
Eon Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
Eon Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415
Eon Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	200
Eon Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	200
Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	II GT	77
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	III GT(solo)	85
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	III DT	262
Reservekraftwerksleistung in AT	EVN	785
	<u>Summe</u>	<u>3225</u>

Tabelle 11: bereits gebundene Reservekraftwerke 2015/2016 (Quelle: Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste BNetzA)

Sämtliche in Tabelle 11 genannten Kapazitäten stehen entweder vertraglich gesichert bis 2016 oder auf Grundlage der gesetzlichen Regelungen zur Verfügung. Kraftwerke, die nach Aussagen der Betreiber im Erzeugungsmonitoring der Bundesnetzagentur bis zum Winter 2015/2016 stillgelegt werden sollen, werden als Bestandteil der Reserve angenommen, soweit keine rechtlichen oder technischen Hinderungsgründe dem entgegenstehen. Sollten die prognostizierten Stilllegungen nicht erfolgen, stehen die Anlagen dem Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des üblichen Redispatches zur Verfügung. Der Reservebedarf verringert sich dementsprechend. Dem können die im Interessensbekundungsverfahren (IBV) Januar 2014 bereits in Vertragsverhandlungen befindlichen weiteren ausländischen Kraftwerke mit einer Leistung von 1234 MW hinzuaddiert werden.

4.2.3. Noch zu kontrahierende Kraftwerke 2015/2016

Der ausgewiesene Reservebedarf von 6,0 GW wird durch bereits gebundene Kraftwerke in Höhe von 3225 MW und die aktuell in Vertragsverhandlungen befindlichen Kraftwerke mit einer Leistung von 1234 MW aus dem Interessensbekundungsverfahren im Januar 2014 sowie durch in dem sich im Mai 2014 anschließenden Interessensbekundungsverfahren über die verbleibenden 1439 MW gedeckt. Ferner wird in der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber zukünftig unterstellt, dass weitere 102 MW an Erzeugungsleistung in den Reservekraftwerksbestand potentiell aufgenommen werden. Hierbei handelt es sich um konkrete Kraft-

werksblöcke, bezüglich derer eine Stilllegung zu erwarten ist. Die Blöcke sind der Bundesnetzagentur im Einzelnen bekannt, können für die Zwecke dieses Berichts auf Grund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen hier aber nicht explizit benannt werden.

Hinsichtlich des noch nicht vertraglich gesicherten Bedarfs von 1439 MW veröffentlicht der jeweils betroffene Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 4 ResKV für seine Regelzone unverzüglich die konkreten Anforderungen an die erforderlichen Anlagen einschließlich eventueller Anforderungen an den Standort und die technischen Parameter.

Gemäß § 4 Abs. 2 ResKV besteht bis zum 15. Mai 2014 sodann die Möglichkeit Interessenbekundungen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern abzugeben, wozu die Bundesnetzagentur nachdrücklich auffordert. Die sich an die Interessenbekundung anschließenden Verhandlungen mit den Kraftwerksbetreibern werden von den Übertragungsnetzbetreibern geführt. Der Abschluss der entsprechenden Verträge erfolgt nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur bis zum 15. Juli 2014.

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

4.2.4. Unterschiede zwischen den Systemanalysen für 2015/2016 vom September 2013 und April 2014

Die Ergebnisse der vorliegenden Reservebedarfsfeststellung für 2015/2016 unterscheiden sich von den Ergebnissen, die im September 2013 in der Reservebedarfsfeststellung für 2015/2016 bestätigt wurden: In der Systemanalyse vom September 2013 war ein Reservebedarf von 4800 MW für 2015/2016 festgestellt worden, in der diesjährigen Systemanalyse ein Reservebedarf von 6000 MW. Der Hauptgrund für diese Abweichung ist eine Erhöhung des Sicherheitsniveaus: In diesem Jahr wurde die auch im letzten Jahr verwendete Jahreslaufbetrachtung erweitert um eine *synthetische Woche* (vgl. Kapitel III 1.3.7). In dieser synthetischen Woche wurden Netznutzungsfälle erzeugt, die verschiedene Extremwetterbedingungen miteinander

kombinieren: So enthält die synthetische Woche eine **Extremlast-Dunkelflaute-Situation**, die geprägt ist von zeitgleichen Höchstlasten in ganz Europa, wie sie in einer extremen Kälteperiode auftreten würden, bei gleichzeitig fehlender Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen. Außerdem enthält die Situation eine **Extremlast-Starkwind-Situation**, bei der zeitgleiche Höchstlasten in ganz Europa zusammen kommen mit einer sehr hohen Einspeisung aus Windenergieanlagen in Höhe des in den letzten drei Jahren gemessenen Höchstwerts. Diese Woche soll die Situation im Februar 2012 nachbilden. Sie deckt gleichzeitig aber ein erheblich höheres Risiko ab, da es damals weder zu zeitgleichen Höchstlasten, noch zu einer Windenergieeinspeisung in dieser Höhe gekommen ist.

Es handelt sich daher bei den Netznutzungsfällen aus der synthetischen Woche um künstlich konstruierte Extremsituationen, die so in der Realität bisher nicht aufgetreten sind, also bisher rein theoretische Risiken berücksichtigen, die auf Basis der bisherigen Methodik nicht berücksichtigt werden konnten. Die bisherige Methodik beruhte auf einem historischen Wetterjahr, sodass nur Wettersituationen untersucht wurden, die so in der Realität bisher aufgetreten sind.

Insgesamt ergibt sich durch die zusätzliche Betrachtung der synthetischen Woche ein noch höheres Sicherheitsniveau als in der Systemanalyse von 2013, da mit den zu kontrahierenden Reservekraftwerken nun auch noch das extrem unwahrscheinliche gleichzeitige Auftreten sehr extremer Wettersituationen und Höchstlasten in ganz Europa abgesichert werden kann.

4.2.5. **Kein Neubaubedarf**

In der Systemanalyse für 2015/2016 kommen die Übertragungsnetzbetreiber zu dem Schluss, dass kein Bedarf an Neuanlagen für die Netzreserve besteht.

Diese Einschätzung deckt sich mit den bisherigen Erfahrungen der Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur: Im vergangenen Interessensbekundungsverfahren (IBV) zur Kontrahierung von Kraftwerksleistung wurden insgesamt 5798 MW an Reserveleistung für 2015/2016 angeboten. Von diesen werden Vertragsverhandlungen über 1234 MW für 2015/2016 geführt. Unter den restlichen 4564 MW sind nach der Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber ausreichend geeignete Kraftwerke, um die verbleibenden 1439 MW zu decken. Über diesen Bedarf wird im Mai 2014 ein neues Interessensbekundungsverfahren stattfinden.

5. Netzreserve für das Jahr 2017/2018

Im Folgenden wird erläutert, wie hoch die Netzreserve ist, die für das Jahr 2017/2018 in der diesjährigen Systemanalyse ermittelt wurde. Außerdem wird erläutert, durch welche Maßnahmen die ermittelte Netzreserve abgedeckt werden soll (vgl. Abschnitt III 5.2).

5.1. Eingangsgrößen der Systemanalyse für 2017/2018

In den folgenden Abschnitten werden die Eingangsgrößen beschrieben, die in der Systemanalyse für 2017/2018 verwendet werden.

5.1.1. Annahmen zur Netzlast

Die durch die Marktsimulation zu deckende Höchstlast beträgt für Deutschland 87,72 GW. Diese Last setzt sich aus der Nachfrage nach elektrischer Leistung durch Verbraucher sowie den Verlusten in den Verteiler- und Übertragungsnetzen zusammen. Die Verluste im deutschen Übertragungsnetz werden dabei von den Übertragungsnetzbetreibern pauschal mit einer Höhe von 1720 MW angesetzt.

5.1.2. Zugrunde gelegter Erzeugungspark

Den Reservebedarfsberechnungen für 2017/2018 liegt der in Tabelle 12 aufgeführte konventionelle Kraftwerkspark zugrunde.

Energieträger	Installierte Leistung Nord [MW]	Installierte Leistung Süd [MW]
Kernenergie	4,1	5,4
Braunkohle	20,7	0,0
Steinkohle	17,8	8,2
Erdgas	16,3	6,4
Öl	2,1	0,4
Sonstige	2,6	0,4
Mehrere Energieträger	0,6	0,0
Abfall	0,8	0,4
Pumpspeicher	3,8	2,4

Tabelle 12: Der Marktsimulation zugrunde gelegter konventioneller Erzeugungspark für 2017/2018 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Bei den Erneuerbaren Energien nehmen die Übertragungsnetzbetreiber eine Hochrechnung anhand der EEG-Mittelfristprognose vor. Die Annahmen hinsichtlich der Verteilung der Erneuerbaren Energien (Regionalisierung) wurde analog der Metho-

dik aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2014 entwickelt. Die Zuordnung der erneuerbaren Energien auf die Bundesländer wird in Tabelle 13 dargestellt.

Installierte Leistung [GW]	Wind onshore	Wind offshore	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Sonstige
Baden-Württemberg	1,22	0,0	6,13	0,8	1,18	0,05
Bayern	1,98	0,0	13,66	1,3	2,54	0,05
Berlin	0	0,0	0,2	0	0	0
Brandenburg	6,23	0,0	3,44	0,4	0	0,03
Bremen	0,18	0,0	0,11	0	0,02	0
Hamburg	0,07	0,0	0,14	0	0	0
Hessen	1,03	0,0	2,42	0,2	0,08	0,03
Mecklenburg-Vorpommern	2,5	0,7	1,3	0,4	0	0,01
Niedersachsen	9,15	3,1	4,98	1,2	0,05	0,04
Nordrhein-Westfalen	4,15	0,0	6,02	0,7	0,19	0,24
Rheinland-Pfalz	2,56	0,0	2,35	0,2	0,24	0,02
Saarland	0,21	0,0	0,5	0	0,01	0,01
Sachsen	1,47	0,0	1,96	0,3	0,1	0,01
Sachsen-Anhalt	4,68	0,0	1,88	0,4	0,03	0,02
Schleswig-Holstein	4,92	1,6	2,13	0,4	0	0,02
Thüringen	1,25	0,0	1,26	0,3	0,03	0,01
Summe	41,6	5,4	48,5	6,6	4,5	0,5

Tabelle 13: Installierte Leistung erneuerbare Energien 2017/2018 gemäß Hochrechnung der EEG-Mittelfristprognose 2013 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

5.1.3. Geplante und ungeplante Kraftwerksnichtverfügbarkeiten

Neben dem bestehenden Kraftwerkspark wurden bei der Ermittlung der Netzreserve auch in angemessenem Umfang geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken zu berücksichtigen. Nach der in Kapitel III 1.3.3 dargestellten Methodik ergeben sich Kraftwerksausfälle in eine Höhe von insgesamt 8100 MW. Die Ausfälle belaufen sich dabei auf 4300 MW in Norddeutschland und 3800 MW in Süddeutschland. Insgesamt handelt es sich analog zu den Berechnungen für 2015/2016 somit um eine Nichtverfügbarkeit von ca. 9% relativ zur gesamten konventionellen Kraftwerksleistung.

5.1.4. Ergebnisse der Marktsimulation

Wesentlich für den Kraftwerkseinsatz ist insbesondere die Einspeisung aus erneuerbaren Energien. In den von den Übertragungsnetzbetreibern identifizierten rele-

vanten Netznutzungsfällen, die in die Abendstunden fallen, kann keine Einspeisung aus Photovoltaikanlagen gemessen werden. Die Windenergieeinspeisung beträgt im Starklast/Starkwind Netznutzungsfall 40,3 GW. Nach durchlaufen der Marktsimulation ergeben sich unter Berücksichtigung der Eingangsparameter für die relevanten Netznutzungsfälle, die in Tabelle 14 dargestellten Ergebnisse.

	Starklast-Starkwind	Starklast-“Dunkelflaute“
Last	86000	86000
Summe konventionelle markt-basierte Erzeugung	54340	78530
Summe EE-Erzeugung	47080	6890
davon Windeinspeisung	40300	0
Summe Erzeugung (EE und konventionell)	101420	85420
Handelssaldo	13700	-2300
Verluste im Übertragungsnetz	1720	1720
Kraftwerksnichtverfügbarkeiten	8100	8100
davon Norddeutschland	4300	4300
davon Süddeutschland	3800	3800

Tabelle 14: Marktsimulationsergebnisse (in MW) für die relevanten Netznutzungsfälle für 2017/2018 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Die Ein- und Ausfuhren elektrischer Energie ergeben sich an den einzelnen Grenzen wie in Abbildung 22 dargestellt.

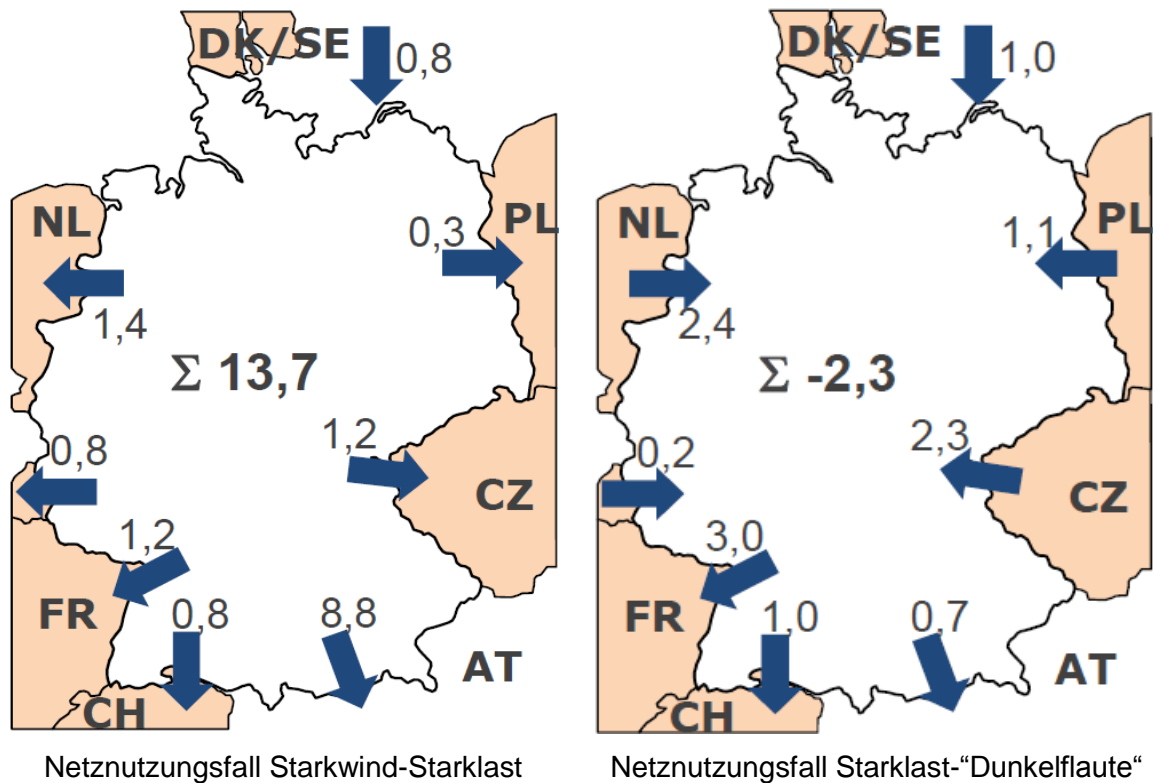


Abbildung 22: Ein- und Ausfuhren elektrischer Energie in den für 2017/2018 relevanten Netznutzungsfällen (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

5.2. Berechnungsergebnisse der Systemanalyse 2017/2018

Aufgrund des angenommenen verzögerten Netzausbaus (vgl. Abbildung 23) und nicht ausreichender Netzkapazitäten treten Netzengpässe auf. Dies bedeutet, dass die im Norden erzeugte Leistung nicht vollständig durch Baden-Württemberg und Bayern ins angrenzende Ausland transportiert werden kann. Zusätzlich besteht durch die ungünstig verteilte konventionelle Einspeisung die Gefahr zu niedriger Spannungen aufgrund fehlender Blindleistungseinspeisung, insbesondere in Süddeutschland. Zu den regelmäßig hoch ausgelasteten oder vor Redispatch überlasteten Leitungen zählen insbesondere die südlichen Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen von 50Hertz und TenneT.

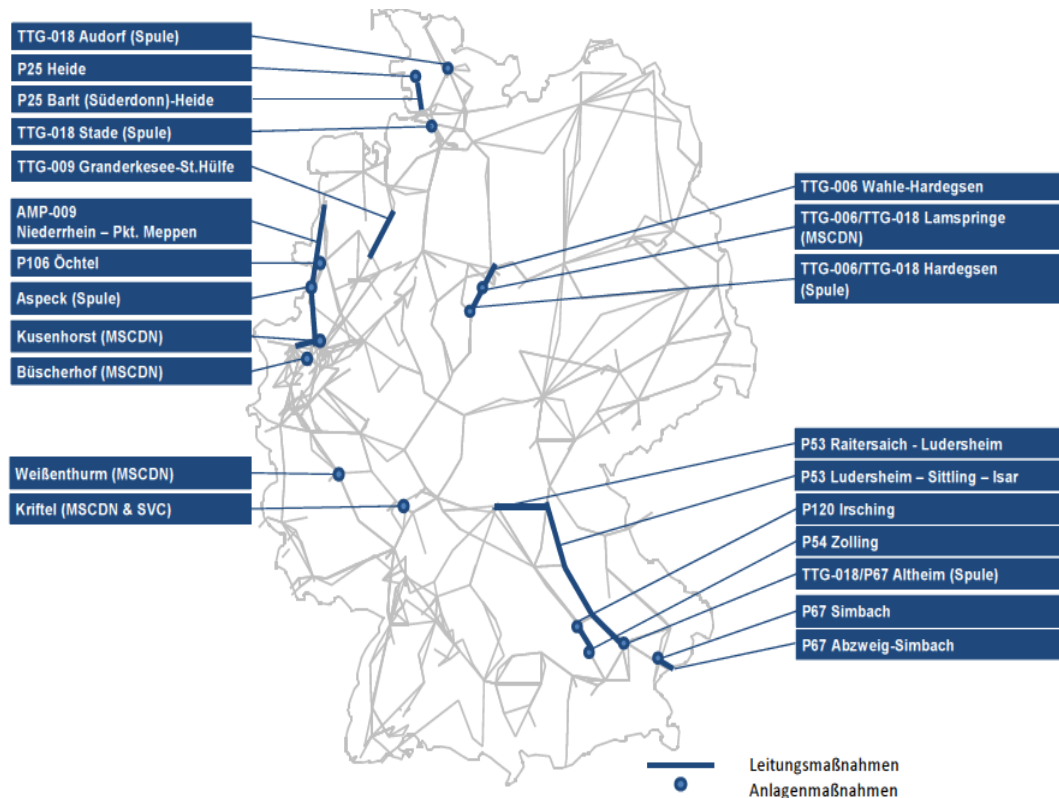


Abbildung 23: Übersicht angenommener Netzausbauverzögerungen 2017/2018 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

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 5,5 GW als auch auf die Leistung zusätzlicher Reservekraftwerke zurückgegriffen werden. Die zusätzlich notwendige Leistung, die durch Kraftwerke aus der Netzreserve bereitgestellt werden muss, beträgt zusätzliche 7,0 GW. Der Starklast-/Starkwindfall bestimmt die Höhe der zu beschaffenden Netzreserve, da der hier ermittelte Reservebedarf höher ausfällt, als in jedem anderen betrachteten Netznutzungsfall.

5.2.1. Reservebedarf 2017/2018

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

den entsprechende Unklarheiten und Rückfragen direkt mit den Übertragungsnetzbetreibern besprochen und soweit möglich ausgeräumt. Soweit Korrekturen an den Ergebnissen der Systemanalysen vorzunehmen waren, so wurden diese entsprechend auch in den nachfolgend dargestellten Ergebnissen umgesetzt.

Die Bundesnetzagentur bestätigt demnach die im Rahmen der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber ermittelten Bedarf an Reservekraftwerken in Höhe von **7,0 GW** für das Jahr 2017/2018.

Für das Jahr 2017/2018 wurde auf Basis dieser Berechnungen und Analysen der Übertragungsnetzbetreiber hierbei explizit der Starklast-/Starkwindfall als der bedarfsdimensionierende Netznutzungsfall herausgearbeitet.

Fall	Starklast / Starkwind
Einsatz Netzreservekraftwerke in DE [GW]	3,9
Gesicherter Redispatchbedarf im südlichen Ausland [GW]	3,1
Summe [GW]	7,0

Tabelle 15: Ergebnisse der Analysen 2017/2018 (Quelle: Übertragungsnetzbetreiber)

Der Starklast- /Starkwindfall ist gekennzeichnet durch eine sehr hohe nationale Nachfrage nach Leistung in Höhe von 86 GW. Ferner enthält dieses Szenario eine sehr große Exportleistung in Höhe von 13,7 GW und eine sehr hohe Einspeisung von Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen, die sich überwiegend im Norden Deutschlands befinden. Gleichzeitig wird aufgrund der Dunkelheit in den Abendstunden keine Leistung aus PV-Anlagen eingespeist.

Der Starklast-/Starkwindfall führt aus folgenden Gründen zu einem besonders hohen Bedarf an Reserveleistung: Die hohe Windeinspeisung in Norddeutschland führt zu niedrigen Strompreisen am Großhandelsmarkt. Dadurch speisen viele konventionelle Gas- und Kohlekraftwerke insbesondere in Süddeutschland und in den südlichen Nachbarländern Deutschlands aufgrund zu hoher Grenzkosten nicht ein um die eingespeiste Energie am Markt zu verkaufen. 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. Analog zeigen die Ergebnisse ebenfalls unzulässige Spannungen an bestimmten Knoten des Übertragungsnetzes. Diese unzulässigen, errechneten Betriebszustän-

de ergeben den Bedarf an entsprechenden, umfangreichen Gegenmaßnahmen (vgl. Abbildung 24).

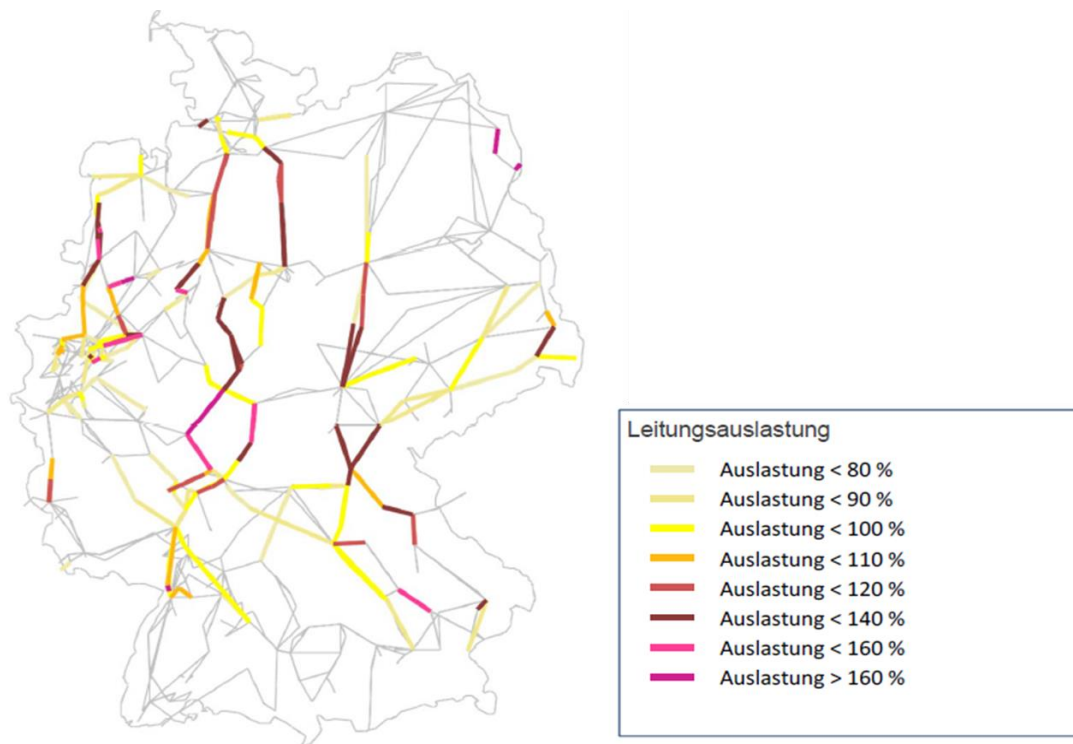


Abbildung 24: Leitungsauslastungen 2017/2018 vor Gegenmaßnahmen

Die umfangreichen Gegenmaßnahmen für den als bedarfsdimensionierend festgestellten Starklast-/Starkwindfalles 2017/2018 bestehen aus der Absenkung von Windenergieeinspeisung in Höhe von 1,2 GW und konventionellem Redispatch in Höhe von 5,5 GW. Jedoch treten nach Anwendung dieser Gegenmaßnahmen bei Transformatoren sowie weiteren verschiedenen Betriebsmitteln zwischen Übertragungs- und Verteilernetz immer noch teilweise erhebliche Grenzwertverletzungen auf.

Um diese Grenzwertverletzungen durch Überlastung von Leitungen und Unterspannungen an Netzknoten zu beseitigen, ist weiterer konventioneller Redispatch notwendig. Es zeigt sich jedoch in den Berechnungen der Übertragungsnetzbetreiber, dass es nicht möglich wäre, mit dem zur Verfügung stehenden und am Markt agierenden Kraftwerkspark sämtliche Überlastungen zu beseitigen.

Aus diesem Grund wird ein Einsatz von Reservekraftwerken notwendig. Nach dem zusätzlichen Einsatz von Reservekraftwerken in einem Umfang von 7,0 GW und dem so ermöglichten Redispatch von insgesamt 13,7 GW Erzeugungsleistung gelingt es, die verbleibenden Grenzwertverletzungen im (n-1)-Fall zu beseitigen und

das Netz sicher zu betreiben. Da die marktbasierte Kraftwerksleistung in Süddeutschland zur Beherrschung der Situation nicht ausreicht, ist der Einsatz von gesichertem Redispatchpotential notwendig. Die hier netz- und marktbasierten ergriffenen Maßnahmen, entspannen die zuvor aufgezeigte Ausgangssituation.

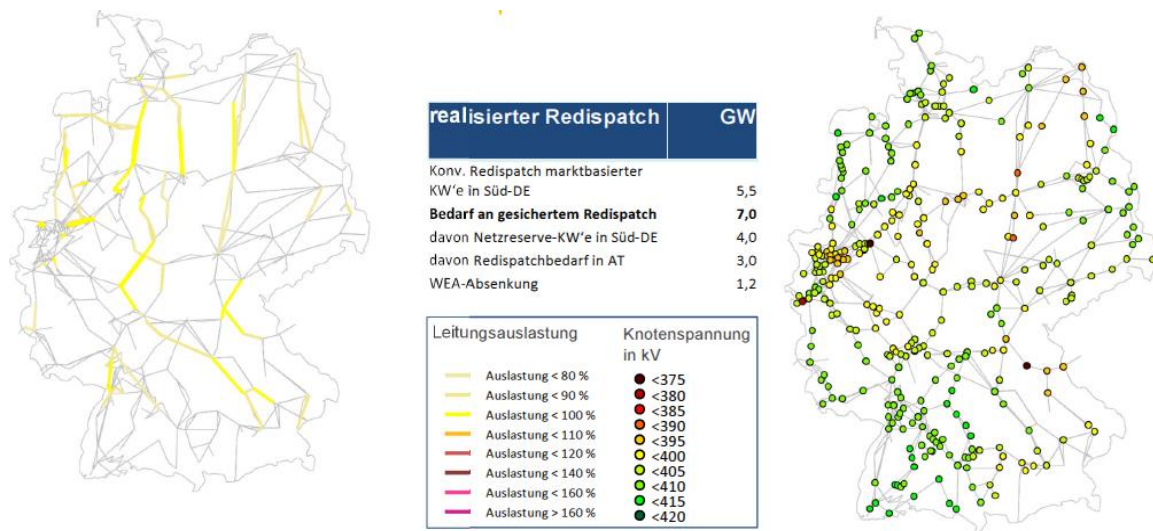


Abbildung 25: Leitungsauslastungen 2017/2018 nach Gegenmaßnahmen

Die Bundesnetzagentur stellt in der Überprüfung der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber einen Bedarf an Erzeugungskapazität für die Netzreserve im Jahr 2017/2018 in Höhe von 7,0 GW fest. Dabei wird davon ausgegangen, dass die von den Übertragungsnetzbetreibern benannten Netzverstärkungsmaßnahmen, insbesondere die geplante Umstellung des 220-kV-Stromkreises bei Irsching – Zolling – Ottenhofen auf einen 380-kV-Stromkreis sowie die Errichtung eines 380/110-kV-Transformators bei Irsching im Betrachtungszeitraum bereits realisiert sein werden. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass diese Maßnahmen rechtzeitig realisiert sein werden. Andernfalls liegt es in der Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber, in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur, rechtzeitig geeignete Maßnahmen zu ergreifen.

5.2.2. Bereits gebundene Kraftwerke 2017/2018

Der Bedarf an Netzreserve wird zunächst aus bereits gebundenen Kraftwerken, vgl. Tabelle 16) zum Teil gedeckt. Für 2017/2018 sind davon die folgenden Kraftwerksleistungen erfasst.

Erzeugungsunternehmen	Kraftwerk	Leistung (MW)
Kraftwerke Mainz-Wiesbaden	KMW 2	335
Eon Kraftwerke GmbH	Staudinger 4	622
Eon Kraftwerke GmbH	Irsching 3	415
Eon Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 3	50
Eon Kraftwerke GmbH	Ingolstadt 4	0
Kraftwerk Walheim	WAL 1	96
Kraftwerk Walheim	WAL 2	148
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	II GT	77
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	III GT(solo)	85
Dampfkraftwerk Marbach am Neckar	III DT	262
EnBW	HLB 6	110
EnBW	HLB 5	110
	Summe	2310

Tabelle 16: bereits gebundene Reservekraftwerke 2017/2018 (Quelle: Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste Bundesnetzagentur)

Sämtliche in Tabelle 16 genannten Kapazitäten stehen entweder vertraglich gesichert bis in 2018 hinein oder auf Grundlage der gesetzlichen Regelungen zur Verfügung. Kraftwerke, die nach Aussagen der Betreiber im Erzeugungsmonitoring der Bundesnetzagentur bis zum Winter 2017/2018 stillgelegt werden sollen, werden als Bestandteil der Reserve angenommen, soweit keine rechtlichen oder technischen Hinderungsgründe dem entgegenstehen.

Sollten die prognostizierten Stilllegungen nicht erfolgen, stehen die Anlagen dem Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des üblichen Redispatchs zur Verfügung. Der Reservebedarf verringert sich dementsprechend.

Der für die Bindung inländischer Kraftwerke maßgebliche § 13a EnWG sowie die Reservekraftwerksverordnung werden mit Ablauf des 31. Dezember 2017 außer Kraft treten. Insofern wird zu klären sein, ob über diesen Zeitpunkt hinaus erfolgte Ausweisungen von Systemrelevanz gültig bleiben. Für die Zwecke der vorliegenden Analyse soll von dieser Rechtsauffassung ausgegangen werden. Im Hinblick auf die damit verbundenen verfassungsrechtlichen Fragen wäre eine gesetzliche Klarstellung dieser Rechtsauffassung hilfreich.

5.2.3. Noch zu kontrahierende Kraftwerke 2017/2018

Der ausgewiesene Bedarf Reservekraftwerken von rund 7,0 GW wird durch die bereits gebundenen Kraftwerke für das Jahr 2017/2018 mit einer Reservekraftwerksleistung von 2310 MW zu Teilen gedeckt. Ferner wird in der Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber zukünftig unterstellt, dass weitere 1614 MW an Erzeugungsleistung in den Reservekraftwerksbestand potentiell aufgenommen werden. Hierbei handelt es sich um konkrete Kraftwerksblöcke, bezüglich derer eine Stilllegung zu erwarten ist. Die Blöcke sind der Bundesnetzagentur im Einzelnen bekannt, können für die Zwecke dieses Berichts auf Grund von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen hier aber nicht explizit benannt werden.

Demnach sind 3076 MW in einem Interessenbekundungsverfahren zu kontrahieren. Diese Zahl mag zunächst hoch erscheinen. Die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur gehen jedoch fest davon aus, auch diese Reservebedarfsmenge kontrahieren zu können. Dies beruht zum einen auf dem Umstand, dass nichts dafür spricht, dass die bisherigen Reserve-Anbieter sich die damit verbundenen Einnahmen künftig entgehen lassen werden. Zum anderen dürfte sich das Angebot an Reservekraftwerken künftig noch erhöhen, da die wirtschaftliche Situation der Kraftwerke auch im angrenzenden Ausland nicht einfacher wird. Gerade in den für den Bedarf maßgeblichen windstarken Zeiten sind viele ausländische Kraftwerke „nicht im Geld“ und daher an einer Zusatzeinnahme stark interessiert.

Gleichwohl drängt es sich bei einer derartigen Reservehöhe auf, parallel zu der von der ResKV vorgeschriebenen Kontrahierung nach Maßnahmen zu suchen, die den Reservebedarf deutlich vermindern können. Ein Vorantreiben des Netzausbaus kann das bisher noch notwendige Redispatchvolumen hier deutlich reduzieren.

Vor allem aber drängt sich auf, die in den Marktmodellen angenommene beliebig hohe Exportierbarkeit von Strom nach Österreich an die physikalischen Realitäten und die ökonomische Vernunft anzupassen. Die Bundesnetzagentur wird zu dieser Frage zunächst den notwendigen Dialogprozess mit dem österreichischen Regulierer und den deutschen wie österreichischen Übertragungsnetzbetreibern aufnehmen.

Hinsichtlich des noch nicht vertraglich gesicherten Bedarfs von 3076 MW veröffentlicht der jeweils betroffene Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 4 ResKV für seine Regelzone unverzüglich die konkreten Anforderungen an die erforderlichen Anlagen einschließlich eventueller Anforderungen an den Standort und die technischen Parameter.

Gemäß § 4 Abs. 2 ResKV besteht bis zum 15. Mai 2014 sodann die Möglichkeit Interessenbekundungen gegenüber den Übertragungsnetzbetreibern abzugeben, wozu die Bundesnetzagentur nachdrücklich auffordert. Die sich an die Interessenbekundung anschließenden Verhandlungen mit den Kraftwerksbetreibern werden von den Übertragungsnetzbetreibern geführt. Der Abschluss der entsprechenden Verträge erfolgt nach Abstimmung mit der Bundesnetzagentur bis zum 15. Juli 2014.

Ähnlich wie in der Frage der Ausweisung systemrelevanter Kraftwerke und der Verpflichtung dieser Kraftwerke zum Weiterbetrieb gemäß EnWG stellt sich auch für die Kontrahierung von Reservekraftwerken nach ResKV die Frage, ob diese über das Außerkrafttreten der ResKV zum 31. Dezember 2017 hinaus möglich bleibt.

Diese Frage dürfte allerdings klar zu bejahen sein, denn auch ohne eine ResKV dürfte es zulässig (und im Hinblick auf die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber geboten) sein, freiwillige vertragliche Vereinbarungen mit Dritten zur Sicherstellung der notwendigen Maßnahmen zu schließen. Die daraus erwachsenden Kosten könnte die Bundesnetzagentur auch ohne eine ResKV als betriebsnotwendig anerkennen.

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

5.2.4. Notwendigkeit eines Kraftwerksneubaus

Auch für das Jahr 2017/2018 sehen die Übertragungsnetzbetreiber keinen Bedarf zum Neubau eines Reservekraftwerks. Die Bundesnetzagentur teilt diese Einschätzung.

IV. Handlungsempfehlungen

Nachdem im September 2013 außerordentliche Bedarfsermittlungen nach § 13 ResKV durchgeführt worden waren, kommt der Regelprozess der Bedarfsermittlung mit dem vorliegenden Bericht erstmalig zum Abschluss. Auf Grundlage der mit dem Prozess gemachten Erfahrungen sieht die Bundesnetzagentur zum heutigen Zeitpunkt die folgenden Handlungsbedarfe.

1. Ermittlung und Beschaffung der Netzreserve

Die Abstimmung der Eingangsparameter zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur ist ein essentieller Bestandteil und Grundvoraussetzung für eine bedarfsgerechte Ermittlung der Netzreserve. Das durchgeführte Verfahren zur Ermittlung der Netzreserve hat gezeigt, dass die einseitige Ausgestaltung einzelner Eingangsparameter durch die Übertragungsnetzbetreiber zu einem erhöhten nachträglichen Abstimmungsaufwand und zu unnötigen zusätzlichen Arbeitsschritten führt.

a) Die Bundesnetzagentur wird daher im Rahmen der durchzuführenden Abstimmung insoweit rechtzeitig vor dem maßgeblichen 1. Januar eines jeden Jahres einen schriftlichen Vorschlag der ÜNB einfordern, der sämtliche ergebnisrelevante Parameter sowie das zu wählende Berechnungsverfahren abschließend darstellt. Bezüglich der durchzuführenden Ermittlung der Netzreserve wird die BNetzA die ÜNB auffordern, bereits die Ergebnisse der Marktsimulation vorzustellen und die zugrundeliegenden Daten zu übergeben. Ein solcher Schritt sollte nach der Hälfte des vorgeschriebenen Zeitrahmens, also in der ersten Hälfte des Monats Februar eines jeden Jahres erfolgen. Erst nach eingehender Prüfung dieser Unterlagen einschließlich der Klärung etwaiger offener Fragen können die eigentlichen Netzberechnungen beginnen.

b) Die Höhe des Reservekraftwerksbedarfs ist neben vielen anderen Faktoren insbesondere vom Fortschritt des Netzausbaus abhängig. Nach dem Außerkrafttreten der ResKV zum 31. Dezember 2017 wird es insoweit auch darauf ankommen, dass bis dahin ein geeignetes Instrument geschaffen wird, das in den Folgejahren das Vorhandensein ausreichender Erzeugungsleistung sicherstellt. Insofern erscheint die von der Bundesnetzagentur aktiv unterstützte Diskussion über marktbasierte Kapazitätsmechanismen notwendig und geeignet, nach ihrem Abschluss die not-

wendige Planungssicherheit für Kraftwerksinvestitionen insbesondere auch in Süddeutschland zu gewährleisten. In Abhängigkeit davon und im Rahmen von in den nächsten Jahren insoweit durchzuführenden Bestandsaufnahmen und Prognosen ist es aus Sicht der Bundesnetzagentur nicht erstrebenswert, aber derzeit nicht auszuschließen, dass ein Instrument vergleichbar den Regelungen des § 13a EnWG und dessen Konkretisierungen durch eine Rechtsverordnung auch nach dem 31. Dezember 2017 benötigt wird. Im Rahmen einer entsprechenden Gesetz- und Verordnungsgebung könnten die folgenden Punkte erwogen werden:

- Das Verfahren zur Bestimmung der Eingangsparameter sollte transparenter und formalisierter gestaltet werden. Zu denken wäre an eine öffentliche Konsultation und eine förmliche Festlegung der wesentlichen Parameter.
- Der Austausch zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Bundesnetzagentur über Zwischenergebnisse, insbesondere die Marktsimulation, sollte, wie oben ausgeführt, institutionalisiert werden.
- Das gesamte Verfahren sollte deutlich gestreckt, aber nicht zwingend jedes Jahr wiederholt werden. Durch Flexibilisierungsoptionen können Änderungen der Eingangsparameter berücksichtigt werden.
- Sofern die Frage der Erforderlichkeit des Neubaus von Kraftwerken nicht gänzlich außerhalb einer Netzverordnung geregelt wird, kann über den Neubau von Reservekraftwerken naturgemäß erst **nach** Durchführung eines Interessenbekundungsverfahrens entschieden werden. Der gesetzliche Rahmen sollte diesem Umstand Rechnung tragen. Die heutige Regelung, sich vor der Durchführung des Interessenbekundungsverfahrens zum Thema Neubaubedarf äußern zu müssen, ist impraktikabel.
- Eine noch deutlichere Abgrenzung der Maßnahmen zur Kompensation des verzögerten Netzausbaus und der Maßnahmen zur Gewährleistung einer ausreichenden dargebotsunabhängigen Erzeugungskapazität ist anzustreben.

2. Neubau von Kraftwerken

Der mögliche Neubau von Kraftwerken zum Zwecke der Netzreserve und die beschränkte Anschlussverwendung nach § 9 Abs. 3 Nr. 1 ResKV ist bei gesamtwirtschaftlicher Betrachtung ineffizient. Es ist nicht sinnvoll, unter hohem Zeitdruck kleine ineffiziente und umweltbelastende Kraftwerke für sehr viel Geld neu zu errichten,

die nur über wenige Jahre und in dieser Zeit nur für wenige Stunden betrieben werden dürfen und die nach erfolgtem Netzausbau, obwohl weitgehend unbenutzt, wieder abgerissen werden müssen, weil für die sonstigen nach der ResKV erlaubten Verwendungen kein Bedarf besteht.

Daher sollten mögliche Neubauten im Zusammenhang mit der Schaffung von übergreifenden Mechanismen betrachtet werden. Insbesondere die längerfristigen Instrumente wie eine mögliche Weiterentwicklung der Regelenergie oder ein möglicher Kapazitätsmechanismus scheinen mit Blick auf die Schaffung von Anreizen zum Kraftwerksneubau besser geeignet. Bei richtiger Ausgestaltung könnte so neben einen Beitrag zur Stabilität des Stromnetzes zugleich ein Einsatz zur Stützung des Strommarkts erreicht werden.

3. Überprüfung von Handlungsspielräumen beim Umgang mit Exporten

Derzeit werden die Länder Deutschland und Österreich im Strommarkt als eine Gebotszone behandelt. Dies bedeutet, dass handelsseitig nicht mit einer nationalen, sondern mit einer deutsch-österreichischen Kupferplatte gerechnet wird, also Strom unbegrenzt von Deutschland nach Österreich gehandelt werden kann. In der Spitze haben sich so bereits Exporte von über 7.000 MW eingestellt.

In den Berechnungen der ÜNB zur Ermittlung des Reservebedarfs für 2017/2018 zeichnet sich ab, dass die in einzelnen Stunden auftretenden Exportspitzenwerte in Zukunft weiter ansteigen werden. Auf dieser Grundlage wird zu überprüfen sein, inwieweit ein sicherer Betrieb des Netzbereiches Deutschland/Österreich auch in Zukunft gewährleistet ist. Langfristig wird der voranschreitende grenzüberschreitende Netzausbau dafür sorgen, dass die Exportkapazitäten wieder ansteigen.

Es ist im Einklang mit nationalen und europäischen Rechtsvorschriften gute Praxis, auftretenden Engpässen mit einer möglichst effizienten Bewirtschaftung der Kuppelkapazitäten zu begegnen. In diesem Sinne hat der Europäische Diskurs einerseits koordiniertes Redispatch oder andererseits das sogenannte market coupling auf Basis von lastflussbasiert berechneten Kuppelkapazitäten als das anzustrebende Zielmodell entwickelt. Maßgeblich für die Umsetzung bzw. Vertiefung der Optionen ist insbesondere das europäische Verfahren zum Gebotszonenzuschnitt nach Maßgabe des bevorstehenden Netzkodex zur Kapazitätsberechnung und –vergabe (NC CACM) sowie die koordinierte Kapazitätsberechnung in Regionen. Soweit dieser Prozess im Ergebnis Anlass zu weiteren Schritten hinsichtlich der Bewirtschaftung der Kuppelkapazitäten zwischen Deutschland und Österreich gibt, wäre die

Umsetzung unter Einbindung von Netzbetreibern, Strombörsen, Netznutzern, Verbänden sowie Regulierern und Politik frühzeitig zu konzipieren.

4. Erweiterung des § 13a EnWG auf Verteilernetze

Das durch § 13a EnWG etablierte Stilllegungsverbotsregime hat primär die Situation im Blick, in der die Stilllegung einer Erzeugungseinheit zu einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des *Übertragungsnetzes* führt. Eine nicht unerhebliche Anzahl von zur Stilllegung angezeigten Erzeugungsanlagen hängt aber unmittelbar an den unterlagerten Anschluss-Verteilernetzen und nicht unmittelbar am Übertragungsnetz. In derartigen Fällen kann die Versorgungssicherheit und/oder Netzstabilität im Verteilernetz gefährdet sein, ohne dass im übergeordneten Übertragungsnetz eine derartige Gefährdungslage besteht.

Da nach dem Wortlaut des § 13a Abs. 1 EnWG eine Anzeigepflicht des Kraftwerksbetreibers ausschließlich *gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber* besteht und nach § 13a Abs. 2 EnWG im Falle einer zur endgültigen Stilllegung angezeigten Anlage auch nur eine *Systemrelevanz-Prüfung des Übertragungsnetzbetreibers für sein Netz* erfolgt, kann es zu Situationen kommen, in denen der Verteilernetzbetreiber nicht rechtzeitig informiert ist oder sich nicht in der gesetzlichen Pflicht sieht, wohingegen der Übertragungsnetzbetreiber als erster Adressat der Vorschrift sich nicht in der Verantwortung für das fremde Netz sieht und diese technisch auch nicht wahrnehmen kann.

Der Übertragungsnetzbetreiber ist bereits deswegen nicht in der Lage, die Systemrelevanz von Erzeugungsanlagen im nachgelagerten Netz technisch zu bewerten, weil er nicht über die maßgeblichen Daten verfügt. Bei Engpässen oder anderen Problemen für die Systemsicherheit im Verteilernetz ist der Übertragungsnetzbetreiber regelmäßig nicht in der Lage, Auswirkungen einer Kraftwerksstilllegung oder einer administrativ gesteuerten Kraftwerkseinspeisung zu beurteilen, da er keine weiteren technischen Informationen über das Verteilernetz besitzt. Die Frage, ob es überhaupt wünschenswert wäre, den Einfluss der Übertragungsnetzbetreiber auf die Verteilernetze zu erweitern, oder ob nicht eine stärkere Eigenverantwortung der Verteilernetzbetreiber anzustreben wäre, kann dabei offen bleiben.

In der Praxis lassen sich durch eine erweiternde Auslegung der einschlägigen Rechtsvorschriften bisher noch sachgerechte Ergebnisse erzielen.

Im Falle einer Gesetzesnovellierung böte sich jedoch eine Klarstellung dahingehend an, dass die Rechtspflicht des Kraftwerksbetreibers zur Anzeige der geplanten vorläufigen oder endgültigen Stilllegung seiner Erzeugungsanlage auch gegenüber dem Anschluss-Verteilernetzbetreiber sowie ggf. weiteren betroffenen Netzbetreibern gilt. Sodann müsste die bisher nur den Übertragungsnetzbetreiber treffende Pflicht zur Prüfung und Ausweisung der Systemrelevanz der Anlage für das Elektrizitätsversorgungssystem auch auf den Anschluss-Verteilernetzbetreiber erstreckt werden. Dabei sollten die Verantwortungsbereiche eindeutig dahingehend abgesteckt werden, dass jeder Netzbetreiber die Frage nach der Systemrelevanz im Hinblick auf *sein eigenes Netz* prüft und beantwortet. Schließlich müsste auch klar gestellt werden, dass der Anspruch des Kraftwerksbetreibers auf Auslagenersatz gegen den Verteilernetzbetreiber gerichtet ist.

V. Quellenverzeichnis

50Hertz/ Amprion/ TenneT/TransnetBW (2013): Netzentwicklungsplan 2013. Zweiter Entwurf; online im Internet: http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf [Zugriff am 15.04.2014]

50Hertz/ Amprion/ TenneT/ TransnetBW (2014): Systemanalyse der Übertragungsnetzbetreiber für 2014/2015, 2015/2016 und 2017/2018; online im Internet: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1432/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/berichte_fallanalysen-node.html [02.05.2014]

Bundesnetzagentur (2013a): Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2013/14 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse; online im Internet: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Bericht_20130916.pdf?__blob=publicationFile&v=1 [Zugriff am 16.04.2014]

Bundesnetzagentur (2013b): Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/16 und zugleich Bericht über die Ergebnisse der Prüfung der Systemanalyse; online im Internet: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_Winter_1516_final.pdf?__blob=publicationFile &v=1 [Zugriff am 15.04.2014]

ENTSO-E (2009): Continental Europe Operation Handbook. Policy 3 - Operational Security; online im Internet: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/> [Zugriff am 15.04.2014]

ENTSO-E (2013): Scenario Outlook & Adequacy Forecast; online im Internet: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/So_AF_2013-2030/130403_SOAF_2013-2030_final.pdf sowie <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2013-2030/> [Zugriff am 15.04.2014]

Netztransparenz (2013): EEG-Mittelfristprognose; online im Internet: <http://www.netztransparenz.de/de/Jahres-Mittelfristprognosen.htm> [Zugriff am 15.04.2014].

VDN (2007): Transmission Code 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber; online im Internet: <http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf> sowie http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007_anhaenge.pdf [Zugriff am 19.04.2014]

VI. Glossar

Betriebsmittel

Betriebsmittel sind technische Einrichtungen des Netzes wie z. B. Kabel und Leitungen, Transformatoren, Schalter, Kompensationsanlagen usw.

Blindleistung

Blindleistung entsteht durch den Auf- und Abbau elektrischer bzw. magnetischer Felder in Kondensatoren und Spulen sowie entlang von Wechselstromleitern, die wie Spulen und/oder Kondensatoren wirken. Der Auf- und Abbau der elektrischen und magnetischen Felder ist in Wechselstromnetzen betriebsnotwendig und unvermeidbar. Auf Blindleistung kann daher nicht verzichtet werden. Sie kann nicht in eine andere Leistung (mechanisch, thermisch usw.) umgewandelt werden. Blindleistung bildet zusammen mit der Wirkleistung die beiden Komponenten der Scheinleistung. Sie kann nicht über weitere Entfernungen transportiert werden. Zur Entlastung des Netzes muss Blindleistung an ihrer Quelle kompensiert werden. Zum sicheren Betrieb des Netzes muss immer ein ausreichendes Maß an Blindleistung an allen Punkten des Netzes vorliegen. → Spannungshaltung

Common-Mode-Ausfall

Common-Mode-Ausfälle bezeichnen Ausfälle mehrerer Betriebsmittel aus einem gemeinsamen Grund wie z. B. Mastumbrüche bei Freileitungsstromkreisen.

DACF

Day-Ahead Congestion Forecast. Lastflussrechnung der Übertragungsnetzbetreiber unter Einbeziehung der gemeldeten Börsenfahrpläne zur Identifikation kritischer Systemzustände am Folgetag.

Dargebotsunabhängige Kraftwerke

Dargebotsunabhängige Kraftwerke sind Kraftwerke, die nicht auf das Vorhandensein stochastisch verfügbarer Energieträger (wie z. B. Wind, Sonne oder - in eingeschränktem Maße - Wasser) angewiesen sind.

ENTSO-E

European Network of Transmission System Operators for Electricity. Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber nach Art. 5 (EG) 714/2009.

Erzeugungseinheit

Erzeugungseinheiten für elektrische Energie sind nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlagen eines Kraftwerks wie z. B. Kraftwerksblöcke oder der Maschinensatz eines Wasserkraftwerks.

Exceptional Contingencies

Exceptional Contingencies sind außergewöhnlicher Fehlerereignisse, bei denen sich die Auswirkungen nicht auf ein bestimmtes Betriebsmittel beschränken, sondern gleich mehrere Betriebsmittel erfassen. Dazu gehören Common-Mode-Ausfälle und Sammelschienenfehler. Der Eintritt dieser Fehler hat potenziell Auswirkungen über das vom Ausfall betroffene Übertragungsnetz hinaus und ist geeignet, die Stabilität des Verbundbetriebs zu gefährden. Exceptional Contingencies werden von den Übertragungsnetzbetreibern periodisch auf europäischer Ebene definiert und untereinander ausgetauscht.

Frequenzhaltung

Die Frequenzhaltung bezeichnet die Ausregelung von Ungleichgewichten zwischen Erzeugung und Verbrauch. Bei einem Leistungsüberschuss im Netz steigt die Frequenz über die Nennfrequenz, bei einem Leistungsmangel sinkt sie. Die Frequenzhaltung wird mit Hilfe der Primär- und Sekundärregelung sowie unter Nutzung der Minutenreserve sichergestellt.

Freischaltung

Freischaltung bezeichnet die Abschaltung einzelner Freileitungs- und Kabelstromkreise z. B. zu Wartungs- und Reparaturarbeiten.

Kaltreserve

Als Kaltreserve werden Kraftwerke bezeichnet, die sich in einem Konservierungszustand befinden und mit einer nicht genauer definierten Vorlaufzeit wieder betriebsbereit gemacht werden können.

Kraftwerksfahrplan

Der Kraftwerksfahrplan ist der sich aus den Marktergebnissen einstellende Einsatz der Erzeugungseinheiten. Der Kraftwerksfahrplan ist von den Händlern und Erzeugern den Übertragungsnetzbetreibern zu melden.

Kuppelleitung

Eine Kuppelleitung ist ein Stromkreis zwischen den Netzen zweier Übertragungsnetzbetreiber (national als auch international).

Last

Last ist die in Anspruch genommene elektrische Leistung, d. h. die Nachfrage, die die Erzeuger decken und das Netz transportieren muss.

Merit Order

Als Merit Order bezeichnet man die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Diese wird durch die variablen Kosten der Stromerzeugung bestimmt.

Mindestleistung

Mindestleistung ist die kleinste Leistung, die von einer Erzeugungseinheit (aus anlagenspezifischen oder betriebsmittelbedingten Gründen) dauerhaft abgegeben werden kann.

Minutenreserve

Die Minutenreserve kann zur Unterstützung der Sekundärregelung vom Übertragungsnetzbetreiber aktiviert werden. Sie muss innerhalb von 15 Minuten durch Erhöhung (positive Minutenreserve) oder Absenkung (negative Minutenreserve) der Einspeisung erbracht werden.

(n–1)-Kriterium

Das (n–1)-Kriterium in der Systembetriebsplanung besagt, dass ein Netz auch bei störungsbedingten Ausfällen oder Abschaltungen eines Betriebsmittels wie Freileitungs-, Kabelstromkreisen und Netztransformatoren bei prognostizierten maximalen Übertragungs- und Versorgungsaufgaben die Netzsicherheit gewährleistet ist und Auswirkungen wie dauerhafte Grenzwertverletzungen (Betriebsspannungen, Spannungsbänder, Kurzschlussleistungen) und Betriebsmittelüberlastungen (Strombelastungen) nicht auftreten. Das bedeutet, dass das Netz auch dann noch sicher be-

trieben werden kann, wenn *ein* Betriebsmittel des Netzes ausfällt. Außerdem darf es nicht zu Versorgungsunterbrechungen, Folgeauslösungen durch weitere Schutzgeräte mit der Gefahr einer Störungsausweitung, Verlust der Stabilität von Erzeugungseinheiten oder der Unterbrechung von Übertragungen führen. Die (n–1)-Sicherheit ist integraler Bestandteil der Netzbetriebsplanung.

Nennfrequenz

Die Nennfrequenz des deutschen (und europäischen) Verbundnetzes beträgt 50,00 Hz.

Nennleistung

Nennleistung bezeichnet die Leistung, die eine Erzeugungseinheit dauerhaft abgeben kann, ohne Schaden zu nehmen. Bei elektrischen Verbrauchern bezeichnet sie die Leistung, die dauerhaft aufgenommen wird, ohne, dass der Verbraucher Schaden nimmt.

Netzknoten

Ein Netzknoten bezeichnet eine Stelle im Netz, an dem zwei oder mehr Leitungs- und Kabelstromkreise zusammengeschaltet sind. Üblicherweise handelt es sich dabei um Schaltanlagen oder Umspannwerke.

Netztopologische Maßnahmen

Netztopologische Maßnahmen (oder topologische Maßnahmen) bezeichnen Umschaltungen im Netz zur Verlagerung von Lastflüssen.

Normalbetrieb

Normalbetrieb bezeichnet den ungestörten Betrieb des Netzes. Er ist gekennzeichnet durch die Versorgung aller Kunden, Einhaltung aller Grenzwerte sowie der Einhaltung des (n–1)-Kriteriums.

Phasenschieber

Als Phasenschieberbetrieb wird eine Betriebsart eines Synchrongenerators bezeichnet, bei der ausschließlich Blindleistung aus dem Netz bezogen oder in das Netz abgegeben wird. Die Wirkleistungsabgabe ist hierbei null.

Primärregelung

Die Primärregelung begrenzt Frequenzschwankungen im Sekundenbereich.

Querregeltransformator

Querregeltransformator (auch Phasenschiebertransformator oder Querregeltransformator) bezeichnet ein Netzelement, mit denen Lastflüsse gezielt gesteuert werden können.

Redispatch

Redispatch bezeichnet den Eingriff in den marktbasierten Fahrplan der Erzeugungseinheiten zur Verlagerung der Kraftwerkseinspeisungen, um Leitungsüberlastungen vorzubeugen (präventiver Redispatch) oder Leitungsüberlastungen zu beheben (kurativer Redispatch).

RAAS

Real Time Awareness and Alarm System. System zum Datenaustausch zwischen den Mitgliedern der Transmission System Operator Security Cooperation (→ TSC), bei dem eine IT-gestützte gegenseitige Information über den Systemzustand in den Netzen der Mitglieder mit Apelfarben stattfindet.

Regelzone

In der Regelzone hält der Übertragungsnetzbetreiber ständig das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch. Dazu wird Primär- und Sekundärregelung automatisiert eingesetzt.

Reserveleistung

Reserveleistung bezeichnet die Leistung, die vorgehalten wird, um Abweichungen in der Leistungsbilanz zwischen erwarteter und tatsächlicher Last auszugleichen.

RLM

Bezeichnet die Registrierende Leistungsmessung. Bei der registrierenden Leistungsmessung wird im Abstand von 15 Minuten (Strom) bzw. 60 Minuten (Gas) der Verbrauch erfasst um den Lastgang aufzuzeichnen. Die registrierende Leistungsmessung wird in der Regel bei Großabnehmern (Industrie, Gewerbe) eingesetzt.

Sammelschiene

Eine Sammelschiene ist eine Anordnung von Leitern, die als zentraler Verteiler von elektrischer Energie dienen. An die Sammelschienen sind alle ankommenden und abgehenden Leitungen angeschlossen. Sie befinden sich üblicherweise in Schaltanlagen und Umspannwerken.

Scheinleistung

Scheinleistung ist die geometrische Summe aus Wirk- und Blindleistung. Sie ist maßgeblich für die Auslegung der Netzbetriebsmittel.

Sekundärregelung

Die Sekundärregelung regelt Leistungsungleichgewichte automatisch innerhalb von fünf Minuten aus. Die Sekundärregelung wird nach 30 Sekunden automatisch aktiviert. Die Sekundärregelleistung wird aus thermischen Kraftwerken und Pumpspeicherkraftwerken bereitgestellt.

Sicherheitsbedingte Maßnahmen (SiV-Maßnahmen)

Sicherheitsbedingte Maßnahmen (SiV-Maßnahmen) sind eine besondere Form von marktbezogenen Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz. Bei den SiV-Maßnahmen (sog. sicherheitsbedingte regelzoneninterne Verkäufe) kauft 50Hertz im untertägigen Handel Strom an der Börse ein und verkauft diesen Strom an in der Regelzone von 50Hertz gelegene Kraftwerke. Die Kraftwerke senken ihre Produktion entsprechend ein, so dass netto – analog dem Redispatch – ein dem Engpass entgegen gerichteter und damit ein den Engpass entlastender Leistungsfluss entsteht.

Sonderschaltzustand

Sonderschaltzustand bezeichnet einen vom im normalen Betrieb abweichenden Zustand der Netztopologie.

Spannungshaltung

Die Spannungshaltung dient der Aufrechterhaltung eines akzeptablen Spannungsprofils im gesamten Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz in Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarf des Netzes und der Kunden erreicht.

Strategische Reserve

Unter strategischer Reserve versteht man Erzeugungseinheiten, die zur Deckung außergewöhnlicher Spitzenlasten vorgehalten werden, normalerweise allerdings nicht zur Deckung der Last benötigt werden.

Spitzenlast

Spitzenlast ist die maximale Last, die innerhalb eines definierten Zeitraumes auftritt und zu deren Deckung das Netz in der Lage sein muss.

Transmission Code

Der Transmission Code legt technische Mindestanforderungen für den Betrieb des Übertragungsnetzes, den Anschluss von Erzeugungseinheiten an das Übertragungsnetz sowie die Benutzung von Kuppelleitungen zwischen Übertragungsnetzen fest.

TSC

Transmission System Operator Security Cooperation. Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz (Deutschland), Amprion (Deutschland), ČEPS (Tschechien), ELES (Slovenien), HEP (Kroatien), MAVIR (Ungarn), PSE-O (Polen), Swissgrid (Schweiz), TenneT (Niederlande und Deutschland), TransnetBW (Deutschland), APG (Österreich), VKW-Netz (Österreich) zur Erhöhung der Systemsicherheit im Verbundnetz.

Übertragung

Die Übertragung im elektrizitätswirtschaftlichen Sinn ist der technisch-physikalische Vorgang der zeitgleichen Einspeisung von elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen und einer korrespondierenden Entnahme elektrischer Leistung an einer oder mehreren Übergabestellen eines Netzes.

Versorgungsunterbrechung

Versorgungsunterbrechung ist die Unterbrechung der Versorgung eines oder mehrerer Kunden von länger als einer Sekunde.

Vertikale Netzlast

Die vertikale Netzlast ist die vorzeichenrichtige Summe aller Übergaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen zu Verteilernetzen und Endverbrauchern.

Wirkleistung

Wirkleistung ist die elektrische Leistung, die in eine andere Leistung, z. B. mechanische, thermische, akustische usw., umgewandelt werden kann. Sie bildet zusammen mit der Blindleistung die Scheinleistung.